

原子力規制庁 御中

平成27年度原子力施設等防災対策等委託費
(高経年化技術評価高度化(経年プラントの総合的な
安全評価手法に関する研究)) 事業

成果報告書

平成28年2月

本報告書は、原子力規制委員会 原子力規制庁の委託事業「平成２７年度
原子力施設等防災対策等委託費（高経年化技術評価高度化（経年プラントの総合的な安全評価手法に関する研究））事業」として実施された研究の成果物である。

要 旨

本プロジェクトでは、平成 26 年度までに、設計基準事象を超えるシナリオを想定した深層防護レベル 4 層を考慮した評価指標及び評価手法を確立し、加圧水型原子力発電所に対して経年プラントの深層防護レベル 4 層の安全裕度確保のための注目すべき設備・機器を定量的に抽出した結果及び同評価結果による個々の設備・機器の安全裕度の低下がプラントのシステム安全に及ぼす影響について評価した。本年度は、プロジェクトの最終年度として、既開発の評価手法を信頼性の高い、トレーサブルな計算コードとして確立すると共に、運転開始後 30 年を超えて運転する経年プラントの健全性評価をより確かなものとするため、高経年化技術評価に対して最新知見を取り入れて、材料の経年劣化進展に伴う安全裕度の低下に係る評価手法の導入や評価精度の改善を図った。さらに、沸騰水型原子力発電所の評価結果を加え、深層防護レベル 4 層を考慮した評価指標及び評価手法の使い勝手の向上と入力整備法の整理、並びに材料の経年劣化などプラントの経年対応と様々な外力レベルに対して評価ツールの使用方法など、一連の流れをまとめたマニュアルを整備した。

ABSTRACT

As a result of the project on aging plant, the safety indexes, e.g., the resilience index and the probabilistic risk index, and their evaluation procedures have been established based on the scenario for the defense depth level 4 in multiple protections beyond the design basis accident, major systems and components of aging PWR plants have been screened for securing sufficient safety margins against the defense depth level 4 and then the effect of degradation of each system or component on the safety margins under miscellaneous internal and external conditions has been evaluated. The targets of the project of the final fiscal year were to establish the evaluation procedures as standard codes with sufficient reliability and traceability, to establish how to use the codes for evaluating the safety margins for aging plants with more than 30 years operational histories based on the latest aging evaluation technologies, and then, to improve the evaluation procedures of the safety margin under structural material degradation and their accuracies based on the case studies. Furthermore, evaluation of the safety margins for aging BWR plants was carried out, and then, the safety indexes and their evaluation procedures for the defense depth level 4 were improved based on the experience with their applications, and how to use them by preparing major input data, evaluating aging factors e.g., material degradations, and relating responses of plant systems and components under external disturbance, e.g., earthquake and tsunami, was summarized as their total application manual.

平成27年度原子力施設等防災対策等委託費（高経年化技術評価高度化
（経年プラントの総合的な安全評価手法に関する研究））事業

目 次

1. 序論	1-1
1.1 事業目的	1-1
1.2 事業項目	1-1
1.3 事業実施体制	1-1
1.4 実施スケジュール	1-1
1.5 実施概要	1-2
2. 経年プラントの総合的な安全評価手法開発に関する調査研究	2-1
2.1 深層防護レベル4層を対象とした重大事故等対策設備の抽出分析	2-1
2.1.1 重大事故等対策設備の概要	2-1
2.1.2 深層防護レベル4層を対象とした重大事故等対策設備の抽出	2-2
2.1.3 深層防護レベル4層を対象とした重大事故等対策設備の分析	2-30
参考文献	2-31
2.2 経年劣化や保全活動の効果・影響を表す指標・評価手法の検討	2-32
2.2.1 検討の概要	2-32
2.2.2 レジリエンス指標	2-32
2.2.3 保全指標	2-45
参考文献	2-83
2.2.4 原子力発電所プラントにおける教育・訓練の調査結果	2-83
参考文献	2-124
2.3 安全性を表す指標・評価手法の検討	2-125
2.3.1 経年プラントのリスク指標に対する考え方	2-125
2.3.2 深層防護レベル4層に着目したリスク指標の提案	2-132
参考文献	2-135
2.4 安全裕度の評価指標及び評価手法の整理	2-136
2.4.1 前提条件と全体フロー	2-138
2.4.2 各手順の概要	2-142
参考文献	2-149
3. レジリエンス指標評価ツールのVBA化	3-1
3.1 レジリエンス指標評価ツールのVBA化	3-1
3.1.1 VBA化の必要性	3-1
3.1.2 プログラムで用いた評価手法	3-4
3.1.3 並列関係の取りまとめ処理	3-20
3.1.4 プログラムの実行および結果	3-27

3.2 レジリエンス指標評価のためのシーケンス表の自動生成	3-33
3.2.1 シーケンス表の自動生成の目的	3-33
3.2.2 グラフとしてのフロー図	3-33
3.2.3 フロー図のグラフとしての特徴	3-33
3.2.4 何をすればよいのか	3-34
3.2.5 グラフ理論の用語	3-35
3.2.6 シーケンス表生成アルゴリズムの概要	3-37
3.2.7 フロー図の絵描き方	3-44
4. 加圧水型原子力発電所に対する経年プラントの総合的な安全評価	4-1
4.1 評価フローに基づく感度解析	4-1
4.1.1 2次冷却系からの除熱機能喪失シナリオ	4-1
4.1.2 全交流電源喪失シナリオ	4-12
4.2 安全性を表す指標・評価手法の適合性に関する感度解析	4-20
4.2.1 リスク評価モデルの構築	4-20
4.2.2 経年プラントの総合的な安全評価	4-62
参考文献	4-66
5. 沸騰水型原子力発電所に対する経年プラントの総合的な安全評価に関する調査研究	5-1
5.1 マネージメントフロー	5-1
5.1.1 BWR-5 の概要	5-1
5.1.2 評価対象としたマネージメントフロー	5-5
5.1.3 BWR-5 の新基準対応申請書から見たマネージメントフロー	5-7
5.1.4 外部電源トリップ時の対応	5-10
5.1.5 深層防護レベル4対応のマネージメントフロー	5-18
5.1.6 レジリエンス評価および PRA 評価のためのマネージメントフロー	5-31
5.1.7 マネージメントフローに係る主要データの入手	5-33
5.1.8 故障率データの無い機器の既存データの代用	5-38
5.1.9 外力の評価法	5-39
参考文献	5-40
5.2 レジリエンス指標	5-41
5.2.1 入力データ	5-41
5.2.2 解析結果とその評価	5-47
5.3 安全性を表す指標・評価手法の適合性分析	5-52
5.3.1 リスク評価モデルの構築	5-52
5.3.2 経年プラントの総合的な安全評価	5-63
参考文献	5-70
6. 経年プラント全体を体系的に捉えた安全裕度の評価手法マニュアルの整備	6-1
6.1 信頼性と故障率	6-1
6.1.1 設備としての信頼性、故障率	6-1
6.1.2 多要素から構成される設備としての信頼性、故障率	6-2

6.1.3 経年劣化の影響	6-2
6.2 外力の影響評価法	6-2
6.2.1 影響評価対象とする外力の種類	6-2
6.2.2 外力の要求機能充足率への影響	6-3
6.2.3 外力の要求機能充足率への影響の具体例	6-4
6.3 経年化の影響評価法	6-4
6.3.1 構造材及び電気部品の経年劣化の設備信頼性に及ぼす影響	6-4
6.3.2 構造材の経年劣化	6-5
6.3.3 電気材料の経年劣化	6-7
6.3.4 経年劣化評価の事例	6-7
参考文献	6-32
7. 事業成果のまとめと隘路事項	7-1
7.1 事業成果のまとめ	7-1
7.1.1 事業目的	7-1
7.1.2 事業項目	7-1
7.1.3 事業実施体制	7-1
7.1.4 実施スケジュール	7-1
7.1.5 実施概要	7-1
7.1.6 事業進捗の管理と成果報告の実施	7-2
7.2 隘路事項	7-3
8. 結論	8-1
8.1 結論	8-1
8.2 今後の展開	8-2
9. 記号、略語の説明	9-1
付録1 レジリエンス指標試計算ツールマニュアル	付 1-1
付録2 イベントツリー評価用ツールマニュアル	付 2-1

平成 27 年 4 月 13 日から、平成 28 年 2 月 15 日まで

1.5 実施概要

(1) 加圧水型原子力発電所に対する感度解析結果の整理

1) 実施内容

「平成 26 年度高経年化技術評価高度化事業（経年プラントの総合的な安全評価手法に係る調査研究）」で提案された設計基準事象を超えるシナリオを想定した深層防護レベル 4 層を考慮した評価指標及び評価手法を活用し、加圧水型原子力発電所に対して経年プラントの深層防護レベル 4 層の安全裕度として注目すべき設備・機器を定量的に抽出した結果及び同評価結果による個々の設備・機器の安全裕度の低下がプラントのシステム安全に及ぼす影響について、高経年化技術評価における経年劣化事象との関係を整理する。

また、以下に示す沸騰水型原子力発電所の評価結果を参照し、深層防護レベル 4 層を考慮した評価指標としての十分性を判断し再評価を加えて、加圧水型と沸騰水型の評価レベルを合わせる。

2) 実施の方法

「平成 26 年度高経年化技術評価高度化事業（経年プラントの総合的な安全評価手法に係る調査研究）」では、加圧水型原子力発電所における 3 ループプラントを代表プラントとし、また、外部電源喪失及び非常用ディーゼル発電機の起動失敗を事故シナリオとして、著しい炉心損傷への進展を防止できる設計対策（S A 対策－Ⅰ）及び格納容器の機能損失を防止できる設計対策（S A 対策－Ⅱ）に関するリスク評価手法による感度解析が試行的に実施された。具体的には、同解析では選択した事故シナリオに対するアクシデントマネジメント策を展開し、プラントのシステム安全レベルが回復する能力（対策の有効性）を評価することで、リスク指標の算出で対象となるシビアアクシデント対策設備を抽出していた。また、抽出されたシビアアクシデント対策設備に対して時間による劣化の進展を考慮した機器の故障確率を用いたリスク指標の算出が行われた。（リスク指標の算出では、シビアアクシデント対策設備の機器に対して、これまでのリスク増分を基に今後考えられるリスク増分を時間による劣化の進展に考慮した評価が行われた。）

平成 27 年度は、上記の作業により抽出された深層防護レベル 4 層として注目すべき機器、構造物、計装系等の設備が経年プラントのシステム安全に及ぼす影響について、高経年化技術評価における経年劣化事象との関係を交え整理する。

これまでは経年劣化に影響する個々の事象・現象に着目した評価を試みてきたが、平成 27 年度は経年プラントのシステム安全を機器、構造、計測系等の設備を始点として評価することで、設備の安全裕度の低下がいずれの事象・現象に支配されるかを見極めることができ、従来の経年劣化事象評価の成果に基づいたきめ細かい評価が可能となる。

また、平成 27 年度に実施する沸騰水型原子力発電所の評価結果に基づき、上記評価結果の妥当性に対して再評価を加え、加圧水型/沸騰水型原子力発電所のいずれにも同じ視点での評価が可能である指標、手法であることを確認する。

(2) 沸騰水型原子力発電所に対する感度解析及び感度解析結果の整理

1) 実施内容

「平成26年度高経年化技術評価高度化事業（経年プラントの総合的な安全評価手法に係る調査研究）」における加圧水型原子力発電所に対する経年プラントの総合的な安全評価に関する調査研究で提案された評価指標及び評価手法を活用し、同様の感度解析を沸騰水型原子力発電所に対して実施する。

また、同解析により経年プラントの深層防護レベル4層の安全裕度として注目すべき設備・機器を定量的に抽出した結果及び同解析結果による個々の設備・機器の安全裕度の低下がプラントのシステム安全に及ぼす影響を評価するとともに、高経年化技術評価における経年劣化事象との関係を整理する。

2) 実施の方法

「平成26年度高経年化技術評価高度化事業（経年プラントの総合的な安全評価手法に係る調査研究）」における加圧水型原子力発電所に対する経年プラントの総合的な安全評価に関する調査研究で提案された設計基準事象を超えるシナリオを想定した深層防護レベル4層を考慮した評価指標及び評価手法を活用し、加圧水型原子力発電所における3ループプラントで試行的に実施した感度解析と同等の方法により、沸騰水型原子力発電所におけるBWR5プラントを代表プラントとしてSA対策－Ⅰ及びSA対策－Ⅱに関する感度解析を実施する。

本感度解析では、少なくとも1ケースは、加圧水型原子力発電所に対する解析と同じく、外部電源喪失及び非常用ディーゼル発電機の起動失敗を事故シナリオとして実施し、加圧水型及び沸騰水型の両炉系の感度解析の結果を的確に比較可能とする。

感度解析においては、評価に使用した入力条件を明確にするとともに、得られた評価結果から経年プラントにおけるSA対策－Ⅰ及びSA対策－Ⅱに対する原子力プラントの総合的な安全裕度について定量的に示し、同結果を用いて経年プラントにおける深層防護レベル4層として注目すべき機器、構造物、計装系等の設備を抽出する。

また、上記の作業により抽出された深層防護レベル4層として注目すべき機器、構造物、計装系等の設備が経年プラントのシステム安全に及ぼす影響について高経年化技術評価における経年劣化事象との関係を交え整理する。

これらを実施することにより、前ページの(1)項にも述べたとおり、経年プラントのシステム安全を機器、構造、計測系等の設備を始点として評価することで、設備の安全裕度の低下がいずれの事象・現象に支配されるかを見極めることができるようになり、従来の経年劣化事象評価の成果に基づいたきめの細かい評価が可能となる。

なお、入力条件は、公知の情報、実施者が有する情報、実施者が本事業で調査した情報等を用いる。ただし、非公開情報は含まないこととする。

(3) 経年プラント全体を体系的に捉えた安全裕度の評価手法マニュアルの整備

1) 実施内容

「（１）加圧水型原子力発電所に対する感度解析結果の整理」及び「（２）沸騰水型原子力発電所に対する感度解析及び感度解析結果の整理」で活用した設計基準事象を超えるシナリオを想定した深層防護レベル４層を考慮した評価指標及び評価手法、並びに評価結果の整理方法について、一連の流れをまとめたマニュアルを整備する。

本マニュアルにおいては、経年プラントの SA 対策を評価する上での判断基準に資する項目を加える。さらに、評価指標及び評価手法のソフトの V&V 評価を行い、ソフトの妥当性を明示する。

平成 27 年度報告書では、平成 26 年度の PWR に関する評価に加えて、BWR に関する評価も加え、報告書全体として、安全評価手法の使用マニュアルとなるようにまとめる。

2) 実施の方法

前記した「（１）加圧水型原子力発電所に対する感度解析結果の整理」及び「（２）沸騰水型原子力発電所に対する感度解析及び感度解析結果の整理」で活用した設計基準事象を超えるシナリオを想定した深層防護レベル４層を考慮した評価指標及び評価手法、並びに評価により抽出された深層防護レベル４層として注目すべき機器、構造物、計装系等の設備が経年プラントのシステム安全に及ぼす影響について高経年化技術評価における経年劣化事象との関係を交え整理する方法について、一連の流れをまとめたマニュアルを整備する。

本マニュアルにおいては、経年プラントの SA 対策を評価する上での判断基準に資する項目を加える。

上記評価手法マニュアルの整備に先だって、評価実施者による評価結果の差異（ユーザー依存性）の発生を抑制するために、既開発の①レジリエンス解析と②リスク解析のソフトの VBA 化と共通入力データの固定化によるソフトの安定化を図り、さらに V&V 評価を実施して、評価ソフトの透明性とトレーサビリティを確保する。

また、加圧水型原子力発電所における 3 ループプラント及び沸騰水型原子力発電所における BWR 5 プラントに対する評価及び整理について、事例評価【解析事例集】としてまとめる。

なお平成 27 年度事業の実施にあたり、評価指標及び評価手法を開発するために平成 23 年度以降に実施した委託事業の事業報告書を活用する。

(4) 事業進捗の管理と成果報告の実施

1) 実施内容

本事業で実施する（１）、（２）及び（３）の各項目について、研究計画に対する進捗度の確認、研究目標に対する実施内容の妥当性の確認、研究成果の取りまとめ等に係る管理を行い、事業開始時説明、中間成果報告及び最終成果報告を行う。

2) 実施の方法

本事業で実施する「（１）加圧水型原子力発電所に対する感度解析結果の整理」、「（２）沸騰水型原子力発電所に対する感度解析及び感度解析結果の整理」及び「（３）経年プ

ラント全体を体系的に捉えた安全裕度の評価手法マニュアルの整備」に対して、研究計画の確認や進捗度の把握、研究目標に対する実施内容の妥当性の確認及び研究成果の取りまとめ等に係る管理を行う。

上記の管理において、発注者と1～2ヶ月に1回程度の打ち合わせを行う。また、発注者との打ち合わせにおける議事録、並びに月ごとの研究の進捗状況、課題状況及び課題への対応案をまとめた月報を提出する。

また、両者は研究計画の推進に合わせて、結果の評価、検討結果を共有し、研究成果の円滑な活用を目指して、打合せを行う。

また、「(1) 加圧水型原子力発電所に対する感度解析結果の整理」、「(2) 沸騰水型原子力発電所に対する感度解析及び感度解析結果の整理」及び「(3) 経年プラント全体を体系的に捉えた安全裕度の評価手法マニュアルの整備」について、事業開始時における計画の説明、中間での進捗状況及び成果取りまとめ状況の報告(3ヶ月に1回程度)、並びに最終成果取りまとめ報告を実施する。

なお、平成27年度の本事業を実施するにあたり、必要に応じて本事業の前年度実施に当たった事業者からの報告書を基にこれまでの事業の状況について、原子力規制庁担当官から引継ぎを受ける。

なお、前述の感度解析等の実施にあたり、解析のためのプログラムの開発又は前年度実施にあたった受託事業者から納品されたプログラムの改良が必要となると想定される。この場合、以下のPC動作環境で利用できるものとし、開発又は改良を実施したプログラムのPCへのアップロード説明書、使用説明書、取扱説明書及びプログラムのソースコードを納品物に含める。

イ) PC ソフトウェア環境

- ・ OS : Windows 7 Professional SP1
- ・ 標準インストールソフト

Microsoft Office 2010 (PowerPoint, Excel, Word, Access, Outlook)

一太郎 Government 6

Adobe Reader X

Internet Explorer 8

ロ) 開発言語・プログラム開発環境に関する留意事項

- ・ PC ソフトウェア環境、プログラムの維持・メンテナンス及び機能の改良性・拡張性を考慮して、VBA (Visual Basic for Applications) を使用する。

2. 経年プラントの総合的な安全評価手法開発に関する調査研究

本事業最終年度は、平成26年度までの成果に則り、安全評価指標、すなわち、レジリエンス評価指標及び確率論的リスク評価指標、を使用し、先に開発された評価手法を原則的に踏襲し、レジリエンス評価手法のVBAコードを行った。事業の主眼は、高経年化に係る材料の劣化評価法の確立など、評価指標とその評価手法の適用法の改良、確立とその使用マニュアル化である。このため、本章は昨年度までの成果であるが、最終報告としてまとめるに当たり、本章が欠落すると、報告書全体を理解することが難しくなるため、あえて手を加えることなく、2.1節から2.4節までをほとんど手を加えることなく残した。

2.1 深層防護レベル4層を対象とした重大事故等対策設備の抽出分析

本事業の目的は、運転開始後30年を超えて運転する経年プラントの健全性評価を確かなものとするため、高経年化技術評価に対して最新知見を取り入れて、材料の経年劣化進展に伴う安全裕度の低下に係る予測手法の導入や予測精度の改善を図るものである。

2.1.1 重大事故等対策設備の概要

原子力規制庁の新規制基準では、重大事故対策における要求事項として、共通項目を含め、以下に示す21項目を定めている。

(1) 共通事項

- 1) 重大事故対処設備に対する要求事項
 - 2) 復旧作業に対する要求事項
 - 3) その他の要求事項
- (2) 手順書の整備、訓練の実施、体制の整備
 - (3) 原子炉停止対策
 - (4) 原子炉冷却材高圧時の冷却対策
 - (5) 原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策
 - (6) 原子炉冷却材低圧時の冷却対策
 - (7) 事故時の重大事故防止対策における最終ヒートシンク確保対策
 - (8) 格納容器内雰囲気の冷却・減圧・放射性物質低減対策
 - (9) 格納容器の過圧破損防止対策
 - (10) 格納容器下部に落下した熔融炉心の冷却対策
 - (11) 格納容器内の水素爆発防止対策
 - (12) 原子炉建屋等の水素爆発防止対策
 - (13) 使用済燃料貯蔵プールの冷却、遮へい、未臨界確保対策
 - (14) 補給水・水源の確保対策
 - (15) 電源確保対策
 - (16) 制御室
 - (17) 緊急時対策所
 - (18) 計装設備

- (19) モニタリング設備
- (20) 通信連絡設備
- (21) 敷地外への放射性物質の拡散抑制対策

これらは、大きく①炉心損傷防止対策（複数の機器の故障を想定）、②格納容器破損防止対策、③放射性物質の拡散抑制の3種類の対策を要求している。この中で、③に分類される「(21) 敷地外への放射性物質の拡散抑制対策」は、格納容器内に放射性物質を閉じ込める機能が大きく損なわれた状況下で、公衆被ばくと環境汚染の防止を緩和するためのものであることから、深層防護レベルの5層に該当する設備と考えられる。よって、本調査では③を除く、①と②についての調査を行う。

調査は、事業開始(平成26年9月)時点で、新規制基準への適合審査が進んでいる3ループPWRプラントを対象とした。

2.1.2 深層防護レベル4層を対象とした重大事故等対策設備の抽出

(1) 抽出に当たっての考え方

新規制基準では、重大事故対策の有効性評価における基本的要求事項として、以下を示している。

- 炉心損傷防止対策に係る有効性評価：原子炉設置者は、炉心の著しい損傷のおそれがある設計基準事故を超える事故の発生を想定し、炉心の著しい損傷に至るのを防止するための適切な措置を講じなければならない。
- 格納容器破損防止対策に係る有効性評価：原子炉設置者は、炉心の著しい損傷に伴って発生するおそれのある格納容器破損モードを想定し、格納容器が破損に至るのを防止するための適切な措置を講じなければならない。

そして、炉心損傷防止対策と格納容器破損防止のそれぞれの有効性評価の詳細として、以下を示している。

1) 炉心損傷防止対策に係る有効性評価

原子力規制委員会は、PWRとBWRそれぞれに対して、必ず有効性評価の対象とすべき事故シーケンスグループを指定している。その事故シーケンスグループを表2-1に示す。BWRは7事故シーケンスグループ、PWRは8事故シーケンスグループが指定されている。

表 2-1 原子力規制委員会が指定する事故シーケンスグループ

BWR	PWR
● 高圧・低圧注水機能喪失 ● 高圧注水・減圧機能喪失 ● 全交流電源喪失 ● 崩壊熱除去機能喪失 ● 原子炉停止機能喪失 ● LOCA 時注水機能喪失 ● 格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）	● 2次系からの除熱機能喪失 ● 全交流電源喪失 ● 原子炉補機冷却水系機能喪失 ● 格納容器の除熱機能喪失 ● 原子炉停止機能喪失 ● ECCS 注水機能喪失 ● ECCS 再循環機能喪失 ● 格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA、蒸気発生器伝熱管破損）

これらの事故シーケンスグループに加え、個別プラントに対して実施した内的事象 PRA 及び外的事象 PRA（または、それらに代替する評価）の結果に基づき、表 2-1 に示した事故シーケンスグループ以外の事故シーケンスグループが抽出された場合には、それらを有効性評価の対象として追加することを求めている。

2) 格納容器破損防止対策に係る有効性評価

原子力規制委員会は、必ず有効性評価の対象とすべき格納容器破損モードを指定している。

- 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
- 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
- 炉外の溶融燃料－冷却材相互作用
- 水素燃焼
- 格納容器直接接触（シェルアタック）
- 溶融炉心・コンクリート相互作用

これらの格納容器破損モードに加え、個別プラントに対して実施した内的事象 PRA 及び外的事象 PRA（または、それらに代替する評価）の結果に基づき、上記に示した格納容器破損モード以外の格納容器破損モードが抽出された場合には、それらを有効性評価の対象として追加することを求めている。

このように、原子力規制委員会は重大事故対策の有効性について、事故シーケンスグループ及び格納容器破損モードの観点から捉えていることを踏まえると、深層防護レベル 4 層の安全裕度を評価する観点からは、それぞれの事故シーケンスグループ及び格納容器破損モードの観点から対策を抽出することが、事業目的に合致していると考えられる。

(2) 事故シーケンスグループ別及び格納容器破損モード別の SA 対策

川内原子力発電所 1 号機及び 2 号機で考慮されている事故シーケンスグループ別の炉心損傷防止対策（SA 対策-I）を表 2-2 に示す。8 つの事故シーケンスグループに対して、重複を含む 11 の SA 対策-I が示されている。

また、格納容器破損モード別の格納容器破損防止対策（SA 対策-II）を表 2-3 に示す。4 つの格納容器破損モードに対して、重複を含む 5 つの SA 対策-II が示されている。なお、調査対象資料には、炉外の溶融燃料－冷却材相互作用については考慮しない旨が記載されているが、格納容器直接接触（シェルアタック）に対する記載はなかった。

代表的な SA 対策-I 及び SA 対策-II について、その概要を示す。

表 2-2 川内原子力発電所 1 号機及び 2 号機の炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ	主要な対策
2 次冷却系からの除熱機能喪失	● 高圧注入系による炉心注入と加圧器逃がし弁手動開により 1 次系減圧を行うフィードアンドブリード
全交流動力電源喪失	● 主蒸気逃がし弁及び補助給水ポンプを用いた、蓄圧注入を促進するための 2 次系強制冷却 ● 移動式大容量発電機による代替電源設備 ● 常設電動注入ポンプによる代替炉心注入
原子炉補機冷却機能喪失	● 主蒸気逃がし弁注及び補助給水ポンプを用いた蓄圧注入を促進するための 2 次系強制冷却 ● 常設電動注入ポンプによる代替炉心注入
原子炉格納容器の除熱機能喪失	● 格納容器再循環ユニットに原子炉補器冷却水を通水し、原子炉格納容器内の水蒸気を凝縮させて、原子炉格納容器内を除熱する格納容器内自然対流冷却
原子炉停止機能喪失	● 多様化自動作動設備による自動主蒸気隔離及び補助給水ポンプの自動起動
ECCS 注水機能喪失	● 主蒸気逃がし弁注及び補助給水ポンプを用いた、低圧注入を促進するための 2 次系強制冷却
ECCS 再循環機能喪失	● 格納容器スプレイポンプ及び格納容器スプレイ系と余熱除去系を接続する配管を用いた代替再循環
格納容器バイパス	● ECCS 等により原子炉への注入を確保しつつ、主蒸気逃がし弁及び補助給水ポンプを用いた蒸気発生器による冷却並びに加圧器逃がし弁を用いた原子炉の減圧により漏洩を抑制し、余熱除去系による炉心冷却を実施するクールダウンアンドリサーキュレーション

出典：[1] p. 10(1)－4－15、第 4.2.1 表

表 2-3 川内原子力発電所 1 号機及び 2 号機の格納容器破損防止対策

格納容器破損モード	主要な対策
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器加圧破損／格納容器加温度破損）	● 常設電動注入ポンプによる格納容器内注水 ● 格納容器再循環ユニットに海水を直接通水し、原子炉格納容器内の水蒸気を凝縮させて、原子炉格納容器内を除熱する格納容器内自然対流冷却
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	● 加圧器逃がし弁手動開による 1 次系強制減圧
原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	（考慮しない）
水素燃焼	● 静的触媒式水素再結合装置
溶融炉心・コンクリート相互作用	● 常設電動注入ポンプによる格納容器内注水

出典：[1] p. 10(1)－4－16、第 4.2.4 表

(3) SA 対策-I の例：全交流動力電源喪失への対策の例

1) 対策の概要

全交流動力電源喪失への対策概要を、文献[2]7.1.2.1（p. 10(1)－7－25～26）を基に以下にまとめる。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の出力運転中に、送電系統又は所内主発電設備の故障等により、外部電源が喪失し、常用系補機である 1 次冷却材ポンプ等が機能喪失するとともに、非常用所内交流電源系統が機能喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水、充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる炉心注水、原子炉補機冷却水ポンプによる最終ヒートシンクへの熱の輸送、中央制御室からの主蒸気逃がし弁操作による 1 次系の減温、減圧及び復水タンクへの補給ができなくなる。また、従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し、補機冷却水が必要な機器に期待できなくなるとともに、RCP シール部へのシール水注水機能及びサーマルバリアの冷却機能が喪失することから、RCP シール部からの 1 次冷却材の漏えい等により 1 次系保有水量の減少が生じ、炉心損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、2 次系を強制的に減圧することにより 1 次系を減温、減圧し、炉心注水を行うことにより、炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた 2 次系強制冷却、常設電動注入ポンプによる代替炉心注水を整備する。長期的な冷却を可能とするため、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却、充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプを用いた高圧再循環、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備する。

対応手順の概要を、文献[3]の第 7.1.2.3 図（p. 10(1)－7－17）、ならびに文献[2]の第 7.1.2.4 図（p. 10(1)－7－607）により示す（図 2.1.2-1、図 2.1.2-3）。

2) 具体的な対策

全交流動力電源喪失への具体的な対策手順について、文献[2]7.1.2.1 (3) (p.10(1)－7－27～32) に以下のように記載されている。

a. 全交流動力電源喪失及びプラントトリップの確認

外部電源が喪失し、ディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線への給電に失敗したことを確認し、全交流動力電源喪失と判断するとともに、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

また、主蒸気ライン隔離を行い、蒸気ライン圧力等のループ間偏差により、2次冷却材喪失、蒸気発生器細管漏えいの兆候を継続的に確認する。なお、蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う場合、2次冷却材喪失又は蒸気発生器細管漏えいの兆候が確認されれば、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁により炉心冷却を行う。

b. タービン動補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認

蒸気発生器水位低下によりタービン動補助給水ポンプが起動し、補助給水流量が確立することを確認する。

補助給水流量確立の確認に必要な計装設備は、補助給水流量等である。

c. 1次冷却材漏えい及び漏えい規模の判断

1次系圧力の低下、格納容器内高レンジエリアモニタ指示上昇、格納容器再循環サンプ水位の上昇等により、1次冷却材漏えいの判断を行う。

全交流動力電源喪失時に1次冷却材漏えいが重畳して発生した場合に1次系圧力が蓄圧タンク動作圧力まで急激に低下し、かつ1次系圧力が回復しない状態であれば「1次冷却材喪失事象（大破断）」と判断する。それ以外は「1次冷却材喪失事象（大破断）に至らない漏えい又は漏えいなし」と判断し処置する。

1次冷却材漏えい及び漏えい規模の判断に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

d. 1次冷却材喪失事象（大破断）に至らない漏えい又は漏えいがない場合の対応

大容量空冷式発電機による電源確保、常設電動注入ポンプ起動準備、被ばく低減操作、復水タンクへの供給、使用済燃料ピットへの注水確保及び移動式大容量ポンプ車による格納容器内自然対流冷却の準備を行う。

また、常設電動注入ポンプ起動準備においては、1次冷却材喪失事象（大破断）に至らない漏えい又は漏えいがない場合は、炉心損傷防止のために常設電動注入ポンプの注入先を炉心注水とする。炉心注水を行っている間に炉心出口温度計指示 350°C 以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示 $1 \times 10^5 \text{mSv/h}$ 以上により炉心損傷と判断すれば、注入先を格納容器スプレイに切り替えるとともに炉心損傷の進展防止及び緩和のため、B充てん／高圧注入ポンプ自己冷却運転による炉心注水を行う。

e. 補助給水系機能維持の判断

補助給水ポンプ起動及び補助給水流量計指示が $80\text{m}^3/\text{h}$ 以上確立されていることを確認する。

補助給水系機能維持の判断に必要な計装設備は、補助給水流量等である。

f. 1 次冷却材ポンプシール戻り隔離弁等の閉止

充てん／高圧注入ポンプの起動時の 1 次冷却材ポンプシール温度急変等を防止するために 1 次冷却材ポンプシール戻り隔離弁及び原子炉格納容器隔離弁の閉止を行う。また、非常用炉心冷却設備作動信号の発信に伴い、作動する原子炉格納容器隔離弁の閉止を確認する。

なお、隔離弁等の電源が回復していない場合は、現場にて閉止する。

g. 不要直流電源負荷切離し

直流コントロールセンタの不要直流電源負荷の切離しを行う。

h. 蒸気発生器 2 次側による炉心冷却

事象発生後 30 分以内を目安に主蒸気逃がし弁を現場にて手動で開操作することで、1 次冷却材圧力計指示 $1.7\text{MPa}[\text{gage}]$ （1 次冷却材高温側温度計（広域）指示 208°C ）を目標に減温、減圧を行う。また、目標値となれば 1 次系温度・圧力を維持する。

また、その後の蒸気発生器への注水量確保として、取水用水中ポンプ、中間受槽等による復水タンクへの供給を行う。

蒸気発生器 2 次側による炉心冷却に必要な計装設備は、1 次冷却材高温側温度（広域）等である。

i. 蓄圧注入系動作の確認

1 次系圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。

蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、1 次冷却材圧力である。

j. 不要直流電源負荷切離し（計装用電源負荷切離し）

大容量空冷式発電機からの受電ができない場合、24 時間の直流電源供給を可能とするため、蓄電池（安全防護系用）に加え、蓄電池（重大事故等対処用）を非常用直流母線に接続し、全交流動力電源喪失後、8 時間経過すれば不要直流電源負荷の切離しを行う。

k. 蓄圧タンク出口弁閉止

大容量空冷式発電機等により電源が供給されれば、1 次冷却材圧力計指示が $1.7\text{MPa}[\text{gage}]$ であることを確認し、蓄圧タンクの出口弁を閉止する。

蓄圧タンク出口弁閉止に必要な計装設備は、1 次冷却材圧力等である。

l. 蒸気発生器 2 次側による炉心冷却の再開

蓄圧タンク出口弁を閉止確認後、1 次冷却材圧力計指示 0.7MPa[gage]（1 次冷却材高温側温度計（広域）指示 170℃）を目標に、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による 2 次系強制冷却を再開し、目標値となれば 1 次系温度・圧力を維持する。

蒸気発生器 2 次側による炉心冷却の再開に必要な計装設備は、1 次冷却材高温側温度（広域）等である。

m. 常設電動注入ポンプによる代替炉心注水

常設電動注入ポンプの準備が完了し、1 次冷却材圧力計指示が 0.7MPa[gage]（1 次冷却材高温側温度計（広域）指示 170℃）となれば燃料取替用水タンクを水源とした常設電動注入ポンプによる代替炉心注水を行う。ただし、常設電動注入ポンプの準備が早く整った場合は 1 次冷却材圧力計指示が 0.7MPa[gage]以上であっても、ポンプ吐出圧力以下であれば、炉心注水を開始する。

常設電動注入ポンプによる代替炉心注水に必要な計装設備は、余熱除去ループ流量等である。

常設電動注入ポンプによる注水流量は、早期に 1 次系保有水を回復させるように調整する。

n. アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動

アニュラス部に水素が滞留することを防止するため、現場にてアニュラス空気浄化系ダンパの代替空気供給を行い、アニュラス空気浄化ファンを起動する。

また、中央制御室の作業環境確保のため、現場にて中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を実施し、中央制御室非常用循環系を起動する。

o. 格納容器内自然対流冷却及び高圧再循環運転

LOCA が発生している場合、長期対策として、移動式大容量ポンプ車による A、B 格納容器再循環ユニット、C 充てん／高圧注入ポンプ及び B 余熱除去ポンプへの通水により、格納容器内自然対流冷却及び高圧再循環運転を行う。

海水通水が完了すれば、格納容器内自然対流冷却を行う。

また、格納容器再循環サンプ広域水位計指示 67%以上及び燃料取替用水タンク水位計指示 16%到達を確認し、常設電動注入ポンプによる代替炉心注水から高圧再循環運転へ切り替え、炉心冷却を行う。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器圧力等であり、高圧再循環運転に必要な計装設備は、ほう酸注入ライン流量等である。

p. 蒸気発生器 2 次側による炉心冷却の継続

LOCA が発生していない場合、長期対策として、外部電源が回復すればタービン動補助給水ポンプから電動補助給水ポンプへの切替えを行い、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却を継続的に行う。

蒸気発生器 2 次側による炉心冷却の継続に必要な計装設備は、1 次冷却材高温側温度（広域）等である。

q. 原子炉補機冷却系の復旧作業

保守対応要員の作業時間や原子炉補機冷却水系統の機能喪失要因を考慮し、海水ポンプ用電動機予備品による対応を行うこと等で、原子炉補機冷却水系統の復旧を図る。

3) 対策に使用する設備機器

全交流動力電源喪失における重大事故等対策について、使用する設備ならびに対策手順を関連付けてまとめた表が、文献[2]の第 7.1.2.1 表（p. 10(1)－7－483～487）である（表 2-4～表 2-8）。川内原子力発電所 1 号機、2 号機の設置許可申請書の記載では、右側の 3 列に、常設設備と可搬設備、計装機器に分けて記載されている。

4) 対策に用いる設備機器を含む系統図

全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図を、文献[2]の第 7.1.2.1 図（p. 10(1)－7－604）により示す（図 2.1.2-5）。

5) 具体的な操作及び操作に要する時間・人員

全交流動力電源喪失への対策の具体的な操作及び操作に要する時間・人員について、文献[2]7.1.2.1 (3)（p.10(1)－7－26～27）に以下のように記載されている。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおける 1 号炉及び 2 号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員、重大事故等対策要員（初動）及び重大事故等対策要員（初動後）で構成され、合計 52 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の 2 名、号炉間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の 2 名、運転操作対応を行う運転員 8 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、重大事故等対策要員（初動）は、運転対応要員 8 名及び保守対応要員 12 名、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 4 名である。重大事故発生後 30 分以内に参集できる重大事故等対策要員（初動後）は、保守対応要員 16 名である。

この必要な要員と作業項目についてまとめた図を、文献[3]の第 7.1.2.5 図、第 7.1.2.6 図（p. 10(1)－7－18～20）、ならびに文献[2]の第 7.1.2.6 図（p. 10(1)－7－610）により示す（図 2.1.2-6 から図 2.1.2-9）。

図 2.1.2-1 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要
(重要事故シーケンス「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋RCP シール LOCA」の事象進展)

出典：[3] p. 10(1)－7－17、第 7.1.2.3 図

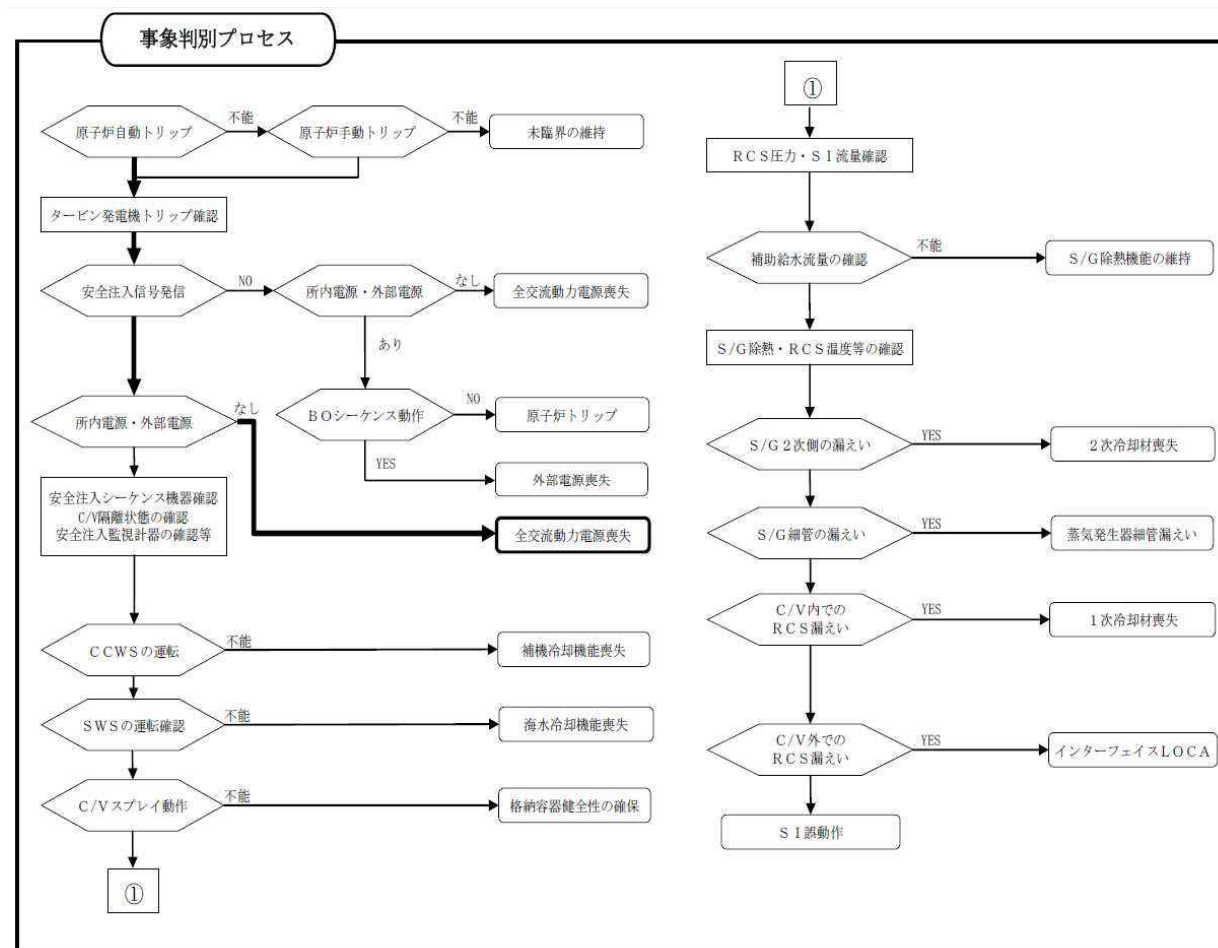


図 2.1.2-2 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 事象判別プロセス抜粋
 (重要事故シーケンス「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCP シール LOCA」の事象進展)
 出典：[3] p. 10(1)－7－17、第 7.1.2.3 図

図 2.1.2-3 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要
(重要事故シーケンス「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失」の事象進展)

出典：[2]p. 10(1)－7－607、第 7.1.2.4 図

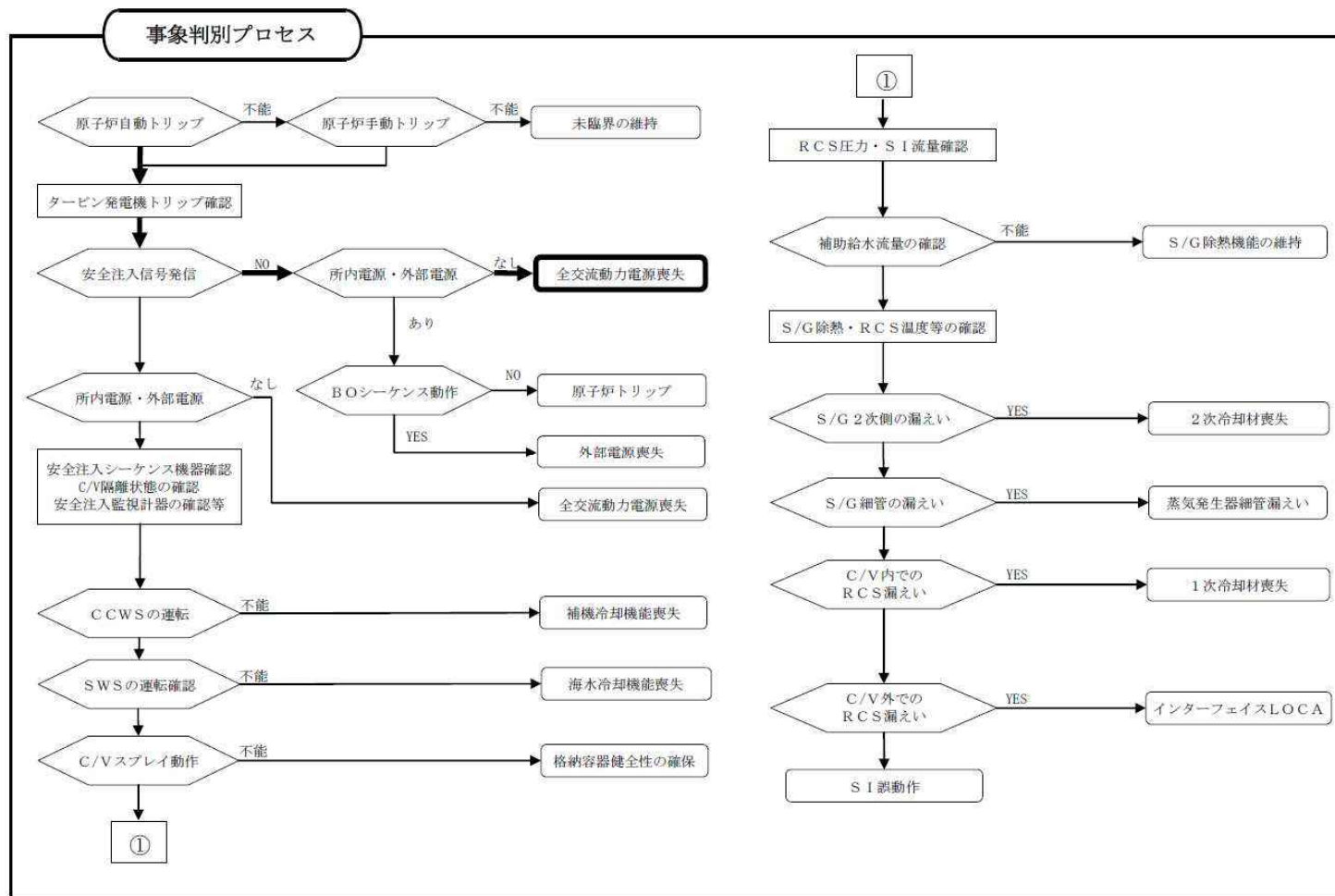


図 2.1.2-4 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 事象判別プロセス抜粋
(重要事故シーケンス「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失」の事象進展)

出典：[2]p. 10(1)－7－607、第 7.1.2.4 図

表 2-4 全交流動力電源喪失における重大事故等対策について（1／5）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
全交流動力電源喪失	・ 外部電源が喪失し、ディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線への給電に失敗したことを確認し、全交流動力電源喪失と判断する。	－	－	－
プラントトリップの確認	・ 事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。 ・ 主蒸気ライン隔離を行い、蒸気ライン圧力等のループ間偏差により、2次冷却材喪失、蒸気発生器細管漏えいの兆候を継続的に確認する。なお、蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う場合、2次冷却材喪失又は蒸気発生器細管漏えいの兆候が確認されれば、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁により炉心冷却を行う。	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束 1次冷却材圧力 加圧器水位 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 蒸気ライン圧力
タービン動補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認	・ 蒸気発生器水位低下によりタービン動補助給水ポンプが起動し、補助給水流量が確立することを確認する。	タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 蒸気発生器	－	蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 補助給水流量 復水タンク水位
早期の電源回復不能判断	・ 中央制御室からの操作による非常用母線の電源回復に失敗した場合は早期の電源回復不能と判断する。	－	－	－
1次冷却材漏えい及び漏えい規模の判断	・ 1次系圧力の低下、格納容器内高レンジエリアモニタ指示上昇、格納容器再循環サンプ水位の上昇等により、1次冷却材漏えいの判断を行う。 ・ 全交流動力電源喪失時に1次冷却材漏えいが重畳して発生した場合に1次系圧力が蓄圧タンク動作圧力まで急激に低下し、かつ1次系圧力が回復しない状態であれば「1次冷却材喪失事象（大破断）」と判断する。それ以外は「1次冷却材喪失事象（大破断）に至らない漏えい又は漏えいなし」と判断し処置する。	－	－	1次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジエリアモニタ(高レンジ) 格納容器内高レンジエリアモニタ(低レンジ) 格納容器再循環サンプ狭域水位 格納容器再循環サンプ広域水位 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 蒸気ライン圧力

出典：[3]第 7.1.2.1 表（p. 10(1)－7－483）

表 2-5 全交流動力電源喪失における重大事故等対策について（2／5）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
1次冷却材喪失事象（大破断）に至らない漏えい又は漏えいがない場合の対応	・ 大容量空冷式発電機による電源確保、常設電動注入ポンプ起動準備、被ばく低減操作、復水タンクへの供給、使用済燃料ピットへの注水確保及び移動式大容量ポンプ車による格納容器内自然対流冷却の準備を行う。 ・ 常設電動注入ポンプ起動準備においては、1次冷却材喪失事象（大破断）に至らない漏えい又は漏えいがない場合は、炉心損傷防止のために常設電動注入ポンプの注入先を炉心注水とする。炉心注水を行っている間に炉心出口温度計指示 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示 1×10 ⁵ mSv/h 以上により炉心損傷と判断すれば、注入先を格納容器スプレイに切り替えるとともに炉心損傷の進展防止及び緩和のため、B充てん／高圧注入ポンプ自己冷却運転による炉心注水を行う。	大容量空冷式発電機 常設電動注入ポンプ 復水タンク 【B充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）】 燃料油貯蔵タンク 大容量空冷式発電機用燃料タンク 大容量空冷式発電機用給油ポンプ	移動式大容量ポンプ車 取水用水中ポンプ 取水用水中ポンプ用発電機 復水タンク補給用水中ポンプ 使用済燃料ピット補給用水中ポンプ 使用済燃料ピット及び復水タンク補給用水中ポンプ用発電機 中間受槽 タンクローリ	格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） 1次冷却材高温側温度（広域）
補助給水系機能維持の判断	・ 補助給水ポンプ起動及び補助給水流量計指示が 80m ³ /h 以上確立されていることを確認する。	タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 蒸気発生器	－	蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 補助給水流量 復水タンク水位
1次冷却材ポンプシール戻り隔離弁等の閉止	・ 充てん／高圧注入ポンプの起動時の1次冷却材ポンプシール温度急変等を防止するために1次冷却材ポンプシール戻り隔離弁及び原子炉格納容器隔離弁の閉止を行う。また、非常用炉心冷却設備作動信号の発信に伴い、作動する原子炉格納容器隔離弁の閉止を確認する。 ・ 隔離弁等の電源が回復していない場合は、現場にて閉止する。	－	－	－
不要直流電源負荷切離し	・ 直流コントロールセンタの不要直流電源負荷の切離しを行う。	蓄電池（安全防護系用）	－	－

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

出典：[3]第 7.1.2.1 表（p. 10(1)－7－484）

表 2-6 全交流動力電源喪失における重大事故等対策について（3／5）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
蒸気発生器 2 次側による炉心冷却	・事象発生後 30 分以内を目安に主蒸気逃がし弁を現場にて手動で開操作することで、1 次冷却材圧力計指示 1. 7MPa〔gage〕（1 次冷却材高温側温度計（広域）指示 208℃）を目標に減温、減圧を行う。また、目標値となれば 1 次系温度・圧力を維持する。 ・その後の蒸気発生器への注水量確保として、取水用水中ポンプ、中間受槽等による復水タンクへの供給を行う。	タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器 燃料油貯蔵タンク	取水用水中ポンプ 復水タンク補給用水中ポンプ 取水用水中ポンプ用発電機 使用済燃料ピット及び復水タンク補給用水中ポンプ用発電機 中間受槽 タンクローリ	蒸気ライン圧力 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 1 次冷却材高温側温度（広域） 1 次冷却材低温側温度（広域） 1 次冷却材圧力 補助給水流量 復水タンク水位
蓄圧注入系動作の確認	・ 1 次系圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。	蓄圧タンク	－	1 次冷却材圧力
不要直流電源負荷切離し（計装用電源負荷切離し）	・大容量空冷式発電機からの受電ができない場合、24 時間の直流電源供給を可能とするため、蓄電池（安全防護系用）に加え、蓄電池（重大事故等対処用）を非常用直流母線に接続し、全交流動力電源喪失後、8 時間経過すれば不要直流電源負荷の切離しを行う。	蓄電池（安全防護系用） 蓄電池（重大事故等対処用）	－	－
蓄圧タンク出口弁閉止	・大容量空冷式発電機等により電源が供給されれば、1 次冷却材圧力計指示が 1. 7MPa〔gage〕であることを確認し、蓄圧タンクの出口弁を閉止する。	蓄圧タンク出口弁 大容量空冷式発電機 燃料油貯蔵タンク 大容量空冷式発電機用燃料タンク 大容量空冷式発電機用給油ポンプ	タンクローリ	1 次冷却材圧力 1 次冷却材高温側温度（広域） 1 次冷却材低温側温度（広域）

出典：[3]第 7.1.2.1 表（p. 10(1)－7－485）

表 2-7 全交流動力電源喪失における重大事故等対策について（4／5）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
蒸気発生器 2 次側による炉心冷却の再開	・蓄圧タンク出口弁を閉止確認後、1 次冷却材圧力計指示 0. 7MPa〔gage〕（1 次冷却材高温側温度計（広域）指示 170℃）を目標に、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による 2 次系強制冷却を再開し、目標値となれば 1 次系温度・圧力を維持する。	タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器	－	蒸気ライン圧力 1 次冷却材圧力 1 次冷却材高温側温度（広域） 1 次冷却材低温側温度（広域） 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 補助給水流量 復水タンク水位
常設電動注入ポンプによる代替炉心注水	・常設電動注入ポンプの準備が完了し、1 次冷却材圧力計指示が 0. 7MPa〔gage〕（1 次冷却材高温側温度計（広域）指示 170℃）となれば燃料取替用水タンクを水源とした常設電動注入ポンプによる代替炉心注水を行う。 ・常設電動注入ポンプの準備が早く整った場合は 1 次冷却材圧力計指示が 0. 7MPa〔gage〕以上であっても、ポンプ吐出圧力以下であれば、炉心注水を開始する。 ・常設電動注入ポンプによる注水流量は、早期に 1 次系保有水を回復させるように調整する。	大容量空冷式発電機 常設電動注入ポンプ 燃料取替用水タンク 燃料油貯蔵タンク 大容量空冷式発電機用燃料タンク 大容量空冷式発電機用給油ポンプ	タンクローリ	加圧器水位 1 次冷却材高温側温度（広域） 1 次冷却材低温側温度（広域） 余熱除去ループ流量 燃料取替用水タンク水位 原子炉容器水位 SA 用低圧炉心注入及びスプレイ積算流量
アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動	・アニュラス部に水素が滞留することを防止するため、現場にてアニュラス空気浄化系ダンパの代替空気供給を行い、アニュラス空気浄化ファンを起動する。 ・中央制御室の作業環境確保のため、現場にて中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を実施し、中央制御室非常用循環系を起動する。	アニュラス空気浄化ファン アニュラス空気浄化微粒子除去フィルタユニット アニュラス空気浄化よう素除去フィルタユニット 中央制御室空調ファン 中央制御室循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット	窒素ポンベ（アニュラス空気浄化ファン弁用）	－
格納容器内自然対流冷却	・LOCA が発生している場合、長期対策として、移動式大容量ポンプ車による A、B 格納容器再循環ユニット、C 充てん／高圧注入ポンプ及び B 余熱除去ポンプへの通水により、格納容器内自然対流冷却及び高圧再循環運転を行う。 ・海水通水が完了すれば、格納容器内自然対流冷却を行う。	A、B 格納容器再循環ユニット 燃料油貯蔵タンク	移動式大容量ポンプ車 タンクローリ	格納容器圧力 格納容器内温度 可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）用）

出典：[3]第 7.1.2.1 表（p. 10(1)－7－486）

表 2-8 全交流動力電源喪失における重大事故等対策について（5／5）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
高压再循環運転	・格納容器再循環サンプ広域水位計指示 67%以上及び燃料取替用水タンク水位計指示 16%到達を確認し、常設電動注入ポンプによる代替炉心注水から高压再循環運転へ切り替え、炉心冷却を行う。	燃料取替用水タンク 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン B 余熱除去ポンプ（海水冷却） 【B 余熱除去冷却器】 C 充てん／高压注入ポンプ（海水冷却） 大容量空冷式発電機 燃料油貯蔵タンク 大容量空冷式発電機用燃料タンク 大容量空冷式発電機用給油ポンプ	移動式大容量ポンプ車 タンクローリ	ほう酸注入ライン流量 格納容器再循環サンプ狭域水位 格納容器再循環サンプ広域水位 燃料取替用水タンク水位 1 次冷却材高温側温度（広域） 1 次冷却材低温側温度（広域）
蒸気発生器 2 次側による炉心冷却の継続	・LOCA が発生していない場合、長期対策として、外部電源が回復すればタービン動補助給水ポンプから電動補助給水ポンプへの切替えを行い、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却を継続的に行う。	電動補助給水ポンプ 復水タンク 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器 燃料油貯蔵タンク	取水用水中ポンプ 復水タンク補給用水中ポンプ 取水用水中ポンプ用発電機 使用済燃料ビット及び復水タンク補給用水中ポンプ用発電機 中間受槽 タンクローリ	蒸気ライン圧力 1 次冷却材高温側温度（広域） 1 次冷却材低温側温度（広域） 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 復水タンク水位 補助給水流量 1 次冷却材圧力
原子炉補機冷却系の復旧作業	・ 保守対応要員の作業時間や原子炉補機冷却水系統の機能喪失要因を考慮し、海水ポンプ用電動機予備品による対応を行うこと等で、原子炉補機冷却水系統の復旧を図る。	—	—	—

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

出典：[3]第 7.1.2.1 表（p. 10(1)－7－487）

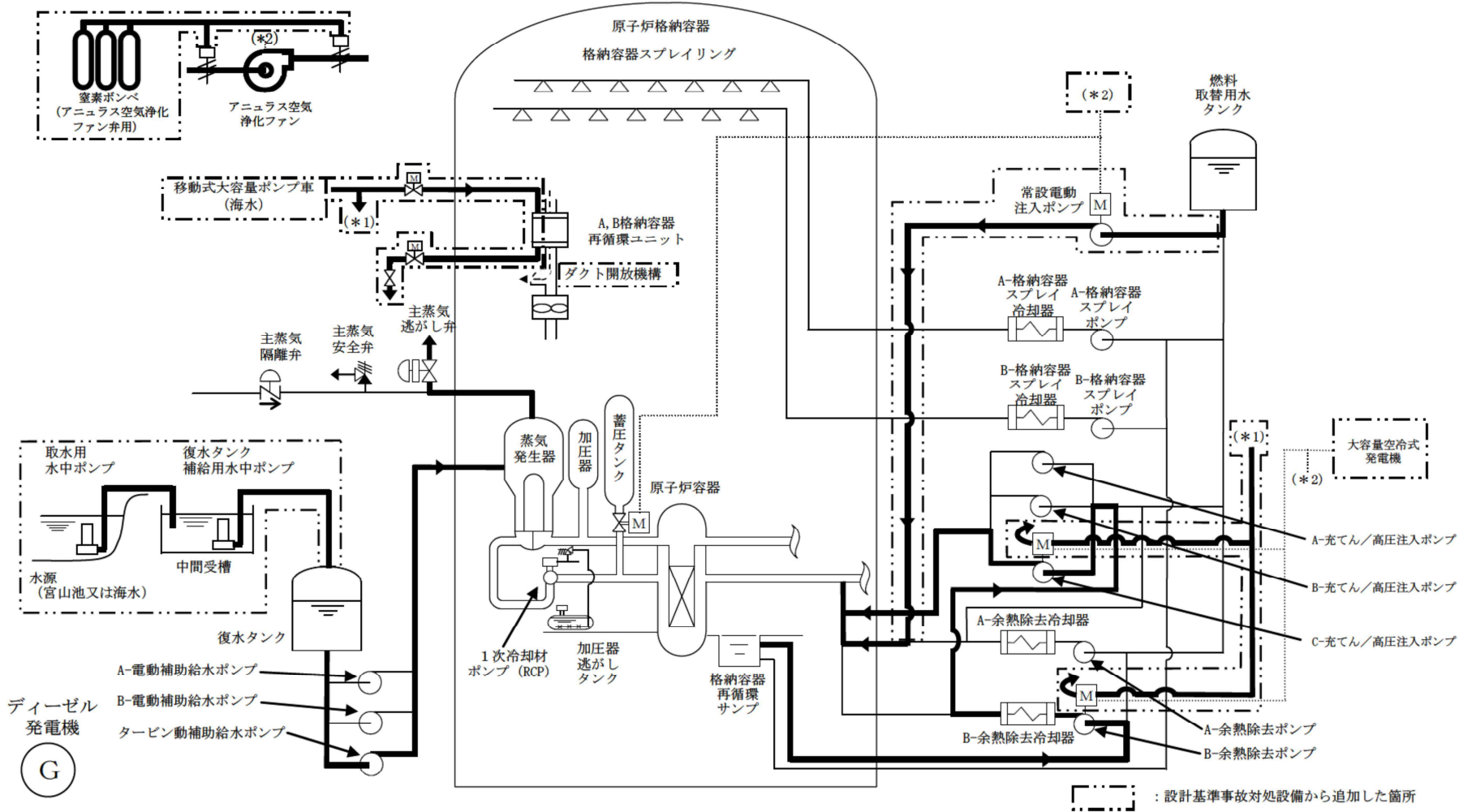


図 2.1.2-5 全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図

出典：[3] 第 7.1.2.1 図（p. 10(1)－7－604）

(4) SA 対策-II の例：雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）への対策の例

1) 対策の概要

雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）への対策概要を、文献[2]7.2.1.1.1 (p. 10(1)－7－205～206) を基に以下にまとめる。

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」では、LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ機能や ECCS 再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、原子炉格納容器内へ流出した高温の 1 次冷却材及び熔融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、金属－水反応等によって発生した非凝縮性ガスの蓄積により、緩和措置がとられない場合には、原子炉格納容器圧力が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の破損に至る。

したがって、本格納容器破損モードでは、原子炉格納容器雰囲気を冷却及び除熱し、原子炉格納容器圧力の上昇を抑制することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。また、非凝縮性ガスの発生を抑制するとともに、継続的に発生する水素を処理する。さらに、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって、原子炉格納容器雰囲気の除熱を行う。

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却を整備する。また、非凝縮性ガスの発生を抑制する観点から、熔融炉心・コンクリート相互作用に伴う水素発生に対しては、代替格納容器スプレイによる原子炉下部キャビティへの注水を整備する。さらに、継続的に発生する水素を処理するため、静的触媒式水素再結合装置を設置するとともに、より一層の水素濃度低減を図るための設備としてイグナイタを設置する。

本格納容器破損モードの事象進展ならびに対応手順の概要を、文献[2]の第 7.2.1.1.2 図 (p. 10(1)－7－734)、ならびに文献[3]の第 7.2.1.1.4 図 (p. 10(1)－7－26) により示す(図 2.1.2-10、図 2.1.2-11)。

2) 具体的な対策

雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）への具体的な対策手順について、文献[2]7.2.1.1.1 (3) (p.10(1)－7－207～212) に以下のように記載されている。

a. 事象の発生及び対応処置

LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失が発生し、原子炉自動停止及び非常用炉心冷却設備作動信号等が発信すれば、原子炉トリップ、安全注入及び格納容器スプレイの動作状況を確認する。

その後、格納容器スプレイ機能、ECCS 再循環機能等の安全機能喪失が重畳して発生すれば、全交流動力電源喪失の手順又は喪失した安全機能に対応した手順へ移行する。

事象の発生及び対応処置に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

b. 1 次冷却材喪失事象時の対応

全交流動力電源喪失時に 1 次冷却材漏えいが重畳して発生した場合に 1 次系圧力が蓄圧タンク動作圧力まで急激に低下し、かつ 1 次系圧力が回復しない状態であれば「1 次冷却材喪失事象（大破断）」と判断する。判断後は、大容量空冷式発電機による電源確保、常設電動注入ポンプ起動準備、復水タンクへの供給、使用済燃料ピットへの注水確保及び移動式大容量ポンプ車による格納容器内自然対流冷却の準備を行う。

また、常設電動注入ポンプ起動準備においては、1 次冷却材喪失事象（大破断）の場合は炉心損傷を避けられないとして、常設電動注入ポンプの注入先を格納容器スプレイとする。また、1 次冷却材喪失事象（大破断）に至らない漏えい又は漏えいがない場合は、炉心損傷防止のために常設電動注入ポンプの注入先を炉心注水とする。

炉心注水を行っている間に炉心出口温度計指示 350°C 以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示 $1 \times 10^5 \text{mSv/h}$ 以上により炉心損傷と判断すれば、注入先を格納容器スプレイに切り替えるとともに炉心損傷の進展防止及び緩和のため、B 充てん／高圧注入ポンプ自己冷却運転による炉心注水を行う。

1 次冷却材喪失事象時の対応に必要な計装設備は、1 次冷却材圧力等である。

c. アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動

全交流動力電源喪失時、アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場にてアニュラス空気浄化系ダンパの代替空気供給を行い、起動準備が整い次第、アニュラス空気浄化ファンを起動する。また、中央制御室の作業環境確保のため、現場にて中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を実施し、起動準備が整い次第、中央制御室非常用循環系を起動する。

d. 補助給水系機能維持の判断

補助給水ポンプ起動及び補助給水流量計指示が $80 \text{m}^3/\text{h}$ 以上確立されていることを確認する。また、全交流動力電源喪失状態で 1 次冷却材喪失事象（小規模）が発生し、補助給水系の機能が喪失している場合は、加圧器逃がし弁の使用準備として、窒素ポンベ（加圧器逃がし弁用）による駆動用空気の供給を行い、炉心損傷判断後、1 次系圧力を $2.0 \text{MPa}[\text{gage}]$ 以下まで減圧を実施する。なお、加圧器逃がし弁使用準備において、直流電源が喪失している場合には、可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）も準備する。

補助給水系機能維持の判断に必要な計装設備は、補助給水流量等である。

e. イグナイタ起動及び可搬型格納容器水素濃度計測装置準備

炉心出口温度計指示が 350°C 到達又は安全注入動作を伴う 1 次冷却材喪失時にすべての高圧注入系が機能喪失すれば、イグナイタを起動するとともに、可搬型格納容器水素濃度計測装置の起動準備を実施する。また、全交流動力電源喪失時においては、大容量空冷式発電機より受電すれば、速やかにイグナイタを起動する。

f. 炉心損傷の判断

炉心出口温度計指示 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示 $1 \times 10^5 \text{mSv/h}$ 以上により、炉心損傷と判断する。なお、炉心損傷の判断基準である炉心出口温度 350℃は、炉心が直接蒸気を過熱している可能性が高いと考えられる温度として、加圧器安全弁の設定圧力を考慮した 1 次系の最大飽和蒸気温度から設定した値であり、格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） $1 \times 10^5 \text{mSv/h}$ は、炉心溶融時の原子炉格納容器内線量率の評価結果を踏まえて設定した値である。

炉心損傷の判断に必要な計装設備は、格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）等である。

g. 静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタ動作状況確認

静的触媒式水素再結合装置にて原子炉格納容器内の水素が処理されていることを、静的触媒式水素再結合装置動作監視装置の温度上昇により確認する。また、イグナイタ運転にて原子炉格納容器内の水素が燃焼し処理されていることを、電気式水素燃焼装置動作監視装置の温度上昇により確認する。

h. 常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ

格納容器スプレイ系の機能が喪失している場合は、1 次冷却材漏えいに伴う原子炉格納容器圧力上昇の抑制及び炉心損傷後の溶融炉心・コンクリート相互作用防止のため、大容量空冷式発電機からの給電及び常設電動注入ポンプの準備が整い次第、代替格納容器スプレイを開始する。なお、炉心の冷却については、B 充てん／高压注入ポンプ自己冷却による炉心注水の準備を行い、準備が整い次第、炉心注水を行う。また、常設電動注入ポンプの水源である燃料取替用水タンクが枯渇するまでに、復水タンクより補給を行い、代替格納容器スプレイを継続する。その後、格納容器再循環サンプ広域水位計指示が 77%以上となれば、代替格納容器スプレイを一旦停止する。一旦停止後に、格納容器圧力計指示が 245kPa[gage]まで上昇すれば代替格納容器スプレイを再開する。

常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイに必要な計装設備は、格納容器圧力等である。

i. 水素濃度監視

炉心損傷と判断すれば、ジルコニウム－水反応等にて発生する水素による原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認するために、可搬型格納容器水素濃度計測装置の準備が整い次第、運転し、原子炉格納容器内水素濃度の測定を開始する。

水素濃度監視に必要な計装設備は、可搬型格納容器水素濃度計測装置である。

j. 格納容器内自然対流冷却

A、B 格納容器再循環ユニットに原子炉補機冷却水を通水し、原子炉格納容器雰囲気を自然対流により除熱する。

また、全交流動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却水系統が使用できない場合には、移動式大容量ポンプ車により A、B 格納容器再循環ユニットに冷却水を供給し、原子炉格納容器雰囲気圧を自然対流により除熱する。ただし、炉心溶融により屋外の放射線量が高い場合は、屋内に待機しモニタ指示を確認しながら、事象発生から 24 時間以内に除熱を開始できるように作業を行う。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。

3) 対策に使用する設備機器

雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）における重大事故対策について、使用する設備ならびに対策手順を関連付けてまとめた表が、文献[2]の第 7.2.1.1.1 表（p. 10(1)－7－532～535）である（表 2-9～表 2-12）。川内原子力発電所 1 号機、2 号機の設置許可申請書の記載では、右側の 3 列に、常設設備と可搬設備、計装機器に分けて記載されている。

4) 対策に用いる設備機器を含む系統図

雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）モードでの重大事故等対策の概略系統図を、文献[2]の第 7.2.1.1.1 図（p. 10(1)－7－733）により示す（図 2.1.2-13）。

5) 具体的な操作及び操作に要する時間・人員

雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）への対策の具体的な操作及び操作に要する時間・人員について、文献[2] 7.2.1.1.1 (3)（p.10(1)－7－206～207）に以下のように記載されている。

本格納容器破損モードの評価事故シーケンスにおける 1 号炉及び 2 号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員、重大事故等対策要員（初動）及び重大事故等対策要員（初動後）で構成され、合計 52 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の 2 名、号炉間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の 2 名、運転操作対応を行う運転員 8 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、重大事故等対策要員（初動）は、運転対応要員 8 名及び保守対応要員 12 名、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 4 名である。重大事故発生後 30 分以内に参集できる重大事故等対策要員（初動後）は、保守対応要員 16 名である。

この必要な要員と作業項目についてまとめた図を、文献[2]の第 7.2.1.1.3 図（p. 10(1)－7－735）、ならびに文献[3]の第 7.2.1.1.3 図（p. 10(1)－7－25）により示す（図 2.1.2-14、図 2.1.2-15）。

図 2.1.2-10 格納容器破損モードの対応手順の概要（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損））

出典：[2] 第 7.2.1.1.2 図（p. 10(1)－7－734）

図 2.1.2-11 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（大破断 LOCA+ECCS 注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗）における事象進展の概要

出典：[3] 第 7.2.1.1.4 図（p. 10(1)－7－26）

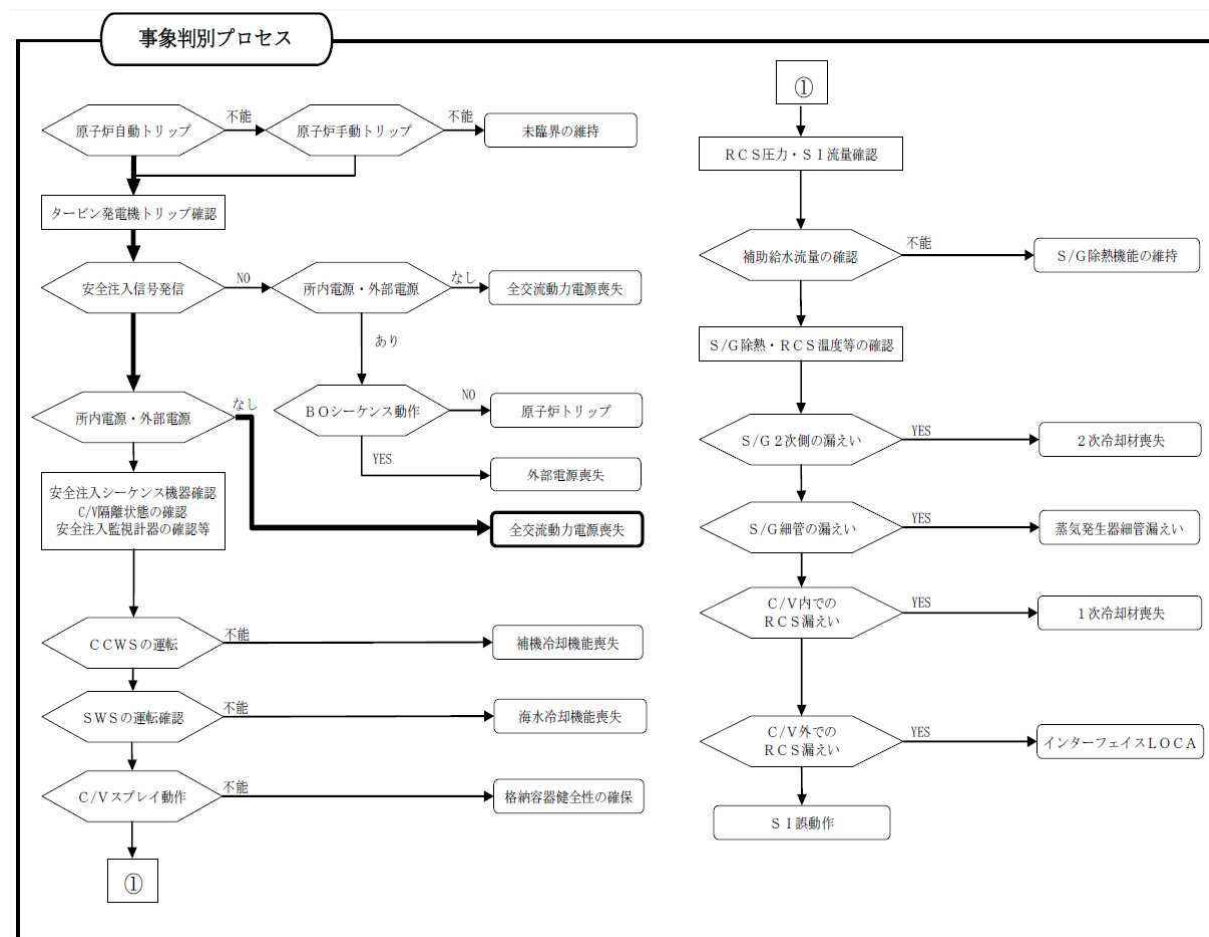


図 2.1.2-12 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損） 事象判別プロセス抜粋
（大破断 LOCA+ECCS 注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗）における事象進展の概要

出典：[3] 第 7.2.1.1.4 図（p. 10(1)－7－26）

表 2-9 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）における重大事故等対策について（1／4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
事象の発生及び対応処置	・LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失が発生し、原子炉自動停止及び非常用炉心冷却設備作動信号等が発信すれば、原子炉トリップ、安全注入及び格納容器スプレイの動作状況を確認する。 ・その後、格納容器スプレイ機能、ECCS 再循環機能等の安全機能喪失が重畳して発生すれば、全交流動力電源喪失の手順又は喪失した安全機能に対応した手順へ移行する。	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
1 次冷却材喪失事象時の対応	・全交流動力電源喪失時に 1 次冷却材漏えいが重畳して発生した場合に 1 次系圧力が蓄圧タンク動作圧力まで急激に低下し、かつ 1 次系圧力が回復しない状態であれば「1 次冷却材喪失事象（大破断）」と判断する。 ・大容量空冷式発電機による電源確保、常設電動注入ポンプ起動準備、復水タンクへの供給、使用済燃料ピットへの注水確保及び移動式大容量ポンプ車による格納容器内自然対流冷却の準備を行う。 ・常設電動注入ポンプ起動準備においては、1 次冷却材喪失事象（大破断）の場合は炉心損傷を避けられないとして、常設電動注入ポンプの注入先を格納容器スプレイとする。また、1 次冷却材喪失事象（大破断）に至らない漏えい又は漏えいがいない場合は、炉心損傷防止のために常設電動注入ポンプの注入先を炉心注水とする。炉心注水を行っている間に炉心出口温度計指示 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示 1×10^5 mSv/h 以上により炉心損傷と判断すれば、注入先を格納容器スプレイに切り替えるとともに炉心損傷の進展防止及び緩和のため、B 充てん／高圧注入ポンプ自己冷却運転による炉心注水を行う。	大容量空冷式発電機 常設電動注入ポンプ 復水タンク 【B 充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）】 燃料油貯蔵タンク 大容量空冷式発電機用燃料タンク 大容量空冷式発電機用給油ポンプ	移動式大容量ポンプ車 取水用水中ポンプ 取水用水中ポンプ用発電機 復水タンク補給用水中ポンプ 使用済燃料ピット補給用水中ポンプ 使用済燃料ピット及び復水タンク補給用水中ポンプ用発電機 中間受槽 タンクローリ	1 次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ） 格納容器再循環サンプル狭域水位 格納容器再循環サンプル広域水位 1 次冷却材高温側温度（広域） 蒸気ライン圧力 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

出典：[2] 第 7.2.1.1.1 表（p. 10(1)－7－532）

表 2-10 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）における重大事故等対策について（2／4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
アニユラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動	・全交流動力電源喪失時、アニユラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場にてアニユラス空気浄化系ダンパの代替空気供給を行い、起動準備が整い次第、アニユラス空気浄化ファンを起動する。 ・中央制御室の作業環境確保のため、現場にて中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を実施し、起動準備が整い次第、中央制御室非常用循環系を起動する。	アニユラス空気浄化ファン アニユラス空気浄化微粒子除去フィルタユニット アニユラス空気浄化よう素除去フィルタユニット 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室空調ファン 中央制御室循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット	窒素ポンベ（アニユラス空気浄化ファン弁用）	—
補助給水系機能維持の判断	・補助給水ポンプ起動及び補助給水流量計指示が 80 m³/h 以上確立されていることを確認する。 ・全交流動力電源喪失状態で 1 次冷却材喪失事象（小規模）が発生し、補助給水系の機能が喪失している場合は、加圧器逃がし弁の使用準備として、窒素ポンベ（加圧器逃がし弁用）による駆動用空気の供給を行い、炉心損傷判断後、1 次系圧力を 2.0MPa[gage] 以下まで減圧を実施する。なお、加圧器逃がし弁使用準備において、直流電源が喪失している場合には、可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）も準備する。	タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 加圧器逃がし弁	【可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）】 窒素ポンベ（加圧器逃がし弁用）	蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 復水タンク水位 補助給水流量 1 次冷却材圧力
イグナイタ起動及び可搬型格納容器水素濃度計測装置準備	・炉心出口温度計指示が 350℃到達又は安全注入動作を伴う 1 次冷却材喪失時にすべての高圧注入系が機能喪失すれば、イグナイタを起動するとともに、可搬型格納容器水素濃度計測装置の起動準備を実施する。また、全交流動力電源喪失時には、大容量空冷式発電機より受電すれば、速やかにイグナイタを起動する。	【電気式水素燃焼装置】 【電気式水素燃焼装置動作監視装置】 大容量空冷式発電機 燃料油貯蔵タンク 大容量空冷式発電機用燃料タンク 大容量空冷式発電機用給油ポンプ	可搬型ガスサンプリング冷却器用冷却ポンプ 可搬型代替ガスサンプリング圧縮装置 タンクローリ	1 次冷却材高温側温度（広域） 可搬型格納容器水素濃度計測装置

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

出典：[2] 第 7.2.1.1.1 表（p. 10(1)－7－533）

表 2-11 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）における重大事故等対策について（3／4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
炉心損傷の判断	・炉心出口温度計指示 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示 1×10^5 mSv/h 以上により、炉心損傷と判断する。	－	－	格納容器内高レンジエリアモニタ(高レンジ) 格納容器内高レンジエリアモニタ(低レンジ) 1次冷却材高温側温度(広域)
静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタ動作状況確認	・静的触媒式水素再結合装置にて原子炉格納容器内の水素が処理されていることを、静的触媒式水素再結合装置動作監視装置の温度上昇により確認する。 ・イグナイタ運転にて原子炉格納容器内の水素が燃焼し処理されていることを、電気式水素燃焼装置動作監視装置の温度上昇により確認する。	静的触媒式水素再結合装置 静的触媒式水素再結合装置動作監視装置 【電気式水素燃焼装置】 【電気式水素燃焼装置動作監視装置】 大容量空冷式発電機 燃料油貯蔵タンク 大容量空冷式発電機用燃料タンク 大容量空冷式発電機用給油ポンプ	タンクローリ	－
常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ	・格納容器スプレイ系の機能が喪失している場合は、1次冷却材漏えいに伴う原子炉格納容器圧力上昇の抑制及び炉心損傷後の熔融炉心・コンクリート相互作用防止のため、大容量空冷式発電機からの給電及び常設電動注入ポンプの準備が整い次第、代替格納容器スプレイを開始する。なお、炉心の冷却については、B充てん／高压注入ポンプ自己冷却による炉心注水の準備を行い、準備が整い次第、炉心注水を行う。 ・常設電動注入ポンプの水源である燃料取替用水タンクが枯渇するまでに、復水タンクより補給を行い、代替格納容器スプレイを継続する。その後、格納容器再循環サンプ広域水位計指示が77%以上となれば、代替格納容器スプレイを一旦停止する。一旦停止後に、格納容器圧力計指示が245kPa[gage]まで上昇すれば代替格納容器スプレイを再開する。	大容量空冷式発電機 燃料取替用水タンク 常設電動注入ポンプ 復水タンク 【B充てん／高压注入ポンプ（自己冷却）】 燃料油貯蔵タンク 大容量空冷式発電機用燃料タンク 大容量空冷式発電機用給油ポンプ	タンクローリ	格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器再循環サンプ狭域水位 格納容器再循環サンプ広域水位 燃料取替用水タンク水位 復水タンク水位 A格納容器スプレイ冷却器出口積算流量 SA用低压炉心注入及びスプレイ積算流量 原子炉格納容器水位 原子炉下部キャビティ水位

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

出典：[2] 第7.2.1.1.1表（p.10(1)－7－534）

表 2-12 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）における重大事故等対策について（4／4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
水素濃度監視	・炉心損傷と判断すれば、ジルコニウム－水反応等にて発生する水素による原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認するために、可搬型格納容器水素濃度計測装置の準備が整い次第、運転し、原子炉格納容器内水素濃度の測定を開始する。	燃料油貯蔵タンク	可搬型ガスサンプリング冷却器用冷却ポンプ 可搬型代替ガスサンプリング圧縮装置 移動式大容量ポンプ車 タンクローリ	可搬型格納容器水素濃度計測装置 【アニュラス水素濃度推定用可搬型線量率】
格納容器内自然対流冷却	・A、B格納容器再循環ユニットに原子炉補機冷却水を通水し、原子炉格納容器雰囲気を自然対流により除熱する。 ・全交流動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却水系統が使用できない場合には、移動式大容量ポンプ車によりA、B格納容器再循環ユニットに冷却水を供給し、原子炉格納容器雰囲気を自然対流により除熱する。ただし、炉心溶融により屋外の放射線量が高い場合は、屋内に待機しモニタ指示を確認しながら、事象発生から24時間以内に除熱を開始できるように作業を行う。	A、B格納容器再循環ユニット 燃料油貯蔵タンク	移動式大容量ポンプ車 タンクローリ	格納容器圧力 格納容器内温度 可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）用）

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

出典：[2] 第7.2.1.1.1表（p.10(1)－7－535）

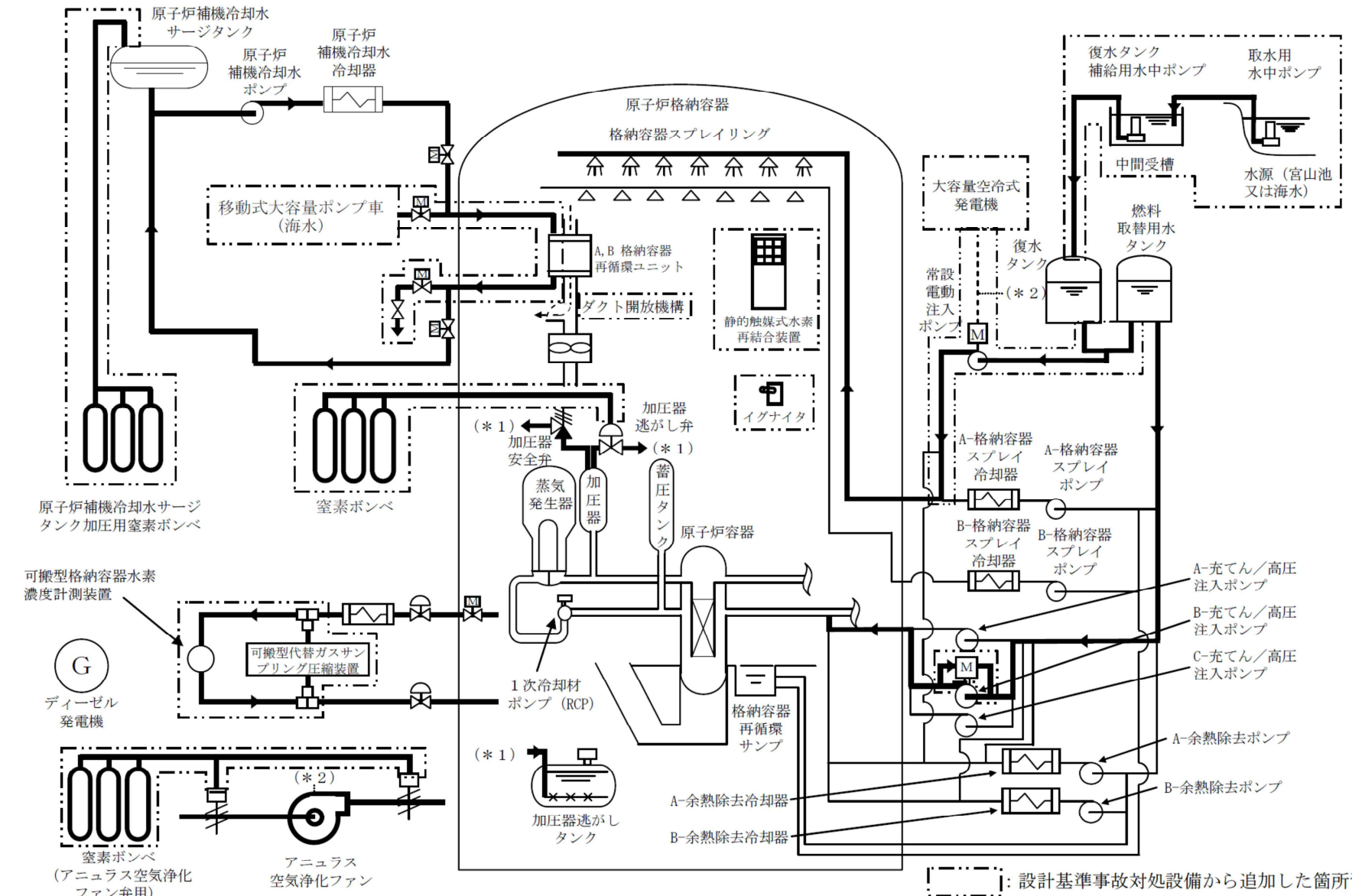


図 2.1.2-13 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）モードでの重大事故等対策の概略系統図

出典：[2] 第 7.2.1.1.1 図（p. 10(1)－7－733）

必要な要員と作業項目				経過時間(分)										経過時間(時間)					備考	
手順の項目	要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後移動してきた要員	1号	2号	手順の内容	経過時間(分)										経過時間(時間)					
					10	20	30	40	50	60	70	80	90	2	3	4	5			
					▽ 事象発生 ▽ 原子炉トリップ ▽ プラント状況判断 全交流動力電源喪失判断	約19分 炉心溶融	約49分 常設電動注入ポンプにて代替格納容器スプレイ開始	約60分 アニュラス空気浄化ファンによる被ばく低減操作開始	約5時間 中央制御室非常用循環系による被ばく低減操作開始											
状況判断	運転員	—	—	●原子炉トリップ・タービントリップ確認 ●タービン動補助給水ポンプ運転・補助給水流量確認 ●全交流動力電源喪失確認 (中央制御室)	10分															
電源確保作業	運転員B	1	1	●現地移動/所内電源母線受電準備 (遮断器操作) ●現地移動/不要直流電源負荷切離し*1 (現場操作)		10分													大容量空冷式発電機からの給電により、常設電動注入ポンプを約49分までに起動することができる *1 大容量空冷式発電機から受電していない場合は速やかに実施する	
	重大事故等対策要員(初動) 係修対応要員	1	1	●現地移動/大容量空冷式発電機起動確認 (現場確認)			適宜確認													
常設電動注入ポンプ起動準備	重大事故等対策要員(初動) 運転対応要員E、F、G、H	4	4	●現地移動/常設電動注入ポンプ系統構成 (格納容器スプレイ) (現場操作)			35分												常設電動注入ポンプ準備を、解析上スプレイを期待している約49分までに実施できる	
	重大事故等対策要員(初動) 係修対応要員	2	2	●現地移動/常設電動注入ポンプ準備 (ディスタンスピース取替え) (現場操作)			30分													
常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ	運転員B	【1】	【1】	●現地移動/常設電動注入ポンプ系統構成・起動操作 (現場操作)				3分												
B 充てん/高圧注入ポンプ(自己冷却)による代替格納容器注水準備	重大事故等対策要員(初動) 運転対応要員E、F、G、H	【4】	【4】	●現地移動/B 充てん/高圧注入ポンプ (自己冷却) 系統構成 (現場操作)				40分												
アニュラス内水濃度測定	重大事故等対策要員(初動) 係修対応要員	3	3	●現地移動/B 充てん/高圧注入ポンプ (自己冷却) 準備 (ディスタンスピース取替え) (現場操作)				60分										起動は解析上考慮せず		
	重大事故等対策要員(初動) 係修対応要員	【2】	【2】	●現地移動/アニュラス水素濃度推定用可搬型 線量率計取付け (現場操作)					60分											
充電器盤受電操作	重大事故等対策要員(初動) 係修対応要員	【2】	【2】	●現地移動/蓄電池室給排気ファン出入口 ダンパ開処置 (現場操作)					40分									運転員による充電器盤の受電操作は、事象発生約6時間後までに実施する		
	運転員C、D	2	2	●現地移動/アニュラス空気浄化ファン ダンパ空気供給操作 (現場操作)			30分													
被ばく低減操作	重大事故等対策要員(初動) 係修対応要員	【8】		●現地移動/中央制御室非常用循環系 ダンパ開処置 (現場操作)										40分						
水素濃度監視	運転員C	【1】	【1】	●現地移動/可搬型格納容器水素濃度計測装置 系統構成 (現場操作)			10分													
	運転員D	【1】	【1】	●現地移動/可搬型格納容器水素濃度計測装置 系統構成・起動 (現場操作)				95分												
	重大事故等対策要員(初動) 係修対応要員	【4】		●現地移動/可搬型格納容器水素濃度計測装置 準備・起動 (現場操作)				90分												
中央制御室操作	運転員A	1	1	●大容量空冷式発電機からの給電準備・起動操作 ●常設電動注入ポンプ系統構成 ●イグナイタ起動*2 ●静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタ動作状態の確認 ●霧圧タンク出口弁閉止 ●1次冷却材ポンプシール戻り隔離弁等閉止 ●アニュラス空気浄化ファン起動 ●中央制御室非常用循環系起動 ●可搬型格納容器水素濃度計測装置系統構成 ●B 充てん/高圧注入ポンプ(自己冷却)系統構成・運転*2 (中央制御室操作)		15分	20分	5分		5分	5分							*2 起動は解析上考慮せず		
可搬型計測器取付け	重大事故等対策要員(初動) 係修対応要員	【1】	【1】	●可搬型計測器取付け (現場操作)					適宜実施											
・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間又は作業時間を確認した上で算出している(一部、未配備の機器については想定時間により算出) ・緊急時対策本部要員は4名であり、全体指揮、通報連絡等を行う																				
					☐ 汚染防護服(タイベック・ゴム手袋等)、全面マスク、ポケット線量計着用 ☑ 全面マスク、ポケット線量計着用 ☐ 放射線防護具着用なし															

図 2.1.2-14 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（大破断 LOCA+ECCS 注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗）時の作業と所要時間（1/2）

出典：[2] 第 7.2.1.1.3 図（p. 10(1)－7－735）

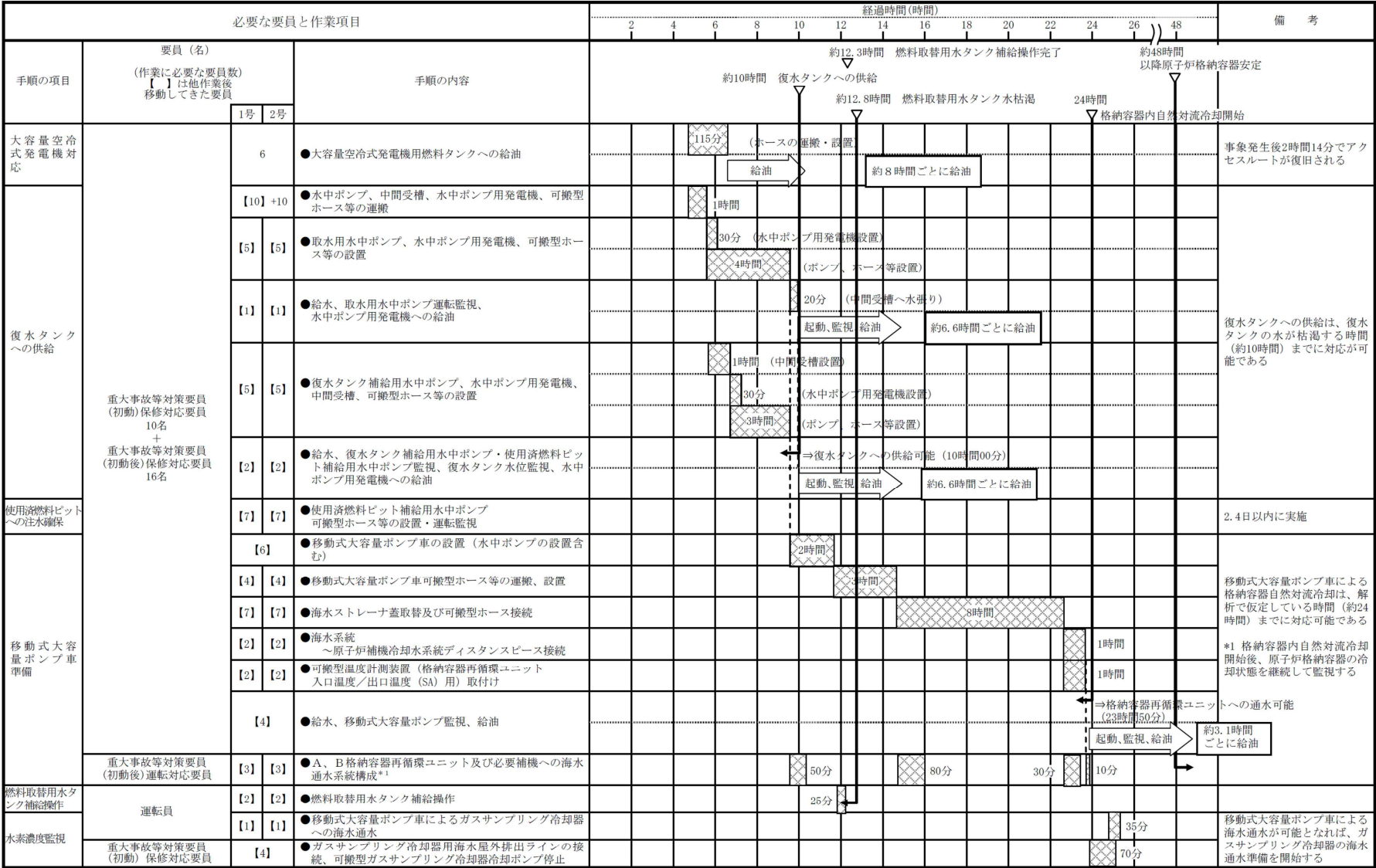


図 2.1.2-15 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（大破断 LOCA+ECCS 注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗）時の作業と所要時間（2/2）

出典：[3] 第 7.2.1.1.3 図（p. 10(1)－7－25）

2.1.3 深層防護レベル 4 層を対象とした重大事故等対策設備の分析

(1) 経年プラントの深層防護レベル 4 層からの SA 対策の分析

深層防護レベル 4 層を対象とした重大事故等対策設備において、経年プラントの深層防護レベル 4 層の安全裕度を評価する上で、まず、1 つの基本方針を定める必要がある。表 2-8 の右下に記載があるように、SA 対策の有効性評価では、一部の設備等に対してその有効性を期待せずに評価を実施している。このような、有効性評価の対象外となっている設備等を、安全裕度の評価の対象とするか否かである。有効性評価上期待していない設備等であることから、それらの信頼性が著しく低下していたとしても、基本的には SA 対策の有効性に変わりがない。しかし、高経年化対策の必要性について検討を行う観点からすると、有効性評価の対象外であるから信頼性が低下していても構わないとは言いきれない。

一方で、深層防護レベル 4 層においては期待されていない設備等でも、3 層までで期待されている設備等であれば、高経年化技術評価の対象となっている場合もある。さらに、詳細に検討すると、主要設備部分は高経年化技術評価の対象となっていた場合でも、SA 対策用に増設した部分があれば、その部分が評価から漏れる可能性もある。

すなわち、経年プラントの深層防護レベル 4 層の安全裕度（とその変化）を評価する観点から考えると、SA 対策の有効性評価の対象外となっている設備等も評価を行うことが必要、あるいは望ましい場合がある。これは、有効性評価よりも多くの SA 対策設備等に対して評価を行う場合があることを示している。

このような観点から考えた場合、SA 対策の経年変化の影響がプラントの深層防護レベル 4 層の安全裕度にどのような影響を及ぼすのかを感度解析的にスタディし、経年プラントの観点から注目すべき SA 対策を抽出することが望ましいと考えられる。

(2) SA 対策における設備等の分析

表 2-4 等にあるように、SA 対策は①常設設備、②可搬設備、③計装設備の 3 種類に分かれて整理されている。この中で、②の可搬設備については、保全活動の中で適切に更新されていれば、経年変化の影響を考慮する必要性は小さいと言える。

よって、対象範囲として重要となるのは①常設設備と③計装設備となる。ただし、②については、可搬型設備とプラントの設備をジョイントする部分からプラント設備側については、経年変化を考慮する必要が生じる場合がある。

このような観点から、SA 対策の経年変化の影響がプラントの深層防護レベル 4 層の安全裕度にどのような影響を及ぼすのかを評価する指標としては、

- 機器レベル、部位レベル（あるいは故障モードレベル）での把握が可能である
- 計装設備を取り扱うことが可能である

という条件を満たす必要がある。

(3) 安全裕度の評価指標及び評価手法の検討の方向性

以上の分析結果に基づくと、方向性の異なる 2 つの評価指標が必要であることがわかる。すなわち、1 つは、SA 対策の有効性をスタディし注目すべき SA 対策の抽出に利用できる

簡易的な評価指標と評価手法であり、もう1つは、最低でも機器レベルの詳細さのモデルを構築し、機器別、あるいは、より詳細に部位や故障モード別に、相互比較が行え、注目すべき機器等を抽出できる評価指標と評価手法である。

本事業では、前者について、レジリエンス指標と言う新しい指標と評価手法を提案する。詳細は2.2節に記載する。また、後者については、既存のリスク評価手法を活用する指標と評価手法を提案する。詳細は2.3節に記載する。2.4節では、2つの指標を使った総合的な評価手法を提案する。

参考文献

- [1] 九州電力株式会社、「川内原子力発電所 発電用炉設置変更許可申請書（1号及び2号 発電用原子炉施設の変更）（7）添付書類十」、2013年7月8日、
<http://www.nsr.go.jp/data/000032185.pdf>
- [2] 九州電力株式会社、「川内原子力発電所 発電用炉設置変更許可申請書（1号及び2号 発電用原子炉施設の変更）再補正（9）添付書類十の一部補正」、2014年6月24日、
<http://www.nsr.go.jp/data/000029946.pdf>
- [3] 九州電力株式会社、「川内原子力発電所 発電用炉設置変更許可申請書（1号及び2号 発電用原子炉施設の変更）再々補正 添付書類十の一部補正」、2014年9月4日、
<http://www.nsr.go.jp/data/000029962.pdf>

2.2 経年劣化や保全活動の効果・影響を表す指標・評価手法の検討

2.2.1 検討の概要

運転開始後プラントの事故時における安全機能回復の信頼度を簡易的かつ定量的に評価するための指標として「レジリエンス指標」を提案し、さらに科学的根拠に基づいて「レジリエンス指標」の策定手法を開発する。

具体的には、原子力プラントが事故事象の発生によって一時的に喪失した安全機能を、アクシデントマネジメント(AM)によりいかに早く・いかに必要なレベルまで回復できるかを定量的に評価する「レジリエンス指標」を考案し、その評価のための方法を構築する。

2.2.2 レジリエンス指標

(1) 安全機能のレジリエンスとは

レジリエンスとは、一般的に「復元力、回復力、弾力」などと訳される言葉である。では原子力安全におけるレジリエンスとは何であろうか。ここではそれを、「ある要因により失われた安全機能を回復する能力」と考えることにする。

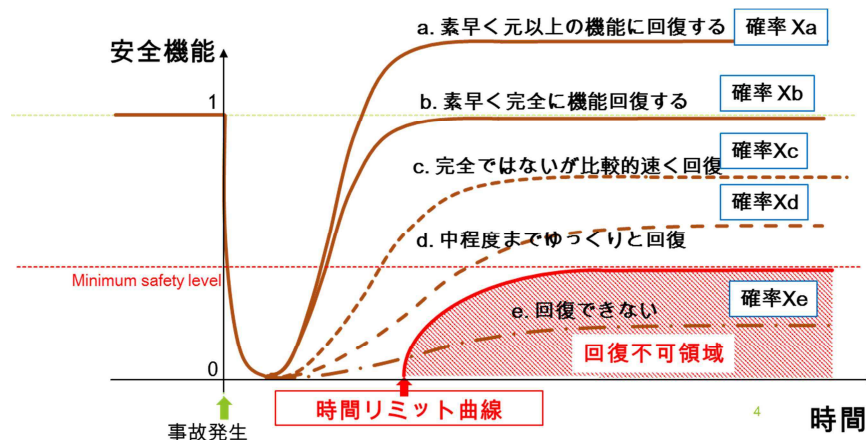


図 2.2.2-1 安全機能のレジリエンスカーブ

原子力プラントでは、例えば外力などを起因とするシビアアクシデントにより、安全機能のひとつ（もしくは複数）が一時的に失われる場合があり得る。その際、原子力プラントはアクシデントマネジメント（AM）を展開し、一時的に失われた安全機能を回復するための対応を行う。アクシデントマネジメントはシビアアクシデントが発生する以前に計画しておくべきものである。しかしながら、外力及びそれによって生じるシビアアクシデントの大きさによっては、外力がAMマネジメント作業を阻害するなどの要因により、AMマネジメントが計画通りに安全機能を回復できない場合もあり得る。

図 2.2.2-1 は、時刻 $t=0$ においてある安全機能が失われ（ $1 \rightarrow 0$ ）、その後上昇するという、 $a \sim e$ のアクシデントマネジメントシナリオ（AMシナリオ）の5つ例を示している。外力の影響が小さければ a に近く、大きければ e に近いシナリオとなるであろう。 e は赤くハッチングした回復不可領域に交わっている。回復不可領域とは、最低限求められる安全機能回復量と、回復のための時間リミットとで結ばれる領域である。この領域と交わるAMシナリオは、時間リミットまでに安全機能を回復できなかったために「アクシデントマネジメント失敗」と判断できる。

ここでは、「回復不可領域を通らないAMシナリオの存在確率」としてレジリエンス指標を定義する。すなわちレジリエンス指標はプラントがシビアアクシデントから、時間切れになる前に、最低限の安全機能を回復できる能力を評価する指標である。「耐力」を評価する指標でもあると言うこともできる。

図 2.2.2-1 に示す各々のレジリエンスカーブのAMシナリオは、以下の3つの特徴量によってあらわすことができる。

- 1) 回復レベル L : どの程度まで回復できるか
- 2) 回復時間 T : どの程度の時間がかかるか
- 3) 回復確率 X : そのシナリオが生じる確率

これら3つの特徴量を用いて、「回復不可領域を通らないAMシナリオの存在確率」を算出するための手法を、ここでは開発する。

(2) AMシナリオパスとレジリエンス指標

図 2.2.2-2 に例を示す様に、アクシデントマネジメントは複数の対応を多段的に組まれて計画される。**Stage1** の対策が失敗するかまたはそれのみでは事象が収束できない場合には**Stage2** の対策も実施し、それでも十分でない場合には**Stage3** を、といった具合である。このように各段階の対策によって、安全機能がどの程度回復されたか（ ℓ ）、その対策にどの程度の時間がかかったか（ ΔT ）、その対策でトータル安全機能回復が必要以上を超える確率はどの程度か（ x ）を評価できると考えた。

ℓ , ΔT , X を用いて、図 2.2.2-2 の各AMマネジメントパスによる安全機能回復の時間変化を表すと、図 2.2.2-3 のようになる。まず、安全機能は時刻 $t = 0$ において一時的に安全機能を喪失した状態まで落ちる。その後多段的な対策から構成されるAMマネジメントを展開するのであるが、第1段階の対策で十分に安全機能が元通りに回復するパスもあれば、いくつかの段階の対策を経なければ要求を満足するレベルまで安全機能が回復しないパスもあるだろう。また、各対策は外力（地震や津波など）の大きさの影響によっては対策能力そのものが低下する可能性もあり、その影響を受けたパスも考慮に入れる必要がある。

このように、ある安全機能喪失事象を想定し、次にそのAMシナリオを展開し、そのAMシナリオに沿って可能性のあるすべてのパスについて安全機能回復の時間変化を折れ線グラフで表現することができれば、「回復不可領域を通らない」パスと「通る」パスとの選別が可能となる。前者のみのパスの確率の和は、レジリエンス指標として定義した「回

復不可領域を通らないAMシナリオの存在確率」に他ならない。

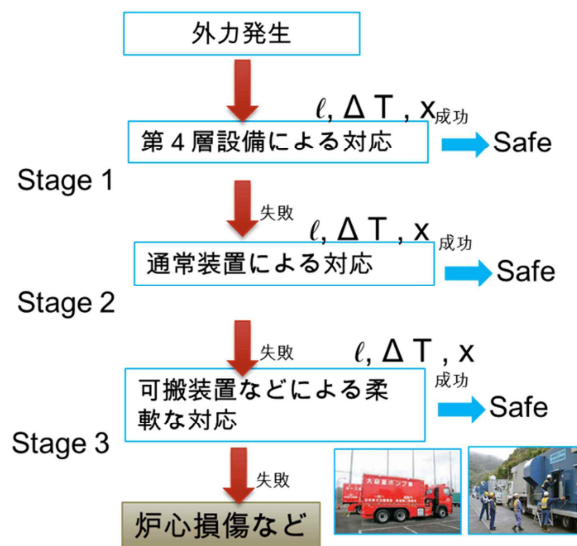


図 2.2.2-2 多段的なアクシデントマネジメントの例

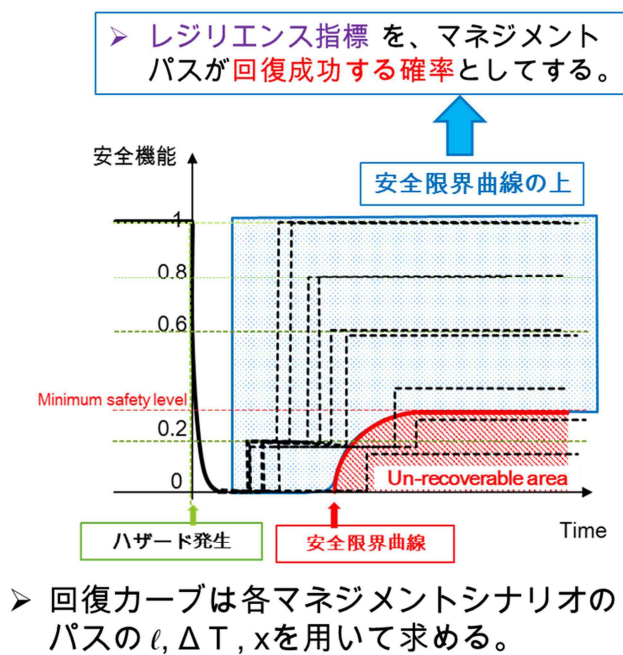


図 2.2.2-3 多段的なアクシデントマネジメントの例

すなわち、図 2.2.2-3 の青い領域内にあるAMパスの存在確率、言い換えれば、その対策でトータル安全機能回復が必要以上を超える確率 (x) を求め、その各々に図 2.2.2-4 に示す外力の発生確率をかけて積分することで、「レジリエンス指標」を定量的に評価することができる。

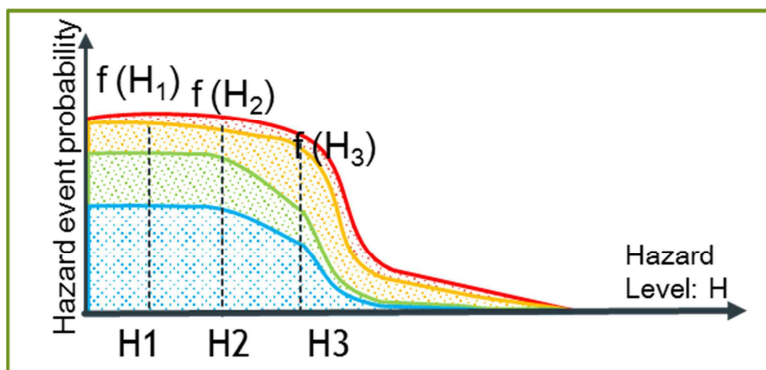


図 2.2.2-4 強度Hの外力の発生確率分布

(3) 提案するレジリエンス指標とマネジメントシナリオパスの有用性

上述のように求めたレジリエンス指標値を、表 2-13 のようにプラントごとに比較することで、各プラントの外力に対するアクシデントマネジメント能力を比較評価することができる。

表 2-13 レジリエンス指標のプラント比較表のイメージ

	地 震			津 波			合計 (積分)
	S_1 [GAL]	S_2 [GAL]	S_3 [GAL]	波高 H_1 (m)	波高 H_2 (m)	波高 H_3 (m)	
プラント A	I_{S1}^A	I_{S2}^A	I_{S3}^A	I_{H1}^A	I_{H2}^A	I_{H3}^A	 I_{total}^A
プラント B	I_{S1}^B	I_{S2}^B	I_{S3}^B	I_{H1}^B	I_{H2}^B	I_{H3}^B	 I_{total}^B
プラント C	I_{S1}^C	I_{S2}^C	I_{S3}^C	I_{H1}^C	I_{H2}^C	I_{H3}^C	 I_{total}^C
プラント D	I_{S1}^D	I_{S2}^D	I_{S3}^D	I_{H1}^D	I_{H2}^D	I_{H3}^D	 I_{total}^D

Green: Good,
Yellow: Warning,
Red: Bad

また、事業者によって安全対策の改善がなされた場合、AMシナリオパスは図 2.2.2-5 のように安全機能回復度の上昇として可視化することができる。これによって事業者による改善の前後で安全機能回復対策を定量比較できると共に、その効果をマネジメントシナリオパスに的变化として可視化することで直感的に理解することができる。

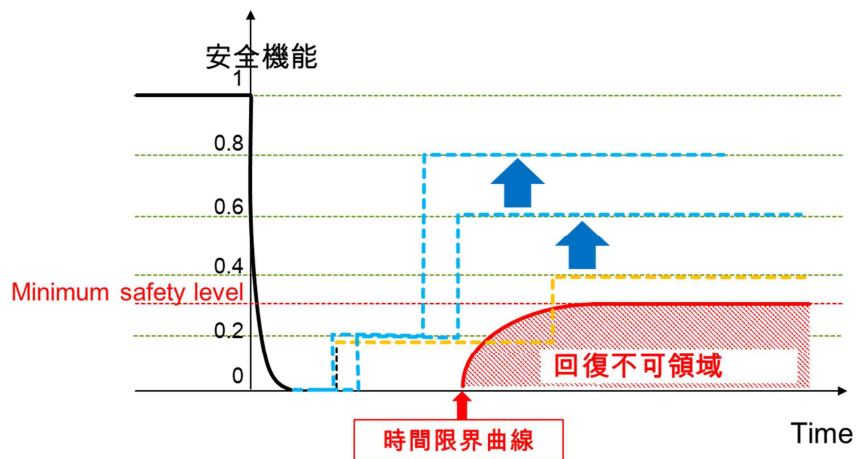


図 2.2.2-5 レジリエンス指標の感度解析のイメージ

(4) レジリエンス指標評価フロー

ここからは、レジリエンス指標値を実際に計算するための手順について説明する。図 2.2.2-6 に示すのはレジリエンス指標値の評価フローである。以下の(5)～(12)においてその各々を説明する。

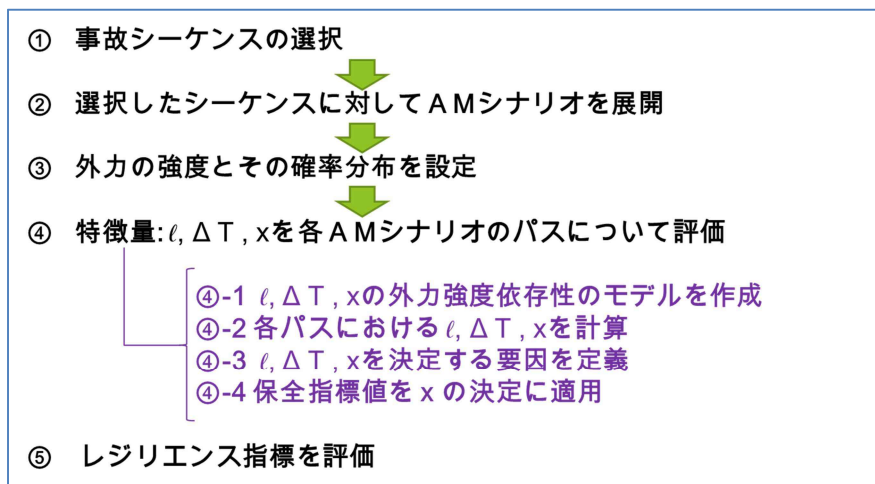


図 2.2.2-6 レジリエンス指標の評価フロー

(5) 事故シーケンスの選択

原子力規制委員会の審査ガイド「原子炉損傷防止対策及び格納容器防止対策の有効性に係る標準評価手法」では、重大事故の兆候として最低限想定しなければならない事故シーケンスが指定されている。PWRに関する（炉心の著しい損傷の防止）と（原子炉格納容器の破損の防止）シ

シーケンスを表 2-14 に示す。

表 2-14 原子力規制委員会の審査ガイドによる最低限想定しなければならない事故シーケンス

PWR (炉心の著しい損傷の防止) ・ 2次冷却系からの除熱機能喪失 ・ 全交流動力電源喪失 ・ 原子炉補機冷却機能喪失 ・ 原子炉格納容器の除熱機能喪失 ・ 原子炉停止機能喪失 ・ ECCS注水機能喪失 ・ ECCS再循環機能喪失 ・ 格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA, 蒸気発生器伝熱管破損)	PWR (原子炉格納容器の破損の防止) ・ 雰囲気圧力・温度による静的負荷 ・ 高圧溶融物放出／ 格納容器雰囲気直接加熱 ・ 原子炉圧力容器外の溶融燃料 －冷却材相互作用 ・ 水素燃焼 ・ 格納容器直接接触(シェルアタック) ・ 溶融炉心・コンクリート相互作用
---	---

(6) 選択したシーケンスに対してAMシナリオを展開

図 2.2.2-7 に「高圧注水・減圧機能喪失」シーケンスを対象に展開したAMシナリオの例を示す。実際のAMシナリオはこのように複数のマネジメントを並行させるなど複雑である。第 1 段階のマネジメントで AMADS が作動すれば原子炉内の圧力を下げられるが、これに失敗した場合には第 2 段階で SR 弁逃し弁機能の投入により減圧を行う。減圧成功後は、次なる第 1 段階のマネジメントとして AMPLCI が作動すれば炉心に冷却水を注水でき、炉心損傷には至らない。AMPLCI が作動しないもしくは十分に機能しない場合には、第 2 段階のマネジメントとして低圧 ECCS が自動もしくは手動で起動し、冷却水を注水する。それでも十分でない場合には、第 3 段階としてMUWやポンプ車を投入して冷却水の注入を行う。

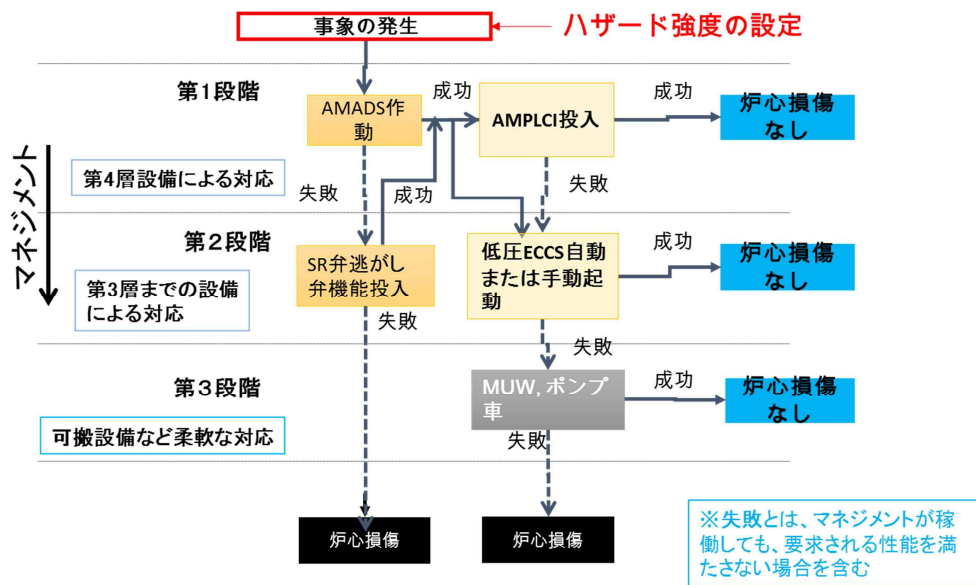


図 2.2.2-7 BWR の「高圧注水・減圧機能喪失」を対象に展開したAMシナリオの例

(7) 外力の強度とその確率分布を設定

今回提案するレジリエンス指標の算出方法では、外力（ハザード）の強度によって各々のアクシデントマネジメント活動能力が低下することを考慮に入れる。したがって、外力（地震や津波など）の発生確率を、ハザード強度を変数として設定しておく必要がある。

図 2.2.2-8 にて色分けしたように、ハザードの影響が無い（ $H=0$ ）の場合には、 $j=1$ のパスで示す第 1 段階目のマネジメントで事象が収束する可能性が圧倒的に高いであろう。ハザードの強度が大きくなるにつれ、その発生確率自体は減少するものの、第 2、第 3 段階のマネジメントの投入も必要とする $j=2, 3, 4, 5\dots$ のパスの割合が増えると考えられる。

- ハザード発生確率分布を設定
- ハザードの各領域は各々のマネジメントパスに対応する

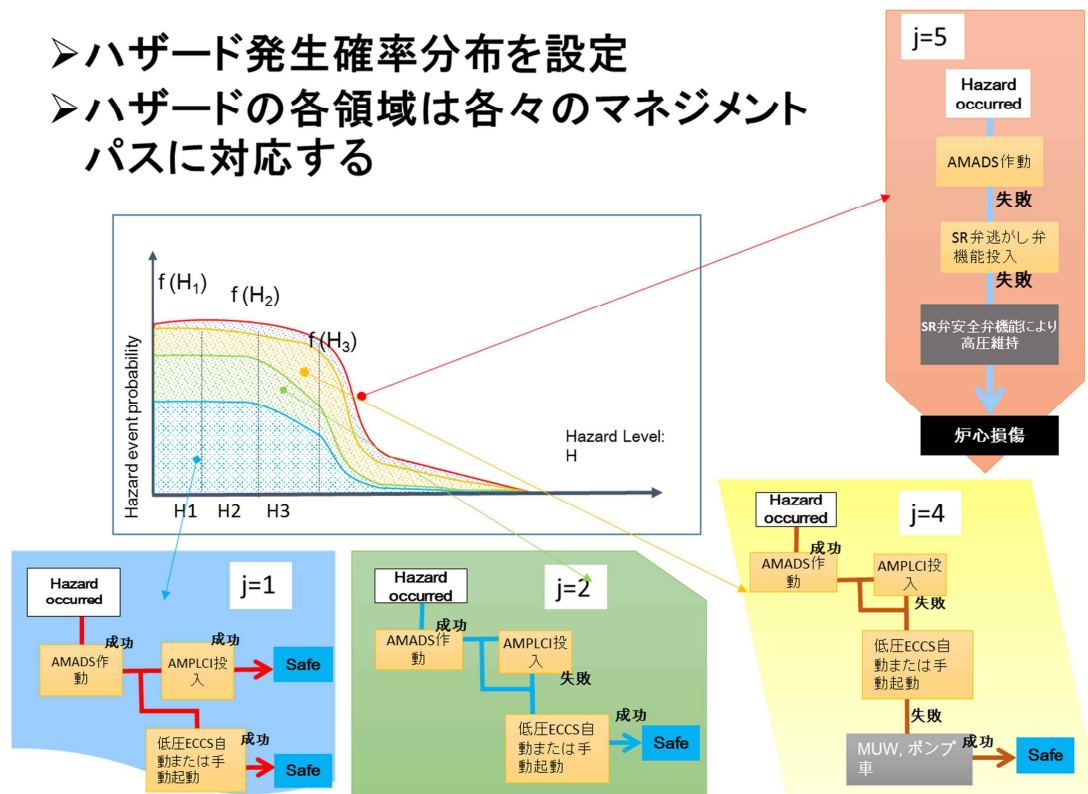


図 2.2.2-8 外力の強度確率の設定と、強度の違いによるAMパスの確率の変化

(8) 特徴量 $\ell, \Delta T, x$ を各AMシナリオのパスについて評価

図 2.2.2-9 に、図 2.2.2-7 で示した「高圧注水・減圧機能喪失」シーケンスを対象に展開した AMシナリオのうち、 $j=1$ と $j=4$ のAMパスを示す。 $j=1$ のAMパスでは、外力発生後にまず AMADS が作動して炉内圧力を低下させ、次に AMLPCI と低圧 ECCS が作動することで冷却水が注入され炉心冷却に至る。すなわち「高圧注水・減圧機能喪失」の回復である。

$j=1$ のAMパスを構成するこれら3つのマネジメントアクションのうち、AMADS 作動の成功確率を $x_1(L)$, 要求機能充足率を $\ell_1(H)$, 経過時間を $\Delta T_1(H)$ とし、同様に AMLPCI と低圧 ECCS の作動成功確率と要求機能充足率と経過時間を $x_2(L)$, $x_3(L)$, $\ell_2(H)$, $\ell_3(H)$, $\Delta T_2(H)$, $\Delta T_3(H)$ とする。ここで、 L はこのAMパスによって回復するプラントの安全機能、 H はハザードの強度である。また、仮に $\Delta T_2(H) < \Delta T_3(H)$ とする。

ハザードの影響が小さい場合、 $\ell_1(H=小)=1$, $\ell_2(H=小)=1$ であり、AMADS と AMLPCI が作動することで一時的にゼロまで低下した安全機能は $L = \ell_1 \times \ell_2 = 1$ までに時間 $T = \Delta T_1(H=小) + \Delta T_2(H=小)$ で回復する。また、この場合には $L=1$ まで安全機能が回復できるため、このAMパスの確率は $x_1(L=1) \times x_2(L=1)$ と求められる。これに基づく安全機能回復の時間変化を表すと、図 2.2.2-10 の青実線のようになる。

同じく $j=1$ のAMパスでハザードの影響が大きい場合の安全機能回復の時間変化を表したものが図 2.2.2-10 の青点線である。ハザードの影響により $\ell_1(H=大) < 1$, $\ell_2(H=大) < 1$ であり、このAMパスで安全機能回復度は $L = \ell_1 \times \ell_2 < 1$ となる。ここでは例として $L = 0.85$ と表示した。 $L <$

1 と完全に元通りの状態まで安全機能を回復できるわけではないが、 $L = 0.85$ 要求されるレベルを満足しているとして、次の段階のマネジメントは不要としてここでアクシデントマネジメントは完了する。このAMパスで必要とする経過時間は $T = \Delta T_1(H=大) + \Delta T_2(H=大)$ であり、このAMパスの確率は $x_1(L=0.85) \times x_2(L=0.85)$ と求められる。

同様に、 $j=4$ のAMパスについて考える。外力発生後、AMADS の作動は成功するが、第1段階のAMPLCI及び第2段階のECCSの作動が失敗するかまたはこれらのみでは安全機能回復が要求レベルに達せず、第3段階のMUWやポンプ車を投入して冷却水を注入することによって安全機能が要求レベルを充足する。ここで「失敗」とは、マネジメントが稼働しても、要求される性能を満たさない場合を含む。MUWとポンプ車の作動成功確率と要求機能充足率と経過時間を $x_4(L)$, $\ell_4(H)$, $\Delta T_4(H)$ とすると、 $j=4$ のAMパスで回復する安全機能は $L = \ell_1(H=大) \times \ell_2(H=大) + \ell_1(H=大) \times \ell_3(H=大) + \ell_1(H=大) \times \ell_4(H=大) = 0.6$ 、経過時間は $T = \Delta T_1(H=大) + \Delta T_2(H=大) + \Delta T_3(H=大) + \Delta T_4(H=大)$ 、AMパスの確率は $x_1(L=0.6) \times (1-x_2(L=0.6)) \times (1-x_3(L=0.6)) \times x_4(L=0.6)$ と求められる。しかしこのAMパスは、図 2.2.2-10 に示す様に制限時間内に安全機能の回復が間に合わず、「回復不可領域」と交わっている。この場合、最終的な安全機能回復度は要求レベルを充足するものの、「失敗AMパス」として判定される。

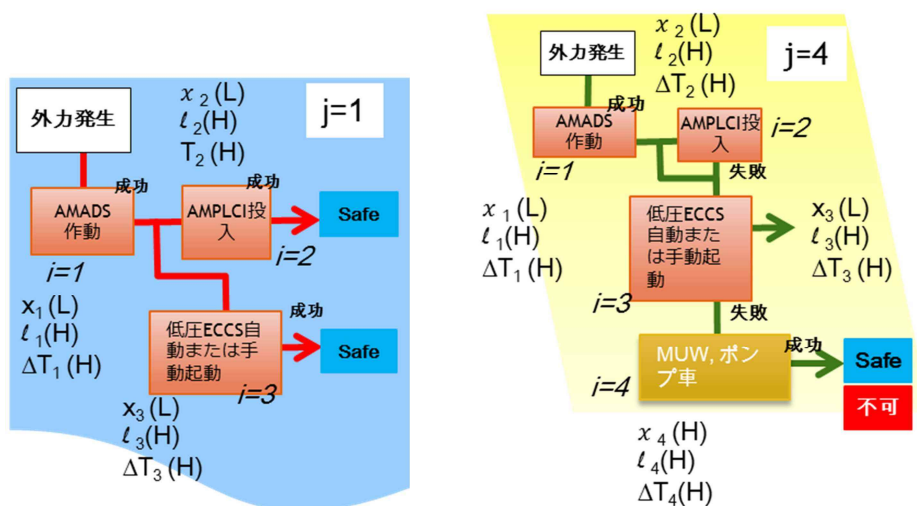


図 2.2.2-9 「高圧注水・減圧機能喪失」シーケンスの $j=1$ と $j=4$ のAMパスの例

(図中の「失敗」とは、このAMパスにより安全機能回復が要求レベルを充足しないために次の段階のマネジメントを開始することを含む)

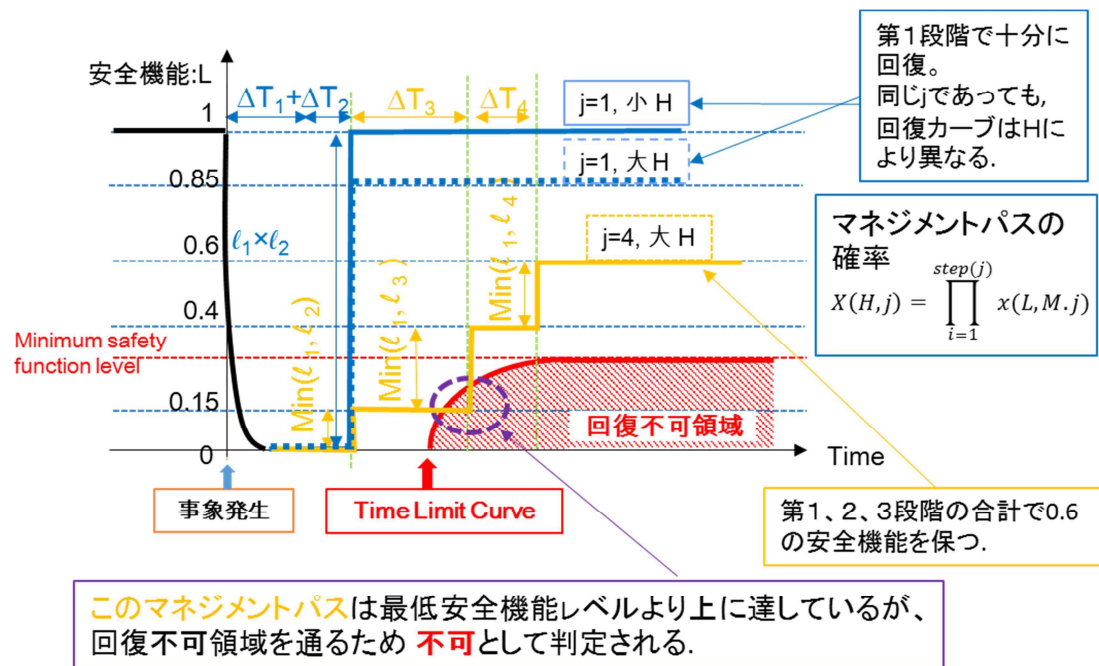


図 2.2.2-10 各マネジメント活動の特徴量とマネジメントパスの関係

(9) 特徴量 $\ell, \Delta T, x$ の外力強度依存性モデル

上述のようにレジリエンス指標では、AMアクションの成功確率を $x(L)$ 、要求機能充足率を $\ell(H)$ 、経過時間を $\Delta T(H)$ として、各々のAMパスを評価する。ここではその各々の外力強度 H に対する依存性のモデル化について説明する。

i) 要求機能充足率 $\ell(H)$

各AMアクションに対し、外力閾値 $C1, C2$ を定める。外力の影響がないときは機能が完全に作動し、安全機能回復への寄与は最大となると考えられ、 $\ell(H) = 1$ となる。外力の影響が大きくなり $C1$ を超えると、 $C1$ から $C2$ に至る間に安全機能回復への寄与は直線的に減少し、 $C2$ で0に落ちる。 $H > C2$ では $\ell(H) = 0$ である。

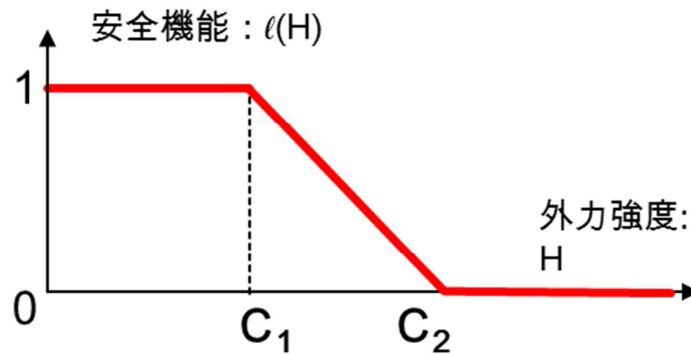


図 2.2.2-11 安全機能回復のための要求機能充足率 $\ell(H)$ のハザード強度 H への依存性モデル

ii) 経過時間 $\Delta T(H)$

各 AM アクションに対し、要求機能充足率 $\ell(H)$ と同じく外力閾値 C_1, C_2 を定める。外力の影響がないときの経過時間はその AM アクションの設計値（設定値）と等しくなり、 $\Delta T(H) = T_1$ となる。外力の影響が大きくなり C_2 を超えると、この AM アクションは稼働することができず次の段階の AM アクションを開始する。 T_1 は各マネジメントの能力により決まる

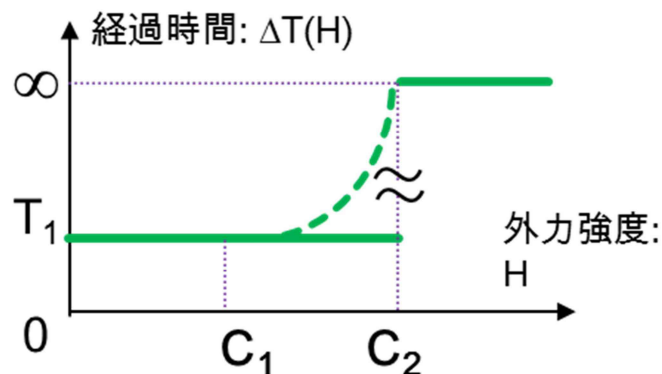


図 2.2.2-12 経過時間 $\Delta T(H)$ のハザード強度 H への依存性モデル

iii) 成功確率 $X(L)$

ここで言う「成功」とは、当該のマネジメントまでで、全体の安全機能回復（ $=L$ ）が、要求を満足（ $L > L_c$ ）しており、さらなる段階のマネジメントを行う必要がない場合を指す。すなわち「成功」or「失敗」はその時点での安全機能回復（ $=L$ ）によって判断され、「成功」すなわちその機能が作動できる確率が $x(H)$ ，「失敗」すなわちその機能が作動できない確率が $1 - x(H)$ となる。

$L > L_c$ のとき $x(H) = M$ ， $L < L_c$ のとき $x(H) = 0$ とした。ここで M とは昨年度に検討した「保全指標値」である。

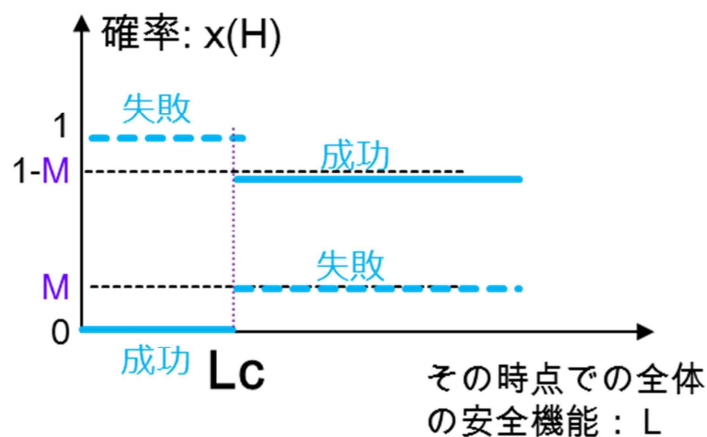


図 2.2.2-13 AMアクションの成功確率の安全機能回復Lへの依存性モデル

(10) 各AMパスにおける特徴量 $l, \Delta T, x$ を計算

(9)で述べた $l, \Delta T, x$ の外力強度 H に対する依存性は、マネジメントアクションごとに異なると考える。図 2.2.2-14 は、外力強度として $H=h_2$ が与えられても、これによる $l, \Delta T, x$ への影響はマネジメントアクションによって異なることを模式的に表している。

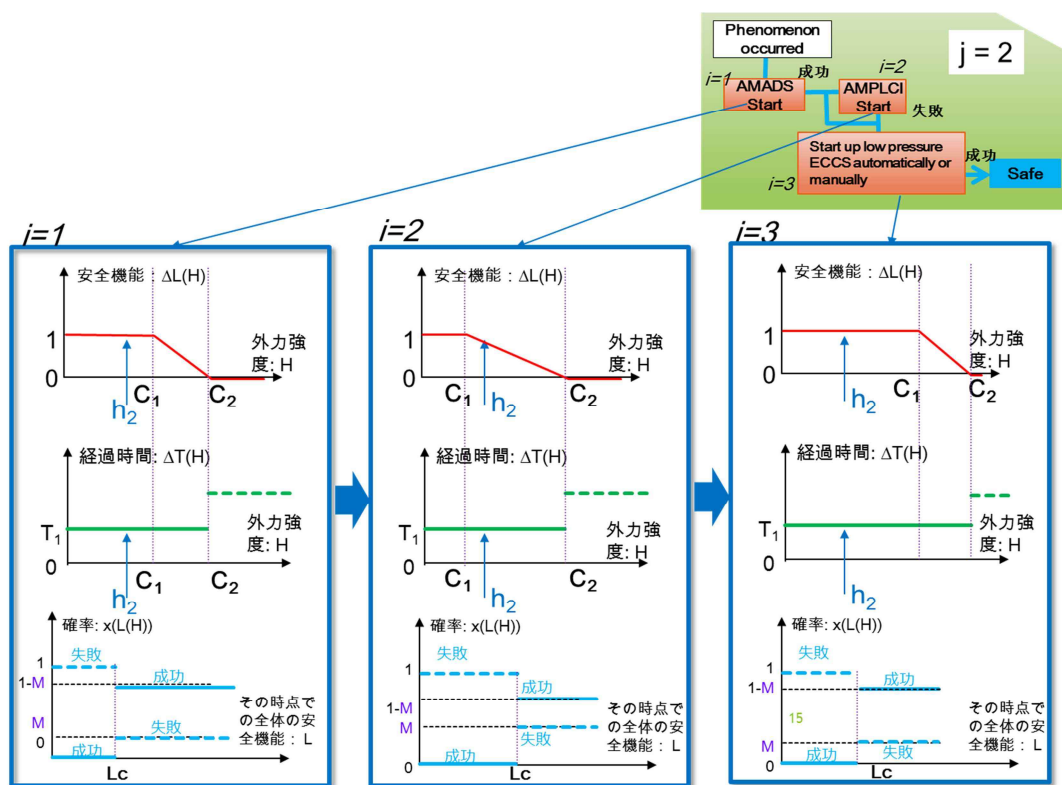


図 2.2.2-14 同じ外力強度($H=h_2$)であってもアクシデントマネジメントごとに異なる $l, \Delta T, x$ への依存性

(11) $\ell, \Delta T, x$ における C_1, C_2 を決定する要因

$\ell, \Delta T, x$ の外力強度依存性のモデルでは、外力強度 H の上下閾値として C_1, C_2 を考えた。これら 2 つの閾値は以下の要因を考慮に入れて設定されるべきと考える。

- ・ AM作業員の教育・訓練結果
- ・ AMに関わる重要機器の、ハザードによる損傷
- ・ AMを実施する作業員の行動を制限する、ハザードを起因とする高温・高圧・高放射線量などの環境条件
- ・ 地震による通路の崩壊や津波による外出禁止など、AMを実施する作業員のアクセスを制限するハザードを起因とする事象

(12) $\ell, \Delta T, x$ における C_1, C_2 を決定する要因

以上のモデルを用いて求められる AMパスの時間変化を用い、レジリエンス指標値を算出する。まず図 2.2.2-15 のように、赤くハッチングした回復不可領域 (Un-recoverable area) に交わらない AMパスを抽出できる。ここで $\delta(H, j)$ を、 j 番目のパスが外力強度 H の影響を受けるときに回復不可領域を通るか否かのインデックスとして定義すると、レジリエンス指標値は

$$I = \int_0^{\infty} \sum_j \delta(j, H) X(j, H) f(H) dH$$

の式で表わすことができる。ここで $f(H)$ は外力強度 H のハザードの発生確率、 $X(j, H)$ は、外力強度 $= H$ のときの j 番目 AMパスの確率である。

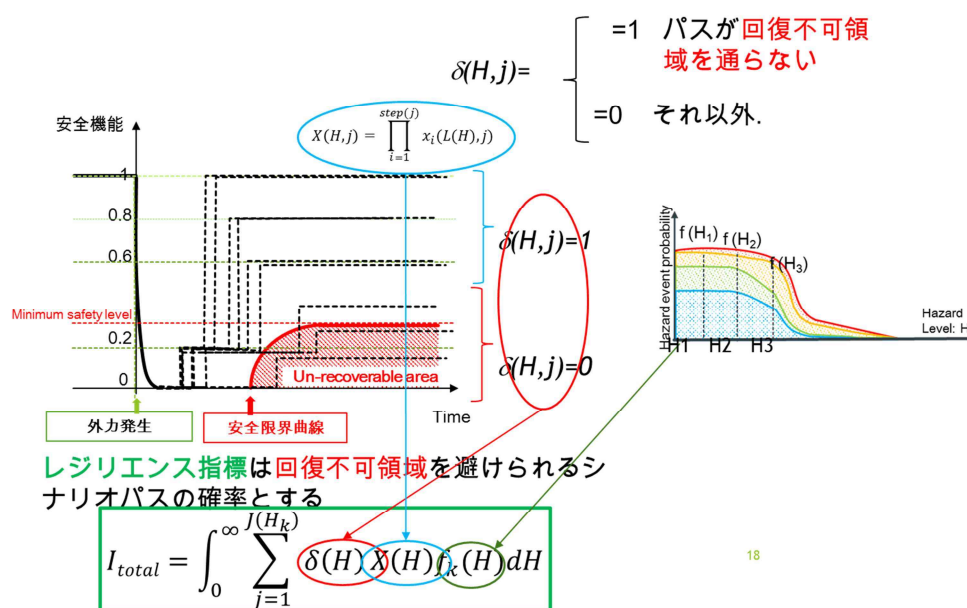


図 2.2.2-15 レジリエンス指標の算出

2.2.3 保全指標

(1) 機器の経年劣化において考慮に入れる静的要因と評価対象設備

1) はじめに

機器の経年劣化による静的要因として考慮に入れる評価対象事象（荷重）と対象設備について検討する。

2) 経年劣化評価において第4層での評価で考慮すべき事象（荷重）の選定

- ・日本原子力学会標準「高経年化対策実施基準」に規定されている経年劣化事象

日本原子力学会標準「高経年化対策実施基準」に規定されている経年劣化事象について、評価対象とするかどうかを検討し表 2-15 にまとめた。

その結果、まず、低サイクル疲労と高サイクル熱疲労を第一候補として選定することとした。また、中性子照射脆化と2相ステンレス鋼の熱時効については、疲労に与える材料特性として考慮することとし、それ以外の事象については疲労事象に影響を与えないため、評価対象から外すこととした。

- ・日本原子力学会標準「高経年化対策実施基準」に規定されていない劣化事象

経年劣化事象ではないが、評価において考慮すべきかどうか検討すべき劣化事象として次の事象が考えられる。

① 応力腐食割れ（SCC）

設計上の原因により発生する事象であり、発生確率を評価することが困難なため評価対象から外す。（検査で見つかった場合は評価対象とする）

② 配管減肉（FAC及びLDI）

配管減肉管理により、必要最小厚さを確保していることが確認されているため、評価対象の劣化事象から外す。（重要な安全機能を有する部位に有意な減肉が見つかった場合は評価対象とする。）

③ 機械振動及び流体振動疲労

設計上の配慮及び振動モニタリング等により対策が取られているが、発生個所の特定及び発生確率の評価が困難なため、評価対象の劣化事象から外す。

また、現在改訂中の日本原子力学会標準「高経年化対策実施基準」付属書Eでは、最新のIGALLで取り上げている経年劣化事象の中から国内での発生実績はないが考慮すべき経年劣化事象として、以下の3つの事象を取り上げているが、いずれも今回の評価の対象外と考えられる。

- ① ホウ酸腐食（ホウ酸が漏れて濃縮した部位など）
- ② SCC（ホウ酸の漏えいによるSCC発生）
- ③ 緊張力低下（PCCVのテンドン等）

- ・原子力規制委員会の審査資料にて取り扱われている影響評価対象の外部事象

原子力規制委員会の審査資料にて取り扱われている影響評価対象の外部事象を表 2-16 にまとめた。

この中から、影響評価対象の外部事象として「地震」を選定する。これ以外の外部事象は、疲労評価に有意な影響を与えないため影響評価対象から外すこととした。

3) 3 ループ PWR プラントにおける第 4 層設備と経年劣化（疲労）との関係調査

3 ループ PWR プラントを対象に運転中原子炉において炉心損傷に至るおそれがある事故として選定されている 8 事故シーケンスについて、その特徴と安全機能が期待されている重大事故対処設備を抽出し、その中から経年劣化事象（疲労）と関連する設備について、表 2-17 に整理した。

この結果、影響評価の対象とする重大事故対処設備として、余熱除去系統設備と給水系統を選定した。

表 2-15 日本原子力学会標準「高経年化対策実施基準」に規定されている経年劣化事象

番号	経年劣化事象名	評価対象部位	考慮の 要否	経年劣化評価の進め方
C 1	低サイクル疲労	・設計時の疲労評価対象機器・部位 ・運転経験で有意な応力変動が把握された評価点	○	・評価対象機器の評価時点までの実過渡回数が、設計時の疲労評価において使用している過渡回数を超えないことを確認する。 ・疲れ累積係数による定量評価を行う。評価対象機器の接液部のうち疲れ累積係数が最大の部位について環境疲労評価を行う。 ・疲れ累積係数が 1 を下回っていることを確認する。1 を超える場合には、1 となる時点进行评估する。
C 2	中性子照射脆化	・原子炉压力容器のうち炉心領域及び中性子照射量の高い構造不連続部	Δ	・中性子照射脆化の評価対象部位においては、脆化評価、遷移領域の健全性評価(PTS)、上部棚温度領域の健全性評価を実施しており、照射脆化による機能喪失の恐れはない。 ・疲労評価の対象となる部位での、材料の照射脆化による有意な特性の変化があればその影響について疲労評価に反映する。
C 3	I A S C C	・炉内構造物のオーステナイト系ステンレス鋼使用部位	×	・炉内構造物は疲労評価上厳しくないため、影響評価は不要である。
C 4	高サイクル熱疲労	・設計時の疲労評価対象機器・部位	○	・高低温合流部及び閉塞分岐管滞留部の評価対象配管において、疲れ累積評価を実施した場合は、低サイクル疲労に準じて評価を行う。
C 5	2 相ステンレス鋼の熱時効	・使用温度 250℃以上 ・使用材料 2 相ステンレス鋼 ・き裂の原因となる経年劣化事象の発生が想定	Δ	・熱時効の評価対象部位において、疲れ累積係数の評価を行う場合は、き裂の安定性評価において材料特性の変化について影響評価を行う。
C 6	フレットイング疲	・焼き嵌め軸でかつ曲げ応力が	×	部位が動的機器の損傷であるため、評価の対象外とする。

	劣	作用する両持ちポンプ車軸		
C 7	電機・計装品の絶縁低下	・設計想定事故雰囲気下にさらされるケーブル、接続部、シール部を有する電気・計装設備	×	部位が静的機器の損傷ではないため、評価の対象外とする。
C 8	コンクリートの強度・遮蔽能力低下	・原子力発電所のコンクリート構造物及び鉄骨構造物	×	部位が機器ではないため、評価の対象外とする。

表 2-16 原子力規制委員会の審査資料にて取り扱われている影響評価対象の外部事象

番号	影響評価対象 事象名	評価の対象	第4層で の考慮の 要否	考慮方法
1	地震	・耐震重要度 S クラス、B クラス、C クラスの建物、構築物、機器・配管、津波防護施設、浸水防止設備等が対象	○	・これまでに経験した地震荷重は、疲れ累積係数評価における運転過渡に加えて評価する。 ・更に、第4層の評価では設計想定を超える地震荷重を想定して疲労評価を行う。
2	津波	・耐震重要度分類における S クラスの施設 ・安全機能重要度クラス 1,2 に属する構築物、系統及び機器 ・クラス 3 に属する構築物、系統及び機器については代替設備によって必要な機能を確保する。	×	・敷地高さ、津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備等により、津波防護対象施設に津波の影響が及ばないようにしている。 ・疲労評価の対象機器は屋内に設置されており、万一浸水したとしても、有意な荷重（波力）は加わらないため考慮しない。
3	竜巻	・安全機能重要度クラス 1,2 に属する構築物、系統及び機器 ・クラス 3 に属する構築物、系統及び機器については代替設備によって必要な機能を確保する。	×	・屋外の竜巻防護施設は設計竜巻による荷重の影響により安全機能が損なわれない設計とするか、必要により竜巻防護ネットや防護壁等の設置等の防護対策を講じることにより、安全機能が損なわれない設計とする。また、建屋内で外気と繋がっている施設は設計竜巻による荷重の影響により安全機能が損なわれない設計とする。 ・疲労評価の対象機器は屋内に設置されており、有意な荷重（風荷重及び飛来物）は加わらないため考慮しない。

4	火山	・安全機能重要度クラス 1,2 に属する構築物、系統及び機器（建屋及び屋外の施設、外気の取入施設） ・クラス 3 に属する構築物、系統及び機器については代替設備によって必要な機能を確保する。	×	・降下火砕物による堆積荷重に常時作用する荷重、運転荷重及び自然現象（台風、積雪）による荷重を適切に組み合わせる。 ・降下火砕物による閉塞、摩耗、腐食、大気おせん、水質汚染及び絶縁低下などの影響を考慮して設計を行う。 ・疲労評価の対象機器は屋内に設置されており、有意な荷重（堆積荷重）は加わらないため考慮しない。
5	火災	—	×	火災によって、静的機器を損傷させる荷重は発生しないため、考慮しない。
6	溢水	—	×	溢水によって、静的機器を損傷させる荷重は発生しないため、考慮しない。
7	外部火災（森林火災他）	①森林火災、②近隣の産業施設の火災・爆発、③敷地内への航空機落下等による火災、④ばい煙及び有毒ガス に対し設計上考慮する。 ・安全機能重要度クラス 1,2 に属する構築物、系統及び機器（建屋及び屋外の施設、外気の取入施設）	×	・森林火災及び航空機落下等による火災により最も近い建物の外壁温度が許容値を下回るように設計する。また、近隣産業施設との離隔距離を確保する。ばい煙及び有毒ガスに対しては換気設備のフィルター及び内気循環運転で対応する。 ・疲労評価の対象機器は屋内に設置されており、有意な（火災）荷重は加わらないため考慮しない。
8	不法侵入	—	×	核物質防護対策の一環として不正な侵入は防止されているので、考慮しない。

9	風（台風）、 降水、落雷、 生物学的事 象、凍結、積 雪、高潮、洪 水、地滑り	—	×	・疲労評価の対象機器は屋内に設置されており、有意な（風等の）荷重は加わらないため考慮しない。
1 0	船舶の衝突、 電磁的障害、 飛来物（航空 機落下等）、 ダムの崩壊	—	×	・疲労評価の対象機器は屋内に設置されており、有意な（衝突）荷重は加わらないため考慮しない。
1 1	その他			

表 2-17 3 ループ PWR プラントにおける炉心損傷に至るおそれがある事故シーケンスを対象にした
経年劣化事象（疲労）と関連する設備の整理について

事故シーケ ンスGの名 称	事象の組み合わせ	特徴	重大事故等対処設備	経年劣化（疲労） と関連する設備	経年劣化の考慮
a.2次冷却系 からの除熱 機能喪失	運転時の異常な過 渡変化又は設計基 準 事 故 （ 大 中 LOCA を除く）+2 次冷却系からの除 熱機能喪失（主給 水流量喪失+補助 給水機能喪失）	2 次冷却系からの除熱機能喪失に伴い 1 次系が高温・高圧状態となるため、早期 に加圧器逃がし弁により 1 次冷却系を強 制的に減圧すると共に、充てん高圧注入 ポンプで炉心注水を行い、炉心を冷却す る。 1 次冷却系の冷却・減圧が進み、温度・ 圧力が低下すれば、余熱除去系により炉 心冷却する。	① 加圧器逃がし弁 ② 充てん/高圧注水ポン プ ③ 燃料取替用水タンク ④ 余熱除去系	余熱除去系統	・ 余熱除去系配 管の低（高）サ イクル疲労
b.全交流動 力電源喪失	外部電源喪失時に 非常用所内交流電 源が喪失し、全交 流 電 源 喪 失 に 至 り、原子炉補機冷 却機能喪失と RCP シール LOCA が発 生する(しない場 合もあり)	交流動力電源を必要とする ECCS による 炉心注水が出来ず、更に RCP シール LOCA 等により、1 次冷却系の保有水量 が減少するため、蒸気発生器 2 次側への 注水と主蒸気逃がし弁の開操作による 2 次系からの強制冷却を行い、1 次冷却系 を冷却・減圧するとともに、代替交流動 力電源及び常設電動給水ポンプを用い て、代替炉心注水を行う。その後、充て	① タービン動補助給水 ポンプ、主蒸気逃が し弁、蒸気発生器、 復水タンク ② 常設電動給水ポンプ ③ 大容量空冷式発電 機、燃料取替用水タ ンク ④ 充てん/高圧注水ポン	給水系統（補助給 水系） 余熱除去系統、再 循環サンプ	・ 給水系配管の 流れ加速型腐食 あるいは低サイ クル疲労 ・ 余熱除去系配 管の低（高）サ イクル疲労

		ん/高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる再循環サンプからの高圧再循環により炉心を冷却する。	プ、余熱除去系、再循環サンプ		
c. 原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却系統が機能喪失し、RCP シール LOCA が発生する。	全交流動力電源喪失と同じ。	全交流動力電源喪失と同じ。	全交流動力電源喪失と同じ。	全交流動力電源喪失と同じ。
d. 原子炉格納容器の除熱機能喪失	LOCA 発生後、原子炉格納容器の除熱機能が喪失し、原子炉容器内の圧力上昇を抑制できないため、格納容器の先行破損に至り、再循環サンプの減圧沸騰により炉心注水を継続できなくなる。	充てん/高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプ等による炉心注水を実施する。原子炉格納容器は格納容器内自然対流冷却により冷却する。格納容器再循環サンプ及び燃料取替用水タンク水位がそれぞれ再循環切り替え条件に到達すれば高圧・低圧再循環による炉心冷却に移行する。	① 原子炉補機冷却水サージタンク用窒素ポンベ、格納容器再循環ユニット、原子炉補機冷却水ポンプ、原子炉補機冷却水サージタンク等 ② 充てん/高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプ、格納容器再循環サンプ等	余熱除去系統、	・ 余熱除去系配管の低（高）サイクル疲労
e. 原子炉停止機能喪失	運転時の異常な過渡変化発生後に原子炉停止機能が作動せず、一次冷却系圧力・温度が上昇し炉心損傷に至る。	原子炉トリップに失敗後に蒸気発生器水位低下を検知し、タービントリップ、主蒸気ラインの隔離、補助給水ポンプを自動起動し、原子炉の出力を低下させる。出力低下後に充てん高圧注入ポンプによる緊急ほう酸注入により原子炉を未臨界とし、2 次冷却系の強制冷却により一次	① 主蒸気隔離弁、補助給水ポンプ、蒸気発生器、腹水タンク ② 充てん/高圧注入ポンプ、ほう酸ポンプ、ほう酸タンク、主蒸気逃がし弁、余熱除	給水系統（補助給水系） 余熱除去系統	・ 給水系統の流れ加速型腐食あるいは低サイクル疲労 ・ 余熱除去系配管の低（高）サイクル疲労

		冷却系を冷却・減圧する。その後、余熱除去系による炉心冷却に移行する。	去系等		
f. ECCS 注水機能喪失	中破断 LOCA 後に高圧注入機能が喪失し、一次冷却系の保有水量が減少して炉心損傷に至る。	蒸気発生器 2 次側への注水と主蒸気逃がし弁の開操作による 2 次冷却系の強制冷却・減圧により一次冷却系を冷却・減圧する。一次冷却系が十分に減圧すれば、余熱除去ポンプによる低圧注入により炉心を冷却する。さらに、低圧再循環による炉心冷却に移行する。	① 補助給水ポンプ、主蒸気逃がし弁、蒸気発生器、復水タンク等 ② 余熱除去ポンプ、燃料取り換え用水タンク、 ③ 余熱除去ポンプ、再循環サンプ	給水系統（補助給水系） 余熱除去系統	・給水系統の流れ加速型腐食あるいは低サイクル疲労 ・余熱除去系配管の低（高）サイクル疲労
g. ECCS 再循環機能喪失	大破断 LOCA 時に低圧再循環機能が喪失し、一次冷却系の保有水量が限使用して炉心損傷に至る。	大破断 LOCA 後に ECCS の再循環切り替えに失敗し、炉心損傷の防止のため、格納容器スプレイポンプを用いた代替再循環により炉心の冷却を継続する。	・格納容器スプレイ系、格納容器再循環サンプ等	該当なし。	該当なし。
h. 格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA、蒸気	原子炉冷却材圧力バウンダリィを構成する機器の破損等が発生後、破損個所の隔離に失敗し炉心損傷に至る。	・インターフェイスシステム LOCA 余熱除去系逃し弁及び余熱除去系機器から漏えいする。蒸気発生器 2 次側への注水と主蒸気逃がし弁の開操作による 2 次冷却系強制冷却及び加圧器逃し弁の開操作と充てん/高圧注入ポンプによる炉	① 充てん/高圧注入ポンプ、燃料取り換え用水タンク、補助給水ポンプ、蒸気発生器、復水タンク、主蒸気	給水系統（補助給水系） 余熱除去系統	・給水系統の流れ加速型腐食あるいは低サイクル疲労 ・余熱除去系配管の低（高）サ

発生器伝熱管破損)	る。	心注水を行うフィードアンドブリードにより一次冷却系の冷却・減圧を行う。 ・蒸気発生器伝熱管破損 インターフェイス LOCA と初期操作は同様であるが、一次冷却系の冷却・減圧が進めば、余熱除去系による炉心冷却に移行する。	逃がし弁、加圧器逃し弁等 ② 余熱除去系統		イクル疲労
-----------	----	---	-------------------------------------	--	-------

(2) 低サイクル疲労による機器の経年劣化評価モデル

1) はじめに

低サイクル疲労による機器の経年劣化モデルについて検討する。また、経年劣化における保全・検査の取扱いの考え方についてまとめる。

2) 機器の経年劣化による静的故障要因に対する故障確率評価モデルの作成

低サイクル疲労を対象とした、経年劣化モデルの検討に当たり、現状の設計ベース（規制で使用している設計建設規格による疲労評価）に基づく場合から、国際的に適用されている ASME 規格の FT コードケースに基づく場合、更に最も現実的な昨年度までの研究成果に基づく仮想き裂成長曲線を使用した場合の 3 つのケースについて評価モデルの検討を行い、表 2-18 に取りまとめた。

これを元に、第 4 層における評価においては経年劣化分の UF を引いた残りの UF に対して、想定を超える地震により発生する荷重を加え、 $UF = 1$ を超えなければ疲労破損は発生しないとする。また、 $UF = 1$ となった時点でき裂の発生を想定し、 $UF > 1$ では UF の増加ではなく仮想き裂成長曲線に基づき、き裂の成長量を評価して最終き裂深さを求める。このき裂深さに対して地震荷重による破損確率を評価する。

検査を実施した場合は、欠陥が無ければ、そこに評価不要欠陥を考え、更にその後の運転によるき裂進展を加えて地震による荷重により漏えいあるいは不安定破壊に至る発生確率を以て機能喪失確率とすることも考えられるが、現行の規制では、疲労評価に基づく検査は要求していないことから、検査で欠陥が見つからなければ $UF = 0$ として評価することとする。

なお、き裂進展評価に用いる微小き裂進展モデルのパラメータ調査として、原子力安全システム研究所において微小き裂成長における材料、環境及び応力場の影響について検討を行い、2.2.3(3)でのき裂成長モデルの検討に活用した。

また、第 4 層機器の評価の参考とするため、美浜発電所における重大事故対処設備の設置・管理状況の調査及び日本地震工学会主催の東日本大震災合同調査報告会に参加して情報収集を行った。

3) 低サイクル疲労に対する保全活動・検査の調査

(a) 他の保全指標における保全活動・検査の考慮の考え方

昨年度の「安全評価指標」の検討では、システム安全の信頼性の維持を日々の保全活動により行うこととしている。この保全活動は以下の通り通常運転時と事故時の保全に大きく分けられる。この保全活動の効果を安全指標に取り入れたものを「保全指標」と呼んでいる。

a. 通常運転時の保全指標（第 1～3 層）

- ・ 動的故障 時間依存故障と非依存故障の分類、故障事例の原因別分類、原因別故障率のモデル化を行い、時間の経過に伴う機器・構造物の故障確率を求める。
- ・ 静的故障 経年劣化事象を抽出し、経年劣化量を予測し、更に耐力を定量評価して荷重と比較することにより時間の経過に伴う機器・構造物の故障確率を求める。
- ・ 定期検査・分解点検・試験運転・状態監視保全・安全文化・教育・保全員の能力評

価・ヒューマンファクターなどの保全活動に係わる故障確率の変化をモデル化して定量評価する。

b. 事故時の保全指標（第4層）

設計基準外事象が発生した場合に展開されるマネジメントは、大きくハードとソフトの対応に分類される。そのマネジメントの成功確率は各対応の成功確率と対応に係る時間に依存する。この成功確率を維持・向上させるために、事故が起こる前からシナリオの検討・最新情報の導入・非常時訓練と教育・ストレステストなどの事故時のための保全活動を行っており、マネジメントのシナリオを展開して、その信頼性を評価することで保全活動を考慮した保全指標を評価する。

(b) PLM 標準における保全活動・検査の考慮の考え方

日本原子力学会標準 AESJ-SC-P005:2008 原子力発電所の高経年化対策実施基準では、保全活動として、以下の活動を規定している。

- ・運転初期からの経年劣化管理
- ・10年ごとの経年劣化管理
- ・高経年化対策検討
- ・長期保全計画に基づく保守管理

a. 運転初期からの経年劣化管理

安全機能を有するすべての構築物、系統及び機器を対象として、経年劣化メカニズムまとめ表に基づいて、経年劣化を考慮する必要のある部位、経年劣化事象を特定して経年劣化管理を実施する。

b. 10年ごとの経年劣化管理

RCPB構成機器及び炉心支持構造物を対象として、①低サイクル疲労、②中性子照射脆化、③照射誘起型応力腐食割れ、④高サイクル熱疲労 について経年劣化管理を行う。

c. 高経年化対策検討

安全機能を有するすべての構築物、系統及び機器を対象として、次の8事象に対して高経年化技術評価を行う。

- ① 低サイクル疲労
- ② 中性子照射脆化
- ③ 照射誘起型応力腐食割れ
- ④ 高サイクル熱疲労
- ⑤ 2相ステンレス鋼の熱時効
- ⑥ フレタニング疲労
- ⑦ 電機・計装品の絶縁低下
- ⑧ コンクリートの強度低下及び遮へい能力低下

d. 長期保全計画に基づく保守管理

高経年化技術評価結果に基づいて、充実する必要のある保全内容を抽出し、長期保全計画を作成して保全活動を行う。

(c) ASME 規格における保全活動・検査の考慮の考え方

ASME 規格の中で、保全活動（検査）を考慮する例として、低サイクル疲労における疲労累積係数が 1.0 を超えた場合の Sec. XI Appendix L が挙げられる。

Appendix L "Operating Plant Fatigue Assessment" は、疲労累積係数(UF)が 1.0 を超える場合、検査を実施の上、評価不要欠陥相当の初期欠陥を想定し、10 年の運転に対して疲労き裂進展解析及び破壊力学評価を行い健全性を確認していくことで継続運転が可能となる規定である。

また、当然ではあるが、Sec/XI には JSME 規格の維持規格に相当する規定があり、ISI による検査で欠陥が見つかった場合、欠陥をサイジングすることにより評価して機器の継続使用が許容される。その際に必要な継続検査の検査方法と期間についての規定が定められている。

(d) JSME 規格における保全活動・検査の考慮の考え方

JSME 規格 JSME S NA1-2012 維持規格には、ISI 検査の計画及び欠陥が見つかった場合の評価方法と許容基準について規定されている。例えばオーステナイト系ステンレス配管の場合、疲労によるき裂進展の場合は、検査で求められたき裂寸法に対してき裂進展評価を行い、評価期間末期でのき裂が①欠陥寸法に基づく許容基準、②応力に基づく許容基準、③2 パラメータ方に基づく許容基準のいずれかを満足する場合は、許容期間の間、供用が許容される。

(e) 機器の経年劣化による静的故障要因に対する故障確率評価モデルにおける保全活動・検査の考慮についてまとめ

機器の経年劣化による静的故障要因に対する故障確率評価モデルにおける保全活動・検査の考慮の考え方について、他の保全指標の考え方、PLM 標準、ASME 規格、JSME 規格等を参考に取りまとめた。

静的機器においては、一般的に経年劣化を評価により健全性を確認する場合と、検査により確認する場合がある。劣化評価及び検査により健全性を確認する場合、評価結果や検査結果に基づいて機器の故障確率を評価する方法について検討する必要がある。例えば、高サイクル熱疲労においては、劣化評価と検査を組み合わせた保全活動が行われているが、低サイクル疲労については、疲労累積係数（UF）による劣化評価及び管理が行われており、検査と組み合わせた保全活動は行われていない。

今回、疲労のうち低サイクル疲労を経年劣化事象の代表例として検討を行う際には、疲労累積係数の評価を保全活動として扱うこととし、検査の効果については特に取り扱わないこととする。

4) 低サイクル疲労に対する保全活動・検査としての疲労累積係数（UF）評価

(a) 低サイクル疲労に対する疲労累積係数(UF)の評価

電気事業者は、原子炉等規制法及び実用炉規則の規定に基づき、運転開始 30 年及びそれ以降 10 年毎に長期保守管理方針を策定し、保安規定の認可を申請することが義務付けられている。これに対して、旧原子力安全基盤機構は旧原子力安全・保安院からの指示により、認可申請書類に添付された長期保守管理方針の技術根拠を示した高経年化技術評価の技術的妥当性を審査している。この確認結果は公開されており、その公開資料に基づいて国内の高経年化プラントの低サイクル疲労に対する疲労累積係数

(UF)の評価結果を取りまとめた。http://plec.jnes.go.jp/vlr_index.html)

(b) 対象プラント

当時、評価結果が公開されている国内プラントは全 18 基であり、内訳はPWRが 8 基、BWRが 10 基である。また、最も新しい評価対象プラントは関西電力美浜発電所 2 号炉(H24.7)、最も古い評価対象プラントは東京電力福島第一原子力発電所 3 号炉(H18.3)である。

(c) 対象部位

疲労評価の対象部位は、工事計画認可申請書における疲れ累積係数評価を参考に選定されており、抽出された対象機器は次の通りとなっている。

・ PWR

原子炉容器、加圧器、原子炉格納容器貫通部、配管、弁、ポンプ、熱交換器、炉心支持構造物、機械設備（加圧器スカート溶接部等）

・ BWR

原子炉圧力容器、配管、機械式ペネトレーション、弁、ポンプ、炉心支持構造物

(d) 応力サイクル

疲労評価に用いる応力サイクルは、起動停止等の圧力・温度変動歴に基づいて定め、回数は運転開始からの年平均発生回数を求めて、その回数が 60 年間続くとして定めている。

(e) 評価結果

最新の評価プラントの評価結果例を表 2-19、表 2-20 に示す。

日本機械学会「設計・建設規格」及び「環境疲労評価手法」に基づく評価結果は、いずれも 1 を下回っている。

ただし、この評価結果には設計過渡条件の持つ裕度や環境疲労評価手法のもつ裕度、等が含まれており、それによる影響も考慮する必要がある。ただし、ここで抽出された例えば、大多数のプラントで大気中疲労評価あるいは環境疲労の詳細評価で疲れ累積係数が高い部位は、相対的に低サイクル疲労損傷に対する裕度が小さい部位であり、これらの部位を評価対象の候補として今後検討を進めていくことは妥当と考える。

5) まとめ

低サイクル疲労による機器の経年劣化モデルについて取りまとめた。また、高経年化技術評価経年劣化における保全・検査の取扱いについて調査結果をとりまとめた。

第 4 層における評価においては経年劣化分のUFを引いた残りのUFに対して、想定を超える地震により発生する荷重を評価し、 $UF = 1$ を超えなければ疲労破損は発生しないとする。 $UF = 1$ となった時点でき裂の発生を想定し、 $UF > 1$ ではUFの増加ではなくき裂の成長量を評価して最終き裂深さを求める。このき裂深さに対して地震荷重による破損確率を評価する。

高経年化技術評価では、低サイクル疲労に対しては、保全活動として累積疲労係数（UF）の評価が行われており、配管における疲労累積結果が相対的に高い部位としてPW

Rでは加圧器スプレイ系統、余熱除去系統、給水系統、BWRでは、再循環系統、給水系統が抽出された。この結果、評価対象系統として余熱除去系統と給水系統を選定する。

保全活動として検査を実施した場合は、欠陥が無ければ、そこに評価不要欠陥を考え、更にその後の運転によるき裂進展を加えて地震による荷重により漏えいあるいは不安定破壊に至る発生確率を以て機能喪失確率とすることも考えられるが、当面は検査で欠陥が見つからなければ $UF=0$ として評価することとする。

表 2-18 低サイクル疲労による機器の経年劣化モデルの検討

	A. 設計建設規格・維持規格 をベースとした評価	B. 国際規格（ASME FT 規格） をベースとした評価	C. 昨年度までの研究 （仮想き裂成長曲線）に基づく評価
保守性	保守性が大きい ←————→ 詳細かつ現実に近い		
1. 経年劣化 事象の抽出	・ P L M標準等から抽出した経年劣化事象を基に評価対象とする事象の選定の考え方を整理し、評価対象事象を選定する。 ・ 低サイクル疲労を主要経年劣化事象とし、他の事象については必要に応じて影響を考慮する。		
2. 経年劣化 モデルの 作成	・ P L M評価で得られたU Fを用いて評価し、疲労の累積により U F は増加していくが1以下なら機能は確保される。U F = 1 で機能喪失とする評価モデルとする。（第3層まで）	・ U F が1以下なら左記と同様。 ・ U F = 1 で当該部位の非破壊検査を行い、欠陥がなければ評価不要欠陥を想定し、運転荷重によりき裂が貫通か不安定破壊するまでは機能は確保される。	・ き裂成長モデルについては、昨年度までの高経年化高度化研究の成果を活用し、仮想き裂成長曲線をベースにして、時間経過とともに微小なき裂が発生・成長するモデルを構築する。
3. 保 全 活 動・検査の 考慮	・ 供用中検査を実施しているが、疲労評価結果とリンクしていないため、保全活動（検査）の効果は考慮しない。 ・ 供用中検査でき裂が見つかった場合は運転荷重によるき裂進展評価を行い、き裂が漏えいあるいは不安定破壊はなければ機能は確保される。	・ U F の高い部位に対して、非破壊検査を実施し、欠陥が無ければ、そこに評価不要欠陥を考える。更にその後の運転によるき裂進展を加えて、そのき裂が運転荷重などにより漏えいあるいは不安定破壊に至ることを以て機能喪失確率とする。	・ 検査によりき裂が見つからなかった場合、仮想き裂成長曲線を用いて余寿命を推定する。 ・ 検査でき裂が見つかった場合も、仮想き裂成長曲線から余寿命を推定する。
4. 機 器 の 耐 力評価（機 能 喪 失 の	・ U F = 1 で機能喪失とする。	・ 基本的に U F = 1 で機能喪失とする。 ・ ただし、U F = 1 となっても、非破壊検査でき裂が発見されない場合、評価不要欠陥	・ き裂が進展し、貫通漏洩するか、地震荷重や運転荷重で不安定破壊する限界寸法に達した時点で機能喪失とする。

判断基準)		に対し漏えいあるいは不安定破壊に至る 運転荷重を持って機能喪失とする。	
5. 荷 重 発 生 確 率 の 評 価	・評価対象の荷重として、設計想定を超える地震時の発生による荷重を想定する。 ・地震荷重の場合、現在の規制では一次応力が制限となり、$UF=1$ となる前に延性破壊するため、経年劣化は影響しないが、ここでは JEAC 4 6 0 1 ベースの疲労評価が適用できると考える。 ・評価対象部位に想定を超える地震発生により使用汁荷重とその発生確率を評価する。		・評価対象の荷重に熱応力に加えて地震荷重も想定する。 ・評価対象部位における熱応力及び地震荷重の発生確率を評価する。
6. 機 器 の 故 障（破損） 確 率 の 評 価	・第4層における評価においては経年劣化分の UF を引いた残りの UF に対して、想定を超える地震により発生する荷重を加え、$UF = 1$ を超えなければ疲労破損は発生しないとする。 ・$UF = 1$ となった時点でき裂の発生を想定し、$UF > 1$ では UF の増加ではなくき裂の成長量を評価して最終き裂深さを求める。このき裂深さに対して地震荷重による破損確率を評価する。 ・検査を実施した場合は、欠陥が無ければ、そこに評価不要欠陥を考える。更にその後の運転によるき裂進展を加えて地震による荷重により漏えいあるいは不安定破壊に至る発生確率を以て機能喪失確率とする評価モデルを考え、それと前段の評価モデルを比較し、大きい方の確率を採用する。		・第4層において経年劣化分の UF を仮想き裂成長曲線から、き裂寸法に置き換える。熱応力及び地震荷重を加えることで、き裂が進展し、貫通漏洩するか、地震荷重で不安定破壊する限界寸法に達するを以て機能喪失とし、その確率を評価する。 ・検査を実施した場合は、欠陥が無ければ、検出確率を元にき裂の存在確率を評価し、き裂が存在すれば、それを基に更に運転荷重及び地震荷重によるき裂の進展及び不安定評価を行い、それが漏えい貫通するか不安定破壊することをもって機能喪失とし、その確率を評価する。

表 2-19 PWR（関西電力美浜発電所 2 号機）の評価結果

表 3.4.1-1 低サイクル疲労に関する健全性評価結果(その 1)

評価対象機器		健全性評価 (60 年供用仮定時 ¹⁾ の疲れ累積係数)			高経年 化への 対応
		設計・建設 評価 ²⁾	環境中疲労 評価 ³⁾	備考	
原子炉 容器	冷却材入口管台	0.032	0.001	設計・建設評価点は、肉盛部の非接液部の評価である。環境中疲労評価点は、接液部の疲労評価上最も厳しい部位としており、設計・建設評価点と場所が異なる。	実過渡 回数に 基づく 疲労評 価を、 定期的 に実施 してい く。
	冷却材出口管台	0.044	0.001		
	安全注入管台	0.046	0.019		
	蓋用管台	0.088	0.001	設計・建設評価点は、大気中の非接液部である。環境中疲労評価点は、接液部の疲労評価上最も厳しい部位としており、設計・建設評価点と場所が異なる。	
	炉内計装筒	0.351	0.006		
	上部蓋(上部胴フランジ)	0.017	－		
	下部胴(下部鏡接続部)	0.004	－	非接液部	
	炉心支持金物	0.007	0.001	設計・建設評価点は、肉盛部の非接液部の評価である。環境中疲労評価点は、接液部の疲労評価上最も厳しい部位としており、設計・建設評価点と場所が異なる。	
	容器支持金物取付部	0.005	－		
	スタッドボルト	0.206	－		
加圧器	スプレイライン用管台	0.119	0.004	設計・建設評価点は、肉盛部の非接液部の評価である。環境中疲労評価点は、接液部の疲労評価上最も厳しい部位としており、設計・建設評価点と場所が異なる。評価は、熱成層による発生応力を含めた解析結果である。	
	サージ用管台	0.027	0.072	評価は、熱成層による発生応力を含めた解析結果である。	
原 子 炉 格 納 容 器	余熱除去クーラ(ポンプ入口ライン貫通部)	0.001	－	非接液部	
	蒸気ライン貫通部	0.005	－		
	主給ライン貫通部	0.009	－		
配管	余熱除去系統出口配管 (1次冷却材高温側出口管台～隔離弁)	0.001	0.020		
	余熱除去系統出口配管 (1次冷却材高温側出口隔離弁～原子炉格納容器貫通部)	0.001	0.020		
	主給水系統配管(原子炉)格納容器貫通部～蒸気発生器給水管台	0.007	0.033		
	1次冷却材管 (ホットレグ)	0.001	0.002		
	1次冷却材管 (クロスオーバーレグ)	0.002	0.012		
	1次冷却材管 (コールドレグ)	0.001	0.002		
	1次冷却材管 (加圧器サージライン用管台)	0.033	0.138		
	1次冷却材管 (安全注入ライン用管台)	0.004	0.013		
	1次冷却材管 (充てんライン用管台)	0.003	0.017		
	加圧器サージ配管	0.005	0.008	評価は熱成層による発生応力を含めた解析結果である。	
	加圧器スプレイ配管	0.068	0.134		

表 2-19 PWR（関西電力美浜発電所 2 号機）の評価結果（続き）

表 3.4.1-1 低サイクル疲労に関する健全性評価結果(その 2)

評価対象機器		健全性評価 (60 年供用仮定時 ¹⁾ の疲れ累積係数)			高経年化 への対応
		設計・建設 評価 ²⁾	環境中疲労 評価 ³⁾	備考	
弁	ループ余熱除去系第1入口弁弁箱	0.004	0.100		実過渡回数に基づく疲労評価を定期的 に実施していく。
	抽出水ライン第一制御弁弁箱	0.061	0.864		
	ループ低温側安全注入ライン逆止弁弁箱	0.087	0.524		
	B ループ充てんライン逆止弁弁箱	0.040	0.491		
ポンプ	1 次冷却材ポンプ(ケーシング脚部)	0.229	0.123	設計・建設評価点は、大気中の非接液部である。環境中疲労評価点は、接液部の疲労評価上厳しい部位としており、設計・建設評価点と場所が異なる。	
	1 次冷却材ポンプ(ケーシング吐出ノズル)	0.022	0.307		
	1 次冷却材ポンプ(ケーシング吸込ノズル)	0.001	0.001		
熱交換器	再生クーラ(管板部)	0.085	0.115		
	余熱除去クーラ(管板部)	0.042	0.054		
	蒸気発生器管板廻り	0.087	0.235	設計・建設評価点は、肉盛部の非接液部である。環境中評価点は接液部の疲労評価上最も厳しい部位としており、設計・建設評価点と場所が異なる。	
	蒸気発生器給水入口管台	0.104	0.145	設計・建設評価点は、肉盛部の非接液部である。環境中疲労評価点は配管接合部近傍であり、配管の熱成層による発生応力を含めた解析結果であり、設計・建設の評価点と場所が異なる。	
炉心支持構造物	上部炉心支持板	0.002	0.013		
	上部炉心支持柱	0.002	0.035		
	下部炉心支持板	0.002	0.021		
	炉心そう	0.001	0.001		
機械設備	加圧器スカート溶接部	0.192	－	非接液部	

- 1) 60 年供用仮定時の各過渡条件の繰返し回数は、運転実績に基づく平成 19 年度末時点の過渡回数を用いて、今後も同様な運転を続けたと仮定して推定した。
 未取替機器：60 年時点過渡回数＝運用後実績過渡回数＋(運用後実績過渡回数/運用後実績過渡回数調査時点までの年数)×残年数
 取替機器(蒸気発生器、RV 上部ふた、余熱除去系配管、2 次系配管、2 次系熱交換器等)：60 年時点過渡回数＝取替後実績過渡回数＋(未取替機器の 1 年間当たり平均過渡回数)×残年数
- 2) 一般社団法人日本機械学会「発電用原子力設備規格 設計・建設規格」JSME S NC1-2005/2007 に基づいて評価した。
- 3) 一般社団法人日本機械学会「発電用原子力設備規格 環境疲労評価手法」JSME S NF1-2006 に基づいて評価した。高温水に接液している評価点を対象として、評価方法は、余熱除去系統配管と主給水系統配管は係数倍法、弁は簡易評価法、他は詳細評価法にて評価した。

表 2-20 BWR（福島第二原子力発電所 1 号炉）の評価結果

表 3.4.1-1 疲れ累積係数の評価結果

機器	評価部位	現時点までの評価	
		設計・建設評価 ¹ (UF)	環境疲労評価 ² (UFen)
原子炉圧力 容器	主フランジ	0.025	－
	スタットボルト	0.302	－
	給水ノズル	－	0.678
	下鏡	0.056	－
	支持スカート	0.202	－
配管	原子炉再循環系配管	－	0.779
	給水系配管	－	0.369
機械式ペネ トレーショ ン	主蒸気系配管貫通部 ベローズ	0.012	－
	給水系配管貫通部ベ ローズ	0.013	－
弁	給水系原子炉給水ラ イン入口弁	－	0.286
	原子炉再循環系原子 炉再循環ポンプ出口 弁	－	0.103
ポンプ	原子炉再循環系ポン プ	－	0.006
炉心支持構 造物	炉心シュラウド	－	0.000
	シュラウドサポート	－	0.050

- 1 日本機械学会「発電用原子力設備規格 設計・建設規格」JSME S NC1-2005 に基づいて評価した。
2 日本機械学会「発電用原子力設備規格 環境疲労評価手法」JSME S NF1-2006 に基づいて評価した。高温水に接液している評価点を対象として、評価方法は、原子炉再循環系配管、給水系配管及び弁は係数倍評価法、他は詳細評価法にて評価した。給水ノズルは一部の熱過渡は係数倍評価法で、他の熱過渡は詳細評価法で評価した。

(3) 低サイクル疲労による機器の故障確率評価手法

1) はじめに

経年劣化の影響を考慮した機器の故障確率を算出するため、機器の劣化、及びハザードレベルに応じた条件付損傷確率を算出する静的機器劣化損傷モデルを構築する。(1)節では2次系からの給水系と余熱除去設備を評価対象部位として選定したが、ここでは代表として余熱除去設備（余熱除去系統配管）を対象とした算出例を示す。

2) 静的機器劣化損傷モデルの構築

a. モデルの概要

機器の損傷確率のため、まず、ハザードレベルと疲労蓄積量の関係を算出する（図 2.2.3-1 参照）。一方、疲労蓄積量をき裂におきかけることで、き裂を起点とした損傷の確率を算出する（図 2.2.3-2 参照）。そして、ハザードレベルと疲労蓄積量、疲労蓄積量と損傷確率の関係を組み合わせることで、ハザードレベルと損傷確率の関係、つまり静的機器劣化損傷モデル（フラジリティ曲線）を構築する（図 2.2.3-3 参照）。

なお、設計想定内では、機器の損傷は発生しないことを前提とする。つまり、設計想定（Ss 地震）を超える地震動を受けた場合の配管の破損確率を算出する。

以下、図 2.2.3-1 から図 2.2.3-3 の手順について説明する。

b. ハザードレベルと疲労蓄積量の関係（図 2.2.3-1）

疲労蓄積量は累積損傷量 UF とき裂寸法を用いて定量化する。具体的な手順は以下による

- (a) ハザード発生時点で既に経年劣化によって、大きさ UF_0 ($UF_0 < 1$) の疲労が蓄積している。
- (b) ハザード（地震荷重）による疲労蓄積量 UF_a を算出する。
- (c) ハザード後の疲労蓄積量 $UF_0 + UF_a$ とハザードレベルの関係を求める。なお、ハザード後の疲労蓄積量は $UF_0 + UF_a > 1$ となる可能性もある。

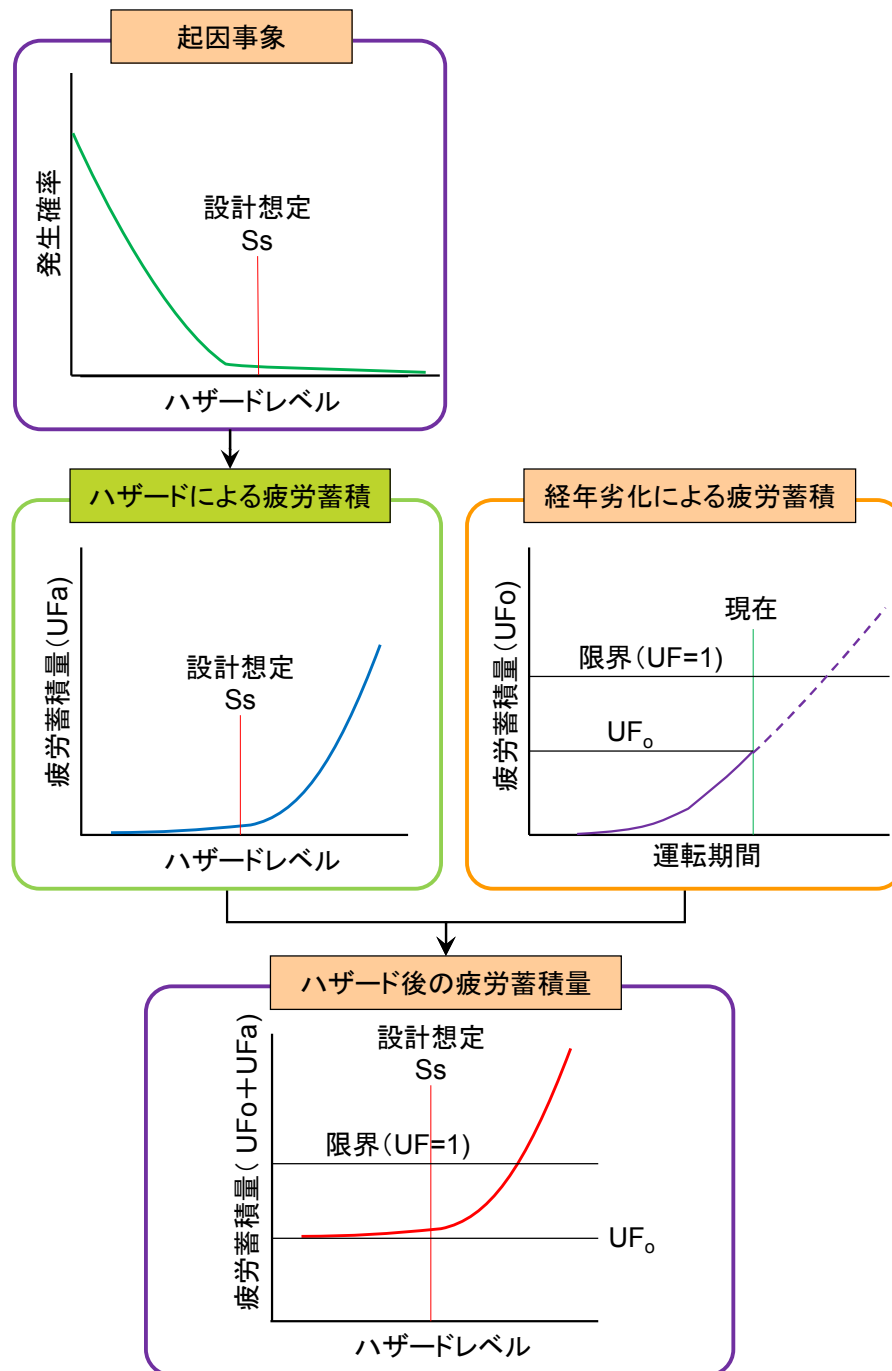


図 2.2.3-1 ハザードレベルと疲労蓄積量の関係

c. 疲労蓄積量と損傷確率の関係 (図 2.2.3-2)

疲労蓄積量をき裂寸法に置き換えることで、き裂を起点とした破壊（損傷）の確率を算出する。なお、 $UF_0 + UF_a < 1$ であれば破損は発生しない（設計の想定内では、機器の損傷は発生しない前提による）。 $UF_0 + UF_a > 1$ の場合の損傷確率の算出方法は以下による。

- (a) ハザードによる疲労蓄積が増加し、 $UF_0 + UF_a = 1$ となった時点で、き裂深さ a_0 のき裂が発生させる。ここでは、疲労試験における試験片破断時のき裂深さ

に相当する $a_0 = 3 \text{ mm}$ を仮定する。

- (b) $UF_0 + UF_a > 1$ となる場合は、 UF_a を増加させるのではなく、き裂の成長量を算出する。そして、最終的き裂深さ a_f を求める。
- (c) き裂深さ a_f のき裂が存在する配管に対して破壊（損傷）確率を算出する。
 - i. き裂の破壊の駆動力はハザード（地震荷重）とする
 - ii. 材料の強度（流動応力）にはばらつきを考慮する
- (d) き裂深さを疲労蓄積量に置き換えることで、疲労蓄積量と損傷確率の関係を求める。

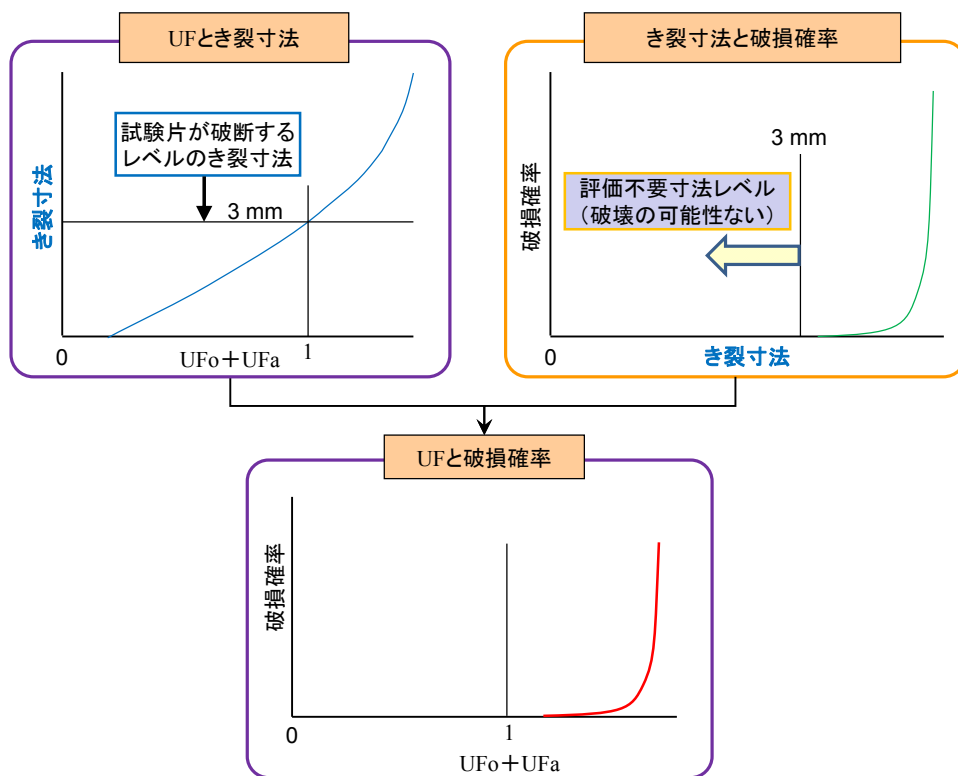


図 2.2.3-2 疲労蓄積量と損傷確率の関係

d. 静的機器劣化損傷モデル（図 2.2.3-3）

ハザードレベルと疲労蓄積量、疲労蓄積量と損傷確率の関係を組み合わせること
で、ハザードレベルと損傷確率の関係、つまり性敵機器劣化損傷モデル（フラジリ
ティ曲線）を構築する。実際の機器の破損確率は、図 2.2.3-3 のフラジリティ曲線
にハザード（地震）の発生確率をかけたものとなる。

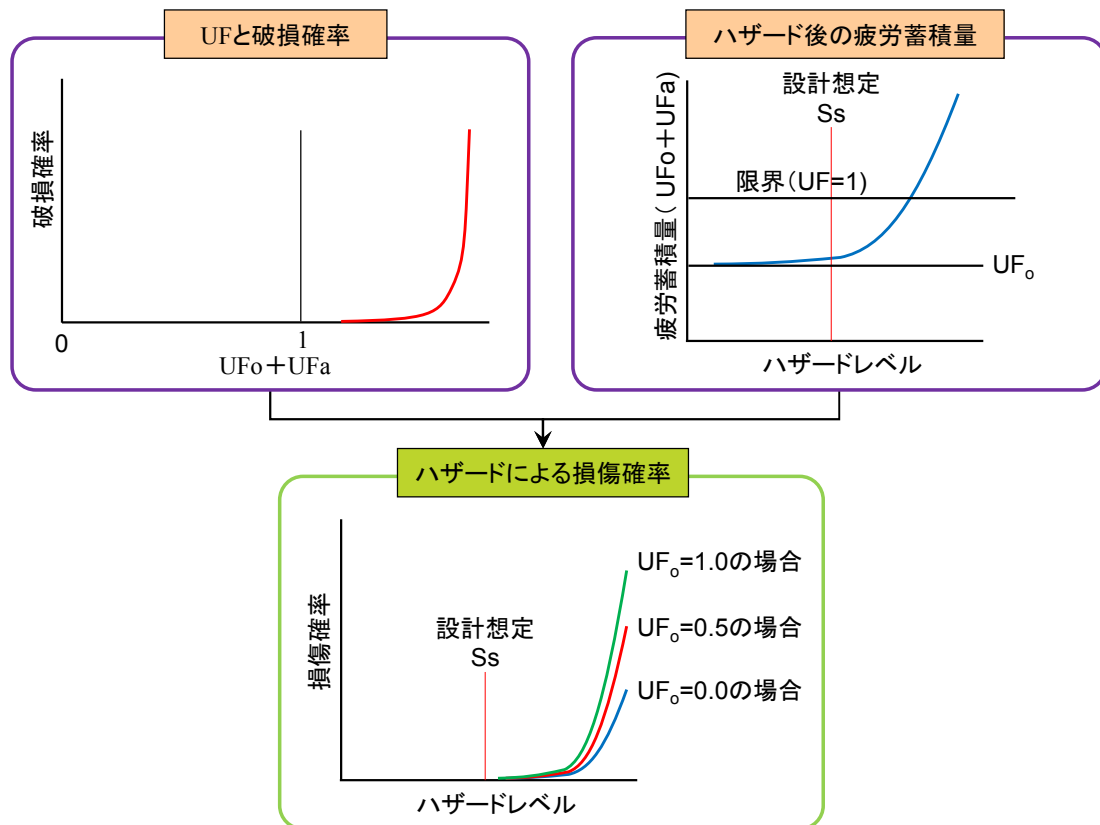


図 2.2.3-3 静的機器劣化損傷モデル（フラジリティ曲線）

3) 余熱除去系統配管に対する静的機器劣化損傷モデル

e. 対象配管（余熱除去系統配管、クラス 2, 3 配管）

(a) 想定される使用条件

- i. 温度：200℃
- ii. 圧力：5 MPa を想定

(b) 形状

- i. 外径：267.4 mm（10B、主配管）
- ii. 肉厚：t = 15.1 mm（Sch80）（ $R_m/t = 8.35$ ）

(c) 材料定数（200℃）

- i. オーステナイト系ステンレス鋼
- ii. 材料規格（SUS304TP ステンレス鋼）
- iii. ヤング率：183 GPa
- iv. 設計応力強さ S_m ：129 MPa
- v. 設計降伏強さ S_y ：144 MPa
- vi. 設計引張強さ S_u ：402 MPa
- vii. 維持規格による流動応力 S_f ： $(144+402) \times 0.5 = 273$ MPa

f. 荷重条件

(a) JEAC4601 における制限値

i. 一次応力

- ① JEAC4601 の規定では、1 次応力（膜＋曲げ）は Ds（Ss 地震）に対しては考慮する必要がない（過去の実験においても Ss 地震に対する破壊は確認されていない）
- ② つまり、Ss 地震に対する破壊モードはラチェット変形となる
- ③ ただし、き裂を想定した場合は破壊の可能性があるため、一次応力に対する破壊を考慮する必要がある
- ④ ねじりに対する一次応力制限が規定されているが、き裂を起点とする破壊に対する影響は限定的であるため、ここでは考慮しない。

ii. 一次＋二次応力

- ① 一次＋二次応力、3Sm（クラス 2, 3 は 2Sy）となる
- ② 3Sm 超えても簡易弾塑性評価により対応可能
- ③ 地震荷重では熱応力による疲労（2 次応力）は作用しないので、対象となる荷重は一次応力（膜＋曲げ）とする

iii. 一次＋二次＋ピーク応力

- ① 疲労荷重（一次＋二次＋ピーク応力）に対し $UF < 1$
- ② ピーク応力は表面で最大となり、表面からの距離が大きくなるとゼロとなるため、ピーク応力がき裂の進展駆動力に及ぼす影響は限定的

(b) 評価で想定する荷重（ハザードレベル）

i. 膜応力 P_m と曲げ応力 P_b に対し、

$$P_m + P_b = \alpha \times S_y \quad (1)$$

が作用すると仮定する。ここで、 α は係数

ii. 膜応力 P_m には、内圧 $P_i = 5 \text{ MPa}$ による軸力を想定する

iii. き裂成長、及び破壊評価に対して同じ荷重を想定する

- ① ただし、進展は $\Delta\sigma$ ($\Delta\epsilon$)、破壊は $\sigma_{\max}$ を用いることに留意
- ② 2 次応力（熱応力）は無視する（ラチェット変形は想定しない）
- ③ 疲労評価におけるピーク応力の寄与は無視する

表 2-21 JEAC4601 で規定されている許容応力

a. クラス 1 配管の許容応力

a) クラス 1 配管の許容応力は表 4.2.3.1-4 のとおりとする。

表 4.2.3.1-4 クラス 1 配管の許容応力⁽¹⁾⁽²⁾

応力分類 供用状態	一次応力 (膜+曲げ)	一次応力 (ねじり, 曲げ+ねじり)	一次+二次 応力範囲 ⁽³⁾	一次+二次+ ピーク応力 ⁽⁴⁾
C s	$\text{Min}[2.25S_m, 1.8S_y]$	ねじりによる応力 $0.55S_m$ 上式が満足されない場合 曲げ+ねじりによる応力 $1.8S_m$	$3S_m$ ⁽⁶⁾	疲労累積係数 ≤ 1.0 ⁽⁷⁾
D s	・地震以外の短期機械的荷重を含む場合 ⁽⁵⁾ $\text{Min}[3S_m, 2S_y]$	ねじりによる応力 $0.73S_m$ 上式が満足されない場合 曲げ+ねじりによる応力 $2.4S_m$		

注(1): サポート用ラグ等が配管に直接溶接されている場合、配管に発生する局部的応力の評価も行うこととする。

注(2): 軸力による全断面平均応力の許容値は、供用状態 C s 及び D s とともに $1.2S_m$ とする。

注(3): 基準地震動 S_s 又は弾性設計用地震動 S_d のみによる応力範囲について評価する。

注(4): 基準地震動 S_s 又は弾性設計用地震動 S_d のみによる疲労解析を行う。ここで、疲労累積係数の算定は設計・建設規格 PPB-3535 を準用する。

注(5): 地震以外の短期機械的荷重を含まない場合、評価不要である。

注(6): $3S_m$ を超える場合、弾塑性解析を行うこと。この場合、設計・建設規格 PPB-3536(1), (2), (4) 及び(5)の簡易弾塑性解析を用いることができる。

注(7): 疲労累積係数は地震動のみによる疲労累積係数と運転状態 I, II における疲労累積係数の和とする。ただし、設計・建設規格 PPB-3536 により運転状態 I, II において、疲労解析を要しない場合は、疲労累積係数は地震動のみによる疲労累積係数とする。

⑤ クラス 1 配管—ECCS等以外

地震動 運転状態	—	S_d	S_s
I	A	C s	D s
II	B	C s	D s
III	C	C s	D s
IV (L)	D	D s	
IV (S)	D		

⑥ クラス 1 配管—ECCS等⁽²⁾

地震動 運転状態	—	S_d	S_s
I	A	C s	D s
II	B	C s	D s
III	C	C s	D s
IV (L)	A ⁽¹⁾	C s	
IV (S)	D		

g. ハザードレベル（一次応力）と疲労蓄積量（き裂寸法）の関係

(a) UF_0 の想定

- $UF_0 = 1$ とする（評価簡単化のため）
- 検査や保全などが施されると $UF_0 = 0$ となる

(b) き裂成長量の計算

- 初期き裂深さは 3 mm とする
 - 長さは 6 mm（半円形状と仮定）
 - 周方向のき裂を想定
- 応力拡大係数の算出
次式により定義される等価応力拡大係数を算出する

$$K_{eq} = f \Delta \varepsilon E \sqrt{\pi a} \quad (2)$$

ここで、 a はき裂深さ、 E はヤング率、そして $\Delta \varepsilon$ はひずみ範囲となる。 f は形状係数で 0.7 とした。

iii. ひずみ範囲 $\Delta \varepsilon$

- ① 日本機械学会 設計・建設規格 (PVB-3315) で定義される K_e 係数を用いて算出する。 K_e 係数は弾性ひずみ ε_e と、弾塑性ひずみ ε_{ep} を用いて次式で定義される。

$$K_e = \frac{\varepsilon_{ep}}{\varepsilon_e} \quad (3)$$

- ② K_e 係数は次式で算出される

$$\text{i} \quad S_n/2S_y < 1 : K_e = 1 + 0.7 \left(\frac{S_n}{2S_y} - 1 \right) \quad (4)$$

$$\text{ii} \quad S_n/2S_y \geq 1 : K_e = 1 + 2.1 \left(1 - \frac{2S_y}{S_n} \right) \quad (5)$$

ここで、 S_n は、一次+二次応力の変動範囲

- ③ 次式より $\Delta \varepsilon$ を得る。

$$\Delta \varepsilon = \frac{S_n}{E} \times K_e \quad (6)$$

iv. き裂進展速度

- ① 日本機械学会維持規格、添付 E-2-10 に記載されているオーステナイト系ステンレス鋼の大気中の疲労き裂進展速度により進展させる

- ② 200℃、応力比 $R = -1$ を想定すると、速度 da/dN [m/cycle] は、次式となる

$$\frac{da}{dN} = 2.93 \times 10^{-12} (\Delta K)^{3.3} \quad (7)$$

- ③ 地震動による繰返し数は 60 回とする

(c) ハザードレベルとき裂寸法の関係

- i. 想定荷重 ($P_m + P_b$) に対する最終き裂深さ a_f の変化を図 2.2.3-4 に示す。
ii. 設計想定 ($\alpha = 1$) では有意なき裂成長はない。また、 $\alpha = 2$ においても成

長量は限定的

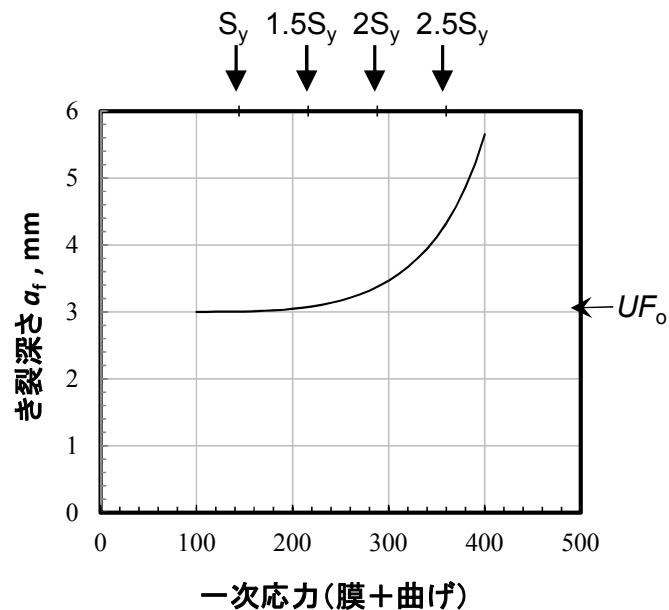


図 2.2.3-4 ハザードレベル（一次応力）とき裂寸法の関係

h. 疲労蓄積量（き裂寸法）と損傷確率の関係

(a) 損傷モードは塑性崩壊を想定（維持規格による）

(b) 破壊荷重は維持規格（極限荷重評価に従う

$$P'_b = \frac{2\sigma_f}{\pi} \left(2 \sin \beta - \frac{a}{t} \sin c \right) \quad (8)$$

$$\beta = \frac{1}{2} \left(\pi - \frac{ac}{t} - \pi \frac{P_m}{\sigma_f} \right) \quad (9)$$

とすると、限界荷重 P_b は、次式より求まる

$$P_m + P_b = \frac{1}{SF} (P_m + P'_b) \quad (10)$$

ここで、 SF は維持規格では $SF = 1.39$ であるが、ここでは平均値にばらつきを考慮することから $SF = 1$ とする。 σ_f は流動応力で、ここでは規格値ではなく、実力値にばらつきを考慮して決定する。

(c) 流動応力の設定

i. 流動応力に対するばらつき（COV）

① 原子力学会 PSA 標準における COV の設定方法を参照

旧告示 501 号において「引張試験の結果に 0.885 を乗じて用いる」の記述があることから、設計降伏強さ及び設計引張強さのばらつきは、

$$3\sigma = (1-0.885) \times \sigma_f \quad (11)$$

と考えることができる。ここで、 σ_f は流動応力の平均値。したがって、COV (σ/σ_f に相当) は 0.038 となる。

- ② 米国石油協会規格 (API579) を参照
降伏強度の平均値 $\sigma_{ys}^{\text{mean}}$ と最低値 σ_{ys}^{min} の関係が、

$$\sigma_{ys}^{\text{mean}} = \sigma_{ys}^{\text{min}} + 69 \text{ MPa} \quad (12)$$

であるとの記述がある。ここで、 $3\sigma = 69 \text{ MPa}$ とすると COV は、 $\sigma/\sigma_f = 69/(3 \times 273) = 0.084$ となる。

- ③ 以上より、COV = 0.084 とすることが考えられるが、流動応力以外のばらつきも考慮して COV = 0.1 とする。

ii. 流動応力の平均値

- ① 「 $S_y = 0.885 \times \text{平均値}$ 」 と仮定する
② $S_f = (S_y + S_u)/2 = (144 + 402)/2 = 273 \text{ MPa}$ とする
③ したがって、評価で用いる流動応力の平均値は $\sigma_f = S_f/0.885 = 308.5 \text{ MPa}$ とする

(d) き裂寸法と損傷確率の関係

- i. 曲げ応力 P_b を負荷したときのき裂深さ a_f と条件付損傷確率の関係を図 2.2.3-5 に示す。
ii. 損傷確率は、その深さのき裂が存在した場合の条件付の損傷確率となる。
iii. 損傷確率はき裂深さにあまり依存せず、負荷される曲げ荷重 P_b に依存する傾向が見られる。
iv. たとえば、 $P_b = 2S_y$ を負荷した場合は、き裂深さに依らずほぼ 0.1 の確率で損傷する。

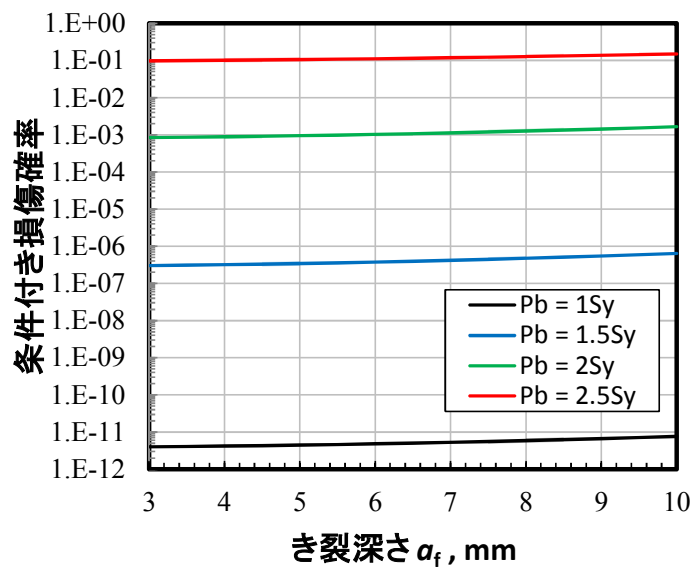


図 2.2.3-5 き裂寸法と損傷確率の関係

- i. ハザードレベルと損傷確率の関係（静的機器劣化損傷モデル）
 - (a) ハザードレベル（一次応力）と疲労蓄積量（き裂寸法）の関係、及び疲労蓄積量（き裂寸法）と損傷確率の関係から、き裂寸法を消去することで、ハザードレベル（一次応力）と損傷確率の関係を得る。
 - (b) 図 2.2.3-6 に結果を示す。損傷確率は、ハザード発生時に深さ 3 mm のき裂が存在した場合の条件付の損傷確率となる。
 - (c) 負荷応力が 2Sy を超えると損傷確率が増加している。図 2.2.3-7 には確率を対数軸で表示した。2Sy で 10^{-3} 、Sy で 10^{-11} 程度の損傷確率となっている。

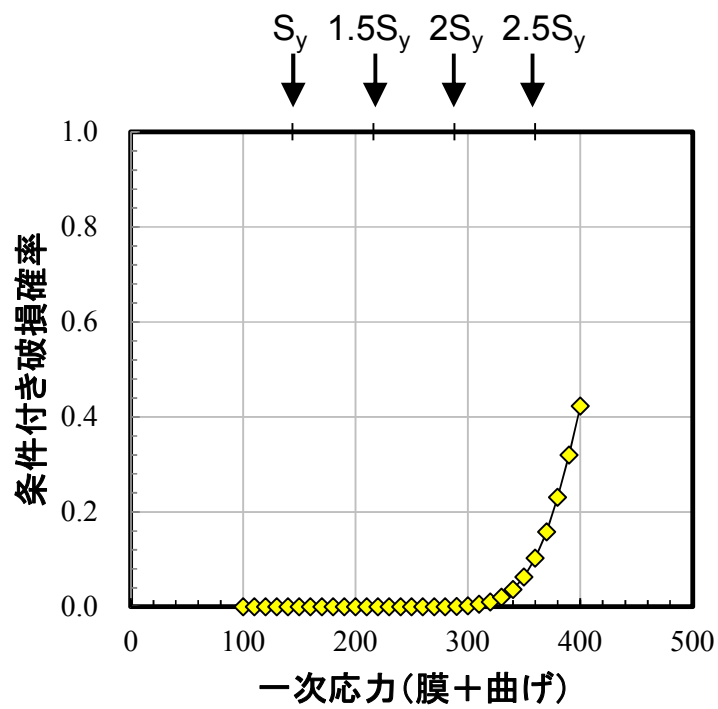


図 2.2.3-6 ハザードレベルと損傷確率の関係

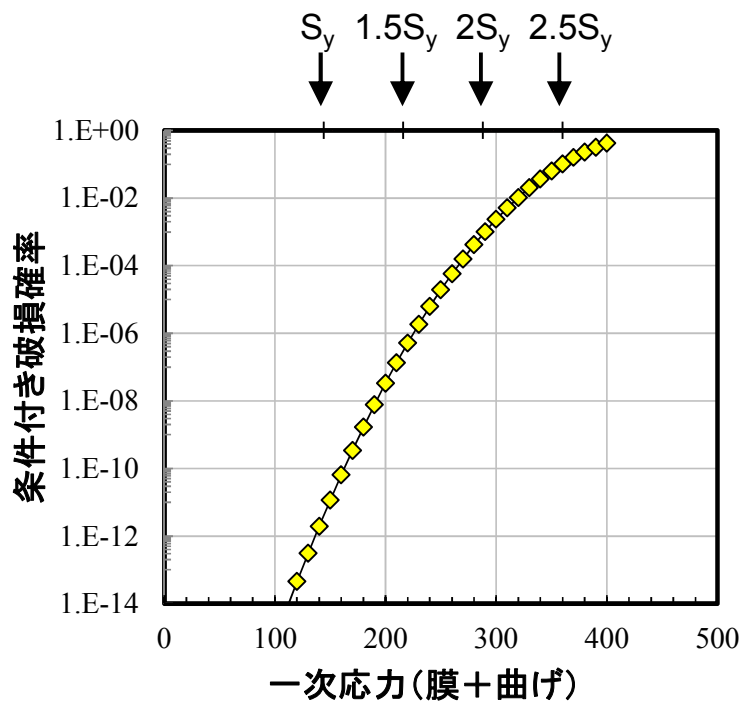


図 2.2.3-7 ハザードレベルと損傷確率の関係 (対数軸)

j. 計算条件の破損確率に及ぼす影響

- (a) 図 2.2.3-8 は管径を変化させた場合の損傷確率の変化を示す。管厚比 R_m/t は一定値 ($R_m/t = 8.35$) としている。管径の影響はほとんど見られない。
- (b) 図 2.2.3-9 は管径を一定 ($Do = 267.4 \text{ mm}$) として、管厚比 R_m/t を変化させた場合の結果を示す。 R_m/t が小さくなると破損確率が大きくなるが、その影響は限定的であった。
- (c) COV を変化させた場合の結果を図 2.2.3-10 に示す。COV は破損確率に大きな影響を及ぼす。破損確率を小さくするためには、COV を小さくする必要がある。
- (d) 内圧の影響を図 2.2.3-11 に示す。通常の内圧は 5 MPa 程度と想定されるが、 0 MPa では破損確率が 10 倍程度大きくなる傾向が見られた。
- (e) 地震動による繰返し数の影響を図 2.2.3-12 に示す。上の解析では地震動による繰返し数を 60 回としているが、 0 回及び 150 回とした場合でも破損確率に顕著な差は見られなかった。

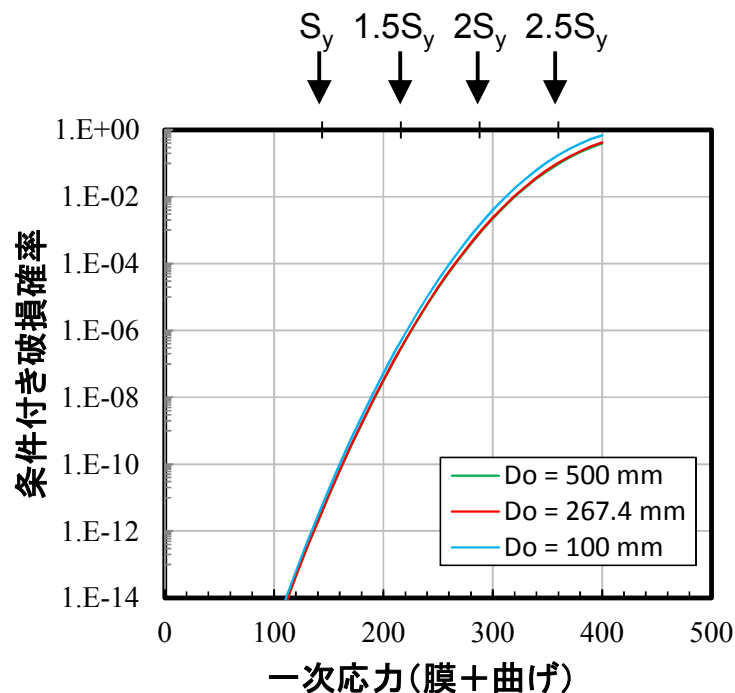


図 2.2.3-8 ハザードレベルと損傷確率の関係 (管径の影響、 R_m/t は一定)

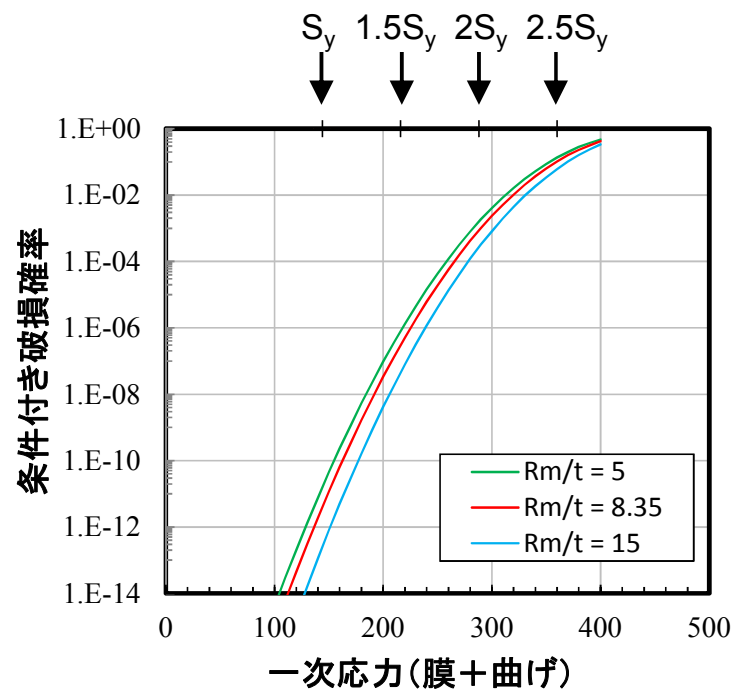


図 2.2.3-9 ハザードレベルと損傷確率の関係 (R_m/t の影響、管径は一定)

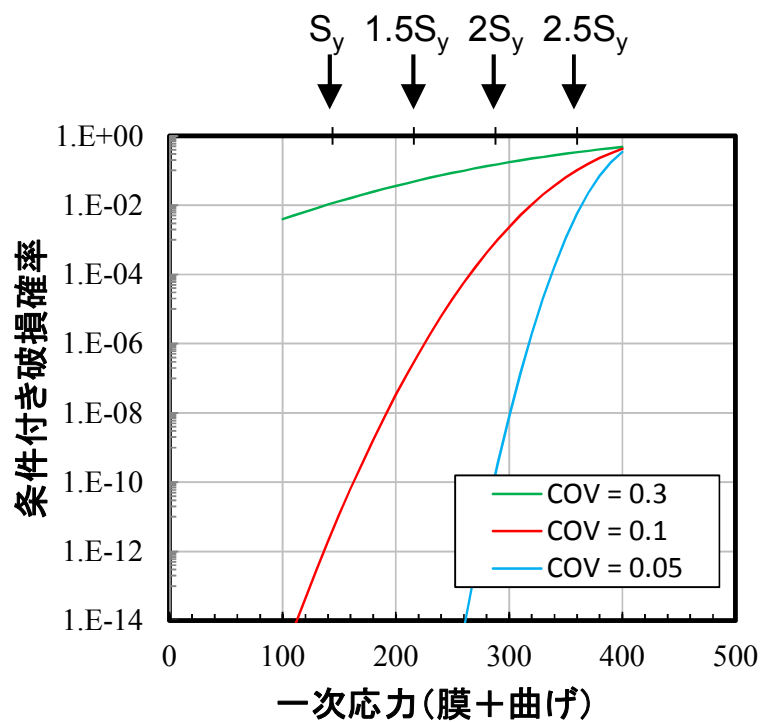


図 2.2.3-10 ハザードレベルと損傷確率の関係 (COV の影響)

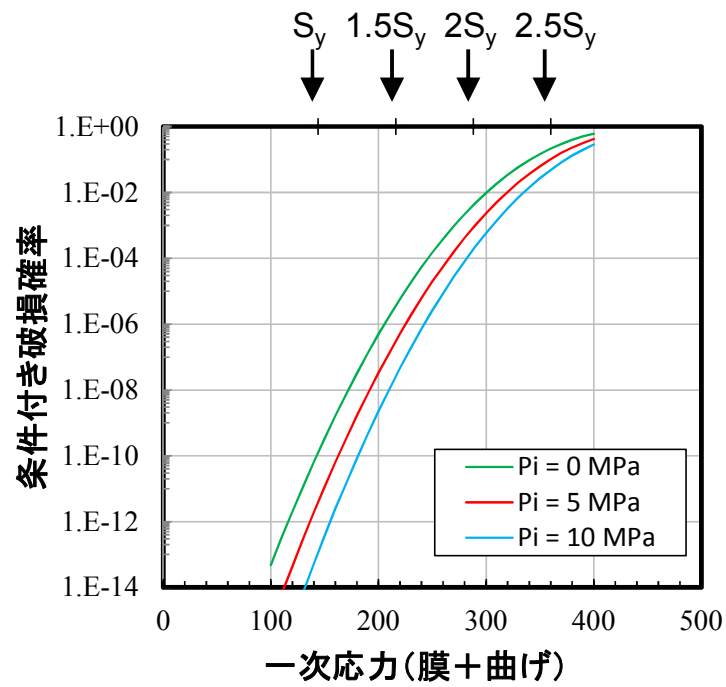


図 2.2.3-11 ハザードレベルと損傷確率の関係（内圧の影響）

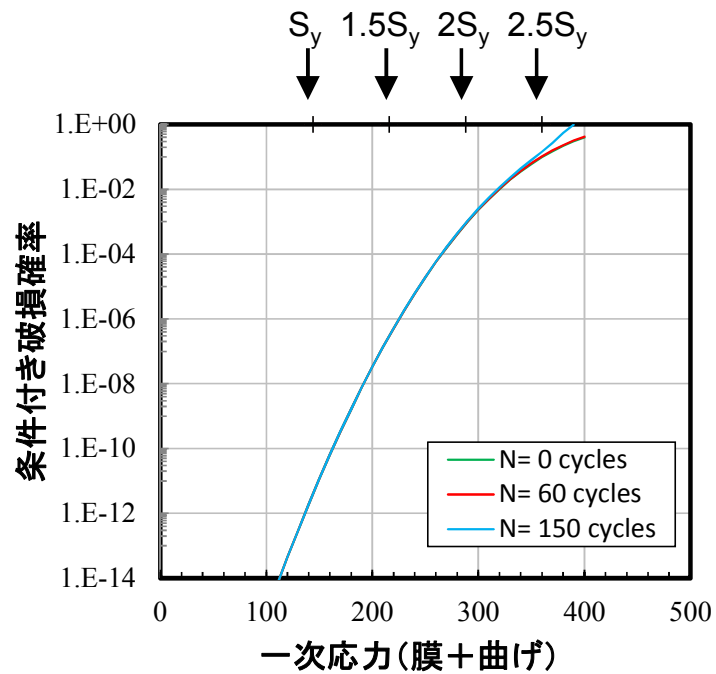


図 2.2.3-12 ハザードレベルと損傷確率の関係（地震動繰返し数の影響）

4) 条件付き機器破損確率評価ツールの整備

k. 全体概要

条件付き機器破損確率は Excel シートにより計算される。図 2.2.3-13 に Excel シートの全体を示す。条件付き機器の破損確率は以下の手順で行われる

- (1) 地震荷重 (ハザードレベル) に対するき裂進展量の計算
- (2) き裂寸法と破損確率の計算
- (3) 地震荷重 (ハザードレベル) と破損確率の計算

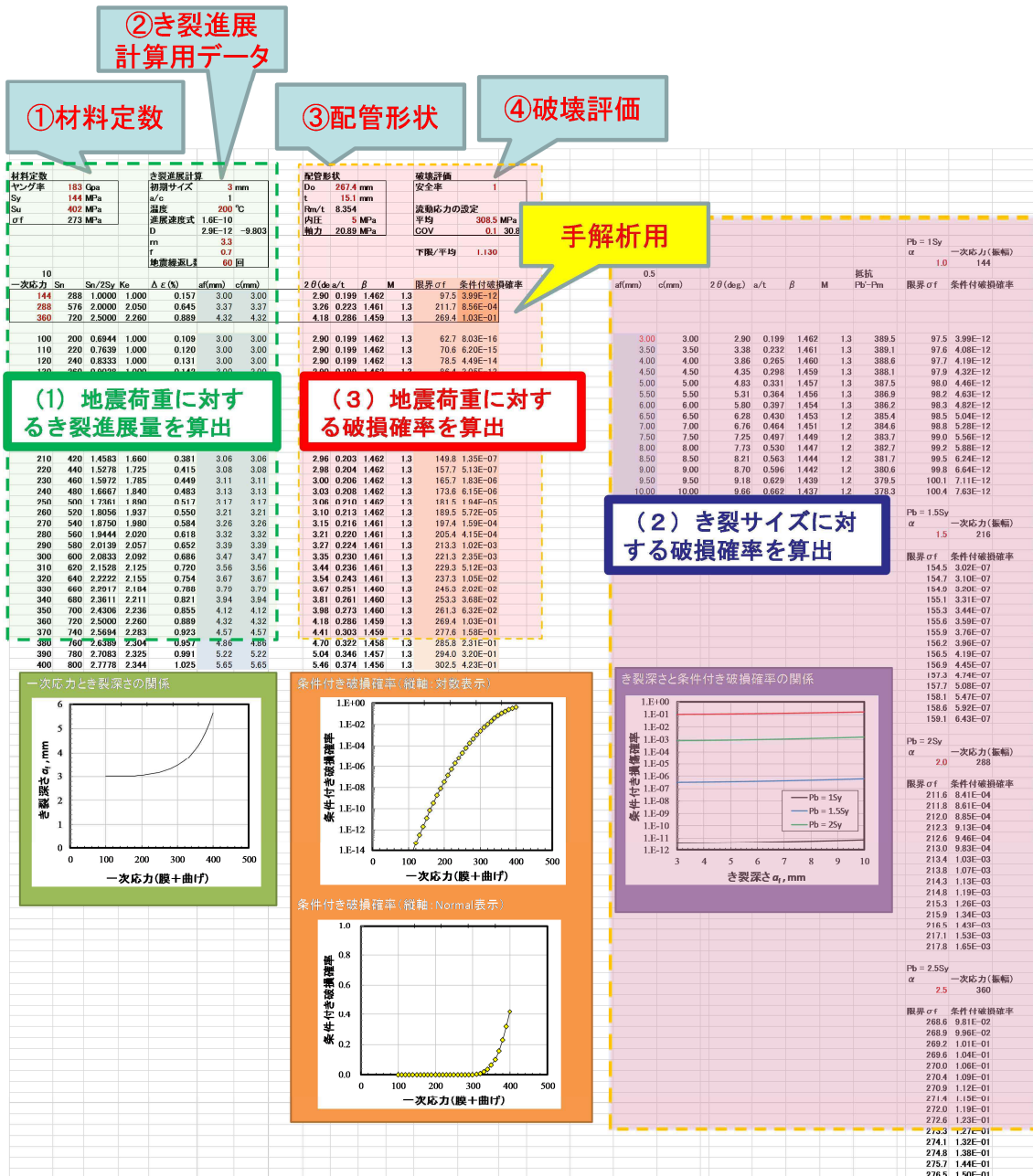


図 2.2.3-13 機器破損確率算出用 Excel シート

1. 入力方法

入力するパラメータは図 2.2.3-13 に示した①材料定数、②き裂進展計算用データ、③配管形状、及び④破壊評価用データとなる。シート上の赤色で示した部分はユーザーが入力できる（入力が求められる）数値になっている。具体的には以下のように入力する。

(a) 材料定数

基本データとなる材料強度定数を入力する。ここでは、日本機械学会材料規格[1]に記載されている設計データ（SUS304TP、200℃）を引用した。

材料定数		
ヤング率	183	Gpa
Sy	144	MPa
Su	402	MPa
σf	273	MPa

材料定数を入力する
(ここでは、日本機械学会材料規格[1])

図 2.2.3-14 材料定数の入力

(b) き裂進展計算用データ

初期き裂深さは、文献[2]を参考に 3 mm としている。

進展速度は日本機械学会維持規格[3] 添付 E-2-10 に記載されているオーステナイト系ステンレス鋼の大気中の疲労き裂進展速度 da/dN [m/cycle]を用いた。変数は次式で定義される。

$$\frac{da}{dN} = D(\Delta K)^m \quad (13)$$

速度は温度の関数になっているために、運転温度（200℃）も入力する。

応力拡大係数範囲 ΔK の算出には次式で定義される形状係数 f を与える必要がある。ここでは、アスペクト比 0.5 にほぼ相当する 0.7 を用いた。

$$\Delta K = f \Delta \sigma \sqrt{\pi a} \quad (14)$$

想定する地震 1 回あたりの繰返し数は文献[4]では 60～300 回、文献[5]では 60～100 回との記載がある。ここでは、60 回を用いた。

き裂進展計算		
初期サイズ	3	mm
a/c	1	
温度	200	℃
進展速度式	1.6E-10	
D	2.9E-12	-9.803
m	3.3	
f	0.7	
地震繰返し数	60	回

文献[2]を参考に破断時のき裂深さを3mmと設定

運転温度を入力

進展速度の定数
(ここでは、日本機械学会維持規格[3]) $\frac{da}{dN} = D(\Delta K)^m$

f: 応力拡大係数の形状係数
(アスペクト比0.5相当の0.7を適用) $\Delta K = f \Delta \sigma \sqrt{\pi a}$

地震1回あたりの繰返し数。60～300回[4][5]

図 2.2.3-15 き裂進展計算用データの入力

(c) 配管形状

対象としている余熱除去系統配管（10B）の値を入力。肉厚はスケジュール 80 に相当する 15.1 mm とした。内圧は稼働中に想定される 5 MPa とした。軸力は、内圧によるキャップ効果に相当する値が自動的に計算される。

配管形状	
Do	267.4 mm
t	15.1 mm
Rm/t	8.354
内圧	5 MPa
軸力	20.89 MPa

配管形状を入力
ここでは、余熱除去系統配管（10B）を想定

内圧を入力。
ここでは、余熱除去系統配管での内圧を想定

図 2.2.3-16 配管形状及び内圧の入力

(d) 破壊評価用データ

維持規格の破壊評価では安全率として 2.77 を用いるが、ここでの解析では、平均値＋ばらつきを評価するため安全率は 1 とした。

破壊評価に用いる流動応力も、最低値近傍と考えられる材料規格の値ではなく、平均値を用いた。具体的には、旧告示 501 号において「引張試験の結果に 0.885 を乗じて用いる」との記載を根拠に、 $S_f = 273 / 0.885 = 273 \text{ MPa}$ を用いた。

流動応力のばらつきである COV としては 0.1 を用いた。

破壊評価	
安全率	1
流動応力の設定	
平均	308.5 MPa
COV	0.1 30.85

維持規格の評価では2.77の安全率を適用
ここでは、確率論計算のため安全率を考慮していない

材料規格の値は、最低値近傍と考えられることから、ここでは273/0.885を使用

ばらつきの設定。根拠は本文参照

図 2.2.3-17 破壊評価用データの入力

m. 計算方法（手解析用）

シートにあるグラフは入力データに対応して自動的に描画される。一次応力を指定して条件付き破損確率を算出したい場合は、図 2.2.3-13 の「手解析用」の部分に応力を入力すると、対応する破損確率が印字される。

ここに、一次応力を入力する

対応する破損確率が出力される

一次応力 σ_n	Sn	Sn/2Sy	Ke	$\Delta \varepsilon$ (%)	af(mm)	c(mm)	2θ (deg)	a/t	β	M	限界 σ_f	条件付破損確率
144	288	1.0000	1.000	0.157	3.00	3.00	2.90	0.199	1.462	1.3	97.5	3.99E-12
288	576	2.0000	2.050	0.645	3.37	3.37	3.26	0.223	1.461	1.3	211.7	8.56E-04
360	720	2.5000	2.260	0.889	4.32	4.32	4.18	0.286	1.459	1.3	269.4	1.03E-01

図 2.2.3-18 計算方法（一次応力を指定する場合）

5) まとめ

経年劣化の影響を考慮した機器の故障確率を算出するため、機器の劣化、及びハザードレベルに応じた条件付損傷確率を算出する静的機器劣化損傷モデルを構築した。

そして、余熱除去系統配管を対象とした疲労に対する破損確率を算出した。破損確率に及ぼす管径や管径比の影響は小さかった。一方、流動力の COV は破損確率に大きな影響を及ぼした。以上のことから、COV や内圧を決定すれば、破損確率は管形状にかかわらず 1 本のモデルで近似することが可能と考えられる。

参考文献

- [1] 日本機械学会、“発電用原子力設備規格 材料規格(2012 年版)”, JSME S NJ1-2012 (2012).
- [2] 釜谷昌幸, “き裂成長予測による低サイクル疲労の損傷評価(繰返し熱応力下での疲労寿命)”, 日本機械学会論文集 A 編, Vol. 79 (2013) pp.1530-1544.
- [3] 日本機械学会、“発電用原子力設備規格 維持規格(2012 年版)”, JSME S NA1-2012 (2012).
- [4] 原子力安全基盤機構, “原子力発電施設耐震信頼性実証に関する報告書 配管系終局強度”, 04 基構報-0002 (2004), p4-8.
- [5] 三浦直樹, “き裂を有する配管の動的破壊評価法の開発”, 電力中央研究所研究報告書, T47 (1997), p.39.

2.2.4 原子力発電所プラントにおける教育・訓練の調査結果

新規規制基準がシビアアクシデントに対して要求している設備は、設置許可基準規則の第三章第三十七条以降に規定されている。第三十七条の解釈が設置許可基準規則解釈に示されており、審査官が用いる審査ガイドが、「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」（以下、「審査ガイド」と記す）に示されている。

「審査ガイド」に、必ず考慮すべきものとして「炉心損傷防止対策」と「格納容器破損防止対策」及びそれに関わる BWR、PWR の事故シーケンスが示されており、その事故シーケ

ンスに対する損傷防止対策の有効性を確認することが要求されている。有効性評価に当たっては、重大事故等対策の成立性を具体的な訓練結果を踏まえて確認する必要がある。

本項では、BWR 電力及び PWR 電力の原子力規制庁審査における説明資料から、事故シーケンスにおける対応手順及び作業時間について整理し、解析上の作業時間が訓練によりどれだけ余裕を有しているかを整理する。

(1) BWR の重大事故等対策の成立性

1) 高圧・低圧注水機能喪失

(a) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「過渡事象時に高圧・低圧注水機能が喪失する事故」、「過渡事象時に逃し安全弁の再閉に失敗し、高圧・低圧注水機能が喪失する事故」、「手動停止時に高圧・低圧注水機能が喪失する事故」、「手動停止時に逃し安全弁の再閉に失敗し、高圧・低圧注水機能が喪失する事故」、「サポート系喪失時に高圧・低圧注水機能が喪失する事故」、「サポート系喪失時に逃し安全弁の再閉に失敗し、高圧・低圧注水機能が喪失する事故」である。

(b) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCA を除く）の発生後、高圧注水機能が喪失し、原子炉の減圧には成功するが低圧注水機能が失敗する。このため、炉心が露出し、緩和措置が取られない場合には、炉心がヒートアップし炉心の著しい損傷に至る。

従って、本事故シーケンスグループでは、逃し安全弁の手動操作により原子炉を減圧し、減圧後に低圧原子炉代替注水系（常設）により炉心を冷却することによって炉心の著しい損傷の防止を図る。

(c) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ十分な冷却を可能とするため、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水及び格納容器フィルタベント系を整備する。

本事故シーケンスグループのうち、重要事故シーケンスの対応手順の概要を

図 2.2.4-1 に示すとともに、重大事故等対策の概略を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を表 2-22 に示す。

a. 原子炉スクラムの確認

全給水喪失に伴う原子炉水位低下により、原子炉がスクラムすることを確認する。原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装である。

b. 高圧・低圧注水機能喪失の確認

原子炉水位低（レベル 2）による原子炉隔離時冷却系自動起動の失敗、高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系及び低圧注水系の起動失敗により、高圧・低圧注水機能喪失を判断する。

高圧・低圧注水機能喪失の判断に必要な計装設備は、原子炉水位計等である。

c. 原子炉減圧及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水

ガスタービン発電機起動後、低圧原子炉代替注水系（常設）を起動し、逃し安全弁開放操作による原子炉減圧を行い、低圧原子炉代替注水系（常設）により原子炉へ注水されることを確認する。注水確認後、原子炉水位を維持する。

原子炉減圧及び低圧原子炉代替注水系（常設）の起動、注水確認に必要な計装設備は、原子炉圧力計等である。

d. 低圧原子炉代替注水槽への水補給

低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水により、低圧原子炉代替注水槽の水位が低下するため、送水車等により輪谷貯水槽から低圧原子炉代替注水槽への水補給を行う。

低圧原子炉代替注水槽への水補給確認に必要な計装設備は、低圧原子炉代替注水槽水位計である。

e. 格納容器フィルタベント系による格納容器除熱

逃し安全弁から放出される蒸気により格納容器圧力及び温度が徐々に上昇するため、格納容器フィルタベント系により除熱を行う。

格納容器フィルタベント系による格納容器除熱に必要な計装設備は、格納容器内圧力計等である。

本重要事故シーケンスにおける必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策要員で構成され、合計で 26 名である。その内訳は次の通りである。

中央制御室の運転員：運転操作指揮を行う当直長及び当直副長の 2 名、運転操作を行う当直主任又はオペレータ 1 名

発電所構内に常駐している要員：復旧班 18 名、通報連絡等を行う要員 5 名

重大事故等対策の作業と所要時間については、図 2.2.4-2 に示す。

(d) 重大事故等対策の成立性確認

重要事故シーケンス「高圧・低圧注水機能喪失」における重大事故等対策の成立性確認結果の一覧を、表 2-23 に示す。表 2-23 に示す通り、訓練により各作業は作業・操作想定時間内に実施可能であり、想定される事故環境下においても確実に作業・操作が可能である。

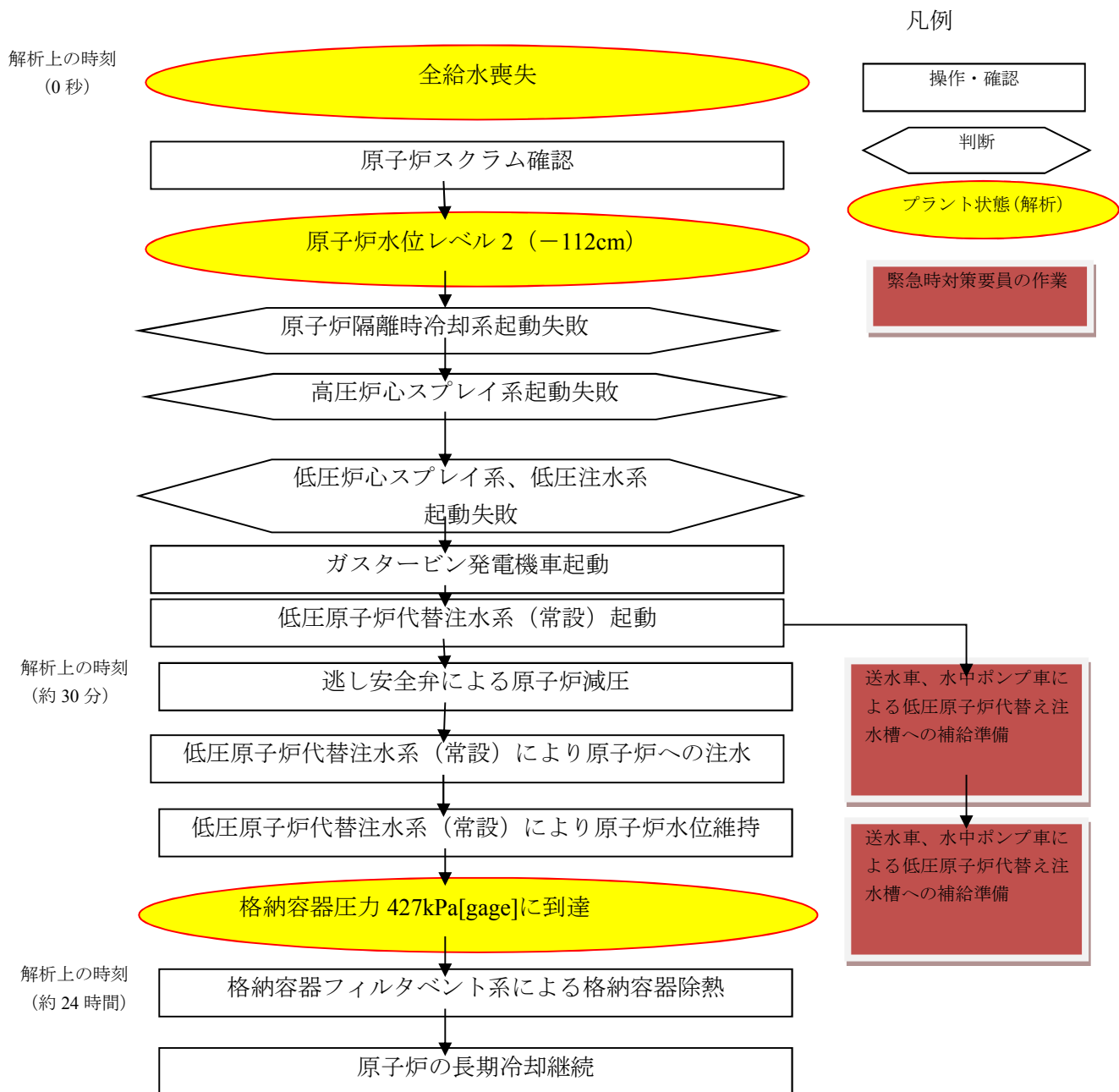


図 2.2.4-1 高压・低压注水機能喪失時の対応手順概要

表 2-22 高圧・低圧注水機能喪失時における重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラムの確認	全給水喪失に伴う原子炉水位低下により、原子炉がスクラムすることを確認する。	—	—	平均出力領域計装
高圧・低圧注水機能喪失の判断	原子炉水位低（レベル 2）による原子炉隔離時冷却系自動起動の失敗、高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系及び低圧注水系の起動失敗により、高圧・低圧注水機能喪失を判断する。	—	—	原子炉水位計 原子炉隔離時冷却系流量計 高圧炉心スプレイ系流量計 低圧炉心スプレイ系流量計 残留熱除去系流量計
原子炉減圧及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水	ガスタービン発電機車起動後、低圧原子炉代替注水系（常設）を起動し、逃し安全弁開放操作による原子炉減圧を行い、低圧原子炉代替注水系（常設）により原子炉へ注水されることを確認する。注水確認後、原子炉水位を維持する	ガスタービン発電機車 軽油タンク（560KL） 低圧原子炉代替注水系（常設） 逃し安全弁	—	原子炉圧力計 原子炉水位計 低圧原子炉代替注水系流量計
低圧原子炉代替注水槽への水補給	低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水により、低圧原子炉代替注水槽の水位が低下するため、送水車等により輪谷貯水槽から低圧原子炉代替注水槽への水補給を行う。	輪谷貯水槽 低圧原子炉代替注水系（常設）	送水車 水中ポンプ車	低圧原子炉代替注水槽流量計
格納容器フィルタベント系による格納容器除熱	逃し安全弁から放出される蒸気により格納容器圧力及び温度が徐々に上昇するため、格納容器フィルタベント系により除熱を行う。	格納容器フィルタベント系	—	格納容器内圧力計 格納容器内雰囲気放射線モニタ サブプレッション・プール水位計

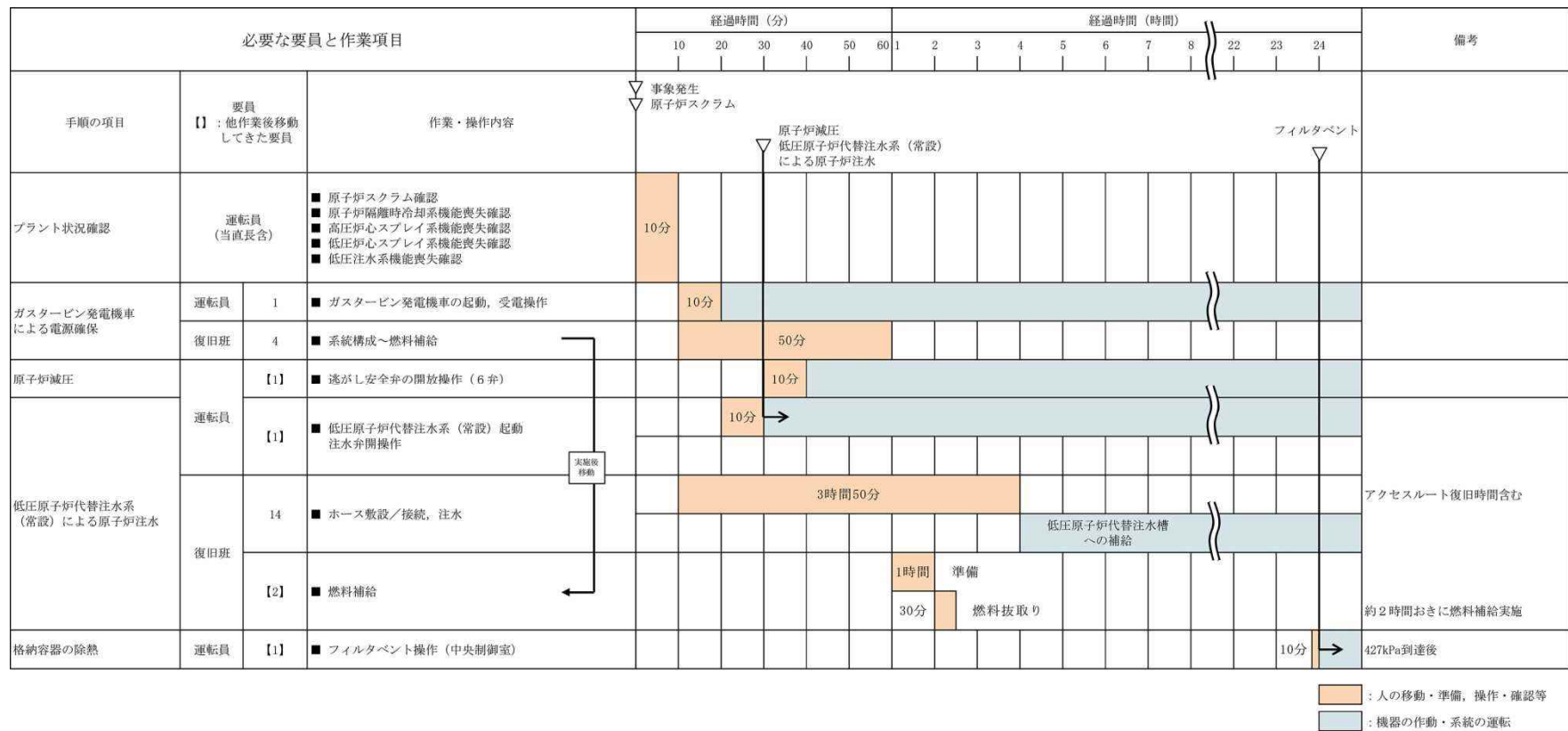


図 2.2.4-2 高圧・低圧注水機能喪失時の作業と所要時間

表 2-23 高圧・低圧注水機能喪失時における重大事故等対策の成立性確認内容一覧表

手順の項目	手順の内容	作業・操作想定時間	成立性確認時間	作業・操作場所	備考
ガスタービン発電機車による電源確保	ガスタービン発電機車の起動、受電操作	10 分	3 分	中央制御室	
	系統構成～燃料補給	50 分	26 分 (移動含む)	屋外 (ガスタービン発電機車廻り)	
原子炉手動減圧	逃し安全弁の開放操作 (6 弁)	10 分	2 分	中央制御室	
低圧原子炉代替注水系 (常設) による原子炉注水	低圧原子炉代替注水系 (常設) の起動、注水弁開操作	10 分	2 分	中央制御室	
	ホース敷設／接続、注水	3 時間 50 分	1 時間 30 分 (移動含む)	屋外 (輪谷貯水槽廻り、原子炉建屋廻り)	
	燃料補給	1 時間 30 分	1 時間 9 分 (移動含む)	屋外 (軽油タンク廻り)	
格納容器の除熱	フィルタベント操作 (中央制御室)	10 分	4 分	中央制御室	

2) 高圧・減圧機能喪失

(a) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「高圧・減圧機能喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「過渡事象時に高圧注水機能及び減圧機能が喪失する事故」、「手動停止時に高圧注水機能及び減圧機能が喪失する事故」、「手動停止時に逃し安全弁の再閉に失敗し、高圧・低圧注水機能が喪失する事故」、「サポート系喪失時に高圧・低圧注水機能が喪失する事故」、「サポート系喪失時に高圧注水機能及び減圧機能が喪失する事故」である。

(b) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「高圧・減圧機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故(LOCAを除く)の発生後、高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失する。このため、炉心が露出し、緩和措置が取られない場合には、炉心がヒートアップし炉心の著しい損傷に至る。

従って、本事故シーケンスグループでは、代替自動減圧機能により原子炉を減圧し、減圧後に低圧注水系により炉心を冷却することによって炉心の著しい損傷の防止を図る。

(c) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「高圧・減圧機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ十分な冷却を可能とするため、逃し安全弁による減圧、低圧注水系による原子炉注水及び残留熱除去系による格納容器除熱を整備する。

本事故シーケンスグループのうち、重要事故シーケンスの対応手順の概要を図 2.2.4-3 に示すとともに、重大事故等対策の概略を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を表 2-24 に示す。

a. 原子炉スクラムの確認

全給水喪失に伴う原子炉水位低下により、原子炉がスクラムすることを確認する。

原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装である。

b. 高圧注水機能喪失の判断

原子炉水位低(レベル 2)で原子炉隔離時冷却系、原子炉水位低(レベル 1H)で高圧炉心スプレイ系の自動起動信号が発生するが、自動起動失敗により、高圧注水機能喪失を判断する。

高圧注水機能喪失の判断に必要な計装設備は、原子炉水位計等である。

c. 原子炉減圧及び低圧注水系による原子炉注水

原子炉水位低(レベル 1)で低圧注水系が自動起動し、原子炉水位低(レベル 1)10 分経過後、代替自動減圧回路が作動し原子炉は減圧され、低圧注水系により原子炉へ注水されることを確認する。注水確認後、原子炉水位を維持する。

原子炉減圧及び低圧注水系による原子炉注水確認に必要な計装設備は、原子炉圧力計等である。

d. 残留熱除去系による格納容器除熱

格納容器圧力及び温度を低下させるため、残留熱除去系による格納容器除熱を行う。

残留熱除去系による格納容器除熱確認に必要な計装設備は、サプレッション・プール水温度計等である。

本重要事故シーケンスにおける必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策要員で構成され、合計で 8 名である。その内訳は次の通りである。

中央制御室の運転員：運転操作指揮を行う当直長及び当直副長の 2 名、運転操作を行う当直主任又はオペレータ 1 名

発電所構内に常駐している要員：通報連絡等を行う要員 5 名

重大事故等対策の作業と所要時間については、図 2.2.4-4 に示す。

(d) 重大事故等対策の成立性確認

重要事故シーケンス「高圧・減圧機能喪失」における重大事故等対策の成立性を確認するための作業・操作はない。

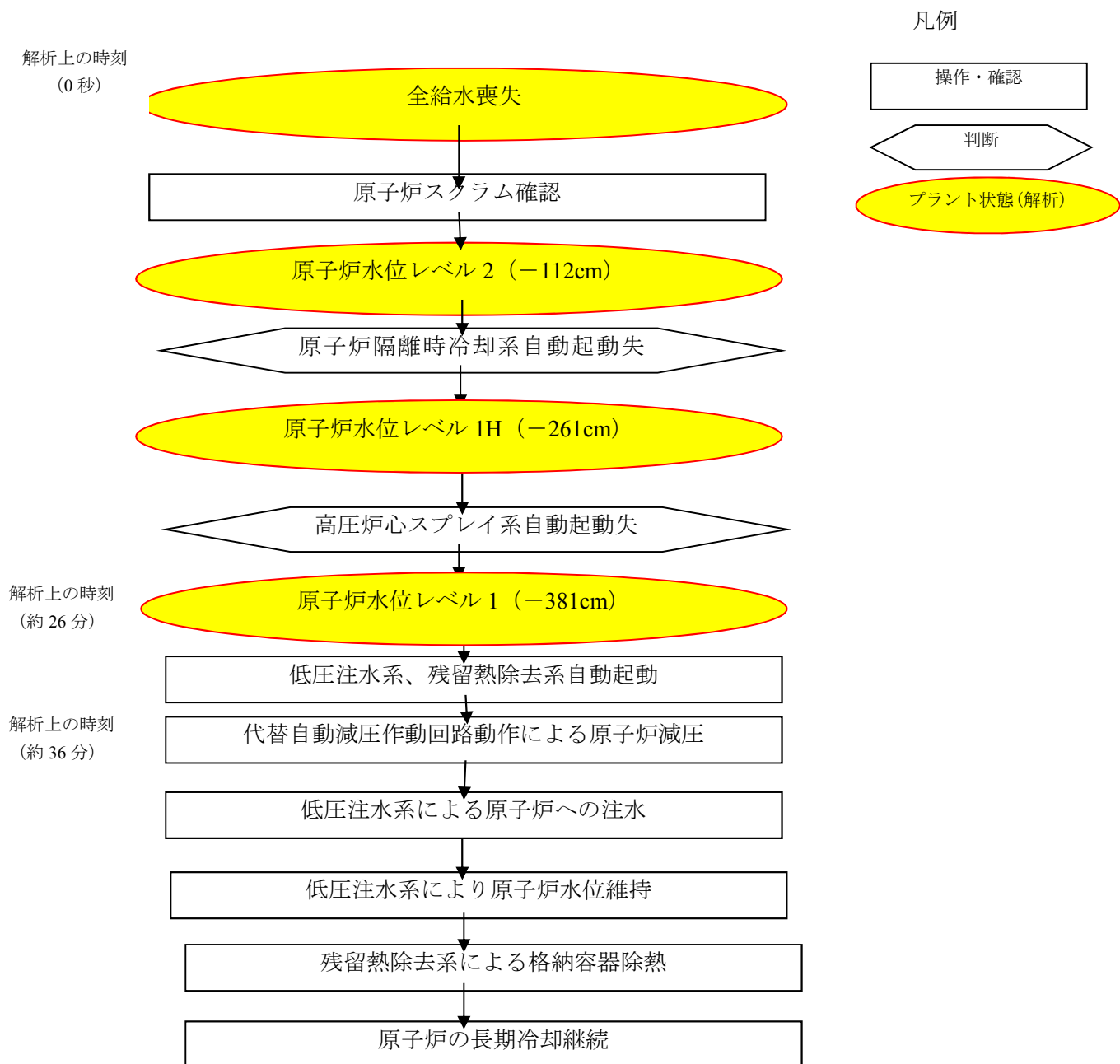


図 2.2.4-3 高圧注水・減圧機能喪失時の対応手順概要

表 2-24 高圧注水・減圧機能喪失時における重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラムの確認	全給水喪失に伴う原子炉水位低下により、原子炉がスクラムすることを確認する。	—	—	平均出力領域計装
高圧注水機能喪失の判断	原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系、原子炉水位低（レベル 1H）で高圧炉心スプレイ系の自動起動信号が発生するが、自動起動失敗により、高圧注水機能喪失を判断する。	—	—	原子炉水位計 原子炉隔離時冷却系流量計 高圧炉心スプレイ系流量計
原子炉減圧及び低圧注水系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル 1）で低圧注水系が自動起動し、原子炉水位低（レベル 1）10 分経過後、代替自動減圧回路が作動し原子炉は減圧され、低圧注水系により原子炉へ注水されることを確認する。注水確認後、原子炉水位を維持する。	逃し安全弁 低圧注水系	—	原子炉圧力計 原子炉水位計 残留熱除去系流量計
残留熱除去系による格納容器除熱	格納容器圧力及び温度を低下させるため、残留熱除去系による格納容器除熱を行う。	残留熱除去系	—	サブプレッション・プール水温度計 残留熱除去系流量計

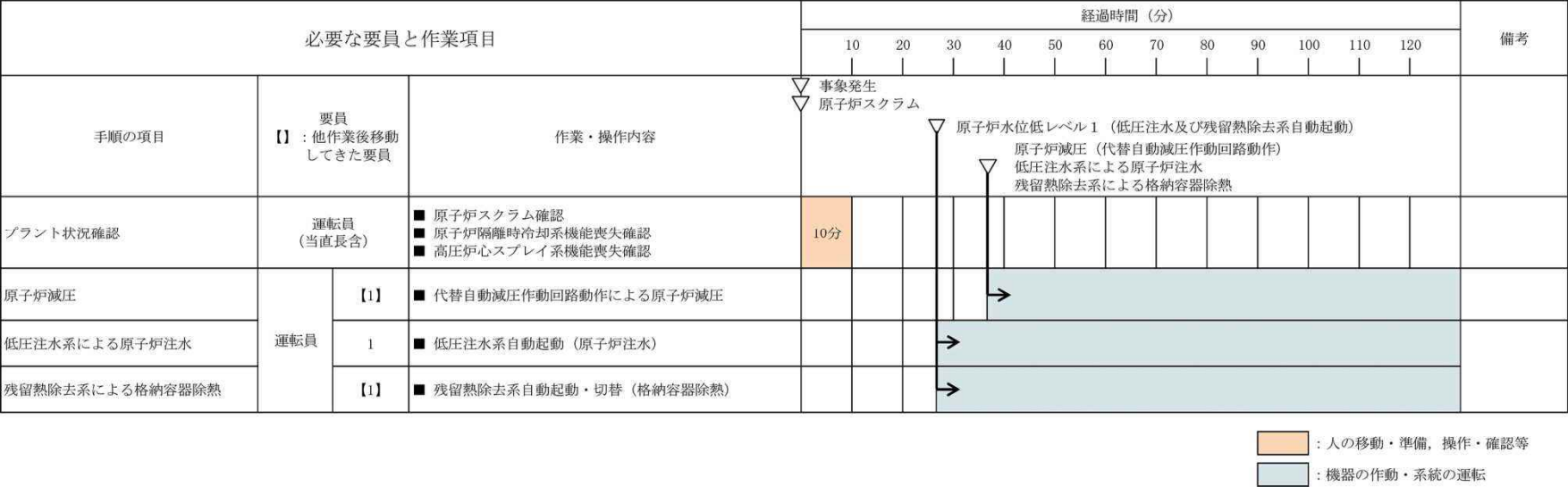


図 2.2.4-4 高圧注水・減圧機能喪失時の作業と所要時間

3) 全交流動力電源喪失

(a) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、逃し安全弁の再閉に失敗する事故」、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉隔離時冷却系の起動に失敗する事故」、「外部電源喪失時に直流電源が喪失する事故」である。

(b) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、全交流動力電源喪失の発生後、安全機能を有する系統及び機器が機能喪失することにより原子炉への注水機能が喪失する。このため、炉心が露出し、緩和措置が取られない場合には、炉心がヒートアップし炉心の著しい損傷に至る。

従って、本事故シーケンスグループのうち、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」では、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって原子炉水位を適切に維持しつつ、その後、原子炉を減圧し、減圧後に低圧原子炉代替注水系（常設）または低圧原子炉代替注水系（可搬型）により原子炉へ注水し、炉心を冷却することによって炉心の著しい損傷の防止を図る。また、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、逃し安全弁の再閉に失敗する事故」、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉隔離時冷却系の起動に失敗する事故」では、「高圧・低圧注水機能喪失」と同様にガスタービン発電機を起動し、低圧原子炉代替注水系（常設）により原子炉へ注水し、炉心を冷却する。「外部電源喪失時に直流電源が喪失する事故」では、所内常設蓄電式直流電源装置から直流電源を供給することにより、非常用ディーゼル発電機を再起動し、非常用炉心冷却系等により原子炉へ注水し、炉心を冷却する。

(c) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ十分な冷却を可能とするため、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び格納容器の除熱を実施するため格納容器フィルタベント系を整備する。

本事故シーケンスグループのうち、重要事故シーケンスの対応手順の概要を図 2.2.4-5 に示すとともに、重大事故等対策の概略を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を表 2-25 に示す。

a. 原子炉スクラムの確認

全給水喪失に伴う原子炉水位低下により、原子炉がスクラムすることを確認する。

原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装である。

b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水

原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉へ注水されることを確認する。注水確認後、原子炉水位を維持する。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水確認に必要な計装設備は、原子炉水位計等である。

c. 原子炉減圧及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水

低圧原子炉代替注水系（可搬型）の注水準備が完了し、低圧原子炉代替注水系（可搬型）を起動後、逃し安全弁開放操作による原子炉減圧を行い、原子炉隔離時冷却系が停止し、低圧原子炉代替注水系（可搬型）により原子炉へ注水されることを確認する。注水確認後、原子炉水位を維持する。

原子炉減圧及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水確認に必要な計装設備は、原子炉圧力計等である。

d. 直流電源確保

24 時間直流電源を確保するため、負荷切り離し及び直流電源切替を行う。

e. 格納容器フィルタベント系による格納容器除熱

逃し安全弁から放出される蒸気により格納容器圧力及び温度が徐々に上昇するため、格納容器フィルタベント系により除熱を行う。

格納容器フィルタベント系による格納容器除熱に必要な計装設備は、格納容器内圧力計等である。

本重要事故シーケンスにおける必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策要員で構成され、合計で 33 名である。その内訳は次の通りである。

中央制御室の運転員：運転操作指揮を行う当直長及び当直副長の 2 名、運転操作を行う当直主任又はオペレータ及びサブオペレータの 5 名

発電所構内に常駐している要員：復旧班 21 名、通報連絡等を行う要員 5 名

重大事故等対策の作業と所要時間については、図 2.2.4-6 に示す。

(d) 重大事故等対策の成立性確認

重要事故シーケンス「高圧・低圧注水機能喪失」における重大事故等対策の成立性確認結果の一覧を、表 2-26 に示す。表 2-26 に示す通り、訓練により各作業は作業・操作想定時間内に実施可能であり、想定される事故環境下においても確実に作業・操作が可能である。

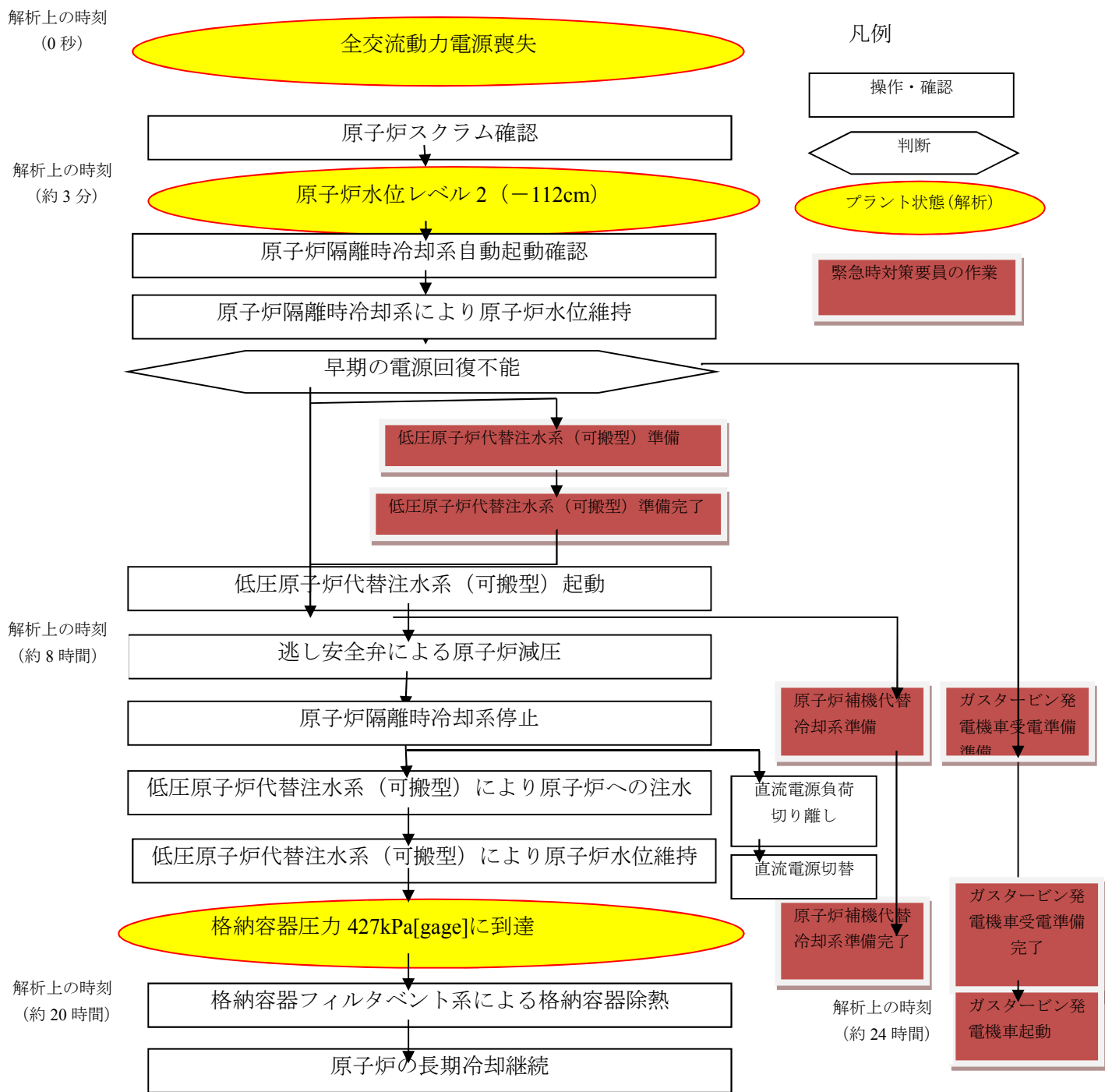
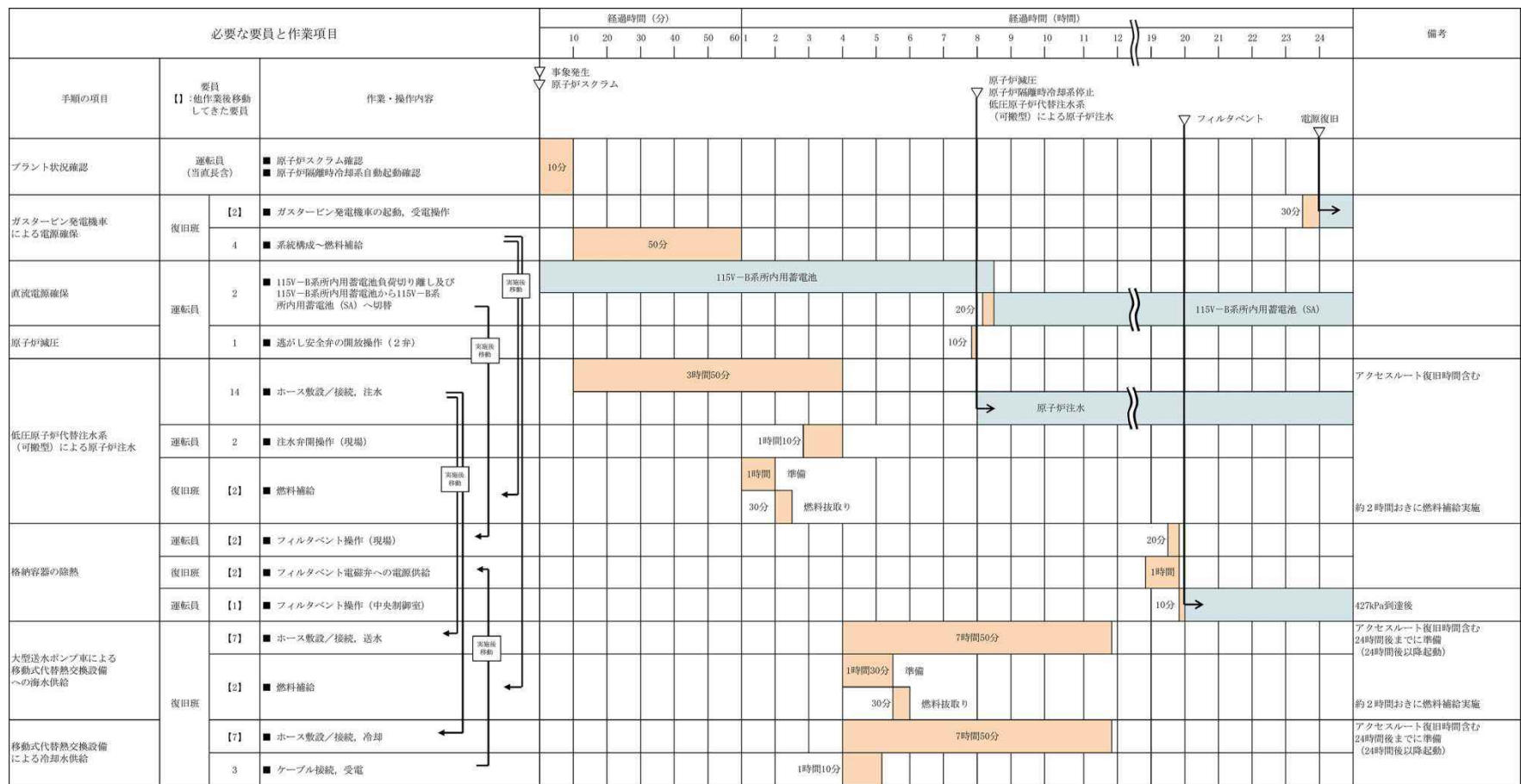


図 2.2.4-5 全交流動力電源喪失時の対応手順概要

表 2-25 全交流動力電源喪失時における重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラムの確認	全給水喪失に伴う原子炉水位低下により、原子炉がスクラムすることを確認する。	—	—	平均出力領域計装
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉へ注水されることを確認する。注水確認後、原子炉水位を維持する。	原子炉隔離時冷却系	—	原子炉水位計 原子炉隔離時冷却系流量計
原子炉減圧及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）の起動、注水確認	低圧原子炉代替注水系（可搬型）の注水準備が完了し、低圧原子炉代替注水系（可搬型）を起動後、逃し安全弁開放操作による原子炉減圧を行い、原子炉隔離時冷却系が停止し、低圧原子炉代替注水系（可搬型）により原子炉へ注水されることを確認する。注水確認後、原子炉水位を維持する。	逃し安全弁 輪谷貯水槽	送水車 水中ポンプ車	原子炉圧力計 低圧原子炉代替注水系流量計 原子炉水位計
直流電源確保	24 時間直流電源を確保するため、負荷切り離し及び直流電源切替を行う。	115V—B 系所内用蓄電池（SA）	—	—
格納容器フィルタベント系による格納容器除熱	逃し安全弁から放出される蒸気により格納容器圧力及び温度が除々に上昇するため、格納容器フィルタベント系により除熱を行う。	格納容器フィルタベント系	—	格納容器内圧力計 格納容器内雰囲気放射線モニタ サプレッション・プール水位計



: 人の移動・準備、操作・確認等
 : 機器の作動・系統の運転

図 2.2.4-6 全交流動力電源喪失時の対応手順と作業時間

表 2-26 全交流動力電源喪失時における重大事故等対策の成立性確認内容一覧表

手順の項目	手順の内容	作業・操作想定時間	成立性確認時間	作業・操作場所	備考
ガスタービン発電機車による電源確保	ガスタービン発電機車の起動、受電操作	30 分	21 分 (移動含む)	屋外 (ガスタービン発電機車廻り)	
	系統構成～燃料補給	50 分	26 分 (移動含む)		
直流電源確保	115V-B 系所内用蓄電池負荷切り離し及び 115V-B 系所内用蓄電池から 115V-B 系所内用蓄電池 (SA) へ切替	20 分	17 分 (移動含む)	補助盤室、廃棄物処理建物 B1FL 中階 (軽装用電気室、充電器室)	
原子炉手動減圧	逃し安全弁の開放操作 (2 弁)	10 分	1 分	中央制御室	
低圧原子炉代替注水系 (常設) による原子炉注水	ホース敷設／接続、注水	3 時間 50 分	1 時間 30 分 (移動含む)	屋外 (輪谷貯水槽廻り、原子炉建屋廻り)	
	注水弁開操作 (現場)	1 時間 10 分	17 分 (移動含む)	原子炉建物 2FL (西側建物ペネトレーション室)	
	燃料補給	1 時間 30 分	1 時間 9 分 (移動含む)	屋外 (軽油タンク廻り)	
格納容器の除熱	フィルタベント操作 (現場)	20 分	11 分 (移動含む)	原子炉建物 3FL (北側通路)	

	フィルタベント操作 (中央制御室)	10 分	4 分	中央制御室	
大型送水ポンプ車による移動式代替熱交換設備への海水供給	ホース敷設／接続、送水	7 時間 50 分	5 時間 7 分 (移動含む)	屋外 (原子炉建物廻り)	
	燃料補給	2 時間	1 時間 54 分 (移動含む)	屋外 (ディーゼル燃料貯蔵タンク廻り)	
移動式代替熱交換設備による冷却水供給	ホース敷設／接続、送水	7 時間 50 分	3 時間 58 分 (移動含む)	屋外 (原子炉建物廻り)	
	ケーブル接続、受電	1 時間 10 分	55 分 (移動含む)	原子炉建物 2FL (非常用電気室) 屋外 (原子炉建物廻り)	

(2) PWR の重大事故等対策の成立性

1) 2 次冷却系からの除熱機能喪失

(a) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「2 次冷却系からの除熱機能喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「小破断 LOCA 時に補助給水機能が喪失する事故」、「主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故」、「過渡事象時に補助給水機能が喪失する事故」、「手動停止時に補助給水機能が喪失する事故」、「外部電源喪失時に補助給水機能が喪失する事故」、「2 次冷却系の破断時に補助給水機能が喪失する事故」、「2 次冷却系の破断時に主蒸気隔離機能が喪失する事故」、「蒸気発生器伝熱管破損時に補助給水機能が喪失する事故」、「DG 母線 1 系列喪失時に補助給水機能が喪失する事故」及び「極小 LOCA 時に補助給水機能が喪失する事故」である。

(b) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「2 次冷却系からの除熱機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、主給水流量喪失等が発生するとともに、補助給水系機器の故障等により蒸気発生器への注水機能が喪失する。このため、蒸気発生器はドライアウトして、2 次冷却系からの除熱機能が喪失することから、緩和措置がとられない場合には、1 次系が高温、高圧状態となり、加圧器安全弁等からの漏えいが継続し、炉心損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、1 次系を強制的に減圧し、高圧での炉心注水を行うことにより、炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場への熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(c) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「2 次冷却系からの除熱機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなくかつ十分な冷却を可能とするため、充てん／高圧注入ポンプ及び加圧器逃し弁を用いた高圧注入系によるフィードアンドブリードを整備する。長期的な冷却を可能とするため、充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプを用いた高圧再循環並びに余熱除去ポンプによる炉心冷却を整備する。事故シナリオを図 2.2.4-7 に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を表 2-27 に示す。フィードアンドブリード（運転員操作）を所定時間内で行う。

a. プラントトリップの確認

事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

b. 補助給水系機能喪失の判断及び喪失時の対応

電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプの自動起動が失敗することにより補助給水流量が喪失し、全蒸気発生器水位が狭域スパン以下に低下するため補助給水系機能喪失と判断する。その後、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ機能の回復操作、電動主給水ポンプ及び蒸気発生器水張ポンプによる蒸気発生器への代替注水準備を行う。

補助給水系機能喪失の判断に必要な計装設備は、蒸気発生器狭域水位等である。

c. 1 次系のフィードアンドブリード運転開始

主蒸気逃し弁の自動動作により、全ての蒸気発生器水位が低下し広域水位計指示が 10%未満となれば、非常用炉心冷却設備作動信号を手動発信させ、充てん／高圧注入ポンプの起動を確認後、すべての加圧器逃し弁を手動で開放し、フィードアンドブリード運転を開始する。

フィードアンドブリード運転中は、1 次系圧力、温度等の監視により炉心の冷却状態を確認する。

1 次系のフィードアンドブリード運転開始に必要な計装設備は、蒸気発生器広域水位計等であり、フィードアンドブリード中の炉心冷却状態の確認に必要な計装設備は、1 次冷却材高温側温度（広域）等である。

d. 蓄圧注入系動作の確認

1 次系圧力の低下に伴い蓄圧注入系が動作することを確認する。

蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、1 次冷却材圧力である。

e. 高圧再循環運転

燃料取替用水タンク水位計指示が 16%到達及び格納容器再循環サンプ広域水位計指示が 67%以上となれば、高圧再循環運転への切り替えを実施する。

高圧再循環運転への切り替えの確認に必要な計装設備は、燃料取替用水タンク水位計等である。

f. 蒸気発生器水位回復の判断

いずれかの蒸気発生器への注水が確保され、かつ蒸気発生器狭域水位計指示が 0%以上となれば、蒸気発生器の水位が回復したと判断し、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却操作を開始する。

蒸気発生器水位の回復が見込めない場合は、高圧再循環運転及び 1 次系のフィードアンドブリード運転による炉心の冷却を継続する。

蒸気発生器水位回復の判断に必要な計装設備は、蒸気発生器狭域水位等である。

g. 余熱除去系による炉心冷却

1 次冷却材圧力計指示 2.7MPa 以下及び 1 次冷却材高温側温度計（広域）指示 177℃以下となり余熱除去系が使用可能となれば 1 次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を開始する。

余熱除去系による炉心冷却を開始後、1 次系圧力が安定しているところを確認し、蓄圧タンク出口弁を閉止する。

余熱除去系による炉心冷却に必要な計装設備は、1 次冷却材高温側温度（広域）等である。

h. 1 次系のフィードアンドブリード運転中止

余熱除去系により炉心が冷却されていることが確認できれば、加圧器逃し弁を閉止しフィードアンドブリード運転を停止する。

1 次系のフィードアンドブリード運転停止に必要な計装設備は、1 次冷却材高温側温度（広域）等である。

以降、長期対策として、炉心の冷却は余熱除去系により継続的に行う。

なお、原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納

容器再循環ファンを運転し継続的に行う。

本事故シーケンスにおける必要要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員、重大事故等対策要員（初動）及び重大事故等対策要員（初動後）で構成され、合計で 44 名である。その内訳は次の通りである。

中央制御室の運転員：運転操作指揮を行う当直長及び当直副長の 2 名、号炉間連絡及び運転操作助成を行う当直主任及び運転員の 2 名、運転操作対応を行う運転員 6 名。

発電所構内に常駐している要員：重大事故等対策要員（初動）は運転対応要員 6 名及び保修対応要員 12 名、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員 4 名
重大事故発生後 30 分以内に参集できる重大事故等対策要員（初動後）：保修対応要員 12 名

本事故シーケンスグループの対応手順と作業時間を図 2.2.4-8 に示す。

(d) 重大事故等対策の成立性確認

事故シーケンスグループ「2 次冷却系からの除熱機能喪失」における重大事故等対策の成立性確認結果の一覧を表 2-28 に示す。表 2-28 に示す通り、訓練により各作業は作業・操作想定時間内に実施可能であり、想定される事故環境下においても確実に作業・操作が可能である、

表 2-27 2 次冷却系からの除熱機能喪失時における重大事故等対処設備（[1], pp.2.1-34～36 (PDF:pp.233～235)）

【】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
プラントトリップの確認	・事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
補助給水系機能喪失時の対応	・電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ機能の回復操作（失敗原因調査、系統構成確認、現場遮断器の状態確認、再起動操作等）を行う。	【電動補助給水ポンプ】 【タービン動補助給水ポンプ】	—	—
	・電動主給水ポンプ及び上記発生器水張ポンプによる蒸気発生器への代替注水を行う。	【蒸気発生器】	—	蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位
	・可搬型ディーゼル注入ポンプによる上記発生器への代替注水準備を行う。	【可搬型ディーゼル注入ポンプ】	—	—
1 次系のフィードアンドブリード運転開始	・主蒸気逃し弁の自動操作により、全ての蒸気発生器水位が低下し広域水位計指示が 10%未満となれば、非常用炉心冷却設備作動信号を手動発信させ、充てん／高圧注入ポンプの起動を確認後、すべての加圧器逃し弁を手動で開放し、フィードアンドブリード運転を開始する。 ・フィードアンドブリード運転中は、1 次系圧力、温度等の監視により炉心の冷却状態を確認する。	主蒸気逃し弁 燃料取替用タンク 充てん／高圧注入ポンプ 加圧器逃し弁	—	蒸気発生器広域水位 ほう酸注入ライン流量 1 次冷却材圧力 燃料取替用タンク水位 1 次冷却材高温側温度（広域） 1 次冷却材低温側温度（広域） 加圧器水位
蓄圧注入系動作の確認	・1 次系圧力の低下に伴い蓄圧注入系が動作することを確認する。	蓄圧タンク	—	1 次冷却材圧力
高圧再循環運転	・燃料取替用水タンク水位計指示が 16%到達及び格納容器再循環サンプ広域水位計指示が 67%以上となれば、高圧再循環運転への切り替えを実施する。 ・高圧注入から高圧再循環運転への切替により、格納容器	燃料取替用タンク 格納容器再循環サンプ 充てん／高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ	—	燃料取替用タンク水位 格納容器再循環サンプ広域水位 格納容器再循環サンプ狭域水位 ほう酸注入ライン流量

	再循環サンプから余熱除去ポンプを経て余熱除去冷却器で冷却した水を充てん／高圧注入ポンプにより再度炉心へ注水し、フィードアンドブリードによる炉心冷却を継続する。	余熱除去冷却器 加圧器逃し弁 格納容器再循環サンプスクリーン		1 次冷却材圧力 1 次冷却材高温側温度（広域） 1 次冷却材低温側温度（広域）
蒸気発生器水位回復の判断	・いずれかの蒸気発生器への注水が確保され、かつ蒸気発生器狭域水位計指示が 0%以上となれば、蒸気発生器の水位が回復したと判断し、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却操作を開始する。 ・蒸気発生器水位の回復が見込めない場合は、高圧再循環運転及び 1 次系のフィードアンドブリード運転による炉心の冷却を継続する。	【主蒸気逃し弁】 【蒸気発生器】 【電動補助給水ポンプ】 【タービン動助給水ポンプ】 【復水ポンプ】	—	蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 補助給水流量 復水タンク水位 蒸気ライン圧力 1 次冷却材高温側温度（広域） 1 次冷却材低温側温度（広域）
余熱除去系による炉心冷却	・1 次冷却材圧力計指示 2.7MPa 以下及び 1 次冷却材高温側温度計（広域）指示 177℃以下となり余熱除去系が使用可能となれば 1 次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を開始する。 ・余熱除去系による炉心冷却を開始後、1 次系圧力が安定しているところを確認し、蓄圧タンク出口弁を閉止する。	余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器 蓄圧タンク出口弁	—	余熱除去ループ流量 1 次冷却材高温側温度（広域） 1 次冷却材低温側温度（広域） 1 次冷却材圧力 加圧器水位
1 次系のフィードアンドブリード運転停止	・余熱除去系により炉心が冷却されていることが確認できれば、加圧器逃し弁を閉止しフィードアンドブリード運転を停止する。 ・長期対策として、炉心の冷却は余熱除去系により継続的に行う。	余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器	—	1 次冷却材高温側温度（広域） 1 次冷却材低温側温度（広域） 1 次冷却材圧力 余熱除去ループ流量

必 要 な 要 員 と 作 業 項 目				経過時間(分)										経過時間(時間)		備 考
				10	20	30	40	50	10	20						
手順の項目	要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員			手順の内容												
		1号	2号													
				▽ 事象発生 ▽ 原子炉トリップ												
				▽ プラント状況判断												
				約24分 蒸気発生器広域水位0%以下												
				約29分 非常用炉心冷却設備作動 1次系フィードアンドブリード運転開始 (加圧器逃がし弁開放)												
				約11.4時間 再循環切替水位到達												
				約19.8時間 以降原子炉が安定												
状況判断	運転員	—	—	● 原子炉トリップ・タービントリップ確認 ● 主給水流量喪失確認 ● 補助給水失敗確認 (中央制御室確認)	10分											
蒸気発生器注水回復操作	運転員B	1	1	● 補助給水ポンプ手動起動 (中央制御室確認)												
	運転員C + 重大事故等対策要員(初動) 運転対応要員D	2	2	● 現地移動/補助給水ポンプ起動操作 ・失敗原因調査 (現場操作)												
	運転員B	【1】	【1】	● 主給水ポンプ手動起動 (中央制御室操作)												
	重大事故等対策要員(初動) 運転対応要員E、G	2	2	● 現地移動/主給水ポンプ起動操作 ・失敗原因調査 (現場操作)												
1次系のフィードアンドブリード運転操作	運転員A	1	1	● 非常用炉心冷却設備作動信号手動発信 ● 充てん/高圧注入ポンプによる高圧注入状況確認 ● 加圧器逃がし弁開放 (中央制御室操作)				5分								
高圧再循環運転切替操作	運転員A	【1】	【1】	● 高圧注入から高圧再循環運転への切替操作*1 (中央制御室操作)											25分	
余熱除去系による炉心冷却	運転員A	【1】	【1】	● 余熱除去系による炉心冷却*2 ● 蓄圧タンク出口弁閉止*2 ● 1次系のフィードアンドブリード運転停止*2 (中央制御室操作)											5分 5分	

次操作へ

次操作へ

次操作へ

継続操作

継続操作

蒸気発生器水位回復は解析上考慮せず*

1次系のフィードアンドブリード運転が、解析上、期待している約29分までに実施できる

*1 燃料取替用水タンク水位計指示16%到達及び格納容器再循環サンプ広域水位計指示が67%以上となれば実施する

*2 1次冷却炉出力指針2.7MPa [gauge] 以下及び1次冷却炉温度計 (広域) 指示177℃以下となり余熱除去系統が使用可能となれば余熱除去系による炉心冷却を開始し、蓄圧タンク出口弁を閉止後、1次系のフィードアンドブリード運転を停止する

・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間又は作業時間を確認した上で算出している（一部、未配備の機器については想定時間により算出）
・緊急時対策本部要員は4名であり、全体指揮、通報連絡等を行う

図 2.2.4-8 2 次冷却系からの除熱機能喪失時の対応手順と作業時間（[1], pp.2.1-17～18 (PDF:pp.216～217)）（1/2）

必要 な 要 員 と 作 業 項 目				経過時間(時間)												備 考
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
手順の項目	要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手 順 の 内 容		約9.0時間 ▽ 可搬型ディーゼル 注入ポンプによる 蒸気発生器への代替注水												
		1号	2号													
蒸気発生器 注水回復操作	重大事故等対策要員 (初動) 12名 + 重大事故等対策要員 (初動後) 12名	12	12	1時間												事象発生後2時間14分で アクセスルートが復旧さ れる
		【12】	【12】	6.5時間												
		【11】	【11】	起動、監視、給油 約1.8時間ごとに給油												アクセスルートを考慮す ると10時間14分で注水可 能となる
	運転員B	【11】	【11】	5分												蒸気発生器水位回復は解 析上考慮せず*
	重大事故等対策要員 (初動) 12名 E、F	【2】	【2】	75分 適宜流量調整												

・給油間隔は可搬型ディーゼル注入ポンプ定格負荷連続運転時の目安時間を記載

図 2.1.3 2次冷却系からの除熱機能喪失（主給水流量喪失＋補助給水失敗）の作業と所要時間（2/2）

図 2.2.4-9 2次冷却系からの除熱機能喪失時の対応手順と作業時間 (2/2)

表 2-28 2 次冷却系からの除熱機能喪失時の重大事故等対策の成立性確認内容

手順の項目	手順の内容	作業・操作 想定時間	成立性確認時間	作業・操作 場所	備考
1 次系のフィードアンドブリード運転操作 ([1], pp.添 1.3.1-8 (PDF:pp.135) No.12)	非常用炉心冷却設備作動信号手動発信	5 分	3 分	操作現場（中央制御室）	
	充てん／高圧注入ポンプによる高圧注入状況確認				
	加圧器逃し弁開放				
蒸気発生器注水回復操作 ([1], pp.添 1.3.1-15 (PDF:pp.142) No.41)	可搬型ディーゼル注入ポンプホース等の運搬、設置	7 時間 30 分	7 時間 25 分	操作現場（屋外）	
	可搬型ディーゼル注入ポンプによる蒸気発生器への代替注水系統構成	5 分	3 分	操作現場（中央制御室）	
	可搬型ディーゼル注入ポンプによる蒸気発生器への代替注水系統構成	75 分	67 分	操作現場（主蒸気管室）	

2) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）

(a) 格納容器破損モード内の事故シーケンス

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」において、格納容器破損防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「主給水流量喪失時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」、「外部電源喪失時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」、「過渡事象時に原子炉トリップに失敗し格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」、「2次冷却系の破断時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」、「2次冷却系の破断時に主蒸気隔離機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」、「手動停止時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」、「原子炉補機機能喪失時に補助給水機能が喪失する事故」、「過渡事象時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」、「DG母線1系列喪失時に補助給水機能、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」である。

(b) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」では、LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ機能や ECCS 再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、原子炉格納容器内へ流出した高温の1次冷却材及び熔融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、金属—水反応等によって発生した非凝縮性ガスの蓄積により、緩和措置がとられない場合には、原子炉格納容器内温度が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の破損に至る。

したがって、本格納容器破損モードでは、原子炉格納容器雰囲気を冷却及び除熱し、原子炉格納容器内温度の上昇を抑制することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。また、非凝縮性ガスの発生を抑制するとともに、継続的に発生する水素を処理する。さらに、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって、原子炉格納容器雰囲気の除熱を行う。

(c) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却を整備する。

さらに、非凝縮性ガスの発生を抑制する観点から、熔融炉心・コンクリート相互作用に伴う水素発生に対しては、代替格納容器スプレイによる原子炉下部キャビティへの注水を整備する。加えて、継続的に発生する水素を処理するため、静的触媒式水素結合装置を設置するとともに、より一層の水素濃度低減を図るための設備としてイグナイタを設置する。

本格納容器破損モードの事故シナリオを図 2.2.4-10 に示すとともに、重大事故等対策における設備と手順の関係を表 2-29 に示す。

a. 事象の発生及び対応処置

LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失が発生し、原子炉自動停止及び非常用炉

心冷却設備作動信号等が発信すれば、原子炉トリップ、安全注入及び格納容器スプレイの動作状況を確認する。

その後、格納容器スプレイ機能、ECCS 再循環機能等の安全機能喪失が重畳して発生すれば、全交流動力電源喪失の手順又は喪失した安全機能に対応した手順へ移行する。

事象の発生及び対応処置に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

b. 1 次冷却材喪失事象時の対応

全交流動力電源喪失時に 1 次冷却材漏えいが重畳して発生した場合に 1 次系圧力が蓄圧タンク動作圧力まで急激に低下し、1 次系圧力が回復しない状態であれば「1 次冷却材喪失事象（大破断）」と判断する。判断後は、大容量空冷式発電機による電源確保、常設電動注入ポンプ起動準備、復水タンクへの供給、使用済み燃料ピットへの注水確保及び移動式大容量ポンプ車による格納容器内自然対流冷却の準備を行う。

また、常設電動注入ポンプ起動準備においては、1 次冷却材喪失事象（大破断）の場合は炉心損傷を避けられないとして、常設電動注入ポンプの注入先を格納容器スプレイとする。また、1 次冷却材喪失事象（大破断）に至らない漏えい又は漏えいが無い場合は、炉心損傷防止のために常設電動注入ポンプの注入先を炉心注水とする。炉心注水を行っている間に炉心出口温度計指示 350°C 以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示 $1 \times 10^5 \text{mSv/h}$ 以上により炉心損傷と判断すれば、注入先を格納容器スプレイに切り替えるとともに炉心損傷の進展防止及び緩和のため、B 充てん／高圧注入ポンプ自己冷却運転による炉心注水を行う。

1 次冷却材喪失事象時の対応に必要な計装設備は、1 次冷却材圧力等である。

c. アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動

全交流動力電源喪失時、アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場にてアニュラス空気浄化系ダンプの代替空気供給を行い、起動準備が整い次第、アニュラス空気浄化ファンを起動する。また、中央制御室の作業環境確保のため、現場にて中央制御室非常用循環系ダンプの開処置を実施し、起動準備が整い次第、中央制御室非常用循環系を起動する。

d. 補助給水系機能維持の判断

補助給水ポンプ起動及び補助給水流量計指示が $80 \text{m}^3/\text{h}$ 以上確立されていることを確認する。また、全交流動力電源喪失状態で 1 次冷却材喪失事象（小規模）が発生し、補助給水系の機能が喪失している場合は、加圧器逃し弁の使用準備として、窒素ポンベ（加圧器逃し弁用）による駆動用空気の供給を行い、炉心損傷判断後、1 次系圧力を 2.0MPa 以下まで減圧を実施する。なお、加圧器逃し弁使用準備において、直流電源が喪失している場合には、可搬型バッテリー（加圧器逃し弁用）も準備する。

補助給水系機能維持の判断に必要な計装設備は、補助給水流量等である。

e. イグナイタ起動及び可搬型格納容器水素濃度計測装置準備

炉心出口温度計指示が 350°C 到達または安全注入動作を伴う 1 次冷却材喪失時に全ての高圧注入系が機能喪失すれば、イグナイタを起動するとともに、可搬型格納容器水素濃度計装装置の起動準備を実施する。また、全交流動力電源喪失時において

は、大容量空冷式発電機より受電すれば、速やかにイグナイタを起動する。

f. 炉心損傷の判断

炉心出口温度計指示 350°C 以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示 $1 \times 10^5 \text{mSv/h}$ 以上により、炉心損傷と判断する。なお、炉心損傷の判断基準である炉心出口温度 350°C は、炉心が直接蒸気を過熱している可能性が高いと考えられる温度として、加圧器安全弁の設定圧力を考慮した 1 次系の最大飽和蒸気温度から設定した値であり、格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示 $1 \times 10^5 \text{mSv/h}$ は、炉心溶融時の原子炉格納容器内線量率の評価結果を踏まえて設定した値である。

炉心損傷の判断に必要な計装設備は、格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）等である。

g. 静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタ動作状況確認

静的触媒式水素再結合装置にて原子炉格納容器内の水素が処理されていることを、静的触媒式水素再結合装置動作監視装置の温度上昇により確認する。また、イグナイタ運転にて原子炉格納容器内の水素が燃焼し処理されていることを、電気式水素燃焼装置動作監視装置の温度上昇により確認する。

h. 常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ

格納容器スプレイ系の機能が喪失している場合は、1 次冷却材漏えいに伴う原子炉格納容器圧力上昇の抑制及び炉心損傷後の溶融炉心・コンクリート相互作用防止のため、大容量空冷式発電機からの給電及び常設電動注入ポンプの準備が整い次第、代替格納容器スプレイを開始する。尚、炉心の冷却については、B 充てん／高圧注入ポンプ自己冷却による炉心注水の準備を行い、準備が整い次第、炉心注水を行う。また、常設電動注入ポンプの水源である燃料取替用タンクが枯渇するまでに、復水タンクより補給を行い、代替格納容器スプレイを継続する。その後、格納容器再循環サンプ広域水位計指示が 77% 以上となれば、代替格納容器スプレイを一旦停止する。一旦停止後に、格納容器圧力計指示が 245kPa まで上昇すれば代替格納容器スプレイを再開する。

常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイに必要な計装設備は、格納容器圧力等である。

i. 水素濃度監視

炉心損傷と判断すれば、ジルコニウム—水反応等にて発生する水素による原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認するために、可搬型格納容器水素濃度計装装置の準備が整い次第、運転し、原子炉格納容器内水素濃度の測定を開始する。

水素濃度監視に必要な計装設備は、可搬型格納容器水素濃度計装装置である。

j. 格納容器内自然対流冷却

A、B 格納容器再循環ユニットに原子炉補機冷却水を通水し、原子炉格納容器雰囲気自然対流により除熱する。

また、全交流動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却水系統が使用できない場合には、移動式大容量ポンプ車により A、B 格納容器再循環ユニットに冷却水を供給し、原子炉格納容器雰囲気を自然対流により除熱する。ただし、炉心溶融により屋外の放射線量が高い場合は、屋内に待機しモニタ指示を確認しながら、事象発生から 24 時間以内に除熱を開始できるように作業を行う。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。

本事故シーケンスにおける必要要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員、重大事故等対策要員（初動）及び重大事故等対策要員（初動後）で構成され、合計で 52 名である。その内訳は次の通りである。

中央制御室の運転員：運転操作指揮を行う当直長及び当直副長の 2 名、号炉間連絡及び運転操作助成を行う当直主任及び運転員の 2 名、運転操作対応を行う運転員 8 名。

発電所構内に常駐している要員：重大事故等対策要員（初動）は運転対応要員 8 名及び
保守対応要員 12 名、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員 4 名

重大事故発生後 30 分以内に参集できる重大事故等対策要員（初動後）：保守対応要員
16 名

本事故シーケンスグループの対応手順と作業時間を図 2.2.4-11 に示す。

(d) 重大事故等対策の成立性確認

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」における重大事故等対策の成立性確認結果の一覧を表 2-30 に示す。表 2-30 に示す通り、訓練により各作業は作業・操作想定時間内に実施可能であり、想定される事故環境下においても確実に作業・操作が可能である。

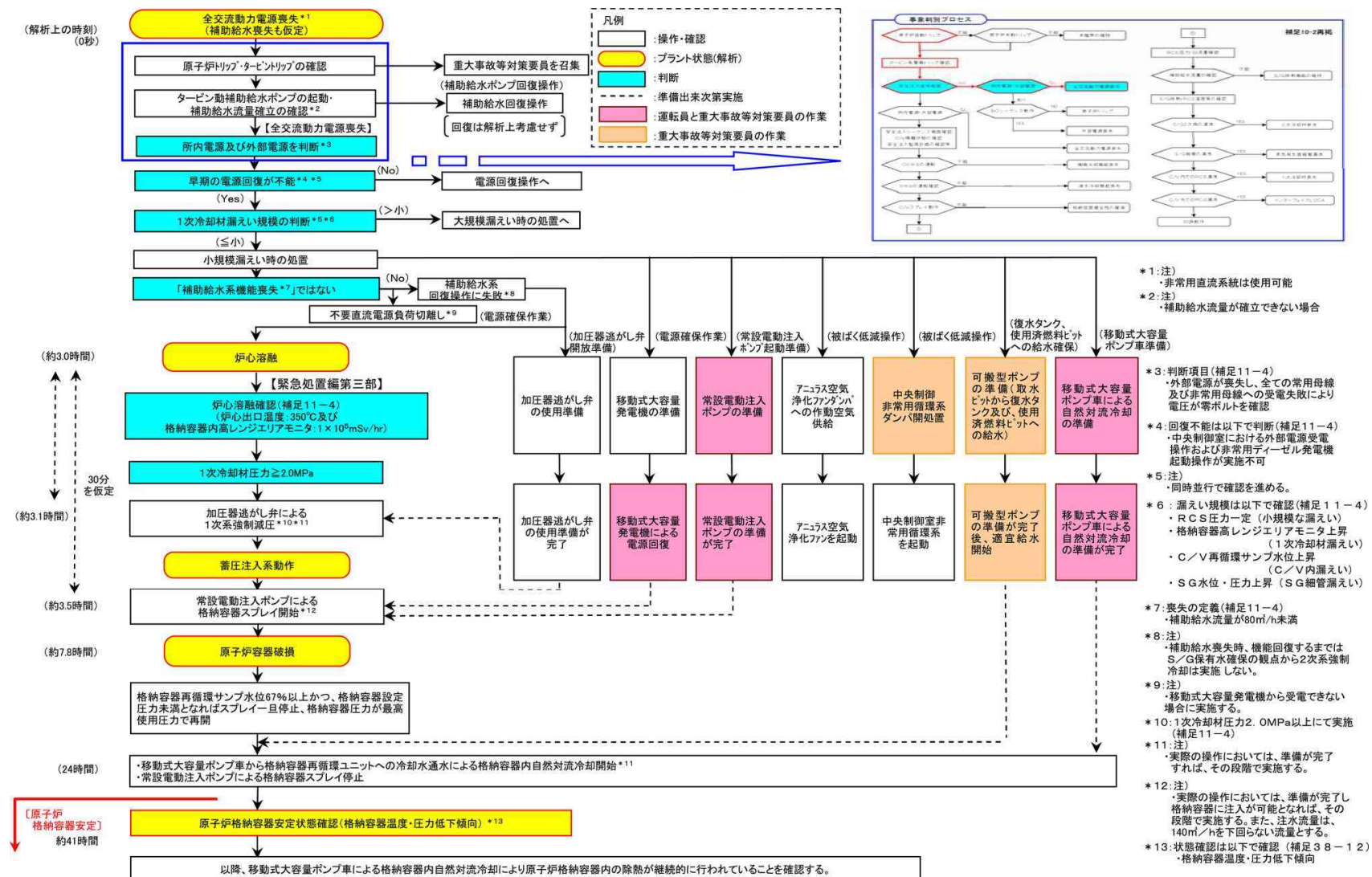


図 2.2.4-10 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）の重大事故シナリオ ([1], 3.1-77 (PDF:pp.1147))

表 2-29 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）における重大事故等対策について
 ([1], 3.1-83～86 (PDF:pp.1153～1156))

【】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
事象の発生及び対応 処置	・ LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失が発生し、原子炉自動停止及び非常用炉心冷却設備作動信号等が発信すれば、原子炉トリップ、安全注入及び格納容器スプレイの動作状況を確認する。 ・ その後、格納容器スプレイ機能、ECCS 再循環機能等の安全機能喪失が重畳して発生すれば、全交流動力電源喪失の手順又は喪失した安全機能に対応した手順へ移行する。	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
1 次冷却材喪失事象 時の対応	・ 全交流動力電源喪失時に 1 次冷却材漏えいが重畳して発生した場合に 1 次系圧力が蓄圧タンク動作圧力まで急激に低下し、1 次系圧力が回復しない状態であれば「1 次冷却材喪失事象（大破断）」と判断する。 ・ 大容量空冷式発電機による電源確保、常設電動注入ポンプ起動準備、復水タンクへの供給、使用済燃料ピットへの注水確保及び移動式大容量ポンプ車による格納容器内自然対流冷却の準備を行う。 ・ 常設電動注入ポンプ起動準備においては、1 次冷却材喪失事象（大破断）の場合は炉心損傷を避けられないとして、常設電動注入ポンプの注入先を格納容器スプレイとする。また、1 次冷却材喪失事象（大破断）に至らない漏えい又は漏えいが無い場合は、炉心損傷防止のために常設電動注入ポンプの注入先を炉心注水とする。炉心注水を行っている間に炉心出口温度計指示 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示 $1 \times 10^5 \text{mSv/h}$ 以上により炉心損傷と判断すれば、注入先を格納容器スプレイに切り替えるとともに炉心損傷の進展防止及び緩和のため、B 充てん／高圧注入ポンプ自己冷却運転による炉心注水を行う。	大容量空冷式発電機 常設電動注入ポンプ 復水タンク 【B 充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）】 燃料油貯蔵タンク 大容量空冷式発電機用燃料タンク 大容量空冷式発電機用給油タンク	移動式大容量ポンプ車 取水用水中ポンプ 取水用水中ポンプ用発電機 復水タンク補給用水中ポンプ 使用済燃料ピット補給用水中ポンプ 使用済燃料ピット及び復水タンク補給用水中ポンプ用発電機 中間受槽 タンクローリ	1 次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ） 格納容器再循環サンプ狭域水位 格納容器再循環サンプ広域水位 1 次冷却材高温側温度（広域） 蒸気ライン圧力 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位
アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の	・ 全交流動力電源喪失時、アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場にてアニュラス空気浄化系ダンプの代替空気供給を行い、起動準備が整い次第、アニュラス空気浄化ファンを起	アニュラス空気浄化ファン アニュラス空気浄化微粒子除去フィルタユニット		

起動	動する。 ・中央制御室の作業環境確保のため、現場にて中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を実施し、起動準備が整い次第、中央制御室非常用循環系を起動する。	アニュラス空気浄化よう素除去フィルタユニット 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室空調ファン 中央制御室循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット		
補助給水系機能維持の判断	・補助給水ポンプ起動及び補助給水流量計指示が 80m³/h 以上確立されていることを確認する。また、全交流動力電源喪失状態で 1 次冷却材喪失事象（小規模）が発生し、補助給水系の機能が喪失している場合は、加圧器逃し弁の使用準備として、窒素ポンベ（加圧器逃し弁用）による駆動用空気の供給を行い、炉心損傷判断後、1 次系圧力を 2.0MPa 以下まで減圧を実施する。なお、加圧器逃し弁使用準備において、直流電源が喪失している場合には、可搬型バッテリー（加圧器逃し弁用）も準備する。	タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 加圧器逃し弁	【可搬型バッテリー（加圧器逃し弁用）】 窒素ポンベ（加圧器逃し弁用）	蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 復水タンク水位 補助給水流量 1 次系冷却材圧力
イグナイタ起動及び可搬型格納容器水素濃度計測装置準備	・炉心出口温度計指示が 350℃到達または安全注入動作を伴う 1 次冷却材喪失時に全ての高圧注入系が機能喪失すれば、イグナイタを起動するとともに、可搬型格納容器水素濃度計測装置の起動準備を実施する。また、全交流動力電源喪失時においては、大容量空冷式発電機より受電すれば、速やかにイグナイタを起動する。	【電気式水素燃焼装置】 【電気式水素燃焼装置動作監視装置】 大容量空冷式発電機 燃料油貯蔵タンク 大容量空冷式発電機用燃料タンク 大容量空冷式発電機用給油ポンプ	可搬型ガスサンプリング冷却器用冷却ポンプ 可搬型代替ガスサンプリング圧縮装置 タンクローリ	1 次冷却材高温側温度（広域） 可搬型格納容器水素濃度計測装置
炉心損傷の判断	・炉心出口温度計指示 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示 1X10⁵mSv/h 以上により、炉心損傷と判断する。			格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ） 1 次冷却材高温側温度（広域）
静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタ動作状況確認	・静的触媒式水素再結合装置にて原子炉格納容器内の水素が処理されていることを、静的触媒式水素再結合装置動作監視装置の温度上昇により確認する。 ・イグナイタ運転にて原子炉格納容器内の水素が燃焼し処理されて	静的触媒式水素再結合装置 静的触媒式水素再結合装置動作監視装置 【電気式水素燃焼装置】	タンクローリ	

	いることを、電気式水素燃焼装置動作監視装置の温度上昇により確認する。	【電気式水素燃焼装置動作監視装置】 大容量空冷式発電機 燃料油貯蔵タンク 大容量空冷式発電機用燃料タンク 大容量空冷式発電機用給油ポンプ		
水素濃度監視	・炉心損傷と判断すれば、ジルコニウム－水反応等にて発生する水素による原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認するために、可搬型格納容器水素濃度計測装置の準備が整い次第、運転し、原子炉格納容器内水素濃度の測定を開始する。	燃料油貯蔵タンク	可搬型ガスサンプリング冷却器用冷却ポンプ 可搬型代替ガスサンプリング圧縮装置 移動式大容量ポンプ車 タンクローリ	可搬型格納容器水素濃度計測装置 【アニュラス水素濃度推定用可搬型線量率】
格納容器内自然対流冷却	・A、B 格納容器再循環ユニットに原子炉補機冷却水を通水し、原子炉格納容器雰囲気を自然対流により除熱する。 ・全交流動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却水系統が使用できない場合には、移動式大容量ポンプ車により A、B 格納容器再循環ユニットに冷却水を供給し、原子炉格納容器雰囲気を自然対流により除熱する。ただし、炉心溶融により屋外の放射線量が高い場合は、屋内に待機しモニタ指示を確認しながら、事象発生から 24 時間以内に除熱を開始できるように作業を行う。	A、B 格納容器再循環ユニット 燃料油貯蔵タンク	移動式大容量ポンプ車 タンクローリ	格納容器圧力 格納容器内温度 可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）用）

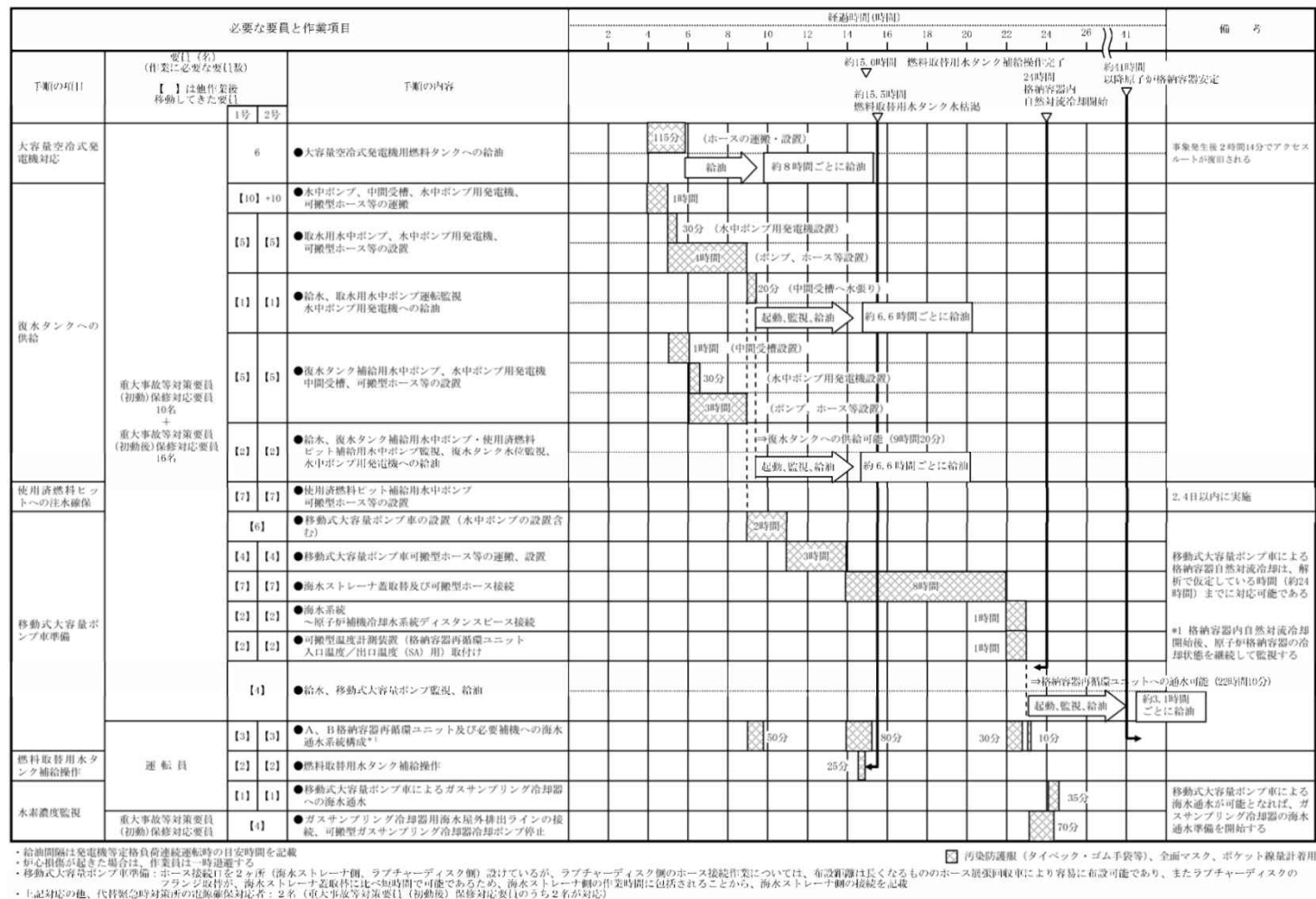


図 2.2.4-12 「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損)」時の対応手順と作業時間(2/2)

表 2-30 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」時の重大事故等対策の成立性確認内容

手順の項目	手順の内容	作業・操作 想定時間	成立性 確認時間	作業・操作場所	備考
電源確保作業 （[1], pp.添 1.3.1-2 (PDF:pp.129) No.1）	現地移動/所内電源母線受電準備（遮断器操作）	10 分	10 分	操作現場（T/B）	
	現地移動/不要直流電源負荷切り離し	10 分	5 分	操作現場（T/B）	
	現地移動/移動指揮大容量発電機起動確認	適宜	10 分	操作現場（屋外）	
蒸気発生器 2 次側による冷却	現地移動/主蒸気逃し弁開放準備	待機	—		
補助給水ポンプ回復操作	現地移動/電動補助給水ポンプ起動操作・失敗原因調査	適宜	—		
	現地移動/タービン動補助給水ポンプ	適宜	—		
常設電動注入ポンプ起動準備 （[1], pp.添 1.3.1-4 (PDF:pp.131) No.3）	現地移動/常設電動注入ポンプ系統構成	50 分	45 分	操作現場（T/B、A/B）	1 チームで操作
	現地移動/常設電動注入ポンプ準備	30 分	27 分	操作現場（T/B、A/B）	
	現地移動/常設電動注入ポンプ系統構成・起動操作	8 分	6 分	操作現場（T/B）	
充電気盤受電操作	現地移動/蓄電池室給排気ファン出入口ダンパ開処置	40 分	—		事象発生約 6 時間後までに実施する
加圧器逃し弁開放準備 （[1], pp.添 1.3.1-4 (PDF:pp.131) No.4）	現地移動/加圧器逃し弁空気供給操作	30 分	15 分	操作現場（T/B、A/B）	
被ばく低減操作 （[1], pp.添 1.3.1-5 (PDF:pp.132) No.5）	現地移動/アニュラス空気浄化ファンダンパ空気供給操作	30 分	19 分	操作現場（A/B）	
	現地移動/中央制御室非常用循環系ダンパ開処置	40 分	35 分	操作現場（T/B、A/B）	
水素濃度監視 （[1], pp.添 1.3.1-11 (PDF:pp.138) No.26）	現地移動/可搬型格納容器水素濃度計測装置系統構成・起動	95 分	95 分	操作現場（A/B）	
	現地移動/可搬型格納容器水素濃度計測装置準備・起動	90 分	90 分	操作現場（A/B）	
B 充てん・高圧注入ポンプ（自己冷却）による代替炉心注水準備 （[1], pp.添 1.3.1-14 (PDF:pp.141) No.38）	B 充てん・高圧注入ポンプ（自己冷却）系統構成	70 分	56 分	操作現場（A/B）	1 チームで操作
	B 充てん・高圧注入ポンプ（自己冷却）系統構成（デイス Tanks ピース取替）	60 分	60 分	操作現場（A/B）	
	B 充てん・高圧注入ポンプ（自己冷却）系統構成・運転	17 分	12 分	操作現場（中央制御室）	
アニュラス内水素濃度測定	アニュラス水素濃度推定用	60 分	55 分	操作現場（A/B）	

〔1〕, pp.添 1.3.1-15 (PDF:pp.142) No.39)					
中央制御室操作 〔1〕, pp.添 1.3.1-5～6 (PDF:pp.132～133) No.6)	移動式大容量発電機からの給電準備・起動操作	15 分	12 分	操作現場 (中央制御室)	
	常設電動注入ポンプ系統構成	20 分	7 分	操作現場 (中央制御室)	
	蓄圧タンク出口弁閉止	5 分	2 分	操作現場 (中央制御室)	
	1 次冷却材ポンプシール戻り隔離弁等閉止	5 分	2 分	操作現場 (中央制御室)	
	アニュラス空気浄化ファン起動	5 分	1 分	操作現場 (中央制御室)	
	加圧器逃し弁開放	5 分	1 分	操作現場 (中央制御室)	
	中央制御室非常用循環系起動	5 分	1 分	操作現場 (中央制御室)	
可搬型計測機取付け	可搬型計測機取付け	適宜	—		
移動式大容量発電機対応 〔1〕, pp.添 1.3.1-6 (PDF:pp.133) No.7)	移動式大容量発電機用燃料タンクへの給油	115 分	75 分	操作現場 (屋外)	ホース運搬・設置
		—	110 分	操作現場 (屋外)	燃料給油 (約 8 時間毎)
復水タンクへの給水確保 〔1〕, pp.添 1.3.1-6～7 (PDF:pp.133～134) No.8)	水中ポンプ、中間受槽、水中ポンプ用発電機、可搬型ホース等の運搬	1 時間	55 分	操作現場 (屋外)	
	取水用水中ポンプ、水中ポンプ用発電機、可搬型ホース等の運搬	4 時間	3 時間 50 分	操作現場 (屋外)	発電機、ポンプ、ホース等設置
	水中ポンプ用発電機への給油	—	80 分	操作現場 (屋外)	約 6.6 時間毎に給油
	復水タンク補給用水中ポンプ、水中ポンプ用発電機、中間受槽、可搬型ホース等の設置	4 時間	3 時間 30 分	操作現場 (屋外)	
	使用済燃料ピット及び復水タンク補給用水中ポンプ用発電機への給油	—	80 分	操作現場 (屋外)	約 6.6 時間毎に給油
使用済燃料ピットへの給水確保 〔1〕, pp.添 1.3.1-7 (PDF:pp.134) No.9)	使用済燃料ピット補給用水中ポンプ、可搬型ホース等の設置	2 時間	1 時間 40 分	操作現場 (屋外)	
移動式大容量ポンプ車準備 〔1〕, pp.添 1.3.1-7～8 (PDF:pp.134～135) No.10)	移動式大容量ポンプ車の設置	2 時間	1 時間 45 分	操作現場 (屋外)	
	移動式大容量ポンプ車可搬型ホース等の運搬、設置	3 時間	2 時間 50 分	操作現場 (屋外)	
	海水ストレーナ蓋取替、可搬型ホース等接続	8 時間	8 時間	操作現場 (屋外)	
	海水系統～原子炉補機冷却水系統ディスタンスピース接続	1 時間	30 分	操作現場 (T/B)	

	可搬型温度計装設備取付け	1 時間	1 時間	操作現場 (T/B、A/B)	
	移動式大容量ポンプへの給油	—	80 分	操作現場 (屋外)	約 3.1 時間毎に給油
	格納容器再循環ユニット及び必要補機への海水通水系統構成	170 分	170 分	操作現場 (A/B)	
燃料取替用タンク補給操作 ([1], pp.添 1.3.1-8 (PDF:pp.135) No.11)	燃料取替用タンク補給操作	25 分	25 分	操作現場 (A/B)	
水素濃度監視	移動式大容量ポンプ車によるガスサンプリング冷却器への海水通水	35 分	—		
	ガスサンプリング冷却器用海水屋外排出ラインの接続、可搬型ガスサンプリング冷却器冷却ポンプ停止	70 分	—		

参考文献

- [1] 九州電力株式会社、川内原子力発電所 1 号炉及び 2 号炉 重大事故等対策の有効性評価、川内原子力発電所 1 号炉、2 号炉審査資料、SA-004 改 68、平成 26 年 9 月

2.3 安全性を表す指標・評価手法の検討

2.3.1 経年プラントのリスク指標に対する考え方

経年プラントにおける、深層防護レベル4層に着目した総合的安全評価では、経年プラントの特徴を踏まえるとともに、評価すべき項目を明確にする必要がある。また、深層防護レベル4層では、恒設の安全系に加え、可搬型の設備や非安全系設備、運転員の関与などの要因が、安全確保の重要な要素である。

以上の考え方により、以下のとおり、指標・評価手法の体系化の手順を定める。

- (1) プラントのシステム安全の明確な定義
- (2) システム安全の定義を深層防護と関連付けて体系化
- (3) 深層防護の性能評価指標セットの策定
- (4) 性能評価指標セットの定量的評価方法
- (5) 深層防護と（広義の）各安全確保活動の対応の分析
- (6) それに対応した重要度指標と定量化
- (7) 多様なシナリオに対する適合性分析

上記の(1)から(6)は、総合的安全評価の指標の定義に関する手順である。(3)から(6)は指標を定量化するプロセスに相当し、(5)から(7)は定量化した指標により安全評価を行う作業に相当する。これにより、システム安全と深層防護第4層レベルに関連する安全確保活動を定量的に関連付け、深層防護の適切性を確認することができる。これをもって、深層防護第4層の性能（有効性）評価とする。

(1) プラントのシステム安全の明確な定義

2012年6月に原子力規制委員会設置法の制定にあわせて原子力基本法が改正された。ここで、安全の確保の意味するところが、“確立された国際的な基準を踏まえ、国民の生命、健康及び財産の保護、環境の保全並びに我が国の安全保障に資する”と明確に定義された。原子力基本法では、“人類社会の福祉と国民生活の水準向上とに寄与する”と原子力利用の目的を掲げている。原子力利用にあたっては、核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律は、“国民の生命、健康及び財産の保護、環境の保全並びに我が国の安全保障に資する”を目的としている。さらに、原子力災害対策特別措置法は、“原子力災害から国民の生命、身体及び財産を保護する”ことを目的とする。原子力規制委員会は、組織理念では同委員会の使命を、“原子力に対する確かな規制を通じて、人と環境を守ることが原子力規制委員会の使命である”と定めている。

システム安全にかかる公式な文書を引用したが、要すれば、プラントシステムの総合的な安全評価とは、原子力災害から国民と環境をまもることがいかにほどに達成しているかを定量的に示すことであると言える。

(2) システム安全の指標と深層防護との関連

2013年7月8日に原子力規制委員会が制定した新規制基準は、“深層防護を基本とする”

とした。したがって、システム安全の指標は深層防護と関連付けられる必要がある。深層防護については、“目的達成に有効な複数の(多層の)対策を用意し、かつ、それぞれの層の対策を考えると、他の層での対策に期待しない”とそれを解説している。さらに、“万一シビアアクシデントが発生した場合に備え、シビアアクシデントの進展を食い止める対策を要求する”としており、具体的には“「炉心損傷防止」、「格納機能維持」、「ベントによる管理放出」、「放射性物質の拡散抑制」という多段階にわたる防護措置をとる”としている。そして、“可搬設備での対応(米国式)を基本とし、恒設設備との組み合わせにより信頼性をさらに向上”させるとともに、“ハード(設備)とソフト(現場作業)が一体として機能を発揮することが重要であり、手順書の整備や人員の確保、訓練の実施等も要求”するとした。

深層防護は、ある方策についての不確かさあるいは知見の乏しさに備えるために、その方策がうまくいかなかった場合の緩和方策を用意することである。すなわち、所定の目的を達成するために、防止の方策とそれに対応する緩和の方策の組み合わせとして構築される。ここで適切な緩和の方策を組み合わせることが重要である。同時に、所定の目的を達成するためには、防止すべき事項を正しく決める必要がある。

前項(1)に述べたように、システム安全とは原子力災害から国民と環境をまもることである。そのために、原子力規制委員会は、5層の深層防護を提唱し、特にその3層（炉心損傷の防止）と4層（格納機能の維持）はそれぞれ二つの下位の目標を設定していると考えられる。図 2.3.1-1 に、5層の考え方並びに、防止方策と緩和方策の組み合わせを示す。5層の各レベルは、それぞれ、異常発生防止、事故発生防止、重大事故（いわゆるシビアアクシデント）発生防止、放射性物質の放出防止、そして公衆への影響防止である。これが、防止方策を設定すべき目標となる。

同図の防止方策の下段には緩和方策を示した。第1のレベルから第4のレベルの4つの防止方策の達成目標に対して、それぞれ、異常の段階で検出・収束、設計基準事故の範囲で収束、放射性物質を格納容器に閉じ込める、敷地外で緊急対応するという緩和方策が用意される。第5のレベルの防止方策に対して用意される緩和方策は、公衆の生命と健康に関する目標を設定することに他ならない。なお、ある層における緩和方策の具体化が次層の防止対策になっている。したがって、緩和方策は次の層の達成目標と対応したものとして定められる必要がある。

(3) 深層防護の性能評価指標セットの策定

原子力規制委員会は2014年4月に安全目標を設定したと表明した。図 2.3.1-1 には、深層防護の各層に求められる性能にかかる目標を、原子力規制委員会の資料より引用して示している。ここで、公衆の生命と健康に関する目標（つまり安全目標）として、原子力安全委員会が平成15年12月の中間とりまとめ報告書が参考になるとして多くを述べていないので、図中には示していない。

しかし、重大事故に関する性能目標として、炉心損傷発生頻度を 10^{-4} /炉年、放射性物質放出にかかる性能目標として、格納機能喪失頻度を 10^{-5} /炉年、防災・非難にかかる性能目標として大規模非管理放出の量と発生頻度が Cs137 で 100TBq 相当、 10^{-6} /年としている。

以上から、深層防護を基本として構築される原子力規制の性能評価指標セットとして、これら3つの量が定量性をもって示された。なかんずく、第4層の前層が炉心損傷に、後層が大規模放出として与えられるため、この3つの性能目標は、深層防護第4層に関係する目標

である。



性能目標については、第1回原子力規制委員会、資料6-2、平成25年4月3日を参照した

図 2.3.1-1 防止方策と緩和方策の適切な組み合わせによる深層防護

(4) 性能評価指標セットの定量的評価方法

ここに示した性能評価指標セットは、レベル1のPRA並びにレベル2のPRAとして定量評価が実施されている。PRAが現時点ではもっとも優れた有用な方法であると考えられる。PRAでは、前項(3)に示した性能評価指標に加え、個々の機器やシステムの性能について関心がある場合にはリスク重要度などの指標も使われる。従って、おおよそ、必要な定量的評価方法はすでに存在している。

図 2.3.1-2 に原子力発電所のPRAの手順を示す。図に示したように、原子力発電所のPRAは以下の3つのレベルに分けられる。

- ① レベル1PRAでは、炉心損傷に至る事故シナリオにはどのようなものがあるかを同定するとともに、各シナリオの発生頻度を評価する。
- ② レベル2PRAでは、炉心損傷から格納容器破損に至る事故シナリオを同定するとともに、それらの発生頻度を評価する。また、各シナリオにおける環境への放射性物質放出量（事故時ソースターム）を評価する。
- ③ レベル3PRAでは、格納容器破損事故時の公衆の被ばく線量と放射線影響を評価する。

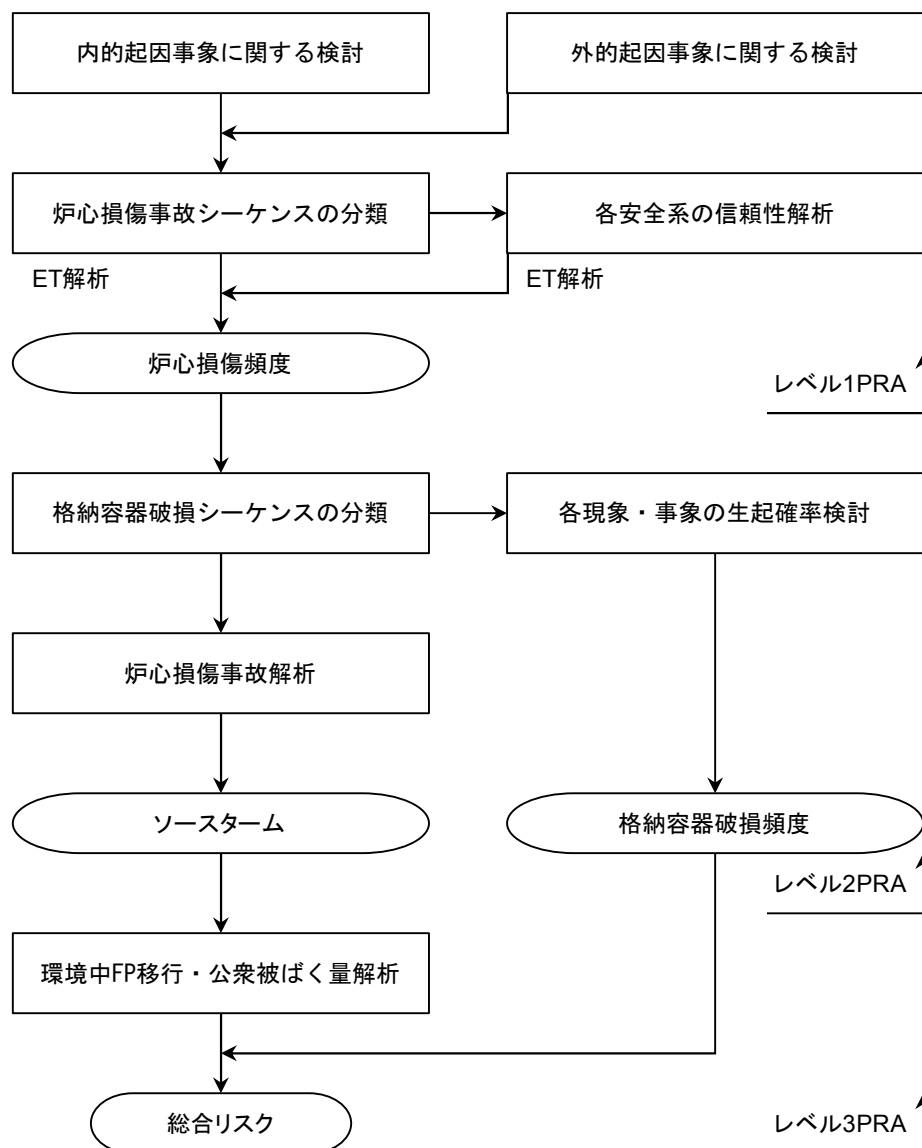


図 2.3.1-2 PRA の実施手順

図 2.3.1-3 はレベル 1PRA の実施手順の概略である。レベル 1PRA の目的は、炉心損傷に至る事故シナリオを同定し、その発生頻度を定量化することである。

最初にどのようなトラブルが発生したか（これを「起因事象 (Initiating Event)」とよぶ）と、トラブル発生時に、どの安全系は作動しどの安全系は作動に失敗したかという組合せを考えることにより、事故の分類ができる。PRA では、このように分類した事故を「事故シーケンス」とよぶ。

起因事象ごとに必要とされる安全系も異なっている。このため、事故シーケンスを系統的に定義するためには、起因事象ごとにイベントツリーを作成する。ある起因事象に対して n 個のシステムが用意されていると、各システムの成功・失敗の組合せにより、論理的には、 2^n 個の事故シーケンスが考えられるが、システム間の従属性（あるシステムが成功すると別のシステムは必要ない、あるシステムが失敗すると別のシステムは機能し得ない等）を考えると不要な分岐は省略し、図 2.3.1-3 に示すような簡略化したイベントツリーを作

成する。イベントツリーで定義された各事故シーケンスには、炉心の長期冷却に成功するもの、炉心損傷に至るものなどがある。以後の解析・評価の対象となるのは、炉心溶融に至るものである。

事故シーケンスの発生頻度は、起因事象の発生頻度と、各システムの機能喪失確率から計算する。起因事象の発生頻度は、運転経験データ等に基づいて評価する。システムの機能喪失は、構成機器の故障や運転・保守要員の誤った行為等によって起きるが、これら機器故障や人的過誤がシステム機能喪失に至るまでの故障伝播過程を分析して、システム機能喪失に至る可能性がある故障及び過誤の組合せを見つけたり、機能喪失の確率を計算することを、「システム信頼性解析（System Reliability Analysis）」という。

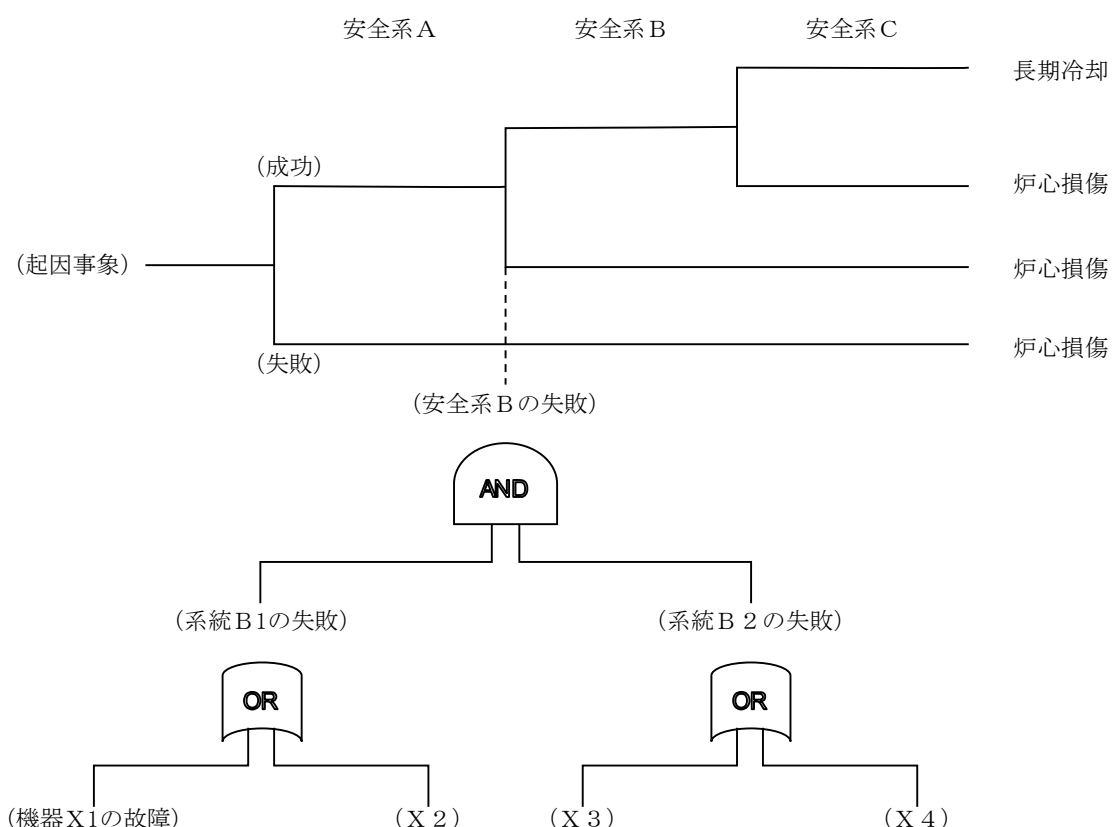


図 2.3.1-3 レベル 1PRA の手順

図 2.3.1-3 のフォールトツリーは、安全系 B に対するものである。安全系 B の失敗が何によって起きるかを考えると、系統 B 1 の失敗と系統 B 2 の失敗が同時に起きた場合である、とわかる。次に、系統 B 1 の失敗が何によって起きるかを考えると、機器 X 1 の故障もしくは機器 X 2 の故障が起きた時である。このように、安全系 B の故障がどのような機器故障によって起き得るかを分析した後、各機器の故障率がわかれば、安全系 B の失敗確率が求められる。

起因事象や機器故障は、ランダム故障等プラントや機器に内在する原因によって発生するほか、設計基準を上回る地震や火災・浸水、あるいは航空機の墜落等の外部からのインパクトによっても発生する。前者を「内的事象（Internal Event）」、後者を「外的事象（External Event）」という。外的事象の評価には、内的事象とは異なった手法が必要である。

ここで、PRA の特徴を理解することにより、他の指標を検討する必要性について考察す

る。PRA の構成要素と特徴は以下の通りに整理される。

1) ハザード

起因事象もしくは起因事象を引き起こす可能性のある事象である。内的事象は、ハザードの中でも最も単純な単一事象を指す場合が多い。

2) ハザードに対する構造・システム・機器（SSC）応答

ハザードに対するそれぞれの SSC の応答であり、考慮する失敗モード（機能喪失あるいは故障）に対応して応答を評価する。

3) 失敗モードに応じた SSC の耐性

ハザードに対応するそれぞれの失敗モードに関する SSC の耐性あるいは頑健性をあらわすパラメータを評価する。システムモデル（システムの現状の数学モデル）

4) ハザードに対するシステムの挙動をシステムモデルにより定量化

外的事象については、応答と耐性の複合特性をフラジリティという。例えば、地震時の損傷確率は、応答が耐性を上回る確率として定量化される。また、内的事象については、応答と耐性を合わせて故障率として定量化される

フラジリティは、コンポーネントレベルのフラジリティ、システムレベルのフラジリティ、プラントレベルのフラジリティとして評価される。内的事象の場合の、故障率あるいは非信頼度に相当する。

5) リスク指標

リスク指標は、炉心損傷、格納機能喪失などの性能指標として定量化される。

図 2.3.1-4 に、確率論的リスク評価（PRA）の構成要素の関係を示す。PRA で解析する対象は、システムが想定されるべく振舞う過程である。そのためには、N 個の機能がすべて働かなければならない。N 個の機能に対して様々な外乱が作用することを考える。配管破損や、外部電源喪失、ポンプトリップなど、あるいは地震などの外的事象のように複数の機能に影響を及ぼす外乱もある。これがハザードである。それぞれのハザードの発生頻度や特徴は、フォールトツリーによって評価したり、統計的データを用いたり、あるいは工学的判断や専門家の意見により定める。あらゆるハザードがリストアップされなければならない。例えば、ハザード 1 が機能 2 に影響を及ぼした時、システムの応答は、それを起因事象としたイベントツリーで記述される。これがある起因事象に対するシナリオ群である。安全状態に帰結させるために必要な安全機能（安全系や、機器類、運転手順）などをイベントツリーのヘッディングとして用いると、それは成功するか失敗するかによって、複数のシナリオ（終状態）が評価される。それぞれのヘッディングの分岐の確率と不確かさは、フォールトツリーなどの方法により評価する。分岐確率や、フォールトツリーの基本事象の確率はここではフラジリティと呼んでいる。

(5) 深層防護と（広義の）各安全確保活動の対応の分析

ここで、深層防護の第4層に着目すれば、イベントツリーやフォールトツリーには現れていない、そのときのプラントの状態に応じて臨機応変にマネジメント方策が取られる。これをアクシデントマネジメント（AM）あるいはシビアアクシデントマネジメント（SAM）といい、影響緩和方策として重要であると認識されている。AMあるいはSAMの方策には二種類があると考えられる。ひとつはヘディングの失敗を回復し、成功に戻す方策である。これは回復と呼ばれる。もう一つは、耐性を強化することにより、時間余裕やキャパシティを増強する方策である。機能回復と機能増強にかかる指標が、深層防護レベル第4層では必要になる。

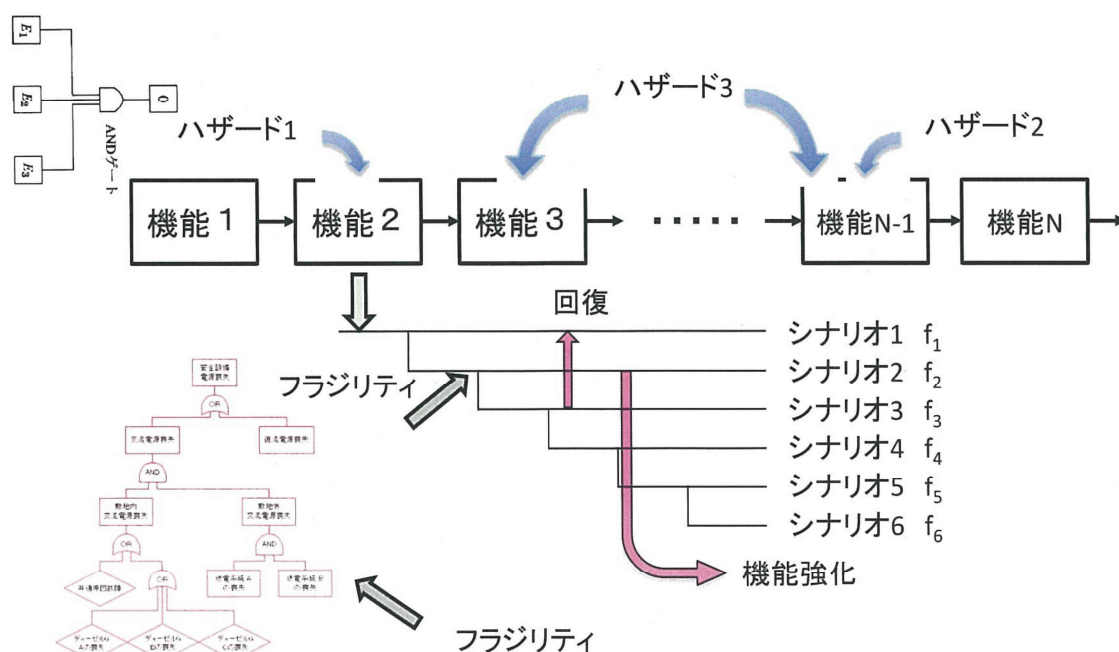


図 2.3.1-4 確率論的リスク評価におけるシステムの表現

(6) AM と SAM に対応した重要度指標と定量化

これまでに述べたリスク指標の定量化については、2.3.2 項にて指標の提案を、3.2 節にて具体的評価例（PWR を例として）を述べる。機能回復と機能増強の特性は、いずれも、防止方策に失敗した時の影響緩和方策の良し悪しを評価するものである。

(7) 多様なシナリオに対する適合性分析

リスク指標は公衆安全の観点から、ハザードと合わせて公衆リスクの程度を評価するものである。そこで、安全目標や性能目標の思想と整合する。また、リスク指標は、これまでも多様なシナリオに対してなされてきており適合性は高い。

2.3.2 深層防護レベル4層に着目したリスク指標の提案

深層防護レベル4層に着目したリスク指標については、まず既存のリスク指標に関する考察を実施し、本研究に適したリスク指標の構築を行った。

(1) 従来指標に対する考察

原子力学会標準[2]では、FV と RAW の特徴を以下のように示している。

1) Fussell-Vesely 重要度(FV)

FV は炉心損傷の発生を仮定した時に、当該機器の故障が寄与している条件付き確率を表すもので、機器の故障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、点検や定例試験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の低減化を図ろうとするときに注目すべき機器の候補を同定する場合に有用である。また、FV は(2.3-1)式のように表される。

$$FV = \frac{F - F_s^A}{F} \quad (2.3-1)$$

F : リスク指標 (炉心損傷頻度等)

F_s^A : 機器 A の故障確率を 0 とした時のリスク指標

2) リスク増加価値(RAW)

RAW は、ある機器が必ず故障するとした時にリスクがどれだけ増加するかを示す指標である。また、特定機器の故障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、点検や定例試験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。RAW は(2.3-2)式のように表される。

$$RAW = \frac{F_f^A}{F} \quad (2.3-2)$$

F_f^A : 機器 A の故障確率を 1 とした時のリスク指標

FV はある機器の故障確率に 0 を仮定し、RAW はある機器の故障確率に 1 を仮定するため、特徴の異なる安全上の重要性を評価することが可能で、この 2 つの指標は補完関係にあるため組み合わせで使用される。例えば、FV と RAW について、 $RAW \geq 2$ の機器または $FV \geq 1E-2$ の機器をリスク重要度が高い機器としており[1]、図 2.3.2-1 のように機器のリスク重要度が区分される。FV と RAW では、リスク重要度「高」に分類された機器が安全上重要な機器であり、保全における優先度が高い機器であると評価している。

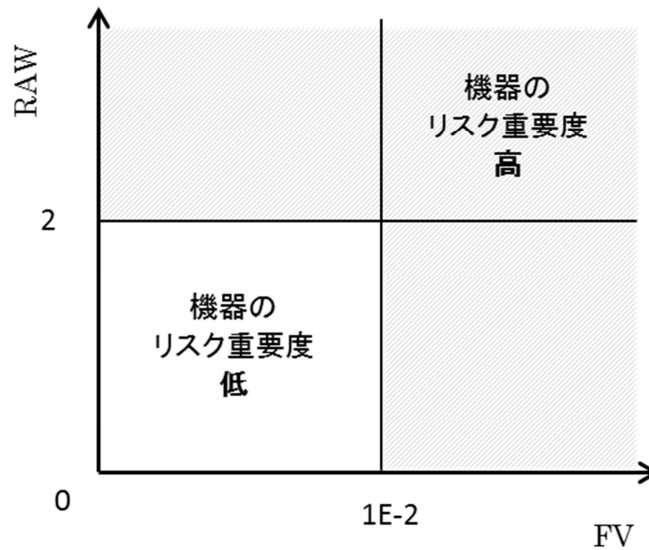


図 2.3.2-1 機器のリスク重要度区分

出典：参考文献[1]

図 2.3.2-1 に示すリスク重要度区分は従来の保全指標として用いられているが、評価時における重要度区分のみを示すものであり、経年化の影響は考慮できない。また、FV, RAWとも相対的な重要度比較のため、時系列変化そのものを表現することが困難である。

(2) 安全確保活動の変更に関わる意思決定

安全確保活動の変更に関わる意思決定におけるリスク情報の活用要件の一つである、原子力発電所のリスクとそのリスクの増加量について原子力学会標準[2]では、安全確保活動の変更後のリスクが変更前より増加する結果が得られた場合、そのリスクの変化量を判定基準と比較し、該当する領域を判定すると記されている。内的事象のリスクに対する判定基準の一例を以下に示す。

判定基準では、機器の故障確率の増加による格納容器破損頻度(Containment Failure Frequency, CFF)及び ΔCFF が図 2.3.2-2 中の領域 I に該当するような変化は許容されないと評価しており、そのような変化を起こさせないように保全活動を行う必要がある。

上記 ΔCFF は、保全活動の前後に関するものであるが、経年劣化についても同様に取り扱うことが可能である。

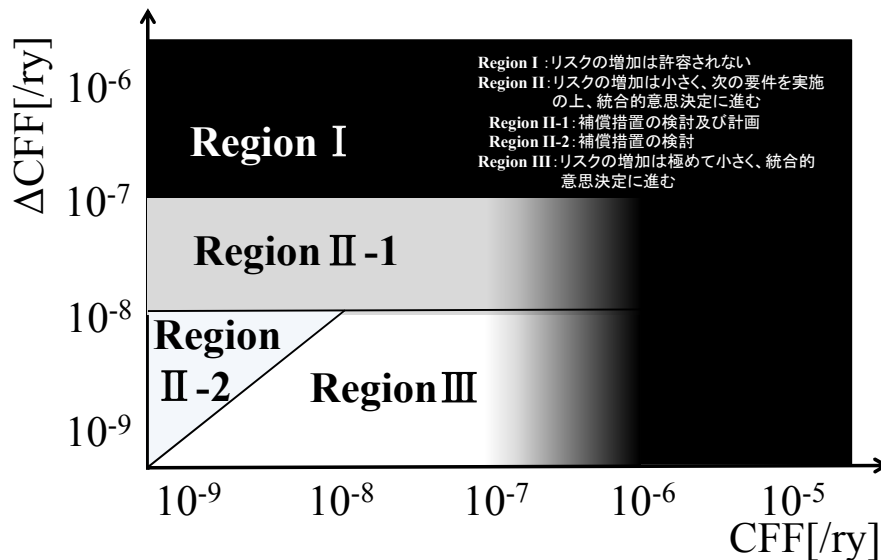


図 2.3.2-2 CFF の判断基準（内的事象のリスク）

(3) SA 対策とリスク評価指標の整理

深層防護レベル 4 層の SA 対策としては、著しい炉心損傷を防止するための SA 対策-I と格納容器の閉じ込め機能を維持するための SA 対策-II の 2 種類がある。この観点から指標の検討を行うと、以下のような整理ができる。

- CDF または ΔCDF : 炉心損傷頻度(Core Damage Frequency, CDF)は、炉心損傷の防止能力またはその変化を表す指標である。よって、SA 対策-I の能力（あるいはその変化）のみを評価する際には有効な指標である。その一方で、SA 対策-II についての能力を比較することはできない。
- CCFP または $\Delta CCFP$: 条件付き格納容器破損確率(Conditional Containment Failure Probability, CCFP)は、炉心損傷が発生したとの条件付きの下での格納容器の閉じ込め機能の維持能力またはその変化を表す指標である。よって、炉心損傷を防止する能力は含まれていない指標であることから、SA 対策-II の能力（あるいはその変化）のみを評価する際には有効な指標である。その一方で、SA 対策-I についての能力を比較することはできない。
- CFF または ΔCFF : 格納容器の閉じ込め機能の維持能力またはその変化を表す指標である。CFF または ΔCFF には、炉心損傷を防止する能力も含まれている。よって、SA 対策-I 及び SA 対策-II の両方に有効な指標であると考えられる。

(4) リスク指標の提案

機器の経年劣化状態を代表する時刻歴として、図 2.3.2-3 に示すように、過去（設計値、あるいは前回メンテナンス時）、現在、及び将来（経年後、あるいは次回メンテナンス時）の 3 つの状態に着目する。

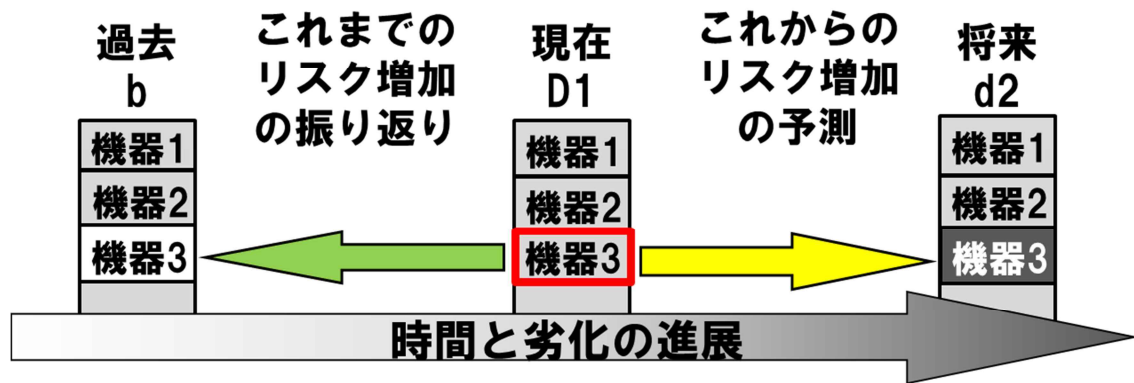


図 2.3.2-3 経年変化における代表時刻歴

まず確率論的リスク評価（PRA）として、現在の状態の CFF_{D1} をベース状態とする。ある機器に着目した場合、過去から現在までに対象となる機器により蓄積された指標（CFF）は、図 2.3.2-3 に示すように他の機器を現状維持とし（図中淡灰色）、該当する機器のみを過去の状態とした指標を $CFF_{D1 \rightarrow b}^A$ とすると、過去から現在までのリスクの蓄積に関する指標として、

$$\Delta CFF_{D1 \rightarrow b}^A = CFF_{D1} - CFF_{D1 \rightarrow b}^A \quad (2.3-3)$$

と定義できる（図中緑矢印に相当）。

同様に現時点からの着目機器の経年化に伴うリスクの増加は、他の機器を現状とし該当する機器のみを劣化させた状態における $CFF_{D1 \rightarrow d2}^A$ を用い、

$$\Delta CFF_{D1 \rightarrow d2}^A = CFF_{D1 \rightarrow d2}^A - CFF_{D1} \quad (2.3-4)$$

で表される（図中黄色矢印に相当）。プラントライフサイクル全体におけるリスク増加抑制を考えた場合、現時点におけるリスク増加要素だけではなく、今後の経年化に伴うリスク増加に対しても注意を払うべきである。従って本研究では、(2.3-3)式及び(2.3-4)式を足し合わせた変化量を、経年化影響全体を示すリスク指標として、以下の通り定義する。

$$\Delta CFF \equiv \Delta CFF_{D1 \rightarrow b}^A + \Delta CFF_{D1 \rightarrow d2}^A \quad (2.3-5)$$

なお、(2.3-3)～(2.3-5)式より本研究で定義する ΔCFF は将来予測における から過去の時点における を引いたものと等価となるが、これまでの蓄積及び今後の増加については重要度評価において明確に区別すべきであるため、(2.3-3)式及び(2.3-4)式を個別に評価した上で、総合的な指標（(2.3-5)式）を算出するものとする。

また本定義は、炉心損傷頻度や炉心損傷の条件付き格納容器破損確率にも適用可能である。

参考文献

- [1] 独立行政法人原子力安全基盤機構、「『リスク情報』を活用した構築物、系統及び機器の重要度分類の検討」、平成 19 年 1 月
- [2] 社団法人日本原子力学会 日本原子力学会標準、「原子力発電所の安全確保活動の変更へのリスク情報活用に関する実施基準」、2010 年 10 月

2.4 安全裕度の評価指標及び評価手法の整理

経年プラントを構成する機器、構造物、計装系等の設備について、プラント全体をシステムとして捉えた安全裕度の評価指標及び評価手法についての検討を行った。

まず、深層防護レベル第4層を対象とした重大事項等対策設備の抽出と分析を行うために、最初に重大事故等対策設備の概要を調査し、本調査の対象となる深層防護レベル4層のSA対策-I/IIに関係する設備と、敷地外への放射性物質の拡散抑制策などの深層防護レベル5層に関係する設備等と、SA対策-I/IIに関係する設備等の仕分けを行った。そして、炉心損傷防止対策に係る有効性評価と格納容器破損防止対策に係る有効性評価に基づき、SA対策-IとSA対策-IIを整理し、SA対策-Iの例として全交流動力電源喪失への対策の例と、SA対策-IIの例として雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器加圧破損）への対策の例を調査し、対策の概要、具体的な対策、使用する設備機器、系統図の概要、操作等について整理した。

次に、経年プラントにおけるSA対策の分析を行った。新規制基準適合審査において事業者が実施している有効性評価においては、一部の対策について有効性評価上の対象としていないことから、経年プラントにおいて注目すべきSA対策かどうかを評価する対象範囲が、新規制基準における有効性評価よりも広範となることが想定される。一方で、高経年化対策の検討と言う観点からは、機器レベルあるいはより詳細な部位/故障モードを考慮する必要がある。広くSA対策を見る、細かくSA対策を見るという2つの方向性があることから、それぞれの特徴を有する2種類の指標を設定することが望ましいことを明らかにした。

そこで、広範なSA対策を評価するために、事故時における安全機能回復の信頼度を簡易的かつ定量的に評価するための指標として「レジリエンス指標」を提案した。レジリエンス指標では、一時的に喪失した安全機能の回復の程度と回復の早さを考慮できるようにした。また、レジリエンス指標では、経年変化、保全活動、教育と訓練、外力の強度による影響を考慮できるようにした。

その中で、深層防護レベル4層において関係のある外的事象との関係から、特に低サイクル疲労が静的機器に与える影響についての検討を行った。また、特別点検におけるコア抜きにより把握可能なコンクリートの劣化についての調査を行い、システム安全の観点からの検討を行った。その結果、火災等による高温を経験したコンクリートについては、コア抜きによる点検が重要となることを明らかにした。その一方で、地震等の外力に対しては、非破壊検査の方が有効であることを把握した。

次に、SA対策による安全裕度を把握し、機器レベルやより詳細な故障モードや部位単位で着目すべき対象を評価できる指標としてリスク指標を提案した。リスク指標では、現在のプラントの安全裕度に着目するとともに、経年化によるこれまでのリスク増分と将来のリスク増分を評価することで、各機器の故障率変化がプラント全体のシステム安全に及ぼす影響を把握できるようにした。

上記の2つの指標の特徴を活かし、レジリエンス指標でSA対策のスタディを行い、その結果を用いて、リスク指標でSA対策による安全裕度の把握とする枠組みを提案した。

(図 2.4-1)。

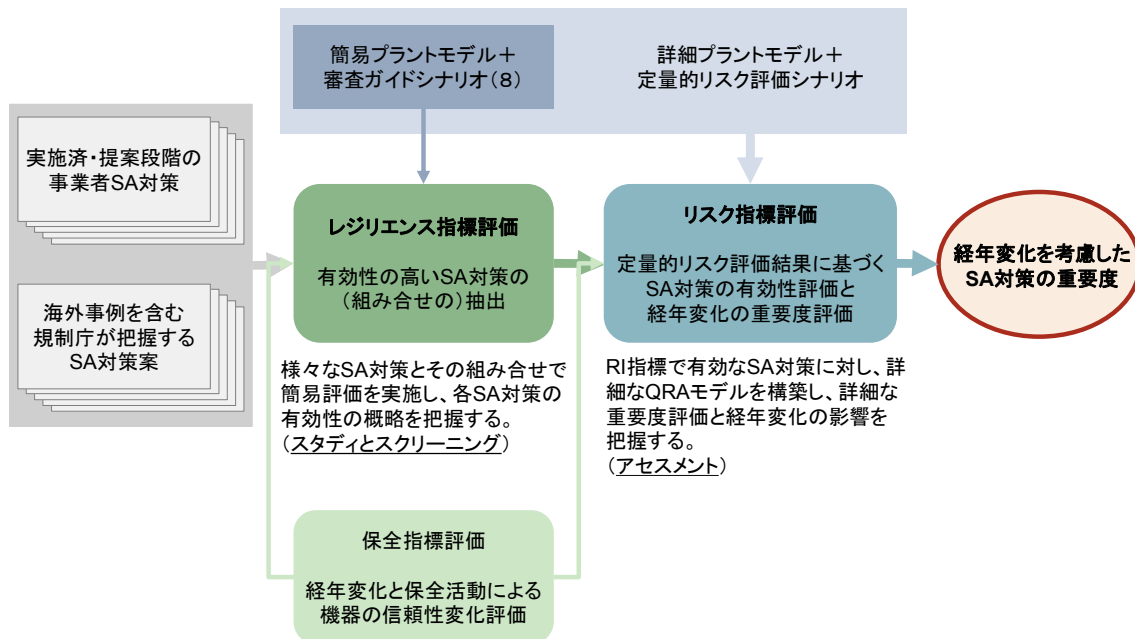


図 2.4-1 レジリエンス指標とリスク指標の関係

レジリエンス指標は、審査ガイドのシナリオを対象に、様々な SA 対策をスタディし、注目すべき SA 対策を抽出するための指標である。個別 SA 対策の主要な設備を対象とした簡易プラントモデルを構築し、時間軸での機能回復を考慮することが可能である。これは、マネジメント策が中心となっている SA 対策は、中央制御室での操作を中心とした深層防護レベル 3 層までと異なり、操作に要する時間を考慮する必要がある、そのような SA 対策の評価に有効な手法である。その一方で、SA 対策-I と SA 対策-II を区別することがない。

リスク指標は、PRA を活用することから、PRA でモデル化される多様なシナリオに対して有効であり、プラントモデルにおいても、機器、構造物、計装系等の設備について、プラント全体をシステムとして捉えた安全裕度の総合的な評価が可能である。ただし、そのためには詳細なモデル化が必要となるため、レジリエンス指標を用いることで、注目すべき SA 対策の絞り込みが有効となる。そして、著しい炉心損傷への進展を防止できる対策である SA 対策-I に対しては炉心損傷頻度の経年変化を指標とし、SA 対策-II に対しては条件付き格納容器破損確率を指標とすることで、それぞれ分類しての評価が可能である。また、CCF に着目することで、SA 対策-I 及び SA 対策-II の両方を比較しての評価も可能である。

具体的な評価手順としては、レジリエンス指標の評価モデルを構築、評価を行った後、各 SA 対策の信頼性を 0.0 とした場合と 1.0 とした場合の評価を行い、2.3-1 式と 2.3-2 式の要領でレジリエンス指標の FV 相当値及び RAW 相当値を評価する。FV 相当値または RAW 相当値いずれかが相対的に大きな SA 対策については、基本的に注目すべき SA 対策と考える。

それら注目すべき SA 対策を取り込んだ PRA モデルを構築し、特に SA 対策を中心に機器故障率（あるいは、故障モード別の故障率）の経年変化を考慮し、各機器または部位／故障モードごとにリスク指標の評価を行う。この中で、相対的にリスク指標の大きな機器または部位／故障モードを注目すべき機器等として抽出する。

安全裕度としては、現在の CDF が SA 対策-I までを考慮した指標となり、SA 対策-II までを考慮するならば現在の CFF が指標となる。特に SA 対策-II に着目する場合、CCFP を

用いることも有用である。

以下に、具体的な評価手順を整理し示す。

2.4.1 前提条件と全体フロー

(1) 前提条件

今回提案したレジリエンス指標とリスク指標を用いた評価を行うに当たっては、一般的に原子力プラントやシステム分析に関する知見・能力の他に、本評価手法固有の前提条件が必要である。それを整理する。

- PRA モデル及びそのための計算ツールが利用可能であること。リスク指標においては、PRA の結果を用いる。そのため、評価対象とするプラントと事故シナリオに対する PRA モデルを保有していることが望ましい。少なくとも、モデルの追加・変更が可能である必要がある。新たな SA 対策を追加し、評価するための PRA 用計算ツール（代表的なものとしては RISKMAN や WinNUPRA 等）を利用できる環境が必要である。
- PRA モデルを構築する能力を有していること。上記と関連して、追加する SA 対策の PRA 用モデルを構築する必要がある。すなわち、SA 対策のモデル化に必要なシステムや操作に関する情報を収集し、それを PRA モデルとして構築できる能力が必要である。関連して、機器故障率の設定や人間信頼性解析なども必要になる場合がある。成功基準解析の能力は必ずしも必要ではないが、入手可能な情報に基づき成功基準を判断できる能力は必要である。また、入手可能な範囲では十分な情報が集まらない場合には、適切な工学的判断を行える、または、工学的判断を仰げる専門家を知っている必要がある。
- リスク情報に関する知識を有していること。レジリエンス指標では、詳細なシステムモデルを構築するのではなく、SA 対策上重要な機器を代表的に選ぶことで、簡略的なモデルを構築している。そのため、PRA 等のリスク評価において、どのような機器が重要と考えられているのかと言う一般的な判断を行える必要がある。
- 保全活動（保全指標）と経年劣化が機器故障率に及ぼす影響についての知見を有していること。レジリエンス指標では、機器への故障率を与える際に、「適切な保全活動が行われていれば、避けることが可能な故障」部分を除くことを行っている。結果として、保全活動に依存しない故障率の経年変化を評価できるようになるという考え方をしている（詳細は参考文献[1]¹を参照）。また、リスク指標では、機器故障率の経年変化を必要とする。

(2) 全体フロー

経年プラントの深層防護レベル 4 層の安全裕度の指標の評価フローを図 2.4.1-1 に示す。次項(3)に示すが、SA 対策-I の指標と SA 対策-II の指標の違いは、評価対象とする対策と

¹ 特に、分冊 2 「2.1.3 (5) 2) 経年変化と保全活動を考慮した機器故障率の評価（動的故障要因）」(P.2-169) の考え方と評価方法を理解する必要がある。

評価対象とするシナリオの範囲によって決まるものであり、評価手順は同じである。

各手順の概要については、2.4.2 項に示す。

(3) 事象進展シナリオと代表的な評価指標

今回提案しているレジリエンス指標とリスク指標は、いずれも「シナリオベース」での評価を行う手法である。すなわち、事故の進展シナリオとその進展を阻止または緩和するための対策（の成功と失敗）を組み合わせ、それぞれのシナリオの発生確率から指標を導出している。

ここで、SA 対策-I も SA 対策-II のいずれも、深層防護レベル第 4 層における事故進展を阻止または緩和するための対策の中で、「著しい炉心損傷を防止するための対策」と「格納容器の機能損失を防止するための対策」として区分けされている。それぞれの安全裕度を把握するためのポイントは、「どこまでのシナリオを考えるか」と「どの対策を組み合わせるか」に依存することになる。

つまり、評価手法そのものが変わるのではなく、「評価対象とする対策」と「指標の評価対象とするシナリオの範囲」によって、SA 対策-I の安全裕度を表す指標なのか、SA 対策-II の安全裕度を表す指標なのかが決定される。

このような観点から、事象進展シナリオと代表的な評価指標についての整理結果を図 2.4.1-2 に示す。

レジリエンス指標については、様々な SA 対策についてのスタディを行えることが特徴であることから、SA 対策-I /II それぞれの裕度を把握すると言うよりも、SA 対策-I と SA 対策-II の両方をモデル化した中で、様々なパラメータの変更による影響を感度解析的に把握することが良いと考えられる。

リスク指標については、以下のように整理できる。

SA 対策-I の安全裕度を把握： $\Delta CDF (AM^2) = CDF (AM \text{ 有}) / CDF (AM \text{ 無})$

SA 対策-II の安全裕度を把握： $\Delta CCFP (AM) = CCFP (AM \text{ 有}) / CCFP (AM \text{ 無})$

SA 対策-I /II 両方を考慮した深層防護レベル 4 層の安全裕度：

$$\Delta CFF (AM) = CFF (AM \text{ 有}) / CFF (AM \text{ 無})$$

ただし、 $\Delta CFF (AM)$ を導出する際に、SA 対策-I または SA 対策-II のいずれかに期待しない設定での評価を行うと、期待する SA 対策の安全裕度の把握が可能である。

² AM については「SA 対策」と同義で用いている。

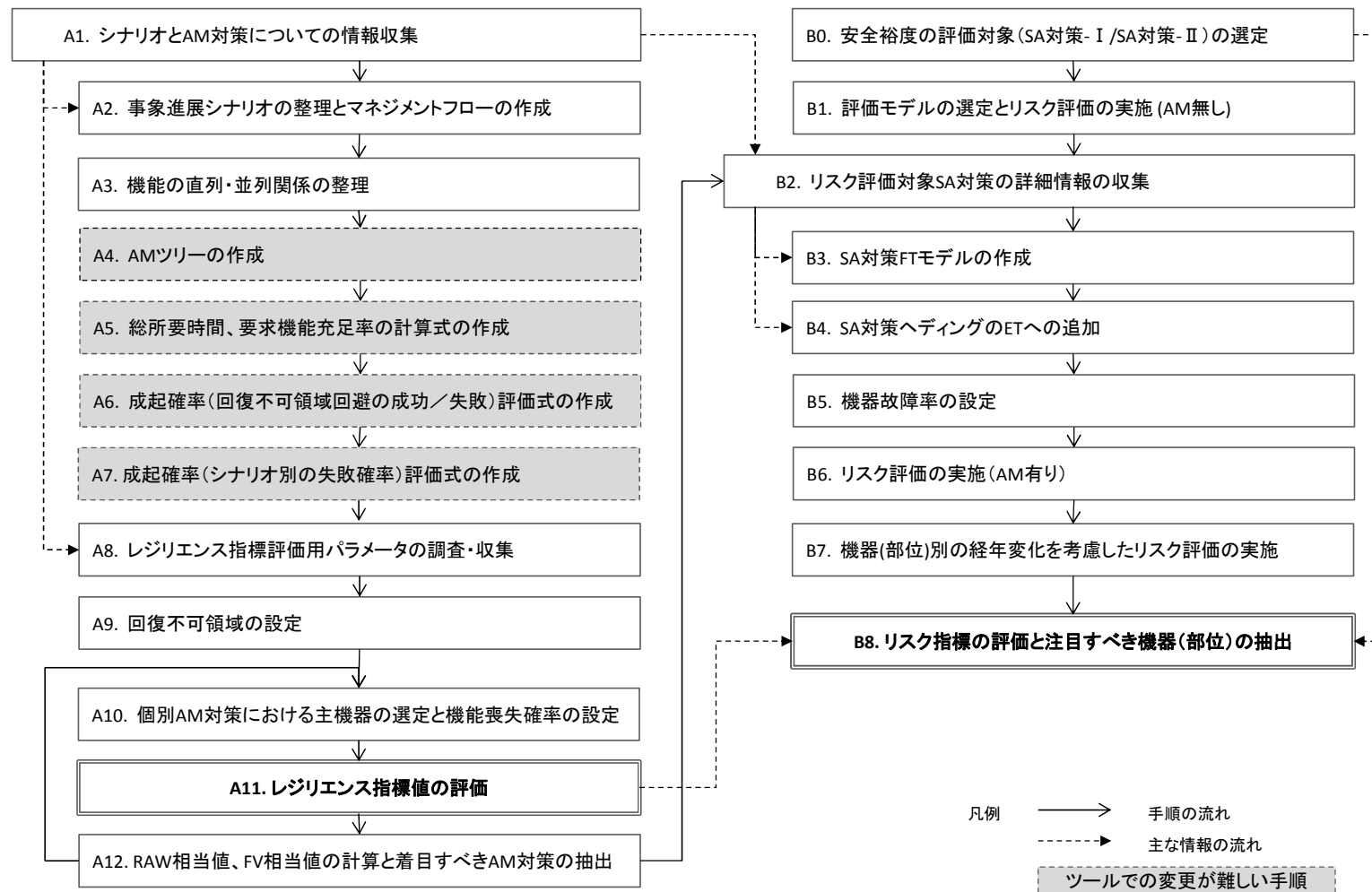


図 2.4.1-1 経年プラントの深層防護レベル4層の安全裕度評価指標の評価フロー

		安全裕度指標			事象進展						備考
		SA- I	SA- II	SA- I / II	起因事象発生	深層防護 レベル3層の 機能喪失	炉心損傷		格納容器破損		
							AM無し	SA対策- I	AM無し	SA対策- II	
レジリエンス指標		○	○	◎							レジリエンス指標では、深層防護 レベル3層の機能喪失が事象進展 の起点である。
		◎	×	×							
リスク指標	CDF(AM有) /CDF(AM無)	◎	×	×							CFFでSA対策- I / II の両方をモデル化すると、それぞれの裕度は把握できない(両方の裕度を把握できる)。但し、機器の経年変化の指標の場合には、当該機器以外の影響が排除されるため、SA対策- I とSA対策- II の安全裕度が混在することはない。
	CFF(AM有) /CFF(AM無)	○	○	◎							
	CCFP(AM有)	×	○	×							
	CCFP(AM有) /CCFP(AM無)	×	◎	×							
(参考)PRA結果	CDF										CDFとCFFについては、起因事象の発生頻度を考慮することから、事象進展シナリオの起点は、起因事象発生前からとなる。
	CCDP										
	CFF										
	CCFP										

※矢印のグレー部分は、モデル化しない（レジリエンス指標）または、比を取ることでその部分の影響が相殺される（リスク指標）ことを表している。

図 2.4.1-2 事象進展シナリオと代表的な評価指標

2.4.2 各手順の概要

図 2.4.1-1 の各手順の概要を以下に示す。尚、図中、A シリーズはレジリエンス指標を評価する手順、B シリーズはリスク指標を評価する手順である。

(1) (A1)シナリオと AM 対策についての情報収集

レジリエンス指標における事故進展シナリオは、基本的に原子力規制委員会が指定する炉心損傷防止対策のための事故シーケンスグループと格納容器破損防止対策の格納容器破損モードを対象とする。よって、それらの SA 対策についての情報を収集することになる。事故シナリオについては 2.1.2 (1) 1) に、格納容器破損モードについては 2.1.2 (1) 2) に、それぞれリストを掲載している。レジリエンス指標の場合、SA 対策-I と SA 対策-II の区別をすることなく、様々な SA 対策についてのスタディをすることが特徴である。その上で、SA 対策-I または SA 対策-II に絞った評価を行いたい場合には、SA 対策-I については事故シナリオにおける炉心損傷までを、SA 対策-II については（炉心損傷後から）格納容器破損までに絞った調査と評価を行えばよい。

ここで収集すべき情報は大きく 2 種類になる。

(1) 各事故進展シナリオとそれに伴って実施される SA 対策

- 1) 代替操作（並列操作）か一連の操作（直列操作）か

(2) 個別 SA 対策の詳細情報

- 1) 主な機器とその仕様（機能に関係するもの）
- 2) SA 対策が提供する主な機能
- 3) 操作に要する時間

これらの情報源として、代表的な公開情報としては、以下がある。

- 設置（変更）許可申請書
- 新規制基準適合審査会用資料

(2) (A2)事象進展シナリオの整理とマネジメントフローの作成

A1 で収集した情報において、事故進展シナリオの中には、事象の詳細な分岐やプラントの安全対策とは直接の関係のない情報も含まれている。例えば、操作員の放射線防護の観点からの操作などが代表的である。そのような情報から、事故進展の防止・緩和に有効な対策に着目し、その流れをフロー図として整理する。

このフロー図の作成は、レジリエンス指標試評価ツールでは行わない。一般的な作図ツールを用いればよい。

(3) (A3)機能の直列・並列関係の整理

事故進展の防止・緩和に有効な対策に着目して A2 で作成したフロー図から、各対策が提供する機能に着目し、それぞれの機能の直列・並列関係を整理する。

一般的には、異なる機能の場合は直列関係であり、同じ機能を提供する場合は「代替策」

として並列関係にある。逆に言えば、並列関係にある操作は、同一機能を提供しているものとするのが一般的である。

機能の分析・整理については、例えば、参考文献[1]分冊1の表2.1.1-3や表2.1.1-4などが参考になる。

この機能の整理は、レジリエンス指標試評価ツールでは行わない。

(4) (A4)AM ツリーの作成

次に、A2で作成したフロー図からAM ツリーを作成する。

AM ツリーは、PRA における一般的なイベントツリーと似ているが、異なるものである。PRA におけるイベントツリーは、そのヘディングの「成功」または「失敗」だけで分岐させるが、AM ツリーでは「操作の成功・機能の達成」「操作の成功・機能の未達」「操作の失敗（機能は必然的に未達）」の3つに分岐する。

PRA のイベントツリーでは、前の操作に成功していた場合には、その後の代替操作については考慮する必要がない。しかし、AM ツリーでは、前の操作に成功していた場合でも、なんらかの理由で機能が必要水準に達しない場合には、代替操作を考慮し、両方で必要な機能の回復を果たすようなシナリオの設定が可能として表現される。

さらに、PRA のイベントツリーでは、各シナリオの最終状態が「成功」または「失敗」に分類することが可能である。しかし、AM ツリーの場合、そのシナリオが「成功」か「失敗」かは、計算結果として、A6で設定する回復不可領域を通過するか否かで判断される。それらは、外力を変数として変化することから、ツリー作成段階では成功か失敗かを決定できない。

AM ツリーを作成した後、その「操作」に着目して、レジリエンス指標試計算ツールのAM シーケンスの設定を行う。詳細は、ツールのマニュアルの「AM シーケンスの設定」の項目を参照されたい。

尚、A4 から A7 までについては、レジリエンス指標試計算ツールで設定されているシナリオから変更することが難しいものとなっている。それぞれの計算方法を把握した上で、同様の Excel シートを作成する方が容易と考えられる。

(5) (A5)総所要時間、要求機能充足率の計算式の作成

各シーケンスにおける総所要時間と要求機能充足率の計算式を作成する。

総所要時間は、それぞれのシーケンスの「操作成功」の合計時間である。

機能充足率については、各 AM 対策の提供する機能が並列関係か直列関係かで計算方法が異なる。一連の「操作成功」の中で、

- 並列関係：機能充足率を足す。
- 直列関係：機能充足率の最小値とする。

と言う計算式を設定する。ここでは計算式を設定するだけであり、個々の対策の「所要時間」や「機能充足率」の設定・入力を行う必要はない。それらは A8 で行う。

設定の考え方の詳細は、3.1.2 (1)(P.3-13)付近に記載がある。また、詳細は、レジリエンス指標試計算ツールのマニュアルの「総所要時間の計算式の設定」と「各 AM 策の要求機能充足率の計算式の設定」の項目を参照されたい。

(6) (A6)成起確率（回復不可領域回避の成功／失敗）評価式の作成

レジリエンス指標では、「回復不可領域」を設定する。これは、レジリエンス指標におけるシナリオの起点が、深層防護レベル3層までの機能喪失からということと関係している。炉心損傷防止または格納容器機能喪失防止の観点から、回復失敗となるまでの時間（所要時間クライテリア：Tcr）と最低限必要となる機能（最低安全機能レベル/機能回復クライテリア：Lcr）の関係を設定する。つまり、AM 対策の操作そのものに成功したとしても、その操作に要した時間が長すぎたり、トラブルや事故影響の大きさと比較して機能が不十分だった場合には、炉心損傷や格納容器破損を防止できないと考えられるからである。

ここでは、具体的な回復不可領域の設定を行うのではなく、その不可領域を通った場合と、通らなかった場合での、条件分岐式を設定する。具体的な領域設定は A9 で行う。

詳細は、レジリエンス指標試算ツールのマニュアルの「生起確率の計算式の設定」の項目を参照されたい。この中で、具体的な算出方法の IF 文の条件設定部分が、この評価式の作成に相当する。

(7) (A7)成起確率（シナリオ別の失敗確率）評価式の作成

ここでは、各シナリオの失敗確率を計算するための評価式を作成する。SA 対策別の失敗確率の入力は、A10 で行う。

詳細は、レジリエンス指標試算ツールのマニュアルの「生起確率の計算式の設定」の項目を参照されたい。基本的な考え方と具体的な評価式の入力方法が記載されている。マニュアルに記載の具体的な算出方法の IF 文の中で、IF 文の条件を満たさない場合の計算式の部分が、評価式の作成に相当する。

(8) (A8)レジリエンス指標評価用パラメータの調査・収集

レジリエンス指標の評価には、各 SA 対策について、以下の情報が必要となる。

- 操作に要する時間：新規制基準適合審査の資料の中には、AM 対策の評価上の所要時間や実際の操作で要した時間が掲載されている場合がある。そのような資料から情報を得られる場合もある。そのような情報がない場合には、工学的判断が必要となる。
- SA 対策の成功となる機能（機能充足率）：熱水力等により、SA 対策別の能力が評価・公表されている場合があるならば、それを用いるのが良い。想定事象に対する性能の十分性を確認する観点から、評価結果そのものは存在すると考えられるが、そのような値は必ずしも公開されていない。よって、ここでは設計値を機能充足率 1.0 として設定する。複数の代替機能がある場合には、その中で最も小さい値を 1.0 と定義し、相対値を用いる。
- 外力による所要時間と機能充足率の変化：
 - ✓ 外力による所要時間と機能充足率の変化を入力することができる。所要時間変化については、工学的判断による設定が中心となることが多いものと推察される。ただし、例えば、一定以上の地震が発生した場合、津波警報が発令され、その解除までは操作が行えないというような仮定が可能であれば、その地震条件の時には、所要時間を警報解除までの時間分だけ増加させるような設定が考えられる。

また、事実上、操作が困難と思われる外力が発生した場合には、所要時間は無限大となる。計算上は、外部支援以外は期待できないとして 168 時間(=7 日間×24 時間)と言うような設定が考えられる。

- ✓ 機能充足率については、並列機器がある場合や系統の多重化が図られている場合には、初期の機能充足率が 1.0 を超えている。よって、例えば、地震の脆弱性との関係で、故障確率が 0.5 となる地震動との関係で、機能充足率 2.0 を 1.0 とするようなことが考えられる。
- ✓ これらの外力による所要時間や機能充足率の設定については、明確な設定基準は存在しない。様々なスタディや外的事象の PRA の結果などから、データや知見を蓄積する必要がある領域である。

レジリエンス指標試計算ツールにおける設定値の入力方法（または、設定値の変更方法）については、マニュアルの「AM パラメータの設定」の項目を参照されたい。

(9) (A9)回復不可領域の設定

この領域の設定については、理想的には、熱水力学解析などにより設定することが望ましい。一方で、簡単のためには、資料に記載されている操作に要する時間や、対策に用いる機器設備の設計値を用いることでもよい。そのような情報がない場合には、工学的判断を用いる必要がある。最低安全機能レベルについては 1.0 を設定すれば良い。

所要時間クライテリア以内に最低安全機能レベルに達していれば成功となる。逆に、回復不可能領域(非許容領域)を通過するシナリオとは、「所要時間クライテリアより時間を要している」かつ「最低安全機能レベルに達していない」場合である。

レジリエンス指標試計算ツールにおける設定値の入力方法（または、設定値の変更方法）については、マニュアルの「非許容領域、外力レベルの設定」の項目を参照されたい。外力レベルの設定については、外力に対する感度解析を実施する場合に、順次入力する場所であり、本項での設定と直接の関係はない（初期値としては、0.0 を入力しておけばよい）。

(10) (A10)個別 AM 対策における主機器の選定と機能喪失確率の設定

それぞれの AM 対策には、複数の設備機器が用いられている。判断に用いる計装系や、発電機とケーブル、ポンプ・弁と配管などがある。これらの精緻なモデルを用いてもよい。例えば、PRA で評価するフォールトツリーモデルが存在するなら、その論理式を用いる方法もある。

その一方で、レジリエンス指標では、SA 対策で主な機能を提供する「主機器」を選択し、そのみを用いた簡易モデルを用いてもよい。例えば、電源を供給する場合には発電機を、冷却用の水を供給する場合にはポンプを、減圧操作をする場合には弁を選択する。

この項目でポイントとなるのは、機能喪失確率の設定である。前提条件にも記載したが、レジリエンス指標では、機器への故障率を与える際に、「適切な保全活動が行われていれば、避けることが可能な故障」部分を除くことを行っている。結果として、保全活動に依存しない故障率の経年変化を評価できるようになるという考え方をしている（この辺りの詳細は参

考文献[1]³を参照)。工学的判断により設定してもよい。

レジリエンス指標試計算ツールにおける設定値の入力方法（または、設定値の変更方法）については、マニュアルの「AM パラメータの設定」の項目を参照されたい。「保全指標値」の入力部分が該当する。

(11) (A11)レジリエンス指標値の評価

上記の入力が終わると、各シナリオの中で回復不可領域を通過しないシーケンスの成功確率の合計が計算される。機能充足率の変化や機能回復時間の変化は、結果に表示されるグラフの変化となって表される。

機能充足率や回復時間の強化により、回復不可能領域を通過しなくなったシーケンスがあると、レジリエンス指標の値の変化となって現れる。一方で、回復不可能領域を通過しないシーケンスに対する変化だけの場合には、指標の値そのものは変化しない。ただし、図のパスが上方や左方へ移動する。以前のグラフとの比較により、機能の強化が確認できる。

レジリエンス指標試計算ツールにおけるレジリエンス指標値の評価結果の参照方法については、マニュアルの「外力レベル H における条件付き回復成功確率」の項目を参照されたい。

(12) (A12)RAW 相当値、FV 相当値の計算と着目すべき AM 対策の抽出

注目すべき SA 対策を抽出するためには、各 AM 対策の RAW 相当値と FV 相当値の評価を行う必要がある。

まず、上記のレジリエンス指標値を記録しておく。その後、それぞれの AM 策の機能喪失確率を 1.0 とした場合と、機能喪失確率を 0.0 とした場合のレジリエンス指標値を計算し、記録する。具体的な値の設定場所については、A10 の「保全指標値の設定」部分を、1.0 または 0.0 とする。

その後、3.1.2 (4) 設備・機器がシステム耐性に及ぼす影響の定量評価に記載の評価式に従って指標を算出する。相対的に、RAW 相当値または FV 相当値が高い SA 対策を「注目すべき SA 対策」として抽出する。特に、本年度の知見に基づけば、RAW 相当値の高い SA 対策には着目すべきと考えられる。

(13) (B0)安全裕度の評価対象（SA 対策-I /SA 対策-II）の選定

次に、リスク指標により、SA 対策の安全裕度の定量的な評価と注目すべき機器の抽出を行う。

最初に、SA 対策-I の安全裕度の評価を行うのか、SA 対策-II の安全裕度の評価を行うのか、または、両方を同時に評価し、深層防護レベル 4 層の安全裕度の評価を行うのかを決定する必要がある。2.4.1(3)と図 2.4.1-2 を参考に、具体的な指標を選択する。

³ 特に、分冊 2 「2.1.3 (5) 2) 経年変化と保全活動を考慮した機器故障率の評価（動的故障要因）」(P.2-169) の考え方と評価方法を理解する必要がある。

(14) (B1)評価モデルの選定とリスク評価の実施 (AM 無し)

目的に沿った PRA モデルを選定し、AM 対策を考慮しない評価を実施する。CDF を用いるのであれば、レベル 1PRA までの評価を行う。CFF を用いるのであれば、レベル 1.5PRA を実施する。CCFP を用いる場合には、CDF と CFF の評価が必要となる。

すでに AM 対策がモデル化されている場合は、信頼度を 0 として評価を行う。具体的方法については、それぞれの PRA コードのマニュアルに従う。

(15) (B2)リスク評価対象 SA 対策の詳細情報の収集

A12 で着目すべきとされた SA 対策について、PRA 用フォールトツリー(FT)モデルの作成に必要な情報を収集する。レジリエンス指標のための情報収集 (A1) よりも、設備機器については詳細な情報が必要になる。注目すべき機器等を把握するためには、どのような機器が SA 対策として用いられているかがわからなければならないからである。つまり、機器構成がわかる系統図や操作手順を把握する必要がある。

工事認可図書等の設計情報や操作手順書など、詳細なプラント情報、SA 対策情報があることが望ましいが、それらは公開されていない。

そこで、SA 対策についての様々な情報を収集する必要がある。これまでの PRA 報告書や新規制基準適合審査のための資料などがある。また、系統図を想定するためには、地元説明資料等も参考になる場合がある。

(16) (B3)SA 対策 FT モデルの作成

B2 で収集した情報に基づき、FT モデルを作成する。設備構成上、想定される機器について、工学的判断により仮定することが必要な場合がある。例えば、タンク出口に、通常時閉の弁が設置されているはずである、というようなことが考えられる。

(17) (B4)SA 対策ヘディングの ET への追加

SA 対策は、多くの場合、深層防護レベル 3 層までの設備が提供する機能の代替機能として整備される。よって、既存のイベントツリー (ET) において、元の機能のバックアップとなるような形で追加する。

(18) (B5)機器故障率の設定

PRA 用の国内の機器故障率データベースとして、NUCIA⁴が代表的である。SA 対策の機器・設備に該当する故障率データがある場合には、NUCIA の機器故障率を用いればよい。該当する機器故障率データがない場合には、海外の事例を含め、先行 PRA での機器故障率や工学的判断による設定が考えられる。

具体的な設定方法については、参考文献[2]を参照することが望ましい。

ここで、リスク指標を評価する上で特に注意すべきは、SA 対策の故障率は「現在値」として推定されるものを用いる必要があるという点である。例えば、ベイズ推計により個別プ

⁴ニューシア 原子力施設情報公開ライブラリー <http://www.nucia.jp/>

ラントの故障率とするような方法も考えられるし、NUCIA の機器故障率データは、様々な年代のプラントの故障実績に基づいていることから、これを現在値として用いることも考えられる。

(19) (B6)リスク評価の実施（AM 有り）

B3 から B5 で設定した PRA 用データを用いて、リスク評価を実施する。具体的な方法については、PRA コードのマニュアルに従う。

(20) (B7)機器(部位)別の経年変化を考慮したリスク評価の実施

SA 対策の個別機器（あるいは、より詳細な部位や故障モード）別の評価を行うことにより、経年プラントにおいて注目すべき機器（以降、部位や故障モードの場合を含む）を抽出するための評価を実施する。

評価では、過去増分と将来増分を分けての評価を行う。そのため、以下の手順に従って、故障率の変化を設定する。

- (1) 評価対象とする過去と将来を設定する。高経年化技術評価を 10 年毎に実施することを考えると、過去 10 年と将来 10 年と言う考え方もある。また、最初の高経年化技術評価の時点を考えると、運転開始直後からこれまでのリスク増分と次の高経年化技術評価までのリスク増分を把握する観点から、過去は 30 年、将来は 10 年と言う設定も考えられる。
- (2) 過去からの故障率の増加と将来に向けての故障率の増分を評価する。故障率データやその評価方法が充実しており、統計的な故障率の年次変化の評価が可能であれば、そのようなデータや評価を用いることが望ましい。しかし、現在、そこまでの信頼のある故障率データが存在しないことから、一定の仮定を置いての評価方法を用いる必要がある。例えば、参考文献[1]⁵に記載の方法に基づき、リスクの増加分を評価する方法がある。あるいは、動的機器の故障率は直線的に増加し、静的機器については指数関数的に増加する、あるいは、設計基準範囲内では実質的には増加しない、と言う考え方もありえる。いずれにせよ、条件設定における考え方を明確にしておき、結果の解釈において考慮することが重要である。

次に、注目する機器以外の故障率は変更せずに、注目する機器の故障率のみを、上記で設定した過去の故障率に変更して評価する。次に、将来の故障率に変更して評価する。機器故障率と得られた PRA の結果（CDF や CFF）を SA 対策重要度評価システムに入力する。

順次、注目すべき機器を変えて評価を実施し、一通りの評価とデータの入力が終わったら、評価結果のグラフを作成する。

SA 対策重要度評価システムの初期設定やデータの入力方法、機器別のリスク指標の評価方法については、マニュアルを参照されたい。

⁵ 特に、分冊 2 「2.1.3 (5) 2) 経年変化と保全活動を考慮した機器故障率の評価（動的故障要因）」(P.2-169) の考え方と評価方法を理解する必要がある。

(21) (B8)リスク指標の評価と注目すべき機器（部位）の抽出

B1 での評価結果と B6 での評価結果を用いて、B0 で検討したリスク指標を算出する。SA 対策以外の機器の故障率等については、比を取る指標であれば相殺される。SA 対策の故障率として「現在値」を用いることにより、「現在」の SA 対策の安全裕度を定量的に評価することができる。

次に、B7 での評価結果に基づき、まずは過去増分と将来増分の合計値が大きい機器から注目すべき機器として抽出する。次に、過去増分と将来増分はほぼ同等であるが、「過去増分」と「過去増分と将来増分の合計」で逆転した結果の機器に着目する。逆転する機器は、これからのリスクの増大が想定されることから、日常の保全活動の充実が求められることになる。

参考文献

- [1] 「平成 25 年度高経年化技術評価高度化事業(経年プラントの総合的な安全評価体系の整備)」、2014 年 3 月
- [2] 日本原子力学会 「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」、AESJ-SC-RK001:2010、2010 年 6 月

3. レジリエンス指標評価ツールの VBA 化

3.1 レジリエンス指標評価ツールの VBA 化

3.1.1 VBA 化の必要性

平成 26 年度版「レジリエンス指標試計算ツール」と平成 27 年度版「レジリエンス指標評価ツール」との違いを表 3-1 に示す。ここでは、平成 26 年度版の問題点を表の左側に、それに対する平成 27 年度版の改善策を表の右側に示した。平成 26 年度版では、入力データを設定した後に Excel シートに計算式を設定しなければならなどの理由から、評価実施者による評価結果の差異（ユーザー依存性）が発生する可能性がある。

表 3-1 「レジリエンス指標計算ツール」平成 26 年度版と平成 27 年度版との差異

内容	平成 26 年度版（問題点）	平成 27 年度版（改善策）
① AM 構成項目およびシーケンス数の設定	AM 策数は 2、AM 構成項目数は 10、シーケンス数は 40 を設定数の上限とする。シーケンス数を 40 よりも大きくしたい場合は、Excel シート上で行の挿入、計算式の設定を行う必要がある。	AM 構成項目数は 20、シーケンス数は 200 を設定数の上限とする。 （使用説明書 5.2 節参照） AM 策の入力は廃止した。
② 入出力および中間計算データシート	入力を設定したシートに中間計算データおよび計算結果が出力される。	入力を設定したシートとは別のシートに中間計算データおよび計算結果が出力される。（使用説明書 5.4 節参照）
③ 総所要時間の計算	図 3.1.1-1 に示す通り、AM 構成項目別の所要時間 T から各 AM 策の総所要時間 T を算出する条件式を Excel シートに設定する必要がある。	計算機能の VBA 化により、ユーザーが計算式を設定することなく自動的に計算される。
④ 要求機能充足率の計算	図 3.1.1-2 に示す通り、AM 構成項目別の要求機能充足率 L_i から各 AM 策の要求機能充足率 $L_{(AM*)}$ を算出する条件式を Excel シートに設定する必要がある。	計算機能の VBA 化により、ユーザーが計算式を設定することなく自動的に計算される。
⑤ 生起確率の計算	図 3.1.1-3 に示す通り、各 AM 構成項目別の実行成功確率 or 失敗確率から、各 AM 策の生起確率を算出する条件式を Excel シートに設定する必要がある。	計算機能の VBA 化により、ユーザーが計算式を設定することなく自動的に計算される。

内容	平成 26 年度版（問題点）	平成 27 年度版（改善策）
⑥ 並列処理機能	シナリオごとにユーザーが並列処理用の計算式を作成し、Excel シートに設定する必要がある。	並列の範囲を指定してプログラムを実行することにより、自動的に計算される。 (使用説明書 4.2.2 項および 5.3.3 項参照)
⑦ 各外力レベル値の条件付き回復成功確率の計算	ユーザーが手動で外力レベル値を変更し、複数の外力レベル値の計算を行う必要がある。	外力レベル値の範囲とステップ幅を指定してプログラムを実行することにより、各外力レベル値の条件付き回復成功確率が自動的に計算される。 (使用説明書 5.3.6 項参照)

平成 27 年度版では、計算機能の VBA 化により、入力データを設定した後に実行ボタンを押下するだけで自動的に計算結果が出力されるようにした。ユーザー依存性の発生を抑制するために、平成 26 年度に開発した「レジリエンス指標試計算ツール」の VBA 化と共通入力データの固定化によるソフトの安定化を図り、さらに V&V 評価を実施して、評価ソフトの透明性とトレーサビリティを確保した。

V&V (verification & validation) は、本来は、ASME が規定している計算機ソフトの正確さ、妥当性のチェックする手法である。しかし、本報告書では、オーソドックな V&V ではなく、簡易的な V&V を実施した。すなわち、正確性のチェックは最も誤解を生じやすいマネジメントフローからシーケンス表を作成するプロセスを計算機で自動的にチェックする手法を採用する以外は、経験的な正確性評価を行うことにした。演算式は、書き込みを禁じた Excel シートにのみ記載し、演算途中で数式が損なわれることを防止すると共に、用いた数式の正確性をチェックして、計算コードとして正確性を担保した。また、すべての入力データを 1 枚のシート上に記載し、明示化して入力の誤りの発生を排した。一方、妥当性の評価は、平成 26 年度の結果に基づき、平成 27 年度の解析で同じ結果を得ていることを確認することで実施した。厳密な V&V ではないが、実質的に本簡易 V&V 法でもって、今回開発した VBA 化したレジリエンス評価手法の計算機ソフトの V&V を実施した。

	AQ	AR	AS	AT	AU	AV	AW	AX	AY	AZ	BA	BB	BC	BD	BE	BP	BQ	BR	BS	BT	BU	BV	BW
151	※総所要時間 T															※総所要時間 T							
152	AMシーケンスNo.	事象発生	S/G水張り系の起動	可搬式S/G給水系	AM主蒸気逃げし弁	高圧注入系による炉心注入	加圧器逃し弁による1次系減圧	RHR系起動による炉心冷却	AMシーケンスNo.	事象発生	AM #1: S/G給水&AM主蒸気逃げし弁	AM #2: 1次系フィード&デリッド	終状態										
153	1		5	0	5	0	0	0	1	0	0	10	10	1000									
154	2		5	0	5	2.5	2.5	5	2	0	0	10	10	1000									
155	3		5	0	5	2.5	2.5	0	3	0	0	10	10	1000									
156	4		5	0	5	2.5	0	0	4	0	0	10	10	1000									
157	5		5	0	5	0	0	0	5	0	0	10	10	1000									
158	6		5	0	0	2.5	2.5	5	0	5	5	15	15	1000									
159	7											10	10	1000									
160	8											7.5	7.5	1000									
161	9											5	5	1000									
162	10											20	20	1000									

前のAM策の総所要時間T+そのAM策のAM構成項目の総所要時間の合計を算出する数式を入力

図 3.1.1-1 平成 26 年度版 総所要時間 T の算出表（例）

前のAM策の安全機能レベル + AM構成項目
同士が直列関係ならば積をとり、並列ならば
AM構成項目の最小値をとる数式を入力

	BY	BZ	CA	CB	CC	CD	CE	CF	CG	CH	CI	CJ	CK	CL	CM	CX	DB	DC	DD	DE
151	※機能充足度 L_i															※安全機能レベル				
152	AMシーケン	事象発生	S/G水張り系	可搬式S/G給	AM主蒸気速	高圧注入系	加圧器速し	RHR系起動	AMシーケン	事象発生	AM #1: S/G給	AM #2: 1次系								終状態
153	スNo.		の起動	水系	がし弁	による炉心	弁による1次	による炉心	スNo.		がし弁	フィード&								
154												ブリード								
155	1	1	0	1	0	1	0	0	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
156	2	1	0	1	0	1	1	1	1	1	0	1	1	1	2	2	2	2	2	2
157	3	1	0	1	0	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
158	4	1	0	1	0	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
159	5	1	0	1	0	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
160	6	1	0	1	0	0	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1
161	7	1	0	1	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
162	8	1	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
163	9	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
164	10	1	0	1	1	1	0	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2

$L_{i①}$ $L_{i②}$ $L_{i③}$ $L_{i④}$ $L_{i⑤}$ $L_{i⑥}$ L_{AM1} L_{AM2}

図 3.1.1-2 平成 26 年度版 各 AM 策の要求機能充足率 L_{AM*} の算出表（例）

ロジックに合わせて数式を入力

	Y	Z	AA	AB	AC	AD	AE	AF	AL	AN	AO
151	※成功率or失敗確率（(1)表中、“S”の項目については成功率を、“F”の項目については失敗確率を表示）								※生起確率		
152	AMシーケン	事象発生	S/G水張り系	可搬式S/G給	AM主蒸気速	高圧注入系	加圧器速し	RHR系起動	AMシーケン	AM #1: S/G給	AM #2: 1次系
153	スNo.		の起動	水系	がし弁	による炉心	弁による1次	による炉心	スNo.	水&AM主蒸	フィード&
154										気速がし弁	ブリード
155	1		0.99999992		0.99999989				1	0.99999981	1
156	2		0.99999992		0.99999989	1	1	1	2	0.99999981	0
157	3		0.99999992		0.99999989	1	1	1.2434E-14	3	0.99999981	0
158	4		0.99999992		0.99999989	1	0		4	0.99999981	0
159	5		0.99999992		0.99999989	1.1102E-16			5	0.99999981	0
160	6		0.99999992		1.147E-07	1	1	1	6	1.147E-07	1
161	7		0.99999992		1.147E-07	1	1	1.2434E-14	7	1.147E-07	1.2434E-14
162	8		0.99999992		1.147E-07	1	0		8	1.147E-07	0
163	9		0.99999992		1.147E-07	1.1102E-16			9	1.147E-07	1.1102E-16
164	10		0.99999992	0.99999992	0.99999989				10	0	1

① ② ③ ④ ⑤ ⑥ 生起確率 $_{AM1}$ 生起確率 $_{AM2}$

図 3.1.1-3 平成 26 年度版 生起確率の算出表（例）

3.1.2 プログラムで用いた評価手法

VBA 化したレジリエンス指標評価ツールのプログラム内での主な処理の流れを図 3.1.2-1 に示す。図 3.1.2-1 に示す通り、(1)～(6)の処理を外力レベルステップの数だけ繰り返す、各外力レベル値での条件付き成功確率、FV 相当値および RAW 相当値を求める。

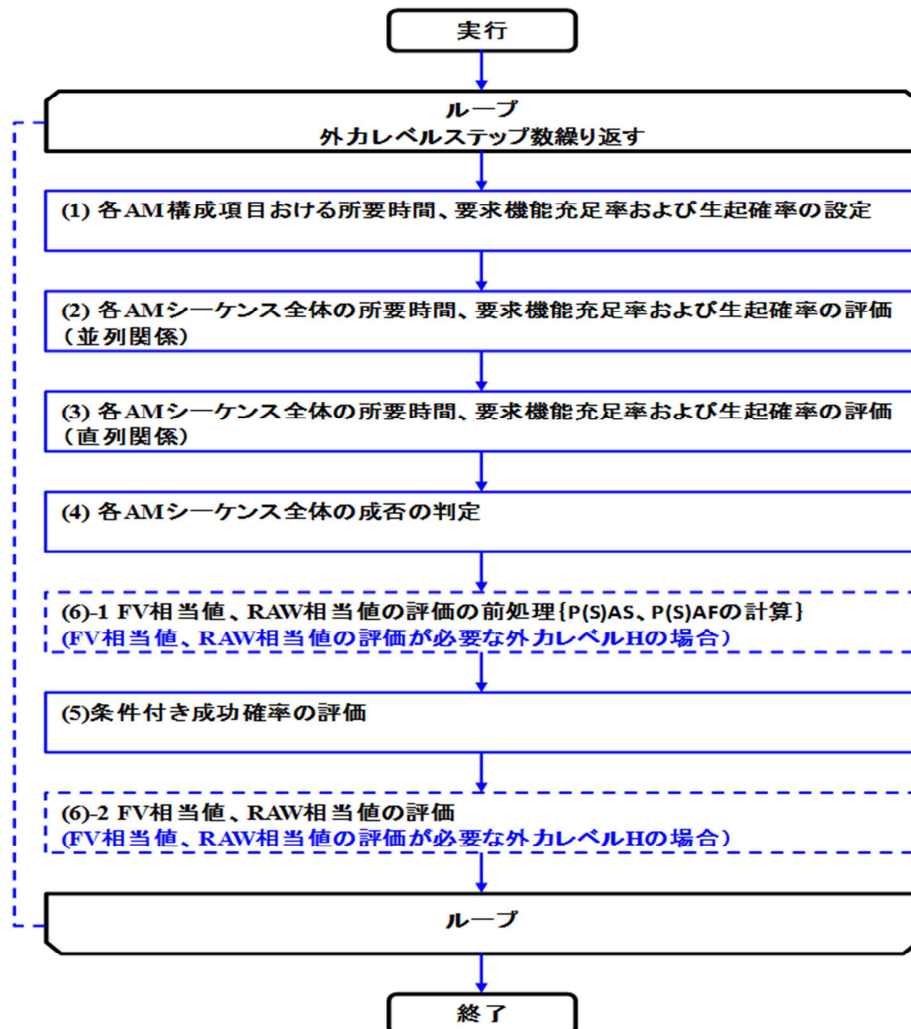


図 3.1.2-1 プログラム内での主な処理の流れ

平成 27 年度改訂版「レジリエンス指標評価ツール」の特徴の一つは、演算用 Excel シートには一切手を加えることなく、評価対象としたマネジメントフローに対応した演算が行えるようにした点である。このため、平成 26 年度版では Excel シート毎に演算式を異にしていた AM 構成要素が直列の場合と並列の場合を、入力で分け、並列の場合をプロセスで直列化することで、単一つの演算式で評価できるようにした。

(1)～(6)の処理の内容を以下に示す。

(1) 各 AM 構成項目における所要時間、要求機能充足率および生起確率の設定

本ツールでは、各 AM 構成項目の所要時間 T_i 、要求機能充足率 L_i および生起確率（成功確率または失敗確率） X_i を、外力レベル H の階段関数（区間数最大 4）とする。解析に必要な外力レベルのしきい値、及び各区間における所要時間、要求機能充足率の値を入力で設定する。

入力パラメータの設定記入例を図 3.1.2-2 に示す。外力レベルしきい値のタイプ別要求機能充足率の変化例を図 3.1.2-3 に示す。入力された外力レベルのしきい値のタイプに応じて次の通り自動的に出力される。

タイプ : $C1=C2=C3 \rightarrow$ " A"
 $C2=C3 \rightarrow$ " B"
 else $\rightarrow$ " C"

各 AM 構成項目における所要時間 T_i 、要求機能充足率 L_i および生起確率 X_i は、外力レベル H と図 3.1.2-2 の値から次の通り設定される。

① 所要時間 T_i (min)

所要時間 T_i は起動するまでの時間 T_a と成立性確認時間 T_b の合計値とする。

- ・外力レベル H が $0 \leq H \leq C1$ の場合

$$T_i = T_{a1} + T_{b1}$$

- ・外力レベル H が $C1 < H \leq C2$ の場合

$$T_i = T_{a2} + T_{b2}$$

- ・外力レベル H が $C2 < H \leq C3$ の場合

$$T_i = T_{a3} + T_{b3}$$

- ・外力レベル H が $C3 < H$ の場合

$$T_i = T_{a3} + T_{b3}$$

② 要求機能充足率 L_i

各 AM 構成項目について、最低安全機能レベルに対する当該項目の有する機能レベルの比（すなわち、最低安全機能レベルに対する裕度）を成否の入力に応じて次の通り設定する。

A) 成否の入力が " S " の AM 構成項目

- ・外力レベル H が $0 \leq H \leq C1$ の場合

$$L_i = L1$$

- ・外力レベル H が $C1 < H \leq C2$ の場合

$$L_i = L2$$

- ・外力レベル H が $C2 < H \leq C3$ の場合

$$L_i = L3$$

- ・外力レベル H が $C3 < H$ の場合

$$L_i = 0$$

B) 成否の入力が " F " の AM 構成項目

要求機能充足率 L_i は計算されない ($L_i=0$ とみなす)。

③ 生起確率 (成功確率または失敗確率) X_i

経年化起因機能喪失確率 (M) から成否の入力に応じて、次の通り生起確率 X_i を設定する。

A) 成否の入力が” S” の AM 構成項目 (成功確率)

次の通り、生起確率 X_i を求める。これを成功確率とする。

$$X_i = 1 - M$$

B) 成否の入力が” F” の AM 構成項目 (失敗確率)

次の通り、生起確率 X_i を求める。これを失敗確率とする。

$$X_i = M$$

(2:入力) AMパラメータの設定												
評価する所要時間の最大値 T_{max}			60									
AM構成項目No.			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
			①S/G水張り系の起動	②可搬式S/G給水系	③AM主蒸気逃がし弁	④高圧注入系による炉心注入	⑤加圧器過し弁による1次系減圧	⑥RHR系起動による炉心冷却				
AMパラメータ	外カレベルしきい値	C1	2.40	20.00	7.33	5.01	3.05	2.62				
		C2	2.40	20.00	7.33	10.20	6.53	6.89				
		C3	2.40	20.00	7.33	10.20	10.00	6.89				
	起動するまでの時間 (min)	T_{s1}	3.00	10.00	3.00	1.50	1.50	3.00				
		T_{s2}	3.00	10.00	3.00	1.50	1.50	3.00				
		T_{s3}	3.00	10.00	3.00	1.50	1.50	3.00				
	成立性確認時間 (min)	T_{c1}	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				
		T_{c2}	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				
		T_{c3}	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				
	要求機能充足率	L1	1.07	1.07	1.80	2.00	3.00	2.00				
		L2	1.07	1.07	1.80	1.00	2.00	1.00				
		L3	1.07	1.07	1.80	1.00	1.00	1.00				
	タイプ		A	A	A	B	C	B	A	A	A	
経年化起因機能喪失確率 (※)			M	4.30E-06	4.30E-06	1.50E-06	1.85E-11	3.38E-18	1.00E+00			
※評価対象時点における、経年化に起因する当該機能喪失確率												

※評価対象時点における、経年化に起因する当該機能喪失確率

タイプ : C1=C2=C3→” A”

C2=C3→” B”

else→” C”

図 3.1.2-2 入力パラメータの設定 記入例

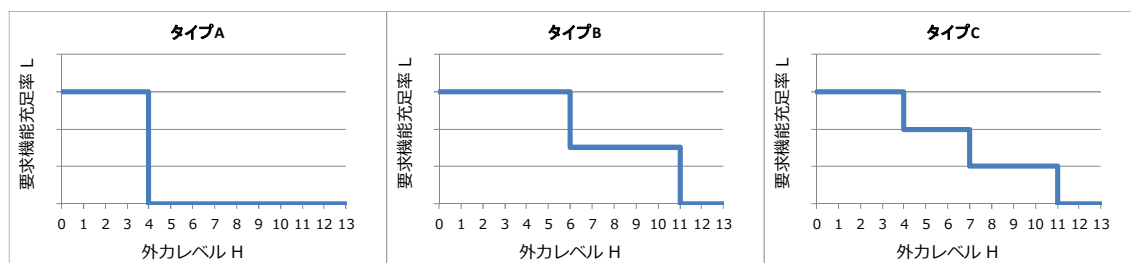


図 3.1.2-3 要求機能充足率の変化例 (外カレベルしきい値のタイプ別)

(2) 各 AM シーケンス全体の所要時間、要求機能充足率および生起確率の評価(並列関係)

本ツールでは、複数の AM 構成項目が同時に実行される場合に、この部分を並列関係と呼ぶこととする。並列関係部分を一つの処理として置き換えたのち、(3)において直列関係の一項目として扱い AM シーケンス全体の評価を行う。並列関係部分内に直列関係部分が含まれる場合には、この部分を一つの処理として置き換えたのち、並列関係の処理を行う。なお、評価するシナリオに並列関係部分が含まれない場合には並列関係の処理は行われない。並列関係部の所要時間と要求機能充足率の計算方法は以下の通りとする。

A) 所要時間 T_{ip} (min)

並列関係部各 AM 構成項目のうち、成否に“S”または“F”と入力されている項目の所要時間 T_i を比較する。所要時間 T_i のうちの最大値を、この部分全体の所要時間 T_{ip} とする。

B) 要求機能充足率 L_{ip}

並列関係部各 AM 構成項目のうち、成否に“S”と入力されている項目の要求機能充足率 L_i の合計値を、この部分全体の要求機能充足率 L_{ip} とする。

C) AM シーケンス全体の生起確率 X_{ip}

成否の入力が“S”または“F”の各 AM 構成項目の生起確率（成功確率または失敗確率） X_i の積とする。

並列関係例のフローチャートを図 3.1.2-4 および図 3.1.2-5 に示す。

(例 1) では、①と②が同時に実行される。この部分を一つの処理 (P) と考え、①と②のうち“S”となる項目が一つ以上あればこの部分の成否は“S”とし、すべて“F”であればこの部分の成否は“F”とする。その後は、直列関係と同様に AM シーケンス全体の評価を行う。

(例 2) では、①～②と③が同時に実行される。この場合まず Step2 の通り、①と②の直列関係を一つの処理 (E) と考え、①と②の両方が“S”となる場合にこの部分の成否は“S”とし、それ以外であればこの部分の成否は“F”とする。次に Step3 の通り、(E) と③の並列処理を行い、(E) と③うち“S”となる項目が一つ以上あればこの部分の成否は“S”とし、すべて“F”であればこの部分の成否は“F”とする。

※直列関係の処理方法は「(3) 各 AM シーケンス全体の所要時間、要求機能充足率および生起確率の評価 (直列関係)」に示す。

並列関係

2つ以上の項目が同時に実行される部分を並列関係とする。

並列関係部全体の所要時間 T_{ip} (min)

成否に"s"または"f"と入力されている項目の所要時間 T_i のうちの最大値

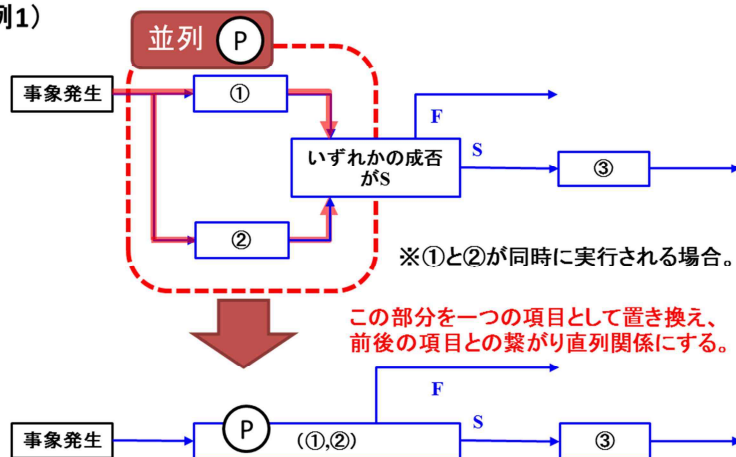
並列関係部全体の要求機能充足率 L_{ip}

成否に"s"と入力されている項目の要求機能充足率 L_i の合計値

AMシーケンス全体の生起確率 X_{ip}

成否の入力が"s"または"f"の各AM構成項目の生起確率 X_i の積

(例1)

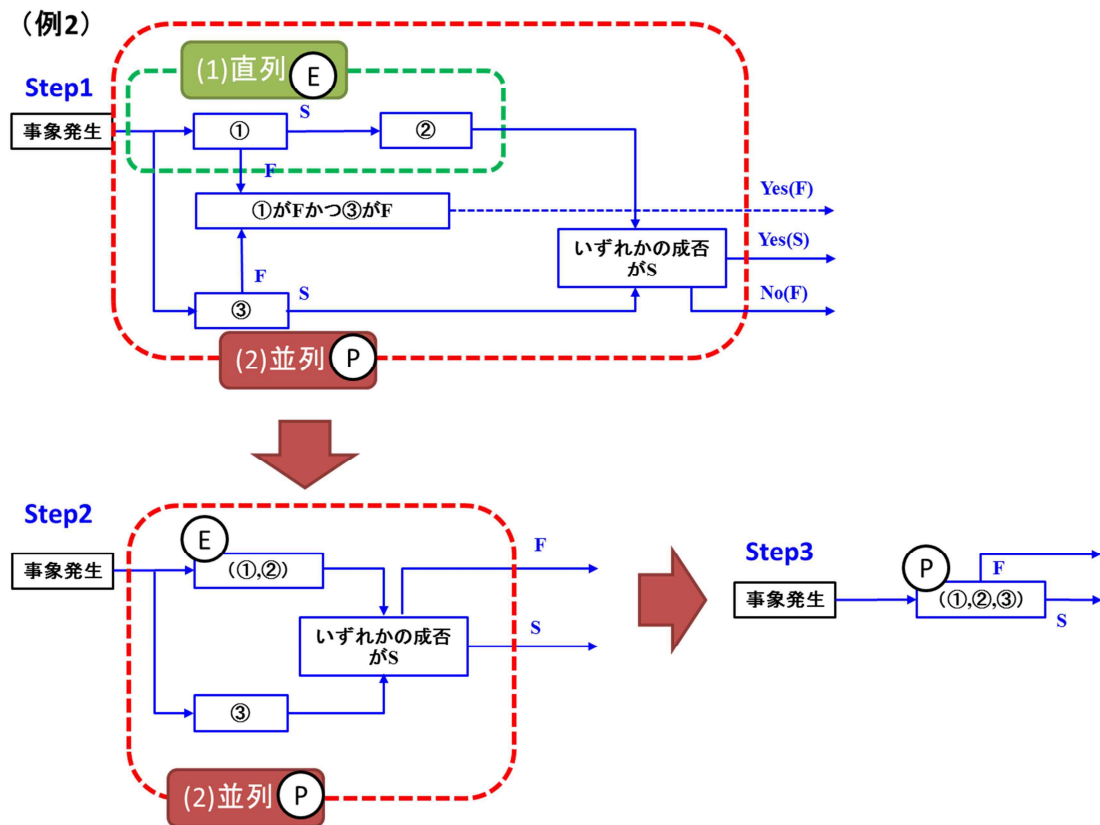


(ケース1)	①	②	並列関係全体
成否	S	S	S
所要時間(min)	T_{i1}	T_{i2}	$T_{ip}=\max(T_{i1},T_{i2})$
要求機能充足率	L_{i1}	L_{i2}	$L_{ip}=L_{i1}+L_{i2}$
生起確率	X_{i1}	X_{i2}	$X_{ip}=X_{i1}*X_{i2}$

(ケース2)	①	②	並列関係全体
成否	S	F	S
所要時間(min)	T_{i1}	T_{i2}	$T_{ip}=\max(T_{i1},T_{i2})$
要求機能充足率	L_{i1}	L_{i2}	$L_{ip}=L_{i1}$
生起確率	X_{i1}	X_{i2}	$X_{ip}=X_{i1}*X_{i2}$

(ケース3)	①	②	並列関係全体
成否	F	F	F
所要時間(min)	T_{i1}	T_{i2}	$T_{ip}=\max(T_{i1},T_{i2})$
要求機能充足率	L_{i1}	L_{i2}	$L_{ip}=0$
生起確率	X_{i1}	X_{i2}	$X_{ip}=X_{i1}*X_{i2}$

図 3.1.2-4 並列関係例のフローチャート(1/2)



(ケース1)	①	②	③	直列 (E)	並列 (P)
成否	S	S	S	S	S
所要時間 (min)	Ti1	Ti2	Ti3	$Tie=Ti1+Ti2$	$Tip=\max(Tie, Ti3)$
要求機能充足率	Li1	Li2	Li3	$Lie=\min(Li1, Li2)$	$Tip=Li+Li3$
生起確率	Xi1	Xi2	Xi3	$Xie=Xi1*Xi2$	$Xip=Xie*Xi3$

(ケース2)	①	②	③	直列 (E)	並列 (P)
成否	S	F	S	F	S
所要時間 (min)	Ti1	Ti2	Ti3	$Tie=Ti1+Ti2$	$Tip=\max(Tie, Ti3)$
要求機能充足率	Li1	Li2	Li3	$Lie=0$	$Tip=Li3$
生起確率	Xi1	Xi2	Xi3	$Xie=Xi1*Xi2$	$Xip=Xie*Xi3$

(ケース3)	①	②	③	直列 (E)	並列 (P)
成否	S	F	F	F	F
所要時間 (min)	Ti1	Ti2	Ti3	$Tie=Ti1+Ti2$	$Tip=\max(Tie, Ti3)$
要求機能充足率	Li1	Li2	Li3	$Lie=0$	$Tip=0$
生起確率	Xi1	Xi2	Xi3	$Xie=Xi1*Xi2$	$Xip=Xie*Xi3$

図 3.1.2-5 並列関係例のフローチャート(2/2)

(3) 各 AM シーケンス全体の所要時間、要求機能充足率および生起確率の評価（直列関係）

AM 構成項目を一つずつ順に項目をたどる部分を直列関係とする。直列関係例のフローチャートを図 3.1.2-6 および図 3.1.2-7 に示す。AM 構成項目が直列に処理される場合、各シーケンスの所要時間および要求機能充足率は次に示す通り計算される。

並列関係部分または並列関係部分に含まれる直列関係部分については、(2)でそれらの部分を一つの処理として置き換えたのち直列関係の一項目として扱い、AM シーケンス全体の評価を行う。

A) AM シーケンス全体の所要時間 T (min)

- 1) 成否に”S”または”F”と入力されている各 AM 構成項目の所要時間 T_i の合計値とする。

B) AM シーケンス全体の要求機能充足率 L

- 1) 全体の要求機能充足率は、成否が”S”と入力されている項目の要求機能充足率 L_i うちの最小値とする。
- 2) 途中で”F”となる項目がある場合はそれまでの機能は無いものと考え、ここまでの L は 0 とする。次の事象から終点までの要求機能充足率最小値を AM シーケンス全体の要求機能充足率 L とする。

C) AM シーケンス全体の生起確率 X

- 1) 成否の入力が”S”または”F”の各 AM 構成項目の生起確率（成功確率または失敗確率） X_i の積とする。