

東京電力株式会社福島第一原子力発電所における  
事故を踏まえた泊発電所1号機の安全性に関する  
総合評価（一次評価）の結果について（報告）

平成23年12月

北海道電力株式会社

## 目 次

1. はじめに.....	1
2. 泊発電所の概要.....	2
3. 総合評価（一次評価）の手法.....	5
4. 多重防護の強化策.....	7
5. 個別評価項目に対する評価方法および評価結果.....	18
5. 1 地震.....	18
5. 2 津波.....	35
5. 3 地震と津波の重畳.....	54
5. 4 全交流電源喪失.....	63
5. 5 最終的な熱の逃し場（最終ヒートシンク）の喪失.....	84
5. 6 その他のシビアアクシデント・マネジメント.....	102
6. まとめ.....	142

## 1. はじめに

平成 23 年 7 月 22 日、原子力安全・保安院から当社に対し、「東京電力株式会社福島第一原子力発電所における事故を踏まえた既設の発電用原子炉施設の安全性に関する総合評価の実施について（指示）」（平成 23 年 7 月 22 日付け平成 23・07・20 原院第 1 号）（以下「指示文書」という。）が発出され、既設の発電用原子炉施設について、設計上の想定を超える外部事象に対する頑健性に関して、総合評価を行うよう要請された。

本報告書は、上記指示文書に基づき、当社原子力発電所の安全性に関する総合評価の内、泊発電所 1 号機の一次評価について、その結果を取りまとめたものである。

## 2. 泊発電所の概要

泊発電所は、平成元年6月に1号機、平成3年4月に2号機が営業運転を開始した後、平成21年12月に3号機が営業運転を開始し、これら3基の合計の電気出力（定格）は207.0万kWである。

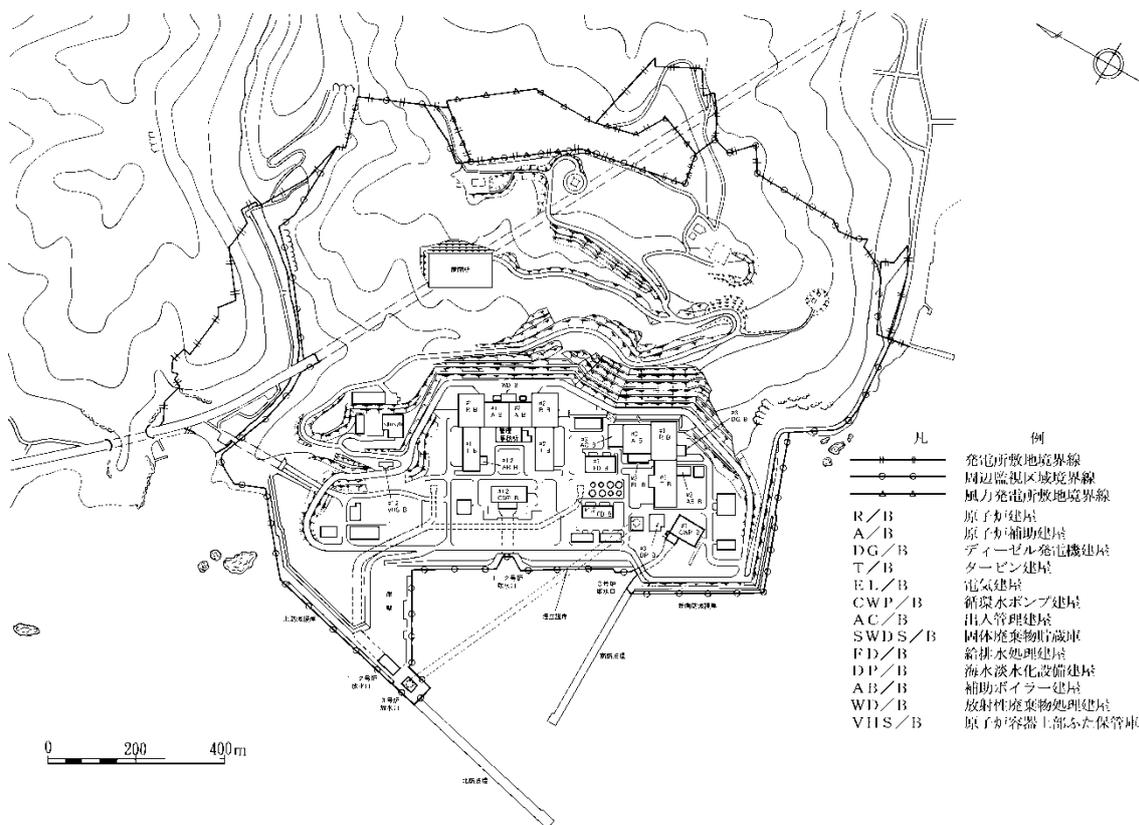
原子炉型式はいずれも加圧水型原子炉で、1、2号機は蒸気発生器（以下「SG」という。）を2つつ持つ2ループ、3号機はSGを3つつ持つ3ループを採用している。燃料には低濃縮ウランを使用し、1次冷却材には水（軽水）を使用している。

### (1) 発電所の配置

泊発電所は、北海道南西部の積丹半島西側基部の古宇郡泊村の海岸沿いに立地しており、1号機～3号機を含めた敷地面積は、約135万m<sup>2</sup>である。

敷地の形状はおおむね半円状であり、敷地西側は日本海に面し、背後は積丹半島中央部の山嶺に続く標高40～130mの丘陵地である。

炉心から敷地境界までの最短直線距離は、1号炉心のほぼ東北東方向約550mである。発電所全体配置図を図2-1に示す。



[出典：泊発電所原子炉設置許可申請書 平成22年11月26日許可]

図2-1 発電所全体配置図

(2) 設備概要

泊発電所1号機の主要な設備としては、原子炉容器、SG、1次冷却材ポンプ、加圧器などからなる1次冷却設備があり、炉心で加熱された1次冷却材を循環し、SGで、2次冷却材と熱交換させ、タービンを駆動する高温、高圧の蒸気を発生させる。その他、蓄圧注入系、高圧注入系および低圧注入系からなる非常用炉心冷却設備（以下「ECCS」という。）、化学体積制御設備、原子炉補機冷却水設備、原子炉補機冷却海水設備などがある。

泊発電所1号機の主要仕様を表2-1に、主要な系統図を図2-2に示す。

表2-1 泊発電所1号機の主要な設備（仕様）

原子炉熱出力		1,650MW
定格電気出力		579MW
炉心	燃料集合体数	121体
	炉心全ウラン量	約49t
	制御棒クラス本数	33本
原子炉容器	高さ	約11.5m
	内径	約3.4m
原子炉格納容器	高さ	約65m
	内径	約35m
ECCS	蓄圧注入系	蓄圧タンク（2基）
	高圧注入系	高圧注入ポンプ（2台） ほう酸注入タンク（1基） 燃料取替用水タンク（1基）
	低圧注入系	余熱除去ポンプ（2台）
化学体積制御設備		ほう酸タンク（2基） ほう酸ポンプ（2台） 充てんポンプ（3台）
原子炉補機冷却水設備		原子炉補機冷却水ポンプ（4台）
		原子炉補機冷却水冷却器（4基）
原子炉補機冷却海水設備		原子炉補機冷却海水ポンプ（4台）
非常用ディーゼル発電機		2台
補助給水ポンプ		電動（2台）、タービン動（1台）
使用済燃料貯蔵設備の貯蔵能力		690体 (全炉心燃料の約570%相当分) <sup>注)</sup>

注) この他に、泊発電所3号機の一部を共用化し、さらに全炉心燃料の約1,190%相当分の貯蔵能力を確保している。

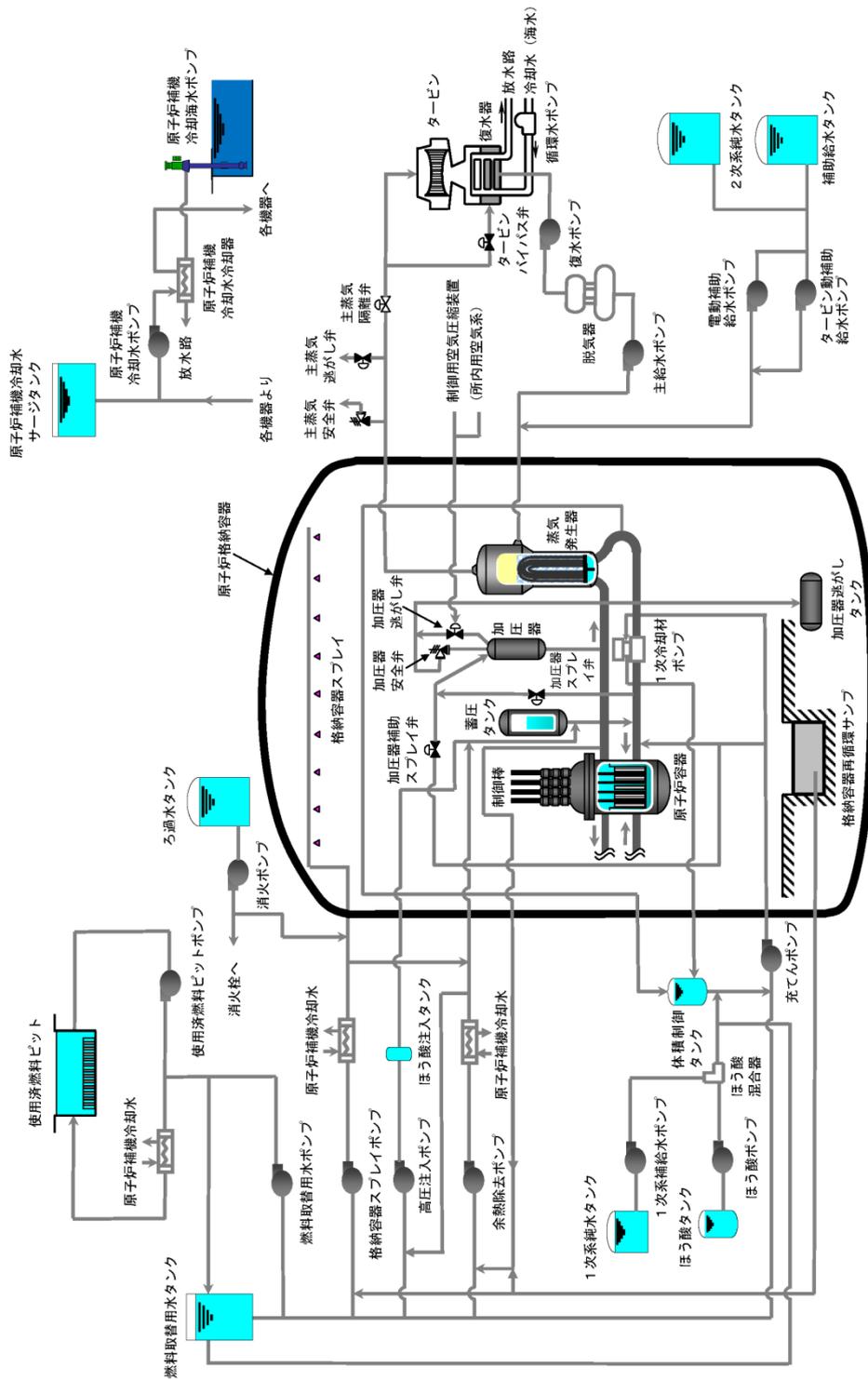


図 2 - 2 泊発電所 1 号機の主要な系統図

### 3. 総合評価（一次評価）の手法

#### (1) 評価対象時点

泊発電所1号機における総合評価（一次評価）は、平成23年12月6日時点における施設と管理状態を対象とする。

#### (2) 評価項目

評価項目は、指示文書に基づき、自然現象として、地震、津波および地震と津波の重畳、また、安全機能の喪失として、全交流電源喪失および最終的な熱の逃し場（最終ヒートシンク）の喪失、さらに、その他のシビアアクシデント・マネジメントの6項目とする。

#### (3) 評価の進め方

安全上重要な施設・機器等について、設計上の想定を超える事象に対して、どの程度の安全裕度が確保されているかを評価する。評価は、許容値等に対し、どの程度の裕度を有するかという観点から行う。なお、許容値が最終的な耐力に比して余裕をもって設定されている場合については、必要に応じ、技術的に説明可能な範囲においてその余裕を考慮した値を用いることとする。また、設計上の想定を超える事象に対し安全性を確保するために取られている措置について、多重防護の観点からその効果を示す。

評価において、事象の進展過程については、イベントツリーの形式で示すこととし、イベントツリーの各段階において、その段階で使用可能な防護措置について検討し、それぞれの有効性および限界を示す。

評価に当たって、3.(2)の各個別評価項目に対する共通的な前提条件および留意点については以下のとおりとする。

- a. 評価においては、東京電力株式会社福島第一原子力発電所事故の後に緊急安全対策として実施した措置の成果（裕度向上の程度など）を評価・明示する。なお、将来的に更なる措置を行う場合は、その措置内容と措置の成果（裕度向上の程度など）についても参考としてまとめる。
- b. 当社は「原子力発電所における安全のための品質保証規程(JEAC4111-2009)」に基づき品質マネジメントシステム（以下「QMS」という。）を構築するとともに、この考え方を「原子炉施設保安規定」にも明確に位置付け、当社の保安活動全てをQMSの下で実施している。指示文書への対応においても、QMSに従い、総合評価を実施するとともに、評価の過程で実施したメーカーへの解析業務の委託に当たっては、調達要求事項として「原子力施設における許認可申請等に係る解析業務の品質向上ガイドライン

(JANTI-GQA-01-第1版 平成22年12月)」に基づき作業を実施することを要求するなど、適切な調達管理を実施する。

c. 原子炉および使用済燃料ピット（以下「SFP」という。）が同時に影響を受けると想定する。また、防護措置の評価にあたっては、合理的な想定が可能な場合を除き、一度機能を失った機器等の機能は回復しない、プラント外部からの支援は受けられない等、厳しい状況を仮定する。

d. 原子力発電所は、経年変化などの知見を踏まえた保全計画に基づく点検や部品交換、補修などの保守管理が継続的に行われており、経年変化事象による機器などの機能への影響は小さいものと考えている。しかし、一部の経年変化は地震による地震動により、機器等に与える応力を増加させる可能性があるため、「地震」に係る評価においては、経年変化を考慮する。

一方、「津波」に係る評価においては、機器等の最下部が浸水すれば直ちに機能喪失するとの評価を行うため、強度的な評価を伴わないことから、経年変化の影響は評価結果に影響を及ぼさない。また、それ以外の「全交流電源喪失」等に係る評価においても、事象の進展を防止するための緩和手段に係るリソース等に着眼した評価を行うことから、経年変化の影響は評価結果に影響を及ぼさない。

以上のことから、経年変化は「地震」に係る評価を検討の対象とする。

#### 4. 多重防護の強化策

##### (1) 緊急安全対策

原子力発電所は、多重防護の考え方に基づき安全を確保する設計としている。しかしながら、福島第一原子力発電所事故では、想定を超える津波により安全機能の広範な喪失が短時間に生じ、多重防護の各層が次々と破られたため、炉心の損傷にまで至る結果となった。

このため、平成 23 年 3 月 30 日付け経済産業大臣指示文書「平成 23 年福島第一・第二原子力発電所事故を踏まえた他の発電所の緊急安全対策の実施について（指示）」に基づき、津波により 3 つの機能（全交流電源、海水冷却機能、使用済燃料貯蔵プールの冷却機能）を全て喪失したとしても、炉心損傷や使用済燃料の損傷を防止し、放射性物質の放出を抑制しつつ冷却機能の回復を図るために緊急安全対策を立案・整備してきた。

以下に、「平成 23 年福島第一・第二原子力発電所事故を踏まえた他の発電所の緊急安全対策の実施について（指示）」に対して、これまでに整備した緊急安全対策を示す。また、緊急安全対策の概要を図 4-1 に示す。

##### a. 緊急安全対策（短期）

###### (a) 緊急時の電源確保

全交流電源喪失後、蓄電池設備から中央制御盤などのプラント監視上必要なところへの給電は限られた時間しか期待できないため、早期に移動発電機車から計装用電源および直流電源などに電気を供給することで、運転監視などの機能を維持する必要がある。

そのため、全交流電源喪失時における SG による 1 次冷却系の除熱およびプラント監視機能を維持するために必要な電源容量を検討するとともに、その容量を満足する移動発電機車を手配し配備した。

なお、移動発電機車、資機材の保管場所および運転場所は、津波の影響を受けない高台としている。

これにより、全交流電源喪失後も、原子炉の運転監視などの機能を維持することが可能となった。

###### (b) 緊急時の最終的な除熱機能の確保

津波により全交流電源、海水による冷却機能を喪失した場合、原子炉の冷却はタービン動補助給水ポンプによる SG への給水によって行われる。タービン動補助給水ポンプによる冷却を継続するための給水については、補助給水タンクおよび 2 次系純水タンク内の水による供給が一定期間は可能であるが、事態が長期に亘る場合には、ろ過水タンクなど、他の水源から仮設ポンプなどにより必要な水の確保を行う必要がある。そのため、

必要な仮設ポンプおよびホースなどを配備した。また、水源が枯渇した場合には海水を給水できる体制を整えた。

なお、資機材の保管場所は、津波の影響を受けない高台としている。

これにより、事態が長期に亘る場合においても、SGを介して炉心からの除熱機能を確保することが可能となった。

#### (c) 緊急時のSFPの冷却確保

SFPの冷却機能が喪失することによるピット水温の上昇と、それに伴うピット水量の減少を補うため、燃料取替用水タンクとSFPとの水頭差によりSFPへの水の補給を行うことが可能である。

また、この恒設設備による補給ができない場合に備え、ろ過水タンクなどからSFPへの補給を行う仮設ポンプなどを配備した。

なお、資機材の保管場所は、津波の影響を受けない高台としている。

これにより、緊急時においてもSFPの冷却機能を確保することが可能となった。

#### (d) 各原子力発電所における構造等を踏まえた当面必要となる対応策の実施

津波などに係る安全強化対策として、安全上重要な機器が設置されているエリアの建屋入口扉等に浸水防止措置を実施する必要がある。

そのため、タービン動補助給水ポンプ、安全補機開閉器および安全系蓄電池などのSGによる除熱に必要な安全上重要な機器が設置されているエリアの建屋入口扉等の浸水防止措置を実施した。

### b. 緊急安全対策（中長期）

上記a. 緊急安全対策（短期）に加え、設備の恒設化や冗長性の確保等の設備強化対策を実施し、炉心損傷や使用済燃料の損傷防止に対する一層の信頼性の向上を図ることとしている。以下に計画している設備強化対策の概要を示す。また、緊急安全対策（短期+中長期）を用いて原子炉とSFPを継続的に冷却するための運転操作フローを図4-2に示す。

#### (a) 緊急時の電源確保

既に配備済みの移動発電機車に加え、低温停止状態への移行手段の多様性確保のために、移動発電機車を追加配備する。さらに将来的には、定期検査時などに現状の非常用ディーゼル発電機を待機除外にしても、非常用発電設備が2台動作可能であることを担保できるよう非常用発電機を追加配備する。

(b) 緊急時の最終的な除熱機能の確保

津波により原子炉補機冷却海水ポンプの機能が喪失した場合を想定し、ポンプの早期復旧を図るため、ポンプ電動機の予備機を確保する。

また、万一、ポンプが復旧できない場合に備え、代替の海水取水ポンプを確保する。

さらに、タービン動補助給水ポンプによるSGを介した原子炉の冷却をより確実なものとするため、地震、津波に対して信頼性のある水源を確保し、発電所内水源の信頼性向上を図る。

(c) 緊急時のSFPの冷却確保

SFPへの給水をより確実なものとするために、地震、津波に対して信頼性のある水源を確保し、発電所内水源の信頼性向上を図る。

(d) 各原子力発電所における構造等を踏まえた当面必要となる対応策の実施

原子炉補機冷却海水ポンプ、非常用ディーゼル発電機、タービン動補助給水ポンプ、安全補機開閉器などの安全上重要な機器が設置されているエリアについて、水密扉への改造、建屋出入口周辺の防潮壁の設置等による浸水対策の強化を実施する。

(2) 防護措置の実施に係る組織などの状況確認

a. 組織、実施体制

防護措置の実施に係る組織・体制については、「泊発電所津波による電源機能等喪失時対応要領」を制定しており、電源供給を行うための活動、SGへの給水を行うための活動およびSFPへの給水を行うための活動を遂行するための体制、役割分担、要員配置、訓練、資機材などについて定めている。体制および役割分担を図4-3に示す。

b. 手順書

防護措置の実施に係る手順は、「泊発電所津波による電源機能等喪失時対応要領」に定めている。

c. 教育・訓練の状況

防護措置の実施に係る教育・訓練は、「泊発電所教育訓練管理要領」に実施項目、対象者、頻度などを定めている。

上記a. b. の要領および手順書の制定にあたっては、電源供給を行うための活動、SGへの給水を行うための活動およびSFPへの給水を行うための活動について、夜間や照明が使えないなどで視認性が悪い場合も含めた訓

練を実施し、改善点を抽出し、継続的改善を図っている。また、実施手順の追加・変更などを踏まえて関係規程類を改正する際にも、必要により当該の訓練を実施したうえで、改善点を抽出し、改正している。訓練の内容は図4-4のとおりである。

また、発電室規程等を改正し、これまでも継続的に実施しているシミュレータによる地震・津波対応訓練等において、交流電源を供給する全ての設備の機能、海水を使用して原子炉施設を冷却する全ての設備の機能およびSFPを冷却する全ての設備の機能の喪失を想定した教育・訓練を行うこととしている。

### (3) シビアアクシデントへの対応に関する措置

平成23年6月7日付け経済産業大臣指示文書「平成23年福島第一原子力発電所事故を踏まえた他の原子力発電所におけるシビアアクシデントへの対応に関する措置の実施について（指示）」を受け、平成23年6月14日に、その実施状況を報告（以下「シビアアクシデント対応措置報告書」という。）した。以下にその概要を示す。

#### a. 中央制御室の作業環境の確保

緊急時において、放射線防護などの観点から中央制御室の作業環境を確保するため、全交流電源喪失時においても中央制御室の非常用換気空調系設備（再循環系）を運転可能とする必要があるが、当社における対応方策は次のとおりである。

中央制御室の空調は、通常運転時には、中央制御室給気ファンおよび中央制御室循環ファンにより、中央制御室の空気を循環しつつ、外気の一部取入れと屋外への放出により行っている。一次冷却材喪失事故時や中央制御室にて高放射線が検知された場合には、中央制御室換気系隔離信号が発信し、中央制御室非常用循環ファンが自動起動するとともに、外気取入れ口および放出口が空気駆動のダンパにより遮断されることにより閉回路循環運転に切り替わる。

また、循環空気の一部をよう素除去フィルタおよび微粒子除去フィルタが装着された中央制御室非常用循環フィルタユニットへ通すことにより中央制御室内の空気を浄化する。

シビアアクシデントにおける全交流電源喪失時に、中央制御室の作業環境を確保するために、配備済みの移動発電機車からの電源供給により中央制御室非常用空調設備を運転する。なお、中央制御室非常用空調設備を運転するために必要な電源は、移動発電機車が十分な供給容量を有していることから、供給可能である。

b. 緊急時における発電所構内通信手段の確保

全交流電源喪失時における確実な発電所構内の通信手段および照明を確保する必要があるが、泊発電所における対応方策は以下のとおりである。

(a) 通信手段の配備

発電所構内での通信手段としては、構内PHSとページング設備を配備しており、全交流電源喪失が発生した場合でも各設備が有している蓄電池により一定期間の通信機能の確保は可能である。

長時間の全交流電源喪失や津波による浸水が生じた場合でも、既に配備済みの移動発電機車が十分な供給容量を有していること、構内PHS交換機を高所に設置していることから、構内PHSによる通信手段の確保は可能である。

また、構内PHS以外の通信手段として、屋外用はトランシーバおよび衛星電話、屋内用は有線仮設電話（乾電池駆動）などを配備済みである。

(b) 照明の確保

全交流電源喪失が発生した場合でも蓄電池により非常用照明を一定期間確保することが可能であるが、長時間の全交流電源喪失時にも照明が確保できるように、ハンドライトなどを泊発電所に配備済みである。

c. 高線量対応防護服等の資機材の確保および放射線管理のための体制の整備

シビアアクシデント発生時には、事象の進展により、発電所構内や建屋内の空間線量率が高くなり、発電所の安定化作業に従事する作業員の被ばく線量が非常に高くなる可能性がある。

また、個人線量計や防護マスクなどの資機材が不足すると、作業員個人毎の線量計や防護服が確保できず、適切な放射線管理ができない状態が生じる可能性がある。

このような事態に備え、高線量作業環境下での遮へい機能を有する防護服（以下「高線量対応防護服」という。）を常備し、必要な数の個人線量計、防護マスクなどの資機材を確保できるようにしておくとともに、緊急時に放射線管理のための要員を拡充できる体制を整備しておくことが必要であるが、泊発電所における対応方策については以下のとおりである。

(a) 高線量対応防護服の配備

緊急時における高放射線下での作業員の放射線防護をより確実なものとするため、高線量対応防護服を泊発電所に10着配備した。

(b) 原子力事業者間での資機材相互融通体制の確立

高線量対応防護服、個人線量計および全面マスクといった、現在、提供

資機材リストに定められていない資機材についても、必要に応じ、原子力事業者間で相互に融通しあうことを「経済産業大臣からの指示文書を踏まえた高線量対応防護服等の資機材に関する取扱いについて」（協定に準ずる文書による申し合わせ）により確立している。

(c) 緊急時の放射線管理要員の拡充

緊急時における放射線管理要員については、放射線管理班員以外の要員に対しても放射線防護に関する知識や測定機器およびその取扱方法などについて教育を実施することにより要員不足を招かないように努めているが、さらに、必要に応じて、放射線管理要員以外の要員が線量計の貸し出し、データ入力などの業務を行い、放射線管理要員を助勢する仕組みを整備した。

d. 水素爆発防止対策

シビアアクシデントにより燃料が損傷し、その結果生じる水素の爆発による施設の破壊を防止するため、原子炉建屋などに水素が多量に滞留することを防止するための措置を講じる必要があるが、当社における対応方策については次のとおりである。

泊発電所1号機の原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）は容積が大きいので、シビアアクシデントによる水素の大量発生時にも、水素濃度は格納容器の健全性に影響を及ぼす可能性のある爆轟領域に至ることはない。

ただし、福島第一原子力発電所事故を踏まえ、格納容器から水素が漏れ出した場合に格納容器外で水素が多量に滞留することを防止するため、格納容器に隣接するアニュラス部に漏れいしてきた水素をアニュラス排気設備（フィルタを含む）により外部に放出することとしている。

アニュラス排気設備の運転は、既に配備した移動発電機車が十分な発電容量を有しており、運転手順としても整備されている。

今後は、さらに、電源を必要としない静的触媒式水素再結合装置を格納容器内に設置するなどし、シビアアクシデント時の格納容器内の水素濃度の低減を図る。

e. がれき撤去用の重機の配備

緊急時における構内作業の迅速化を図るため、津波などにより生じたがれきを迅速に撤去することができる重機の配備が必要であるが、当社における対応方策についてはホイールローダーを次のとおり配備している。

(a) ホイールローダーの配備

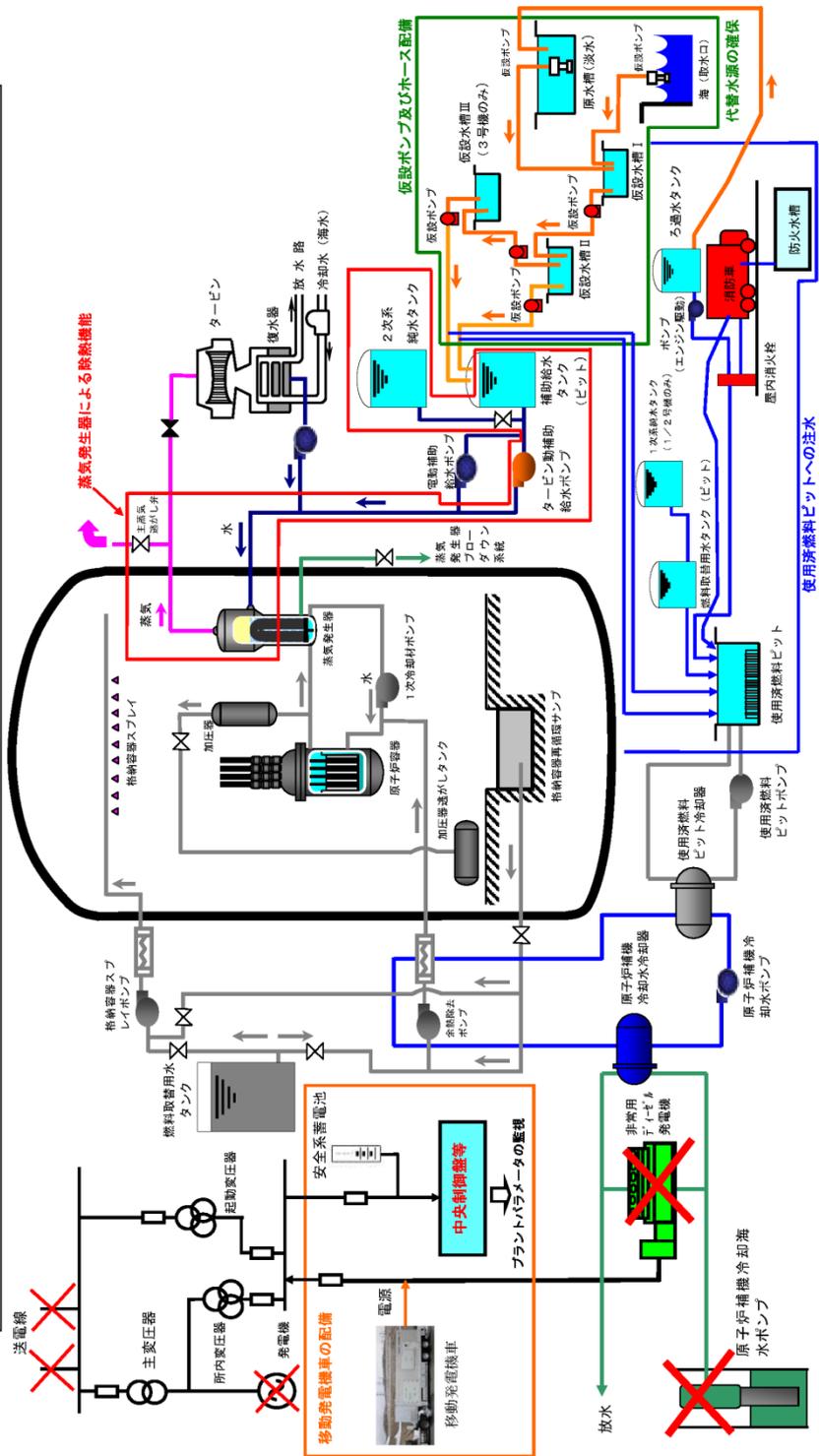
全交流電源喪失に至った場合、電源供給やSGおよびSFPへの給水確

保のために移動発電機車および仮設ポンプなどを使用した作業を行う必要がある。

その際、仮設ポンプなどを運搬する車両および移動発電機車用燃料補給タンクローリーの通行を妨げるがれきの排除などを行いながらの作業が必要となる可能性があるが、作業を円滑に実施できるようホイールローダーを発電所構内の津波の影響を受けない高所（東京湾平均海面水位（以下「T.P.」という。）31m）に配備している。

3つの機能が全て喪失した場合の運転操作  
(3つの機能喪失時の対応)

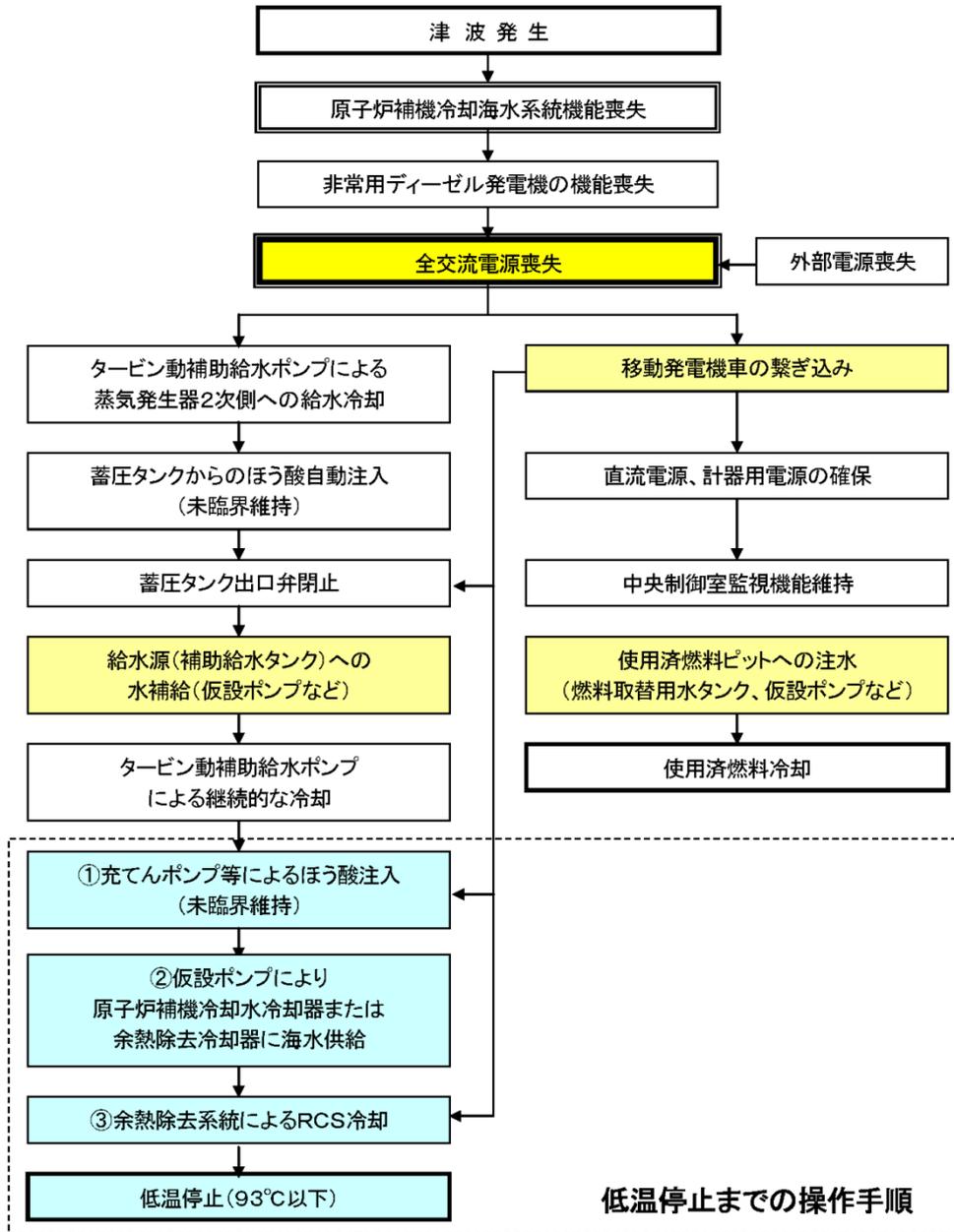
- < 3つの機能喪失時の対応 >
- ①全交流電源喪失、②海水冷却機能喪失
    - ・蒸気発生器(タービン補助給水ポンプ)による除熱機能確保
    - ・移動発電機車配備による除熱機能確保
    - ・仮設ポンプ、ホースの配備による代替水源の確保
  - ③使用済燃料ピットの冷却機能喪失
    - ・仮設ポンプ、ホース、消防車等を用いたの使用済燃料ピットへの注水による使用済燃料冷却機能確保



[出典：泊発電所における緊急安全対策について（実施状況報告）（補正版）]

図4-1 緊急安全対策の概要  
(緊急安全対策実施後のイメージ)

3つの機能が全て喪失した場合の低温停止までの運転操作  
(仮設ポンプによる冷却)



[出典：泊発電所における緊急安全対策について（実施状況報告）（補正版）]

図 4 - 2 緊急安全対策の運転操作フロー

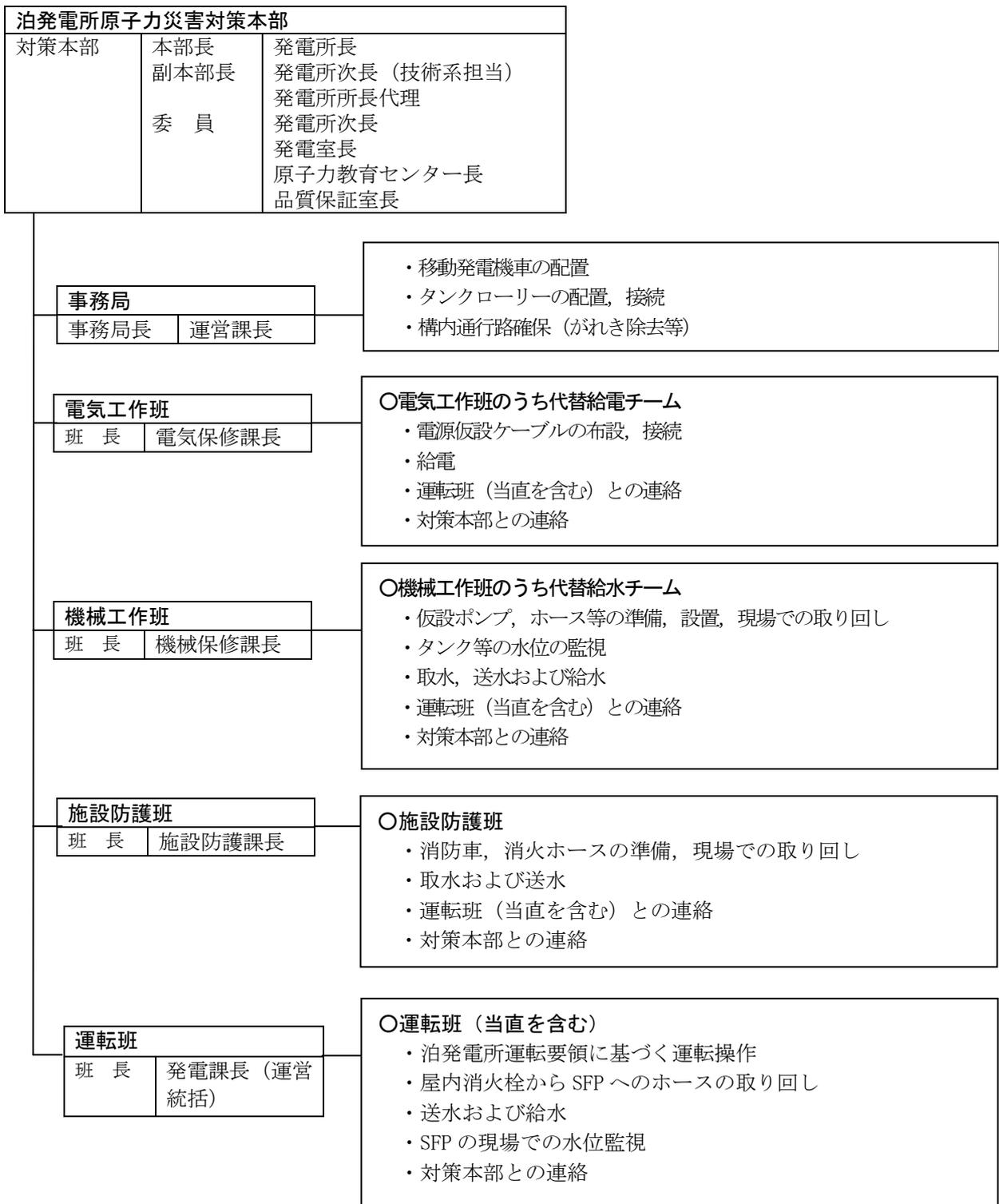


図 4 - 3 津波または地震等による電源機能等喪失時の泊発電所原子力  
災害対策本部の構成 (対策チーム)

緊急安全対策に対する訓練結果

(泊発電所1号機)

項目 (対象箇所)	内容	検証日	訓練 実施日	検証結果及び訓練結果
全交流電源喪失時対応訓練 (運転班)	要領読み合わせ シミュレータ訓練	4月19日	4月22日	検証結果：良好 訓練結果：良好 (緊急処置編「全交流電源喪失」の操作内容のうち、非常用母線の復旧に係る操作の充実を図った。)
代替給電訓練 (電気工作班・事務局)	仮設ケーブルの敷設、接続	4月19日、 28日	4月20日、 22日	検証結果：良好 訓練結果：良好
	移動発電機車の起動、発電、燃料供給	4月13日、 18日、 20日、 28日	4月20日、 22日	検証結果：良好 訓練結果：良好
	代替給電訓練(夜間)	7月29日	7月29日	検証結果：良好 訓練結果：良好
蒸気発生器への代替給水訓練 (運転班・機械工作班)	2次系純水タンクを水源とした給水	4月14日	—	検証結果：良好
	仮設代替給水設備による給水	4月18日、 19日	4月20日、 22日	検証結果：良好(事前検討や現場確認により、ポンプ台数、ホース長を見直した) 訓練結果：良好(ホースのねじれに十分注意するよう手順に追加した)
	仮設代替給水設備による給水 (夜間)	7月29日	7月29日	検証結果：良好 訓練結果：良好
使用済燃料ピットへの代替給水訓練 (運転班・施設防護班・機械工作班)	燃料取替用水タンクからの重力注水	4月19日	—	検証結果：良好
	エンジン消火ポンプ、屋内消火栓による給水	4月18日	—	検証結果：良好
	消防車による給水(連結送水口使用あるいは期間欠給水)	4月14日、 18日、 19日	4月20日、 22日	検証結果：良好(筒先を外して給水すること、ホースを継ぎ足さないこととする手順に変更した) 訓練結果：良好
	仮設代替給水設備による給水	4月18日、 19日	4月20日、 22日	検証結果：良好 訓練結果：良好
	消防車および仮設代替給水設備による給水(夜間)	7月29日	7月29日	検証結果：良好 訓練結果：良好
その他(事務局)	滝ノ間寮から大和門扉経由の入構訓練(夜間)	7月29日	7月29日	検証結果：良好 訓練結果：良好

図4-4 緊急安全対策に対する訓練

## 5. 個別評価項目に対する評価方法および評価結果

### 5. 1 地震

#### (1) 評価実施事項

- a. 地震動が、設計上の想定を超える程度に応じて、耐震Sクラスおよび燃料の重大な損傷に関係し得るその他のクラスの建屋、系統、機器等が損傷・機能喪失するか否かを許容値等との比較もしくは地震P S A（確率論的安全評価）の知見等を踏まえて評価する。
- b. a. 項の評価結果を踏まえて、発生する起因事象により燃料の重大な損傷に至る事象の過程を同定し、クリフエッジの所在を特定する。また、そのときの地震動の大きさを明らかにする。
- c. 特定されたクリフエッジへの対応を含め、燃料の重大な損傷に至る事象の過程の進展を防止するための措置について、多重防護の観点から、その効果を示す。

#### (2) 評価方法

炉心にある燃料とS F Pにある燃料を対象に、以下の評価を実施する。

（図 5-(1)-1 参照）

#### a. 起因事象の選定

##### (a) 炉心にある燃料

日本原子力学会標準「原子力発電所の地震を起因とした確率論的安全評価実施基準：2007」（以下「地震P S A学会標準」という。）に示される考え方にに基づき、地震動による建物、配管等の損傷が要因となる起因事象（格納容器バイパス※、原子炉冷却材喪失事故（以下「LOCA」という。）など）および地震動による安全機能への重大な影響を及ぼす機器等の機能喪失が要因となる起因事象を選定する。

※：燃料から放出された放射性物質が、格納容器雰囲気を経由することなく環境に放出される事象

##### (b) S F Pにある燃料

S F Pにある燃料の損傷に至る事象として、S F P保有水の流出、S F P冷却系の機能喪失に伴う崩壊熱除去冷却失敗を考慮する。S F P保有水の流出の原因としてピット本体の損傷、また、S F P冷却系の機能喪失の原因として、S F P冷却系配管等の損傷を考慮して、起因事象を選定する。

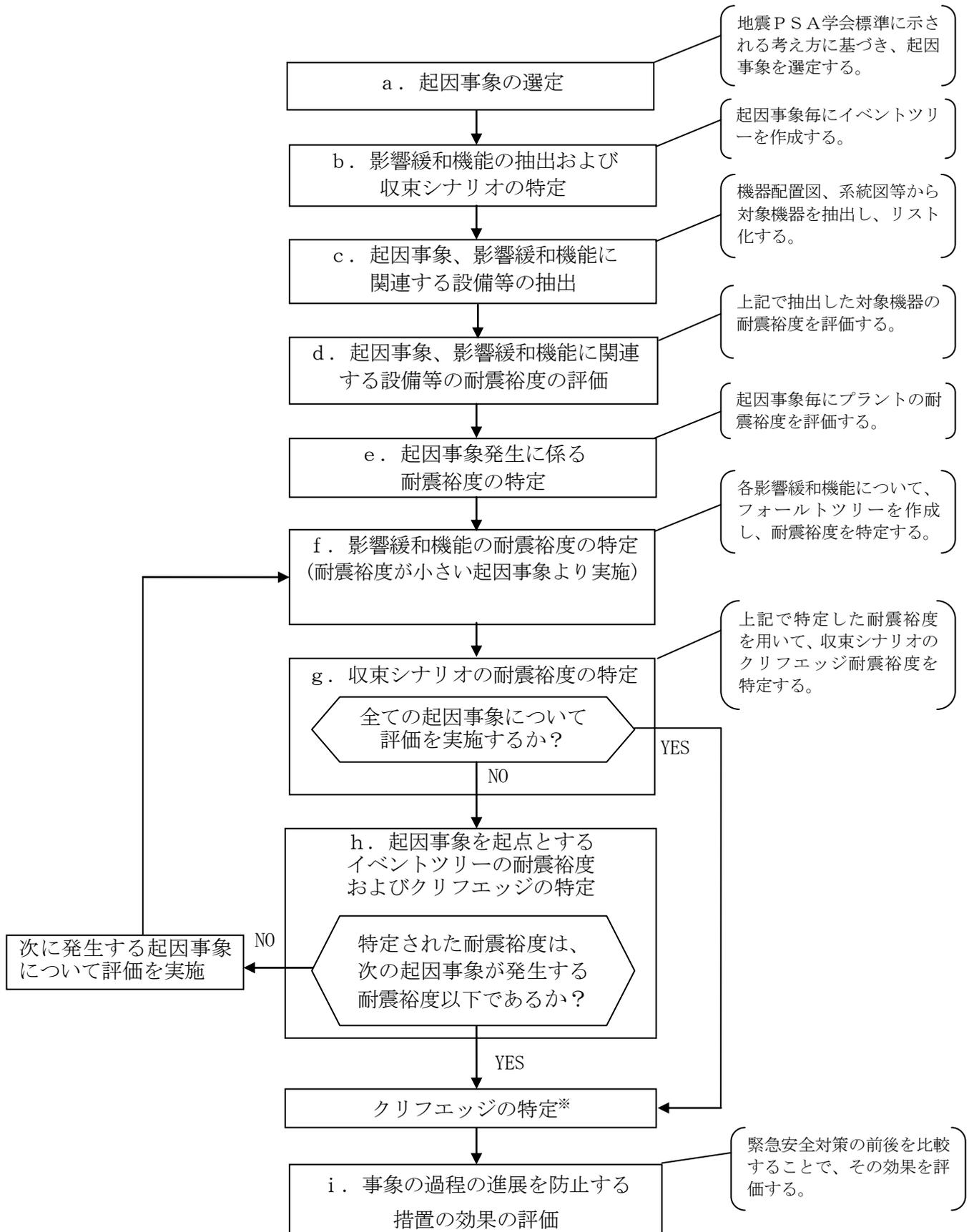


図 5-(1)-1 クリフエッジ評価に係る評価フロー図 (地震)

b. 影響緩和機能の抽出および収束シナリオの特定

選定した各起因事象に対して、事象の影響緩和に必要な機能を抽出し、イベントツリーを作成の上、事象の進展を収束させる収束シナリオを特定する。

なお、炉心にある燃料に対するイベントツリーは、これまでのP S Aで用いられている成功基準、事故シーケンス分析の結果に基づき展開された各起因事象に対するイベントツリーを基本にして作成する。

c. 起因事象、影響緩和機能に関連する設備等の抽出

評価対象とする建屋、系統、機器（以下「設備等」という。）は、燃料の重大な損傷に係る耐震Sクラス設備および燃料の重大な損傷に関係し得るその他のクラスの設備等とする。（添付5-(1)-1参照）

具体的には、a.項にて選定した各起因事象に直接関連する設備等に加え、フロントライン系<sup>\*1</sup>に必要な設備等およびサポート系<sup>\*2</sup>に必要な設備等について、各起因事象を収束させるのに必要なものを対象として抽出する。

※1：各イベントツリーの安全機能の達成に直接必要な影響緩和機能をフロントライン系という。例えば主給水喪失事象では原子炉停止、補助給水による蒸気発生器への給水、主蒸気逃がし弁による熱放出等がフロントライン系である。

※2：フロントライン系を機能させるために必要な電源や冷却水等をサポート系という。例えば、電動補助給水の機能達成に必要な監視、制御のための直流電源やポンプ駆動力のための交流電源等がサポート系である。

d. 起因事象、影響緩和機能に関連する設備等の耐震裕度の評価

(a) 検討条件

- ① 想定地震動は「発電用原子炉施設に関する耐震設計審査指針」に照らした既設発電用原子炉施設等の耐震安全性の評価（以下「耐震バックチェック」という。）において、泊発電所について策定した基準地震動 $S_s$ （以下「 $S_s$ 」という。）を用いる。
- ② 解析諸元は、設計時の値に加え、建設後の実寸法・物性値および試験などで得られた最新の知見についても用いることができる。
- ③ 各設備の評価値は、原則、 $S_s$ に対して行う。
- ④ 各設備の許容値は、以下のとおり、設計基準上の許容値を用いることを基本とする。
  - 構造強度に係る許容値は、既往の評価等で実績があるものを用いるが、必要に応じ、設計基準で定められた設計引張強さ ( $S_u$ ) を用いる。ただし、建設時の材料諸元を用いた許容値などについても、必要に応じ、妥当性を示すことで用いる。（ミルシートの適用等）
  - 動的機能維持に係る許容値は、耐震バックチェック評価等で実績の

ある許容値を用いる。また動的機能維持確認済加速度との比較に加え、解析による評価も適用する。

(b) 評価方法

- ① 当該評価対象設備の損傷モードに応じた地震動に対する応力等の評価値を求める。なお、構造損傷の評価の場合には、設備等の機能喪失を考慮する上で、最も耐震裕度が小さい部位の評価値を求める。
- ② 当該評価対象設備の損傷モードに対応する許容値を求める。
- ③ 評価対象設備毎に、評価値が許容値に達するのは $S_s$ の何倍の地震動に相当するかを算出し、耐震裕度を求める。

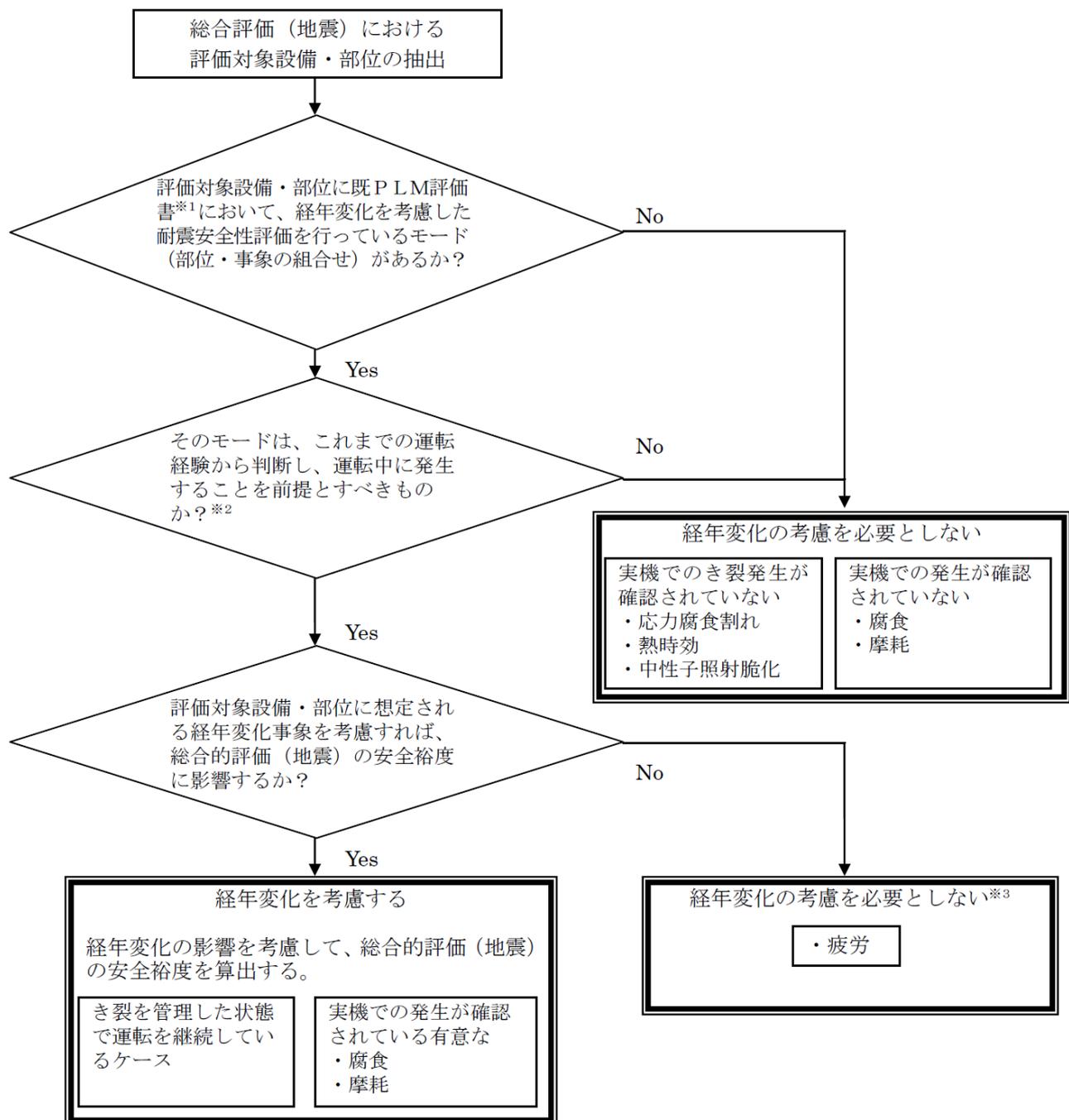
(c) 経年変化への対応

各設備等の耐震裕度評価において、経年変化の影響については、以下のとおり考慮することとし、その考え方に基づく抽出フローを、図 5-(1)-2 に示す。

- ① PWRプラントの高経年化技術評価（以下「PLM」という。）における耐震安全性評価の知見を踏まえ、設備等の評価対象部位の想定される耐震上考慮すべき経年変化事象を抽出する\*。

※：振動応答特性上または構造・強度上有意な事象として、靱性低下（照射脆化、熱時効）、応力腐食割れ（SCC）、疲労、腐食、摩耗が抽出される。

- ② ただし、以下については考慮しないものとする。
  - i PLMにおける耐震安全性評価では、仮想き裂や、実際には認められていない腐食量等を安全側に想定した評価を行う場合があるが、本評価時点において、き裂や腐食等が認められない場合は、考慮を必要としない。
  - ii 評価対象設備における疲労については、プラント運転と地震により生じるものを評価しているが、相対的にプラント運転により生じるものが支配的である。また、設計時点で設定したプラント運転による設計過渡回数は、実機が受けた過渡回数と比較して、相当な余裕をもっており、地震による疲労累積係数の増分は、この設計余裕に十分吸収できると考えられることから、地震動による疲労は考慮を必要としない。
- ③ ①②において抽出された評価対象部位および耐震安全性評価上着目すべき経年変化事象の組合せを考慮し、耐震裕度を算出する。



- ※1：泊発電所においては、PLMを実施していないため、先行プラントでのPLM評価書を参照し、評価対象部位に想定される耐震安全性評価上着目すべき経年変化事象を抽出する。
- ※2：応力腐食割れ、熱時効、中性子照射脆化等、き裂が実際に存在して初めてその経年変化が問題となる事象については、発電用原子力設備規格「維持規格」による評価結果に基づき、き裂を検知しているものの、その進展・大きさを管理した状態で運転を継続しているケースを除き、考慮を必要としない。また、実機保全実績から経年変化が認められていない腐食等についても考慮を必要としない。
- ※3：総合評価（地震）の安全裕度評価結果に影響を与えず、かつ、実際に割れが発生するまでには、相当な設計裕度があると判断される「疲労」については、考慮を必要としない。

図 5-(1)-2 ストレステスト（耐震）における経年変化の影響考慮について

e. 起因事象発生に係る耐震裕度の特定

a. 項において選定した各起因事象について、d. 項で求めた各設備等の耐震裕度評価結果を用いて、どの程度の地震動でどのような起因事象が発生するかを特定する。

f. 影響緩和機能の耐震裕度の特定

e. 項で求めた各起因事象発生に係る耐震裕度が小さい起因事象から順にd. 項で求めた各設備等の耐震裕度評価結果を使用し、当該起因事象のイベントツリーに含まれる影響緩和機能の耐震裕度を特定する。具体的には、各影響緩和機能のフォールトツリーを作成し、各影響緩和機能を構成する各設備等の耐震裕度から、各影響緩和機能の耐震裕度を特定する。

g. 収束シナリオの耐震裕度の特定

f. 項で求めた各収束シナリオの影響緩和機能の耐震裕度から、各収束シナリオの耐震裕度を特定する。耐震裕度は、各収束シナリオに必要な各影響緩和機能の耐震裕度のうち、最も小さいものとなる。

h. 起因事象を起点とするイベントツリーの耐震裕度およびクリフエッジの特定

g. 項で求めた収束シナリオの耐震裕度から、当該起因事象を起点とするイベントツリーの耐震裕度（以下「イベントツリーの耐震裕度」という。）を特定する。当該イベントツリーの耐震裕度は、収束シナリオが複数ある場合には、各収束シナリオの耐震裕度の内、最も大きいものとなる。

各イベントツリーの耐震裕度の中の最も小さいものをクリフエッジとして特定する。

なお、a. 項～c. 項において、燃料の重大な損傷に至る可能性のある全ての起因事象とその収束シナリオ、ならびに関連する設備等を抽出しており、これらの収束シナリオを一つずつ評価することで、クリフエッジを特定することができる。ただし、それぞれの起因事象に至る損傷対象設備が異なる結果、起因事象発生に係る耐震裕度も大小異なった値となることを踏まえると、クリフエッジを評価するためには、a. 項において抽出された起因事象に対して、耐震裕度の小さい起因事象から順にクリフエッジが特定されるまでの評価を実施すればよい。具体的には、あるイベントツリー（当該イベントツリー）の耐震裕度を特定した上で、次の起因事象がそれ以上の地震動により発生する場合には、次のイベントツリーの耐震裕度が、当該イベントツリーの耐震裕度を下回ることはないことから、当該イベントツリーの耐震裕度をクリフエッジとして特定することができる。

i. 事象の過程の進展を防止するための措置の効果の評価

特定されたクリフエッジへの対応を含め、燃料の重大な損傷に至る事象の過程の進展を防止するための措置について、多重防護の観点から、その効果を示す。

(3) 評価結果

検討を行うために必要な解析諸元等については、添付 5-(1)-2 および添付 5-(1)-3 のとおりである。

(3) - 1 炉心にある燃料に対する評価結果

a. 起回事象の選定結果

地震 P S A 学会標準に基づき、地震を起因として炉心損傷に至る起回事象として、以下の 9 事象を選定した。(図 5-(1)-3 参照)

【起回事象】

- 主給水喪失
- 外部電源喪失
- 補機冷却水の喪失
- 2 次冷却系の破断
- 大破断 L O C A
- 中破断 L O C A
- 小破断 L O C A
- 格納容器バイパス
- 炉心損傷直結

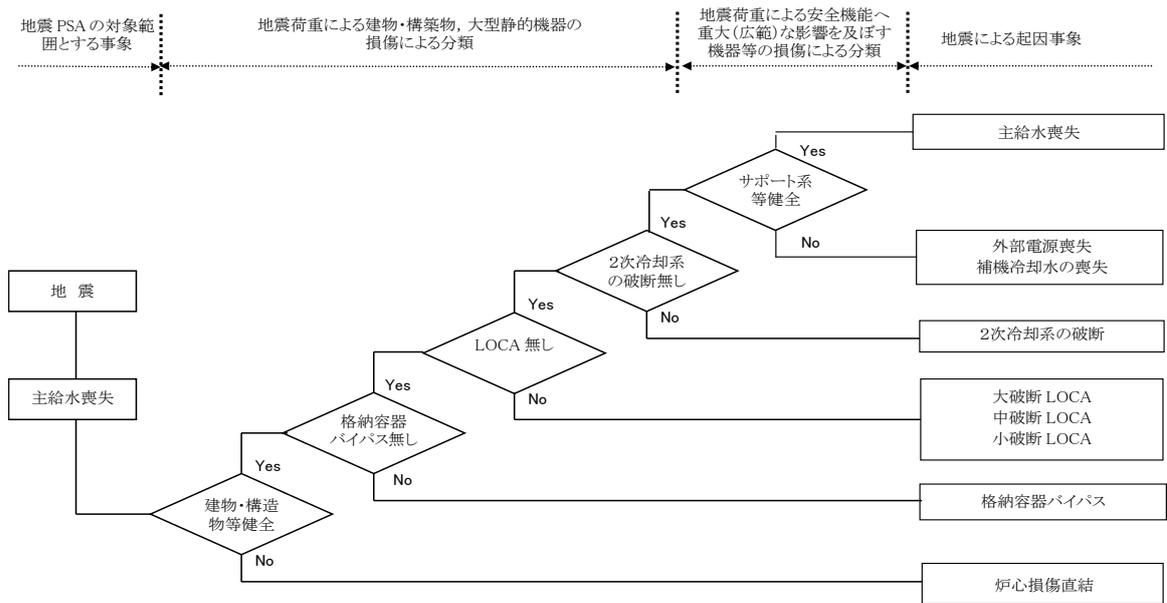


図 5-(1)-3 炉心損傷に至る起因事象選定フロー

今回選定した上記の起因事象と、「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に示される安全評価に基づき、定期安全レビュー、アクシデントマネジメント整備有効性評価等でこれまで評価を実施している内的事象 P S Aにおける起因事象との関連を図 5-(1)-4 に整理した。

「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する  
審査指針」における起因事象

内的事象 PSA における起因事象  
(泊発電所1・2号機 定期安全レビューより)

地震を起因とした炉心損傷に至る起因事象

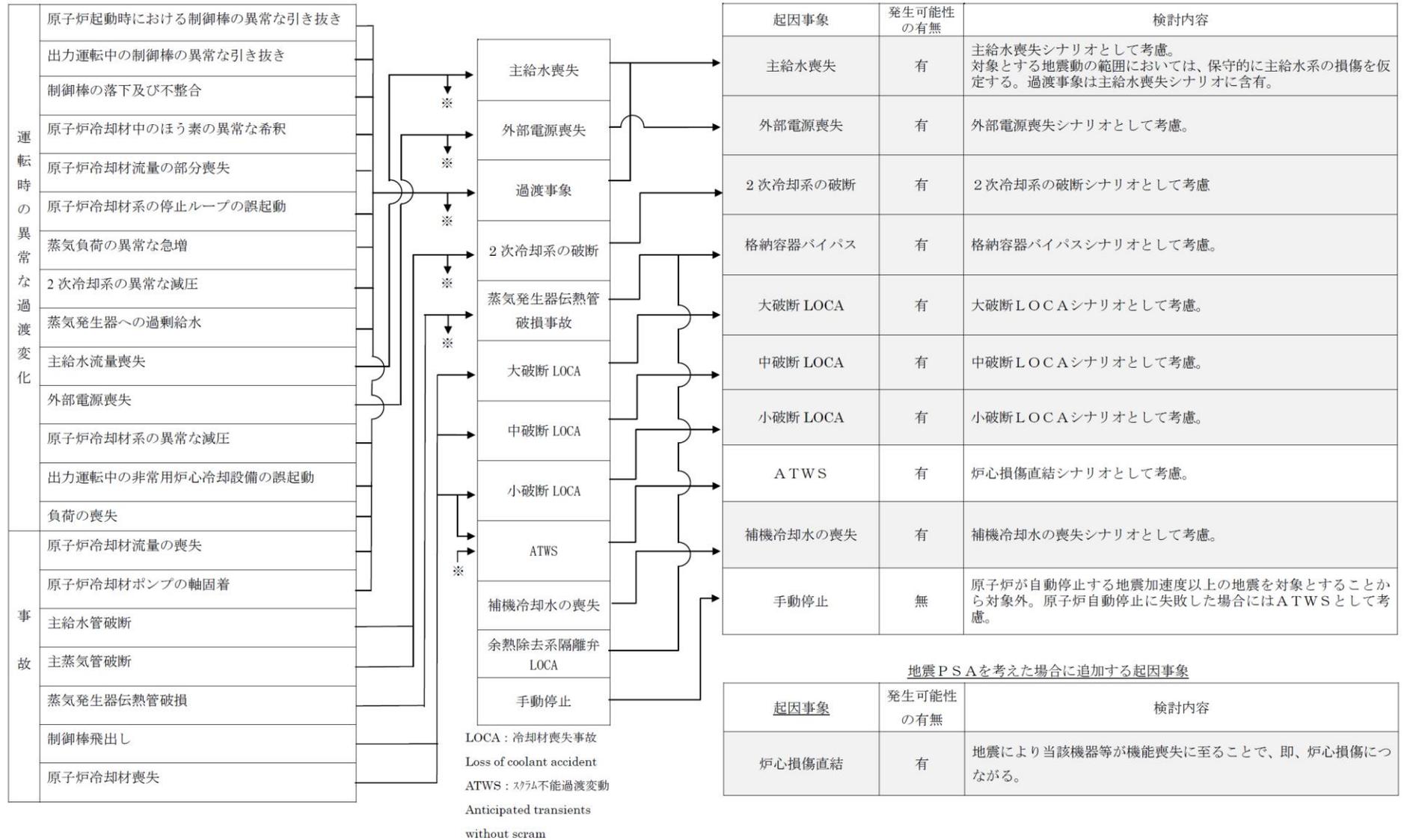


図 5-(1)-4 地震を起因とした炉心損傷に至る起因事象

b. 影響緩和機能の抽出および収束シナリオの特定結果

上記の各起因事象について、事象の影響緩和に必要な機能を抽出し、添付 5-(1)-4 のとおりイベントツリーを作成し、収束シナリオを特定した。収束シナリオの特定においては、炉心の未臨界性が確保され、かつ、燃料が安定、継続的に冷却される状態に至るシナリオを収束シナリオ（冷却成功）とし、この状態に至らないシナリオを燃料の重大な損傷に至るシナリオ（炉心損傷）とした。

なお、「格納容器バイパス」および「炉心損傷直結事象」については影響緩和機能に期待せず、炉心損傷に至るとみなすことからイベントツリーは作成していない。

c. 起因事象、影響緩和機能に関連する設備等の抽出結果

起因事象および影響緩和機能（フロントライン系およびサポート系）に関連する設備等を添付 5-(1)-5 の設備欄のとおり抽出した。

d. 起因事象、影響緩和機能に関連する設備等の耐震裕度の評価結果

c. 項にて抽出した設備等の耐震裕度について、添付 5-(1)-5 に整理した。また、影響緩和機能については、フロントライン系とそれに必要なサポート系の関連を整理した表を添付 5-(1)-6 に示すとともに、これら設備等の関係について添付 5-(1)-7 にまとめた。

なお、安全機能に影響を及ぼさない、もしくは明らかに耐震裕度が大きく、クリフエッジ評価に影響を及ぼさないと考えられる一部の設備については抽出対象としないが、その設備および理由については添付 5-(1)-8 のとおりである。

e. 起因事象発生に係る耐震裕度の特定結果

各起因事象について、各設備等の耐震裕度の評価結果を用いて、S s の何倍でどのような起因事象が発生するか、表 5-(1)-1 のとおり特定した。

「主給水喪失」、「外部電源喪失」については、耐震Cクラス設備等の破損により発生することから、S s までの地震動で発生すると想定した。

起因事象として、まずはS s までの地震動で発生する「主給水喪失」、「外部電源喪失」を対象に評価を実施することとした。なお、S s の地震動下において外部電源が期待できないことを考えると「主給水喪失」と「外部電源喪失」のイベントツリーは、添付 5-(1)-4 に示すとおり同様のものとなる。したがって、「主給水喪失」、「外部電源喪失」の評価は「外部電源喪失」にまとめて実施することとした。

表 5-(1)-1 各起回事象の対象設備および耐震裕度一覧(地震:炉心損傷)

起回事象	設 備	裕度 (× S s)
主給水喪失	工学的判断※	1.0 未満
外部電源喪失	工学的判断※	1.0 未満
炉心損傷直結	原子炉建屋、原子炉補助建屋	2
小破断 LOCA	原子炉容器 (空気抜管台)	2.06
補機冷却水の喪失	原子炉補機冷却海水ポンプ	2.08
中破断 LOCA	高圧注入系配管 (C/L側) 他	2.11
2次冷却系の破断	補助給水系配管	2.11
格納容器バイパス	蒸気発生器 (内部構造物)	2.13
大破断 LOCA	1次冷却材管 (加圧器サージ管台)	2.14

※: S s 以上の場合、主給水ポンプ、碍子等の設備が損傷に至ると想定する。

f. 影響緩和機能の耐震裕度の特定結果

「外部電源喪失」の各影響緩和機能のフロントライン系とサポート系の耐震裕度を整理の上(添付 5-(1)-9 参照)、各影響緩和機能をフォールトツリーに展開し、各影響緩和機能を構成する機能の耐震裕度を求める(添付 5-(1)-10 参照)とともに、それぞれの影響緩和機能に対する耐震裕度評価を行った。(添付 5-(1)-11 参照)

g. 収束シナリオの耐震裕度の特定結果

「外部電源喪失」の以下の収束シナリオ(成功パス)①～③の耐震裕度について評価を行った。

- ① 起回事象発生後、原子炉停止および非常用ディーゼル発電機の起動が成功し、非常用所内電源からの給電がなされている状態で、電動、タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への給水が行われる。主蒸気逃がし弁が中央制御室からの手動操作により開放され、2次系による冷却が行われる。この状態で充てん系によるほう酸の添加を行い、未臨界性を確保した上で余熱除去系による冷却が可能な温度、圧力まで低減させ、余熱除去系を用いた1次系冷却を行う。この状態では未臨界性を確保した上で海を最終ヒートシンクとした安定・継続的な冷却が行われており、燃料の重大な損傷に至る事態は回避される。
- ② 起回事象発生後、原子炉停止および非常用ディーゼル発電機の起動が成功し、非常用所内電源からの給電がなされている状態で、①で期待していた

電動またはタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への給水、主蒸気逃がし弁による熱放出、充てん系によるほう酸の添加、余熱除去ポンプによる冷却運転のいずれかに失敗した場合、高圧注入ポンプの起動、加圧器逃がし弁の開放、格納容器スプレイポンプの起動を中央制御室からの手動操作により行い、燃料取替用水タンクのほう酸水を注入し、1次系の冷却を行う。ほう酸水注入の後、再循環への切り替えを行い、余熱除去ポンプのブースティングによる高圧注入ポンプの運転および格納容器スプレイによる継続した1次系冷却を行う。この状態では、未臨界性が確保された上で海を最終ヒートシンクとした安定・継続的な冷却が行われており、燃料の重大な損傷に至る事態は回避される。

- ③ 起因事象発生後、原子炉停止に成功するが、地震により非常用所内電源からの電源供給が喪失し、全交流電源喪失に至る場合または②で期待していた高圧注入による原子炉への給水、加圧器逃がし弁による熱放出、格納容器スプレイによる格納容器除熱、高圧注入による再循環炉心冷却、格納容器スプレイによる再循環格納容器冷却のいずれかに失敗した場合、タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への給水が行われ、現場での手動操作により主蒸気逃がし弁を開放し、2次系による冷却が行われる。蓄圧タンクのほう酸水を添加し、未臨界性を確保し、バッテリーの枯渇までに、緊急安全対策で配備した移動発電機車による給電を行うとともに、蓄圧タンク出口弁を中央制御室からの手動操作により閉止する。また、補助給水タンク枯渇までに、緊急安全対策で整備した代替給水によって海水を補助給水タンクに補給することにより、2次系冷却を継続する。この状態では未臨界性が確保された上で、最終的には海水を水源とした安定、継続的な2次系冷却が行われており、燃料の重大な損傷に至る事態は回避される。

以上の収束シナリオについては、いずれにおいても電源供給に必要なパワーセンタの耐震裕度（1.86 S s）が最小裕度となり、これが機能喪失する結果、影響緩和機能に関連する設備への電源が供給されないため、1.86 S s以上の地震に見舞われた場合には燃料の重大な損傷に至ると評価された。

#### h. 起因事象を起点とするイベントツリーの耐震裕度およびクリフエッジの特定結果

「外部電源喪失」の次に大きな地震動で発生する起因事象は、影響緩和機能に期待できない「炉心損傷直結」であるが、この発生に係る耐震裕度は2 S s（原子炉建屋等の損傷）であり、「外部電源喪失」のイベントツリーの耐震裕度1.86 S sよりも大きいことから、炉心にある燃料に対する重大な損傷

を防止する観点では、「外部電源喪失」のイベントツリーの耐震裕度である1.86 S s がクリフエッジとして特定された。

i. 事象の過程の進展を防止する措置の効果の評価結果

h. 項までの検討において特定されたクリフエッジは、福島第一原子力発電所事故を踏まえて整備を行った緊急安全対策整備後の状態に対して評価を行ったものである。ここではクリフエッジへの対応、事象の過程の進展を防止するための措置ともなる緊急安全対策のクリフエッジ効果について検討する。

緊急安全対策のクリフエッジへの効果を検討するために、緊急安全対策整備を考慮しないイベントツリーを作成するとともに、各影響緩和機能の耐震裕度を添付5-(1)-12に示す。

緊急安全対策実施前後の比較を行った結果、耐震裕度は変わらないものの、次のとおり、燃料の重大な損傷を防止する手段の更なる多重化が図られ、緊急安全対策による事象の過程の進展を防止する効果を確認することができた。

緊急安全対策として実施した移動発電機車の配備・代替給水手段の整備により、非常用ディーゼル発電機による非常所内用電源からの給電が失敗した場合においても、移動発電機車からの給電が可能となることおよび代替給水によって海水による冷却水の継続的な補給が可能となる。

これにより、燃料の重大な損傷に至ることを防止するための手段が新たに整備された。

(3) - 2 S F Pにある燃料に対する評価結果

a. 起因事象の選定結果

地震を起因としてS F Pの燃料の損傷に至る起因事象として、以下の4事象を選定した。

【起因事象】

- 外部電源喪失
- S F P冷却機能喪失
- 補機冷却水の喪失
- S F P損傷

b. 影響緩和機能の抽出および収束シナリオの特定結果

上記の各起因事象について、事象の影響緩和に必要な機能を抽出し、添付5-(1)-13のとおり、イベントツリーを作成し、収束シナリオを特定した。収束シナリオの特定においては、S F Pの未臨界性が確保され、かつ、燃料が

安定、継続的に冷却される状態に至るシナリオを収束シナリオ（冷却成功）とし、この状態に至らないシナリオを燃料の重大な損傷に至るシナリオ（燃料損傷）とした。なお、「SFP損傷」については影響緩和機能に期待せず、燃料の重大な損傷に至ると見なすことからイベントツリーは作成していない。

c. 起回事象、影響緩和機能に関連する設備等の抽出結果

起回事象および影響緩和機能（フロントライン系およびサポート系）に関連する設備等を添付 5-(1)-14 の設備欄のとおり抽出した。

d. 起回事象、影響緩和機能に関連する設備等の耐震裕度の評価結果

c. 項にて抽出した設備等の耐震裕度について、添付 5-(1)-14 に整理した。また、影響緩和機能については、フロントライン系とそれに必要なサポート系の関連を整理した表を添付 5-(1)-15 に示すとともに、これらの設備等の関係について添付 5-(1)-16 にまとめた。

なお、安全機能に影響を及ぼさない、もしくは明らかに耐震裕度が大きく、クリフエッジ評価に影響を及ぼさないと考えられる一部の設備については抽出対象としないが、その設備および理由については添付 5-(1)-8 のとおりである。

e. 起回事象発生に係る耐震裕度の特定結果

各起回事象について、各設備等の耐震裕度の評価結果を用いて、S<sub>s</sub>の何倍でどのような起回事象が発生するか、表 5-(1)-2 のとおり特定した。「外部電源喪失」、「SFP冷却機能喪失」については、耐震B、Cクラス設備等の破損により発生することから、S<sub>s</sub>までの地震動で発生すると想定した。

起回事象として、まずはS<sub>s</sub>までの地震動で発生する「外部電源喪失」、「SFP冷却機能喪失」を対象に評価を実施することとした。なお、S<sub>s</sub>地震下において外部電源が期待できないことを考えると「SFP冷却機能喪失」と「外部電源喪失」のイベントツリーは、添付 5-(1)-13 に示すとおり同様のものとなる。したがって、「SFP冷却機能喪失」、「外部電源喪失」の評価は、「外部電源喪失」にまとめて評価を実施することとした。

表5-(1)-2 各起回事象の対象設備および地震裕度一覧（地震：SFP燃料損傷）

起回事象	設 備	裕度（×S <sub>s</sub> ）
外部電源喪失	工学的判断*	1.0 未満
SFP冷却機能喪失	工学的判断*	1.0 未満
SFP損傷	SFP	2
補機冷却水の喪失	原子炉補機冷却海水ポンプ	2.08

※：S<sub>s</sub>以上の場合、碍子、SFP冷却系配管等の設備が必ず損傷に至ると想定する。

f. 影響緩和機能の耐震裕度の特定結果

「外部電源喪失」の各影響緩和機能のフロントライン系とサポート系の耐震裕度を整理の上（添付5-(1)-17参照）、各影響緩和機能をフォールトツリーに展開し、各影響緩和機能を構成する機能の耐震裕度を求める（添付5-(1)-18参照）とともに、それぞれの影響緩和機能に対する耐震裕度評価を行った。（添付5-(1)-19参照）

g. 収束シナリオの耐震裕度の特定結果

「外部電源喪失」の以下の収束シナリオ（成功パス）①、②の耐震裕度について評価を行った。

- ① 起回事象発生後、非常用ディーゼル発電機の起動が成功し、非常用所内電源からの給電がなされている状態で、燃料取替用水ポンプを用いて燃料取替用水タンクのほう酸水をSFPに注入することにより、安定、継続的な冷却が行われ、燃料の重大な損傷に至る事態は回避される。
- ② 起回事象発生の後、地震により非常用所内電源からの電源供給が喪失することにより、燃料取替用水ポンプを用いて燃料取替用水タンクのほう酸水をSFPに注入することが困難になるため、緊急安全対策にて整備した代替給水により海水をSFPに供給することにより、安定、継続的な冷却が行われ、燃料の重大な損傷に至る事態は回避される。

以上の収束シナリオより、「外部電源喪失」のイベントツリーに対しては、緊急安全対策により影響緩和が可能であると考えられ、代替給水に用いる仮設ポンプ等については、地震による影響を受けないよう保管していることから、地震によるクリフエッジは特定されないと評価された。

h. 起因事象を起点とするイベントツリーの耐震裕度およびクリフエッジの特定結果

g. 項より、「外部電源喪失」のイベントツリーの耐震裕度については、緊急安全対策により地震による特段の影響は特定されないものの、次に大きな地震動で発生する起因事象である「SFP損傷」においては、2S s以上で重大な燃料の損傷に至ると考えられる。

このため、SFPにある燃料に対する重大な損傷を防止する観点では、「SFP損傷」の耐震裕度である2S sがクリフエッジとして特定された。

i. 事象の過程の進展を防止する措置の効果の評価結果

h. 項までの検討において特定したクリフエッジは、福島第一原子力発電所事故を踏まえて整備を行った緊急安全対策整備後の状態に対して評価を行ったものである。ここではクリフエッジへの対応、事象の過程の進展を防止するための措置でもある緊急安全対策のクリフエッジへの効果について検討する。

緊急安全対策のクリフエッジへの効果を検討するために、緊急安全対策整備を考慮しないイベントツリーを作成するとともに、各影響緩和機能の耐震裕度を添付5-(1)-20に示す。

緊急安全対策実施前後の比較を行った結果、緊急安全対策実施前においては、燃料取替用水ポンプを用いたSFPへの給水機能が喪失する結果、燃料の重大な損傷に至ると評価され、そのクリフエッジは1.86S sと特定された。一方、緊急安全対策実施後においては、燃料取替用水ポンプの機能が喪失した場合においても、仮設ポンプ等を用いたSFPへの海水の補給により、燃料取替用水ポンプに頼らない冷却水補給が可能であり、クリフエッジが大きくなった。

以上より、緊急安全対策実施前後で、地震によるクリフエッジは改善されるとともに、燃料の重大な損傷に至ることを防止するための多重防護措置がとられており、緊急安全対策の効果について確認することができた。

(4) 評価結果のまとめ

以上より、地震に対するクリフエッジは、炉心にある燃料に対しては1.86S s、また、SFPにある燃料に対しては、2S sであると特定されたことから、プラント全体としての地震に対するクリフエッジは1.86S sであると特定された。

また、本評価において、これまで実施してきた緊急安全対策が有効に機能し、炉心にある燃料に対しては、重大な損傷に至ることを防止するための多

重防護措置が取られていること、また、SFPにある燃料に対してはクリフエッジが改善されたことについても確認することができた。

今回の評価においてクリフエッジ機器となったパワーセンタの耐震裕度は、過去に実施した加振試験での動作確認範囲の上限に基づくものであり、実際に機能喪失に至る値には未だ余裕があるものと見込まれる。今後、研究等により、耐震裕度をより正確に把握する取り組みを行う。

## 5. 2 津波

### (1) 評価実施事項

- a. 津波高さが、土木学会「原子力発電所の津波評価技術」（平成14年）を用いて評価した設計想定津波の高さ（設計津波高さ）を超える程度に応じて、安全上重要な建屋、系統、機器等および燃料の重大な損傷に関係し得るその他の建屋、系統、機器等が損傷・機能喪失するか否かを設計津波高さ等との比較もしくは津波P S Aの知見等を踏まえて評価する。
- b. a. 項の評価結果を踏まえて、発生する起因事象により燃料の重大な損傷に至る事象の過程を同定し、クリフエッジの所在を特定する。また、そのときの津波高さを明らかにする。
- c. 特定されたクリフエッジへの対応を含め、燃料の重大な損傷に至る事象の過程の進展を防止するための措置について、多重防護の観点から、その効果を示す。

### (2) 評価方法

炉心にある燃料とS F Pにある燃料を対象に、以下の評価を実施する。(図5-(2)-1 参照)

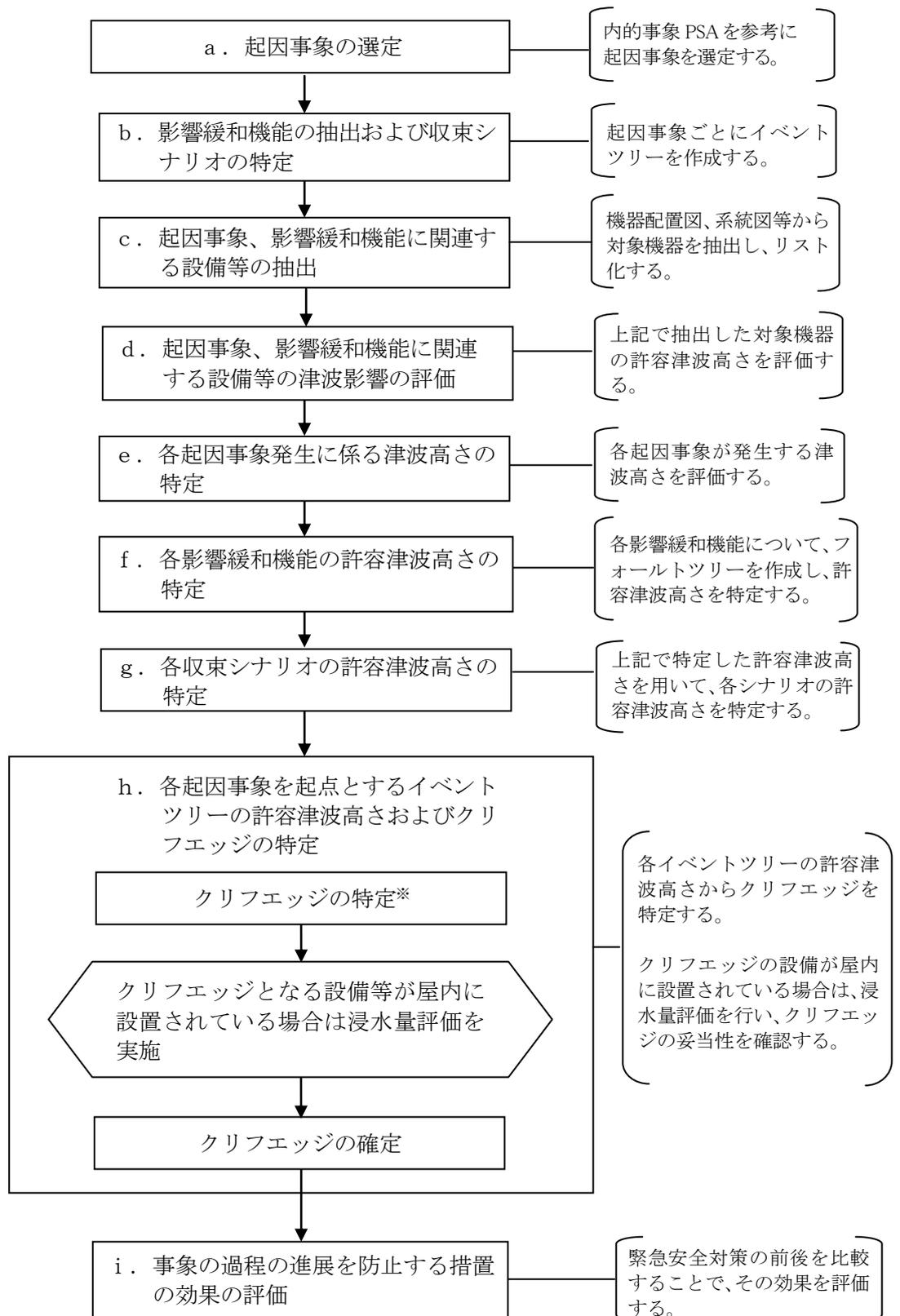
#### a. 起因事象の選定

##### (a) 炉心にある燃料

発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針に示される安全評価事象、定期安全レビューやアクシデントマネジメント整備有効性評価等でこれまで実施している内の事象P S Aでの起因事象、および津波の影響として固有で考慮すべき事象について勘案した上で、津波を起因として炉心損傷に至る起因事象を選定する。

##### (b) S F Pにある燃料

S F Pの燃料の損傷に至る事象として、S F P冷却系の機能喪失、S F P保有水の流出を考慮する。S F P冷却系の機能喪失の原因として、S F Pポンプ・S F P冷却器等の故障およびS F P冷却系の運転をサポートする機器の故障を考慮して起因事象を選定する。なお、S F P保有水の流出の原因として、ピット本体の損傷等が考えられるものの、津波を起因としてピット本体が破損することは考えにくいため、起因事象としては考慮しない。



※各イベントツリーの許容津波高さのうち、最も小さいものがクリフエッジとなる。

図 5-(2)-1 クリフエッジ評価に係る評価フロー図 (津波)

b. 影響緩和機能の抽出および収束シナリオの特定

選定した各起因事象に対して、事象の影響緩和に必要な機能を抽出し、イベントツリーを作成の上、事象の進展を収束させる収束シナリオを特定する。なお、炉心にある燃料に対するイベントツリーは、これまでのP S Aで用いられている成功基準、事故シーケンス分析の結果に基づき展開された各起因事象に対するイベントツリーを基本にして作成する。

c. 起因事象、影響緩和機能に関連する設備等の抽出

評価対象とする設備等は、燃料の重大な損傷に係る耐震Sクラス設備および燃料の重大な損傷に関係し得るその他のクラスの設備等とする。(添付5-(2)-1参照)

なお、耐震Sクラスの設備等のうち、格納容器内に設置されている設備等については、格納容器は水密化されており、津波によりこれらの設備等が機能喪失することはないので、評価対象外とする。

また、容器、配管など構造上浸水による影響を受けない設備についても評価対象外とする。

なお、S F P冷却系の設備等については、燃料の重大な損傷に関係し得るその他のクラスではあるが、S F Pの燃料の損傷に至る事象に関連することから、評価対象とする。

具体的には、a. 項にて選定した各起因事象に直接関連する設備等に加え、フロントライン系に必要な設備等およびサポート系に必要な設備等について、各起因事象を収束させるのに必要なものを対象として抽出する。

d. 起因事象、影響緩和機能に関連する設備等の津波影響の評価

抽出した各設備等について、津波に対する損傷モード（水位上昇による浸水、水位低下による取水性への影響等）を考慮の上、設備が機能維持できる津波高さ（以下「許容津波高さ」という。）を、以下の方法および検討条件で評価する。ここで、津波高さとは、設備の設置場所や浸水口の位置における水位を表現している。

(a) 当該評価に必要な設備等について、設置場所、設置高さおよび浸水口高さを調査する。

(b) 津波の高さが許容津波高さを超えると、当該設備等は機能喪失するものとし、設計津波高さの何倍の津波で設備が損傷・機能喪失するかを設備ごとに評価する。この評価にあたって、緊急安全対策として実施した扉や貫通部のシール施工の効果等を考慮する。なお、泊発電所については、安全上重要な設備に対してT.P. 15.0mまでの高さまで上記シール施工等

を実施している。

(c) 設計津波高さは、土木学会「原子力発電所の津波評価技術」(平成 14 年)を用いて評価する。

e. 各起因事象発生に係る津波高さの特定

a. 項において選定した各起因事象について、d. 項で求めた各設備等の許容津波高さの評価結果を用いて、どの程度の津波高さでどのような起因事象が発生するかを特定する。

f. 各影響緩和機能の許容津波高さの特定

e. 項で求めた各起因事象発生時の津波高さが小さい起因事象から順に、d. 項で求めた各設備等の許容津波高さの評価結果を使用し、当該起因事象のイベントツリーに含まれる影響緩和機能の許容津波高さを特定する。

具体的には、各影響緩和機能のフォールトツリーを作成し、各影響緩和機能を構成する各設備等の許容津波高さから、各影響緩和機能の許容津波高さを特定する。

g. 各収束シナリオの許容津波高さの特定

f. 項で求めた各収束シナリオの影響緩和機能の許容津波高さから、各収束シナリオの許容津波高さを特定する。なお、許容津波高さは、収束シナリオに必要な各影響緩和機能の許容津波高さのうち、最も小さいものとなる。

h. 各起因事象を起点とするイベントツリーの許容津波高さおよびクリフエッジの特定

g. 項で求めた収束シナリオの許容津波高さから、当該起因事象を起点とするイベントツリーの許容津波高さ(以下「イベントツリーの許容津波高さ」という。)を特定する。なお、当該イベントツリーの許容津波高さは、収束シナリオが複数ある場合には、各シナリオの許容津波高さのうち、最も大きいものとなる。

各イベントツリーの許容津波高さの中から、クリフエッジを特定する。クリフエッジは各イベントツリーの許容津波高さの中の最も小さいものとなる。

なお、a. 項～c. 項において、燃料の重大な損傷に至る可能性のある全ての起因事象とそのシナリオ、および関連する設備等を抽出しており、これらのシナリオを一つずつ評価することで、クリフエッジを特定するこ

とができる。ただし、それぞれの起回事象に至る損傷対象設備が異なる結果、起回事象発生に係る許容津波高さも大小異なった値となることを踏まえると、クリフエッジを評価するためには、a. 項において抽出された起回事象に対して、許容津波高さの小さい起回事象から順にクリフエッジが特定されるまでの評価を実施すればよい。

具体的には、あるイベントツリー（当該イベントツリー）の許容津波高さを特定した上で、次の起回事象がそれ以上の津波高さにより発生する場合においては、次のイベントツリーの許容津波高さが、当該イベントツリーの許容津波高さを下回ることにはないことから、当該イベントツリーの許容津波高さをクリフエッジとして特定することができる。

また、クリフエッジとなる許容津波高さで影響を受ける設備等が屋内に設置されている場合は、当該設備等の設置区画への浸水量等を詳細に評価することで、クリフエッジとして特定した津波高さの妥当性を確認する。

具体的には以下のとおり評価する。

- (a) 当該設備等の設置区画の浸水口高さおよび津波高さから、当該設備等の設置区画の扉が区画外部から浸水を受ける時間（浸水継続時間）を算出する。
- (b) (a) 項の浸水継続時間中の浸水口に対する津波の水位および当該扉の仕様をもとに、建屋内への浸水量を算出する。
- (c) (b) 項の浸水量および当該区画の面積から、当該区画の浸水高さを算出し、当該設備等の機能への影響を確認する。
- (d) なお、緊急安全対策として実施した扉や貫通部のシール施工等の範囲を超える高さの津波に対しては、海水が建屋内に浸入し、主要な設備等を機能喪失させるとの保守的な仮定のもと、上記施工範囲を津波高さの上限とする。

#### i. 事象の過程の進展を防止する措置の効果の評価

特定されたクリフエッジへの対応を含め、燃料の重大な損傷に至る事象の過程の進展を防止するための措置について、多重防護の観点から、その効果を示す。

### (3) 評価結果

評価の前提条件となる泊発電所の設計津波高さは、T.P. 9.8m である。（添付 5-(2)-2 参照）

また、泊発電所 1 号機の敷地レベルと主要な機器等の配置レベルを添付 5-(2)-3 に示す。

(3) - 1 炉心にある燃料に対する評価結果

a. 起因事象の選定結果

津波を起因として炉心損傷に至る起因事象として、下記の5つの事象を選定した。(図 5-(2)-2 参照)

**【起因事象】**

- 主給水喪失
- 外部電源喪失
- 過渡事象
- 補機冷却水の喪失
- 炉心損傷直結

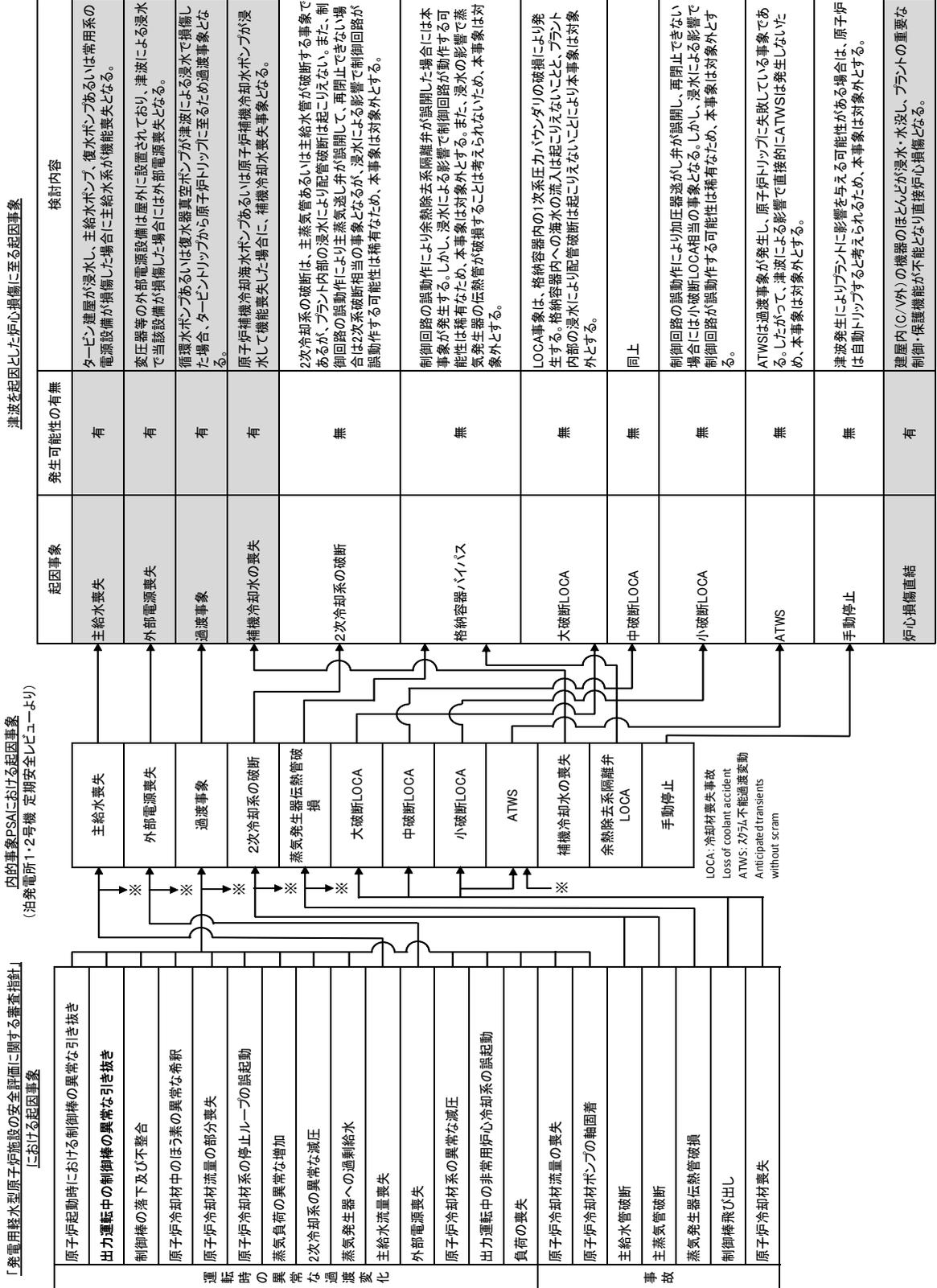


図 5-(2)-2 津波を起因とした炉心損傷に至る起因事象

b. 影響緩和機能の抽出および収束シナリオの特定結果

上記の各起因事象について、事象の影響緩和に必要な機能を抽出し、添付 5-(2)-4 のとおり、イベントツリーを作成し、収束シナリオを特定した。

収束シナリオの特定においては、炉心の未臨界性が確保され、かつ、燃料が安定して継続的に冷却される状態に至るシナリオを収束シナリオ（冷却成功）とし、この状態に至らないシナリオを燃料の重大な損傷に至るシナリオ（炉心損傷）とした。

なお、「炉心損傷直結」については、影響緩和機能に期待せず、炉心損傷に至るとみなすことからイベントツリーは作成していない。

c. 起因事象、影響緩和機能に関連する設備等の抽出結果

起因事象および影響緩和機能（フロントライン系およびサポート系）に関連する設備等を添付 5-(2)-1 を参考に添付 5-(2)-5 の設備欄のとおり抽出した。

なお、添付 5-(2)-1 には、安全機能に影響を及ぼさず、クリフエッジ評価に影響を及ぼさないと考えられ、抽出対象としない一部の設備および理由についても示す。

d. 起因事象、影響緩和機能に関連する設備等の津波影響の評価結果

c. 項にて抽出した設備等の、設置場所、損傷モード、設置高さ、浸水口高さ、許容津波高さおよび裕度について、添付 5-(2)-5 の各欄のとおり整理した。また、フロントライン系とそれに必要なサポート系の関係を整理した表を添付 5-(2)-6 に示すとともに、これらの設備等の関係については、添付 5-(2)-7 のとおり図示する。

e. 各起因事象発生に係る津波高さの特定結果

各起因事象について、各設備等の許容津波高さの評価結果を用いて、どの津波高さでどの起因事象が発生するか、表 5-(2)-1 および表 5-(2)-2 のとおり特定した。

表 5-(2)-1 各起因事象の発生に係る設備の許容津波高さ (炉心)

起因事象	対象設備 (代表機器)	設置場所 (屋内/屋外)	許容津波高さ (m)
外部電源喪失	起動変圧器	屋外	T. P. 10. 0m
補機冷却水の喪失	原子炉補機冷却海水ポンプ	屋内	T. P. 10. 3m
主給水喪失	復水ポンプ	屋内	T. P. 10. 3m
過渡事象	循環水ポンプ	屋内	T. P. 10. 3m

表 5-(2)-2 津波高さと起因事象 (炉心)

津波高さ (m)	発生する起因事象	備考
T. P. 10. 0m 未満	—	—
T. P. 10. 0m～10. 3m 未満	外部電源喪失	—
T. P. 10. 3m～15. 0m 未満	外部電源喪失 補機冷却水の喪失 主給水喪失 過渡事象	—
T. P. 15. 0m～	外部電源喪失 補機冷却水の喪失 主給水喪失 過渡事象 炉心損傷直結	建屋内 (CV 外) の機器のほとんどが浸水・水没するため、プラントの重要な制御・保護機能が不能となり炉心損傷直結となる。

起因事象としては、

- ・まず、津波高さが T. P. 10m を超えると、起動変圧器等の機能喪失による「外部電源喪失」が発生する。
- ・次に、津波高さが T. P. 10. 3m を超えると、原子炉補機冷却海水ポンプの機能喪失による「補機冷却水の喪失」、復水ポンプ等の機能喪失による「主給水喪失」、循環水ポンプ等の機能喪失による「過渡事象」が発生する。
- ・さらに、T. P. 15. 0m を超えると、「炉心損傷直結」となる。

以上より、津波により発生を考慮すべき起因事象のイベントツリーとしては、以下の2つとなる。

- 外部電源喪失 (T. P. 10. 0m～10. 3m 未満)
- 外部電源喪失+補機冷却水の喪失+主給水喪失+過渡事象  
(津波高さ : T. P. 10. 3m～)

ここで、「主給水喪失」および「過渡事象」を起因事象とする事象進展に対する緩和機能は、「補機冷却水の喪失」の緩和機能に包絡されることから、「過渡事象」、「主給水喪失」、「補機冷却水の喪失」の評価は、「補機冷却水の喪失」にまとめて評価を実施する。

一方、想定津波を超える引き津波を想定した場合、循環水ポンプおよび原子炉補機冷却海水ポンプの水源が喪失し、これらの設備が損傷する可能性が考えられる。これに対しては、運転マニュアルとして、プラントをトリップさせ、潮位が戻るまで原子炉補機冷却海水ポンプの運転を停止するなどの手順が定められており、これによりプラントの安全性を確保できる。

なお、この操作に失敗した場合を想定したとしても、循環水ポンプおよび原子炉補機冷却海水ポンプの機能喪失のみが発生したことを考慮すればよいことから、この場合の評価は、上述の津波高さ T.P. 10.3m 以上で発生する「外部電源喪失+補機冷却水の喪失+主給水喪失+過渡事象」の押し津波による評価に包絡される。

f. 各影響緩和機能の許容津波高さの特定結果

e. 項で特定した

(a) 外部電源喪失

(津波高さ：T.P. 10.0m～10.3m 未満)

(b) 外部電源喪失+補機冷却水の喪失+主給水喪失+過渡事象

(津波高さ：T.P. 10.3m～)

の各影響緩和機能のフロントライン系とサポート系の許容津波高さを整理の上（添付 5-(2)-5 参照）、各影響緩和機能を添付 5-(2)-8 に示すフォールトツリーに展開し、各影響緩和機能を構成する機能の許容津波高さを求めるとともに、それぞれの影響緩和機能に対する許容津波高さの評価を行った。（添付 5-(2)-9 参照）

g. 各収束シナリオの許容津波高さの特定結果

f. 項で特定した影響緩和機能の許容津波高さから、各収束シナリオ（成功パス）の許容津波高さについて以下のとおり評価を行った。

(a) 外部電源喪失（津波高さ：T.P. 10.0m～10.3m 未満）について

起因事象発生の後、原子炉の停止に成功し、非常用所内電源からの給電が行われる。外部電源の喪失による非常用所内電源からの給電は、設計上想定している事象であり、補助給水系による SG への給水、主蒸気逃がし弁による熱放出、充てん系によるほう酸の添加

などにより、安定して継続的な冷却が行われることにより、燃料の重大な損傷に至る事態は回避される。

一方、非常用所内電源からの給電に失敗した場合は、全交流電源喪失となるが、この場合、タービン動補助給水ポンプによるSGへの給水が行われ、主蒸気逃がし弁は現場の手動操作により開放され、2次系による冷却が行われる。蓄圧タンクのほう酸水を注水し、未臨界性を確保するとともに、その後、緊急安全対策として配備した移動発電機車からの給電により、蓄圧タンク出口弁を中央制御室からの操作により閉止する。また、タービン動補助給水ポンプの水源である補助給水タンクが枯渇するまでに、緊急安全対策で配備した仮設ポンプ等を用いて補助給水タンクに海水等を補給することにより、2次系による冷却を継続する。この状態では未臨界性が確保された上で、安定して継続的な2次冷却が行われており、燃料の重大な損傷に至る事態は回避される。

以上より、本事象の許容津波高さはT.P. 15.0mであると特定された。

- (b) 外部電源喪失+補機冷却水の喪失+主給水喪失+過渡事象（津波高さ：T.P. 10.3m～）について

起因事象の後、原子炉の停止に成功するが、原子炉補機冷却海水ポンプの機能喪失に伴う非常用所内電源からの給電の失敗により全交流電源喪失となる。この場合、タービン動補助給水ポンプによるSGへの給水が行われ、主蒸気逃がし弁は現場の手動操作により開放され、2次系による冷却が行われる。蓄圧タンクのほう酸水を注水し、未臨界性を確保するとともに、その後、緊急安全対策として配備した移動発電機車からの給電により、蓄圧タンク出口弁を中央制御室からの操作により閉止する。また、タービン動補助給水ポンプの水源である補助給水タンクが枯渇するまでに、緊急安全対策で配備した仮設ポンプ等を用いて補助給水タンクに海水等を補給することにより、2次系による冷却を継続する。この状態では未臨界性が確保された上で、安定して継続的な2次冷却が行われており、燃料の重大な損傷に至る事態は回避される。

以上より、本事象の許容津波高さはT.P. 15.0mであると特定された。

h. 各起因事象を起点とするイベントツリーの許容津波高さおよびクリフエッジの特定結果

(a) 外部電源喪失（津波高さ：T.P. 10.0m～10.3m 未満）について

イベントツリーの許容津波高さ T.P. 15.0m は、本事象発生に係る津波高さ（T.P. 10.0m～10.3m 未満）以上であることから、本事象の進展過程においてクリフエッジは存在しない。

(b) 外部電源喪失＋補機冷却水の喪失＋主給水喪失＋過渡事象（津波高さ：T.P. 10.3m～）について

イベントツリーの許容津波高さ T.P. 15.0m は、本事象発生に係る津波高さ（T.P. 10.3m～）の範囲にあること、また、T.P. 15.0m を超えると、「炉心損傷直結」に至ることから、津波高さ T.P. 15.0m がクリフエッジとなる。

以上のことから、津波に対して、炉心にある燃料に対する重大な損傷を防止する観点では、津波高さ T.P. 15.0m がクリフエッジであると特定された。

上記クリフエッジとなる津波高さ T.P. 15.0m を決定している影響緩和機能を構成する設備等は、タービン動補助給水ポンプ等である。

これらの設備等については、原子炉建屋の T.P. 10.3m または原子炉補助建屋の T.P. 9.8m に設置されており、その許容津波高さは T.P. 15.0m としていることから、当該区画について、区画の扉からの浸水量等を算出し、浸水による設備等への影響について評価した。

その結果、許容津波高さ以下では、浸水による設備等への影響はないことから、クリフエッジとしての津波高さは、T.P. 15.0m であることが確認された。（添付 5-(2)-10 参照）

以上より、炉心にある燃料に対する重大な損傷を防止する観点では、津波に係るクリフエッジが存在し、その津波高さは T.P. 15.0m であり、設計津波高さ T.P. 9.8m に対する裕度は、約 1.5 倍と評価される。

i. 事象の過程の進展を防止する措置の効果の評価結果

h. 項までの検討において、当該プラントの炉心にある燃料に対する津波に係るクリフエッジを特定した。このクリフエッジは福島第一原子力発電所事故を踏まえて整備を行った緊急安全対策実施後の状態に対して評

価を行ったものである。

ここではクリフエッジへの対応、事象の過程の進展を防止するための措置でもある緊急安全対策のクリフエッジへの効果について検討する。

緊急安全対策のクリフエッジへの効果を検討するために、緊急安全対策の整備を考慮しないイベントツリーを作成した。「外部電源喪失」および「外部電源喪失+補機冷却水の喪失+主給水喪失+過渡事象」の起因事象に対して作成したイベントツリーおよび各影響緩和機能の許容津波高さを添付 5-(2)-11 に示す。

緊急安全対策実施前について、「外部電源喪失」発生時には、非常用所内電源からの給電により、収束シナリオ（成功パス）が存在するが、非常用所内電源からの給電に失敗した場合は、収束シナリオ（成功パス）は存在しない。

また、「外部電源喪失+補機冷却水の喪失+主給水喪失+過渡事象」発生時には、収束シナリオ（成功パス）が存在せず、起因事象が発生した段階において、原子炉補機冷却海水ポンプが機能喪失することにより、複数の補機の機能が喪失し、燃料の重大な損傷に至ると評価され、そのクリフエッジは T.P. 10.3m と特定された。

一方、緊急安全対策実施後は、「外部電源喪失」発生時に非常用所内電源からの給電機能が喪失した場合、あるいは「外部電源喪失+補機冷却水の喪失+主給水喪失+過渡事象」発生時においても、緊急安全対策として整備した移動発電機車による給電、および仮設ポンプ等を用いた補助給水タンクへの給水によるタービン動補助給水ポンプの水源の確保により、タービン動補助給水ポンプを用いた 2 次系による冷却が可能であり、かつ、緊急安全対策に必要とされるタービン動補助給水ポンプなどの機器が設置されている区画の扉および貫通部にシール施工を行ったことにより、クリフエッジとなる津波高さが T.P. 10.3m から T.P. 15.0m へ改善した。

以上より、緊急安全対策の効果について把握することができた。

(3) - 2 SFPにある燃料に対する評価結果

a. 起因事象の選定結果

津波を起因としてSFPの燃料損傷に至る起因事象として、以下の3つの事象を選定した。

【起因事象】

- 外部電源喪失
- SFP冷却機能喪失
- 補機冷却水の喪失

b. 影響緩和機能の抽出および収束シナリオの特定結果

上記の各起因事象について、事象の影響緩和に必要な機能を抽出し、添付5-(2)-12のとおり、イベントツリーを作成し、収束シナリオを特定した。

収束シナリオの特定においては、SFPの未臨界性が確保され、かつ、燃料が安定して継続的に冷却される状態に至るシナリオを収束シナリオ（冷却成功）とし、この状態に至らないシナリオを燃料の重大な損傷に至るシナリオ（燃料損傷）とした。

c. 起因事象、影響緩和機能に関連する設備等の抽出結果

起因事象および影響緩和機能（フロントライン系およびサポート系）に関連する設備等を添付5-(2)-1を参考に、添付5-(2)-5の設備欄のとおり抽出した。

なお、添付5-(2)-1には、安全機能に影響を及ぼさず、クリフエッジ評価に影響を及ぼさないと考えられ、抽出対象としない一部の設備および理由についても示す。

d. 起因事象、影響緩和機能に関連する設備等の津波影響の評価結果

c. 項にて抽出した設備等の、設置場所、損傷モード、設置高さ、浸水口高さ、許容津波高さおよび裕度について、添付5-(2)-5の各欄のとおり評価した。また、フロントライン系とそれに必要なサポート系の関連を整理した表を添付5-(2)-13に示すとともに、これらの設備等の関係については、添付5-(2)-14のとおり図示する。

e. 各起因事象発生に係る津波高さの特定結果

各起因事象について、各設備等の許容津波高さの評価結果を用いて、どの津波高さでどの起因事象が発生するか、表5-(2)-3および表5-(2)-4の

とおりに特定した。

表 5-(2)-3 各起因事象の発生に係る設備の許容津波高さ (S F P)

起因事象	対象設備 (代表機器)	設置場所 (屋内/屋外)	許容津波高さ (m)
外部電源喪失	起動変圧器	屋外	T. P. 10. 0m
補機冷却水の喪失	原子炉補機冷却海水ポンプ	屋内	T. P. 10. 3m
S F P 冷却機能喪失	使用済燃料ピットポンプ	屋内	T. P. 15. 0m

表 5-(2)-4 津波高さと起因事象 (S F P)

津波高さ (m)	発生する起因事象	備考
T. P. 10. 0m 未満	—	—
T. P. 10. 0m～10. 3m 未満	外部電源喪失	—
T. P. 10. 3m～15. 0m 未満	外部電源喪失 補機冷却水の喪失 (S F P 冷却機能喪失)	「補機冷却水の喪失」の発生に伴い、使用済燃料ピット冷却器が使用不可となり、従属的に「S F P 冷却機能喪失」が発生する。
T. P. 15. 0m～	外部電源喪失 補機冷却水の喪失 S F P 冷却機能喪失	—

起因事象としては、

- ・まず、津波高さが T. P. 10. 0m を超えると、起動変圧器等の機能喪失による「外部電源喪失」が発生する。
- ・次に、津波高さが T. P. 10. 3m を超えると、原子炉補機冷却海水ポンプの機能喪失による「補機冷却水の喪失」が発生し、従属的に「S F P 冷却機能喪失」が発生する。
- ・また、津波高さが T. P. 15. 0m を超えると、使用済燃料ピットポンプの機能喪失による「S F P 冷却機能喪失」が発生する。

以上より、津波により発生を考慮すべき起因事象のイベントツリーとしては、以下の2つとなる。

- 外部電源喪失 (T. P. 10. 0m～10. 3m 未満)
- 外部電源喪失+補機冷却水の喪失+S F P 冷却機能喪失  
(津波高さ : T. P. 10. 3m～)

ここで、「S F P 冷却機能喪失」を起因事象とする事象進展に対する緩和機能は、「補機冷却水の喪失」の緩和機能に包絡されることから、「補機冷却水の喪失」、「S F P 冷却機能喪失」の評価は、「補機冷却水の喪失」にまとめて評価を実施する。

f. 各影響緩和機能の許容津波高さの特定結果

e. 項で特定した

(a) 外部電源喪失

(津波高さ：T. P. 10. 0m～10. 3m 未満)

(b) 外部電源喪失+補機冷却水の喪失+S F P 冷却機能喪失

(津波高さ：T. P. 10. 3m～)

の各影響緩和機能のフロントライン系とサポート系の許容津波高さを整理の上（添付 5-(2)-5 参照）、各影響緩和機能を添付 5-(2)-15 に示すフォールトツリーに展開し、各影響緩和機能を構成する機能の許容津波高さを求めるとともに、それぞれの影響緩和機能に対する許容津波高さの評価を行った。（添付 5-(2)-16 参照）

g. 各収束シナリオの許容津波高さの特定結果

f. 項で特定した影響緩和機能の許容津波高さから、各収束シナリオ（成功パス）の許容津波高さについて以下のとおり評価を行った。

(a) 外部電源喪失（津波高さ：T. P. 10. 0m～10. 3m 未満）について

起因事象の後、非常用所内電源からの給電により S F P 冷却系による冷却もしくは燃料取替用水ポンプによる注水等により安定して継続的な冷却が行われることにより、燃料の重大な損傷に至る事態は回避される。

一方、非常用所内電源からの給電に失敗した場合は、全交流電源喪失となる。この場合、緊急安全対策として配備した仮設ポンプ等による S F P への注水により、安定して継続的な S F P の冷却が行われ、燃料の重大な損傷に至る事態は回避される。

以上より、本事象の許容津波高さは T. P. 31. 0m であると特定された。

(b) 外部電源喪失+補機冷却水の喪失+S F P 冷却機能の喪失

起因事象の後、原子炉補機冷却海水ポンプの機能喪失に伴う非常

用所内電源からの給電の失敗により全交流電源喪失となる。この場合、緊急安全対策として配備した仮設ポンプ等によるSFPへの注水により、安定して継続的なSFPの冷却が行われ、燃料の重大な損傷に至る事態は回避される。

以上より、本事象の許容津波高さはT.P.31.0mであると特定された。

h. 各起因事象を起点とするイベントツリーの許容津波高さおよびクリフエッジの特定結果

(a) 外部電源喪失（津波高さ：T.P.10.0m～10.3m未満）について

イベントツリーの許容津波高さT.P.31.0mは、本事象発生に係る津波高さ（T.P.10.0m～10.3m未満）以上であることから、本事象の進展過程においてクリフエッジは存在しない。

(b) 外部電源喪失＋補機冷却水の喪失＋SFP冷却機能喪失（津波高さ：T.P.10.3m～）について

イベントツリーの許容津波高さT.P.31.0mは、本事象発生に係る津波高さ（T.P.10.3m～）の範囲にあること、また、T.P.31.0mを超えると、仮設ポンプ等によるSFPへの注水に失敗することから、津波高さT.P.31.0mがクリフエッジとなる。

以上のことから、津波に対して、SFPにある燃料に対する重大な損傷を防止する観点では、津波高さT.P.31.0mがクリフエッジであると特定された。

なお、クリフエッジとなる津波高さT.P.31.0mを決定している影響緩和機能を構成する設備は、緊急安全対策で配備した仮設ポンプ等である。これらは津波の影響を受けない十分高い場所に保管されているため、津波の影響を受けないと考えられるが、ここでは当該設備の保管場所の設置高さであるT.P.31.0mをクリフエッジとしての津波高さとした。

以上より、SFPにある燃料に対する重大な損傷を防止する観点では、津波に係るクリフエッジが存在し、その津波高さはT.P.31.0mであり、設計津波高さT.P.9.8mに対する裕度は、約3.1倍と評価される。

i. 事象の過程の進展を防止する措置の効果の評価結果

h. 項までの検討において、当該プラントのSFPにある燃料に対する

津波に係るクリフエッジを特定した。このクリフエッジは福島第一原子力発電所事故を踏まえて整備を行った緊急安全対策実施後の状態に対して評価を行ったものである。

ここではクリフエッジへの対応、事象の過程の進展を防止するための措置でもある緊急安全対策のクリフエッジへの効果について検討する。

緊急安全対策のクリフエッジへの効果を検討するために、緊急安全対策の整備を考慮しないイベントツリーを作成した。「外部電源喪失」および「外部電源喪失+補機冷却水の喪失+SFP冷却機能喪失」の起因事象に対して作成したイベントツリーおよび各影響緩和機能の許容津波高さを添付5-(2)-17に示す。

緊急安全対策実施前について、「外部電源喪失」発生時には非常用所内電源からの給電により、収束シナリオ（成功パス）が存在するが、非常用所内電源からの給電に失敗した場合は、収束シナリオ（成功パス）は存在しない。

また、「外部電源喪失+補機冷却水喪失+SFP冷却機能喪失」発生時は、収束シナリオ（成功パス）が存在せず、起因事象が発生した段階において、原子炉補機冷却海水ポンプが機能喪失することにより、複数の補機の機能が喪失し、燃料の重大な損傷に至ると評価され、そのクリフエッジはT.P. 10.3mと特定された。

一方、緊急安全対策実施後は、「外部電源喪失」発生時に非常用所内電源からの給電機能が喪失した場合、あるいは「外部電源喪失+補機冷却水の喪失+SFP冷却機能の喪失」発生時においても、緊急安全対策として整備した仮設ポンプ等を用いたSFPへの注水が可能となり、クリフエッジとなる津波高さがT.P. 10.3mからT.P. 31.0mへ改善した。

以上より、緊急安全対策の効果について把握することができた。

#### (4) 評価結果のまとめ

津波に対するクリフエッジは、炉心にある燃料に対しては、津波高さT.P. 15.0mであると特定された。

また、SFPにある燃料に対しては、津波高さT.P. 31.0mであると特定された。

以上より、プラント全体としての津波に対するクリフエッジは、津波高さT.P. 15.0mであると特定された。

また、本評価において、これまで実施してきた緊急安全対策が有効に機能し、クリフエッジが改善されたことについても確認することができた。

**(参考)**

**【浸水対策の充実について】**

津波については、緊急安全対策として実施した扉等へのシール施工による建屋への浸水防止効果を考慮したものであることから、今後もその効果を維持していくため保守点検を確実に実施する。

また、安全上重要な機器が設置されているエリアについては、順次水密扉への取替えや防潮壁の設置等による浸水対策の強化を実施することとしている。

なお、泊発電所1、2号機の出入管理建屋入口などは既に水密扉への取替が完了しており、浸水対策の強化が図られている状況である。

さらに、浸水高さがT.P. 15mの津波が襲来しても敷地への浸水を防止するために、高さがT.P. 15m以上の防潮堤を敷地海岸部の全長約1.7kmにわたり新たに設置することとしており（平成26年度完成目処）、多重防護の観点での浸水対策を充実することとしている。

### 5. 3 地震と津波の重畳

#### (1) 評価実施事項

- a. 設計上の想定を超える地震とそれに引き続く設計上の想定を超える津波が発生した場合において、安全上重要な建屋、系統、機器等および燃料の重大な損傷に関係し得るその他の建屋、系統、機器等が損傷・機能喪失するか否かを設計上の想定との比較もしくは地震・津波 P S A の知見を踏まえて評価する。
- b. a. 項の評価結果を踏まえて、発生する起因事象により燃料の重大な損傷に至る事象の過程を同定し、クリフエッジの所在を特定する。また、その時の地震動、津波高さを明らかにする。
- c. 特定されたクリフエッジへの対応を含め、燃料の重大な損傷に至る事象の過程の進展を防止するための措置について、多重防護の観点から、その効果を示す。

#### (2) 評価方法

炉心にある燃料と S F P にある燃料を対象に、以下の評価を実施する。(図 5-(3)-1 参照)

なお、地震に伴い発生する津波を考えた場合、その地震と津波の大きさにはある程度の相関性があるものと考えられるが、それを定量的に示すには現段階でデータや知見等が十分ではなく、相関性を適切に考慮することは困難である。そのため、本評価においては、耐震裕度と許容津波高さのパラメータは、相互に独立のものとして扱い、両パラメータの全ての組み合わせを考慮することとする。本方法による評価は、地震と津波に対しあらゆる大きさの組み合わせを考慮しており、相関性を考慮した場合に比べ、安全側の評価となる。

##### a. 起因事象の選定

5. 1 項および 5. 2 項において実施した評価結果に基づき特定されたクリフエッジとしての耐震裕度までの範囲および許容津波高さまでの範囲で、発生する各起因事象を選定する。具体的には、地震または津波により引き起こされる起因事象に対する収束シナリオに対して、地震および津波の影響を評価する。

また、選定された各起因事象発生や各影響緩和機能に係る耐震裕度または許容津波高さについては、5. 1 項または 5. 2 項において評価した結果を用いる。

a. 起因事象の選定



b. 収束シナリオおよびクリフエッジの特定

STEP1. イベントツリーと収束シナリオの特定

選定した起因事象とイベントツリーから、収束シナリオを特定する。

STEP2. 収束シナリオでの緩和系に対する耐震裕度と許容津波高さの評価

各収束シナリオが成功するために必要な各緩和系の耐震裕度および許容津波高さの組み合わせ（重畳に対する耐力）を評価する。

STEP3. 各収束シナリオの重畳に対する耐力の特定

重畳に対する耐力について、耐震裕度の中で最小のものと、許容津波高さの中で最小のものとの組み合わせを、当該収束シナリオの重畳に対する耐力として特定する。

STEP4. 最も耐力を有する収束シナリオの特定

全ての収束シナリオの中から、最も重畳に対する耐力を有するシナリオおよび耐力を特定する。

STEP5. クリフエッジの特定

最も重畳に対する耐力を有するシナリオの耐力から、炉心およびSFPに対するクリフエッジを評価し、プラント全体の重畳に対するクリフエッジを特定する。



c. 事象の過程の進展を防止する措置の効果の評価

図 5-(3)-1 地震と津波の重畳のクリフエッジ評価に係るフロー図

b. 収束シナリオおよびクリフエッジの特定

a. 項にて選定した各起因事象について、5. 1項または5. 2項の検討において特定されている収束シナリオ（成功パス）を対象に、各収束シナリオ（成功パス）を成立させるための各影響緩和機能に関する耐震裕度と許容津波高さのそれぞれの最小値を求め、それらの最小値の組み合わせを、当該収束シナリオ（成功パス）に対する、地震および津波への耐力として求める。その上で、すべての収束シナリオ（成功パス）から、最も耐力を有するシナリオを抽出し、そのシナリオの耐力を地震と津波の重畳によるクリフエッジとして特定する。

c. 事象の過程の進展を防止する措置の効果の評価

特定されたクリフエッジへの対応を含め、燃料の重大な損傷に至る事象の過程の進展を防止するための措置について、多重防護の観点から、その効果を示す。

(3) 評価結果

(3) - 1 炉心にある燃料に対する評価結果

a. 起因事象の選定結果

5. 1項および5. 2項の検討結果から、考慮すべき起因事象としては、地震側の起因事象である「主給水喪失」、「外部電源喪失」、および津波側の起因事象である「外部電源喪失」、「補機冷却水の喪失」、「主給水喪失」、「過渡事象」を対象とした。

b. 収束シナリオおよびクリフエッジの特定結果

(a) 地震による起因事象をベースとした評価

上記の各起因事象について、5. 1 (3) - 1 e. 項で述べたように、「主給水喪失」と「外部電源喪失」は、「外部電源喪失」にまとめて評価をすることができる。また、地震による起因事象として、両事象に続き「炉心損傷直結」が2S s以上の地震で発生するが、地震のクリフエッジは1.86 S sとなるため、1.86 S sを超える地震により発生する起因事象に対しては評価を実施しない。そのため、本評価においては「外部電源喪失」のイベントツリーを用いて、既に特定されている収束シナリオ（成功パス）を対象に評価を行った。

具体的には、添付 5-(1)-11 で示した各起因事象に対するイベントツリーで示される全ての収束シナリオ（成功パス）における各影響緩和機能の耐力として、耐震裕度および許容津波高さの組み合わせの評価を行い、最も耐力を有するシナリオを抽出した。(添付 5-(3)-1 参照)

(b) 津波による起因事象をベースとした評価

上記の各起因事象について、5. 2 (3) - 1 e. 項で述べたように、「補機冷却水の喪失」、「主給水喪失」、「過渡事象」は、「補機冷却水の喪失」にまとめて評価することができる。

そのため、本評価においては「外部電源喪失」および「補機冷却水の喪失」のイベントツリーを用いて、既に特定されている収束シナリオ（成功パス）を対象に評価を行った。

具体的には、添付 5-(2)-9 で示した各起因事象に対するイベントツリーで示される全ての収束シナリオ（成功パス）における各影響緩和機能の耐力として、耐震裕度および許容津波高さの組み合わせの評価を行い、最も耐力を有するシナリオを抽出した。（添付 5-(3)-2 参照）

この評価結果から、耐震裕度が 1.86 S s 以上、または許容津波高さ T.P. 15.0m 以上の範囲では、炉心にある燃料の重大な損傷を回避する手段がなくなるため、その境界線がクリフエッジとして特定される。（図 5-(3)-2 参照）

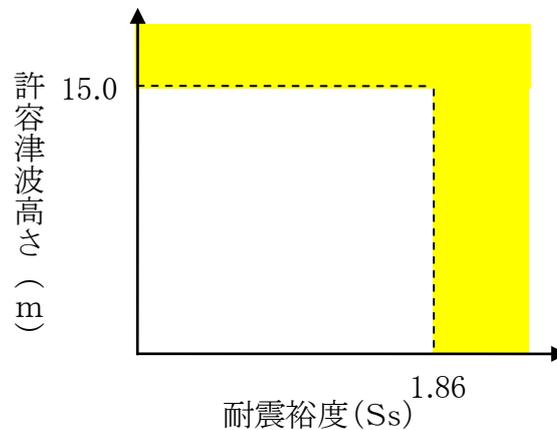


図 5-(3)-2 地震と津波の重畳に関するクリフエッジ評価結果  
(炉心)

c. 事象の過程の進展を防止する措置の効果の評価結果

b. 項までの検討において、当該プラントの炉心にある燃料に対する地震および津波の重畳に係るクリフエッジを特定した。このクリフエッジは福島第一原子力発電所事故を踏まえて整備を行った緊急安全対策実施後の状態に対して評価を行ったものである。ここではクリフエッジへの対応、事象の過程の進展を防止するための措置でもある緊急安全対策のクリフエッジへの効果について検討する。

緊急安全対策のクリフエッジへの効果を検討するために、緊急安全対策の整備を考慮しないイベントツリーを作成した。(添付 5-(3)-3 および添付 5-(3)-4 参照)

緊急安全対策実施前では、1.86 S s 以上の地震により「外部電源喪失」が発生した場合、非常用所内電源からの給電機能が喪失し、燃料の重大な損傷に至ると評価される。また、T.P. 10.3m 以上の津波により、全ての影響緩和機能が喪失し、燃料の重大な損傷に至ると評価される。

つまり、耐震裕度 1.86 S s 以上、または許容津波高さ T.P. 10.3m 以上の範囲では、炉心にある燃料の重大な損傷を回避する手段がなくなるため、その境界線がクリフエッジとして特定された。

一方、緊急安全対策実施後においては、上記の機能が喪失した場合においても、移動発電機車の配備、タービン動補助給水ポンプの水源確保、扉および貫通部へのシール施工等により、耐震裕度 1.86 S s までの範囲には変わりはないものの、許容津波高さ T.P. 15.0m の範囲までは、タービン動補助給水ポンプを用いた 2 次系による冷却が可能となり、津波に対するクリフエッジが T.P. 10.3m から T.P. 15.0m へ大きくなった。

以上より、緊急安全対策実施前後で、地震と津波の重畳によるクリフエッジは、地震に対しては変わらないものの、津波に対しては改善されることが評価され、緊急安全対策のクリフエッジの効果について把握することができた。(図 5-(3)-3 参照)

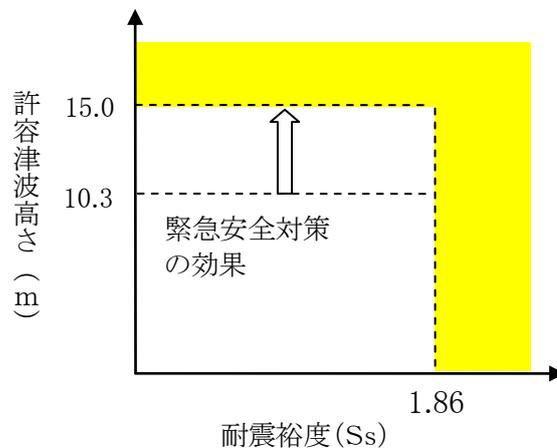


図 5-(3)-3 地震と津波の重畳に関するクリフエッジ評価結果  
(炉心：緊急安全対策の実施前後の比較)

(3) - 2 S F Pにある燃料に対する評価結果

a. 起因事象の選定結果

5. 1 項および5. 2 項の検討結果から、考慮すべき起因事象としては、地震側の起因事象として、「外部電源喪失」、「S F P 冷却機能喪失」、「補機冷却水の喪失」、「S F P 損傷」、および津波側の起因事象として、「外部電源喪失」、「S F P 冷却機能喪失」、「補機冷却水の喪失」を対象とした。

b. 収束シナリオおよびクリフエッジの特定結果

(a) 地震による起因事象をベースとした評価

上記の各起因事象について、5. 1 (3) - 2 e. 項で述べたように、「外部電源喪失」と「S F P 冷却機能喪失」は、「外部電源喪失」にまとめて評価することができる。

また、地震による起因事象として、両事象に続き「S F P 損傷」が 2 S s 以上で発生し、これが地震のクリフエッジとなる。そのため、2 S s を超える地震により発生する起因事象である「補機冷却水の喪失」に対しては評価を実施しない。

そのため、本評価においては「外部電源喪失」のイベントツリーを用いて、既に特定されている収束シナリオ (成功パス) を対象に評価を行った。

具体的には、添付 5-(1)-19 で示した各起因事象に対するイベントツリーで示される全ての収束シナリオ (成功パス) における各影響緩和機能の耐力として、耐震裕度および許容津波高さの組み合わせの評価を行い、最も耐力を有するシナリオを抽出した。(添付 5-(3)-5 参照)

(b) 津波による起因事象をベースとした評価

上記の各起因事象について、5. 2 (3) - 2 e. 項で述べたように、「補機冷却水の喪失」と「SFP冷却機能喪失」は、「補機冷却水の喪失」にまとめて評価することができる。そのため、本評価においては「外部電源の喪失」と「補機冷却水の喪失」のイベントツリーを用いて、既に特定されている収束シナリオ（成功パス）を対象に評価を行った。

具体的には、添付 5-(2)-16 で示した各起因事象に対するイベントツリーで示される全ての収束シナリオ（成功パス）における各影響緩和機能の耐力として、耐震裕度および許容津波高さの組み合わせの評価を行い、最も耐力を有するシナリオを抽出した。（添付 5-(3)-6 参照）

この評価結果から、耐震裕度  $2S_s$  以上、または許容津波高さ T.P. 31.0m 以上の範囲では、SFPにある燃料の重大な損傷を回避する手段がなくなるため、その境界線がクリフエッジとして特定された。（図 5-(3)-4 参照）

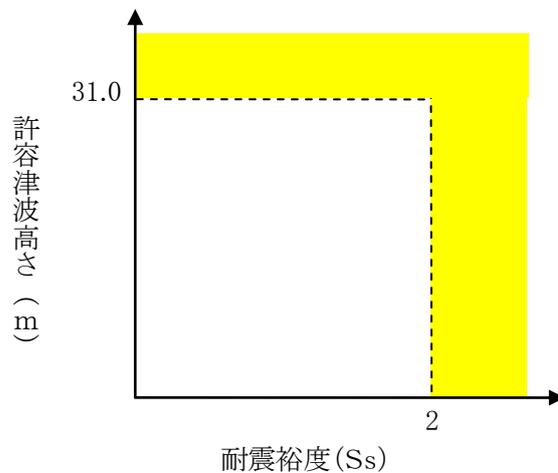


図 5-(3)-4 地震と津波の重畳に関するクリフエッジ評価結果  
(SFP)

c. 事象の過程の進展を防止する措置の効果の評価結果

b. 項までの検討において、当該プラントのSFPにある燃料に対する地震および津波の重畳に係るクリフエッジを特定した。このクリフエッジは福島第一原子力発電所事故を踏まえて整備を行った緊急安全対策実施後の状態に対して評価を行ったものである。ここではクリフエッジへの対応、事象の過程の進展を防止するための措置でもある緊急安全対策を考慮しないイベントツリーを作成した。（添付 5-(3)-7 および添付 5-(3)-8 参照）

緊急安全対策の実施前では、1.86 S s 以上の地震の発生により「外部電源喪失」が発生した場合、非常用所内電源からの給電機能が喪失し、燃料の重大な損傷に至ると評価される。また、T.P. 10.3m 以上の津波により、全ての影響緩和機能が喪失し、燃料の重大な損傷に至ると評価される。

つまり、耐震裕度 1.86 S s 以上、または許容津波高さ T.P. 10.3m 以上の範囲では、SFPにある燃料の重大な損傷を回避する手段がなくなるため、その境界線がクリフエッジとして特定された。

一方、緊急安全対策実施後においては、上記の機能が喪失した場合においても、仮設ポンプ等を用いたSFPへの注水により、耐震裕度 2 S s までの範囲、および許容津波高さ T.P. 31.0m までの範囲で、燃料の重大な損傷を回避することが可能となり、地震および津波のクリフエッジが大きくなった。

以上より、緊急安全対策実施前後で、地震と津波の重畳によるクリフエッジは改善されることが評価され、緊急安全対策の効果について把握することが出来た。(図 5-(3)-5 参照)

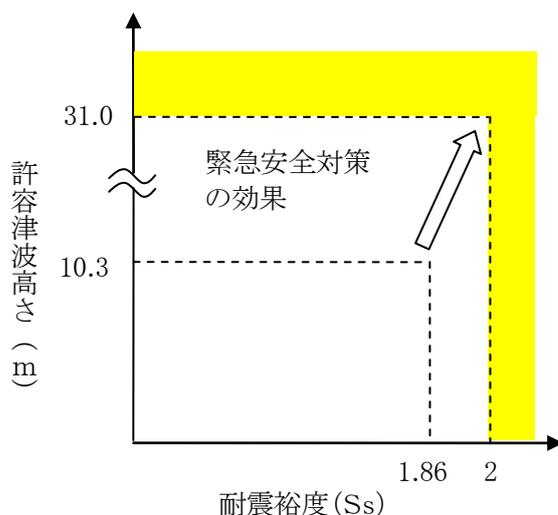


図 5-(3)-5 地震と津波の重畳に関するクリフエッジ評価結果  
(SFP : 緊急安全対策の実施前後の比較)

#### (4) 評価結果のまとめ

炉心にある燃料に対して、地震と津波の重畳に対してクリフエッジを生じる起因事象は、地震に対しては「外部電源喪失」であり、津波に対しては「外部電源喪失+補機冷却水喪失+主給水喪失+過渡事象」であると特定された。また、そのときの耐震裕度と許容津波高さの組み合わせとしては、 $[1.86\text{ S s}, 0\text{ m}]$ 、 $[1.86\text{ S s}, 15.0\text{ m}]$ 、 $[0\text{ S s}, 15.0\text{ m}]$ を端点とした線分が、クリフエッジであると特定された。

また、SFPにある燃料に対しては、地震と津波の重畳に対してクリフエッジが生じる起因事象は、地震に対しては「SFP損傷」であり、津波に対しては「外部電源喪失+SFP冷却機能喪失+補機冷却水の喪失」であると特定された。また、そのときの耐震裕度と許容津波高さの組み合わせとしては、 $[2\text{ S s}, 0\text{ m}]$ 、 $[2\text{ S s}, 31.0\text{ m}]$ 、 $[0\text{ S s}, 31.0\text{ m}]$ を端点とした線分がクリフエッジであると特定された。

以上より、地震と津波の重畳に対するクリフエッジは、炉心にある燃料に関するクリフエッジが、SFPにある燃料に関するクリフエッジよりも小さいことから、プラント全体としてのクリフエッジは、炉心にある燃料に関するクリフエッジと同じであると特定された。(図5-(3)-6参照)

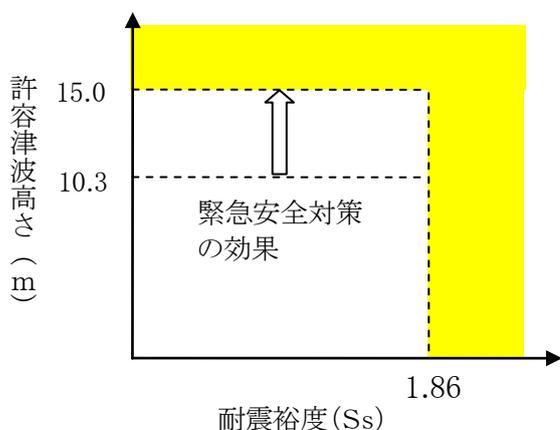


図5-(3)-6 地震と津波の重畳に関するクリフエッジ評価結果  
(プラント全体：緊急安全対策の実施前後の比較)

また、本評価において、これまで実施してきた緊急安全対策が有効に機能し、クリフエッジが改善されたことについても確認することができた。

#### 5. 4 全交流電源喪失

本事象では、原子炉の出力運転中または停止中に、送電系統等の故障により、外部電源が全て喪失し、かつディーゼル発電機の起動失敗または運転継続失敗によって所内の全ての交流電源が喪失することを想定する。

したがって、交流電源を駆動源とする機器は全て機能喪失する。

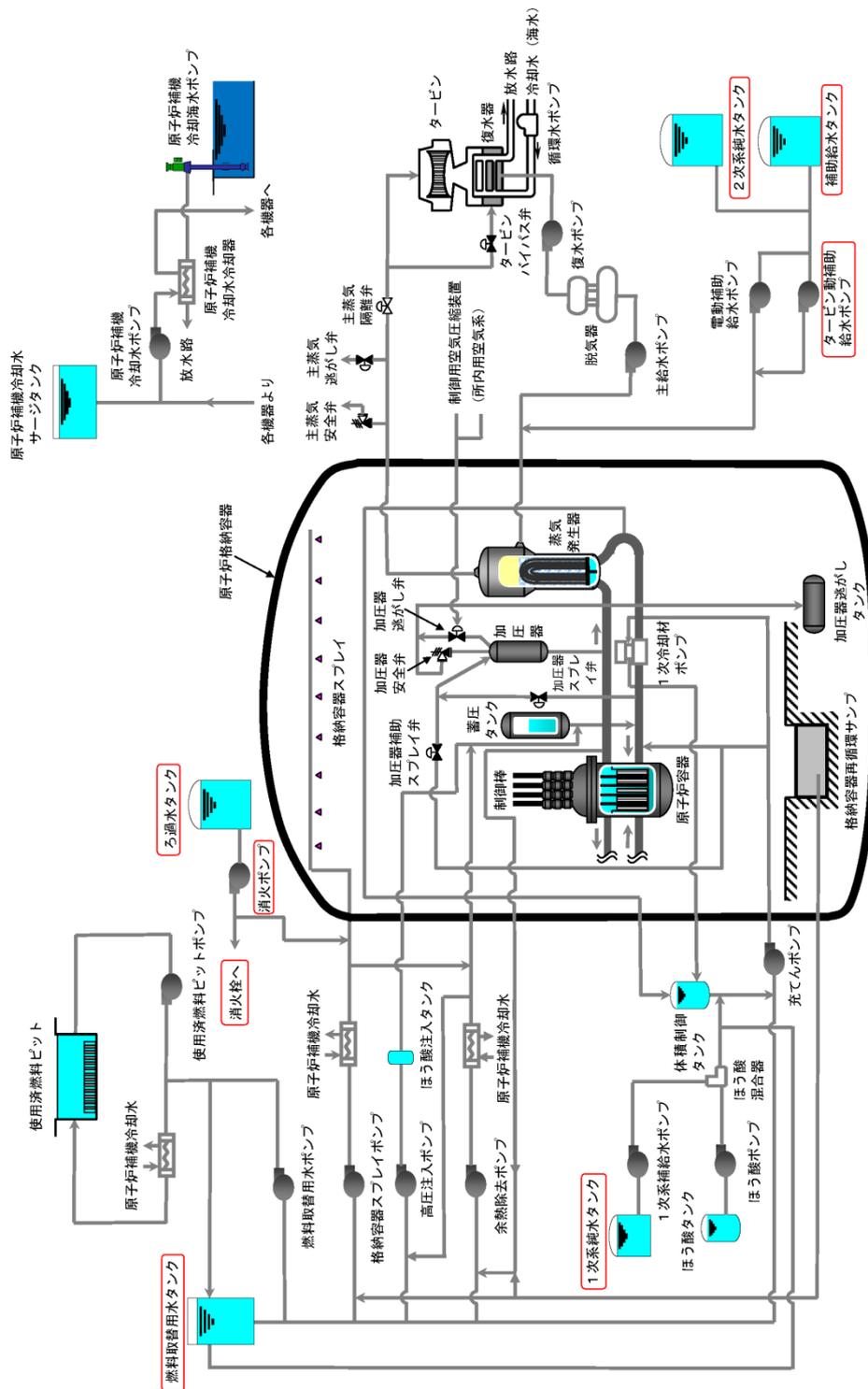
全交流電源喪失が発生した場合には、原子炉は制御棒の自重落下により停止しているが、燃料は原子炉停止後も崩壊熱を発生することから、継続して原子炉を冷却する必要がある。

通常、崩壊熱の除去は、SGに給水し、SGを介した2次系からの冷却の後、海をヒートシンクとする余熱除去系、原子炉補機冷却水系、原子炉補機冷却海水系等により継続的に冷却を行う。2次系からの冷却に必要な給水ポンプには、交流電源を駆動源とする電動補助給水ポンプ、SGからの蒸気を駆動源とするタービン動補助給水ポンプがある。1次系冷却に必要なポンプには、余熱除去ポンプ、原子炉補機冷却水ポンプ、原子炉補機冷却海水ポンプなどがあるが、これらは全て交流電源を駆動源とするポンプである。

したがって、全交流電源喪失時には、蒸気を駆動源とするタービン動補助給水ポンプにより、2次系からの原子炉冷却を継続することが可能である。

SFPについては、通常、SFP冷却系、原子炉補機冷却水系、原子炉補機冷却海水系等により、海をヒートシンクとして崩壊熱の除去を行う。また、SFPの保有水が減少した場合には、燃料取替用水ポンプにより、燃料取替用水タンクからSFPに給水する。全交流電源喪失時には、交流電源を駆動源とするこれらのポンプは機能喪失することから、SFPの保有水が蒸散し、SFPの水位が低下する。崩壊熱を除去するためには、蒸散により失われる保有水を補うために給水する必要があるが、緊急安全対策にて整備した仮設ポンプ等を用いた方法により、給水を継続することが可能である。

泊発電所1号機の主要な系統図を図5-(4)-1に示す。



□で名称を囲んでいる機器は、給水機能として使用する恒設機器を示す。上記の他に「原水槽」と「防火水槽」もある。

図 5-(4)-1 泊発電所 1 号機 主要系統図

(1) 評価実施事項

- a. 内の事象 P S A の知見を踏まえて、全交流電源喪失を起因事象として燃料の重大な損傷に至る事象の過程を明らかにする。
- b. a. 項において特定された事象の過程および外部電源喪失から全交流電源喪失への進展過程を踏まえ、全交流電源喪失の継続時間を明らかにし、クリフエッジの所在を特定する。
- c. 特定されたクリフエッジへの対応を含め、燃料の重大な損傷に至る事象の過程の進展を防止するための措置について、多重防護の観点から、その効果を示す。

(2) 評価方法

炉心にある燃料と S F P にある燃料を対象に、以下の評価を実施する。

- a. 外部電源喪失から全交流電源喪失までの事象の過程の特定  
外部電源喪失から全交流電源喪失に至る事象の過程（事故シナリオ）をイベントツリーで示すとともに、それらに対するディーゼル発電機等のバックアップ電源の構成を明らかにして、バックアップ電源の有効性および限界（バックアップ電源の継続時間等）を明らかにする。
- b. 全交流電源喪失から燃料の重大な損傷までの事象の過程の特定  
全交流電源喪失を起因事象として燃料の重大な損傷に至る事象の過程（事故シナリオ）をイベントツリーで分析し、事象の過程を特定する。  
全交流電源喪失時に、燃料の重大な損傷を防止するための機能として、使用できる防護措置（緩和システム等）を明らかにする。

上記 a. 項、 b. 項の検討条件については、以下のとおりとする。

- 外部電源喪失から全交流電源喪失および全交流電源喪失から燃料の重大な損傷までの事象の過程において、地震、津波等の外部事象による設備への影響は考慮しない。
- イベントツリーの作成にあたっては、外部電源の復旧およびディーゼル発電機の復旧は考慮しない。
- 対象とする防護措置は、下記のイ)～ニ)に分類して示す。
  - イ) 工事計画で対象とした設備
  - ロ) 実施済みのアクシデントマネジメント設備
  - ハ) 緊急安全対策（短期）
  - ニ) 設備強化対策（緊急安全対策に係る実施状況報告書にて計画されているもののうち設置済みの設備）

なお、設置されていないが計画が明らかになっている設備による防護措置は参考とし、設置済みの設備（上記のイ）～ニ）による防護措置とは区別する。

c. 全交流電源喪失の継続時間およびクリフエッジの所在の特定

b. 項において特定した事象の過程（事故シナリオ）に基づき、全交流電源喪失時の継続時間を評価する。

この評価では、b. 項において特定した必要な機能が喪失するまでの時間評価とし、機能喪失から燃料の重大な損傷に至るまでの時間は、保守的に、継続時間に含めないものとする。

その上で、全交流電源喪失発生後のクリフエッジの所在を特定する。

上記の検討条件については、以下のとおりとする。

- クリフエッジの特定に際しては、全交流電源喪失時に作動する防護措置（緩和システム等）について、機器の継続運転の制約条件（水源の枯渇、蓄電池の枯渇等）を考慮する。
- 最も厳しいプラント状態として、1号機が全出力運転状態を初期状態とする場合（以下「運転時」という。）と、燃料が原子炉からSFPに全て取り出され使用済燃料で満たされた状態を初期状態とする場合（以下「停止時」という。）について評価する。
- 継続時間評価において、全交流電源喪失発生後、原子炉については、緊急安全対策として整備した手順に従い、タービン動補助給水ポンプによる安定的な冷却が可能な状態（1次冷却材温度約 170℃）まで移行、維持し、燃料の崩壊熱除去を継続するものとして評価する。また、SFPについては、崩壊熱によって蒸散する保有水を補うよう、SFPに給水するものとして評価する。
- 1号機にとって評価が厳しくなるよう、他号機でも全交流電源喪失が発生していると仮定し、仮設ポンプ、移動発電機車等の運転用燃料（軽油）など全号機で共有して使用するものについては、2、3号機での使用も加味して評価する。

d. 事象の過程の進展を防止する措置の効果の評価

特定した防護措置ごとに、同措置による燃料の重大な損傷の防止または燃料の重大な損傷までの時間余裕の増加の効果を明らかにする。

防護措置の効果を多重防護の観点から確認する。具体的には、防護措置が機能喪失した場合には、その機能を代替する防護措置を明らかにするととも

に、機能を果たす防護措置の種類と数を確認する。

また、プラント全体としての安全裕度を明らかにするため、全交流電源喪失に対して、緊急安全対策前後の時間余裕を比較する。

なお、防護措置の評価にあたっては、プラント外部からの支援は受けられない厳しい条件を仮定している。

### (3) 評価結果

#### a. 外部電源喪失から全交流電源喪失までの事象の過程の特定結果

1号機の電源構成の概要は添付5-(4)-1のとおりであり、外部電源系統は、275kV送電線2ルート4回線、66kV送電線1ルート2回線で構成され、所内電源系統のバックアップ電源として、A系およびB系の6.6kV非常用高圧母線にそれぞれ1台のディーゼル発電機を設置している。

外部電源喪失事象は、275kV送電線4回線、66kV送電線2回線が、いずれも停電することによって発生する。1号機は定格主蒸気流量の約70%を処理できるタービンバイパス弁を設けており、外部電源喪失時に運転中の負荷をタービンバイパス系などに吸収させることで、原子炉を停止することなく、タービン発電機の運転を継続させ、タービン発電機からの電力で、プラントを安定的な状態に移行(所内単独運転)させることが期待できる設計となっている。

外部電源喪失発生後、所内単独運転に成功した場合、所内電源はタービン発電機から電力供給される。また、所内単独運転に失敗し、原子炉が停止した場合には、A系およびB系の6.6kV非常用高圧母線が停電することによりディーゼル発電機が自動起動し、バックアップ電源として事象収束に必要な機器に電源を供給する。

この状態で、さらにディーゼル発電機による給電機能が喪失すれば全交流電源喪失に至る。

外部電源喪失から全交流電源喪失に至る事象の過程をイベントツリーとしてまとめ、図5-(4)-2に示す。

起回事象	所内単独運転	原子炉停止	ディーゼル発電機による給電機能		状態
			イ)	イ)	
			A-ディーゼル発電機による電源供給	B-ディーゼル発電機による電源供給	
外部電源喪失	成功				交流電源供給
	失敗	成功	成功		交流電源供給(時間制限あり) ⇒
			失敗	成功	交流電源供給(時間制限あり)
				失敗	<b>全交流電源喪失</b>
	失敗				ATWS(原子炉トリップ失敗事象)

プラント外部からの支援が受けられない状態において、バックアップ電源が喪失するまでの時間を評価

イ) 工事計画で対象とした設備

図 5-(4)-2 外部電源喪失から全交流電源喪失に至る事象の過程

外部電源喪失時において、ディーゼル発電機は、原子炉を①「低温停止に移行」させ、②「冷却維持」するために必要な機器に給電する。

ディーゼル発電機の運転継続可能時間は、ディーゼル発電機の燃料容量の最小値（1号機ディーゼル発電機燃料油貯油槽の貯蔵量：51.8kl×4基）と、①、②各々に必要な機器の負荷に応じた燃料消費量により算出され、約7.5日間連続運転することが可能である。詳細を添付5-(4)-2に示す。

また、本評価においては、他号機で全交流電源喪失が発生していると仮定しているため、他号機のディーゼル発電機から電源の融通を受けるアクセシブルなマネジメント策（号機間電源融通）は考慮していない。

b. 全交流電源喪失から燃料の重大な損傷までの事象の過程の特定結果

(a) 炉心に燃料がある場合の特定結果

事象の過程として原子炉については、全交流電源喪失後、タービン動補助給水ポンプにより、SGの2次側への給水が行われ、SGを介した原子炉の冷却が行われる。タービン動補助給水ポンプの機能喪失あるいは水源の枯渇により、SGへの給水機能が失われ、崩壊熱を除去できなくなれば、最終的には燃料の重大な損傷に至る。

また、タービン動補助給水ポンプによる2次系からの冷却には、SGの水位監視が必要である。監視機器等への給電機能の維持に失敗した場合には、SGの水位調整ができなくなり、SGの保有水量が枯渇すると、燃料の重大な損傷に至る。

なお、緊急安全対策で配備した移動発電機車により、電動補助給水ポンプが起動できることから、SGへの給水機能として、タービン動補助給水ポンプのバックアップとなる。

炉心に燃料がある場合の全交流電源喪失から燃料の重大な損傷に至る事象の過程をイベントツリーとしてまとめ、図5-(4)-3に示す。



(b) SFPに燃料がある場合の特定結果

事象の過程として、SFPについては、全交流電源喪失に伴い、冷却機能が喪失するため、SFPへの給水を行うことにより燃料を継続して冷却する必要がある。SFPへの給水機能が失われ、燃料の崩壊熱を除去できなくなった場合には、最終的には燃料の重大な損傷に至る。

SFPに燃料がある場合の全交流電源喪失から燃料の重大な損傷に至る事象の過程をイベントツリーとしてまとめ、図 5-(4)-4、図 5-(4)-5 に示す。

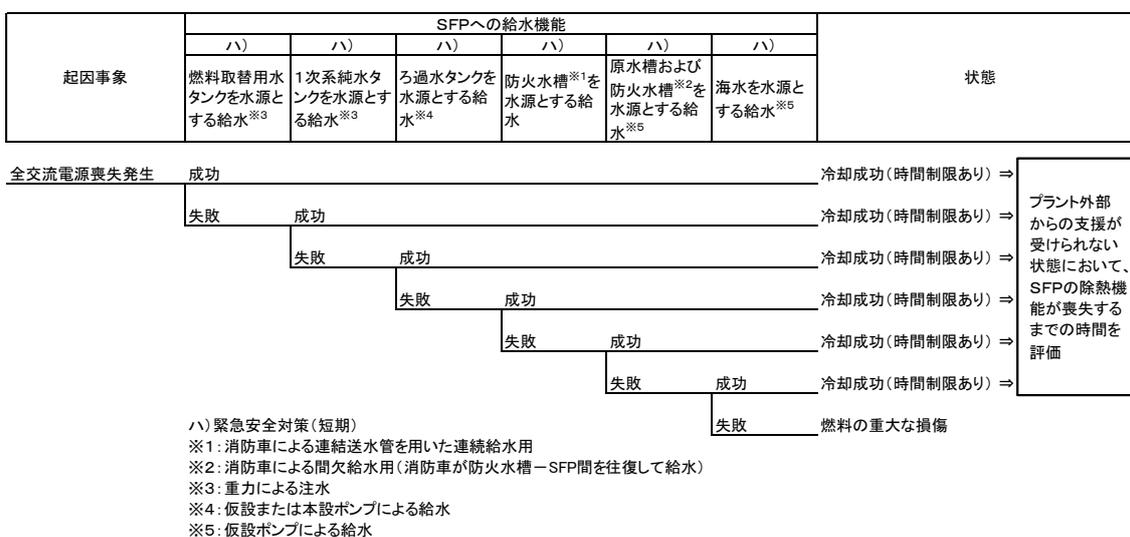


図 5-(4)-4 全交流電源喪失から燃料の重大な損傷に至る事象の過程 (SFP)【運転時】

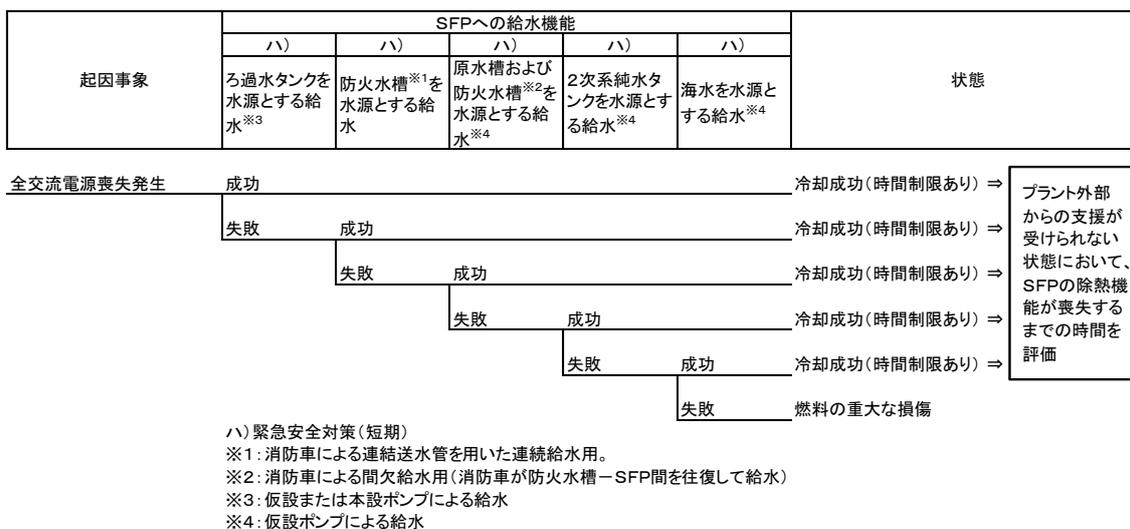


図 5-(4)-5 全交流電源喪失から燃料の重大な損傷に至る事象の過程 (SFP)【停止時】

以上により、全交流電源喪失から燃料の重大な損傷に至るまでの事象の過程から、炉心およびSFPにある燃料の重大な損傷を防止するための機能とシステムが把握できた。

これらシステムに係る設備は表5-(4)-1のとおりであり、保全プログラムまたは社内マニュアルにしたがって設備の保全を実施することで、設備の健全性の維持、確認を行っている。

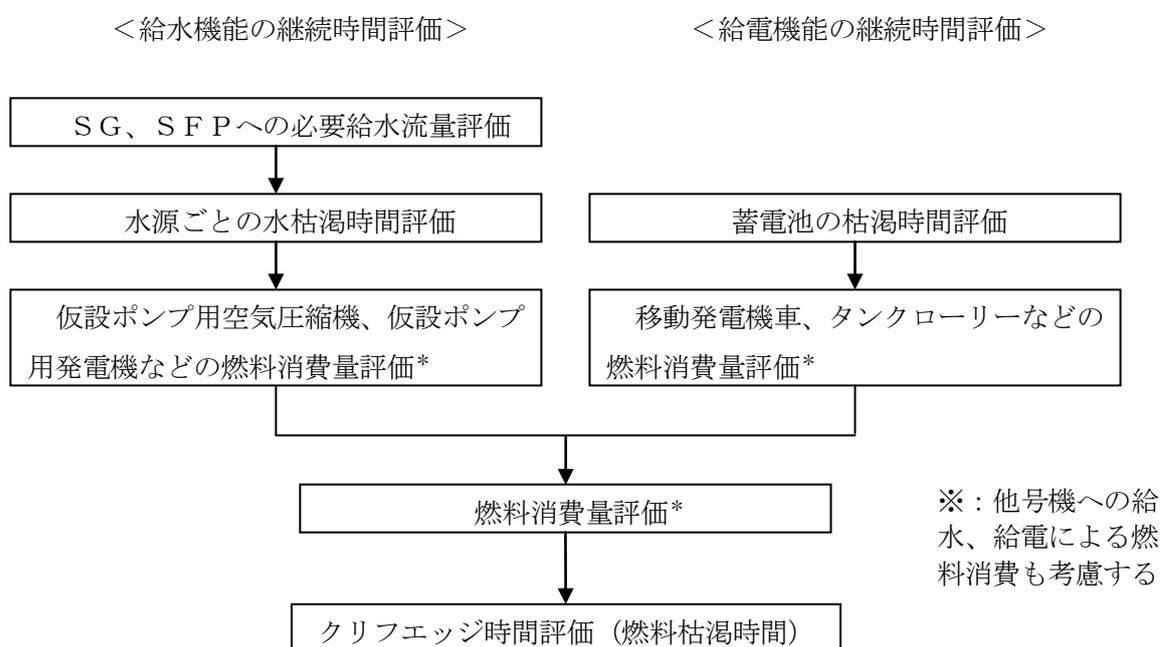
表5-(4)-1 燃料の重大な損傷を防止するための機能とシステムに係る設備

機能	恒設設備	仮設設備
SGへの給水機能	タービン動補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ(移動発電機車による給電開始後) 補助給水タンク 2次系純水タンク	—
SFPへの給水機能	燃料取替用水タンク 1次系純水タンク 2次系純水タンク エンジン消火ポンプ 防火水槽 連結送水管(屋内消火栓)	消防車
SGおよびSFPへの給水機能(共通)	ろ過水タンク 原水槽 ディーゼル発電機燃料油貯油槽	水中ポンプ 水中ポンプ用発電機 空気作動ポンプ 空気作動ポンプ用空気圧縮機 仮設水槽 タンクローリー 軽油汲み上げポンプ(発電機含む)
給電機能	蓄電池 メタクラ パワーセンタ 動力変圧器 原子炉コントロールセンタ 直流コントロールセンタ 充電器(予備充電器) 計装用インバータ ディーゼル発電機燃料油貯油槽	移動発電機車 タンクローリー 軽油汲み上げポンプ(発電機含む)

c. 全交流電源喪失の継続時間およびクリフエッジの所在の特定結果

b. 項において特定した事象の過程を踏まえ、全交流電源喪失時の継続時間の評価は、(2) c. 項に記載のとおり、「運転時」および「停止時」において、給水機能および給電機能に必要な燃料（軽油）の消費量および消費時間を評価し、クリフエッジの所在の特定を行った。なお、最終的な水源は海水であり、海水は枯渇しないことから水源量上の制約はなく評価は不要である。

継続時間評価フロー図は以下のとおり。



(a) 運転時の継続時間に係る評価およびクリフエッジの所在の特定

イ. SG、SFPへの必要給水流量評価

炉心にある燃料およびSFPにある燃料の崩壊熱を考慮し必要な給水流量を評価した結果を添付5-(4)-3と添付5-(4)-4に示す。仮設ポンプによる給水を考えた場合に必要な最大流量は、SGで約10m<sup>3</sup>/h、SFPで約3m<sup>3</sup>/hである。一方、仮設ポンプの実機確認済み流量は、50m<sup>3</sup>/h以上であり必要流量を確保することができる。

ロ. 水源ごとの水枯渇時間評価

(イ) 炉心にある燃料に対する評価結果

- 運転時に全交流電源喪失が発生した場合、タービン動補助給水ポンプが起動し、SGの2次側への給水が行われ、SGを介した原子炉

の冷却が行われる。

- 給水源の使用順序は、以下のとおりであり、補助給水タンクおよび2次系純水タンクの水が枯渇した以降は、③以降の水源の水を補助給水タンクへ補給することで継続的にSFGへの給水を確保できることを訓練実績などから確認している。このとき、仮設ポンプ用の発電機および空気圧縮機の燃料として軽油が必要である。また、他号機も含めた各水源の各号機への使用量割り当ておよび水量設定の考え方を添付5-(4)-5に示す。

(給水源の使用順序)

- ①補助給水タンク
- ②2次系純水タンク
- ③ろ過水タンク
- ④原水槽
- ⑤海水

- 水源ごとの水枯渇時間については、各水源の水量と炉心にある燃料の崩壊熱に見合う給水流量から、以下のとおりである。(添付5-(4)-3参照)

- |           |           |
|-----------|-----------|
| ①補助給水タンク  | : 約8時間    |
| ②2次系純水タンク | : 約4.3日間  |
| ③ろ過水タンク   | : 約12.1日間 |
| ④原水槽      | : 約7.8日間  |
| ⑤海水       | : 枯渇せず    |

(ロ) SFPにある燃料に対する評価結果

- 運転時に全交流電源喪失が発生した場合、冷却機能が喪失し、崩壊熱によりSFPの水温が上昇することで、SFP保有水が蒸散していくため、他の水源からSFPへの給水が必要となる。
- 給水源の使用順序は、以下のとおりであり、①、②については、重力によってSFPへ給水することができる。また、③から⑥については、仮設ポンプ等を用いて継続的にSFPへの給水を確保できることを訓練実績などから確認している。このとき、仮設ポンプ用の発電機および空気圧縮機などの燃料として軽油が必要である。また、他号機も含めた各水源の各号機への使用量割り当ておよび水量設定の考え方を添付5-(4)-5に示す。

(給水源の使用順序)

- ①燃料取替用水タンク<sup>\*1</sup>

- ② 1次系純水タンク<sup>※1</sup>
- ③ ろ過水タンク<sup>※1</sup>
- ④ 防火水槽<sup>※2</sup>
- ⑤ 原水槽および防火水槽<sup>※3</sup>
- ⑥ 海水

※1：併用した給水となる

※2：消防車による連結送水管を用いた連続給水用

※3：消防車による間欠給水用（消防車が防火水槽—SFP間を往復して給水）

- 水源ごとの水枯渇時間については、各水源の水量とSFPにある燃料の崩壊熱による保有水の蒸散量に見合う給水流量から評価し、以下のとおりである。（添付5-(4)-4参照）

- ① 燃料取替用水タンク                   ：約4.4日間
- ② 1次系純水タンク                    ：約1.7日間
- ③ ろ過水タンク                        ：約7.2日間
- ④ 防火水槽<sup>※1</sup>                         ：約0.4日（約10時間）
- ⑤ 原水槽および防火水槽<sup>※2</sup>        ：約7.4日間
- ⑥ 海水                                    ：枯渇せず

※1：消防車による連結送水管を用いた連続給水用

※2：消防車による間欠給水用（消防車が防火水槽—SFP間を往復して給水）

- SFPへの給水がない場合、崩壊熱によりSFP保有水は蒸散して減少する。崩壊熱とSFP保有水量から計算すると、約84時間後にはSFP水位が有意に低下（通常水位-1m）する結果となる。  
 なお、SFPの燃料頂部が露出するまでの時間は、同様に計算され、約17日後となる。

#### ハ. 蓄電池の枯渇時間評価

- 全交流電源喪失が発生した場合、蓄電池より監視機器へ電源が供給される。蓄電池枯渇前に、移動発電機車を接続し継続的に電源を供給できることを訓練実績などから確認している。蓄電池および移動発電機車から負荷への給電概要を添付5-(4)-6に示す。
- 蓄電池については、その容量から全交流電源喪失から約5時間給電することが可能な容量を有している。（添付5-(4)-7参照）また、移動発電機車により電源を供給する際には、発電機の運転に必要な燃料（軽油）が必要である。

## 二. 燃料消費時間の評価結果

これまでに評価した結果をまとめると、図5-(4)-6のとおり、全交流電源喪失発生から約5時間後までは軽油を必要とせず、約5時間後から約4.7日後までは移動発電機車による給電のために軽油が必要となる。さらに、約4.7日以降は、給電に加え仮設ポンプなどによる給水のための軽油も必要となる。

泊発電所では、移動発電機車や仮設ポンプ用の発電機など1、2、3号機で共用しており、2、3号機の運転状態によって燃料枯渇時間は変化する。停止時は、評価条件として貯油槽の数を1基減らして評価しており、2号機停止時が最も厳しい評価となる。その場合の評価は約20日である。燃料(軽油)の枯渇時間評価を添付5-(4)-8に示す。

なお、軽油の補充に必要なタンクローリー、軽油汲み上げポンプによる燃料(軽油)消費も考慮して評価を行っている。

機能	水源	分類	全交流電源喪失発生からの時間(日数)																									
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	...	16	17	18	...	20	21	...	25	...						
SGへの給水機能	補助給水タンク	イ)	←約8時間																									
	2次系純水タンク	ロ)	←約4.3日間(約105時間)																									
	ろ過水タンク※1	ハ)	←約12.1日間(約291時間)																									
	原水槽※2	ハ)	約7.8日間(約187時間)→																									
	海水※2	ハ)																										
SFPへの給水機能	SFP水位1m低下		←約84時間後																									
	燃料取替用水タンク	ハ)	←約4.4日間(約106時間)																									
	1次系純水タンク	ハ)	←約1.7日間(約42時間)																									
	ろ過水タンク※3	ハ)	※7 約7.2日間(約172時間)→																									
	防火水槽※4	ハ)	←約10時間																									
	原水槽※5および防火水槽※6	ハ)	約7.4日間(約177時間)→																									
	海水※5	ハ)																										
給電機能	蓄電池	イ)	←約5時間																									
	移動発電機車	ハ)	約20.4日間(約489時間)																									
燃料	燃料不要		←約5時間																									
	給電のみ使用		←約4.7日後																									
	給電および給水に使用																											
燃料補給	移動発電機車への燃料補給(軽油)		補給不要(発電所内に貯蔵されている燃料により対応)																				21	燃料補給必要				

燃料不要(燃料消費時間の評価は、SFP水位が通常水位-1mとなった時点から、仮設ポンプによる燃料消費を見込む。)

燃料必要

↑  
クリフエッジ発生  
【約20日後】  
(約489時間後)

※1: 恒設消火ポンプまたは仮設ポンプ(運転用燃料: 軽油)を利用。

※2: 仮設ポンプ(運転用燃料: 軽油)を利用。

※3: 恒設消火ポンプまたは仮設ポンプ(運転用燃料: 軽油)を利用。

※4: 消防車(運転用燃料: 軽油)を利用。(連結送水管を用いた連続給水用)

※5: 仮設ポンプ(運転用燃料: 軽油)を利用。

※6: 消防車(運転用燃料: 軽油)を利用。(間欠給水用(消防車が防火水槽-SFP間を往復して給水))

※7: 燃料取替用水タンク、1次系純水タンクおよびろ過水タンクは併用する時期がある。表には、各水源の使用可能水量から評価される使用可能日数を示す。

イ) 工事計画で対象とした設備

ロ) 実施済みのアクシデントマネジメント設備

ハ) 緊急安全対策(短期)

約20日目以降は、発電所に貯蔵している軽油が枯渇した場合、給水および給電ができない。

図5-(4)-6 運転時のクリフエッジの所在の特定結果

ホ. クリフエッジの所在の特定

上記ニ. 項のとおり、運転時のクリフエッジは、外部からの支援がなく、移動発電機車やSGおよびSFPへの給水のための仮設ポンプなどの燃料が枯渇した場合であり、全交流電源喪失発生から約 20 日後である。

(b) 停止時の継続時間に係る評価およびクリフエッジの所在の特定

イ. SFPへの必要給水流量評価

停止時には炉心の燃料はSFPに取り出されているため、SFPについてのみ評価を行った。

SFPにある燃料の崩壊熱を考慮し必要な給水流量を評価した結果を添付 5-(4)-4 に示す。仮設ポンプによる給水を考えた場合に必要な最大流量は、約 10m<sup>3</sup>/h である。一方、仮設ポンプの実機確認済み流量は、50m<sup>3</sup>/h 以上であり必要流量を確保することができる。

ロ. 水源ごとの水枯渇時間評価

- ▶ 停止時に全交流電源喪失が発生した場合、冷却機能が喪失し、崩壊熱によりSFPの水温が上昇することで、SFP保有水が蒸散していくため、他の水源からSFPへの給水が必要となる。
- ▶ 給水源の使用順序は、以下のとおりであり、いずれも仮設ポンプ等を用いて継続的にSFPへの給水を確保できることを訓練実績などから確認している。このとき、仮設ポンプ用の発電機および空気圧縮機などの燃料として軽油が必要である。また、他号機も含めた各水源の各号機への使用量割り当ておよび水量設定の考え方を添付 5-(4)-5 に示す。

(給水源の使用順序)

- ①ろ過水タンク
- ②防火水槽<sup>※1</sup>
- ③原水槽および防火水槽<sup>※2</sup>
- ④2次系純水タンク
- ⑤海水

※1：消防車による連結送水管を用いた連続給水用

※2：消防車による間欠給水用（消防車が防火水槽-SFP間を往復して給水）

- ▶ 水源ごとの水枯渇時間については、各水源の水量とSFPにある燃料の崩壊熱に見合う給水流量から、以下のとおりである。（添付

5-(4)-4 参照)

- |                           |                     |
|---------------------------|---------------------|
| ①ろ過水タンク                   | : 約 13.8 日間         |
| ②防火水槽 <sup>※1</sup>       | : 約 0.1 日間 (約 3 時間) |
| ③原水槽および防火水槽 <sup>※2</sup> | : 約 12.0 日間         |
| ④2次系純水タンク                 | : 約 6.9 日間          |
| ⑤海水                       | : 枯渇せず              |

※1 : 消防車による連結送水管を用いた連続給水用

※2 : 消防車による間欠給水用 (消防車が防火水槽-SFP間を往復して給水)

- SFPへの給水がない場合、崩壊熱によりSFP保有水は蒸散して減少する。崩壊熱とSFP保有水量から計算すると、約27時間後にはSFP水位が有意に低下(通常水位-1m)する結果となる。なお、SFPの燃料頂部が露出するまでの時間は、同様に計算され、約7日後となる。

#### ハ. 蓄電池の枯渇時間評価

- 全交流電源喪失が発生した場合、蓄電池より監視機器へ電源が供給される。蓄電池枯渇前に、移動発電機車を接続し継続的に電源を供給できることを訓練実績などから確認している。蓄電池および移動発電機車から負荷への給電概要を添付5-(4)-6に示す。
- 蓄電池については、その容量から全交流電源喪失から約5時間給電することが可能な容量を有している。(添付5-(4)-7参照)また、移動発電機車により電源を供給する際には、発電機の運転に必要な燃料(軽油)が必要である。

#### ニ. 燃料消費時間の評価結果

これまでに評価した結果をまとめると、図5-(4)-7のとおり、全交流電源喪失発生から約5時間後までは軽油を必要とせず、約5時間後から約27時間後までは移動発電機車による給電のために軽油が必要となる。さらに、約27時間以降は、給電に加え仮設ポンプなどによる給水のための軽油も必要となる\*。

泊発電所では、移動発電機車や仮設ポンプ用の発電機など1、2、3号機で共用しており、2、3号機の運転状態によって燃料枯渇時間は変化する。1号機停止時は、3号機停止時が最も厳しい評価となり、クリフエッジ燃料枯渇時間は約20日である。軽油の枯渇時間評価を添付5-(4)-8に示す。

なお、軽油の補充に必要なタンクローリー、軽油汲み上げポンプによる燃料（軽油）消費も考慮して評価を行っている。

\*：1号機が停止中であり、同号機のSFP給水だけであれば移動発電機車からの給電は不要であるが、他号機の運転状態も考慮し、移動発電機車の運転を加味した評価を行っている。

機能	水源	分類	全交流電源喪失発生からの時間(日数)																																		
			1	2	3	4	5	6	...	13	14	15	16	...	20	21	...	27	28	...	34	35	...														
SFPへの給水機能	SFP水位1m低下		燃料不要																												燃料必要						
	ろ過水タンク※1	ハ)	燃料必要													燃料必要														燃料必要							
	防火水槽※2	ハ)	燃料必要													燃料必要														燃料必要							
	原水槽※3および防火水槽※4	ハ)	燃料必要													燃料必要														燃料必要							
	2次系純水タンク※3	ハ)	燃料必要													燃料必要														燃料必要							
海水※3	ハ)	燃料必要													燃料必要														燃料必要								
給電機能	蓄電池	イ)	燃料必要																												燃料必要						
	移動発電機車	ハ)	燃料必要																												燃料必要						
燃料	燃料不要		燃料必要																												燃料必要						
	給電のみ使用		燃料必要																												燃料必要						
	給電および給水に使用		燃料必要																												燃料必要						
燃料補給	仮設ポンプ等への燃料補給(軽油)		補給不要(発電所内に貯蔵されている燃料により対応)																				燃料補給必要														

燃料不要  
燃料必要

クリフエッジ発生  
【約20日後】  
(約489時間後)

※1: 恒設消火ポンプまたは仮設ポンプ(運転用燃料: 軽油)を利用。  
 ※2: 消防車(運転用燃料: 軽油)を利用。(連結送水管を用いた連続給水用)  
 ※3: 仮設ポンプ(運転用燃料: 軽油)を利用。  
 ※4: 消防車(運転用燃料: 軽油)を利用。(間欠給水用(消防車が防火水槽-SFP間を往復して給水))  
 イ) 工事計画で対象とした設備  
 ハ) 緊急安全対策(短期)

約20日目以降は、発電所に貯蔵している軽油が枯渇した場合、給水および給電ができない。

図 5-(4)-7 停止時のクリフエッジの所在の特定結果

#### ホ. クリフエッジの所在の特定

上記ニ. 項のとおり、停止時のクリフエッジは、外部からの支援がなく、移動発電機車やSFPへの給水のための仮設ポンプなどの燃料が枯渇した場合であり、全交流電源喪失発生から約20日後である

#### d. 事象の過程の進展を防止する措置の効果の評価結果

##### (a) 運転時の場合

c. 項より、炉心にある燃料の冷却に係るクリフエッジは、緊急安全対策前(防護措置の分類イ)、ロ))では、以下のとおり、蓄電池が枯渇するまでの時間である約5時間である。

- 給水：約4.7日
- 給電：約5時間

緊急安全対策(防護措置の分類ハ))によって、SGへの給水機能を継続するために必要な水源にろ過水タンク、原水槽、海水が加わり合計5種類となったこと、さらに給電機能を継続するために必要な電源に移動発電

機車が加わり合計2種類となった。

一方、SFPにある燃料の冷却に係るクリフエッジは、緊急安全対策前では、燃料の崩壊熱によりSFP保有水が蒸散し、SFP水位が有意に低下（通常水位-1m）した後もSFPへの給水が行われず、さらに水位が低下する事態に至ったときである。通常水位-1mとなるのは約84時間後であり、その時点がクリフエッジである。緊急安全対策（防護措置の分類ハ）によって、SFPへの給水機能を継続するために必要な水源が燃料取替用水タンク、1次系純水タンク、ろ過水タンク、防火水槽、原水槽、海水の合計6種類となり、海水まで含めた対策としていることから、水源側の制約はなくなった。

これら緊急安全対策により、給水のための仮設ポンプ、給電のための移動発電機車等の運転に必要な燃料（軽油）が枯渇し、給水が不可能となる事態がクリフエッジとなり、約20日後に改善された。

なお、緊急安全対策によるSFPへの給水を行わない場合、SFPの燃料頂部が露出するまでの時間は、約17日後となる。

#### (b) 停止時（SFPに燃料取出し中）の場合

c. 項より、SFPにある燃料の冷却に係るクリフエッジは、緊急安全対策前では、燃料の崩壊熱によりSFP保有水が蒸散し、SFP水位が有意に低下（通常水位-1m）した後もSFPへの給水が行われず、さらに水位が低下する事態に至ったときである。緊急安全対策前では、SFPへの給水手段がないため、SFP水位が有意に低下（通常水位-1m）するのは約27時間後であり、その時点がクリフエッジである。緊急安全対策（防護措置の分類ハ）によって、SFPへの給水機能を継続するために必要な水源がろ過水タンク、防火水槽、原水槽、2次系純水タンク、海水の合計5種類となり、海水まで含めた対策としていることから、水源側の制約はなくなり、給水のための仮設ポンプ等の運転に必要な燃料（軽油）が枯渇し、給水が不可能となる事態がクリフエッジとなり、約20日後に改善された。

なお、緊急安全対策によるSFPへの給水を行わない場合、SFPの燃料頂部が露出するまでの時間は、約7日後となる。

上記（a）項および（b）項において評価したクリフエッジおよび防護措置の効果を表5-(4)-2のとおり整理した。

表 5-(4)-2 クリフエッジおよび防護措置の効果

		緊急安全対策前	緊急安全対策後
1号機 運転時	炉心	約 5 時間後	約 20 日後
	S F P	約 84 時間後	
1号機 停止時	S F P	約 27 時間後	約 20 日後*

\* : 1号機が停止中であり、同号機のS F P給水だけであれば移動発電機車からの給電は不要であるが、他号機の運転状態も考慮し、移動発電機車の運転を加味した評価を行っている。

#### (4) 評価結果のまとめ

緊急安全対策の結果、全交流電源喪失が発生した場合に、プラント外部からの支援（仮設ポンプ、移動発電機車等の運転用の燃料（軽油）補給）がない場合でも、泊発電所内で貯蔵している使用可能な燃料（軽油）により、燃料の重大な損傷に至ることなく、運転時、停止時とも約 20 日間冷却を継続することができる。（表 5-(4)-3 参照）また、全交流電源喪失に至るような事態発生時においても、陸路、海路および空路により、泊発電所へ軽油の輸送が行われるよう、調達先との契約を結んでおり、発電所内で使用可能な軽油が枯渇するまでに、継続的な補給を行うことができ、給水機能および給電機能を維持することが可能である。

さらに、緊急安全対策において配備した 625kVA の移動発電機車を 1、2、3 号機共通の予備機として使用可能な運用としている。

表 5-(4)-3 使用可能な燃料量および冷却継続期間

1号機運転状態	燃料量（軽油量）	冷却継続期間	備考
運転時	387.6kℓ (51.8kℓ×7基 <sup>*1</sup> +25kℓ(タンクローリー))	約 20 日間	・油量は保安規定値に基づく最小値
停止時	387.6kℓ (51.8kℓ×7基 <sup>*2</sup> +25kℓ(タンクローリー))	約 20 日間	・油量は保安規定値に基づく最小値

※ 1 : 2号機が停止中で貯油槽 1 基の点検を想定

※ 2 : 1号機が停止中で貯油槽 1 基の点検を想定

## (参考)

### 【運用管理上の軽油量を用いた評価】

上記の評価結果は、ディーゼル発電機の保安規定上の運転制限条件に基づき設定した最小軽油貯蔵量により評価を行っている。しかし、実際の運転管理においては、ディーゼル発電機燃料油貯油槽の油量は、1タンク当たり98.8kℓ以上確保される運用としている。

この管理状況を踏まえた場合、使用可能な燃料（軽油）量、冷却継続期間はそれぞれ以下のとおりとなる。

1号機運転状態	燃料量（軽油量）	冷却継続期間	備考
運転時	716.6kℓ (98.8kℓ×7基 <sup>*1</sup> +25kℓ(タンクローリー))	約37日間	・油量は運転管理値に基づく最小値
停止時	716.6kℓ (98.8kℓ×7基 <sup>*2</sup> +25kℓ(タンクローリー))	約37日間	・油量は運転管理値に基づく最小値

※1：2号機が停止中で貯油槽1基の点検を想定

※2：1号機が停止中で貯油槽1基の点検を想定

### 【3号機ディーゼル発電機燃料油の汲み上げを可能とした場合の評価】

現状、3号機のディーゼル発電機燃料油貯油槽から軽油を汲み上げることが出来ない設備状況にあることから、貯油槽の軽油は評価に組み入れていない。3号機の次回定検（平成24年度実施）において、貯油槽に貯蔵されている軽油を汲み上げることが可能とする設備改造を計画している。

これによって、さらに以下のとおり油量の増加、冷却継続期間の延長を図ることが可能となる。

1号機運転状態	燃料量（軽油量）	冷却継続期間	備考
運転時	571.4kℓ (51.8kℓ×8基+25kℓ(タンクローリー)+132kℓ(3号機)×1基 <sup>*1</sup> )	約30日	・油量は保安規定値に基づく最小値
	953.4kℓ (98.8kℓ×8基+25kℓ(タンクローリー)+138kℓ(3号機)×1基 <sup>*1</sup> )	約49日	・油量は運転管理値に基づく最小値
停止時	651.6kℓ (51.8kℓ×7基 <sup>*2</sup> +25kℓ(タンクローリー)+132kℓ(3号機)×2基)	約34日	・油量は保安規定値に基づく最小値
	992.6kℓ (98.8kℓ×7基 <sup>*2</sup> +25kℓ(タンクローリー)+138kℓ(3号機)×2基)	約52日	・油量は運転管理値に基づく最小値

※1：3号機が停止中で貯油槽1基の点検を想定

※2：1号機が停止中で貯油槽1基の点検を想定

#### 【新規淡水貯蔵設備設置後の評価】

平成26年度を目途に、泊発電所後背地高台に12,000<sup>m</sup><sup>3</sup>程度の新規淡水貯蔵設備を設置し、重力によって補助給水タンクおよびSFPへ給水できる設計とする事を計画している。

これによって、以下のとおり、燃料（軽油）を必要とする仮設ポンプ等による給水開始が必要となる時期を遅らせることができ、冷却可能期間の延長を図ることが可能となる。12,000<sup>m</sup><sup>3</sup>全てを重力注水可能として評価した場合の延長日数は以下のとおり。

	仮設ポンプ等による給水開始が必要となる時期		冷却継続期間 延長日数
	12,000 <sup>m</sup> <sup>3</sup> 水源追加前	12,000 <sup>m</sup> <sup>3</sup> 水源追加後	
運転時	約3.5日	約15.9日	約12.4日
停止時	約1.1日	約14.7日	約13.6日

以上で評価した項目以外に、今後、緊急安全対策（短期）に加え、中長期対策として、以下の対策を実施する事としており、その効果は以下のとおりである。

#### 1. 移動発電機車の追加

平成24年度上期を目途に、移動発電機車1台を追加配備する計画としている。1～3号機が全て長期に亘り、全交流電源喪失に至った場合においても、現状配備している4,000kVAの移動発電機車と追加配備される移動発電機車とともに運転することで、1～3号機の原子炉補機冷却海水系、原子炉補機冷却水系、余熱除去系等へ給電し、運転することで1～3号機を同時期に低温停止へ移行させることが可能となる。

なお、現状配備されている4,000kVA移動発電機車によって1～3号機の電動補助給水ポンプを運転し、2次系冷却によって低温停止に移行することは可能である。

#### 2. 非常用発電機の配備

今後、新たに津波の影響を受ける恐れのない発電所内高台に非常用発電機を設置することとしている。全交流電源喪失事象が発生した場合、同発電機を起動し、事象収束に必要な機器に電源を供給できる設計とする。

非常用発電機の恒設化により、現状緊急安全対策で配備した移動発電機車が給電を開始するまでの準備時間が不要となるため、全交流電源喪失状態の継続

時間を短縮することに寄与できる。

さらに、本設備の運転可能期間に応じて、一定の期間クリフエッジが延長される。

## 5. 5 最終的な熱の逃し場（最終ヒートシンク）の喪失

本事象では、原子炉の出力運転中または停止中に、原子炉補機冷却海水ポンプおよび循環水ポンプの故障等により、常用および非常用の海水を取水するポンプ全てが機能喪失することによって、最終的な熱の逃し場（以下、最終ヒートシンクという。）が喪失することを想定する。

したがって、海水による冷却系を必要とする機器は全て機能喪失する。

事象発生により、原子炉は制御棒の自重落下により停止しているが、燃料は原子炉停止後も崩壊熱を発生することから、継続して原子炉を冷却する必要がある。

通常、崩壊熱の除去は、SGに給水し、SGを介した2次系からの冷却の後、海をヒートシンクとする余熱除去系、原子炉補機冷却水系、原子炉補機冷却海水系等により継続的に冷却を行う。最終ヒートシンク喪失時には、海をヒートシンクとする冷却機能が喪失するが、2次系からの冷却に必要な水を給水する電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプについては、ポンプの運転に際し、海水による冷却を必要としないため、最終ヒートシンク喪失時にも使用できる。

したがって、最終ヒートシンク喪失時には、電動補助給水ポンプまたはタービン動補助給水ポンプにより、2次系からの原子炉冷却を継続することが可能である。

SFPについては、通常、SFP冷却系、原子炉補機冷却水系、原子炉補機冷却海水系等により、海をヒートシンクとして崩壊熱の除去を行う。また、SFPの保有水が減少した場合には、燃料取替用水ポンプにより、燃料取替用水タンクからSFPに給水する。最終ヒートシンク喪失時には、海をヒートシンクとする冷却機能が喪失することから、SFPの保有水が蒸散し、SFPの水位が低下する。崩壊熱を除去するためには、蒸散により失われる保有水を補うため、給水する必要があるが、緊急安全対策にて整備した仮設ポンプ等を用いた方法により、給水を継続することが可能である。

泊発電所1号機の主要な系統図を図5-(5)-1に示す。



(1) 評価実施事項

- a. 内の事象 P S A の知見を踏まえて、最終ヒートシンク喪失を起因事象として燃料の重大な損傷に至る事象の過程を明らかにする。
- b. a. 項において特定された事象の過程の進展を踏まえ、最終ヒートシンク喪失の継続時間を明らかにし、クリフエッジの所在を特定する。
- c. 特定されたクリフエッジへの対応を含め、燃料の重大な損傷に至る事象の過程の進展を防止するための措置について、多重防護の観点から、その効果を示す。

(2) 評価方法

炉心にある燃料と S F P にある燃料を対象に、以下の評価を実施する。

- a. 最終ヒートシンク喪失から燃料の重大な損傷までの事象の過程の特定  
最終ヒートシンク喪失を起因事象として燃料の重大な損傷に至る事象の過程（事故シナリオ）をイベントツリーで分析し、事象の過程を特定する。  
最終ヒートシンク喪失時に、燃料の重大な損傷を防止するための機能として、使用できる防護措置（緩和システム等）を明らかにする。

上記の検討条件については、以下のとおりとする。

- ▶ 最終ヒートシンク喪失から燃料の重大な損傷までの事象の過程において、地震、津波等の外部事象による設備への影響は考慮しない。
- ▶ イベントツリーの作成にあたっては、全ての常用および非常用の海水を取水するポンプの復旧は考慮しない。
- ▶ 対象とする防護措置は、下記のイ)～ニ)に分類して示す。
  - イ) 工事計画で対象とした設備
  - ロ) 実施済みのアクシデントマネジメント設備
  - ハ) 緊急安全対策（短期）
  - ニ) 設備強化対策（緊急安全対策に係る実施状況報告書にて計画されているもののうち設置済みの設備）

なお、設置されていないが計画が明らかになっている設備による防護措置は参考とし、設置済みの設備（上記のイ)～ニ)）による防護措置とは区別する。

- b. 最終ヒートシンク喪失の継続時間およびクリフエッジの所在の特定
  - a. 項において特定した事象の過程（事故シナリオ）に基づき、最終ヒートシンク喪失の継続時間を評価する。  
この評価では、a. 項において特定した必要な機能が喪失するまでの時間

評価とし、機能喪失から燃料の重大な損傷に至るまでの時間は、保守的に、継続時間に含めないものとする。

その上で、最終ヒートシンク喪失発生後のクリフエッジの所在を特定する。

上記の検討条件については、以下のとおりとする。

- ▶ クリフエッジの特定に際しては、最終ヒートシンク喪失時に作動する防護措置（緩和システム等）について、機器の継続運転の制約条件（水源の枯渇等）を考慮する。
- ▶ 最も厳しいプラント状態として、1号機が全出力運転状態を初期状態とする場合（以下、運転時という。）と燃料が原子炉からSFPに全て取り出され使用済燃料で満たされた状態を初期状態とする場合（以下、停止時という。）について評価する。
- ▶ 継続時間評価において、最終ヒートシンク喪失発生後、原子炉については、タービン動補助給水ポンプまたは電動補助給水ポンプによる安定的な冷却が可能な状態（1次冷却材温度約170℃）まで移行、維持し、燃料の崩壊熱除去を継続するものとして評価する。また、SFPについては、崩壊熱によって蒸散する保有水を補うよう、SFPに給水するものとして評価する。
- ▶ 1号機にとって評価が厳しくなるよう、他号機でも最終ヒートシンク喪失が発生していると仮定し、仮設ポンプ等の運転用燃料（軽油）など全号機で共有して使用するものについては、2、3号機での使用も加味して評価する。

#### c. 事象の過程の進展を防止する措置の効果の評価

特定した防護措置ごとに、同措置による燃料の重大な損傷の防止または燃料の重大な損傷までの時間余裕の増加の効果を明らかにする。

防護措置の効果を多重防護の観点から確認する。具体的には、防護措置が機能喪失した場合には、その機能を代替する防護措置を明らかにするとともに、機能を果たす防護措置の種類と数を確認する。

また、プラント全体としての安全裕度を明らかにするため、最終ヒートシンク喪失に対して、緊急安全対策前後の時間余裕を比較する。

なお、防護措置の評価にあたっては、プラント外部からの支援は受けられない厳しい条件を仮定している。

(3) 評価結果

a. 最終ヒートシンク喪失から燃料の重大な損傷までの事象の過程の特定結果

(a) 炉心に燃料がある場合の特定結果

1号機の原子炉補機冷却海水系は、4台の原子炉補機冷却海水ポンプから独立した2系統の海水供給母管に接続される構成となっており、これら4台の原子炉補機冷却海水ポンプおよび循環水ポンプの海水を取水するポンプ全てが運転不能となることで、最終ヒートシンク喪失に至る。

原子炉補機冷却海水系の概略系統図を図5-(5)-2に示す。

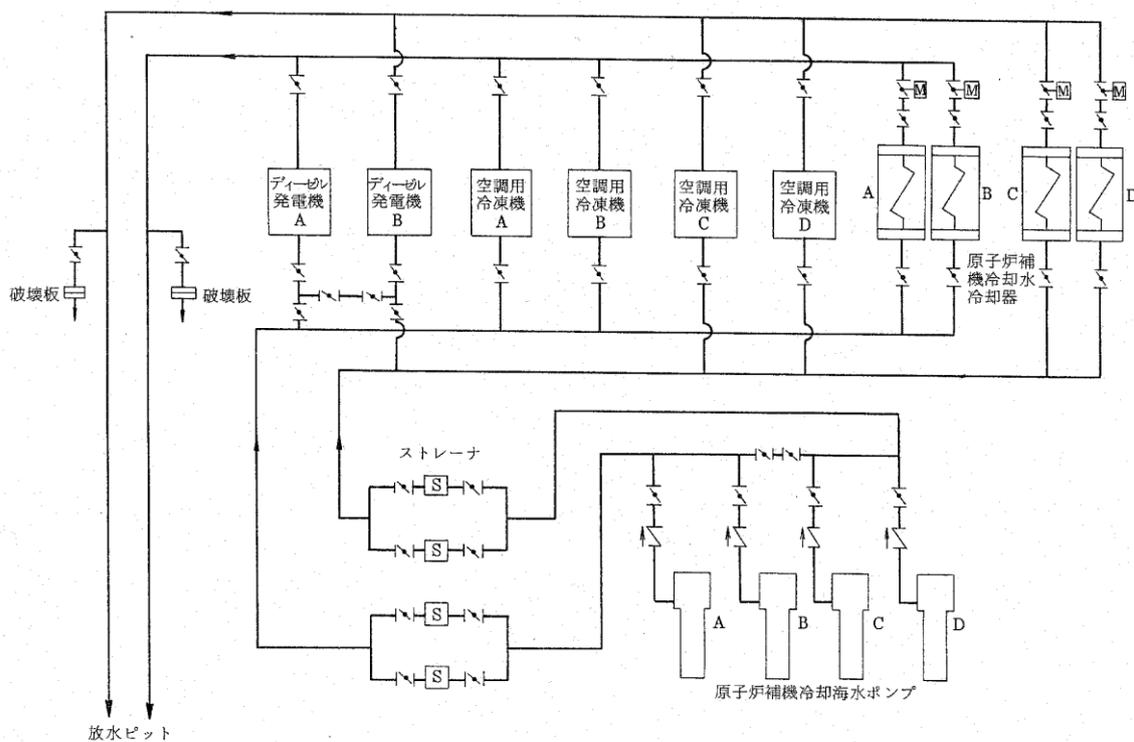


図 5-(5)-2 原子炉補機冷却海水系の概略系統図

事象の過程として原子炉については、最終ヒートシンク喪失発生後、タービン動補助給水ポンプまたは電動補助給水ポンプにより、SGの2次側への給水が行われ、SGを介した原子炉の冷却が行われる。タービン動補助給水ポンプおよび電動補助給水ポンプの機能喪失または水源の枯渇により、SGへの給水機能が失われ、崩壊熱を除去できなくなった場合には、最終的には燃料の重大な損傷に至る。

なお、これら補助給水ポンプによる2次系からの冷却には、SGの水位監視が必要であるが、監視機器等への給電は外部電源により維持される。

炉心に燃料がある場合の最終ヒートシンク喪失から燃料の重大な損傷に至る事象の過程をイベントツリーとしてまとめ、図 5-(5)-3 に示す。

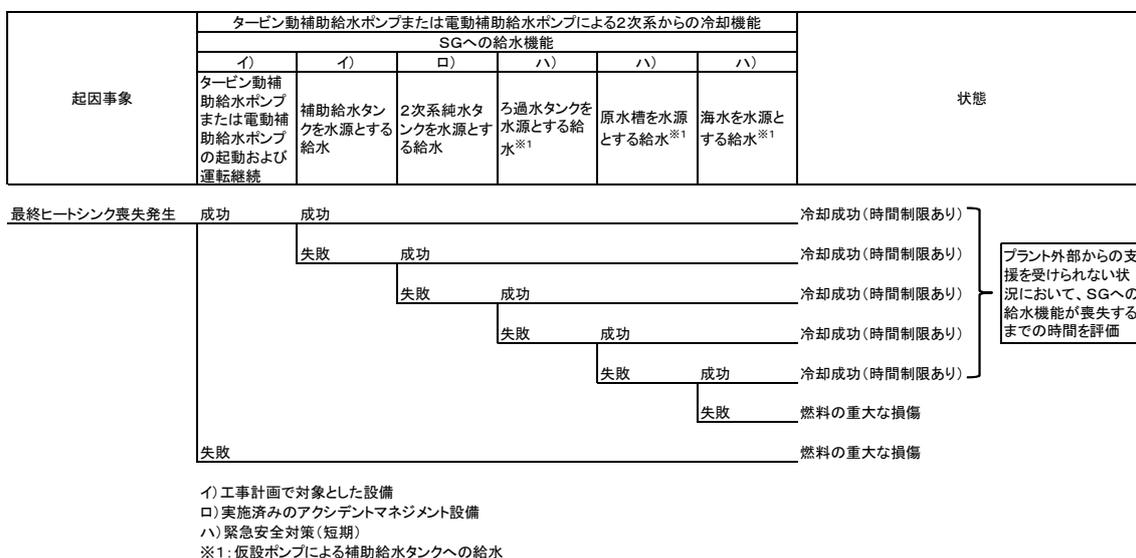


図 5-(5)-3 最終ヒートシンク喪失から燃料の重大な損傷に至る事象の過程 (炉心)

(b) SFPに燃料がある場合の特定結果

事象の過程として、SFPについては、最終ヒートシンク喪失に伴い、冷却機能が喪失するため、SFPへの給水を行うことにより燃料を継続して冷却する必要がある。SFPへの給水機能が失われ、燃料の崩壊熱を除去できなくなった場合には、最終的には燃料の重大な損傷に至る。

SFPに燃料がある場合の最終ヒートシンク喪失から燃料の重大な損傷に至る事象の過程をイベントツリーとしてまとめ、図 5-(5)-4 と図 5-(5)-5 に示す。

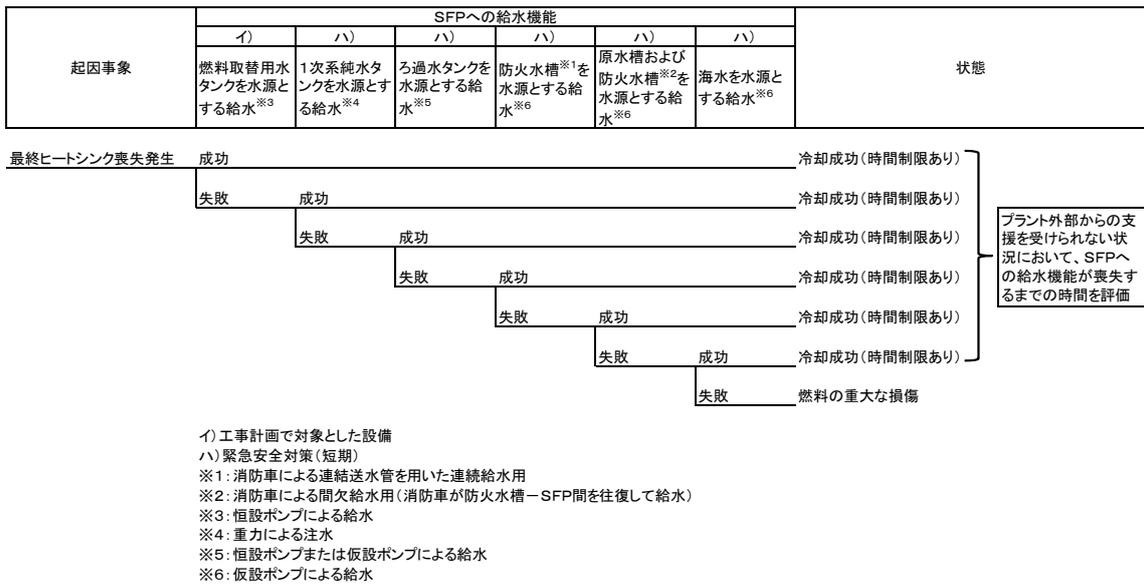


図 5-(5)-4 最終ヒートシンク喪失から燃料の重大な損傷に至る事象の過程 (SFP)【運転時】

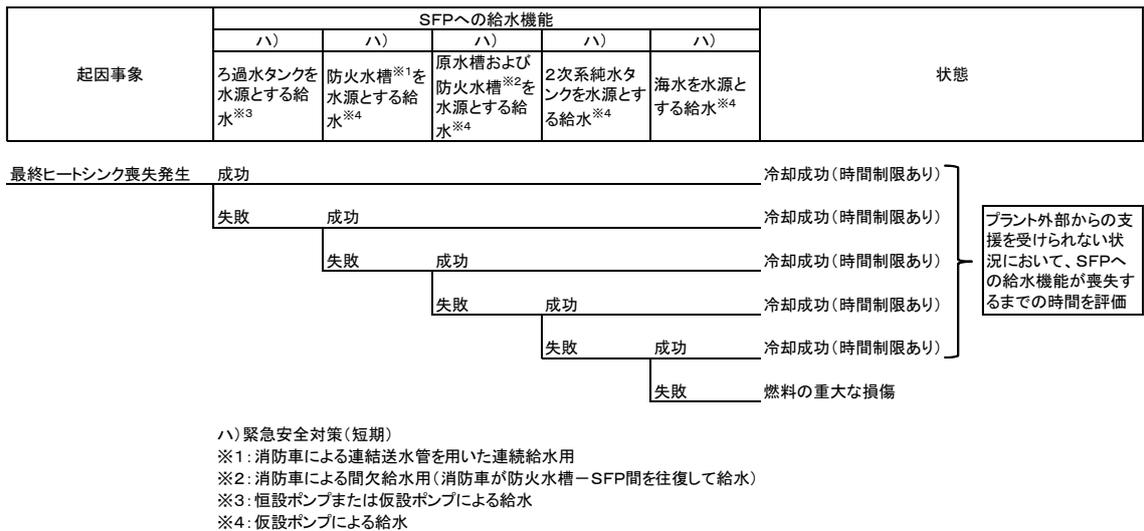


図 5-(5)-5 最終ヒートシンク喪失から燃料の重大な損傷に至る事象の過程 (SFP)【停止時】

以上により、最終ヒートシンク喪失から燃料の重大な損傷に至るまでの事象の過程から、炉心およびSFPにある燃料の重大な損傷を防止するための機能とシステムが把握できた。

これらシステムに係る設備は表 5-(5)-1 のとおりであり、保全プログラムまたは社内マニュアルにしたがって設備の保全を実施することで、設備の健全性の維持、確認を行っている。

表 5-(5)-1 燃料の重大な損傷を防止するための機能とシステムに係る設備

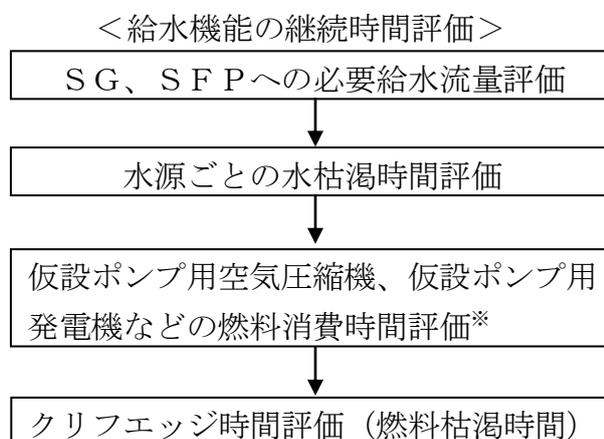
機能	恒設設備	仮設設備
SGへの給水機能	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 補助給水タンク 2次系純水タンク	—
SFPへの給水機能	燃料取替用水ポンプ 燃料取替用水タンク 1次系純水タンク 2次系純水タンク エンジン消火ポンプ 防火水槽 連結送水管（屋内消火栓）	消防車
SGおよびSFPへの給水機能（共通）	ろ過水タンク 原水槽 ディーゼル発電機燃料油貯油槽	水中ポンプ 水中ポンプ用発電機 空気作動ポンプ 空気作動ポンプ用空気圧縮機 仮設水槽 タンクローリー 軽油汲み上げポンプ（発電機含む）

b. 最終ヒートシンク喪失の継続時間およびクリフエッジの所在の特定結果

a. 項において特定した事象の過程を踏まえ、最終ヒートシンク喪失時の継続時間評価は、(2) b. 項に記載のとおり、「運転時」および「停止時」において、給水機能の継続時間を評価し、クリフエッジの所在の特定を行った。

給水機能の継続時間評価は、SG、SFPへの必要給水量評価に基づき、水源ごとの水枯渇時間、仮設ポンプの運転継続時間（燃料枯渇時間）を踏まえ、クリフエッジ（機能喪失）となる時間評価を行った。なお、最終的な水源は海水であり、海水は枯渇しないことから、水量上の制約はなく評価は不要である。

継続時間評価フロー図は以下のとおり。



※他号機への給水による燃料消費も考慮する。

(a) 運転時の継続時間に係る評価およびクリフェッジの所在の特定

イ. SG、SFPへの必要給水流量評価

炉心にある燃料およびSFPにある燃料の崩壊熱を考慮し必要な給水流量を評価した結果を添付 5-(5)-1 と添付 5-(5)-2 に示す。仮設ポンプによる給水を考えた場合に必要な最大流量は、SGで約 9m<sup>3</sup>/h、SFPで約 3m<sup>3</sup>/h である。一方、仮設ポンプの実機確認済み流量は、50m<sup>3</sup>/h 以上であり必要流量を確保することができる。

ロ. 水源ごとの水枯渇時間評価

(イ) 炉心にある燃料に対する評価結果

- ▶ 運転時に最終ヒートシンク喪失が発生した場合、タービン動補助給水ポンプまたは電動補助給水ポンプにより、SGの2次側への給水が行われ、SGを介した原子炉の冷却が行われる。
- ▶ 給水源の使用順序は、以下のとおりであり、補助給水タンクおよび2次系純水タンクの水が枯渇した以降は、③以降の水源の水を補助給水タンクへ補給することで継続的にSGへの給水を確保できることを訓練実績などから確認している。このとき、仮設ポンプ用の発電機および空気圧縮機の燃料として軽油が必要である。また、他号機も含めた各水源の各号機への使用量割り当ておよび水量設定の考え方を添付 5 - (5) - 3 に示す。

(給水源の使用順序)

- ①補助給水タンク
- ②2次系純水タンク
- ③ろ過水タンク
- ④原水槽
- ⑤海水

- ▶ 各水源ごとの水枯渇時間については、各水源の水量と炉心にある燃料の崩壊熱に見合う給水流量から、以下のとおりである。

(添付 5-(5)-1 参照)

- |           |             |
|-----------|-------------|
| ①補助給水タンク  | : 約 8 時間    |
| ②2次系純水タンク | : 約 4.3 日間  |
| ③ろ過水タンク   | : 約 15.7 日間 |
| ④原水槽      | : 約 8.4 日間  |
| ⑤海水       | : 枯渇せず      |

(ロ) S F Pにある燃料に対する評価結果

- ▶ 運転時に最終ヒートシンク喪失が発生した場合、冷却機能が喪失し、崩壊熱により S F P の水温が上昇することで、S F P 保有水が蒸散していくため、他の水源から S F P への給水が必要となる。
- ▶ 給水源の使用順序は、以下のとおりであり、①については、燃料取替用水ポンプを用い、②については、重力によって、それぞれ S F P へ給水することができる。また、③から⑤については、仮設ポンプ等を用いて継続的に S F P への給水を確保できることを訓練実績などから確認している。このとき、仮設ポンプ用の発電機および空気圧縮機などの燃料として軽油が必要である。また、他号機も含めた各水源の各号機への使用量割り当ておよび水量設定の考え方を添付 5-(5)-3 に示す。

(給水源の使用順序)

- ①燃料取替用水タンク
- ②1次系純水タンク
- ③防火水槽<sup>※1</sup>
- ④原水槽および防火水槽<sup>※2</sup>
- ⑤海水

※1：消防車による連結送水管を用いた連続給水用

※2：消防車による間欠給水用（消防車が防火水槽－S F P間を往復して給水）

- ▶ 水源ごとの水枯渇時間については、各水源の水量と S F P にある燃料の崩壊熱による保有水の蒸散量に見合う給水流量から評価し、以下のとおりである。（添付 5-(5)-2 参照）

- |                           |                    |
|---------------------------|--------------------|
| ①燃料取替用水タンク                | : 約 16.2 日間        |
| ②1次系純水タンク                 | : 約 1.7 日間         |
| ③防火水槽 <sup>※1</sup>       | : 約 0.4 日（約 10 時間） |
| ④原水槽および防火水槽 <sup>※2</sup> | : 約 7.0 日間         |
| ⑤海水                       | : 枯渇せず             |

※1：消防車による連結送水管を用いた連続給水用

※2：消防車による間欠給水用（消防車が防火水槽－S F P間を往復して給水）

- ▶ S F P への給水がない場合、崩壊熱により S F P 保有水は蒸散して減少する。崩壊熱と S F P 保有水量から計算すると、約 84 時間後には S F P 水位が有意に低下（通常水位-1m）する結果となる。

なお、SFPの燃料頂部が露出するまでの時間は、同様に計算され、約17日後となる。

#### ハ. 燃料消費時間の評価結果

これまでに評価した結果をまとめると、図5-(5)-6のとおり、最終ヒートシンク喪失から約4.7日後までは軽油を必要とせず、約4.7日以降は、仮設ポンプなどによる給水のための軽油が必要となる。

泊発電所では、仮設ポンプ用の発電機など1, 2, 3号機で共用しており、2, 3号機の運転状況により燃料枯渇時間は変化するが、2, 3号機とも停止している場合が最も厳しい評価となり、燃料枯渇時間は約142日である。燃料(軽油)枯渇時間評価を添付5-(5)-4に示す。

なお、軽油の補充に必要なタンクローリー、軽油汲み上げポンプによる燃料(軽油)消費も考慮して評価を行っている。

機能	水源	分類	最終ヒートシンク喪失発生からの時間(日数)																	
			1	2	3	4	5	...	19	20	21	22	...	28	29	...	142	143	144	...
SGへの給水機能	補助給水タンク	イ)	←約8時間																	
	2次系純水タンク	ロ)	←約4.3日間(約105時間)																	
	ろ過水タンク※1	ハ)																		
	原水槽※2	ハ)	約8.4日間(約201時間)→																	
	海水※2	ハ)																		
SFPへの給水機能	SFP水位1m低下		←約84時間後																	
	燃料取替用水タンク	イ)	←約16.2日間(約389時間)																	
	1次系純水タンク	ハ)	約1.7日間(約42時間)→																	
	防火水槽※3	ハ)																		
	原水槽※2および防火水槽※4	ハ)	約7.0日間(約167時間)→																	
燃料	燃料不要		←約4.7日後																	
	給水に使用																			
燃料補給	仮設ポンプ等への燃料補給(軽油)																			

■ : 燃料不要  
■ : 燃料必要

クリフエッジ発生  
【約142日後】  
(約3408時間後)

- ※1: 恒設消火ポンプまたは仮設ポンプ(運転用燃料: 軽油)を利用
- ※2: 仮設ポンプ(運転用燃料: 軽油)を利用
- ※3: 消防車(運転用燃料: 軽油)を利用(連結送水管を用いた連続給水)
- ※4: 消防車(運転用燃料: 軽油)を利用(間欠給水)
- イ) 工事計画で対象とした設備
- ロ) 実施済みのアクシデントマネジメント設備
- ハ) 緊急安全対策(短期)

約142日目以降は、発電所に貯蔵している軽油が枯渇した場合、仮設ポンプ等が運転できない。

図5-(5)-6 運転時のクリフエッジの所在の特定結果

#### ニ. クリフエッジの所在の特定

上記ハ. 項のとおり、運転時のクリフエッジは、外部からの支援がなく、SGおよびSFPへの給水のための仮設ポンプなどの燃料が枯渇した場合であり、最終ヒートシンク喪失発生から約142日後である。

(b) 停止時の継続時間に係る評価およびクリフェッジの所在の特定

イ. S F Pへの必要給水流量評価

停止時には炉心の燃料はS F Pに取り出されているため、S F Pについてのみ評価を行った。

S F Pにある燃料の崩壊熱を考慮し必要な給水流量を評価した結果を添付 5-(5)-2 に示す。仮設ポンプによる給水を考えた場合に必要な最大流量は、約 10m<sup>3</sup>/h である。一方、仮設ポンプの実機確認済み流量は、50m<sup>3</sup>/h 以上であり必要流量を確保することができる。

ロ. 水源ごとの水枯渇時間評価

- ▶ 停止時に最終ヒートシンク喪失が発生した場合、冷却機能が喪失し、崩壊熱により S F P の水温が上昇することで、S F P 保有水が蒸散していくため、他の水源から S F P への給水が必要となる。
- ▶ 給水源の使用順序は、以下のとおりであり、いずれも仮設ポンプ等を用いて継続的に S F P への給水を確保できることを訓練実績などから確認している。このとき、仮設ポンプ用の発電機および空気圧縮機の燃料として軽油が必要である。また、他号機も含めた各水源の各号機への使用量割り当ておよび水量設定の考え方を添付 5-(5)-3 に示す。

(給水源の使用順序)

- ①ろ過水タンク
- ②防火水槽<sup>※1</sup>
- ③原水槽および防火水槽<sup>※2</sup>
- ④2次系純水タンク
- ⑤海水

※1：消防車による連結送水管を用いた連続給水用

※2：消防車による間欠給水用（消防車が防火水槽－S F P間を往復して給水）

- ▶ 水源ごとの水枯渇時間については、各水源の水量と S F P にある燃料の崩壊熱に見合う給水流量から、以下のとおりである。（添付 5-(5)-2 参照）

- |                           |                    |
|---------------------------|--------------------|
| ①ろ過水タンク                   | : 約 13.8 日間        |
| ②防火水槽 <sup>※1</sup>       | : 約 0.1 日間（約 3 時間） |
| ③原水槽および防火水槽 <sup>※2</sup> | : 約 12.0 日間        |
| ④2次系純水タンク                 | : 約 6.9 日          |
| ⑤海水                       | : 枯渇せず             |

※1：消防車による連続送水管を用いた連続給水用

※2：消防車による間欠給水用（消防車が防火水槽－SFP間を往復して給水）

- SFPへの給水がない場合、崩壊熱によりSFP保有水は蒸散して減少する。崩壊熱とSFP保有水量から計算すると、約27時間後にはSFP水位が有意に低下（通常水位-1m）する結果となる。なお、SFPの燃料頂部が露出するまでの時間は、同様に計算され、約7日後となる。

#### ハ. 燃料消費時間の評価結果

これまで評価した結果をまとめると、図5-(5)-7のとおり、最終ヒートシンク喪失から約27時間後までは軽油を必要とせず、約27時間後以降は仮設ポンプなどによる給水のための軽油が必要となる。

泊発電所では、仮設ポンプ用の発電機など1, 2, 3号機で共用しており、2, 3号機の運転状況により燃料枯渇時間は変化するが、2号機運転時、3号機停止時の場合が最も厳しい評価となり、燃料枯渇時間は約142日である。燃料（軽油）枯渇時間評価を添付5-(5)-4に示す。

なお、軽油の補充に必要なタンクローリー、軽油汲み上げポンプによる燃料（軽油）消費も考慮して評価を行っている。

機能	水源	分類	最終ヒートシンク喪失発生からの時間(日数)																			
			1	2	3	4	5	6	...	15	16	...	27	28	...	34	35	...	142	143	144	...
SFPへの給水機能	SFP水位1m低下		1	2	3	4	5	6	...	15	16	...	27	28	...	34	35	...	142	143	144	...
	ろ過水タンク※1	ハ)	←約27時間後																			
	防火水槽※2	ハ)	←約13.8日間(約333時間)																			
	原水槽※3および防火水槽※4	ハ)	←約0.1日(約3時間)																			
	2次系純水タンク※3	ハ)	約12.0日間(約289時間)→																			
海水※3	ハ)	約6.9日間(約166時間)→																				
燃料	燃料不要		1	2	3	4	5	6	...	15	16	...	27	28	...	34	35	...	142	143	144	...
	給水に使用		←約27時間後																			
燃料補給	仮設ポンプ等への燃料補給(軽油)		補給不要(発電所に貯蔵されている燃料で対応)																		補給必要	

■ : 燃料不要  
■ : 燃料必要

クリフエッジ発生  
【約142日後】  
(約3408時間後)

- ※1：恒設消火ポンプまたは仮設ポンプ(運転用燃料:軽油)を利用
- ※2：消防車(運転用燃料:軽油)を利用(連続送水管を用いた連続給水)
- ※3：仮設ポンプ(運転用燃料:軽油)を利用
- ※4：消防車(運転用燃料:軽油)を利用(間欠給水)
- ハ)緊急安全対策(短期)

約142日目以降は、発電所に貯蔵している軽油が枯渇した場合、仮設ポンプ等が運転できない。

図5-(5)-7 停止時のクリフエッジの所在の特定結果

## ニ. クリフエッジの所在の特定

上記ハ. 項のとおり、停止時のクリフエッジは、外部からの支援がなく、SGおよびSFPへの給水のための仮設ポンプなどの燃料が枯渇した場合であり、最終ヒートシンク喪失発生から約142日後である。

### c. 事象の過程の進展を防止する措置の効果の評価結果

#### (a) 運転時の場合

b. 項より、炉心にある燃料の冷却に係るクリフエッジは、緊急安全対策前（防護措置の分類イ）、ロ）では、SGへの給水が補助給水タンク、2次系純水タンクからのみ可能であるため、これらのタンクの水が枯渇し、給水が不可能となる事態であり、約4.7日後にその状態となるが、緊急安全対策（防護措置の分類ハ）によって、SGへの給水機能を継続するために必要な水源にろ過水タンク、原水槽、海水が加わり合計5種類となり、海水まで含めた対策としていることから、水源側の制約はなくなり、給水のための仮設ポンプ等の運転に必要な燃料（軽油）が枯渇し、給水が不可能となる事態がクリフエッジとなり、約142日後に改善された。

一方、SFPにある燃料の冷却に係るクリフエッジは、燃料の崩壊熱によりSFP保有水が蒸散し、SFP水位が有意に低下（通常水位-1m）しても、SFPへの給水が行われず、さらにSFP水位が低下する事態であり、緊急安全対策前（防護措置の分類イ）では、燃料取替用水タンクの水が枯渇し、SFPへの給水ができなくなる約19.7日後がクリフエッジとなる。緊急安全対策（防護措置の分類ハ）によって、SFPへの給水機能を継続するために必要な水源に1次系純水タンク、防火水槽、原水槽、海水が加わり合計5種類となり、海水まで含めた対策としていることから、水源側の制約はなくなり、給水のための仮設ポンプ等の運転に必要な燃料（軽油）が枯渇し、給水が不可能となる事態がクリフエッジとなり、約142日後に改善された。

なお、緊急安全対策によるSFPへの給水を行わない場合、SFPの燃料頂部が露出するまでの時間は、約17日後となる。

#### (b) 停止時（SFPに燃料取出し中）の場合

b. 項より、SFPにある燃料の冷却に係るクリフエッジは、燃料の崩壊熱によりSFP保有水が蒸散し、SFP水位が有意に低下（通常水位-1m）しても、SFPへの給水が行われず、さらにSFP水位が低下する事態であり、緊急安全対策前では、SFPへの給水手段がないため、SFP水位が有意に低下（通常水位-1m）する約27時間後がクリフエッジとなる。緊急安全対策（防護措置の分類ハ）によって、SFPへの給水機能を継続

するために必要な水源がろ過水タンク、防火水槽、原水槽、2次系純水タンク、海水の合計5種類となり、海水まで含めた対策としていることから、水源側の制約はなくなり、給水のための仮設ポンプ等の運転に必要な燃料（軽油）が枯渇し、給水が不可能となる事態がクリフエッジとなり、約142日後に改善された。

なお、緊急安全対策によるSFPへの給水を行わない場合、SFPの燃料頂部が露出するまでの時間は、約7日後となる。

上記（a）および（b）において評価したクリフエッジおよび防護措置の効果を表5-(5)-2のとおり整理した。

表5-(5)-2 クリフエッジおよび防護措置の効果

		緊急安全対策前	緊急安全対策後
1号機運転時	炉心	約4.7日後	約142日後
	SFP	約19.7日後	
1号機停止時	SFP	約27時間後	約142日後

#### （4）評価結果のまとめ

緊急安全対策の結果、最終ヒートシンク喪失が発生した場合、プラント外部からの支援（仮設ポンプ等の運転用の軽油補給）がない場合でも、泊発電所に貯蔵されている使用可能な軽油により、燃料の重大な損傷に至ることなく、運転時、停止時ともに約142日間冷却を継続することができる。（表5-(5)-3参照）また、最終ヒートシンク喪失に至るような事態発生時においても、陸路、海路および空路により、泊発電所へ軽油の輸送が行われるよう、調達先との契約を結んでおり、発電所内の使用可能な軽油が枯渇するまでに、継続的な補給を行うことができ、給水機能を維持することが可能である。

表 5-(5)-3 使用可能な燃料量および冷却継続期間

1号機運転状態	燃料量（軽油量）	冷却継続期間	備考
運転時	387.6kℓ (51.8kℓ×7基 <sup>※1</sup> +25kℓ（タンクローリー））	約142日間	・油量は保安規定値に基づく最小値
停止時	387.6kℓ (51.8kℓ×7基 <sup>※2</sup> +25kℓ（タンクローリー））	約142日間	・油量は保安規定値に基づく最小値

※1：2号機が停止中で貯油槽1基の点検を想定

※2：1号機が停止中で貯油槽1基の点検を想定

(参考)

**【運用管理上の軽油量を用いた評価】**

上記の評価結果は、ディーゼル発電機の保安規定上の運転制限条件に基づき設定した最小軽油貯蔵量により評価を行っている。しかし、実際の運転管理においては、ディーゼル発電機燃料油貯油槽の油量は、1タンク当たり98.8kℓ以上確保される運用としている。

この管理状況を踏まえた場合、使用可能な燃料（軽油）量、冷却継続期間はそれぞれ以下のとおりとなる。

1号機運転状態	燃料量（軽油量）	冷却継続期間	備考
運転時	716.6kℓ (98.8kℓ×7基 <sup>※1</sup> +25kℓ（タンクローリー））	約262日間	・油量は運転管理値に基づく最小値
停止時	716.6kℓ (98.8kℓ×7基 <sup>※2</sup> +25kℓ（タンクローリー））	約262日間	・油量は運転管理値に基づく最小値

※1：2号機が停止中で貯油槽1基の点検を想定

※2：1号機が停止中で貯油槽1基の点検を想定

**【3号機ディーゼル発電機燃料油の汲み上げを可能とした場合の評価】**

現状、3号機のディーゼル発電機燃料油貯油槽から軽油を汲み上げることが出来ない設備状況にあることから、同貯油槽の軽油は評価に組み入れていない。3号機の次回定検（平成24年度実施）において、同貯油槽に貯蔵されている軽油を汲み上げることが可能とする設備改造を計画している。

これによって、さらに以下のとおり油量の増加、冷却継続期間の延長を図ることが可能となる。

1号機運転状態	燃料量（軽油量）	冷却継続期間	備考
運転時	571.4kℓ (51.8kℓ×8基+25kℓ(タンクローリー)+132kℓ(3号機)×1基 <sup>※1</sup> )	約209日間	・油量は保安規定値に基づく最小値
	953.4kℓ (98.8kℓ×8基+25kℓ(タンクローリー)+138kℓ(3号機)×1基 <sup>※1</sup> )	約348日間	・油量は運転管理値に基づく最小値
停止時	651.6kℓ (51.8kℓ×7基 <sup>※2</sup> +25kℓ(タンクローリー)+132kℓ(3号機)×2基)	約238日間	・油量は保安規定値に基づく最小値
	992.6kℓ (98.8kℓ×7基 <sup>※2</sup> +25kℓ(タンクローリー)+138kℓ(3号機)×2基)	約362日間	・油量は運転管理値に基づく最小値

※1：3号機が停止中で貯油槽1基の点検を想定

※2：1号機が停止中で貯油槽1基の点検を想定

#### 【新規淡水貯蔵設備設置後の評価】

平成26年度を目途に、泊発電所後背地高台に12,000m<sup>3</sup>程度の新規淡水貯蔵設備を設置し、重力によって補助給水タンクおよびSFPへ給水できる設計とする事を計画している。

これによって、以下のとおり、燃料（軽油）を必要とする仮設ポンプ等による給水開始が必要となる時期を遅らせることができ、冷却可能期間の延長を図ることが可能となる。12,000m<sup>3</sup>全てを重力注入可能として評価した場合の延長日数は以下のとおり。

1号機運転状態	仮設ポンプ等による給水開始が必要となる時期		冷却継続期間 延長日数
	12,000m <sup>3</sup> 水源 追加前	12,000m <sup>3</sup> 水源 追加後	
運転時	約4.7日	約17.1日	約12.4日
停止時	約1.1日	約14.7日	約13.6日

以上で評価した項目以外に、今後、緊急安全対策（短期）に加えて中長期対策として以下の対策を実施することとしており、その効果は以下のとおりである。

平成 24 年度上期目途で、最終ヒートシンク喪失の際に故障を想定している原子炉補機冷却海水ポンプについて、予備モータおよび代替海水取水ポンプの配備を計画している。故障の原因がモータの場合、ポンプの場合に応じ、それぞれ、予備モータへの交換、代替海水取水ポンプの活用により、原子炉補機冷却海水系の機能(最終ヒートシンクの機能)を復旧させることができ、クリフエッジに至る前に、原子炉補機冷却海水系、原子炉補機冷却水系、余熱除去系、SFP冷却系等を用いた燃料の冷却を行うことが可能となる。

## 5. 6 その他のシビアアクシデント・マネジメント

### (1) 評価実施事項

平成4年7月に通商産業省（当時）が発表した「アクシデントマネジメント対策の今後の進め方について」で規定し、泊発電所1号機において整備しているシビアアクシデント・マネジメント対策（燃料の重大な損傷を防止するための措置、放射性物質の大規模な放出を防止するために閉じ込め機能の健全性を維持するための措置）について、多重防護の観点から、その効果を示す。

### (2) 評価方法

#### a. 防護措置の特定と事象進展シナリオの確認

内の事象P S Aで想定した起因事象を対象に防護措置を明らかにして、燃料の重大な損傷および放射性物質の大規模な放出に至る事象の過程をイベントツリーで特定し、それぞれの事象に係る防護措置の有効性を確認する。具体的には以下の項目について確認する。

- (a) 発電所の系統構成およびその安全機能
- (b) 防護措置の整備状況
- (c) 事象進展シナリオの分析と防護措置の有効性
- (d) 組織体制および手順書の整備、教育および訓練の状況

#### b. 事象の過程の進展を防止する措置の効果の評価

抽出された防護措置については、多重防護の観点からその効果を確認する。また、防護措置が機能喪失した場合にその機能を代替する防護措置を明確にし、防護措置の種類と数を確認する。

上記の a. 項および b. 項を検討する検討条件については以下のとおりとする。

- ・地震、津波などの外的事象による設備への影響および防護措置に係る設備の復旧は考慮しない。なお、現場での手動操作により機能の回復が見込める場合にはシナリオ分析において適切に考慮する。
- ・対象とする防護措置は、下記のイ. ～ニ. に分類して示す。
  - イ. 工事計画で対象とした設備
  - ロ. 整備済のアクシデントマネジメント策
  - ハ. 緊急安全対策（短期）またはシビアアクシデントへの対応に関する措置
  - ニ. 設備強化対策（緊急安全対策に係る実施状況報告書またはシビアアクシデントへの対応に関する措置に係る実施状況報告書にて計画さ

れているもののうち設置済の設備)

なお、設置されていないが計画が明らかになっている設備による防護措置は参考とし、設置済の設備（上記のイ.～ニ.）による防護措置とは区別する。

### (3) 評価結果

#### a. 防護措置の特定と事象進展シナリオの確認結果

##### (a) 発電所の系統構成およびその安全機能

泊発電所1号機は、定格電気出力579MWのドライ型鋼製の格納容器を持つ2ループ構成の加圧水型軽水炉である。泊発電所1号機の系統構成の概要（全体概要）を、また、安全機能をサポートする系統として原子炉補機冷却水系および非常用所内電源系の系統構成の概要を添付5-(6)-1に示す。

プラントは、安全確保のため「多重防護」を基本的な考え方として、

- ・異常の発生防止
- ・異常の拡大および事故への進展の防止
- ・周辺への放射性物質の異常放出の防止

の観点から設計されている。

プラントの安全機能としては、「原子炉の停止機能」、「炉心冷却機能」、「放射性物質の閉じ込め機能」が求められ、それぞれの機能は、多重性または多様性を確保した以下の各種機器・系統により達成される。

- ・原子炉の停止機能

制御棒、安全保護系等

- ・炉心冷却機能

高圧注入系、蓄圧注入系および低圧注入系からなるECCS、SG、補助給水系、主蒸気安全弁等

- ・放射性物質の閉じ込め機能

格納容器本体、格納容器スプレイ系等

さらに、これらの安全機能をサポートする系統として非常用所内電源系、直流電源系、原子炉補機冷却水系、原子炉補機冷却海水系、制御用空気系等を備えている。

##### (b) 防護措置の整備状況

過去の技術検討の結果、泊発電所1号機において、これまでに以下の防護措置を整備してきた。

(b)-1 「アクシデントマネジメント検討報告書」および「アクシデントマネジメント整備報告書」において整備した防護措置

泊発電所1号機では、「泊発電所1号炉のアクシデントマネジメント検討報告書」（以下「AM検討報告書」という。）を平成6年3月に通商産業省（当時）へ提出しており、「泊発電所のアクシデントマネジメント整備報告書」（以下「AM整備報告書」という。）を平成14年5月に経済産業省原子力安全・保安院へ提出している。

AM検討報告書およびAM整備報告書において整備した防護措置は、プラントに深刻な影響を及ぼす事態として、

- ・炉心損傷（燃料の重大な損傷）
- ・格納容器機能喪失（放射性物質の大規模な放出）

を想定し、当該の事態に至る事象進展を整理することによりその要因を抽出し、事象の進展を防止するために使用できる措置をまとめることにより得たものである。要因の抽出にあたっては、内の事象P S Aで想定した起因事象を対象に主要な事象進展を想定し、炉心損傷および格納容器機能喪失に至る事象進展を分類している。AM検討報告書およびAM整備報告書での検討（内の事象P S Aで想定した起因事象および事象進展の分類）について、添付5-(6)-2に示す。これらの抽出された要因に対し、AM検討報告書およびAM整備報告書においてまとめた防護措置を添付5-(6)-3に示す。

(b)-2 「緊急安全対策に係る実施状況報告書」および「平成23年福島第一原子力発電所事故を踏まえたシビアアクシデントへの対応に関する措置に係る実施状況報告書」において整備した防護措置

福島第一原子力発電所の事故を踏まえ、緊急安全対策に係る実施状況報告書を平成23年4月に経済産業省へ提出（平成23年5月補正）しており、「平成23年福島第一原子力発電所事故を踏まえたシビアアクシデントへの対応に関する措置に係る実施状況報告書」（以下「S A対応措置報告書」という。）を平成23年6月に経済産業省へ提出している。

緊急安全対策に係る実施状況報告書およびS A対応措置報告書において整備した防護措置は、

- ・津波により3つの機能（交流電源（以下「A C電源」という。）を供給するすべての設備の機能、海水を使用して原子炉施設を冷却するすべての設備の機能およびS F Pを冷却するすべての設備の機能）を喪失したとしても炉心損傷および使用済燃料の損傷を防止する

- ・万一シビアアクシデントが発生した場合でも迅速に対応するための措置を講じる

という観点から得たものである。当該の防護措置は、「4. 多重防護の強化策」にまとめたとおりであり、評価対象時点において整備されている対策は、以下の項目のとおりである。

○緊急安全対策に係る実施状況報告書における防護措置

- ・緊急対策①「緊急時の電源確保」
- ・緊急対策②「緊急時の最終的な除熱機能の確保」
- ・緊急対策③「緊急時のSFPの冷却確保」

○SA対応措置報告書における防護措置

- ・SA措置①「中央制御室の作業環境の確保」
- ・SA措置②「緊急時における発電所構内通信手段の確保」
- ・SA措置③「高線量対応防護服等の資機材の確保および放射線管理のための体制の整備」
- ・SA措置④「水素爆発防止対策」
- ・SA措置⑤「がれき撤去用の重機の配備」

以上の防護措置に係る系統概要を機能別に整理した結果を、添付5-(6)-4に示す。また、防護措置の整備状況について、所定の機能を確保する上で必要となる主要な系統を整理した結果を、添付5-(6)-5に示す。これらの防護措置については、概ね工事計画の対象となっている既存設備を利用したものであるが、

- ・「代替再循環」に係る余熱除去系と格納容器スプレイ系を接続するライン
- ・「格納容器内自然対流冷却」に係る格納容器再循環ダクトのダクト開放機構、原子炉補機冷却水ポンプ入口圧力計
- ・「代替補機冷却」に係る空調用冷水系から余熱除去ポンプの原子炉補機冷却水系を接続するライン
- ・「格納容器内注水」に係る消火水系と格納容器スプレイ系を接続するライン

等については、AM策の整備に伴い、設備改造を行っている。

これらの防護措置に係る設備については、保安規定で定めた保守管理計画に基づいて保全を実施している。具体的には、設備に適応した保全プログラムを策定し、これに基づく保全を実施し、設備の健全性の維持、確認を行っている。さらに、保守管理の有効性評価の結果を踏まえ、必要に応

じて保全プログラムの見直しを行うなど、保守管理の継続的な改善活動を展開している。また、必要な資機材については、定期的に不具合の有無を確認し、数量を確保している。

以上より、これまでに整備した防護措置は、プラントに深刻な影響を及ぼす事態に対して網羅的に整備されており、適切な管理の下で運用されているといえる。

#### (c) 事象進展シナリオの分析と防護措置の有効性

炉心損傷および格納容器機能喪失に至るそれぞれの事象進展について、イベントツリーを用いてシナリオを分析し、(b) 項でまとめた防護措置の有効性を確認する。

##### (c)-1 炉心損傷防止

内的事象 P S A で想定した起因事象は、全部で 12 ある。

炉心損傷防止のための事象進展を評価するにあたり、炉心損傷の要因、炉心損傷を防止するための緩和機能の相違および 1 次系の状態等を考慮すると、事象進展シナリオは大きく 5 つのカテゴリに分類することができる。

##### ○炉心損傷カテゴリ 1 (LOCAシナリオ)

本カテゴリには、大破断 LOCA、中破断 LOCA および小破断 LOCA が分類される。

いずれの起因事象においても、その発生により 1 次冷却材が格納容器内に放出される。よって、当該事象発生時には、

- ・事故直後の原子炉への給水による炉心冷却 (E C C S 注入)
- ・再循環による炉心の継続的な除熱 (E C C S 再循環)

が必要になる。1 次系に発生する破断口の大きさにより、事象進展は異なる。1 次系の圧力が高く推移する場合、E C C S 注入および E C C S 再循環にあたっては、1 次系の冷却・減圧が必要となる。また、格納容器内の圧力が高くなる場合、格納容器スプレーが必要となる。

なお、大破断 LOCA は、1 次冷却系主配管の両端破断のように破断規模が大きく、事象初期に急激な 1 次系の減圧を生ずるもので、蓄圧注入系と低圧注入系により炉心冷却が可能となるものである。

中破断 LOCA は、大破断 LOCA と比較して破断口が小さく、低圧注入の作動には至らない程度の 1 次系の減圧が比較的緩やかなもので、蓄圧注入系と高圧注入系により炉心の冷却が可能となるものである。

小破断LOCAは、中破断LOCAよりもさらに破断口が小さいもの、あるいは加圧器逃がし弁から1次冷却材が過剰に流出するもので、高圧注入系で1次冷却材の補てんが可能であるが、破断流のみでは1次系からのエネルギー放出が小さいので、崩壊熱の除去には2次系からの冷却が必要となる。

#### ○炉心損傷カテゴリ2（格納容器バイパスシナリオ）

本カテゴリには、余熱除去系隔離弁LOCAおよび蒸気発生器伝熱管破損が分類される。いずれの起因事象においても、その発生により格納容器を介さず1次系の放射性物質が大気中に放出される格納容器バイパスを伴う。よって、当該事象発生時には、

- ・ 隔離弁閉止による1次冷却材の漏えい箇所の隔離（漏えい箇所の隔離）
- ・ 1次系の冷却・減圧による1次系と2次系の均圧化（漏えいの停止）

が必要になる。

なお、前者は物理的な隔離であるのに対し、後者は漏えいを停止させることによる広義での「漏えい箇所の隔離」と取扱うことができる。

#### ○炉心損傷カテゴリ3（トリップ失敗シナリオ）

本カテゴリには、ATWS（原子炉トリップ失敗事象）が分類される。ATWSの発生にあたっては、1次系に負の反応度を投入しつつ、1次系の圧力が高い状態において除熱を確実に実施していくことになる。よって、ATWS発生時には、

- ・ 原子炉トリップによる原子炉の停止（制御棒挿入）
- ・ 1次系の冷却・減圧（2次系による炉心冷却）

が必要になる。

#### ○炉心損傷カテゴリ4（トランジェントシナリオ）

本カテゴリには、主給水喪失、2次冷却系の破断、過渡事象および手動停止が分類される。いずれの起因事象においても、その発生により原子炉を停止し、1次系の圧力が高い状態において崩壊熱除去を確実に実施していくことになる。よって、当該事象発生時には、

- ・ 1次系の冷却・減圧（2次系による炉心冷却）

が必要になる。

○炉心損傷カテゴリ5（サポート機能喪失シナリオ）

本カテゴリには、外部電源喪失および補機冷却水の喪失が分類される。いずれの起因事象においても、その発生により各種安全機能が喪失し、事象進展の中で加圧器逃がし弁・安全弁LOCAおよび1次冷却材ポンプ封水LOCAを伴う場合がある。よって、当該事象発生時には、

・非常用電源または原子炉補機冷却水（サポート機能の復旧）が必要になる。

また、サポート機能の復旧と並行して、1次系の冷却・減圧による炉心の継続的な除熱が必要となる。

主に炉心損傷防止の点からアクシデントマネジメント策（以下「AM策」という。）として整備した防護措置ならびに緊急安全対策およびシビアアクシデント対応として整備した防護措置を考慮したイベントツリーを添付5-(6)-6に示す。

イベントツリーからのシナリオ分析により得られた、起因事象ごとの防護措置の有効性について、多重防護の観点からの網羅性も含め、以下にまとめる。

(c)-1-1 炉心損傷カテゴリ 1 (LOCAシナリオ) のシナリオ分析

(c)-1-1(1) 大破断LOCA

大破断LOCAのイベントツリーを添付 5-(6)-6 (1/10) に示す。

大破断LOCAに対しては、「蓄圧注入によるほう酸水の給水」(以下「蓄圧注入」という。)および「低圧注入による原子炉への給水」(以下「低圧注入」という。)の成功が事故直後の炉心冷却のために必須である。その後の継続的な原子炉への給水と炉心の継続的な除熱に成功するシナリオを以下に示す。

成功シナリオ	シナリオ数
(ア)「低圧注入による再循環炉心冷却(以下『低圧再循環』という。)」	1
(イ)「 <u>高圧注入による原子炉への給水</u> 」+「格納容器スプレイによる再循環格納容器冷却(以下『格納容器スプレイ再循環』という。)」+「 <u>代替再循環による炉心冷却</u> (以下『代替再循環』という。)」	1

注) ・(ア) はAM策を考慮しない場合の成功シナリオを示している。  
・下線は、AM策整備による手段

以上のとおり、AM策を整備することにより、(イ)の1つのシナリオが有効となった。

上述の各種手段のうち、炉心冷却機能に係るAM策として整備した手段としては、

・ECCS再循環の代替として炉心冷却⑤「水源補給による注入継続」(高圧注入による原子炉への給水)および炉心冷却⑫「代替再循環」がある。

(c)-1-1(2) 中破断LOCA

中破断LOCAのイベントツリーを添付 5-(6)-6 (2/10) に示す。

中破断LOCAに対しては、「蓄圧注入」の成功が事故直後の炉心冷却のために必須であるが、大破断LOCAに比べて1次系の圧力が高く推移するため、「高圧注入による原子炉への給水」の成否によって、その後の冷却手段の組合せが異なる。

なお、「健全SGによる強制冷却」では、「主蒸気逃がし弁による熱放出(以下『2次系強制冷却』という。)」による冷却に加えて「タービンバイパス弁による熱放出(以下『タービンバイパス系の活用』という。)」

による冷却も可能となる。よって、本手段が関係する後述のシナリオでは、イベントツリーが分岐するものの最終状態が等しくなるため、冷却成功のシナリオが2つ生じることになる（以降の各事象における各成功シナリオにおいても同様）。

「蓄圧注入」に成功した場合における炉心の継続的な除熱および原子炉への給水に成功するシナリオを以下に示す。

成功シナリオ	シナリオ数
<b>【「高圧注入による原子炉への給水」に成功した場合】</b>	
(ア)「高圧注入による再循環炉心冷却（余熱除去ポンプによるブースティングが必要。以下『高圧再循環』という。）」＋「格納容器スプレイ再循環」	1
(イ)「健全SGによる強制冷却」＋「 <u>低圧再循環</u> 」	2
(ウ)「高圧再循環」＋「 <u>代替格納容器冷却</u> 」	1
(エ)「健全SGによる強制冷却」＋「格納容器スプレイ再循環」＋「 <u>代替再循環</u> 」	2
<b>【「高圧注入による原子炉への給水」に失敗した場合】</b>	
(オ)「健全SGによる強制冷却」＋「 <u>低圧注入</u> 」＋「 <u>低圧再循環</u> 」	2

注) ・(ア) はAM策を考慮しない場合の成功シナリオを示している。

・下線は、AM策整備による手段

・「代替格納容器冷却」としては「代替格納容器気相冷却」および「格納容器内自然対流冷却」の手段が可能

以上のとおり、AM策を整備することにより、(イ)～(オ)の7つのシナリオが有効となった。

上述の各種手段のうち、炉心冷却機能に係るAM策として整備した手段としては、

- ・ECCS注入の代替として炉心冷却②「2次系強制冷却による低圧注入」（2次系強制冷却）および炉心冷却⑩「タービンバイパス系の活用」
- ・ECCS再循環の代替として炉心冷却③「2次系強制冷却による低圧再循環」（2次系強制冷却）、炉心冷却⑩「タービンバイパス系の活用」および炉心冷却⑫「代替再循環」
- ・格納容器スプレイの代替として炉心冷却④「2次系強制冷却によるサンプル水冷却」（2次系強制冷却）、炉心冷却⑩「タービンバイパス

系の活用」、炉心冷却⑥「代替格納容器気相冷却」および炉心冷却⑬「格納容器内自然対流冷却」

- ・ 2次系による炉心冷却の代替として炉心冷却⑩「タービンバイパス系の活用」

がある。

### (c)-1-1(3) 小破断LOCA

小破断LOCAのイベントツリーを添付5-(6)-6(3/10)に示す。

小破断LOCAに対しては、「原子炉停止」に失敗すると、ATWSシナリオに移行する。「原子炉停止」に成功した場合は、中破断LOCAに比べてもさらに1次系圧力が高く推移するため、「1次系の冷却・減圧」（「補助給水による蒸気発生器への給水（以下『補助給水による冷却』という。）」と「2次系強制冷却」）および「高圧注入による原子炉への給水」の成否が重要となり、その後の冷却手段の組合せが異なることになる。継続的な原子炉への給水と炉心の継続的な除熱に成功するシナリオを以下に示す。

成功シナリオ	シナリオ数
<b>【「1次系の冷却・減圧」および「高圧注入による原子炉への給水」に成功した場合】</b>	
(ア)「高圧再循環」＋「格納容器スプレイ再循環」	1
(イ)「健全SGによる強制冷却」＋「 <u>低圧再循環</u> 」	2
(ウ)「高圧再循環」＋「 <u>代替格納容器冷却</u> 」	1
(エ)「健全SGによる強制冷却」＋「格納容器スプレイ再循環」 ＋「 <u>代替再循環</u> 」	2
<b>【「1次系の冷却・減圧」のみ成功した場合】</b>	
(オ)「健全SGによる強制冷却」＋「蓄圧注入」＋「 <u>低圧注入</u> 」 ＋「 <u>低圧再循環</u> 」	2
<b>【「高圧注入による原子炉への給水」のみ成功した場合】</b>	
(カ)「『高圧注入による原子炉への給水』＋『加圧器逃がし弁による熱放出』（以下『フィードアンドブリード』という。）」 ＋「高圧再循環」＋「格納容器スプレイ再循環」	1
(キ)「フィードアンドブリード」＋「高圧再循環」＋「 <u>代替格納容器冷却</u> 」	1

注) ・(ア)はAM策を考慮しない場合の成功シナリオを示している。

・下線は、AM策整備による手段

- ・「代替格納容器冷却」としては「代替格納容器気相冷却」および「格納容器内自然対流冷却」の手段が可能

以上のとおり、AM策を整備することにより、(イ)～(キ)の9つのシナリオが有効となった。

上述の各種手段のうち、炉心冷却機能に係るAM策として整備した手段としては、

- ・ ECCS注入の代替として炉心冷却②「2次系強制冷却による低圧注入」(2次系強制冷却) および炉心冷却⑪「タービンバイパス系の活用」
- ・ ECCS再循環の代替として炉心冷却③「2次系強制冷却による低圧再循環」(2次系強制冷却)、炉心冷却⑪「タービンバイパス系の活用」 および炉心冷却⑫「代替再循環」
- ・ 格納容器スプレイの代替として炉心冷却④「2次系強制冷却によるサンプル水冷却」(2次系強制冷却)、炉心冷却⑪「タービンバイパス系の活用」、炉心冷却⑥「代替格納容器気相冷却」 および炉心冷却⑬「格納容器内自然対流冷却」
- ・ 2次系による炉心冷却の代替として炉心冷却⑪「タービンバイパス系の活用」 および炉心冷却⑩「フィードアンドブリード」

がある。

(c)-1-2 炉心損傷カテゴリ 2 (格納容器バイパスシナリオ) のシナリオ分析

(c)-1-2(1) 余熱除去系隔離弁 LOCA

余熱除去系隔離弁 LOCA のイベントツリーを添付 5-(6)-6 (4/10) に示す。

余熱除去系隔離弁 LOCA に対しては、「原子炉停止」、「蓄圧注入」および「高圧注入による原子炉への給水」の成功が事故直後の炉心冷却のために必須であるが、事故原因を鑑みると、「隔離弁閉止」と 1 次系の冷却・減圧の成否が重要となり、その後の冷却手段の組合せが異なることになる。

なお、「1 次系の減圧」では、「加圧器逃がし弁による 1 次系の減圧」に加えて「加圧器補助スプレイによる 1 次系の減圧」による減圧も可能となる。よって、これらの手段が関係する後述のシナリオでは、冷却成功のシナリオが 2 つずつ生じることとなる (以降の各事象における各成功シナリオにおいても同様)。「原子炉停止」、「蓄圧注入」および「高圧注入による原子炉への給水」に成功した場合の成功シナリオを以下に示す。

成功シナリオ	シナリオ数
<b>【「隔離弁閉止」に成功した場合】</b>	
(ア) 「補助給水による冷却」	1
(イ) 「 <u>フィードアンドブリード</u> 」 + 「高圧再循環」 + 「格納容器スプレイ再循環」	1
(ウ) 「 <u>フィードアンドブリード</u> 」 + 「高圧再循環」 + 「 <u>代替格納容器冷却</u> 」	1
<b>【「隔離弁閉止」に失敗した場合】</b>	
(エ) 「 <u>健全 SG による強制冷却</u> 」 + 「 <u>1 次系の減圧</u> 」 + 「 <u>高圧注入停止</u> 」 + 「 <u>充てん系による原子炉への給水</u> 」 + 「 <u>余熱除去系による冷却</u> 」	4
(オ) 「 <u>健全 SG による強制冷却</u> 」 + 「 <u>1 次系の減圧</u> 」 + 「 <u>高圧注入停止</u> 」 + 「 <u>充てん系による原子炉への給水</u> 」 + 「 <u>フィードアンドブリード</u> 」 + 「高圧再循環」 + 「格納容器スプレイ再循環」	4
(カ) 「 <u>健全 SG による強制冷却</u> 」 + 「 <u>1 次系の減圧</u> 」 + 「 <u>高圧注入停止</u> 」 + 「 <u>充てん系による原子炉への給水</u> 」 + 「 <u>フィードアンドブリード</u> 」 + 「高圧再循環」 + 「 <u>代替格納容器冷却</u> 」	4

- 注) ・(ア) はAM策を考慮しない場合の成功シナリオを示している。
- ・下線は、AM策整備による手段
  - ・「隔離弁閉止」に失敗した場合は、「1次系注水・減圧」または「クールダウン&リサーキュレーション」のシナリオとなる。
  - ・「代替格納容器冷却」としては「代替格納容器気相冷却」または「格納容器内自然対流冷却」の手段が可能

以上のとおり、AM策を整備することにより、(イ)～(カ)の14のシナリオが有効となった。

上述の各種手段のうち、炉心冷却機能に係るAM策として整備した手段としては、

- ・漏えい箇所の隔離の代替として炉心冷却⑦「1次系注水・減圧」および炉心冷却⑮「クールダウン&リサーキュレーション」
- ・2次系による炉心冷却の代替として炉心冷却⑩「フィードアンドブリード」
- ・格納容器スプレイの代替として炉心冷却⑥「代替格納容器気相冷却」および炉心冷却⑬「格納容器内自然対流冷却」がある。

#### (c)-1-2(2) 蒸気発生器伝熱管破損

蒸気発生器伝熱管破損のイベントツリーを添付 5-(6)-6 (5/10) に示す。

蒸気発生器伝熱管破損に対しては、「原子炉停止」に失敗するとATWSシナリオに移行する。「原子炉停止」に成功した場合、その後の冷却に成功するシナリオとしては、破損側SGの主蒸気逃がし弁の再閉止等の「2次系の開放」の有無によって冷却手段の組合せが異なることになる。

冷却に成功するシナリオは、「2次系の開放」が回避できる場合は、「(c)-1-2(1) 余熱除去系隔離弁LOCA」の「隔離弁閉止」に成功した場合、「2次系の開放」が回避できない場合は「(c)-1-2(1) 余熱除去系隔離弁LOCA」の「隔離弁閉止」に失敗した場合と同じである。

(c)-1-3 炉心損傷カテゴリ 3 (トリップ失敗シナリオ) のシナリオ分析

(c)-1-3(1) ATWS

ATWSのイベントツリーを添付 5-(6)-6 (6/10) に示す。

ATWSに対しては、AM策を考慮しない場合は、炉心の実出力フィードバックとSGへの給水能力がバランスした状態に近づくと考えられるが、安全に炉心を冷却するにはAM策を考慮する必要がある。

なお、事象発生時の出力レベルによって、未臨界確保および冷却手段の組合せが異なることになる。未臨界確保および冷却に成功するシナリオを以下に示す。

成功シナリオ	シナリオ数
<b>【「原子炉出力レベル」が高い場合】</b>	
(ア)「タービントリップ」+「補助給水による冷却」または「 <u>主給水による蒸気発生器への給水</u> (以下『 <u>主給水による冷却</u> 』という。)+「 <u>手動トリップ</u> 」	2
(イ)「タービントリップ」+「補助給水による冷却」または「 <u>主給水による冷却</u> 」+「 <u>緊急ほう酸注入系によるほう酸の添加</u> (以下『 <u>緊急ほう酸注入</u> 』という。)」	2
<b>【「原子炉出力レベル」が低い場合】</b>	
(ウ)「タービントリップ」+「補助給水による冷却」または「 <u>主給水による冷却</u> 」+「 <u>手動トリップ</u> 」	2
(エ)「タービントリップ」+「補助給水による冷却」または「 <u>主給水による冷却</u> 」+「 <u>緊急ほう酸注入</u> 」	2
(オ)「タービントリップ」+「 <u>手動トリップ</u> 」または「 <u>緊急ほう酸注入</u> 」+「 <u>フィードアンドブリード</u> 」+「 <u>高圧再循環</u> 」+「 <u>格納容器スプレイ再循環</u> 」	2
(カ)「タービントリップ」+「 <u>手動トリップ</u> 」または「 <u>緊急ほう酸注入</u> 」+「 <u>フィードアンドブリード</u> 」+「 <u>高圧再循環</u> 」+「 <u>代替格納容器冷却</u> 」	2
<b>【「原子炉出力レベル」が低く、「タービントリップ」に失敗した場合】</b>	
(キ)「 <u>手動トリップ</u> 」	1
(ク)「 <u>緊急ほう酸注入</u> 」	1

注) ・下線は、AM策整備による手段

・「代替格納容器冷却」としては「代替格納容器気相冷却」および「格納容器内自然対流冷却」の手段が可能

以上のとおり、AM策を整備することにより、(ア)～(ク)の14のシナリオが有効となった。

上述の各種手段のうち、原子炉の停止機能に係るAM策として整備した手段としては、

- ・制御棒挿入の代替として炉停止①「手動原子炉トリップ」(手動トリップ) および炉停止②「緊急ほう酸注入」
- ・2次系による炉心冷却の代替として炉停止③「緊急2次系冷却」(補助給水による冷却) および炉停止④「緊急2次系冷却の多様化」(主給水による冷却)

がある。

また、炉心冷却機能に係るAM策として整備した手段としては、

- ・2次系による炉心冷却の代替として炉心冷却⑩「フィードアンドブリード」
- ・格納容器スプレイの代替として炉心冷却⑥「代替格納容器気相冷却」 および炉心冷却⑬「格納容器内自然対流冷却」

がある。

(c)-1-4 炉心損傷カテゴリ 4 (トランジェントシナリオ) のシナリオ分析

(c)-1-4(1) 主給水喪失

主給水喪失のイベントツリーを添付 5-(6)-6 (7/10) に示す。

主給水喪失に対しては、「原子炉停止」に失敗すると A T W S シナリオに移行する。「原子炉停止」に成功した場合、その後の冷却に成功するシナリオを以下に示す。

成功シナリオ	シナリオ数
(ア) 「補助給水による冷却」	1
(イ) 「 <u>主給水による冷却</u> 」	1
(ウ) 「 <u>フィードアンドブリード</u> 」 + 「高圧再循環」 + 「格納容器スプレイ再循環」	1
(エ) 「 <u>フィードアンドブリード</u> 」 + 「高圧再循環」 + 「 <u>代替格納容器冷却</u> 」	1

注) ・(ア) は AM 策を考慮しない場合の成功シナリオを示している。

・下線は、AM 策整備による手段

・「代替格納容器冷却」としては「代替格納容器気相冷却」および「格納容器内自然対流冷却」の手段が可能

以上のとおり、AM 策を整備することにより、(イ) ~ (エ) の 3 つのシナリオが有効となった。

上述の各種手段のうち、炉心冷却機能に係る AM 策として整備した手段としては、

・ 2 次系による炉心冷却の代替として炉心冷却⑧「代替給水」(主給水による冷却) および炉心冷却⑩「フィードアンドブリード」

・格納容器スプレイの代替として炉心冷却⑥「代替格納容器気相冷却」および炉心冷却⑬「格納容器内自然対流冷却」

がある。

(c)-1-4(2) 2 次冷却系の破断

2 次冷却系の破断のイベントツリーを添付 5-(6)-6 (8/10) に示す。

2 次冷却系の破断に対しては、「原子炉停止」に失敗すると A T W S シナリオに移行する。「原子炉停止」に成功した場合、その後の冷却に成功するシナリオを以下に示す。

成功シナリオ	シナリオ数
(ア)「主蒸気隔離」＋「補助給水による冷却」	1
(イ)「 <u>フィードアンドブリード</u> 」＋「高圧再循環」＋「格納容器スプレイ再循環」	1
(ウ)「 <u>フィードアンドブリード</u> 」＋「高圧再循環」＋「 <u>代替格納容器冷却</u> 」	1

注) ・(ア) はAM策を考慮しない場合の成功シナリオを示している。

- ・下線は、AM策整備による手段
- ・「代替格納容器冷却」としては「代替格納容器気相冷却」および「格納容器内自然対流冷却」の手段が可能

以上のとおり、AM策を整備することにより、(イ) および (ウ) の2つのシナリオが有効となった。

上述の各種手段のうち、炉心冷却機能に係るAM策として整備した手段としては、

- ・2次系による炉心冷却の代替として炉心冷却⑩「フィードアンドブリード」
- ・格納容器スプレイの代替として炉心冷却⑥「代替格納容器気相冷却」および炉心冷却⑬「格納容器内自然対流冷却」

がある。

#### (c)-1-4(3) 過渡事象

過渡事象のイベントツリーを添付 5-(6)-6 (7/10) に示す。

過渡事象については、(c)-1-4(1)に示す主給水喪失の進展と同様であり、対応する防護措置も同じである。

#### (c)-1-4(4) 手動停止

手動停止のイベントツリーを添付 5-(6)-6 (7/10) に示す。

手動停止については、(c)-1-4(1)に示す主給水喪失の原子炉停止後の進展と同様であり、対応する防護措置も同じである。

(c)-1-5 炉心損傷カテゴリ 5 (サポート機能喪失シナリオ) のシナリオ分析

(c)-1-5(1) 外部電源喪失

外部電源喪失のイベントツリーを添付 5-(6)-6 (9/10) に示す。

外部電源喪失に対しては、「非常用所内電源からの給電」が重要となる。冷却に成功するシナリオを以下に示す。

成功シナリオ	シナリオ数
<b>【「非常用所内電源からの給電」成功の場合】</b>	
(ア) 「補助給水による冷却」	1
(イ) 「 <u>フィードアンドブリード</u> 」 + 「高圧再循環」 + 「格納容器スプレイ再循環」	1
(ウ) 「 <u>フィードアンドブリード</u> 」 + 「高圧再循環」 + 「 <u>代替格納容器冷却</u> 」	1
<b>【「非常用所内電源からの給電」失敗の場合】</b>	
(エ) 「 <u>補助給水による冷却 (タービン動補助給水ポンプを用いた 2 次系による除熱 (仮設ポンプ等による補助給水タンクへの給水を含む))</u> 」 + 「蓄圧注入」 + 「 <u>移動発電機車による給電</u> 」	1

注) ・(ア) は AM 策を考慮しない場合の成功シナリオを示している。

・下線 (実線) は、AM 策整備による手段

・下線 (二重線) は、緊急安全対策に係る整備による手段

・「代替格納容器冷却」としては「代替格納容器気相冷却」および「格納容器内自然対流冷却」の手段が可能

以上のとおり、AM 策を整備することにより、「非常用所内電源からの給電」成功の場合において (イ) および (ウ) の 2 つのシナリオが有効となった。また、「非常用所内電源からの給電」失敗の場合においても、緊急安全対策に係る整備により、(エ) のシナリオが有効となり、「AC 電源の回復 (回復または電源融通)」が成功した場合には (ア) ~ (ウ) と同様のシナリオにより炉心損傷の防止を図ることとなる。

なお、「1 次冷却材ポンプ封水 LOCA」が重畳した場合または「加圧器逃がし弁・安全弁 LOCA」により漏えいが継続する場合は、小破断 LOCA と同様の事象進展となるため、「AC 電源の回復」により、ECCS や格納容器スプレイ系を使用可能とする。これにより「高圧再循環」等の手段を用いたシナリオが有効となる。

上述の各種手段のうち、炉心冷却機能に係るAM策として整備した手段としては、

- ・ ECCS注入の代替として炉心冷却②「2次系強制冷却による低圧注入」(2次系強制冷却)
- ・ ECCS再循環の代替として炉心冷却③「2次系強制冷却による低圧再循環」(2次系強制冷却) および炉心冷却⑫「代替再循環」
- ・ 2次系による炉心冷却の代替として炉心冷却⑩「フィードアンドブリード」
- ・ 格納容器スプレイの代替として炉心冷却④「2次系強制冷却によるサンプル水冷却」(2次系強制冷却)、炉心冷却⑥「代替格納容器気相冷却」 および炉心冷却⑬「格納容器内自然対流冷却」

がある。

また、安全機能のサポート機能に係るAM策として整備した手段としては、

- ・ 非常用電源の代替としてサポート①「電源復旧」またはサポート⑥「号機間電源融通」(AC電源の回復)

がある。

なお、福島第一原子力発電所事故を踏まえ、炉心冷却機能に係る防護措置として緊急安全対策に係る実施状況報告書において新たに整備した手段としては、

- ・ 2次系による炉心冷却の代替として緊急対策②「緊急時の最終的な除熱機能の確保」(タービン動補助給水ポンプを用いた2次系による除熱(仮設ポンプ等による補助給水タンクへの給水を含む))

がある。

さらに、安全機能のサポート機能に係る防護措置として新たに整備した手段としては、

- ・ 非常用電源の代替として緊急対策①「緊急時の電源確保」(移動発電機車による給電)

がある。

#### (c)-1-5(2) 補機冷却水の喪失

補機冷却水の喪失のイベントツリーを添付 5-(6)-6 (10/10) に示す。補機冷却水の喪失に対し、炉心の冷却に成功するシナリオを以下に示す。

成功シナリオ	シナリオ数
(ア)「補助給水による冷却」＋「蓄圧注入」	1
(イ)「 <u>原子炉補機冷却水系の短時間の回復</u> 」＋「 <u>フィードアンドブリード</u> 」＋「高圧再循環」＋「格納容器スプレイ再循環」	1
(ウ)「 <u>原子炉補機冷却水系の短時間の回復</u> 」＋「 <u>フィードアンドブリード</u> 」＋「高圧再循環」＋「 <u>代替格納容器冷却</u> 」	1

注) ・(ア) はAM策を考慮しない場合の成功シナリオを示している。

- ・下線は、AM策整備による手段
- ・「代替格納容器冷却」としては「代替格納容器気相冷却」および「格納容器内自然対流冷却」の手段が可能

以上のとおり、AM策を整備することにより、(イ) および (ウ) の2つのシナリオが有効となった。

なお、加圧器逃がし弁・安全弁LOCAまたは1次冷却材封水LOCAの重畳の有無も事象進展に影響を及ぼす。これらが発生した場合には、小破断LOCAと同様の事象進展となるため、原子炉補機冷却水系の回復により、ECCSや格納容器スプレイ系を使用可能とする。これにより「高圧再循環」等の手段を用いたシナリオが有効となる。

上述の各種手段のうち、炉心冷却機能に係るAM策として整備した手段としては、

- ・ECCS注入の代替として炉心冷却②「2次系強制冷却による低圧注入」(2次系強制冷却) および炉心冷却⑪「タービンバイパス系の活用」
- ・ECCS再循環の代替として炉心冷却③「2次系強制冷却による低圧再循環」(2次系強制冷却)、炉心冷却⑪「タービンバイパス系の活用」、炉心冷却⑭「代替補機冷却」および炉心冷却⑫「代替再循環」
- ・格納容器スプレイの代替として炉心冷却④「2次系強制冷却によるサンプル水冷却」(2次系強制冷却)、炉心冷却⑪「タービンバイパス系の活用」および炉心冷却⑥「代替格納容器気相冷却」および炉心冷却⑬「格納容器内自然対流冷却」
- ・2次系による炉心冷却の代替として炉心冷却⑪「タービンバイパス系の活用」および炉心冷却⑩「フィードアンドブリード」

がある。

また、安全機能のサポート機能に係るAM策として整備された手段と

しては、

- ・原子炉補機冷却水の代替としてサポート③「補機冷却水系回復」およびサポート⑤「代替補機冷却」がある。

以上のシナリオ分析の結果から、起因事象ごとに有効な防護措置を整理したものを添付 5-(6)-7 に示す。

### (c)-2 格納容器機能喪失防止

格納容器機能喪失防止のための事象進展を評価するにあたり、炉心損傷に至った起因事象、格納容器機能喪失等を防止するための緩和機能の相違、1次系の状態や格納容器内での事象進展（添付5-(6)-8参照）の組合せ等を考慮すると、事象進展シナリオは5つのカテゴリに分類することができる。

#### ○格納容器機能喪失カテゴリ1（大破断LOCA等）

本カテゴリには、大破断LOCA発生の場合およびATWS発生時に1次系の減圧に失敗して原子炉容器が破損した場合が分類される。いずれの事象においても、1次系に大きな破断口や開口部が発生して格納容器内に1次冷却材が放出され、1次系の圧力は低く推移する。

#### ○格納容器機能喪失カテゴリ2（中破断LOCA）

本カテゴリには、中破断LOCA発生の場合が分類される。中破断LOCAでは、1次系に比較的大きな破断口が発生して格納容器内に1次冷却材が放出され、1次系の圧力は余熱除去ポンプの吐出圧より高めで推移する。本カテゴリにおいては、格納容器からの除熱の失敗により格納容器の機能喪失に至り、その結果炉心の冷却水が失われて炉心損傷が発生するシナリオ（以下「格納容器先行破損シナリオ」という。）を考慮する。

#### ○格納容器機能喪失カテゴリ3（小破断LOCA等）

本カテゴリには、小破断LOCA発生の場合およびLOCA以外の起因事象発生時にフィードアンドブリードに成功する場合が分類される。いずれの事象においても、1次系に比較的小きな破断口や開口部が発生して格納容器内に1次冷却材が放出され、1次系を減圧できなかった場合、原子炉容器破損に至るまではその圧力が比較的高く推移する。本カテゴリにおいては、格納容器機能喪失カテゴリ2と同様に格納容器先行破損シナリオを考慮する。また、1次系の圧力が高いまま推移した場合は、原子炉容器破損時に溶融した炉心が格納容器内に分散放出するシナリオも考慮する。

#### ○格納容器機能喪失カテゴリ4（主給水喪失等）

本カテゴリには、LOCA以外の起因事象発生時にフィードアンドブリードに失敗する場合が分類される。いずれの事象においても、1次系には開口部が発生せず、1次系の圧力が減圧できなかった場合、

原子炉容器破損に至るまではその圧力が高く推移する。特に、1次系の圧力が高いまま推移した場合は、1次系配管のクリーブ破損等が発生するシナリオおよび原子炉容器破損時に溶融した炉心が格納容器内に分散放出するシナリオも考慮する。

#### ○格納容器機能喪失カテゴリ 5（蒸気発生器伝熱管破損等）

本カテゴリは、蒸気発生器伝熱管破損の場合および余熱除去系隔離弁LOCA発生時に隔離弁閉止に失敗し、かつ、フィードアンドブリードに失敗する場合が分類される。いずれの事象においても、格納容器を介さず1次系の放射性物質が大気中に放出される格納容器パイパスが発生する。

これらの分類のもと、格納容器機能喪失防止の点からAM策として整備した防護措置ならびに緊急安全対策およびシビアアクシデント対応として整備した防護措置を考慮したイベントツリーを添付 5-(6)-9 に示す。

なお、格納容器機能喪失防止の点で、炉心冷却以外の手段に期待できない格納容器機能喪失カテゴリ 5（蒸気発生器伝熱管破損等）についてはイベントツリーを作成していない。

イベントツリーからのシナリオ分析により得られた、カテゴリごとの防護措置の有効性について、多重防護の観点からの網羅性も含め、以下にまとめる。最初に各イベントツリーでの共通シナリオおよび当該のシナリオにおける防護措置の有効性について整理し、次にカテゴリごとのイベントツリーにおけるシナリオの概要および防護措置の有効性について整理する。

#### (c)-2-1 各イベントツリーでの共通シナリオおよび防護措置の有効性

##### (c)-2-1(1) 炉心冷却に失敗した場合

格納容器機能喪失カテゴリ 1～4に分類されるシナリオにおいては、炉心損傷発生後の「格納容器隔離」（格納容器手動隔離）の失敗、原子炉容器破損前の可燃性ガスの高濃度での燃焼や原子炉容器内水蒸気爆発（以下「炉内水蒸気爆発」という。）の発生により格納容器の機能喪失に至る場合もある。それらにより格納容器機能喪失に至らない場合は、最終的には原子炉容器内または格納容器内に給水を行い、「格納容器スプレイ再循環」、「代替格納容器冷却」等の手段を用いて、格納容器健全性の維持を図る。これらの手段により格納容器健全性維持に至るまでのシナリオとしては、プラント状態の相違等によって事象進展に若干の違

いはあるが、大きく以下の3つのシナリオ i) ~iii) に分類することができる。

なお、これ以降、各シナリオの説明において、「格納容器隔離」の失敗、可燃性ガスの高濃度での燃焼または炉内水蒸気爆発による格納容器の機能喪失に関しては、それらの回避が各シナリオの成立に係る共通の前提であることから、その旨は特に記載しない。

#### ○シナリオ i)

シナリオ i) は、炉心の冷却に失敗した場合に、「原子炉への給水回復」に成功するなどして、損傷した炉心からの崩壊熱が水蒸気などを介して格納容器内に放出され、準静的に格納容器内圧力・温度が上昇するシナリオである。このシナリオでは、格納容器内からの除熱が必要であり、除熱に失敗した場合は格納容器の機能喪失に至る。

シナリオ i) において、格納容器健全性維持に成功するシナリオとしては、AM策を考慮しない場合、

(ア) 「格納容器スプレー再循環」

(イ) 「格納容器スプレーの回復」

の2つがある。AM策を考慮した場合には、

(ウ) 「代替格納容器冷却」

(エ) 「格納容器内液相部への蓄熱」 + 「格納容器スプレーの遅い回復」

の2つのシナリオが加わり、合計4つになる。

ここで、「代替格納容器冷却」としては「代替格納容器気相冷却」および「格納容器内自然対流冷却」の手段が可能である。

上述の各種手段のうち、放射性物質の閉じ込め機能に係るAM策として整備した手段は、

・格納容器スプレーの代替として閉じ込め①「代替格納容器気相冷却」、閉じ込め③「格納容器内自然対流冷却」および閉じ込め④「格納容器内注水」(格納容器内液相部への蓄熱)

がある。

#### ○シナリオ ii)

シナリオ ii) は、1次系の圧力が低い状態で、「原子炉への給水回復」に失敗し、原子炉容器が破損するシナリオである。このシナリオでは、「高圧注入/低圧注入/格納容器スプレーによる燃料取替用水タンク水の持ち込み」(以下「RWS T水の持ち込み」という。) または「消火水スプレーによる格納容器内注水」(以下「格納容器内注水」と

いう。)により、原子炉容器破損時に落下した熔融炉心の崩壊熱を除去する。

なお、「RWS T水の持ち込み」または「格納容器内注水」に成功した場合においても、原子炉容器破損時に熔融炉心と水との相互作用による原子炉容器外水蒸気爆発（以下「炉外水蒸気爆発」という。）が発生するシナリオ、および「格納容器内注水」に失敗してベースマットの熔融貫通が発生するシナリオでは、格納容器機能喪失に至る。これらが回避できた場合は、最終的にシナリオ i) に移行する。

シナリオ ii) において、格納容器の健全性維持に成功するシナリオとしては、AM策を考慮しない場合、

- ・「RWS T水の持ち込み」に成功、およびベースマット熔融貫通・炉外水蒸気爆発による格納容器機能喪失の回避

があり、これによりシナリオ i) に移行できる。AM策を考慮した場合には、

- ・「格納容器内注水」に成功、およびベースマット熔融貫通・炉外水蒸気爆発による格納容器機能喪失の回避

のシナリオが加わり、これによりシナリオ i) に移行できる。

上述の各種手段のうち、放射性物質の閉じ込め機能に係るAM策として整備した手段は、

- ・格納容器スプレイの代替として閉じ込め④「格納容器内注水」がある。

#### ○シナリオ iii)

シナリオ iii) は、「1次系強制減圧」に失敗し、1次系の圧力が高い状態で原子炉容器の破損に至るシナリオである。このシナリオでは、1次系の圧力が高いため、原子炉容器破損時に格納容器雰囲気直接加熱または格納容器への直接接触による格納容器機能喪失が発生するシナリオも考慮するが、それらを回避できた場合は、シナリオ ii) に移行する。

なお、PWRの大型ドライ型格納容器では、これらの事象により格納容器機能喪失に至る可能性は低いとされている。また、このシナリオ iii) は、1次系の破断口の有無により、さらに2つに分類できる。

シナリオ iii)-1は、カテゴリ 3を対象としたシナリオであり、上述のとおり格納容器雰囲気直接加熱等の事象を考慮したシナリオである。一方、シナリオ iii)-2は、カテゴリ 4を対象としたシナリオである。1次系にLOCA等による破断口が存在しないため、シナリオ iii)-1に比べて1次系の圧力が高く推移する。よって、誘因蒸気発生器伝熱

管破損およびホットレグ（1次冷却材主配管（高温側））クリープ破損といった1次系の破損や、誘因蒸気発生器伝熱管破損による格納容器機能喪失という事象を考慮している。

なお、シナリオ iii) に至る以前のプロセスにおいて、原子炉容器破損前に「1次系強制減圧」に成功した場合は、その後の「原子炉への給水回復」の成否によって、それぞれシナリオ i) またはシナリオ ii) に移行する。

シナリオ iii) において、格納容器健全性の維持を成功させるためのシナリオとしては、AM策考慮の有無に関わらず、

- ・格納容器雰囲気直接加熱および格納容器への直接接触の回避があり、これによりシナリオ ii) に移行できる。

なお、シナリオ冒頭で「1次系強制減圧」に成功すれば、シナリオ i) またはシナリオ ii) に移行することになる。ここで、閉じ込め⑤「1次系強制減圧」は放射性物質の閉じ込め機能に係るAM策として整備した手段である。

#### (c)-2-1(2) 炉心冷却に成功した場合

格納容器機能喪失カテゴリ 2 および 3 に分類されるシナリオにおいては、炉心の崩壊熱は格納容器内に放出され、水蒸気などを介して準静的に格納容器内圧力が上昇する。よって、何らかの手段による格納容器内からの除熱が必要となる。この格納容器機能喪失カテゴリで考慮している格納容器先行破損シナリオでは、除熱に失敗した場合は格納容器の機能喪失に至り、その結果炉心の冷却水が失われ、炉心損傷が発生することとなる。

このシナリオにおいて、格納容器健全性維持を成功させるためのシナリオとしては、AM策を考慮しない場合、

(オ)「格納容器スプレー再循環」：格納容器機能喪失カテゴリ 2、3 がある。

AM策を考慮した場合には、

(カ)「代替格納容器冷却」：格納容器機能喪失カテゴリ 2、3

(キ)「2次系強制冷却によるサンプル水の冷却」（「タービンバイパス系の活用」も含む）：格納容器機能喪失カテゴリ 2、3

の2つのシナリオが加わり、合計3つになる。

ここで、「代替格納容器冷却」としては「代替格納容器気相冷却」および「格納容器内自然対流冷却」の手段が可能である。

上述の各種手段のうち、炉心冷却機能に係るAM策として整備した手段は、

- ・格納容器スプレイの代替として炉心冷却④「2次系強制冷却によるサンプ水冷却」、炉心冷却⑩「タービンバイパス系の活用」、炉心冷却⑥「代替格納容器気相冷却」および炉心冷却⑬「格納容器内自然対流冷却」

がある。

なお、格納容器機能喪失カテゴリ 1 および 4 に分類されるイベントツリーにおいて、格納容器先行破損シナリオが存在しないのは、これらの起因事象およびその後の事象進展の組合せでは、炉心冷却に成功していれば、炉心損傷はもとより格納容器機能喪失に至らないため、本評価の対象外となるためである。

#### (c)-2-2 格納容器機能喪失カテゴリごとのシナリオの概要および防護措置の有効性

(c)-2-1 の分析結果から、カテゴリごとに各事象段階での防護措置の有効性等についてまとめる。各カテゴリにおける格納容器健全性維持のためのシナリオの概要および防護措置の有効性は以下のとおりである。

##### ○格納容器機能喪失カテゴリ 1（大破断 L O C A 等）

###### 【炉心冷却に失敗した場合】

このシナリオでは、「原子炉への給水回復」に成功した場合は、シナリオ i) に移行し、「原子炉への給水回復」に失敗した場合は、シナリオ ii) を経てシナリオ i) に移行するというものである。したがって、本グループに関する AM 策の有効性は、シナリオ i) 、 ii) の AM 策の有効性と同様である。

##### ○格納容器機能喪失カテゴリ 2（中破断 L O C A）

###### 【炉心冷却に失敗した場合】

格納容器機能喪失カテゴリ 1 と同様である。

###### 【炉心冷却に成功した場合】

格納容器先行破損回避のために有効な AM 策は、既述のとおり「代替格納容器冷却」と「2次系強制冷却によるサンプ水冷却」である。

##### ○格納容器機能喪失カテゴリ 3（小破断 L O C A 等）

###### 【炉心冷却に失敗した場合】

このシナリオでは、「1次系強制減圧」に成功した場合、シナリオ iii) での格納容器機能喪失は回避し、シナリオ i) またはシナリオ

ii) に移行する。したがって、本カテゴリに関するAM策の有効性は、シナリオ i)、ii) および iii) のAM策の有効性と同様である。

**【炉心冷却に成功した場合】**

格納容器機能喪失カテゴリ 2 と同様である。

○格納容器機能喪失カテゴリ 4（主給水喪失等）

**【炉心冷却に失敗した場合】**

格納容器機能喪失カテゴリ 3 と同様である。

○格納容器機能喪失カテゴリ 5（蒸気発生器伝熱管破損等）

蒸気発生器伝熱管破損等のいわゆる格納容器バイパス事象では、格納容器の機能によらず放射性物質が直接外部に漏えいすることから、炉心損傷を防止することが放射性物質の大規模な放出防止に必要である。

以上のシナリオ分析の結果から、カテゴリごとに有効な防護措置を整理したものを添付 5-(6)-10 に示す。

以上のように、これまでに整備した防護措置は、それぞれの事象進展シナリオに対して網羅的に整備されており、プラントに深刻な影響を及ぼす事態に対し、プラントの安全性向上が図られている。

(d) 組織体制および手順書の整備、教育および訓練の状況

(d)-1 組織体制の整備

(d)-1-1 シビアアクシデント・マネジメント実施組織

シビアアクシデント・マネジメントの実施組織は、事象の推移にしたがって適切な組織体制をとるという観点、既存の組織を有効活用する観点および発電所の総力を挙げてシビアアクシデント・マネジメントに取り組む観点から、発電所長を本部長とする発電所の原子力災害対策本部のうち、事務局、運転班、技術班、放管班、電気工作班、機械工作班および土木建築工作班を支援組織とし、これに中央制御室の運転員を加えたシビアアクシデント・マネジメント実施組織を構成する。実施組織の概要を、添付 5-(6)-11 に示す。

この実施組織において、シビアアクシデント・マネジメントに係る対応操作は、異常兆候発生当初からの継続性を考慮して中央制御室の運転員が行い、支援組織が、中央制御室の運転員を支援することとしている。

#### ①対応操作を行う組織

発電課長（当直）以下の運転員は、中央制御室に 24 時間の当直体制で常にプラントの監視、運転操作等を行っており、異常兆候が発生した場合に事態収束のための対応操作を行う。

よって、シビアアクシデント・マネジメントに係る対応操作についても、引き続き中央制御室の運転員が行う。

#### ②支援組織

シビアアクシデント・マネジメントを実施する組織は、異常事態の深刻さに応じて連続的に対応できることが必要であり、また、既存の組織との重複等の組織上の混乱をもたらす要因を排除する観点から、支援組織が通信連絡、技術評価、放射線測定等を実施することによって中央制御室の運転員を支援する。この支援組織の各班は、通信連絡、技術評価、放射線測定等の機能を既に有していることから、シビアアクシデント・マネジメントにおいても十分に中央制御室の運転員を支援することが可能である。また、原子力災害対策本部は、異常兆候発生時に設置される対応組織を拡張する形で要員の召集が行われるため、事象の初期段階から連続的に対応することが可能である。

異常兆候が発生し、初期の炉心損傷を防止する段階においての AM 策（以下「フェーズ I AM」という。）は、中央制御室の運転員が主体と

なって実施する。通常より運転員は、「泊発電所運転要領」等にしたがって発電課長（当直）の指揮命令の下、対応操作を実施しており、AM策を実施するような状況においても同じ体制の下で引き続き対応操作を行う。ただし、支援組織が既に発足している場合には、支援組織との連絡を密にし、本部長から出される指示、指導、助言を受けつつ、発電課長（当直）の指揮命令の下に対応操作を実施する。

一方、さらに事象が進展して炉心損傷が発生し、その影響を緩和するためのAM策（以下「フェーズⅡAM」という。）の実施においては、事象がさらに複雑となり、また、総合的な判断が必要となる。このため、この段階では、既に設置されていると考えられる支援組織において、具体的には、運転班が主体となってプラントパラメータ等の事象監視を行うとともに、事務局や放管班等の他の班からの発電所外部の状況や放射線量の測定結果等のさまざまな情報も考慮しつつ、技術班が主体となって、その時点でのプラント状況における適切なAM策を総合判断に基づき選定し、本部長に意見具申する。本部長はこの意見具申、さらに必要に応じて外部からの助言等に基づき適切なAM策の実施を決定し、中央制御室の運転員に対して指示を行い、中央制御室の運転員が対応操作を実施することとしている。

なお、事象の進展が急速な場合等には支援組織の発足が間に合わないために中央制御室の運転員への支援が期待できない可能性があるため、「泊発電所運転要領 緊急処置編（設計基準を超える事象（炉心損傷後）」に基づいて、運転員が発電課長（当直）の指揮命令の下に対応操作を実施することができるようにしている。

異常兆候が発生したことを中央制御室の発電課長（当直）が確認した場合には、必要な措置を講ずるとともに、平日、夜間、休日を問わず、あらかじめ定める連絡体制に基づき、必要な要員が召集され、中央制御室とは別に、技術支援等を行う体制を確立することとしている。

さらに、この異常兆候が拡大し原子力災害が発生するおそれがある場合あるいは発生した場合には、発電所長は泊発電所原子力事業者防災業務計画に基づき、要員を召集し、原子力災害対策本部を設置する。原子力災害対策本部が設置された場合、原子力災害対策本部の一部の要員が支援組織として機能することとなり、シビアアクシデント・マネジメントのための体制が確立される。

#### (d)-1-2 緊急安全対策において新たに整備した組織

津波によってAC電源を供給するすべての設備の機能、海水を使用して原子炉施設を冷却するすべての設備の機能およびSFPを冷却する

すべての設備の機能が喪失した場合における原子炉施設の保全のための活動を行うための組織については、「泊発電所津波による電源機能等喪失時対応要領」に定めている。

#### (d)-2 手順書の整備

シビアアクシデント・マネジメントが必要な状況では、中央制御室の運転員が対応操作を行い、支援組織がさまざまな形で運転員を支援する活動を行う。このため、シビアアクシデント発生時に使用する手順書としては、役割分担および事象の進展状況に対応したものが必要となる。

手順書には、過去AM策として整備したものに加え、今回の福島第一原子力発電所事故を踏まえて新たに整備したものがある。シビアアクシデント・マネジメント関連手順書類の構成概要を添付5-(6)-12に示す。手順書の概要はそれぞれ以下のとおりである。

##### (d)-2-1 フェーズⅠ AM用手順書

中央制御室の運転員が主体となってAM策の対応操作を実施する手順について、「泊発電所運転要領 緊急処置編（設計基準を超える事象）」に記載している。本手順書は、主に多重故障等の設計基準事象を超える事故・故障に対応するための要領として整備されており、事故の起因事象やそこに至る事象の経過にかかわらず、プラントの安全上重要な安全機能を確保するための対応手順（安全機能ベース）および設計基準事象を超える多重故障においてあらかじめ想定される事象への対応手順（事象ベース）を定めている。

##### (d)-2-2 フェーズⅡ AM用手順書

本手順書は、事象がさらに進展し、炉心が損傷したと判断される場合に、その影響を緩和するための対応操作を行う要領として、主に格納容器の健全性の維持を目的に整備している。

#### ①アクシデントマネジメントガイドライン

##### ・ガイドライン

炉心損傷に至った際に支援組織において事故状況の把握および事故拡大防止対策の検討を行う技術班が使用するもので、事故の進展防止および影響緩和のために実施すべきAM策を総合的観点から判断、選択するためのガイダンスを与えるための手順書である。

- ・知識データベース

支援組織において事故状況の把握、事故拡大防止対策の検討を行う技術班が、ガイドラインを使用し適切なAM策を選択するために必要な、さまざまな技術的情報やその根拠等の知識データを整理してとりまとめたものである。

- ②泊発電所運転要領 緊急処置編（設計基準を超える事象（炉心損傷後））

事象の進展が急速な場合に支援組織からの支援が期待できない場合等を考慮して、中央制御室の運転員が炉心損傷の影響を緩和するための対応操作を行う要領として整備している。

- (d)-2-3 緊急安全対策およびシビアアクシデントへの対応に関する措置において新たに整備した手順書

緊急安全対策として、「泊発電所津波による電源機能等喪失時対応要領」を制定し、AC電源を供給するすべての設備の機能、海水を使用して原子炉施設を冷却するすべての設備の機能およびSFPを冷却するすべての設備の機能が津波によって喪失した場合における原子炉施設の保全のための活動について、以下の手順を定めている。

- ・緊急時の電源確保（移動発電機車による電源復旧）
- ・緊急時の最終的な除熱機能の確保（蒸気発生器への給水確保）
- ・緊急時のSFPの冷却確保

また、シビアアクシデントへの対応に関する措置として、以下の手順を定めている。

- ・中央制御室の作業環境確保（全交流電源喪失時に、移動発電機車から中央制御室非常用換気空調設備（フィルタを含む）へ給電し、閉回路循環運転することにより空気を浄化する）
- ・緊急時における発電所構内通信手段の確保（長時間の全交流電源喪失時に、移動発電機車から構内PHS電源装置へ給電し、構内PHSの機能を確保する）
- ・水素爆発防止対策（格納容器から水素が漏えいした場合に格納容器外で水素が大量に滞留することを防止するため、格納容器に隣接するアニュラス部に漏えいしてきた水素をアニュラス排気設備（フィルタを含む）により外部へ放出する）

- (d)-3 教育および訓練の状況

シビアアクシデント・マネジメントの実施組織における要員の役割に応じて、必要な知識の習得、維持および向上を図るために、シビアア

クシデント・マネジメントに関する教育・訓練を実施している。

(d)-3-1 運転員

運転員は、シビアアクシデント・マネジメントの対応操作を行うことから、全員を対象にシビアアクシデント時に起こりうる物理現象およびAM策実施時のプラント挙動等の応用的知識について机上教育を年1回実施している。また、株式会社原子力発電訓練センターのフルスコープのシミュレータまたは発電所構内にある泊発電所の中央制御室と全く同じ模擬制御盤を採用している教育・訓練用シミュレータで、シビアアクシデント・マネジメント対応操作の訓練（1回/年）を実施している。

なお、緊急安全対策等により新たに追加された教育・訓練内容についても既存の教育・訓練において実施している。

(d)-3-2 支援組織の要員

支援組織の全要員を対象に、シビアアクシデントの概要、AM策の概要、支援組織の位置付けおよび手順書の構成についての教育を実施している。この教育は、シビアアクシデント・マネジメントの導入時およびその後は1回/3年の頻度で実施している。

また、支援組織の中でも、技術班についてはシビアアクシデント、AM策等についての広範囲かつ高いレベルの知識が必要とされる。このため、これらの要員を対象に、アクシデントマネジメントガイドラインを用いた代表的な事故シナリオ進行時のAM策検討等についての机上教育を年1回実施している。

(d)-3-3 緊急安全対策およびシビアアクシデントへの対応に関する措置において新たに整備した教育および訓練

津波に関する基礎教育および津波対応訓練（津波によってAC電源を供給するすべての設備の機能、海水を使用して原子炉施設を冷却するすべての設備の機能およびSFPを冷却するすべての設備の機能が喪失した場合において原子炉施設の保全のために行う代替給電、蒸気発生器への給水確保およびSFPへの給水確保に関する対応訓練）ならびにシビアアクシデント対応教育およびシビアアクシデント対応訓練（シビアアクシデント発生時の中央制御室の作業環境の確保、発電所構内通話手段の確保および水素爆発防止対策に関する手順に関する教育および訓練）を年1回実施する旨を「泊発電所教育訓練管理要領」に定め、実施している。

b. 事象の過程の進展を防止する措置の効果の評価結果

本項では、炉心損傷の防止および格納容器機能喪失の防止のそれぞれに対し、既存の安全機能と a. 項で特定した防護措置の関係について整理し、防護措置の効果多重防護の観点から評価する。

既存の安全機能としては、炉心損傷の防止では原子炉の停止機能および炉心冷却機能、格納容器機能喪失の防止では放射性物質の閉じ込め機能に着目した。また、炉心損傷の防止および格納容器機能喪失の防止に係る共通事項として、安全機能のサポート機能に着目した。

なお、その他共通事項として S F P の冷却および非常時の措置にも着目し、関係する防護措置を整理した。

防護措置の効果の評価結果を、図 5-(6)-1～図 5-(6)-3 に示す。図中、既存の安全機能は二重枠の五角形、a. 項で特定した防護措置は一重枠の長方形で示している。既存の安全機能に対する防護措置の序列は、a. 項で確認した事象進展を踏まえ、安全機能ごとにそれぞれを矢印で結ぶ形で整理した。

図 5-(6)-1 は、炉心損傷の防止の観点から既存の安全機能と防護措置の関係をまとめたものである。a. 項で特定した防護措置は、既存の安全機能に対してそれぞれ整備されている。特に、炉心冷却機能に対しては防護措置が手厚く整備されており、炉心損傷の防止には、1 次系の冷却・減圧が必須であることを踏まえたものである。炉心冷却の手段の基本的な序列は、

- ・ 既存の安全機能を果たす機器の手動起動
- ・ 2 次系を用いた炉心および格納容器内の冷却
- ・ 1 次系を用いた炉心および格納容器内の冷却

となっている。

ここで、「2 次系による炉心冷却」を具体例として挙げると、既存の安全機能は、補助給水系（給水）および主蒸気逃がし弁（蒸気放出）を組み合わせることにより確保される。2 次系を用いた炉心冷却において、補助給水系の機能に期待できない場合には主給水系を手動起動し（炉心冷却⑧「代替給水」、補助給水系を長期にわたって使用する場合には水源を確保する（炉心冷却⑨「2 次系水源補給」）。また、主蒸気逃がし弁の機能に期待できない場合にはタービンバイパス系を用いて S G による除熱を行う（炉心冷却⑪「タービンバイパス系の活用」）。上記のいずれの手段にも期待できない場合には 1 次系を用いた冷却として 1 次系への注水・減圧を行い（炉心冷却⑩「フィードアンドブリード」）、格納容器スプレイまたはその代替手段と組み合わせることで炉心および格納容器内の冷却を行う。他の安全機能でも同様に、防護措置は多重性の観点から整備されている。

図 5-(6)-2 は、格納容器機能喪失の防止の観点から既存の安全機能と防護

措置の関係をまとめたものである。図 5-(6)-1 と同様に、a. 項で特定した防護措置は、既存の安全機能に対してそれぞれ整備されている。既存の安全機能に対して複数の防護措置が整備されているのは、放射性物質の閉じ込め機能のうちの「格納容器スプレイ」である。これは、格納容器機能喪失を防止するためには、格納容器内の冷却が必須であることを踏まえたものである。

なお、「水素爆発の防止」として挙げた SA 措置④「水素爆発防止対策」は、アンユラスの排気によりアンユラス部での水素滞留を防止するものであり、直接的に格納容器機能喪失の防止に関与するものではないため、枠を点線としている。

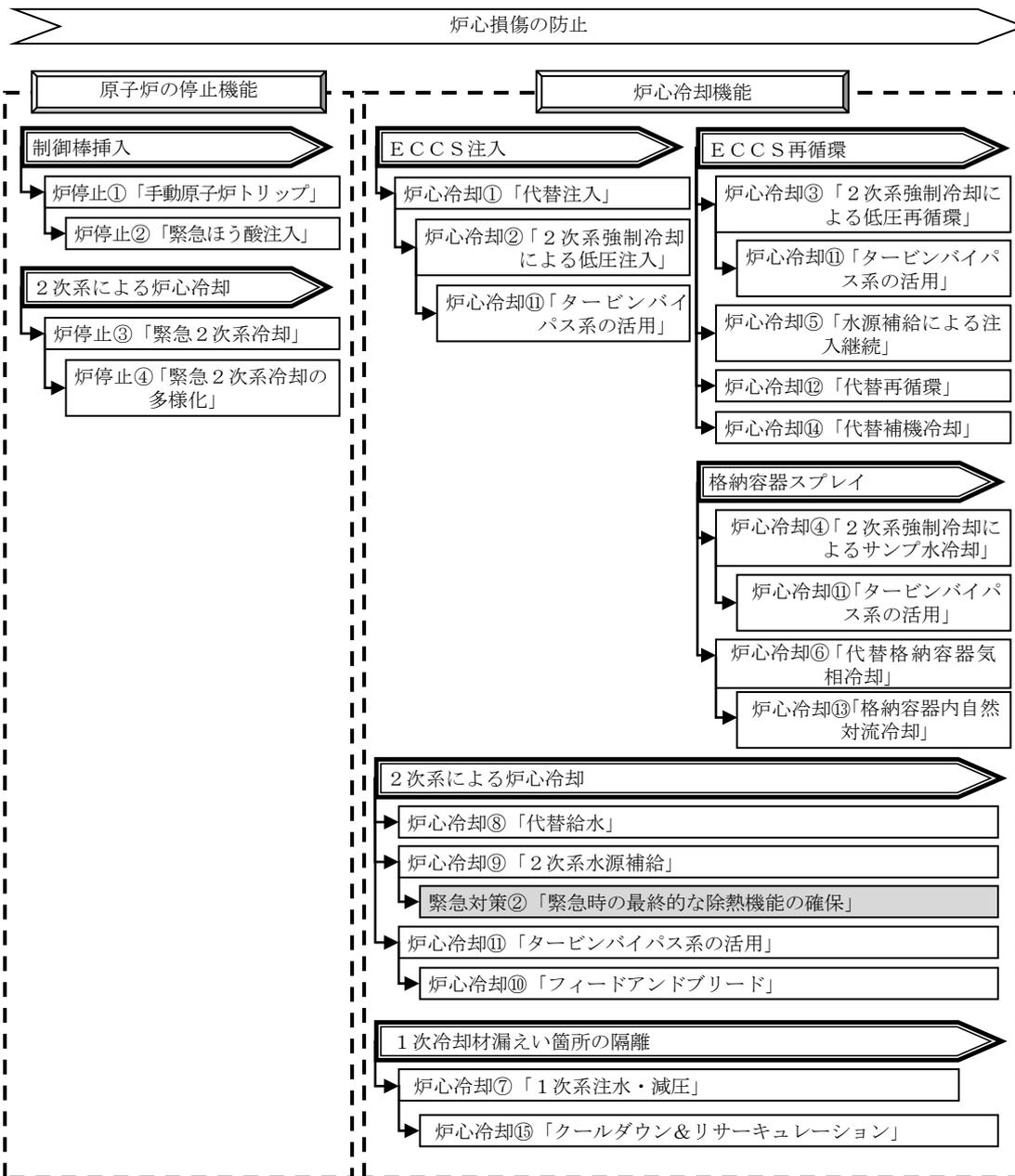
図 5-(6)-3 は、炉心損傷の防止および格納容器機能喪失の防止の観点から、既存の安全機能と防護措置の関係をまとめたものである。図 5-(6)-1 および図 5-(6)-2 と同様に、a. 項で特定した防護措置は、既存の安全機能に対してそれぞれ整備されている。既存の安全機能に対して複数の防護措置が整備されているのは、安全機能のサポート機能のうちの「非常用電源」および「原子炉補機冷却水」である。これは、各種安全機能の動作に期待するには、サポート機能の確保が必須であることを踏まえたものである。また、サポート機能の重要性は、福島第一原子力発電所事故の知見としても明らかである。

図中、東日本大震災後、新たに整備した防護措置は、網掛けで示している。当該防護措置の多くは、個別の段階および機能に対する代替措置ではなく、横断的な措置として整備されている。

これらにより、

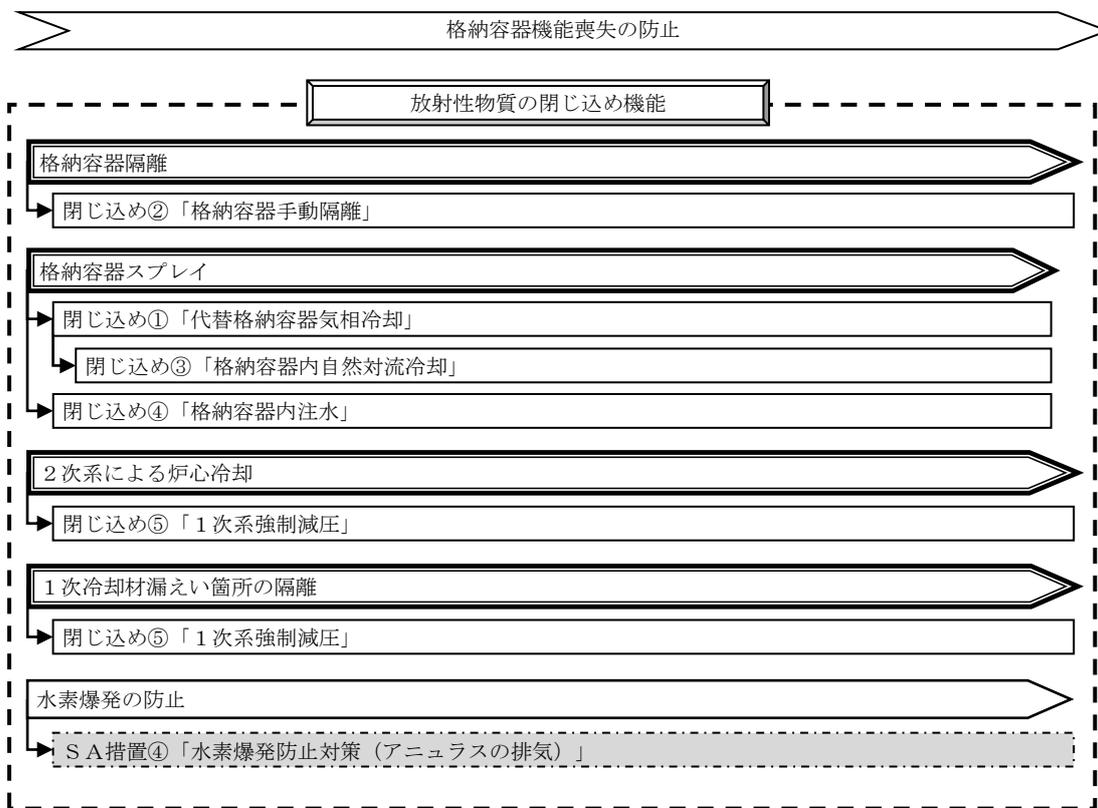
- ・ AM 検討報告書および AM 整備報告書において整備した防護措置は、原子炉の停止機能、炉心冷却機能、放射性物質の閉じ込め機能および安全機能のサポート機能のそれぞれについて、多様な手段を講じることが可能な形で整備されていること
- ・ 緊急安全対策に係る実施状況報告書の対策は、炉心冷却機能としての 2 次系による炉心冷却や安全機能のサポート機能のうち非常用電源に対する対応をさらに強化していること
- ・ SA 対応措置報告書の対策は、シビアアクシデント発生時において迅速な対応を行うために必要な措置として整備したものであり、シビアアクシデントに対する防護措置の信頼性の向上に資するものであること

から、これらの防護措置は燃料の重大な損傷および放射性物質の大規模な放出を防止する措置として多重防護の観点から有効に整備されていることが確認できる。



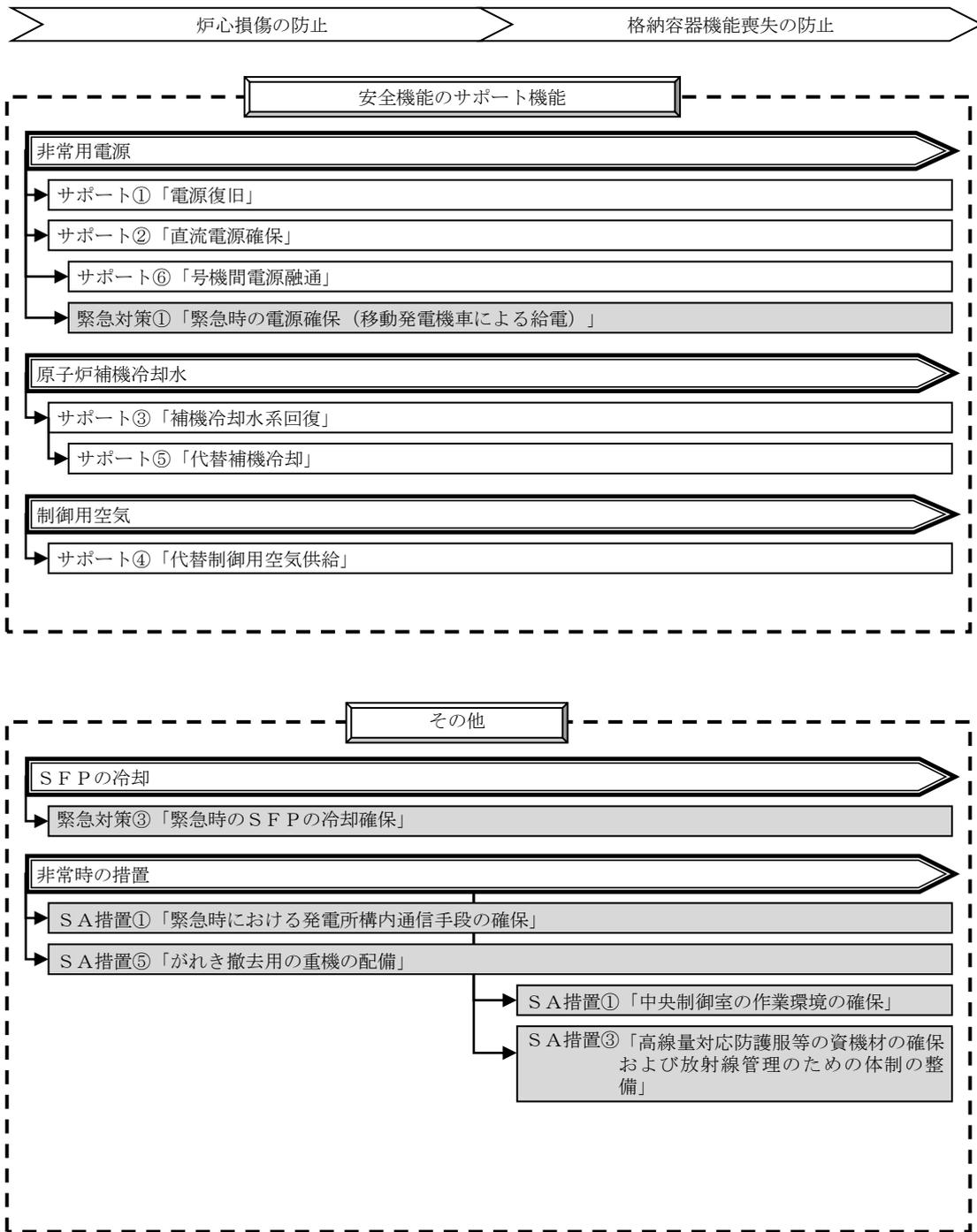
※網掛けは、緊急安全対策またはシビアアクシデントへの対応に関する措置として、東日本大震災後新たに整備したものの。

図 5-(6)-1 既存の安全機能と防護措置の関係 (炉心損傷の防止)



※網掛けは、緊急安全対策またはシビアアクシデントへの対応に関する措置として、東日本大震災後新たに整備したもの。  
 なお、S A 措置④「水素爆発防止対策（アニュラスの排気）」については、直接的に格納容器機能喪失の防止に関与するものではないため、枠を点線としている。

図 5-(6)-2 既存の安全機能と防護措置の関係（格納容器機能喪失の防止）



※網掛けは、緊急安全対策またはシビアアクシデントへの対応に関する措置として、東日本大震災後新たに整備したもの。

図 5-(6)-3 既存の安全機能と防護措置の関係（共通）

#### (4) 評価結果のまとめ

AM検討報告書およびAM整備報告書等で報告した防護措置について、設備概要、組織体制、手順書、教育および訓練の状況等について現状を再確認するとともに、イベントツリーを用いたシナリオ分析を行い、その有効性を確認した。また、防護措置を燃料の重大な損傷を防止するための措置および放射性物質の大規模な放出を防止するための措置に再分類し整理した。

その結果、AM検討報告書およびAM整備報告書において整備した防護措置は、原子炉の停止機能、炉心冷却機能、放射性物質の閉じ込め機能および安全機能のサポート機能のそれぞれについて、多様な手段を講じる形で整備されていること、緊急安全対策に係る実施状況報告書の対策は、炉心冷却機能としての2次系による炉心冷却や安全機能のサポート機能のうち非常用電源に対する対応をさらに強化していること、SA対応措置報告書の対策は、シビアアクシデント発生時において迅速な対応を行うために必要な措置として整備したものであり、シビアアクシデントに対する防護措置の信頼性の向上に資するものであることより、泊発電所1号機において整備されている防護措置が多重防護の観点から有効であることを確認した。

なお、緊急安全対策に係る実施状況報告書で報告した種々の対策のうち、設備強化対策（中長期）として計画している

- ・「緊急時の電源確保」に係る対策として、移動発電機車の追加配備および非常用発電機の配備
- ・「緊急時の最終的な除熱機能の確保」に係る対策として、海水ポンプ電動機予備機および代替海水取水ポンプの確保ならびに信頼性の高い水源の確保の検討
- ・「緊急時のSFPの冷却確保」に係る対策として、信頼性の高い水源の確保の検討

の諸対策については、その着実な実施により防護措置が一層強化され、燃料の重大な損傷防止および放射性物質の大規模な放出防止に係る手段の多様化が図られると評価できる。また、

- ・「各原子力発電所における構造等を踏まえた当面必要となる対応策の実施」に係る対策として、安全上重要な機器が設置されたエリアに対する浸水対策の実施

により、プラントは津波などの外的要因による浸水に対してより強固な設備となり、防護措置の信頼性向上に資するものと評価できる。

さらに、SA対応措置報告書で報告した種々の対策のうち、今後計画されている対策として、

- ・電源を必要としない静的触媒式水素再結合装置を格納容器内に設置する

など

により水素爆発防止対策の充実が図られることになる。

## 6. まとめ

本報告書においては、発電用原子炉施設の安全性に関する総合評価の一次評価として、泊発電所1号機の設計上の想定を超える事象に対して、どの程度の安全裕度が確保されているかについて評価を行った。具体的には、自然現象として、地震、津波および地震と津波の重畳、安全機能の喪失として、全交流電源喪失および最終的な熱の逃し場（最終ヒートシンク）の喪失について安全裕度を検討した。

また、設計上の想定を超える事象に対し安全性を確保するために取られている措置について、その他のシビアアクシデント・マネジメント対策も含めて、多重防護の観点から、その効果を確認した。

なお、今回の評価においては、緊急安全対策として手順などが整備されていない場合は事象の過程の進展を防止する措置として期待しない、燃料の重大な損傷に至る時点については、特定した必要な機能が喪失した時点とみなすなど、現実よりも厳しい条件を用いて保守的な評価を行っている。

地震に対するクリフエッジは、炉心にある燃料に対しては1.86Ssであると特定された。また、SFPにある燃料に対しては、2Ssであると特定された。よって、プラント全体としての地震に対するクリフエッジは1.86Ssであると特定された。

また、本評価において、これまで実施してきた緊急安全対策が有効に機能し、燃料が重大な損傷に至ることを防止するための多重の防護措置が取られていること、また、SFPにある燃料に対するクリフエッジが改善されたことについても確認することができた。

さらに、今回の評価において、クリフエッジ機器となったパワーセンタの耐震裕度は、過去に実施した加振試験での動作確認範囲の上限に基づくものであり、実際に機能喪失に至る値には未だ余裕があるものと見込まれる。今後、研究等により、耐震裕度をより正確に把握する取り組みを行う。

津波に対するクリフエッジは、炉心にある燃料に対しては、津波高さがT.P.15.0m、また、SFPにある燃料に対してはクリフエッジがT.P.31.0mと特定された。よって、プラント全体としての津波に対するクリフエッジは、炉心にある燃料の損傷に至るクリフエッジのT.P.15.0mであると特定された。

これは、緊急安全対策として実施した扉等へのシール施工による浸水対策によって改善されたものであり、今後もその効果を維持していくため保守点検を確実に実施する。

また、安全上重要な機器が設置されているエリアについては、順次水密扉への取替えや防潮壁の設置等による浸水対策の強化を実施することとしている。

なお、泊発電所1、2号機の出入管理建屋入口などは既に水密扉への取替が完了しており、浸水対策の強化が図られている状況である。

さらに、浸水高さがT.P. 15mの津波が襲来しても敷地への浸水を防止するために、高さがT.P. 15m以上の防潮堤を敷地海岸部の全長約1.7kmにわたり新たに設置することとしており（平成26年度完成目途）、多重防護の観点での浸水対策を充実することとしている。

地震と津波の重畳に対しては、炉心にある燃料に関するクリフエッジが、SFPにある燃料に関するクリフエッジよりも小さいことから、プラント全体としては、炉心にある燃料に関するクリフエッジと同様であることが特定された。具体的には、耐震裕度と許容津波高さの組み合わせで、耐震裕度1.86Ss/許容津波高さT.P. 15.0mである事が確認された。

全交流電喪失が発生した場合、緊急安全対策後は、発電所内に貯蔵されている使用可能な軽油により、燃料の重大な損傷に至ることなく、約20日間冷却を継続できることを確認した。

これは緊急安全対策（短期）によって、燃料の冷却可能期間が大幅に増加したものであり、発電所外部からの支援（軽油補給等）を期待するのに十分な時間余裕となっている。

最終ヒートシンク喪失が発生した場合、緊急安全対策後は、発電所内に貯蔵されている使用可能な軽油により、燃料の重大な損傷に至ることなく、約142日間冷却を継続できることを確認した。

これは緊急安全対策（短期）の代替給水によって、燃料の冷却可能期間が大幅に増加したものであり、発電所外部からの支援（軽油補給等）を期待するのに十分な時間余裕となっている。

また、全交流電源喪失または最終ヒートシンク喪失に至るような事態でも、陸路、海路および空路により、泊発電所へ軽油の輸送が行われるよう調達先との契約を結んでおり、発電所内の使用可能な軽油が枯渇する前に、継続的に補給を行うことができ、給水機能および給電機能を維持し、炉心およびSFPの燃料の冷却を継続することが可能である。

なお、平成24年度の3号機の定期検査において、3号機のディーゼル発電機燃料油貯油槽に貯蔵されている燃料（軽油）も緊急安全対策用燃料として使用できるよう、同貯油槽の改造を行う計画であり、それによって10日間程度冷却可能期間を延長できる。

さらに、平成26年度を目途に、発電所後背地高台に12,000m<sup>3</sup>程度の新規

淡水貯蔵設備を設置する計画であり、これによって、燃料（軽油）を必要とする代替給水手段の使用開始時期を2週間程度延長することが可能となる。

上記の他に、平成24年度上期をめどに移動発電機車の追加配備を行い、更なる冷却手段の多様化が実現できる。

また、今後、非常用発電機を津波の影響を受けない発電所高台に設置し、所内電源系と接続可能な設備とする事としており、これにより、移動発電機車による給電で必要となるケーブル接続などの準備時間が不要となる。このため、全交流電源喪失状態の継続時間を短縮することに寄与できる。

さらに、本設備の運転可能期間に応じて、一定の期間クリフエッジが延長される。

その他のシビアアクシデント・マネジメントでは、AM検討報告書およびAM整備報告書等で報告した防護措置について、設備概要、組織体制、手順書、教育および訓練の状況等について現状を再確認するとともに、イベントツリーを用いたシナリオ分析を行い、その有効性を確認した。また、防護措置を燃料の重大な損傷を防止するための措置および放射性物質の大規模な放出を防止するための措置に再分類し整理した。

その結果、AM検討報告書およびAM整備報告書において整備した防護措置は、原子炉の停止機能、炉心冷却機能、放射性物質の閉じ込め機能および安全機能のサポート機能のそれぞれについて、多様な手段を講じる形で整備されていること、緊急安全対策に係る実施状況報告書の対策は、炉心冷却機能としての2次系による炉心冷却や安全機能のサポート機能のうち非常用電源に対する対応をさらに強化していること、SA対応措置報告書の対策は、シビアアクシデント発生時において迅速な対応を行うために必要な措置として整備したものであり、シビアアクシデントに対する防護措置の信頼性の向上に資するものであることより、泊発電所1号機において整備されている防護措置が多重防護の観点から有効であることを確認した。

以上のように、地震、津波、全交流電源喪失、最終ヒートシンク喪失などの各項目について評価した結果、発電所周辺地域に想定を超える地震や津波が発生した場合においても、これまで実施してきた緊急安全対策が有効に機能することや、泊発電所1号機の安全上重要な施設・機器等が十分な安全裕度を有していることを確認できたものと考えている。

今後は、緊急安全対策において計画している中長期対策等を確実に実施していくと共に、福島第一原子力発電所に係る新たな知見等への適切な対応を行っていくことで更なる安全性の向上を図るなど、国民・住民の皆さまに安

心・信頼していただくべく不断の取組みを継続していく。

以上

## 添付資料

- 添付 5-(1)-1 耐震評価設備等リスト
- 添付 5-(1)-2 泊発電所の基準地震動  $S_s$  について
- 添付 5-(1)-3 総合評価における耐震裕度の評価について
- 添付 5-(1)-4 各起因事象におけるイベントツリー（地震：炉心損傷）
- 添付 5-(1)-5 耐震裕度評価結果（地震：炉心損傷）
- 添付 5-(1)-6 フロントライン系とサポート系の関連表
- 添付 5-(1)-7 各影響緩和機能の系統図（地震：炉心損傷）
- 添付 5-(1)-8 クリフェッジ評価において耐震裕度を算定しない設備について
- 添付 5-(1)-9 各影響緩和機能の耐震裕度評価結果一覧（地震：炉心損傷）（外部電源喪失）
- 添付 5-(1)-10 各影響緩和機能のフォールトツリー（地震：炉心損傷）
- 添付 5-(1)-11 イベントツリーの耐震裕度およびクリフェッジ評価（地震：炉心損傷）
- 添付 5-(1)-12 イベントツリーの耐震裕度およびクリフェッジ評価（地震：炉心損傷（緊急安全対策前））
- 添付 5-(1)-13 各起因事象におけるイベントツリー（地震：SFP燃料損傷）
- 添付 5-(1)-14 耐震裕度評価結果（地震：SFP燃料損傷）
- 添付 5-(1)-15 フロントライン系とサポート系の関連表
- 添付 5-(1)-16 各影響緩和機能の系統図（地震：SFP燃料損傷）
- 添付 5-(1)-17 各影響緩和機能の耐震裕度評価結果一覧（地震：SFP燃料損傷）（外部電源喪失）
- 添付 5-(1)-18 各影響緩和機能のフォールトツリー（地震：SFP燃料損傷）
- 添付 5-(1)-19 イベントツリーの耐震裕度およびクリフェッジ評価（地震：SFP燃料損傷）
- 添付 5-(1)-20 イベントツリーの耐震裕度およびクリフェッジ評価（地震：SFP燃料損傷（緊急安全対策前））
  
- 添付 5-(2)-1 本評価における対象設備等の耐震重要度分類と評価上の扱い
- 添付 5-(2)-2 泊発電所 設計津波高さに関する算定根拠説明資料
- 添付 5-(2)-3 泊発電所 1号機の敷地レベルと主要な機器等の配置レベル
- 添付 5-(2)-4 各起因事象におけるイベントツリー（津波：炉心損傷）
- 添付 5-(2)-5 許容津波高さ評価結果
- 添付 5-(2)-6 フロントライン系とサポート系の関連表（津波：炉心損傷）
- 添付 5-(2)-7 各影響緩和機能の系統図（津波：炉心損傷）

- 添付 5-(2)-8 各影響緩和機能のフォールトツリー（津波：炉心損傷）
- 添付 5-(2)-9 イベントツリーの許容津波高さおよびクリフエッジ評価（津波：炉心損傷）
- 添付 5-(2)-10 浸水量評価を用いたクリフエッジとしての許容津波高さの再評価について
- 添付 5-(2)-11 イベントツリーの許容津波高さおよびクリフエッジ評価（津波：炉心損傷（緊急安全対策前））
- 添付 5-(2)-12 各起因事象におけるイベントツリー（津波：S F P燃料損傷）
- 添付 5-(2)-13 フロントライン系とサポート系の関連表（津波：S F P燃料損傷）
- 添付 5-(2)-14 各影響緩和機能の系統図（津波：S F P燃料損傷）
- 添付 5-(2)-15 各影響緩和機能のフォールトツリー（津波：S F P燃料損傷）
- 添付 5-(2)-16 イベントツリーの許容津波高さおよびクリフエッジ評価（津波：S F P燃料損傷）
- 添付 5-(2)-17 イベントツリーの許容津波高さおよびクリフエッジ評価（津波：S F P燃料損傷（緊急安全対策前））
- 添付 5-(3)-1 各シナリオの重畳に対する耐力の評価結果（重畳：炉心損傷（地震による起因事象をベースとした評価））
- 添付 5-(3)-2 各シナリオの重畳に対する耐力の評価結果（重畳：炉心損傷（津波による起因事象をベースとした評価））
- 添付 5-(3)-3 各シナリオの重畳に対する耐力の評価結果（重畳：炉心損傷（地震による起因事象をベースとした評価））＝緊急安全対策前＝
- 添付 5-(3)-4 各シナリオの重畳に対する耐力の評価結果（重畳：炉心損傷（津波による起因事象をベースとした評価））＝緊急安全対策前＝
- 添付 5-(3)-5 各シナリオの重畳に対する耐力の評価結果（重畳：S F P燃料損傷（地震による起因事象をベースとした評価））
- 添付 5-(3)-6 各シナリオの重畳に対する耐力の評価結果（重畳：S F P燃料損傷（津波による起因事象をベースとした評価））
- 添付 5-(3)-7 各シナリオの重畳に対する耐力の評価結果（重畳：S F P燃料損傷（地震による起因事象をベースとした評価））＝緊急安全対策前＝
- 添付 5-(3)-8 各シナリオの重畳に対する耐力の評価結果（重畳：S F P燃料損傷（津波による起因事象をベースとした評価））＝緊急安全対策前＝

- 添付 5-(4)-1 泊発電所 1 号機電源構成概要図
- 添付 5-(4)-2 ディーゼル発電機の継続運転時間
- 添付 5-(4)-3 S G への給水機能
- 添付 5-(4)-4 S F P への給水機能
- 添付 5-(4)-5 各水源の各号機への使用量割り当ておよび水量設定の考え方
- 添付 5-(4)-6 給電機能 概念図
- 添付 5-(4)-7 蓄電池の容量および継続時間評価
- 添付 5-(4)-8 燃料（軽油）枯渇時間評価
  
- 添付 5-(5)-1 S G への給水機能
- 添付 5-(5)-2 S F P への給水機能
- 添付 5-(5)-3 各水源の各号機への使用量割り当ておよび水量設定の考え方
- 添付 5-(5)-4 燃料（軽油）枯渇時間評価
  
- 添付 5-(6)-1 泊発電所 1 号機の系統構成の概要
- 添付 5-(6)-2 AM検討報告書およびAM整備報告書での検討
- 添付 5-(6)-3 AM検討報告書およびAM整備報告書において整備した防護措置
- 添付 5-(6)-4 防護措置に係る系統概要
- 添付 5-(6)-5 防護措置の整備状況
- 添付 5-(6)-6 炉心損傷に係るイベントツリー
- 添付 5-(6)-7 炉心損傷に係るイベントツリーと防護措置の関係
- 添付 5-(6)-8 格納容器内での事象進展に係る物理現象
- 添付 5-(6)-9 格納容器機能喪失に係るイベントツリー
- 添付 5-(6)-10 格納容器機能喪失に係るイベントツリーと防護措置の関係
- 添付 5-(6)-11 シビアアクシデント・マネジメント実施組織の概要
- 添付 5-(6)-12 シビアアクシデント・マネジメント関連手順書類の構成概要