

泊発電所 3 号機
事故シーケンスグループ及び
重要事故シーケンス等の選定について

平成 26 年 2 月 25 日
北海道電力株式会社

目 次

1. 炉心損傷防止対策の有効性評価に係る事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンスの選定について
- 2 格納容器破損防止対策の有効性評価に係る格納容器破損モード及び評価事故シーケンスの選定について
- 3 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に係る運転停止中事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンスの選定について

1. 炉心損傷防止対策の有効性評価に係る事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンスの選定について

炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス選定の全体プロセスは図1に示すとおりであり、本プロセスにより各検討ステップにおける実施内容を整理した。

(概要)

- ①内部事象確率論的リスク評価（以下、「PRA」という）、外部事象PRA(適用可能なものとして地震、津波を選定)及びPRAを適用できない外部事象に係る定性的検討から事故シーケンスを抽出し、実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈（以下、「規則解釈」という。）の記載との比較検討・分類を行った。
- ②抽出された事故シーケンスのうち外部事象特有の影響の特定が困難な事故シーケンスは頻度・影響を総合的に確認のうえ事故シーケンスグループとしての追加は不要と判断し、事故規模に応じて対応を行い、大規模な場合は大規模損壊対策にて考慮することとした。
- ③国内外の先進的な対策を講じても炉心損傷防止が困難な事故シーケンスは格納容器破損防止対策の有効性評価の対象として取り扱うこととした。
- ④その他の炉心損傷防止対策の対象範囲となる全事故シーケンスに対し、事故シーケンスグループ毎に審査ガイドに記載の観点(共通原因故障・系統間依存性、余裕時間、設備容量、代表性)に基づき、有効性評価の対象となる重要事故シーケンスを選定した。

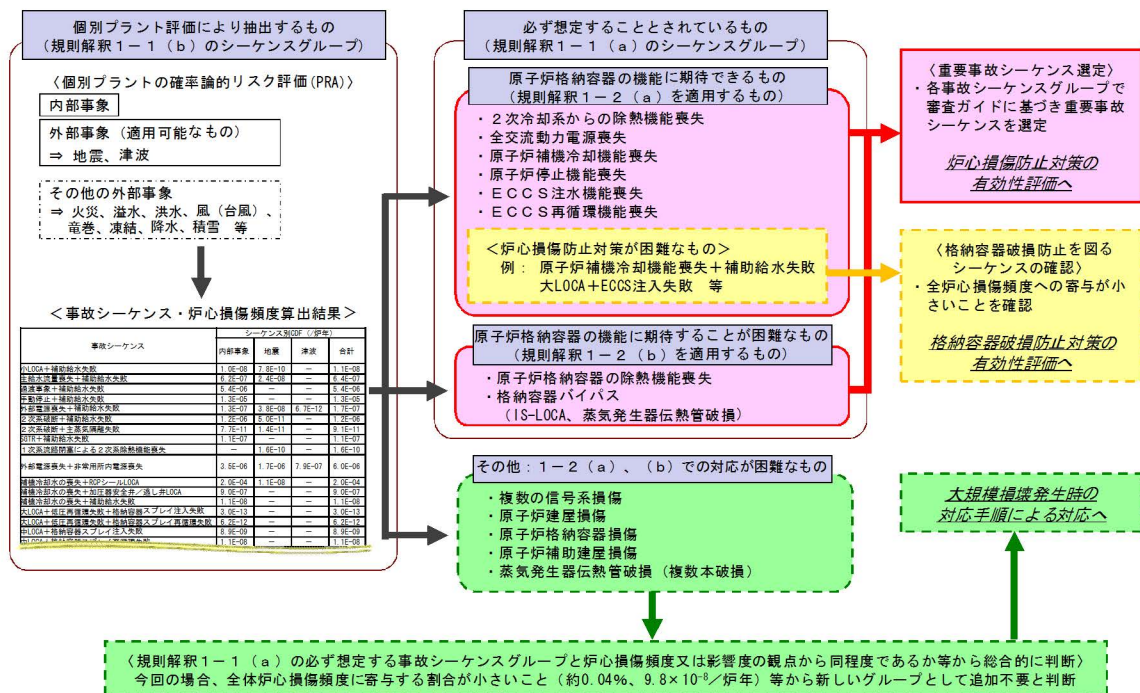


図1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス

1. 1 事故シーケンスグループの分析について

規則解釈において、炉心損傷防止対策の有効性評価に係る事故シーケンスグループの個別プラント評価による抽出に関し、次のとおり記載されている。

1-1

(a) 必ず想定する事故シーケンスグループ

②PWR

- ・ 2次冷却系からの除熱機能喪失
- ・ 全交流動力電源喪失
- ・ 原子炉補機冷却機能喪失
- ・ 原子炉格納容器の除熱機能喪失
- ・ 原子炉停止機能喪失
- ・ ECCS注水機能喪失
- ・ ECCS再循環機能喪失
- ・ 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA、蒸気発生器伝熱管破損）

(b) 個別プラント評価により抽出した事故シーケンスグループ

- ①個別プラントの内部事象に関する確率論的リスク評価（PRA）及び外部事象に関するPRA（適用可能なもの）又はそれに代わる方法で評価を実施すること。
- ②その結果、上記1-1 (a)の事故シーケンスグループに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループが抽出された場合には、想定する事故シーケンスグループとして追加すること。なお、「有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループ」については、上記1-1 (a)の事故シーケンスグループと炉心損傷頻度又は影響度の観点から同程度であるか等から総合的に判断するものとする。

これを踏まえ、泊発電所3号機を対象としたPRAの知見等を活用して、事故シーケンスグループの分析を実施している。内部事象レベル1 PRA（出力運転時）に加えて外部事象について現段階で適用可能なものとして、日本原子力学会において実施基準が標準化され、試評価等の実績を有するレベル1 地震PRA及びレベル1 津波PRAを用いて事故シーケンスグループ等の評価を行うこととしている。

また、PRAが適用可能でないと判断した外部事象については定性的な検討から事故シーケンスの分析を実施している。

なお、当社では、福島第一原子力発電所事故発生以降、緊急安全対策を含めた様々な安全性向上策を整備してきているが、炉心損傷防止対策の有効性評価を

行う事故シーケンスグループの選定という今回の設置変更許可申請での位置付けを考慮し、従来より整備してきたアクシデントマネジメント策や福島第一原子力発電所事故以降に実施した各種対策、新規制基準に基づき配備する重大事故等対策設備などを含めない、設置許可取得済の設備にのみ期待できる条件でPRAモデルを構築し、内部事象に加えて適用可能な外部事象として地震、津波それぞれのレベル1 PRAについて評価を実施している。

これらのPRAの知見等を活用した事故シーケンスグループの分析結果について以下に示す。

1. 1. 1 炉心損傷に至る事故シーケンスの抽出、整理

(PRAに基づく整理)

内部事象レベル1 PRAにおいては、各起因事象の発生から炉心損傷に至ることを防止するための緩和手段の組合せ等を図2に示すイベントツリーで分析し、炉心損傷に至る各事故シーケンスを抽出している。地震PRAや津波PRAにおいては、建物・構築物及び大型機器等の大規模な損傷が発生し、直接的に炉心損傷に至るシーケンスや地震や津波により複数の機器等が同時に損傷し炉心損傷に至るシーケンスについても取り扱っている。

具体的には、地震PRA及び津波PRAでは内部事象PRAでは想定していない複数機器・複数機能の同時喪失を伴う事象の発生を想定しており、発生する可能性のある起因事象をプラントへ与える影響度の高いものから起因事象階層イベントツリーの形で整理することで、複合的な事象発生の組合せを含めた事故シーケンスの抽出を実施している。図3に地震PRAの起因事象階層イベントツリー、図4に津波PRAの起因事象階層イベントツリーを示す。地震PRAでは建屋損傷や原子炉容器等の大型静的機器の損傷、機器損傷の相関性考慮により生じる複数ループの同時破損（大破断LOCAを上回る規模のLOCA）、電気盤の損傷に伴う複数機能の同時喪失といった緩和系に期待できない事象も抽出しており、直接炉心損傷に至る事象として取り扱っている。

また、津波PRAでは機器の設置高さや開口部高さから津波襲来時の到達水位に応じて複数の機器が被水・没水により同時に機能喪失することを想定しており、同一フロアに設置されている全ての電気盤が機能を喪失する事象は緩和系に期待できない直接炉心損傷に至る事象として取り扱っている。

内部事象PRA、地震PRA、津波PRAの各イベントツリーにより抽出した事故シーケンスを表1に、定量化結果を表2及び図5に示す。

(PRAに代わる検討に基づく整理)

今回PRAを実施可能でないものと判断した地震・津波以外の外部事象のうち、溢水、火災の発生の際には同一区画内に近接設置されている機器や制御回路が共通要因で機能喪失する可能性があり、小破断LOCA、主給水喪失等の事象が想

定される。また、洪水、風（台風）、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、火山の影響、生物学的事象、森林火災等については安全上重要度の高い建屋内部の設備に直接的な影響を及ぼす可能性は低く、建屋外部に設置された設備への影響として、変圧器・送電線等の機能喪失による全交流動力電源喪失等が想定されるが、いずれも今回内部事象レベル1 PRAから得られた事故シーケンスに含まれると推定している。（別紙1）

1. 1. 2 PRAの定量化結果を踏まえた事故シーケンスグループの検討

表1に示す各事故シーケンスについて、規則解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループとの対応について検討を行った。

1-2 第1項に規定する「炉心の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じたもの」とは、以下に掲げる要件を満たすものであること。

(a) 想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるものにあつては、炉心の著しい損傷を防止するための十分な対策が計画されており、かつ、その対策が想定する範囲内で有効性があることを確認する。

(b) 想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの（格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等）にあつては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。

1-4 上記1-2(a)の「十分な対策が計画されており」とは、国内外の先進的な対策と同等のものが講じられていることをいう。

上記記載に基づき、事故シーケンスグループを分類すると以下の通り分類することができる。

(a) に分類される事故シーケンスグループ

- ・ 2次冷却系からの除熱機能喪失
- ・ 全交流動力電源喪失
- ・ 原子炉補機冷却機能喪失
- ・ 原子炉停止機能喪失
- ・ ECCS注水機能喪失
- ・ ECCS再循環機能喪失

(b) に分類される事故シーケンスグループ

- ・ 原子炉格納容器の除熱機能喪失
- ・ 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA、蒸気発生器伝熱管破損）

規則解釈では、(a)に分類される事故シーケンスグループは、炉心損傷後に格納容器の機能に期待できるものであり、炉心損傷を防止するための十分な対策（国内外の先進的な対策と同等のもの）が講じられており、その有効性を確認することとされている。一方、(b)に分類される事故シーケンスグループは、炉心損傷後の格納容器の機能に期待することが困難なものであり、炉心損傷を防止するための対策の有効性を確認することとされている。

ここで、表1に整理した各事故シーケンスを規則解釈に対応できるものと対応困難なものについて分類した。その結果、外部事象である地震・津波特有の事象として発生する以下に示す5つの事故シーケンスは、規則解釈の記載1-2(a)、1-2(b)に基づく対応が困難な事故シーケンスとして抽出された。（別紙2）

○**蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）**

複数の蒸気発生器伝熱管が破損することにより、大規模なLOCAが発生し、ECCS注入も無効であることから炉心損傷に至る事象であるとともに、格納容器バイパスが発生する事象として抽出した。

○**原子炉建屋損傷**

原子炉建屋が損傷することで、建屋内の全ての機器、配管が損傷して大規模なLOCAが発生する可能性があり、ECCS注入も無効であると想定されるため炉心損傷に至る事象として抽出した。

○**原子炉格納容器損傷**

原子炉格納容器が損傷することで、格納容器内の全ての機器、配管が損傷して大規模なLOCAが発生する可能性があり、ECCS注入も無効であると想定されるため炉心損傷に至る事象として抽出した。

○**原子炉補助建屋損傷**

原子炉補助建屋が損傷することで、建屋内の電気盤（メタクラ等）が損傷し、代替電源の接続・供給ができない状況で全交流動力電源喪失が発生し、各種制御が不能となり監視系や補助給水系の機能喪失も想定されることから、炉心損傷に至る事象として抽出した。

○**複数の信号系損傷**

運転コンソール等が損傷することで、各種制御が不能となり補助給水流量調整失敗や主蒸気逃がし弁を含む工学的安全施設の動作不能を想定し、2次系からの除熱機能喪失となり炉心損傷に至る事象として抽出した。

ここで、「蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）」及び「原子炉格納容器損傷」については、炉心損傷後の格納容器の機能に期待できない事象として炉心損傷防止対策の有効性を確認するとしている規則解釈の記載1-2(b)に分類されるものの、有効な炉心損傷防止対策を確保できない事故シーケンスである。

また、「原子炉建屋損傷」、「原子炉補助建屋損傷」及び「複数の信号系損傷」についても、炉心損傷後の格納容器の機能には必ずしも期待できるとは言えない事故シーケンスとなる。

これらの各事故シーケンスには炉心損傷に直結するような大規模な事象から炉心損傷防止対策等により炉心損傷を回避し、格納容器機能を維持できる可能性のある小規模な事象まで多様なケースが想定される。一方、地震、津波が発生した場合の損傷状態及び機能喪失する機器やその割合を特定することは困難であることから、これらの様々な規模の事象を含む事故シーケンス全体を1つの外部事象特有の事故シーケンスグループと考え、規則解釈で必ず想定するとされている事故シーケンスグループと異なる新たな事故シーケンスグループとしての設定要否について、頻度と影響の観点で検討を実施した。

（頻度の観点）

これらの各事故シーケンスグループについて炉心損傷頻度の確認を行った結果、炉心損傷頻度が最も大きい事故シーケンスグループである「原子炉建屋損傷」においても、炉心損傷頻度は $5.7\text{E}-8$ ／炉年であった。これは全炉心損傷頻度（ $2.3\text{E}-4$ ／炉年）に対して0.02%程度と極めて小さい寄与であり、炉心損傷に至らない小規模な事象も含まれた結果であることを考慮すると、規則解釈に基づき必ず想定される事故シーケンスグループよりも小さい炉心損傷頻度と推定できる。

（影響の観点）

これらの各事故シーケンスグループが発生した際の影響としては、具体的には炉心損傷に至るまでの時間余裕、炉心損傷の発生規模、放射性物質の放出量などの着眼点が考えられるが、外部ハザードによる建屋や機器の損傷程度や組み合わせを特定することは困難であり、事象発生時にプラントに及ぼす影響は大きな幅を有する。

上記の検討を踏まえ、頻度及び影響の観点から総合的に判断し、規則解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループと比較して有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして新たに追加する必要はないものと判断した。

外部事象に特有の事故シーケンスグループへの対応に際しては、炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループとして単独で定義するのでは

なく、発生する事象の程度や組合せに応じて炉心損傷防止対策や格納容器破損防止対策を柔軟に活用するとともに、建屋全体が崩壊し内部の安全系機器・配管の全てが機能を喪失するような深刻な事故の場合には可搬型のポンプ・電源、放水砲などを駆使した大規模損壊対策による影響緩和を図ることで対応していく。

その他の事故シーケンスについては、規則解釈の記載1-2(a)、1-2(b)に基づき、いずれかの対応が可能であるとともに、表2に示す通り規則解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループのいずれかに整理できることを確認できており、PRAの知見等を踏まえ、規則解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループが新たに抽出されないことを確認した。

1. 2 有効性評価の対象となる事故シーケンスについて

事故シーケンスグループ別に事故シーケンス、炉心損傷防止対策等について整理した結果を表3に示す。

規則解釈の(a)に分類される事故シーケンスに対しては、「国内外の先進的な対策と同等のものが講じられていること」とされているが、表3に整理した事故シーケンスには国内外の先進的な対策を考慮した場合であっても炉心損傷防止対策を講ずることが困難なシーケンスも存在する。

以下に示す事故シーケンスは国内外の先進的な対策を考慮しても、全ての条件に対応できるような炉心損傷防止対策を講ずることが困難なシーケンスに該当する。

- ・大LOCAを上回る規模のLOCA (Excess LOCA)
- ・大LOCA+低圧注入失敗
- ・大LOCA+蓄圧注入失敗
- ・中LOCA+蓄圧注入失敗
- ・原子炉補機冷却水の喪失+補助給水失敗
- ・1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失

PRAの定量化結果(表2及び表3)から、これら各事故シーケンスの全炉心損傷頻度への寄与割合は小さく、全炉心損傷頻度の約99.9%を占める事故シーケンスが炉心損傷防止対策の有効性評価の対象範囲に含まれていることを確認している。

これを踏まえ、これらの炉心損傷防止対策が有効に機能しない事故シーケンスについては格納容器内へのスプレイ注入や自然対流冷却などによる格納容器破損防止対策の有効性を確認することとし、これらを除く事故シーケンスを対象に、炉心損傷防止対策の有効性評価の対象となる事故シーケンスの選定を

実施することとした。(別紙3)

なお、これらの事故シーケンスについては、フィードアンドブリードや炉心への注水継続により、炉心損傷の拡大抑制などの影響緩和に期待できる可能性があり、状況に応じて可能な対応を実施していく。

1. 3 重要事故シーケンスの選定について

設置変更許可申請における重大事故等対処設備の有効性評価の実施に際しては事故シーケンスグループごとに重要事故シーケンスの選定を実施している。重要事故シーケンス選定にあたっては、以下に示す審査ガイド記載の4つの着眼点に沿って実施している。今回の重要事故シーケンスの選定にあたっての具体的な検討内容は以下のとおりであり、選定結果を表4に示す。

なお、各事故シーケンスグループに分類される事故シーケンスについて、炉心損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し、事故シーケンスに占める炉心損傷頻度の割合の観点で主要なカットセットに対する重大事故防止対策の整備状況等を確認している。(別紙4および5)

【審査ガイドに記載の着眼点】

- a. 共通原因故障又は系統間の機能の依存性によって複数の設備が機能喪失し、炉心の著しい損傷に至る。
- b. 炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時間が短い。
- c. 炉心損傷防止に必要な設備容量(流量又は逃がし弁容量等)が大きい。
- d. 事故シーケンスグループ内のシーケンスの特徴を代表している。

a. 共通原因故障、系統間依存性の観点

共通原因故障については地震・津波による事故シーケンス抽出の際に考慮している。また、系統間の機能の依存性について、例えば、安全機能のサポート機能喪失(「電源機能」及び「補機冷却機能」)は、それらを必要とする機器が使用できないものとして系統間依存性が大きいと評価した。(表4中「高」で記載)。

また、「2次冷却系からの除熱機能喪失」の外部電源喪失事象では、バックアップのディーゼル発電機が機能することで常用系電源喪失となり、安全機能のサポート機能喪失に比べれば系統間依存性は小さいと評価した(表4中「中」で記載)。

⇒該当シーケンスを表4中に影響度の観点で「高」、「中」、「低」で整理

【例 原子炉補機冷却機能喪失】

原子炉補機冷却機能の喪失時には、補機冷却水が必要な機器 (ECCS系ポンプ) を使用できないものとして考慮。

b. 余裕時間の観点

重大事故等対処設備による対応操作に係る余裕時間を厳しくするため、事象が早く進展し、炉心損傷に至る時間が短い事故シーケンスを選定している。

⇒該当シーケンスを表 4 中に影響度の観点で「高」、「中」、「低」で整理

【例 1 ECCS再循環機能喪失】

破断口径の大きいほうが 1 次冷却材の系外への流出が多いため、重大事故等対処設備による対応操作に係る余裕時間が短くなる。

【例 2 原子炉格納容器の除熱機能喪失】

格納容器スプレイ注入失敗時の方が、格納容器スプレイ再循環失敗時に比べ除熱量が小さくなり格納容器内の温度・圧力上昇が早いため余裕時間が厳しく、破断口径の違いによる余裕時間の差異に比べ影響が大きい。

c. 設備容量の観点

炉心損傷防止対策として減圧の際に必要な弁容量や冷却の際に必要な注水量といった設備容量に係る要求が大きくなるシーケンスを選定している。

⇒該当シーケンスを表 4 中に影響度の観点で「高」、「中」、「低」で整理

【例 ECCS再循環機能喪失】

破断口径の大きいほうが 1 次冷却材の系外への流出が多いため、炉心損傷防止のために要求される設備容量 (1 次系への注水量) が大きくなる。

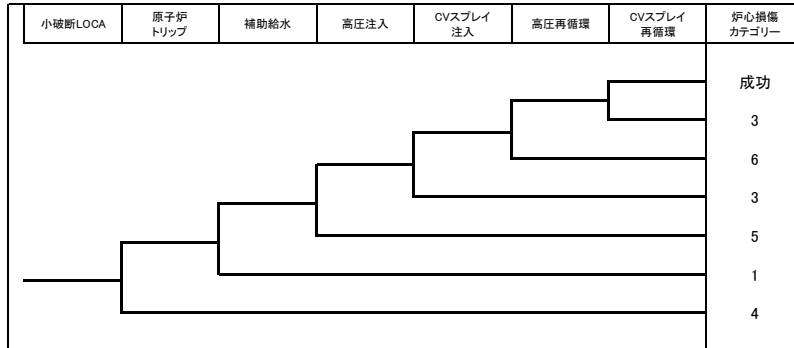
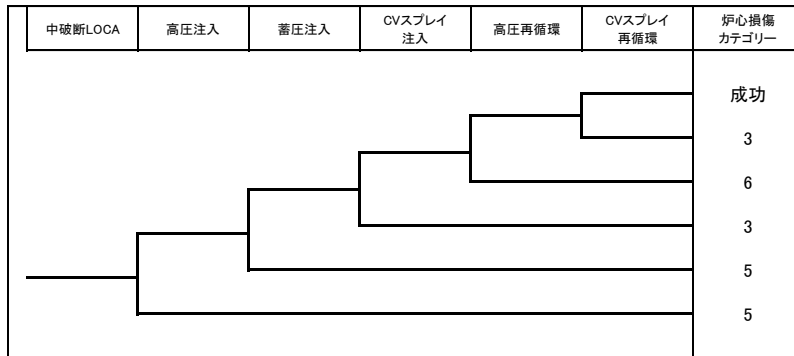
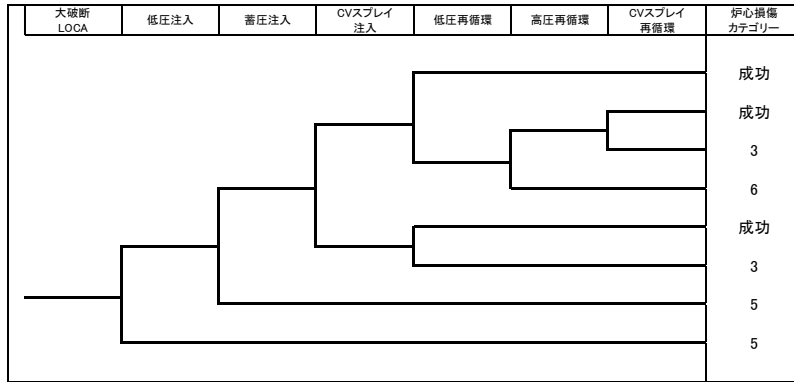
d. 事故シーケンスグループ内での代表性の観点

各事故シーケンスグループにおける代表的な事故シーケンスとして、炉心損傷頻度が高く事象進展が事故シーケンスグループの特徴を有しているものを選定している。

⇒該当シーケンスを表 4 中に影響度の観点で「高」、「中」、「低」で整理

【例 2 次冷却系からの除熱機能喪失】

手動停止 + 補助給水失敗は、炉心損傷頻度が高く、起因事象と 2 次系による除熱機能喪失の組合せにおける事故シーケンスグループの特徴として代表性を有する。



- ※炉心損傷カテゴリ
- 1: 2次系からの除熱機能喪失
 - 2-1: 安全機能のサポート機能喪失(電源機能)
 - 2-2: 安全機能のサポート機能喪失(補機冷却機能)
 - 3: 格納容器からの除熱機能喪失
 - 4: 原子炉停止機能喪失
 - 5: ECCS注水機能喪失
 - 6: ECCS再循環機能喪失
 - 7: 漏えい箇所の隔離機能喪失

図2 内部事象PRAにおけるイベントツリー (1/3)

補機冷却水の 喪失	原子炉トリップ	補助給水	加圧器逃がし弁/ 安全弁LOCA	RCPシール LOCA	炉心損傷 カテゴリー
					成功
					2-2
					2-2
					2-2
					4

外部電源喪失	原子炉トリップ	非常用 所内電源	補助給水	炉心損傷 カテゴリー
				成功
				1
				2-1
				4

2次冷却系の 破断	原子炉トリップ	主蒸気隔離	補助給水	炉心損傷 カテゴリー
				成功
				1
				1
				4

SGTR	原子炉トリップ	補助給水	破損SG隔離	炉心損傷 カテゴリー
				成功
				7
				1
				4

- ※炉心損傷カテゴリー
- 1: 2次系からの除熱機能喪失
 - 2-1: 安全機能のサポート機能喪失(電源機能)
 - 2-2: 安全機能のサポート機能喪失(補機冷却機能)
 - 3: 格納容器からの除熱機能喪失
 - 4: 原子炉停止機能喪失
 - 5: ECCS注水機能喪失
 - 6: ECCS再循環機能喪失
 - 7: 漏えい箇所の隔離機能喪失

図2 内部事象PRAにおけるイベントツリー (2/3)

主給水喪失 過渡事象	原子炉トリップ	補助給水	炉心損傷 カテゴリ
成功			1
			4

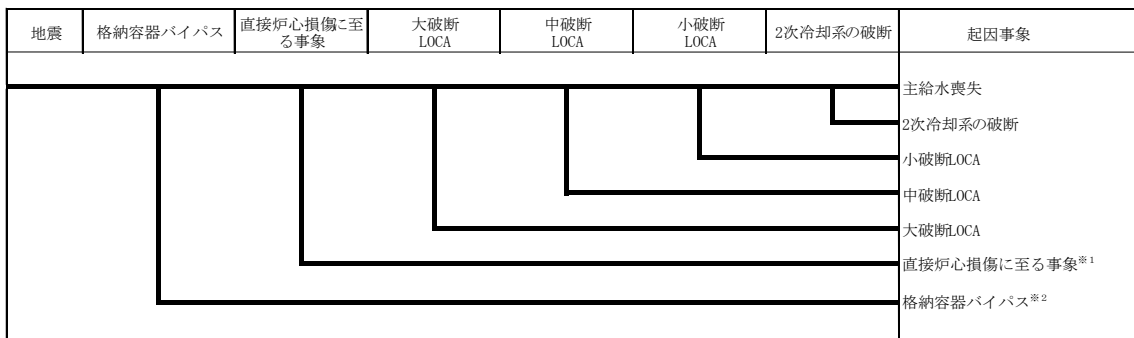
インターフェイス システムLOCA	原子炉トリップ	炉心損傷 カテゴリ
7		4

手動停止	補助給水	炉心損傷 カテゴリ
成功		1

ATWS	炉心損傷 カテゴリ
4	

- ※炉心損傷カテゴリ
- 1: 2次系からの除熱機能喪失
 - 2-1: 安全機能のサポート機能喪失(電源機能)
 - 2-2: 安全機能のサポート機能喪失(補機冷却機能)
 - 3: 格納容器からの除熱機能喪失
 - 4: 原子炉停止機能喪失
 - 5: ECCS注水機能喪失
 - 6: ECCS再循環機能喪失
 - 7: 漏えい箇所の隔離機能喪失

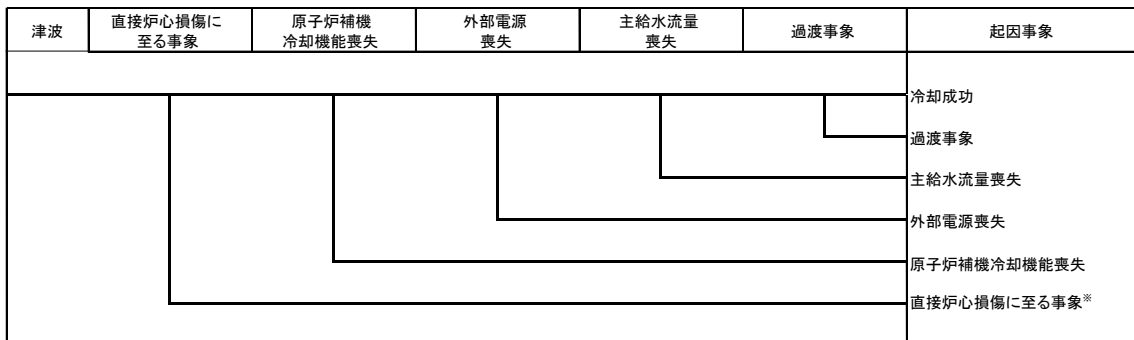
図2 内部事象PRAにおけるイベントツリー (3/3)



※1 大破断LOCAを上回る規模のLOCA（原子炉容器損傷、1次冷却材配管損傷等）、原子炉建屋損傷、原子炉格納容器損傷、原子炉補助建屋損傷、複数の信号系損傷、1次冷却系流路閉塞による2次系除熱機能喪失

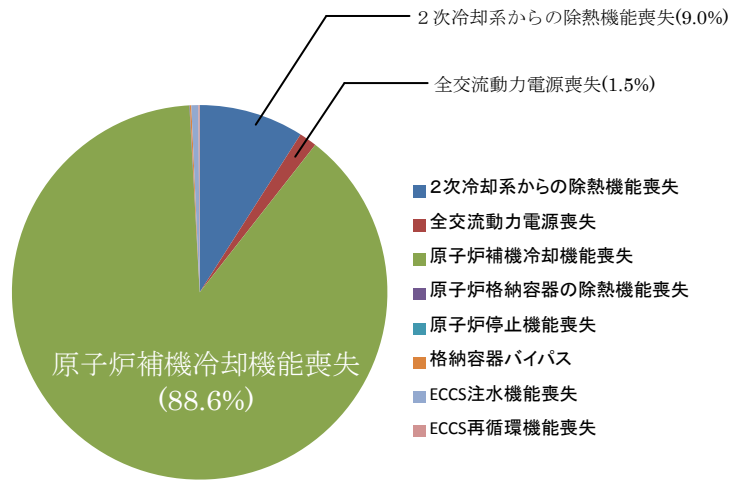
※2 蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）

図3 地震PRA階層イベントツリー

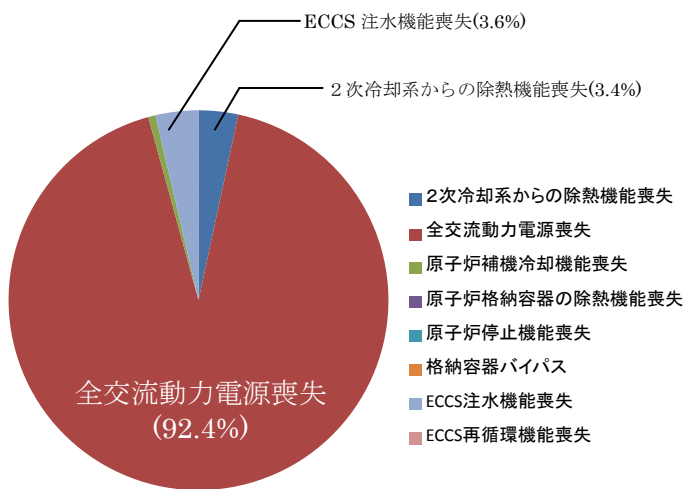


※ 複数の信号系損傷

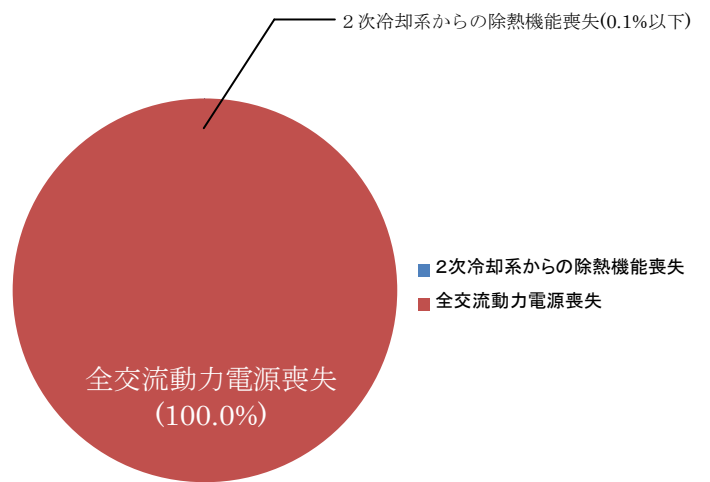
図4 津波PRA階層イベントツリー



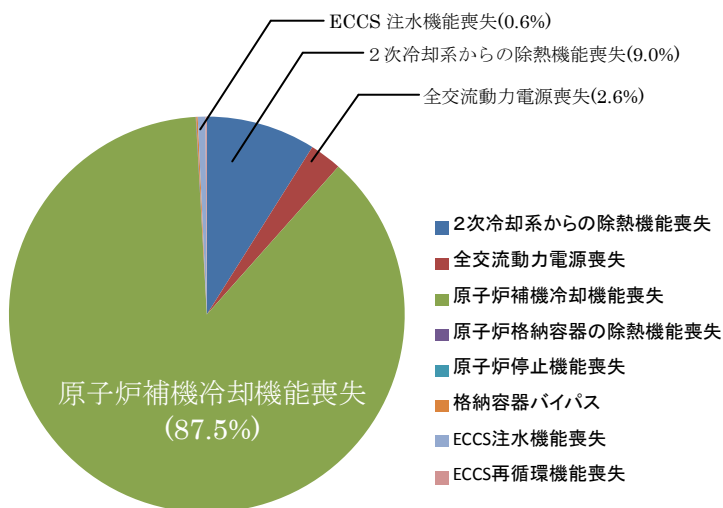
内部事象レベル1 PRA



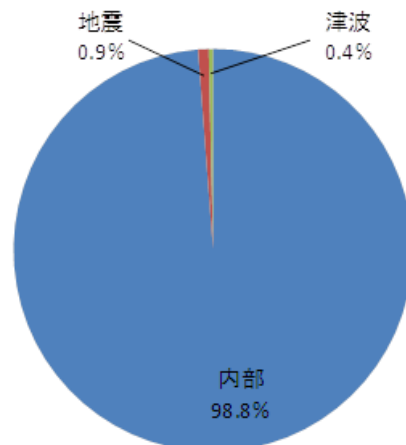
地震レベル1 PRA



津波レベル1 PRA



プラント全体
(事故シーケンスグループ別)



プラント全体
(事象別)

図5 レベル1 PRA の定量化結果

表1 イベントツリーにより抽出される事故シーケンス

起因事象	イベントツリーにより抽出される事故シーケンス
大LOCA	大LOCA+ 低圧注入失敗
	大LOCA+ 蓄圧注入失敗
	大LOCA+ 高圧再循環失敗+ 低圧再循環失敗
	大LOCA+ 低圧再循環失敗+ 格納容器スプレイ注入失敗
	大LOCA+ 低圧再循環失敗+ 格納容器スプレイ再循環失敗
中LOCA	中LOCA+ 蓄圧注入失敗
	中LOCA+ 高圧注入失敗
	中LOCA+ 高圧再循環失敗
	中LOCA+ 格納容器スプレイ注入失敗
	中LOCA+ 格納容器スプレイ再循環失敗
小LOCA	小LOCA+ 高圧注入失敗
	小LOCA+ 高圧再循環失敗
	小LOCA+ 補助給水失敗
	小LOCA+ 格納容器スプレイ注入失敗
	小LOCA+ 格納容器スプレイ再循環失敗
補機冷却機能の喪失	補機冷却水の喪失+ RCPシールLOCA
	補機冷却水の喪失+ 加圧器逃がし弁/安全弁LOCA
	補機冷却水の喪失+ 補助給水失敗
外部電源喪失	外部電源喪失+ 補助給水失敗
	外部電源喪失+ 非常用所内電源喪失
2次冷却系の破断	2次冷却系の破断+ 補助給水失敗
	2次冷却系の破断+ 主蒸気隔離失敗
SGTR	SGTR+ 補助給水失敗
	SGTR+ 破損SG隔離失敗
主給水流量喪失	主給水流量喪失+ 補助給水失敗
過渡事象	過渡事象+ 補助給水失敗
インターフェイスシステムLOCA	インターフェイスシステムLOCA
手動停止	手動停止
ATWS	ATWS
地震・津波により直接的に炉心損傷に至る事象	1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失
	Excess LOCA
	複数の信号系損傷
	原子炉建屋損傷
	原子炉格納容器損傷
	原子炉補助建屋損傷
SGTR (複数本破損)	

表2 PRA結果に基づく新たな事故シーケンスグループの検討

事故シーケンス	シーケンス別CDF (/炉年)				全CDFに対する割合* (シーケンス別)	規則解釈で想定する 事故シーケンスグループ	グループ別CDF (/炉年)	全CDFに 対する割合* (グループ別)
	内部 事象	地震	津波	合計				
小LOCA+補助給水失敗	1.0E-08	7.8E-10	—	1.1E-08	0.0%	2次冷却系からの 除熱機能喪失	2.0E-05	8.9%
主給水流量喪失+補助給水失敗	6.2E-07	2.4E-08	—	6.4E-07	0.3%			
過渡事象+補助給水失敗	5.4E-06	—	—	5.4E-06	2.4%			
手動停止+補助給水失敗	1.3E-05	—	—	1.3E-05	5.6%			
外部電源喪失+補助給水失敗	1.3E-07	3.8E-08	6.7E-12	1.7E-07	0.1%			
2次系破断+補助給水失敗	1.2E-06	5.0E-11	—	1.2E-06	0.5%			
2次系破断+主蒸気隔離失敗	7.7E-11	1.4E-11	—	9.1E-11	0.0%			
SGTR+補助給水失敗	1.1E-07	—	—	1.1E-07	0.0%			
1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失	—	1.6E-10	—	1.6E-10	0.0%			
外部電源喪失+非常用所内電源喪失	3.5E-06	1.7E-06	7.9E-07	6.0E-06	2.6%	全交流動力電源喪失	6.0E-06	2.6%
補機冷却水の喪失+RCPシールLOCA	2.0E-04	1.1E-08	—	2.0E-04	87.1%	原子炉補機冷却機能喪失	2.0E-04	87.5%
補機冷却水の喪失+逃がし弁/加圧器安全弁LOCA	9.0E-07	—	—	9.0E-07	0.4%			
補機冷却水の喪失+補助給水失敗	1.1E-08	—	—	1.1E-08	0.0%			
大LOCA+低圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗	3.0E-13	—	—	3.0E-13	0.0%	原子炉格納容器の 除熱機能喪失	8.3E-08	0.0%
大LOCA+低圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗	6.2E-12	—	—	6.2E-12	0.0%			
中LOCA+格納容器スプレイ注入失敗	8.9E-09	—	—	8.9E-09	0.0%			
中LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗	1.1E-08	—	—	1.1E-08	0.0%			
小LOCA+格納容器スプレイ注入失敗	2.7E-08	3.3E-10	—	2.7E-08	0.0%			
小LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗	3.6E-08	—	—	3.6E-08	0.0%	原子炉停止機能喪失	1.3E-08	0.0%
ATWS	1.2E-08	1.7E-10	—	1.3E-08	0.0%	格納容器バイパス	2.8E-07	0.1%
インターフェイスシステムLOCA	3.0E-11	—	—	3.0E-11	0.0%	ECCS注水機能喪失	1.4E-06	0.6%
SGTR+破損SG隔離失敗	2.8E-07	—	—	2.8E-07	0.1%			
大LOCA+低圧注入失敗	2.9E-09	7.6E-09	—	1.0E-08	0.0%			
大LOCA+蓄圧注入失敗	9.4E-09	—	—	9.4E-09	0.0%			
中LOCA+蓄圧注入失敗	2.5E-11	—	—	2.5E-11	0.0%			
中LOCA+高圧注入失敗	3.5E-08	—	—	3.5E-08	0.0%			
小LOCA+高圧注入失敗	1.3E-06	5.9E-08	—	1.4E-06	0.6%			
Excess LOCA	—	1.2E-09	—	1.2E-09	0.0%	ECCS再循環機能喪失	2.4E-07	0.1%
大LOCA+高圧再循環失敗+低圧再循環失敗	1.7E-08	5.9E-11	—	1.7E-08	0.0%			
中LOCA+高圧再循環失敗	5.3E-08	—	—	5.3E-08	0.0%			
小LOCA+高圧再循環失敗	1.7E-07	4.3E-10	—	1.7E-07	0.1%	(新たな事故シーケンスグループ としての追加は不要と判断)	3.3E-08	0.0%
複数の信号系損傷	—	6.1E-09	2.7E-08	3.3E-08	0.0%			
原子炉建屋損傷	—	5.7E-08	—	5.7E-08	0.0%			
原子炉格納容器損傷	—	1.7E-09	—	1.7E-09	0.0%			
原子炉補助建屋損傷	—	5.6E-09	—	5.6E-09	0.0%			
SGTR(複数本破損)	—	5.6E-10	—	5.6E-10	0.0%			
合計	2.3E-04	1.9E-06	8.2E-07	2.3E-04	100.0%		2.3E-04	100.0%

*四捨五入の都合上、合計は100%にはならない

表3 事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度（内部事象、地震、津波PRA）

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	シーケンス別CDF（/炉年）				全CDFに 対する割合* （シーケンス別）	グループ別 CDF （/炉年）	全CDFに 対する割合* （グループ別）	重大事故等対策	備考
		内部 事象	地震	津波	合計					
1	2次冷却系からの 除熱機能喪失	小LOCA+補助給水失敗	1.0E-08	7.8E-10	—	1.1E-08	0.0%	2.0E-05	8.9%	フィードアンドブリー ド+高圧再循環+CVス レイ再循環
		主給水流量喪失+補助給水失敗	6.2E-07	2.4E-08	—	6.4E-07	0.3%			
		過渡事象+補助給水失敗	5.4E-06	—	—	5.4E-06	2.4%			
		手動停止+補助給水失敗	1.3E-05	—	—	1.3E-05	5.6%			
		外部電源喪失+補助給水失敗	1.3E-07	3.8E-08	6.7E-12	1.7E-07	0.1%			
		2次系破断+補助給水失敗	1.2E-06	5.0E-11	—	1.2E-06	0.5%			
		2次系破断+主蒸気隔離失敗	7.7E-11	1.4E-11	—	9.1E-11	0.0%			
		SGTR+補助給水失敗	1.1E-07	—	—	1.1E-07	0.0%			
1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失	—	1.6E-10	—	1.6E-10	0.0%	①※				
2	全交流動力電源喪失	外部電源喪失+非常用所内電源喪失	3.5E-06	1.7E-06	7.9E-07	6.0E-06	2.6%	6.0E-06	2.6%	代替非常用発電機
3	原子炉補機冷却機能 喪失	補機冷却水の喪失+RCPシールLOCA	2.0E-04	1.1E-08	—	2.0E-04	87.1%	2.0E-04	87.5%	2次系による1次系強 制冷却+代替格納容器ス プレポンプ+高圧再循環 +格納容器内自然対流冷 却(海水直接通水)
		補機冷却水の喪失+逃がし弁/加圧器安全弁LOCA	9.0E-07	—	—	9.0E-07	0.4%			
		補機冷却水の喪失+補助給水失敗	1.1E-08	—	—	1.1E-08	0.0%			
4	原子炉格納容器の 除熱機能喪失	大LOCA+低圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗	3.0E-13	—	—	3.0E-13	0.0%	8.3E-08	0.0%	格納容器内自然対流冷 却
		大LOCA+低圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗	6.2E-12	—	—	6.2E-12	0.0%			
		中LOCA+格納容器スプレイ注入失敗	8.9E-09	—	—	8.9E-09	0.0%			
		中LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗	1.1E-08	—	—	1.1E-08	0.0%			
		小LOCA+格納容器スプレイ注入失敗	2.7E-08	3.3E-10	—	2.7E-08	0.0%			
		小LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗	3.6E-08	—	—	3.6E-08	0.0%			
5	原子炉停止機能喪失	ATWS	1.2E-08	1.7E-10	—	1.3E-08	0.0%	1.3E-08	0.0%	緊急ほう酸注入
6	格納容器バイパス	インターフェイスシステムLOCA	3.0E-11	—	—	3.0E-11	0.0%	2.8E-07	0.1%	クールダウン& リサーキュレーション
		SGTR+破損SG隔離失敗	2.8E-07	—	—	2.8E-07	0.1%			
7	ECCS注水機能喪失	大LOCA+低圧注入失敗	2.9E-09	7.6E-09	—	1.0E-08	0.0%	1.4E-06	0.6%	※ ③※ 2次系による1次系強 制冷却+低圧注入 2次系による1次系強 制冷却+低圧注入 ※
		大LOCA+蓄圧注入失敗	9.4E-09	—	—	9.4E-09	0.0%			
		中LOCA+蓄圧注入失敗	2.5E-11	—	—	2.5E-11	0.0%			
		中LOCA+高圧注入失敗	3.5E-08	—	—	3.5E-08	0.0%			
		小LOCA+高圧注入失敗	1.3E-06	5.9E-08	—	1.4E-06	0.6%			
		Excess LOCA	—	1.2E-09	—	1.2E-09	0.0%			
8	ECCS再循環機能喪失	大LOCA+高圧再循環失敗+低圧再循環失敗	1.7E-08	5.9E-11	—	1.7E-08	0.0%	2.4E-07	0.1%	代替再循環
		中LOCA+高圧再循環失敗	5.3E-08	—	—	5.3E-08	0.0%			
		小LOCA+高圧再循環失敗	1.7E-07	4.3E-10	—	1.7E-07	0.1%			
		合計	2.3E-04	1.9E-06	8.2E-07	2.3E-04	100.0%	2.3E-04	100.0%	

*四捨五入の都合上、合計は100%にはならない

①フィードアンドブリード等により影響緩和の可能性はある。

②主給水系による代替給水により炉心損傷を回避できる可能性がある。

③炉心への注入により炉心損傷の拡大を抑制する等の影響緩和の可能性はある。

(※) 格納容器破損防止対策として、代替格納容器スプレイポンプ+自然対流冷却（海水直接通水）等に期待できる。

表 4 重要事故シーケンスの選定について (1/2)

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	重大事故等対策	重要事故シーケンスの選定の考え方				
			a	b	c	d	備考 (a : 系統間機能依存性、b : 余裕時間、c : 設備容量、d : 特徴の代表性)
2次冷却系からの除熱機能喪失	小LOCA + 補助給水失敗	フィードアンドブリード+高圧再循環+C/Vスプレイ再循環	低	低	低	低	2次冷却系からの除熱機能喪失の事故シーケンス選定にあたり、以下の審査ガイドの着眼点を考慮した。 a. 「外部電源喪失」により常用系機器が機能喪失するため「中」とした。ただし、安全系の機能は損なわれないため、系統間依存性は小さい。 b. 「主給水流量喪失」については、1次系が早期に高温・高圧状態になるため余裕時間が短い。「過渡事象」「手動停止」については、ある一定期間主給水が利用できるため、その間は2次系からの除熱に期待できる。 「外部電源喪失」については、蒸気発生器水位低により原子炉トリップに至る主給水流量喪失事象に比べ原子炉トリップに至るタイミングが早いこと、補助給水喪失時点での崩壊熱が小さい。「2次系破断」については、2次冷却系の破断等により、1次系の除熱が促進される。「小破断LOCA」「蒸気発生器伝熱管破損」については、事故発生により自動でSI信号が発信することで高圧注入が開始されるとともに系外への漏えいにより1次系の減圧も促進される。 c. 余裕時間の短さが崩壊熱の大きさに関連するため、各事故シーケンス事象の厳しさの程度は着眼点b.と同じとした。 d. CDFの寄与割合として最も支配的となる「手動停止」については、「トリップ事象+補助給水失敗」という組合せからも代表性を有していることから、「高」とした。 ※審査ガイドの着眼点a.～d.を総合的に考慮した結果、事象発生時点でトリップが発生する「手動停止」は相対的に厳しい事象とはならないことから、2次系からの除熱機能喪失の重要事故シーケンスとして「主給水流量喪失+補助給水失敗」を選定。
	◎ 主給水流量喪失+補助給水失敗		低	高	高	低	
	過渡事象+補助給水失敗		低	中	中	中	
	手動停止+補助給水失敗		低	中	中	高	
	外部電源喪失+補助給水失敗		中	中	中	低	
	2次系破断+補助給水失敗		低	低	低	低	
	2次系破断+主蒸気隔離失敗		低	低	低	低	
	SGTR+補助給水失敗		低	低	低	低	
全交流動力電源喪失	◎ 外部電源喪失+非常用所内電源喪失	代替非常用発電機	高	高	高	高	全交流動力電源喪失に係る事故シーケンスは「外部電源喪失+非常用所内電源喪失」のみである。なお、評価事故シーケンスとしては「外部電源喪失+非常用所内電源喪失+補機冷却水の喪失+RCPシールLOCA」としてより厳しい事象を選定。
原子炉補機冷却機能喪失	◎ 補機冷却水の喪失+RCPシールLOCA	2次系による1次系強制冷却+代替格納容器スプレイポンプ+高圧再循環+格納容器内自然対流冷却(海水直接通水)	高	高	高	高	原子炉補機冷却機能喪失の事故シーケンスの選定にあたり、以下の審査ガイドの着眼点を考慮した。 a. 原子炉補機冷却機能喪失により、補機冷却水が必要な機器は使用できない。 b, c. 加圧器逃がし弁/安全弁LOCAは気相部破断であり、1次冷却材の漏えいの観点でRCPシールLOCAの方が厳しい事象である。 なお、評価事故シーケンスとしては「外部電源喪失+非常用所内電源喪失+補機冷却水の喪失+RCPシールLOCA」としてより厳しい事象を選定。 d. CDFの寄与割合として最も支配的となる「補機冷却水の喪失+RCPシールLOCA」については、補機冷却機能喪失の代表的な組合せであることから「高」とした。 ※審査ガイドの着眼点a.～d.の全ての観点より「補機冷却水の喪失+RCPシールLOCA」を選定。
	補機冷却水の喪失+加圧器安全弁/逃がし弁LOCA		高	中	中	低	
原子炉格納容器の除熱機能喪失	◎ 大LOCA+低圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗	格納容器内自然対流冷却	低	高	高	低	原子炉格納容器の除熱機能喪失の事故シーケンスの選定にあたり、以下の審査ガイドの着眼点を考慮した。 a. 各事故シーケンスの事象が発生しても共通要因故障又は系統間の機能依存性はない。 b. 格納容器スプレイ注入失敗時の方が、格納容器スプレイ再循環失敗時に比べ除熱量が小さくなり格納容器内の温度・圧力上昇が早いこと、破断口径の違いによる余裕時間の差異に比べ影響が大きい。 c. 破断口径の大きい方が、格納容器除熱に必要なスプレイ流量の観点で厳しい。 d. CDFの寄与割合として支配的である「小LOCA+格納容器スプレイ注入(再循環)失敗」については、LOCA+スプレイ機能喪失の組合せで代表性を有していることから「高」とした。 ※審査ガイドの着眼点a.～d.を総合的に考慮した結果、格納容器先行破損の観点で放出される熱量が大きく、除熱量が小さくなる「大LOCA+低圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗」を選定。
	大LOCA+低圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗		低	中	高	低	
	中LOCA+格納容器スプレイ注入失敗		低	高	中	中	
	中LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗		低	中	中	中	
	小LOCA+格納容器スプレイ注入失敗		低	高	低	高	
	小LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗		低	中	低	高	

表4 重要事故シーケンスの選定について (2/2)

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	重大事故等対策	重要事故シーケンスの選定の考え方				
			a	b	c	d	備考 (a : 系統間機能依存性、b : 余裕時間、c : 設備容量、d : 特徴の代表性)
原子炉停止機能喪失	◎ ATWS	緊急ほう酸注入、共通要因故障対策盤	高	高	高	高	事故シーケンスについては、共通要因故障対策盤による自動作動に期待する機能が多く（主蒸気隔離、補助給水起動）、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性確保の観点で厳しい「主給水流量喪失」を選定。
ECCS注水機能喪失	◎ 中LOCA+高圧注入失敗	2次系による1次系の強制冷却+低圧注入	低	高	高	高	ECCS注水機能喪失の事故シーケンスとして、以下の審査ガイドの着眼点を考慮した。 a. 各事故シーケンスの事象が発生しても共通要因故障又は系統間の機能依存性はない。 b. 破断口径の大きいほうが1次冷却材の系外への流出が多いため、重大事故等対処設備による対応操作に係る余裕時間が短くなる。 c. 破断口径の大きいほうが1次冷却材の系外への流出が多いため、炉心損傷防止のために要求される設備容量（1次系への注水量）が大きくなる。 d. 「小LOCA（2インチ破断）+高圧注入失敗」は、CDFの寄与割合として支配的であり、必要な蓄圧注入が確保されるまで、2次系による1次系強制冷却により減圧が必要であることから、「高」とした。一方、中LOCA（6インチ破断）は、1次系の減圧が大きく自動的に蓄圧注入が開始されるが、中LOCA（4インチ破断）は、小LOCA同様に1次系の強制冷却による減圧が必要であることから、「小LOCA（2インチ破断）+高圧注入失敗」も「高」とした。 ※審査ガイドの着眼点a.～d.の全ての観点から「中LOCA+高圧注入失敗」を選定した。また、dの観点から「小LOCA+高圧注入失敗」も評価対象に加えることとした。
	◎ 小LOCA+高圧注入失敗		低	中	中	高	
ECCS再循環機能喪失	◎ 大LOCA+高圧再循環失敗+低圧再循環失敗	代替再循環	低	高	高	低	ECCS再循環機能喪失の事故シーケンスとして、以下の審査ガイドの着眼点を考慮した。 a. 各事故シーケンスの事象が発生しても共通要因故障又は系統間の機能依存性はない。 b. 1次冷却材の系外への流出が多いため再循環切替までの時間が短く、再循環切替時点での崩壊熱が高くなることを踏まえ大破断LOCAを「高」とした。 c. 破断口径の大きい方が、必要な再循環流量の観点で厳しいため大破断LOCAを「高」とした。 d. CDFの寄与割合として最も支配的となる「小LOCA+高圧再循環失敗」についてはLOCA+再循環失敗という組合せで代表性を有していることから「高」とした。 ※審査ガイドの着眼点a.～d.を総合的に考慮した結果、再循環時点の崩壊熱が高く、より厳しい結果となる「大LOCA+高圧再循環失敗+低圧再循環失敗」を選定。
	中LOCA+高圧再循環失敗		低	中	中	中	
	小LOCA+高圧再循環失敗		低	低	低	高	
格納容器バイパス	◎ インターフェイスシステムLOCA	クールダウン&リサーキュレーション	—	—	—	高	格納容器バイパス時の漏えい経路の違いを考慮し、両方のシーケンスを選定。
	◎ SGTR+破損SG隔離失敗		—	—	—	高	

◎ : 選定した重要事故シーケンス

2. 格納容器破損防止対策の有効性評価に係る格納容器破損モード及び評価事故シーケンスの選定について

格納容器破損防止対策の有効性評価の格納容器破損モード及び評価事故シーケンス選定の全体プロセスは図6に示すとおりであり、以下に各検討ステップにおける実施内容を整理した。

(概要)

- ①内部事象レベル1.5PRA及びPRAを適用できない外部事象に係る定性的検討から格納容器破損モードを抽出し、規則解釈の記載との比較検討・分類を行った。
- ②抽出された格納容器破損モードのうち、炉心損傷発生時点で格納容器機能に期待できない格納容器バイパス (SGTRおよびIS-LOCA)、格納容器先行破損に該当するものは、規則解釈に基づき炉心損傷防止対策の有効性評価の対象とした。
- ③国内外で得られている知見等も踏まえた検討を行い、新たに追加すべき格納容器破損モードはないものと判断した。
- ④格納容器破損モード毎に格納容器破損モード発生の観点で厳しいプラント損傷状態 (PDS) を選定し、その中でさらに厳しい事故シーケンスを検討し、格納容器破損防止対策の有効性評価の評価事故シーケンスとして選定した。

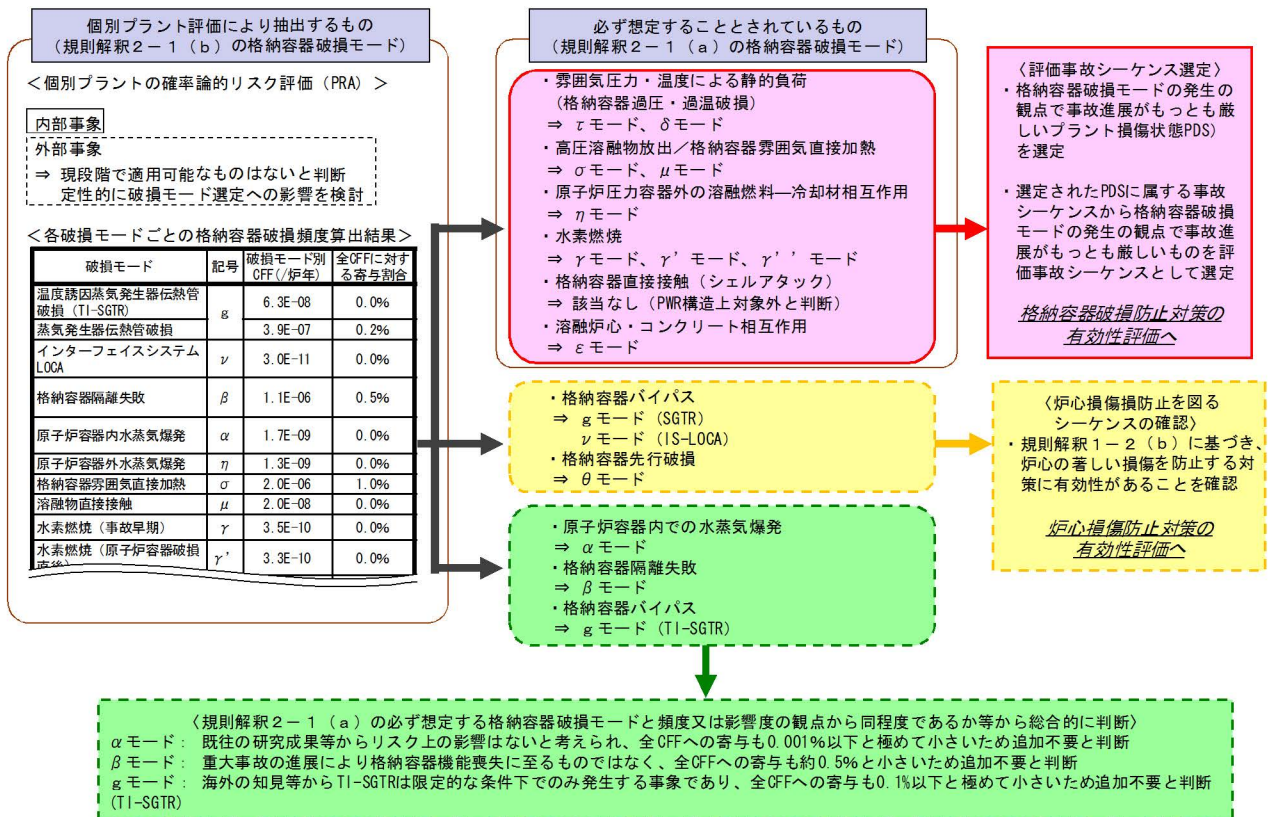


図6 格納容器破損モード及び評価事故シーケンス選定の全体プロセス

2. 1 格納容器破損モードの分析について

規則解釈において、格納容器破損防止対策の有効性評価に係る格納容器破損モードの選定の個別プラント評価による抽出に関し、以下のとおり記載されている。

2-1

(b) 個別プラント評価により抽出した格納容器破損モード

- ① 個別プラントの内部事象に関するPRA及び外部事象に関するPRA（適用可能なもの）又はそれに代わる方法で評価を実施すること。
- ② その結果、上記2-1(a)の格納容器破損モードに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードが抽出された場合には、想定する格納容器破損モードとして追加すること。

これを踏まえ、泊発電所3号機を対象としたPRAの知見等を活用して、格納容器破損モードの分析を実施している。

具体的には、炉心損傷防止対策に係る事故シーケンスグループの分析の場合と同様に、重大事故等対策設備の有効性評価を行う格納容器破損モードの選定という今回の設置変更許可申請での位置付けを考慮し、従来より整備してきたアクシデントマネジメント策や福島第一原子力発電所事故以降に実施した各種対策、新規制基準に基づき配備する重大事故等対策設備などを含めない、設置許可取得済の設備にのみ期待できる条件でのPRAモデルを構築し、内部事象レベル1.5PRA評価を実施している。

また、外部事象については、地震レベル1.5PRAは格納容器本体、原子炉建屋、CV隔離弁等の損傷から格納容器の閉じ込め機能喪失に至る過程に不確かさが大きくなる傾向にあり、定量評価結果の活用には損傷箇所、損傷モード等の精緻化検討が必要な段階であるため、現段階では事故シーケンス選定の検討に適用可能でないものと判断した。

PRAが適用可能でないと判断した外部事象については、定性的な検討から事故シーケンスの分析を実施することとした。

2. 1. 1 格納容器破損モードの抽出、整理

(PRAに基づく整理)

内部事象レベル1.5PRAにおいては、事故の進展に伴い生じる格納容器の健全性に影響を与える負荷の分析から、格納容器破損モードの抽出を行っている。

具体的には、図7のとおり炉心損傷前、原子炉容器破損前、原子炉容器破損直後、原子炉容器破損以降の長期の各プラント状態に分類して、それぞれの状態で発生する負荷の種類から格納容器破損モードを抽出して整理している。これらの各破損モードにおけるレベル1.5PRAの定量化結果を表5及び図8に示す。

(PRAに代わる検討に基づく整理)

外部事象の影響としては、地震時には建屋損傷等の炉心損傷直結事象が発生した場合の格納容器破損への影響が想定されるが、これはレベル1地震PRAの知見からも損傷モードとして抽出されており、今回内部事象から選定した格納容器破損モードに追加すべきものはないものと考えられる。津波やその他の自然現象においても格納容器及び内部構造物が直接破損する可能性は低く、新たに追加すべき格納容器破損モードは発生しないものと推定される。(別紙1および別紙6)

2. 1. 2 レベル1.5PRAの定量化結果を踏まえた格納容器破損モードの検討

表5に示す格納容器破損モードについて、規則解釈に基づき必ず想定する以下の格納容器破損モードとの対応について検討を行った。

2-1

(a) 必ず想定する格納容器破損モード

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

その結果、上記の必ず想定する格納容器破損モードに分類されない破損モードが抽出されたため、これを新たな格納容器破損モードとして設定する必要性について検討を実施した。

なお、必ず想定する格納容器破損モードのうち、格納容器直接接触 (シェルアタック) については、格納容器が小さく、原子炉下部のペDESTALに開口部があるBWRマークI型の格納容器に特有の事象とみなされている。PWRでは格納容器が大きく、溶融炉心が壁面に流れる構造ではないため、発生の可能性がないと考えられることから、解析による評価対象として想定する格納容器破損モードとはしていない。(別紙7)

(1) 蒸気発生器伝熱管破損 (gモード)

本破損モードはレベル1.5PRA評価上の破損モードとして抽出されたが、規則解釈の要求事項として「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの (格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等) にあっては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。」とされており、炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「格納容器バ

イパス」にて有効性評価の対象としている。

また、当該破損モードの1つの破損形態として温度誘因蒸気発生器伝熱管破損（TI-SGTR）が想定される。

本事象は炉心損傷後に1次系が高圧かつ2次系への給水がない限定的な条件下で発生する可能性が生じるものであり、レベル1 PRAの結果から同様のプラント状態に該当する事故シーケンスグループは以下の3つの事故シーケンスグループとなる。

【TI-SGTR発生の可能性を有する事故シーケンスグループ】

- (a) 2次冷却系からの除熱機能喪失
- (b) 全交流動力電源喪失
- (c) 原子炉補機冷却機能喪失

これらに対しては、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講ずることが困難な一部のシーケンスを除いても、合計炉心損傷頻度の約99.1%に対して炉心損傷防止対策有効性が確認されており、TI-SGTRが起因事象として発生する可能性は非常に小さい。さらに、炉心損傷時に1次系が高圧の状態においては「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」への対応として加圧器逃がし弁の手動開放による1次系の減圧操作が実施され、TI-SGTRの発生確率はさらに低減される。（別紙8）

したがって、発生する可能性が極めて低い当該破損モードを個別プラント評価により格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

(2) インターフェイスシステムLOCA(ν モード)

本破損モードはレベル1.5PRA評価上の破損モードとして抽出されたが、規則解釈の要求事項として「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの（格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等）にあっては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。」とされており、炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」にて有効性評価の対象としている。

したがって、当該破損モードを個別プラント評価により格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

(3) 格納容器隔離失敗(β モード)

本破損モードは炉心損傷発生時点で格納容器隔離に失敗するモードであり、格納容器アクセス部や換気空調系統などの機械的な故障や人的過誤による復帰忘れ等を想定している。一方、格納容器破損防止対策の有効性評価で想定する格納容器破損モードとしては、規則解釈に記載される有効性評価の判断基準からも、重大事故の進展により格納容器へ物理的な負荷が発生することで格納

容器機能が喪失に至るものを対象としていると考えられる。実機では定期検査時及び原子炉起動前における格納容器隔離機能の確認や手順書に基づく確実な操作により人的過誤を防止しており、通常運転中は格納容器圧力の確認（12時間に1回）、エアロック開放時の警報発信等により速やかに検知可能である。また、事故時において格納容器隔離信号発信時には隔離弁の閉止状態を運転員が確認する手順となっており、炉心損傷時に格納容器隔離失敗が発生している可能性は低いと考えられ、事故発生時に格納容器隔離失敗することを想定した場合においても、炉心損傷対策を確実に実施することにより格納容器外への放射性物質の大規模な放出は防止可能である。

今回のレベル1.5PRA評価ではNUREG/CR-4220に記載された米国における通常運転時の長時間の格納容器隔離機能喪失実績に基づき格納容器破損頻度の定量化を実施しているが、当該破損モードの格納容器破損頻度（CFF）についても全CFFに対する寄与は約0.5%と小さい。（別紙9）

したがって、当該破損モードを個別プラント評価により格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

（4）原子炉容器内水蒸気爆発（ α モード）

本破損モードは炉心溶融物が原子炉容器下部プレナムの冷却水中に落下する際に水蒸気爆発が発生し、その衝撃により発生する原子炉容器構造物破損物がミサイルとなって格納容器を破損する事象を想定したものである。

当該破損モードについては各種研究により得られた知見から格納容器破損に至る可能性は極めて低いと評価されており（NUREG-1116, NUREG-1524）、国内においてもリスクの観点からは大きな影響がないものと認識されている。（別紙10）

また、当該破損モードのCFFについても全CFFに対する寄与は0.001%以下と極めて小さい。

したがって、当該破損モードを個別プラント評価により格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

（5）水蒸気蓄積による格納容器先行破損（ θ モード）

本破損モードはレベル1.5PRA評価上の破損モードとして抽出されたが、規則解釈の要求事項として「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの（格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等）にあっては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。」とされており、炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」にて有効性評価の対象としている。

したがって、当該破損モードを個別プラント評価により格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

以上より、PRAの知見等を踏まえ、規則解釈で必ず想定する格納容器破損モードに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードが新たに追加されないことを確認した。

2. 2 評価事故シーケンスの選定について

設置変更許可申請における重大事故等対処設備の有効性評価の実施に際しては格納容器破損モードごとに評価事故シーケンスの選定を実施している。

評価事故シーケンス選定にあたっては、審査ガイド「3.2.3格納容器破損モードの主要解析条件等」の各破損モードの主要解析条件として、以下のとおり評価事故シーケンスはPRAに基づく格納容器破損シーケンスの中から当該破損モード発生の観点で厳しい評価事故シーケンスを選定することとされている。

(1) 雰囲気圧力・温度による静的負荷

過圧及び過温の観点から厳しいシーケンスを選定する。また炉心損傷防止対策における「想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるもの」を包絡するものとする。

(2) 高温溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

原子炉圧力が高く維持され、減圧の観点から厳しいシーケンスを選定する。

(3) 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用の観点から厳しいシーケンスを選定する。

(4) 水素燃焼

水素燃焼の観点から厳しいシーケンスを選定する。また、炉心内の金属－水反応による水素発生量は、原子炉圧力容器の下部が破損するまでに全炉心内のジルコニウム量の75%が水と反応するものとする。

(5) 溶融炉心・コンクリート相互作用

溶融炉心・コンクリート相互作用（MCCI）の観点から厳しいシーケンスを選定する。

これに基づき、レベル1.5PRAの知見を活用した格納容器破損防止対策に係る評価事故シーケンスの選定方法として、第1ステップとして格納容器破損モードごとに結果が厳しくなると判断されるPDSを選定し、第2ステップにて選定されたPDSの中から結果が厳しくなると判断される格納容器破損シーケンスを評価事故シーケンスとして選定することとした。

2. 2. 1 評価対象とするプラント損傷状態 (PDS) の選定

レベル1.5PRAでは、レベル1 PRAで炉心損傷に至る可能性があるものとして抽出された事故シーケンスから、さらに事象が進展して格納容器破損に至る事故シーケンスについて定量評価を行うが、その際には格納容器内事象進展を把握するために以下に示す3種類の属性を用いて炉心損傷時のPDSを定義している。

(1) 事故のタイプと1次系圧力

分類記号	説明
A	1次冷却系の破断口径が大きく、低圧状態で炉心損傷に至る (起回事象：大中破断 LOCA)
S	1次冷却系の破断口径が小さく、中圧状態で炉心損傷に至る (起回事象：小破断 LOCA)
T	過渡事象が起因となり、高圧状態で炉心損傷に至る (起回事象：過渡事象)
G	格納容器をバイパスで中圧状態 (起回事象：SGTR)
V	格納容器をバイパスで低圧状態 (起回事象：IS-LOCA)

(2) 炉心損傷時期

分類記号	説明
E	事故発生から短時間で炉心損傷に至る
L	事故発生から長時間で炉心損傷に至る

(3) 格納容器内事故進展（格納容器破損時期、溶融デブリの冷却手段）

分類記号	説明
D	ECCSや格納容器スプレイ系による格納容器内注水がなく、溶融デブリの冷却が達成できない可能性がある。格納容器内除熱が行われていない状態で、炉心損傷後に格納容器破損に至る可能性がある。
W	ECCS や格納容器スプレイ系による格納容器内注水があり、溶融デブリの冷却が達成できる可能性がある。格納容器内除熱が行われていない状態で、炉心損傷後に格納容器破損に至る可能性がある。
I	ECCS や格納容器スプレイ系による格納容器内注水があり、溶融デブリの冷却が達成できる可能性がある。格納容器内除熱が行われている状態で、炉心損傷後に格納容器破損に至る可能性がある。
C	ECCS や格納容器スプレイ系による格納容器内注水があり、溶融デブリの冷却が達成できる可能性がある。格納容器内除熱が行われていない状態で、格納容器破損後に炉心損傷に至る可能性がある。

上記のPDSの分類に従い、格納容器破損モード毎に格納容器破損頻度、当該破損モードに至る可能性のある全てのPDSを整理した。また、各格納容器破損モードの発生の観点で事象進展が最も厳しくなると考えられるPDSの検討を行い、評価対象とするPDSの選定を実施した。結果を表6に示す。

2. 2. 2 評価事故シーケンスの選定

前項で格納容器破損モード毎に選定した評価対象PDSに属する事故シーケンスを比較し、格納容器破損モードの発生の観点で事象進展が最も厳しくなると考えられる事故シーケンスの検討を行い、評価事故シーケンスの選定を実施した。結果を表7に示す。

なお、各格納容器破損モードについて、格納容器破損頻度が支配的となるPDSと主要なカットセットの整理を実施し、これらのカットセットに対して今回整備した格納容器破損防止対策が有効であることを確認している。

(別紙5)

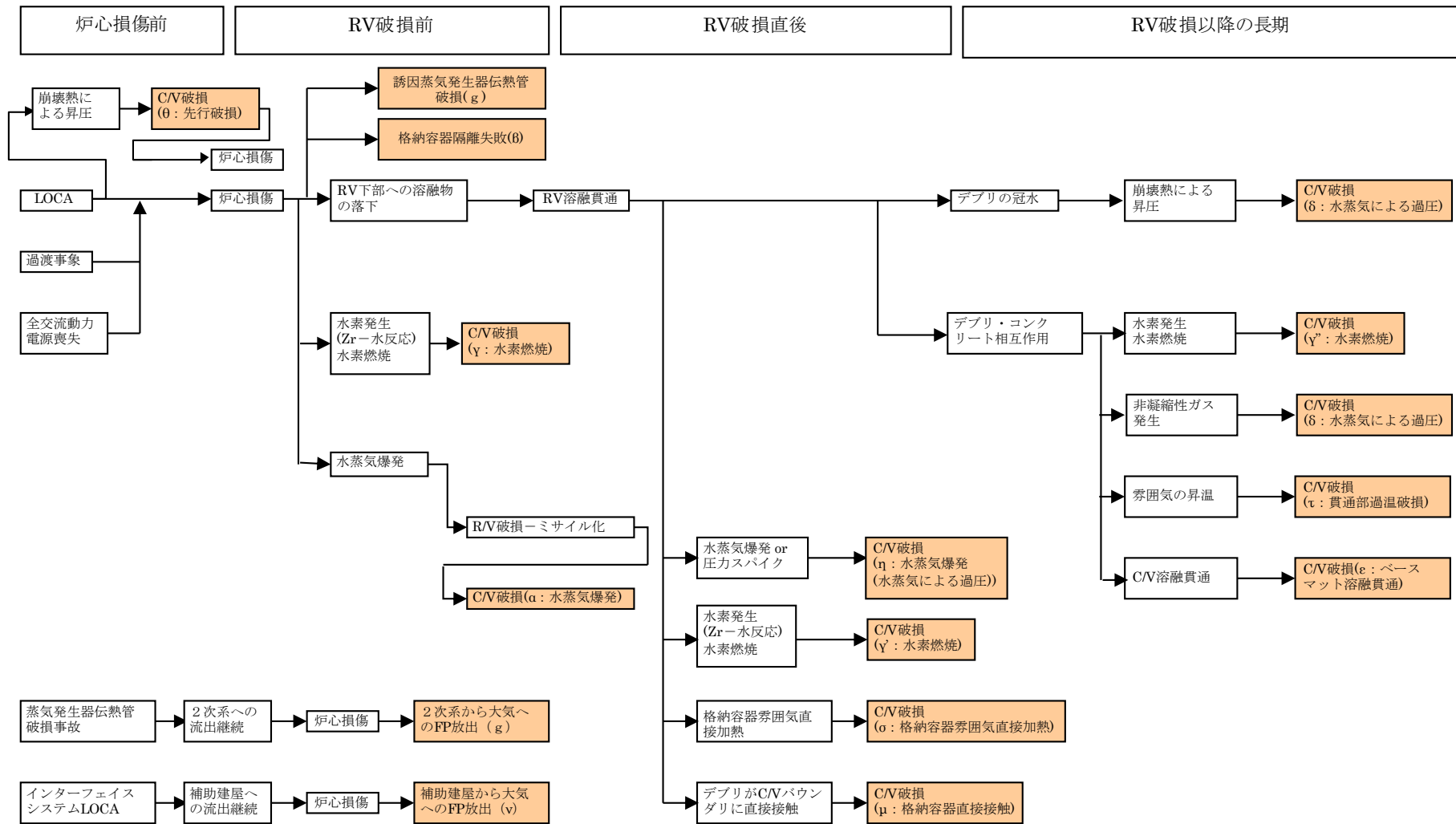
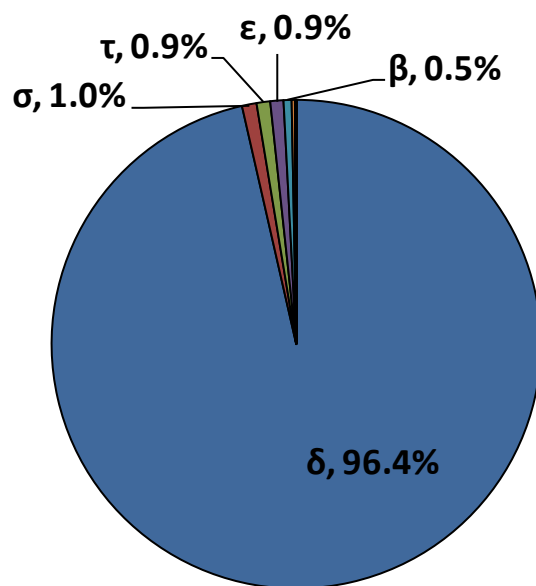


図7 シビアアクシデントで想定される事象進展と格納容器破損モード



破損モード別	格納容器破損頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)
δ (水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損)	2.0E-04	96.4
σ (格納容器雰囲気直接加熱)	2.0E-06	1.0
τ (過温破損)	2.0E-06	0.9
ε (ベースマツト溶融貫通)	1.8E-06	0.9
β (格納容器隔離失敗)	1.1E-06	0.5
g (蒸気発生器伝熱管破損)	4.5E-07	0.2
θ (水蒸気蓄積による格納容器先行破損)	8.2E-08	0.0
γ'' (水素燃料(事故後期))	6.7E-08	0.0
μ (溶融物直接接触)	2.0E-08	0.0
α (原子炉容器内水蒸気爆発)	1.7E-09	0.0
η (原子炉容器外水蒸気爆発)	1.3E-09	0.0
γ (水素燃焼(事故早期))	3.5E-10	0.0
γ' (水素燃焼(原子炉容器破損直後))	3.3E-10	0.0
v (インターフェイスシステムLOCA)	3.0E-11	0.0
合計	2.1E-04	100.0

図8 レベル1.5PRAの定量化結果
(格納容器破損モード毎の寄与割合)

表5 格納容器破損モード別格納容器破損頻度（内部事象）

格納容器状態	破損モード	記号	CFP (/炉年)	全CFP寄与 割合*	規則解釈で想定する 格納容器破損モード	備考	
格納容器健全	格納容器健全	ϕ	—	—	—		
格納容器 バイパス	温度誘因蒸気発生器伝熱管破損 (TI-SGTR)	g	6.3E-08	0.0%	—	規則解釈1-2(b)に基づき「炉心の著しい損傷を防止する 対策に有効性があることを確認」 →事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」	
	蒸気発生器伝熱管破損		3.9E-07	0.2%	—		
	インターフェイスシステムLOCA	ν	3.0E-11	0.0%	—	TI-SGTRについては、発生頻度が極めて低いと評価され、さらに1次系が高圧の状態では加圧器逃し弁等による減圧操作が行われることから、さらにその発生頻度は低減される。	
格納容器 隔離失敗	格納容器隔離失敗	β	1.1E-06	0.5%	—	重大事故の進展により格納容器へ物理的な負荷が発生することで格納容器機能喪失に至るものではない	
格納容器 物理的破損	早期格納容 器破損	原子炉容器内水蒸気爆発	α	1.7E-09	0.0%	—	各種研究により得られた知見から格納容器破損に至る可能性は極めて低いと評価
		圧力スパイクによる格納容器破損	η	1.3E-09	0.0%	原子炉容器外の溶融燃料— 冷却材相互作用	
		格納容器雰囲気直接加熱による破損	σ	2.0E-06	1.0%	高圧溶融物/ 格納容器雰囲気直接加熱	
		溶融物直接接触*	μ	2.0E-08	0.0%	高圧溶融物/ 格納容器雰囲気直接加熱	
		水素燃焼（事故早期）	γ	3.5E-10	0.0%	水素燃焼	
		水素燃焼（原子炉容器破損直後）	γ'	3.3E-10	0.0%	水素燃焼	
	後期格納容 器破損	水素燃焼（事故後期）	γ''	6.7E-08	0.0%	水素燃焼	※PWRで想定している溶融物直接接触は、原子炉容器 圧力が高圧時に溶融炉心による圧力容器の貫通が 生じた場合に、高圧溶融物放出（飛散）により格納 容器の壁に溶融炉心が接触し格納容器の壁を侵食 する現象であり、指定の格納容器破損モードでは 「格納容器直接接触（シェルアタック）ではなく「高 圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対応す る
		デブリ・コンクリート相互作用による ベースマツト溶融貫通	ϵ	1.8E-06	0.9%	溶融炉心・コンクリート相互作用	
		格納容器貫通部過温破損	τ	2.0E-06	0.9%	雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損)	
		水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による 準静的な過圧による破損	δ	2.0E-04	96.4%	雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)	
	格納容器先行破損	θ	8.2E-08	0.0%	—	規則解釈1-2(b)に基づき「炉心の著しい損傷を防止する 対策に有効性があることを確認」 →事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱 機能喪失」	
合計			2.1E-04	100.0%	—		

*四捨五入の都合上、合計は100%にはならない

表6 評価対象とするプラント損傷状態 (PDS) の選定について

規則解釈で想定する格納容器破損モード	CFF (/炉年)	該当するPDS	破損モード内CFFに対する割合	検討	評価対象としたPDS
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧)	2.0E-04	SED	95.1%	<ul style="list-style-type: none"> ・破断規模の大きい大中LOCA「A**」が、格納容器内の圧力上昇について厳しい。 ・格納容器内に水の持ち込みのない「**D」が格納容器内の圧力上昇について厳しい。(「**W」はECCS又は格納容器スプレーによる格納容器内への注水があり、注水時には格納容器内の圧力上昇は抑制される) 以上より、AEDが最も厳しいPDSと考えられる。 	AED
		TED	4.8%		
		SLW	0.1%		
		AEW	0.0%		
		TEW	0.0%		
		AED	0.0%		
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温)	2.0E-06	SED	98.5%	<ul style="list-style-type: none"> ・格納容器内に水の持ち込みのない「**D」が、格納容器内の温度上昇について厳しい。 ・RV破損時に高圧で溶融物が格納容器内に分散し、デブリの表面積が大きくなりデブリから格納容器内雰囲気への伝熱が大きくなる小LOCA「S**」、過渡事象「T**」が格納容器内の温度上昇について厳しい。 ・補助給水による冷却がない「T**」が格納容器内の温度上昇について厳しい。 以上より、TEDが最も厳しいPDSと考えられる。 	TED
		TED	1.5%		
		SLW	0.0%		
		AEW	0.0%		
		TEW	0.0%		
		AED	0.0%		
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	2.0E-06	SED	96.7%	<ul style="list-style-type: none"> ・1次系の圧力が高く維持され、減圧の観点から過渡事象「T**」が厳しい。 ・格納容器内に水の持ち込みのない「**D」が、高圧溶融物放出時の格納容器雰囲気直接加熱の観点で最も厳しい。 以上より、TEDが最も厳しいPDSと考えられる。 	TED
		TEI	1.8%		
		TED	1.5%		
		SEI	0.0%		
		TEW	0.0%		
		SLW	0.0%		
原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用	1.3E-09	AEW	52.1%	<ul style="list-style-type: none"> ・溶融物がより高温となる観点で、事故進展が早くRV破損時の崩壊熱が高い大中LOCA「A**」が厳しい。 ・冷却水から蒸気が急激に生成するという観点で、格納容器内に水の持ち込みがあり、格納容器内の冷却がない「**W」が厳しい。 以上より、AEWが最も厳しいPDSと考えられる。 	AEW
		AEI	25.2%		
		SEI	20.0%		
		SLW	2.5%		
		SLI	0.1%		
		SEW	0.1%		
水素燃焼	6.8E-08	TEI	99.0%	<ul style="list-style-type: none"> ・水蒸気が凝縮され水素濃度が高くなる格納容器が除熱される状態「**I」のPDSが厳しい。 ・炉心内の金属—水反応による水素発生量を全炉心内のジルコニウム量の75%が水と反応することを前提とすると、事故進展が早く水素放出速度が大きい「A**」が厳しい。 ・事故進展が早く水素放出速度が大きい大中LOCA「A**」が厳しい。 以上より、AEIが最も厳しいPDSと考えられる。 	AEI
		SED	0.9%		
		SEI	0.1%		
		TED	0.0%		
		AEI	0.0%		
		SLW	0.0%		
		TEW	0.0%		
		AEW	0.0%		
		SLI	0.0%		
SEW	0.0%				
溶融炉心・コンクリート相互作用	1.8E-06	TEI	46.3%	<ul style="list-style-type: none"> ・溶融物がより高温となる観点で、事故進展が早くRV破損時の崩壊熱が高い大中LOCA「A**」が厳しい。 ・原子炉圧力が低く溶融物の分散放出がない「A**」が、原子炉下部キャビティのデブリ量の観点で厳しい。 ・格納容器内に水の持ち込みのない「**D」が、デブリを冷却せずMCCIを抑制しない観点で厳しい。 以上より、AEDが最も厳しいPDSと考えられる。 	AED
		TED	41.8%		
		SED	11.9%		
		TEW	0.0%		
		AED	0.0%		
		AEI	0.0%		
		SEI	0.0%		
		SLW	0.0%		
		AEW	0.0%		
		SLI	0.0%		
SEW	0.0%				

表7 格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定について

規則解釈で想定する格納容器破損モード	評価対象としたPDS	該当する事故シーケンス	評価事故シーケンスの選定の考え方	重大事故対策
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧）	AED	◎ 大LOCA+高圧注入失敗+低圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗	AEDのうち事故進展が早い大LOCAを選定	代替格納容器スプレイポンプによるCVスプレイ、格納容器内自然対流冷却（海水直接通水）
		中LOCA+高圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗		
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温）	TED	主給水流量喪失+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗	TEDのうち1次系圧力が高圧となり溶融物が格納容器内に分散する割合が多い全交流動力電源喪失シーケンスを選定する。また、事故進展を早める観点から補助給水失敗の重量を考える。	代替格納容器スプレイポンプによるCVスプレイ、格納容器内自然対流冷却（海水直接通水）
		外部電源喪失+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗		
		◎ 外部電源喪失+非常用所内電源喪失		
		ATWS+格納容器スプレイ注入失敗		
		2次系破断+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗		
		2次系破断+主蒸気隔離失敗+格納容器スプレイ注入失敗		
		手動停止+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗		
		補機冷却水の喪失+補助給水失敗		
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	TED	主給水流量喪失+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗	TEDのうち1次系圧力がより高圧となる全交流動力電源喪失シーケンスを選定する。また、事故進展を早める観点から補助給水失敗の重量を考える。	加圧器逃がし弁開放による1次系強制減圧
		外部電源喪失+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗		
		◎ 外部電源喪失+非常用所内電源喪失		
		ATWS+格納容器スプレイ注入失敗		
		2次系破断+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗		
		2次系破断+主蒸気隔離失敗+格納容器スプレイ注入失敗		
		手動停止+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗		
		補機冷却水の喪失+補助給水失敗		
原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用	AEW	大LOCA+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗	AEWのうち事故進展が早い大LOCAを選定し、ECCS再循環失敗よりもRV破損までの事故進展の早いECCS注入失敗を選定する。上記の選定により「大LOCA+低圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗」と「大LOCA+低圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗」が候補となるが、炉心への高圧注入に失敗する可能性がある「大LOCA+低圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗」を選定する（「大LOCA+低圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗」で高圧注入に失敗した場合AEDとなるため、高圧注入には必ず成功している）。有効性評価においては、圧力スパイクの観点ではキャビティ水温が高い方が厳しくなるため、格納容器スプレイではなく代替格納容器スプレイによる注入成功を考える。	格納容器耐力にて健全性を維持可能
		大LOCA+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗		
		大LOCA+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗		
		大LOCA+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗		
		◎ 大LOCA+低圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗		
		大LOCA+低圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗		
		中LOCA+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗		
		中LOCA+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗		
		中LOCA+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗		
		中LOCA+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗		
水素燃焼	AEI	中LOCA+高圧注入失敗	AEIのうち事故進展が早い大LOCA+低圧注入失敗を選定する。また、事故進展を早める観点から高圧注入失敗の重量を考える。	大きな格納容器自由体積、PAR
		中LOCA+高圧再循環失敗		
		◎ 大LOCA+低圧注入失敗		
		大LOCA+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗		
		中LOCA+蓄圧注入失敗		
		大LOCA+蓄圧注入失敗		
溶融炉心・コンクリート相互作用	AED	◎ 大LOCA+高圧注入失敗+低圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗	AEDのうち事故進展が早い大LOCAを選定する。	代替格納容器スプレイポンプによるCVスプレイ
		中LOCA+高圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗		

3. 運転停止中原子炉における燃料破損防止対策の有効性評価に運転停止中事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンスの選定について

3. 1 運転停止中事故シーケンスグループの分析について

規則解釈において、運転停止中原子炉における燃料破損防止対策の有効性評価に係る運転停止中事故シーケンスグループの選定の個別プラント評価による抽出に関し、以下のとおり記載されている。

4-1

(a) 必ず想定する運転停止中事故シーケンスグループ

- ・崩壊熱除去機能喪失（RHRの故障による停止時冷却機能喪失）
- ・全交流動力電源喪失
- ・原子炉冷却材の流出
- ・反応度の誤投入

(b) 個別プラント評価により抽出した運転停止中事故シーケンスグループ

- ①個別プラントの停止時に関するPRA（適用可能なもの）又はそれに代わる方法で評価を実施すること。
- ②その結果、上記4-1(a)の運転停止中事故シーケンスグループに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす運転停止中事故シーケンスグループが抽出された場合には、想定する運転停止中事故シーケンスグループとして追加すること。

この要求事項を踏まえ、泊発電所3号機を対象に停止時PRAの知見等を活用して、運転停止中事故シーケンスグループの分析を実施している。

具体的には、炉心損傷防止対策に係る事故シーケンスグループの分析の場合と同様に、重大事故等対策設備の有効性評価を行う事故シーケンスグループの選定という今回の設置変更許可申請での位置付けを考慮し、従来より整備してきたアクシデントマネジメント策や福島第一原子力発電所事故以降に実施した各種対策、新規制基準に基づき配備する重大事故等対策設備などを含めない、設置許可取得済の設備にのみ期待できる条件でPRAモデルを構築し停止時PRA評価を実施した。

3. 1. 1 炉心損傷に至る運転停止中事故シーケンスグループの検討・整理

停止時PRAにおいては、原子炉停止後の運転停止中の各プラント状態において炉心損傷へ波及する可能性のある起因事象について、マスターロジックダイヤグラム、過去の国内プラントのトラブル事例等から選定し、ここから炉心

損傷に至ることを防止するための緩和手段の組合せ等を図9のイベントツリーで分析し、炉心損傷に至る各事故シーケンスを抽出している。停止時PRAの定量化結果を表8及び図10に示す。

<選定した起因事象>

- ・余熱除去系統の故障
余熱除去系の弁やポンプの故障により余熱除去機能が喪失する事象。
- ・外部電源喪失
外部電源が喪失する事象。発生した場合には、非常用所内電源（ディーゼル発電機）が起動して交流電源を供給するが、ディーゼル発電機の起動に失敗した場合には崩壊熱除去が不可能となる可能性がある。
- ・補機冷却水の喪失
補機冷却水系の弁やポンプの故障により、補機冷却機能が喪失する事象。発生した場合には崩壊熱除去が不可能となる可能性がある。
- ・1次冷却材圧力バウンダリ機能喪失
配管破断か運転員の弁の誤操作等により原子炉冷却材が系外へ流出する事象。低温停止時には、配管破断による原子炉冷却材の流出の可能性は低いと考えられ、弁の誤操作などによる原子炉冷却材の流出を対象とする。
- ・水位維持失敗
ミッドループ運転中に何らかの原因によりRCS水位が低下し、かつ水位低下が継続する事象。
- ・オーバードレン
RCS水抜き操作時に、RCS水位がミッドループまで低下した後、水抜きを停止する通常の操作に失敗し、水位低下が継続する事象。
- ・反応度の誤投入
希釈操作時の運転基準に基づき、必要な希釈量の算出または設定に失敗し、異常の察知にも失敗する事象。
(※ 制御棒の誤引抜については、プラント停止中は高濃度ほう酸水で未臨界度が確保されること、起動時においてもほう素濃度が高い状況で制御バンクDを除く制御棒を全引き抜きとすることから、制御棒誤引抜き時の反応度投入は僅かであるため、本評価においては評価対象外と判断) (別紙11)

抽出された事故シーケンス別の炉心損傷頻度を整理するとともに、規則解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループとの比較を行った。(表8参照)

その結果、規則解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループが新たに抽出されないことを確認した。

3. 2 重要事故シーケンスの選定について

設置変更許可申請における重大事故等対処設備の有効性評価の実施に際しては、停止中事故シーケンスグループごとに重要事故シーケンスの選定を実施している。

重要事故シーケンス選定にあたっては、以下に示す審査ガイド記載の3つの着眼点に沿って実施している。今回の重要事故シーケンスの選定にあたっての具体的な検討内容を以下に示す。（表9参照）。

【審査ガイドに記載の着眼点】

- a. 燃料損傷防止対策の実施に対する余裕時間が短い。
- b. 燃料損傷回避に必要な設備容量（流量等）が大きい。
- c. 運転停止中事故シーケンスグループ内のシーケンスの特徴を代表している。

4つの事故シーケンスグループから重要事故シーケンスを選定するにあたって、具体的な検討内容を以下に示す。

【事故シーケンスグループ】

- (1) 崩壊熱除去機能喪失（RHRの故障による停止時冷却機能喪失）
- (2) 全交流動力電源喪失
- (3) 原子炉冷却材の流出
- (4) 反応度の誤投入

(1) 崩壊熱除去機能喪失

重要事故シーケンス：余熱除去システムの故障

選定理由：着眼点a（余裕時間）について、「補機冷却水系の喪失」はある一定期間余熱除去ポンプの利用が期待できる（影響度の観点で表9中「中」で記載）一方、「余熱除去機能喪失」及び「外部電源喪失＋余熱除去機能喪失」は、余裕時間が短くなる（影響度の観点で表9中「高」で記載）。また、着眼点b（設備容量）については各事象で差は生じない（表9中「高」で記載）。

(2) 全交流動力電源喪失

重要事故シーケンス：外部電源喪失＋非常用所内電源喪失

選定理由：許可取得済の設備の緩和機能以外の燃料損傷防止対策や自主的なSA対策に期待しない今回のPRAにおいては、全交流動力電源喪失として想定される事故シーケンスは外部電源喪失時に非常用所内電源起動に失敗する当該シーケンスのみとなる。

(3) 原子炉冷却材の流出

重要事故シーケンス: 1次冷却材圧力バウンダリ機能喪失

選定理由: 着眼点 a (余裕時間) について、いずれの事故シーケンスも原子炉冷却材の流出事象であり、「1次冷却材圧力バウンダリ機能喪失」が特に流出量が多く、時間余裕が短いと考えられる。また、着眼点 b (設備容量) についても、「1次冷却材圧力バウンダリ機能喪失」が特に流出量が多く、充てんポンプによる炉心注入を開始した時点での水位が低いと考えられるため、高温再循環による安定した冷却が可能になるレベルまでに迅速に水位を回復させるためには、充てんポンプの流入流量を多くする必要がある。以上に加え、機器の待機状態は各事象とも同じであることから、1次冷却材圧力バウンダリ機能喪失でオーバードレン及び水位維持失敗は包絡できる。

(4) 反応度の誤投入

重要事故シーケンス: 反応度の誤投入

選定理由: 許可取得済の設備の緩和機能以外の燃料損傷防止対策や自主的なSA対策に期待しない今回のPRAにおいては、反応度の誤投入として想定される事故シーケンスは原子炉起動時におけるほう素の希釈操作失敗に伴う反応度の誤投入となる当該シーケンスのみとなる。(別紙11)

余熱除去系統の故障			事故シーケンスグループ
			崩壊熱除去機能喪失

外部電源喪失	非常用 所内電源	余熱除去系 による冷却	事故シーケンスグループ
			成功
			崩壊熱除去機能喪失
			全交流動力電源喪失

補機冷却水の喪失			事故シーケンスグループ
			崩壊熱除去機能喪失

1次冷却材圧力バウンダリ機能喪失			事故シーケンスグループ
			原子炉冷却材の流出

オーバードレン			事故シーケンスグループ
			原子炉冷却材の流出

水位維持失敗			事故シーケンスグループ
			原子炉冷却材の流出

反応度の誤投入			事故シーケンスグループ
			反応度の誤投入

図9 停止時PRAにおけるイベントツリー

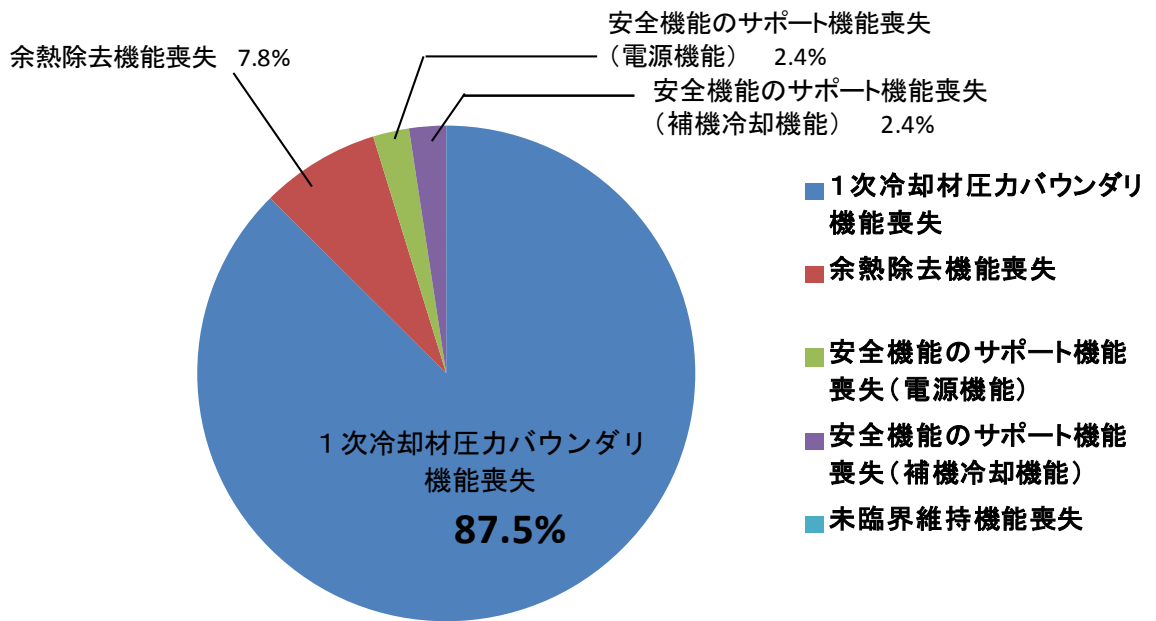


図10 停止時PRAの定量化結果
 〈事故シーケンスグループ毎の寄与割合〉

表8 運転停止中事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度（停止時PRA）

事故シーケンス	重大事故等対策	シーケンス別 CDF (/炉年)	全CDFに 対する割合* (シーケンス別)	事故シーケンスグループ	グループ別 CDF (/炉年)	全CDFに 対する割合* (グループ別)	備考
余熱除去システムの故障	代替格納容器スプレイ ポンプによる炉心注入	3.6E-05	約6%	崩壊熱除去機能喪失 (RHRの故障による停止時 冷却機能喪失)	6.1E-05	約10%	全炉心損傷頻度の 100%を燃料損傷 防止対策にてカバ ー
外部電源喪失＋余熱除去系による冷却失敗		1.1E-05	約2%				
補機冷却水の喪失		1.4E-05	約2%				
外部電源喪失＋非常用所内電源喪失	代替非常用発電機、 代替格納容器スプレイ ポンプによる炉心注入	1.4E-05	約2%	全交流動力電源喪失	1.4E-05	約2%	
1次冷却材圧力バウンダリ機能喪失	充てんポンプによる 炉心注入	5.1E-04	約85%	原子炉冷却材の流出	5.3E-04	約87%	
水位維持失敗		8.2E-06	約1%				
オーバードレン		8.2E-06	約1%				
反応度の誤投入	純水注入 停止操作	3.1E-08	<0.1%	反応度の誤投入	3.1E-08	<0.1%	
		6.0E-04	100%		6.0E-04	100%	

*四捨五入の都合上、合計は100%にはならない

表9 評価事故シーケンス（運転停止中）の選定について

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	重大事故等対策	評価事故シーケンスの選定の考え方		
			a	b	c
崩壊熱除去機能喪失 (RHRの故障による停止時 冷却機能喪失)	◎ 余熱除去系統の故障	代替格納容器スプレ イポンプによる炉心 注入	高	高	高
	外部電源喪失+余熱除去系による冷却失敗		高	高	中
	補機冷却水の喪失		中	高	中
全交流動力電源喪失	◎ 外部電源喪失+非常用所内電源喪失	代替非常用発電機、 代替格納容器スプレ イポンプによる炉心 注入	—	—	高
原子炉冷却材の流出	◎ 1次冷却材圧力バウンダリ機能喪失	充てんポンプによる 炉心注入	高	高	高
	水位維持失敗		中	中	低
	オーバードレン		中	中	低
反応度の誤投入	◎ 反応度の誤投入	純水注入 停止操作	—	—	高

◎：選定した重要事故シーケンス

有効性評価の事故シーケンスグループ等の選定に際しての外部事象の考慮について

重大事故の有効性評価に係る個別プラントでの事故シーケンスグループ等の選定に際しては、実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈（以下、「規則解釈」）に「個別プラントの内部事象に関するPRA及び外部事象に関するPRA（適用可能なもの）又はそれに代わる方法で評価すること。」と記載されている。

今回の申請書作成にあたっては外部事象に関しては手法が適用可能な段階にあるものとして地震、津波のレベル1 PRAを対象に実施した。

火災、溢水及びその他外部事象についてはPRA手法の確立に向けた検討を実施中であり、起因事象発生頻度など現実的な定量評価の実施に際して必要となるデータの整備を実施していく段階であることから、現段階では「適用可能なもの」に含まれないものと判断したが、「それに代わる手法」として、これらの外部事象の影響を考慮した場合の事故シーケンスグループ選定への影響について以下のとおり検討・整理した。

1 . 炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループの選定に係る検討（レベル1 PRA）

1. 1 火災、溢水の影響

外部事象のうち、火災、溢水についてはレベル1 PRAの手法確立・個別プラントへの展開に係る検討作業がある程度進んでいることを踏まえ、PRAを念頭にして想定される起因事象を整理した結果を表1および表2に示す。

表1 内部溢水により誘発される起因事象（原子力学会標準附属書に記載の例）

起因事象	起因事象を誘発する要因の例
小破断 LOCA	溢水による加圧器逃がし弁制御回路の誤作動
主給水流量喪失	溢水による主給水ポンプなどの機能喪失
2次冷却系の破断	溢水による主蒸気逃がし弁制御回路の誤作動
過渡事象/手動停止	溢水による原子炉トリップ/手動停止
外部電源喪失	溢水による常用母線などの機能喪失
補機冷却水の喪失	溢水による補機冷却水ポンプなどの機能喪失

表2 内部火災により誘発される起回事象

起回事象	起回事象を誘発する要因の例
小破断 LOCA	火災による加圧器逃がし弁制御回路の誤作動 火災による RCP シール冷却機能喪失
IS-LOCA	火災による隔離弁制御回路の誤作動
主給水流量喪失	火災による主給水ポンプなどの機能喪失
2次冷却系の破断	火災による主蒸気逃がし弁制御回路の誤作動
過渡事象/手動停止	火災による原子炉トリップ/手動停止
外部電源喪失	火災による常用母線などの機能喪失
補機冷却水の喪失	火災による補機冷却水ポンプなどの機能喪失

表1、表2で抽出された起回事象は屋内に設置されている安全機器の機能喪失を経て炉心損傷に至る可能性を有するが、これらは同機器の故障・誤操作を想定する内部事象レベル1から得られる起回事象に含まれている。

溢水、火災の発生の際には同一区画内に近接設置されている機器や制御回路が共通要因で機能喪失する可能性もあるが、設計基準対象施設により波及拡大に起因する広範囲における重畳的な事象発生を防止できることを考えると、定量化に際しては別途評価が必要であるものの、これらは内部事象レベル1PRAから得られる事故シーケンスと同様の事象になるものと推定される。

1.2 その他外部事象の影響

その他の外部事象としては規則解釈第六条第2項に自然現象として具体的に以下が記載されている。

<自然現象>

敷地の自然環境を基に、洪水、風（台風）、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、火山の影響、生物学的事象、森林火災等から適用されるもの

これらの外部事象については日本原子力学会リスク評価専門部会においてリスク評価に係る考え方の議論が開始されている一方、具体的なPRA手法に係る検討は現段階では行われていない状況であるが、相当程度の構造強度を有する安全上重要度の高い建屋内部の設備に直接的な影響を及ぼす可能性は低く、建屋外部に設置された設備あるいは建屋の構造上、屋内機器への影響が懸念される設備が主要な検討対象になるものと推定される。（表3および添付資料参照）

炉心損傷に至る可能性のある建屋外部の設備の機能喪失としては、変圧器・送電線等の機能喪失による全交流電源喪失が、また建屋の構造上、屋内機器への影響として海水ポンプの機能喪失による原子炉補機冷却機能喪失が想定されるが、これらはいずれも今回PRA実施により抽出した事故シーケンスとしても確認されている。

また、火山（火山灰の降下）では火山灰、森林火災ではばい煙の建屋開口部からの取り込みによる換気空調系機能への影響等は新たに考慮すべき可能性があるものと考えられるが、原子炉補機冷却水喪失、全交流電源喪失発生時には同時に換気空調系機能喪失が想定されており、これらで想定される事故シーケンスと類似した事象になるものと推定される。

自然現象の重畳を考慮した場合でも、建屋外部に設置された設備への影響の程度が変わるのみであり、起因事象としては変わらないことから、新たな事故シーケンスグループが発生することはないものとする。

なお、今回定性的な評価とした各PRAや地震発生時に想定される地震随伴津波、地震随伴火災および地震随伴溢水を対象としたPRAについては、評価手法整備の研究及び実機プラントへの適用の検討を順次進めていく予定である。

(参考)

米国における許認可での実施例(US-APWRの炉型認可申請)では、ASME/ANSのPRA標準等、種々の外部ハザードのうち、一般的に考慮すべき外部事象として以下について検討されている。

- a. 強風、竜巻及び台風
- b. 外部洪水
- c. 輸送機関/近傍施設事故
- d. 航空機落下
- e. 地震
- f. 内部火災
- g. 内部溢水

このうちa.~d. については、サイト毎に検討するものとされているが、コマンチェピーク発電所のCOL申請においてはASME/ANSのPRA標準に基づくスクリーニングの結果、竜巻についてのみ定量的な評価を実施し、CDFが十分に低いこと（ 10^{-7} /炉年）を確認している。

竜巻評価に際しては、NUREG/CR-4461Rev.2” Tornado Climatology of the Contiguous United States”を参考に、以下の起因事象が抽出されているが、これらについても今回PRA実施により抽出した事故シーケンスとしても確認されている。

- ・外部電源喪失
- ・主蒸気管破断
- ・主給水流量喪失
- ・主給水管破断

2. 格納容器破損モード選定に係る検討（レベル1.5PRA）

外部事象レベル1.5PRAについては、地震PRAのみ学会標準に一部関連する記載があるものの、その他の事象については標準的なPRA手法が確立されておらず、定量評価を実施できる状況ではないため以下のとおり定性的な検討を実施した。

2.1 地震の影響

地震レベル1.5PRAの評価に際しては、格納容器本体、原子炉建屋、格納容器隔離弁等の損傷から格納容器の閉じ込め機能喪失に至る過程に不確かさが大きくなる傾向にあり、定量評価に際しては損傷箇所、損傷モード等の精緻化検討が必要な段階であり、現在、PWR電力共同で実機適用に向けて実施中である。

地震特有の影響としては建屋損傷等の炉心損傷直結事象が発生した場合の格納容器破損への影響が想定されるが、地震動により建物が大規模に損壊するような場合に考えられる格納容器破損モードは、直接的な格納容器の閉じ込め機能喪失と考えられることから、今回内部事象から選定した格納容器破損モードに追加すべきものはないものと推定される。

2.2 津波の影響

津波特有の影響として建屋外部の設備が機能喪失することは想定されるものの、格納容器及び内部構造物が直接破損することは想定し難く、格納容器破損モードの追加は必要ないものとする。

2.3 火災・溢水の影響

レベル1 PRAにおける発生可能性のある起因事象の検討からも、炉心損傷に至る事故シーケンスグループとしては内部事象レベル1 PRAに追加すべきものは発生しないものと推定しており、格納容器及び内部構造物が直接破損することも想定し難いことから、炉心損傷後の格納容器内物理現象についても内部事象レベル1.5PRAで想定するものと同等と考えられ、格納容器破損モードとして追加すべきものは発生しないものとする。

2.4 その他外部事象の影響

レベル1PRAにおける検討からも、屋外施設の損傷によるサポート系の機能喪失が想定されるものの、炉心損傷に至る事故シーケンスグループとしては内部事象レベル1 PRAに追加すべきものは発生しないものと推定しており、炉心損傷後の格納容器内物理現象についても内部事象レベル1.5PRAで想定するものと同等と考えられ、格納容器破損モードとして追加すべきものは発生しないと考える。

3. まとめ

今回の事故シーケンスグループ等の選定に際して、現段階でPRA適用可能と判断した地震レベル1 PRA、津波レベル1 PRA以外の外部事象について、定性的な分析・推定から新たに追加すべき事故シーケンスグループ等は発生しないものと評価した。

なお、今後定性的な分析とした各PRAや地震発生時に想定される地震随伴津波、地震随伴火災および地震随伴溢水を対象としたPRAについては、手法整備の研究及び実機プラントへの適用の検討を順次進めていく予定である。

表3 自然現象が原子炉施設へ与える影響

自然現象	原子炉施設へ与える影響
洪水	敷地の地形及び表流水の状況から判断して、敷地が洪水による被害を受けることは考えられない。また、ダムの決壊や河川の氾濫によって発電所に影響を与えるようなダムや河川はない。なお、発生する影響は溢水又は津波の影響に包含される。
風（台風）	安全施設に対する風荷重は、建築基準法に基づき、既往最大値を上回るものとし、安全施設の安全機能を損なうおそれがない設計としており、風による影響は考え難い。また、強風の影響としては竜巻の影響に包含される。
竜巻	過大な風荷重、気圧差荷重、飛来物により構築物等が破損し、構築物等に直接的あるいは波及的影響を与える可能性があるが、国内最大規模の竜巻を想定しても、安全上重要な構築物等に影響を与えることはないと考えられる。ただし、想定外の竜巻による送電鉄塔倒壊等による外部電源喪失等が想定される。
凍結	屋外機器で凍結のおそれのあるものは必要に応じて最低気温に適切な余裕を持った凍結防止対策を行うものとし、安全施設の安全機能を損なうおそれがない設計としており、安全上重要な設備に影響を与えることはない。ただし、着氷による変圧器・送電線等の機能喪失による外部電源喪失が想定される。
降水	溢水又は津波による影響に包含される。
積雪	過大な積雪荷重により構築物等が破損する可能性があるが、過去記録された最大積雪量を想定しても、安全上重要な構築物等に影響を与えることはない。設計基準を超えるような豪雪が発生した場合においても、発生を事前に予測できることから、除雪による対応等により影響を限定することが可能である。ただし、荷重によるタービン建屋破損に伴う2次系除熱機能喪失や変圧器・送電線等の機能喪失による外部電源喪失が想定される。
落雷	原子炉格納施設等への避雷針の設置、接地網の布設による接地抵抗の低減等を行うとともに、安全保護系への雷サージ侵入の抑制を図る回路設計とし、安全機能を損なうおそれがない設計としていることから、安全上重要な設備に影響を与えることはない。ただし、変圧器・送電線等の機能喪失による外部電源喪失が想定される。
地滑り	原子炉建屋等の構築物周辺において、地形、地質・地質構造等から原子炉施設の安全性に影響を与えるような地すべりが生じることはない。ただし、発電所周辺では倒壊に伴う送電線等の機能喪失による外部電源喪失が想定される。
火山の影響	火山灰による過大な積載荷重による構築物等の破損、火山灰による排気筒等の閉塞等の可能性があるが、想定される降灰厚さを考慮しても安全施設の安全機能を損なうおそれがない設計としており、安全上重要な構築物等に影響を与えることはない。ただし、荷重によるタービン建屋破損に伴う2次系除熱機能喪失や送電線等の機能喪失による外部電源喪失が想定される。また、建屋開口部からの火山灰の取り込みによる換気空調系機能に影響を与える可能性がある。
生物学的事象	海生生物については、大量の来襲を原因とした海水ポンプの機能喪失による原子炉補機象冷却水機能喪失が想定される。なお、小動物については、屋外設置の端子箱内に侵入した場合に短絡、地絡事象の原因となり得るが、ケーブル貫通部等のシールにより防止可能であり、トレン分離した安全機能が共通要因で機能喪失することはない。
森林火災	森林火災については放射熱による設備・建屋への影響が想定されるが、設計基準対象施設は、森林火災に対して、「原子力発電所の外部火災影響評価ガイド」を参照し、防火帯を設けていることから、安全性を損なうおそれはない。ただし、火災及び火災により森林内に設置された送電線等の機能喪失による外部電源喪失が想定される。

外部事象(地震、津波、火災及び溢水を除く)の影響評価について

「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」第六条2項に記載されている自然現象については、現段階でのPRAの実施は困難であるため、「それに代わる方法」として事故シーケンスグループの抽出を行い、重大事故の有効性評価において新たに追加が必要となる事故シーケンスグループの有無について確認を行った。

1. 評価対象事象

地震、津波、火災及び溢水を除く自然現象については、安全施設の設計上考慮すべきものとして、以下のとおり選定した(参考資料参照)。なお、外部人為的事象については航空機落下等、大規模損壊として取り扱うべきものが含まれており、本評価では自然現象に着目して整理を実施した。

- ・豪雪(暴風雪)
- ・暴風(台風)
- ・竜巻
- ・火山噴火による降灰
- ・極低温
- ・森林火災
- ・生物学的影響
- ・落雷

2. 想定範囲

事故シーケンスグループの抽出にあたっては、上記自然現象のそれぞれについて、過酷と考えられる条件を基にその影響について評価を行う。

3. まとめ

1. 項に示した各評価対象事象について、事故シーケンスに至る可能性について検討を実施した結果(別添1～6参照)、内部事象PRAや地震PRA、津波PRAにて抽出した事故シーケンスグループに対して新たに追加が必要となる事故シーケンスグループは発生しないものと判断した。

表. 事象の選定結果

	事象	備考	詳細説明
1	豪雪（暴風雪）	当該事象に対する影響評価を行う。	別添 1
2	暴風（台風）	「竜巻」による影響評価に包含される。	—
3	竜巻	当該事象に対する影響評価を行う。	別添 2
4	火山噴火による降灰	当該事象に対する影響評価を行う。	別添 3
5	極低温（凍結）	当該事象に対する影響評価を行う。	別添 4
6	森林火災	当該事象に対する影響評価を行う。	別添 5
7	生物学的影響	海生生物襲来による海水ポンプ機能喪失、小動物等によるケーブル類の損傷を想定されるが、除塵装置及び小動物の進入防止対策により、安全施設の機能が損なわれることはない。	—
8	落雷	当該事象に対する影響評価を行う。	別添 6

豪雪（暴風雪）が原子炉施設へ与える影響について

1. 起因事象の特定

(1) 構築物、系統及び機器（以下、設備等）の損傷・機能喪失の抽出

積雪事象により設備等に発生する可能性のある影響について、以下のとおり、損傷・機能喪失モードを抽出した。

- ① 「積雪荷重」による建屋天井や屋外設備に対する荷重
- ② 「暴風雪」による送電変電設備の機能阻害

(2) 評価対象施設、シナリオの選定

(1)項で抽出した影響を考慮し、プラントの安全性に影響を及ぼす可能性のある設備、シナリオは以下に示すとおりである。

- ① 「積雪荷重」による建屋天井や屋外設備に対する荷重
・ 建屋崩落

荷重により建屋が崩落した場合に、建屋に設置している機器等に影響が及ぶシナリオ。本評価においては、タービン建屋を考慮し、地震PRAの検討を踏まえ、外部電源喪失、2次冷却系の破断及び主給水流量喪失を考慮する。

- ② 「暴風雪」による送変電設備の機能阻害

- ・ 外部送電系の機能喪失（着雪による絶縁不良、倒木による送電機能阻害）
送電線や碍子への着雪または、積雪荷重による倒木によって、送電線が短絡し外部電源が喪失する。

(3) 起因事象の特定

(2)項で選定した各シナリオについて、想定を超える積雪事象に対しての裕度評価（起因事象発生可能性評価）を実施し、事故シーケンスグループ抽出にあたって考慮すべき起因事象の特定を行った。

- ① 「積雪荷重」による建屋天井や屋外設備に対する荷重
・ 建屋崩落

積雪荷重が各建屋天井の許容荷重を上回った場合には、(2)項で選定したシナリオが発生する可能性はあるものの、タービン建屋の損傷による事故シーケンスについては地震PRAにおいても考慮していることから追加のシナリオではない。

なお、タービン建屋以外（原子炉建屋、原子炉補助建屋、ディーゼル発電機建屋および循環水ポンプ建屋）については、敷地付近で観測された最大積雪量の189cmを考慮し、建築基準法に基づき建屋の設計を実施している。この189cmを上回る220cmの豪雪（210cmの発生確率は 10^{-7} ）にも耐えられる設計であり、かつ積雪事象の進展速度は遅く、事前予測も可能であることから、要員確保により除雪等の運用対応が可能であることから、屋

内設備の機能は維持できるものと判断され、有意な頻度又は影響のある事故シーケンスとはならないと考えられる。

②「暴風雪」による送電変電設備の機能阻害

- ・外部送電系の機能喪失(着雪による絶縁不良、倒木による送電機能阻害)
着雪及び倒木に対して設計上の配慮はなされているものの、設計基準を超える積雪事象に対して発生を否定できないため、送変電設備の損傷に伴う外部電源喪失については考慮すべきシナリオとして選定する。

2. 事故シーケンスの特定

上記検討により起因事象を以下の通り選定した。

- ・タービン建屋損傷による2次冷却系の破断
- ・タービン建屋損傷による主給水流量喪失
- ・タービン建屋損傷あるいは外部送電系の機能喪失による外部電源喪失

上記シナリオは、内部事象PRA、地震PRA、津波PRAにて考慮しているものであり、新たに追加すべき起因事象はない。

よって、事故シーケンス抽出にあたって考慮すべき起因事象は、外部電源喪失、2次冷却系の破断及び主給水流量喪失であり、積雪事象を要因として発生しうる有意な頻度又は影響のある事故シーケンスは新たに生じないと判断される。

竜巻(暴風)が原子炉施設へ与える影響について

1. 起回事象の特定

(1) 構築物、系統及び機器(以下、設備等)の損傷・機能喪失の抽出

竜巻事象により設備等に発生する可能性のある影響について、以下のとおり、損傷・機能喪失モードを抽出した。

- ① 竜巻荷重による建屋・設備等の損傷
- ② 竜巻によりもたらされる飛来物による建屋・設備等の損傷

(2) 評価対象施設、シナリオの選定

(1) 項で抽出した影響を考慮し、プラントの安全性に影響を及ぼす可能性のある設備、シナリオは以下に示すとおりである。

① 竜巻荷重による建屋・設備等の損傷

【建屋】

・ 建屋倒壊

原子炉建屋、原子炉補助建屋、循環水ポンプ建屋等の安全上重要な機器が設置されている建屋及びタービン建屋については、発生頻度が極めて小さい風速100m/sの竜巻による荷重を想定しでも頑健性は維持できると判断される。

【屋外設備】

・ 送電鉄塔倒壊

竜巻による荷重により送電鉄塔が倒壊し、外部電源が喪失する。

② 竜巻によりもたらされる飛来物による建屋・設備の損傷

【建屋】

・ 建屋貫通

安全上重要な機器が設置されている原子炉建屋および原子炉補助建屋については、鉄筋コンクリート造であり、また飛来物衝突に対して十分な厚さを有した外壁を有するため、発生頻度が極めて小さい風速100m/sの竜巻による飛来物衝突を想定しても、建屋貫通による建屋内設備への影響はない。

なお、ディーゼル発電機建屋、タービン建屋および循環水ポンプ建屋については飛来物衝突による建屋貫通の可能性を否定できず、ディーゼル発電機建屋の貫通等の場合、ディーゼル機関等の損傷による非常用ディーゼル発電機の機能喪失、タービン建屋の貫通の場合、2次系設備の損傷に起因する事象が発生し、循環水ポンプ建屋については、海水ポンプが損傷することにより、従属的に非常用ディーゼル発電機及び原子炉補機冷却機能が喪失する。非常用ディーゼル発電機が機能喪失した場合、同時に上記①の外部電源喪失の発生を想定すると、全交流電源喪失となる。

(3) 起回事象の特定

(2) 項で選定した各シナリオについて、想定を超える竜巻事象に対しての裕度評価(起回事象発生可能性の評価)を実施し、事故シーケンスグループ抽出にあ

たつて考慮すべき起因事象の特定を行った。

①竜巻荷重による建屋・設備等の損傷

【建屋】

・建屋倒壊

風速については、日本で過去に発生した竜巻の最大風速92m/sを安全側に切り上げた風速100m/s(年超過確率 10^{-7} 未満)を想定する。表2.1及び表2.2に示すとおり、この程度の風速を想定しても、各建屋は評価基準に対して健全であることが確認されていることから、有意な頻度又は影響のある事故シナリオとはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断される。

表2.1 各建屋の竜巻荷重に対する構造健全性評価結果

建屋	せん断ひずみ	評価基準値	結果
原子炉建屋	2.54×10^{-5}	2.0×10^{-3}	○
原子炉補助建屋	2.67×10^{-5}		○
ディーゼル発電機建屋	4.96×10^{-5}		○

表2.2 各建屋の竜巻荷重に対する構造健全性評価結果

建屋	複合荷重(kN)	保有水平耐力(kN)	結果
循環水ポンプ建屋	5.54×10^3	5.69×10^3	○
タービン建屋	3.45×10^4	4.00×10^4	○

【屋外設備】

・送電鉄塔倒壊

風荷重に対して設計上の配慮はなされているものの、設計基準を超える荷重に対して発生を否定できないため、送電鉄塔倒壊に伴う外部電源喪失については考慮すべきシナリオとして選定する。

②竜巻によってもたらされる飛来物による建屋・設備の損傷

【建屋】

・建屋貫通

安全上重要な機器が設置されている原子炉建屋および原子炉補助建屋については、風速100m/s(年超過確率 10^{-7} 未満)の竜巻による飛来物衝突を想定しても、表2.3に示すとおり貫通は生じない。ただし、ディーゼル発電機建屋、タービン建屋および循環水ポンプ建屋については、飛来物衝突による貫通を否定できないため、地震PRAの検討を踏まえ、全交流動力電源喪失、2次冷却系の破断、主給水流量喪失及び原子炉補機冷却機能喪失を考慮する。

表2.3 各建屋の設計飛来物による貫通評価結果（水平）

建屋	貫通防止に必要な 厚さ (cm)	最小厚さ (cm)	結果
原子炉建屋	29	49	○
原子炉補助建屋	29	40	○
ディーゼル発電機建屋	29	18	×

なお、ディーゼル発電機建屋、循環水ポンプ建屋等に同時に飛来物が衝突し、その内部にある防護対象設備が同時に損傷することは極めて稀であると考えられ、また、資機材等の飛散防止のために固縛等による飛来物の発生防止対策や海水ポンプの上部開口部に防護ネットを設置する等の防護対策に期待できることも考慮し、飛来物衝突による同時損傷は本評価の対象外とする。

2. 事故シーケンスの特定

上記検討により起因事象を以下の通り選定した。

- ・タービン建屋損傷による2次冷却系の破断
- ・タービン建屋損傷による主給水流量喪失
- ・タービン建屋損傷あるいは外部送電系の機能喪失による外部電源喪失
- ・循環水ポンプ建屋損傷による原子炉補機冷却機能喪失

上記シナリオは、内部事象PRA、地震PRA、津波PRAにて考慮しているものであり、新たに追加すべき起因事象はない。

よって、事故シーケンス抽出にあたって考慮すべき起因事象は、外部電源喪失、2次冷却系の破断、主給水流量喪失及び原子炉補機冷却機能喪失となる。また、外部電源喪失と海水ポンプ損傷あるいはディーゼル発電機建屋損傷に伴う非常用所内電源喪失が同時に発生した場合は全交流動力電源喪失となるが、それ以上の組み合わせシーケンスは考えにくく、竜巻事象を要因として発生しうる有意な頻度又は影響のある事故シーケンスは新たに生じないと判断される。

火山活動が原子炉施設へ与える影響について

1. 起回事象の特定

(1) 構築物、系統及び機器(以下、設備等)の損傷・機能喪失の抽出

火山活動により設備等に発生する可能性のある影響について、以下のとおり、損傷・機能喪失モードを抽出した。

- ①降下火砕物(以下「火山灰」という)の堆積荷重による静的負荷
- ②火山灰による取水設備、海水系など水循環系の閉塞
- ③火山灰による換気空調設備、非常用ディーゼル発電機など吸気系の閉塞
- ④火山灰に含まれている腐食成分による化学的影響
- ⑤変圧器、開閉所の絶縁影響

(2) 評価対象施設、シナリオの選定

(1)項で抽出した影響を考慮し、プラントの安全性に影響を及ぼす可能性のある設備、シナリオは以下に示すとおりである。

①火山灰の堆積荷重による静的負荷

- ・建屋の機能不全

荷重により建屋が崩落した場合に、建屋内に設置している機器等に影響が及ぶシナリオ。本評価においては、タービン建屋を考慮し、地震PRAの検討を踏まえ、外部電源喪失事象、2次冷却系の破断事象及び主給水流量喪失事象を考慮する。

②火山灰による取水設備、海水系など水循環系の閉塞

海水ポンプ、取水設備、海水ストレーナ等の流路の閉塞により冷却口が閉塞するため、海水ポンプがトリップし原子炉補機冷却機能が喪失する。

③火山灰による換気空調設備、非常用ディーゼル発電機吸気系の閉塞

- ・換気空調設備の吸気系の目詰まり

換気空調設備の給気ガラのフィルタの閉塞により空調系が停止し、または供給先に火山灰が侵入することによって、供給先の安全系のポンプや開閉器など安全機器が影響を受け機能喪失に至る。

- ・非常用ディーゼル発電機の吸気系の目詰まり

非常用ディーゼル発電機の吸気系(吸気消音器フィルタ)の閉塞により機関吸気が機能喪失に至り、結果、非常用ディーゼル発電機の機能が喪失する。非常用ディーゼル発電機吸気系の閉塞により機能喪失した場合、同時に下記⑤の外部電源喪失の発生を想定すると、全交流電源喪失に至る。

④火山灰に含まれている腐食成分による化学的影響

屋外設備については、海塩粒子等の腐食性有害物質が付着しやすく、厳しい腐食環境にさらされるが、腐食の進展速度が遅いことを考慮すると、適切な保安全管理によって火山灰による化学的腐食により直ちに機能への影響を及ぼすことがないと判断し、考慮すべきシナリオとしては抽出不要

とする。

また、海水ポンプ、取水設備、海水管等の海水が直接接触する部分に、火山灰が混入した海水を取水したとしても、腐食の進展には十分な時間があると判断し、考慮すべきシナリオとしては抽出不要とする。

⑤変圧器、開閉所の絶縁影響

火山灰が送電網の碍子や変圧器へ付着し、霧や降雨の水分を吸収することによって、相间短絡を起こし、外部電源喪失に至る。

(3) 起回事象の特定

(2)項で選定した各シナリオについて、想定を超える火山活動に対しての裕度評価(起回事象発生可能性評価)を実施し、事故シーケンスグループ抽出にあたって考慮すべき起回事象の特定を行った。

①火山灰の堆積荷重による静的負荷

・建屋の機能不全

火山灰による荷重により建屋が崩落した場合に、建屋内に設置している機器等に影響が及ぶシナリオを想定する。本評価においては、タービン建屋の損傷を考慮し、地震PRA等の検討を踏まえ、外部電源喪失事象、2次冷却系の破断事象及び主給水流量喪失事象を考慮する。

なお、タービン建屋以外の天井が崩落するような事象については、火山灰堆積荷重によるハザードの設定が困難であるが、表3.1に示すとおり設計基準において考慮している火山灰による荷重と比較して一定の裕度があることから本評価の対象外とした。

表3.1 各建屋の設計基準で考慮している火山灰堆積荷重と許容荷重の比較

建屋	許容堆積荷重 (N/cm ²)	堆積荷重 (N/cm ²)	結果
原子炉建屋	10,800	10,500	許容堆積荷重 に対して一定 の裕度がある
原子炉補助建屋	12,300		
ディーゼル発電機建屋	10,800		
循環水ポンプ建屋	12,000		

②火山灰による取水設備、海水系など水循環系の閉塞

火山灰により海水ポンプ、海水ストレーナへの影響が考えられ、想定する火山灰の粒径と閉塞を考慮する箇所のサイズについて表3.2に示す。

海水ポンプの軸受部が粒径の大きい火山灰により閉塞する可能性が否定できないが、ポンプ振動の監視により必要に応じ循環水ポンプを停止して取水流量を大幅に低減することにより、確実に取水路内に沈殿させることができることから、海水ポンプを保護することが可能である。また、海水ポンプ出口ストレーナを閉塞する可能性も否定できないが、本ストレーナは海生生物などを連続的に除去できるものであり、火山灰も同様に除去可能である。

このような運用対応により火山灰による海水ポンプの機能喪失には至らないと考えられることから、考慮すべきシナリオとしては不要とする。

表3.2 各機器の設計基準で考慮している火山灰粒径と狭隘部の幅の比較

機器	閉塞を考慮する箇所	狭隘部の幅 (mm)	想定粒径 (mm)
海水ポンプ	流水部	約57	0.4～5 (D ₁₀ ～D ₉₀)
	軸受部	約4.2以上	
海水ポンプ出口 ストレーナ	エレメント	3	

③火山灰による換気空調設備、非常用ディーゼル発電機吸気系の閉塞

換気空調設備の給気ガラのフィルタの閉塞の影響については、定量的な裕度評価が困難ではあるが、ガラリを介して給気し、また、閉回路循環運転により、火山灰の吸い込みを防止できる構造である。またフィルタの清掃、交換が可能であり、フィルタ閉塞による影響を防止することができるので、フィルタの閉塞を要因とする起因事象は考慮不要とする。

また、非常用ディーゼル発電機室の外気取入部のフィルタの目詰まり、非常用ディーゼル発電機フィルタへの火山灰の影響については、定量的な裕度評価は困難ではあるが、ガラリを介して吸気するなど、火山灰が吸い込みにくい構造であり、屋内に配置されている差圧計から日常の点検においてフィルタの清掃、交換が可能であり、取替を考慮した2系統の設計となっているため、閉塞の可能性が十分に低減されると判断し、フィルタの閉塞を要因とする起因事象は考慮不要とする。

④火山灰に含まれている腐食成分による化学的影響

1. (2)④の通り、考慮不要と判断される。

⑤変圧器、開閉所の絶縁影響

火山灰の影響可能性がある送変電設備は、発電所内外の広範囲に渡り、全域における管理が困難なことを踏まえると設備等の不具合による外部電源喪失の発生可能性は否定できないものの、長期間の外部電源喪失の影響については評価しているほか、外部電源喪失は内部事象PRAや地震PRA、津波PRAでも考慮しており追加のシナリオとはならない。

2. 事故シーケンスの特定

上記検討により起因事象を以下の通り選定した。

- ・タービン建屋の損傷による2次冷却系の破断
- ・タービン建屋の損傷による主給水流量喪失
- ・タービン建屋損傷あるいは外部送電系の機能喪失による外部電源喪失

上記シナリオは、内部事象PRA、地震PRA、津波PRAにて考慮しているものであり、新たに追加すべきものはない。

よって、事故シーケンス抽出にあたって考慮すべき起因事象は、2次冷却系の破断、主給水流量喪失、及び外部電源喪失であるが、補助給水系、非常用電源等の必要な影響緩和設備の機能維持が図られるため、火山事象を要因として発生しうる有意な頻度又は影響のある事故シーケンスは新たに生じないと判断される。

また、外部電源喪失と海水ポンプ機能喪失による原子炉補機冷却機能喪失が同時に発生した場合は全交流動力電源喪失となるが、それ以上の組み合わせシーケンスは考えにくく、火山事象を要因として発生しうる有意な頻度又は影響のある事故シーケンスは新たに生じないと判断される。

極低温（凍結）が原子炉施設へ与える影響について

1. 起回事象の特定

(1) 構築物、系統及び機器（以下、設備等）の損傷・機能喪失の抽出

凍結事象により設備等に発生する可能性のある影響について、以下のとおり、損傷・機能喪失モードを抽出した。

- ①屋外タンク及び配管内流体の「凍結」
- ②ヒートシンク（海水）の「凍結」
- ③「着氷」による送電変電設備の相間短絡

(2) 評価対象施設、シナリオの選定

(1) 項で抽出した影響を考慮し、プラントの安全性に影響を及ぼす可能性のある設備、シナリオは以下に示すとおりである。

①屋外タンク及び配管内流体の「凍結」

- ・非常用ディーゼル発電機燃料油貯油槽の軽油凍結

低温によって非常用ディーゼル発電機燃料油貯油槽内の軽油が凍結するとともに、以下③に示す外部電源喪失が発生している状況においては、非常用ディーゼル発電機の燃料枯渇により、全交流電源喪失に至る。

②ヒートシンク（海水）の「凍結」

泊発電所においては、河川/湖を冷却水源としておらず、また、海水が凍結することは起こりえないと判断されるため、本損傷・機能喪失モードは考慮しない。

③「着氷」による送電変電設備の相間短絡

送電線や碍子への着氷によって、相間短絡を起こし、外部電源が喪失する。

(3) 起回事象の特定

(2) 項で選定した各シナリオについて、想定を超える凍結事象に対しての裕度評価（起回事象発生可能性評価）を実施し、事故シーケンスグループ抽出にあたって考慮すべき起回事象の特定を行った。

①屋外タンク及び配管内流体の「凍結」

- ・非常用ディーゼル発電機燃料油貯油槽の軽油凍結

非常用ディーゼル発電機燃料油貯油槽等内の軽油が凍結に至る可能性は十分小さく、また、凍結事象については事前の予測が十分に可能であり、温度管理が可能である。非常用ディーゼル発電機燃料油貯油槽等の凍結事象の発生可能性は非常に稀であり、有意な頻度又は影響のある事故シーケンスとはならない。

②ヒートシンク（海水）の「凍結」

1. (2)②に記載のとおり、本損傷・機能喪失モードは考慮しないため、想定するシナリオはない。

③「着氷」による送電変電設備の相間短絡

着氷に対して設計上の配慮はなされているものの、設計基準を超える低温事象に対しては発生を否定できないため、送変電設備の損傷に伴う外部電源喪失については考慮すべきシナリオとして選定する。

2. 事故シーケンスの特定

上記検討により起因事象を以下の通り選定した。

- ・外部送電系の機能喪失による外部電源喪失

上記シナリオは、内部事象PRA、地震PRA、津波PRAにて考慮しているものであり、新たに追加すべきものはない。

よって、事故シーケンス抽出にあたって考慮すべき起因事象は、外部電源喪失のみであり、非常用電源等の必要な影響緩和設備の機能維持が図られるため、凍結事象を要因として発生しうる有意な頻度又は影響のある事故シーケンスは生じないと判断される。なお、非常用ディーゼル発電機燃料油貯油槽内の軽油が凍結に至り、非常用ディーゼル発電機の燃料枯渇による全交流電源喪失を想定しても、それ以上のシーケンスは考えにくく、新たな事故シーケンスは生じないと判断される。

外部(森林)火災が原子炉施設へ与える影響について

1. 起回事象の特定

(1) 構築物、系統及び機器(以下、設備等)の損傷・機能喪失の抽出

外部火災事象により設備等に発生する可能性のある影響について、以下のとおり、損傷・機能喪失モードを抽出した。

- ① 輻射熱による機器への影響
- ② ばい煙による空調吸気口の閉塞
- ③ 変圧器、開閉所の絶縁影響

(2) 評価対象施設、シナリオの選定

(1)項で抽出した影響を考慮し、プラントの安全性に影響を及ぼす可能性のある設備、シナリオは以下に示すとおりである。

① 輻射熱による機器への影響

- ・ 建屋の損傷

外部火災の輻射熱により、原子炉建屋等のコンクリート外壁の温度が過度に上昇し、損傷に至る。

- ・ 海水ポンプの損傷

外部火災の輻射熱により、循環水ポンプ建屋が熱せられ循環水ポンプ建屋内雰囲気温度が上昇し、原子炉補機冷却海水ポンプの冷却空気温度が限界値を超え、機能損傷する。

② ばい煙による空調吸気口の閉塞

非常用ディーゼル発電機室空調の吸気口閉塞による空調設備が機能喪失に至り、結果、非常用ディーゼル発電機の機能が喪失する。非常用ディーゼル発電機室空調が閉塞により機能喪失し、同時に下記③の外部電源喪失の発生を想定した場合、全交流電源喪失に至る。

③ 変圧器、開閉所の絶縁影響

火災及び火災による倒木等によって、送電線等の機器が損傷し、外部電源喪失が発生する。

(3) 起回事象の特定

(2)項で選定した各シナリオについて、想定を超える外部火災事象に対しての裕度評価(起回事象発生可能性評価)を実施し、事故シーケンスグループ抽出にあたって考慮すべき起回事象の特定を行った。

① 輻射熱による機器への影響

- ・ 建屋の損傷

外部火災の輻射熱による建屋影響について、外部火災の年超過頻度等の定量評価が困難であるが、事象進展を考慮すると、従来より24時間駐在している初期消火要員による早期の消火体制確立が可能であり、外部火災に対する影響緩和策を講じる事ができる。また、設計基準での非常に保守的な火災影

響評価において、防火帯外縁(火炎側)から十分な離隔距離があることを考慮すると、建屋の許容温度を下回り、実際に各建屋の機能が損傷するには更に余裕がある。

なお、各建屋の損傷については、地震PRAにおいてもシナリオとして考慮しており、新たに追加するものではない。

・海水ポンプの損傷

外部火災による循環水ポンプ建屋内雰囲気温度上昇による海水ポンプへの影響についても建屋の検討と同様に考慮すべきシナリオとしては抽出不要とする。なお、海水ポンプの損傷により、最終ヒートシンクが喪失し、原子炉補機冷却水系統及び非常用ディーゼル発電機の機能が喪失するが、本シナリオについては、内部事象PRAや地震PRA、津波PRAでも考慮しており、追加のシナリオではない。

②ばい煙による空調吸気口の閉塞

外部火災で発生するばい煙の多くは、大規模な火災で発生する強い上昇気流によってプラントの遥か上空に運ばれるため、基本的に高濃度のばい煙が空調吸気口に直接到達する確率は非常に低いものと考えられる。

また、吸気口までばい煙が到達したとしても、吸気口にある吸気フィルタにより粒径の大きいばい煙は補足され、通過したばい煙粒子は過給機等に入るものの、機器の間隙は一般的なばい煙粒子より大きいと考えられるため、非常用ディーゼル発電機の機能に影響を及ぼすことはないと判断し、本評価の対象外とした。

③変圧器、開閉所の絶縁影響

火災及び火災による倒木によって、送電線等の機器が損傷し、相间短絡を起こす事象については、設計上の考慮が十分になされているものの、森林中の送電線等の機能喪失の可能性は、否定できないため、送電システムの故障による外部電源喪失を考慮する。

2. 事故シーケンスの特定

上記検討により起因事象を以下の通り選定した。

・外部送電系の機能喪失による外部電源喪失

上記シナリオは、内部事象PRA、地震PRA、津波PRAにて考慮しているものであり、新たに追加すべきものはない。

よって、事故シーケンス抽出にあたって考慮すべき起因事象は、外部電源喪失のみであり、非常用電源等の必要な影響緩和設備の機能維持が図られるため、外部(森林)火災事象を要因として発生しうる有意な頻度又は影響のある事故シーケンスは新たに生じないと判断される。

落雷が原子炉施設へ与える影響について

1. 起回事象の特定

(1) 構築物、系統及び機器(以下、設備等)の損傷・機能喪失の抽出

落雷事象により設備等に発生する可能性のある影響について、以下のとおり、損傷・機能喪失モードを抽出した。

- ①直撃雷による設備損傷
- ②誘導雷サージによるIC回路損傷

(2) 評価対象施設、シナリオの選定

(1)項で抽出した影響を考慮し、プラントの安全性に影響を及ぼす可能性の設備、シナリオは以下に示すとおりである。

- ①直撃雷による設備損傷
屋外設備(送電線等)への直撃雷により、当該設備の機能喪失に至る。
- ②誘導雷サージによる電気盤内のIC回路損傷
建屋避雷針から誘導雷サージが建屋内に侵入し、電気盤内のIC回路が損傷する。

(3) 起回事象の特定

(2)項で選定した各シナリオについて、想定を超える落雷事象に対しての起回事象発生可能性を評価し、事故シーケンスグループ抽出にあたって考慮すべき起回事象の特定を行った。

- ①直撃雷への設備損傷
 - ・屋外設備(送電線等)への直撃雷による当該設備損傷
送電線は架空地線で直撃雷の確率低減対策を実施しているが、受雷した場合は送電系損傷により外部電源喪失に至る。
- ②誘導雷サージによる電気盤内のIC回路損傷
落雷による誘導雷サージを接地網に効果的に導くことが出来ない場合には、電気盤内の絶縁耐力が低いIC回路が損傷し、原子炉施設の安全保護系機能が喪失する。ただし、安全保護系のIC回路はシールドケーブルを使用し、かつ、その始点及び終点は基本的に建屋内でクローズする構成であるため、有意なサージの侵入はないと考えられる。また、屋外との取合いがあるIC回路についても、避雷器や絶縁トランスによるサージ対策が講じられていることから、IC回路が影響を受けるような誘導雷サージの侵入はないものと判断される。

2. 事故シーケンスの特定

上記検討により起回事象を以下の通り選定した。

- ・外部送電系への直撃雷による外部電源喪失

上記シナリオは、内部事象PRA、地震PRA、津波PRAにて考慮しているものであり、新たに追加すべきものはない。

よって、事故シーケンス抽出にあたって考慮すべき起因事象は、外部電源喪失であり、落雷事象を要因として発生しうる有意な頻度又は影響のある事故シーケンスは新たに生じないと判断される。

泊発電所において想定される自然現象及び外部人為的事象(故意によるものを除く。)の選定について

- (1) 想定される自然現象及び外部人為的事象(故意によるものを除く)の抽出
国内外の基準等で示されている74の外部事象を収集した。

ただし、プラントの安全性に影響を与える可能性の低い事象については、類似事象として1事象に代表させている場合もある(表1参照)。

- (2) 選定基準の設定

海外文献や国内で検討されている評価手法を参考に、次のとおり選定基準を定めた。

<選定基準>

- A：プラントに影響を与えるほど接近した場所に発生しない。
- B：ハザード進展・襲来が遅く、事前にそのリスクを予知・検知することでハザードを排除できる。
- C：プラント設計上、考慮された事象と比較して設備等への影響度が同等若しくはそれ以下、又はプラントの安全性が損なわれることがない。
- D：影響が他の事象に包含される。
- E：発生頻度が他の事象と比較して非常に低い。
- F：自然現象に該当しない。

- (3) 選定結果

上記選定基準を74事象に適用した結果、プラントの安全性への影響の観点から考慮すべき自然現象として、次の10事象を選定した。(以下、「自然災害10事象」という。)(選定結果は表2参照)

- ・地震
- ・津波
- ・豪雪(暴風雪)
- ・暴風(台風)
- ・竜巻
- ・火山噴火による降灰
- ・極低温
- ・森林火災
- ・生物学的事象
- ・落雷

表1 国内外の基準等で示されている外部ハザード

丸数字は、次頁に記載した外部ハザードが掲載されている文献を示す。

No	外部ハザード	外部ハザードが掲載されている文献等								
		①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧	⑨
1	極低温（凍結）	○		○		○	○	○	○	
2	隕石又は衛星の落下	○				○	○	○	○	
3	パイプライン事故(ガスなど)、パイプライン事故によるサイト内爆発等	○				○	○	○		
4	豪雨(降雨)	○		○		○	○	○	○	○
5	サイト貯蔵の化学物質の流出	○				○	○	○		
6	河川の迂回	○				○		○	○	
7	砂嵐(or 塩を含んだ嵐)	○				○	○	○	○	
8	静振	○				○		○	○	
9	地震活動	○		○	○	○	○	○	○	○
10	豪雪(降雪)（暴風雪）	○		○		○	○	○	○	○
11	土壌の収縮又は膨張	○				○		○		
12	高潮	○				○		○	○	○
13	交通事故(化学物質流出含む)	○				○	○	○	○	
14	津波	○		○	○	○	○	○	○	○
15	有毒ガス	○		○		○		○		○
16	タービンミサイル	○			○	○		○		
17	火山活動・降灰	○		○		○	○	○	○	○
18	波浪・高波	○				○		○	○	
19	航空機衝突	○	○	○		○	○	○	○	○
20	雪崩	○				○	○	○	○	
21	生物学的事象	○		○				○	○	○
22	海岸侵食	○				○		○	○	
23	干ばつ	○				○	○	○	○	
24	外部洪水	○		○		○		○	○	○
25	暴風(台風)	○		○		○	○	○	○	○
26	竜巻	○		○		○	○	○	○	○
27	濃霧	○				○		○	○	
28	森林火災	○		○		○		○	○	○
29	霜・白霜	○				○	○	○	○	
30	草原火災	○							○	
31	ひょう・あられ	○				○	○	○	○	
32	極高温	○				○	○	○	○	
33	満潮	○				○		○	○	
34	ハリケーン	○				○		○		
35	氷結	○				○	○	○	○	○
36	氷晶						○		○	
37	氷壁						○		○	
38	工業施設又は軍事施設事故	○				○		○	○	
39	土砂崩れ								○	
40	落雷	○		○		○	○	○	○	○
41	湖又は河川の水位低下	○				○	○	○	○	
42	湖又は河川の水位上昇					○	○			
43	凍結による河川の閉塞								○	
44	船舶事故	○		○			○		○	○
45	陥没・地盤沈下・地割れ	○							○	
46	自動車又は船舶の爆発	○					○		○	
47	極限的な圧力(気圧高低)						○		○	

No	外部ハザード	外部ハザードが掲載されている文献等								
		①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧	⑨
48	もや						○			
49	塩害、塩雲						○		○	
50	地面の隆起						○		○	
51	動物						○		○	
52	地すべり	○		○		○	○	○	○	○
53	火災（近隣の火災）			○		○	○		○	
54	カルスト						○		○	
55	地下水による浸食						○		○	
56	海水面低						○		○	
57	海水面高						○			
58	地下水による地すべり						○			
59	水中の有機物						○			
60	船舶から放出される固体液体不純物						○		○	
61	水中の化学物質						○		○	
62	プラント外での爆発			○			○		○	○
63	プラント外での化学物質流出						○		○	
64	軍事施設からのミシル						○			
65	掘削工事						○			
66	他のエイトからの火災						○			
67	他のエイトからのミシル				○		○			
68	他のエイトからの内部溢水						○			
69	電磁的障害			○			○		○	
70	ダム崩壊			○			○		○	○
71	内部溢水			○	○	○		○		
72	太陽フレア、磁気嵐	○							○	
73	高温水(海水温高)						○		○	
74	低温水(海水温低)						○		○	

- ① DIVERSE AND FLEXIBLE COPING STRATEGIES(FLEX) IMPLEMENTATION GUIDE(NEI-12-06 August 2012)
- ② B.5.b Phase2&3 Submittal Guideline (NEI-06-12 December 2006) –2011.5 NRC 公表
- ③ 「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」(制定：平成 25 年 6 月 19 日)
- ④ 「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則の解釈」(制定：平成 25 年 6 月 19 日)
- ⑤ NUREG/CR-2300 “PRA Procedures Guide”,NRC,January 1983
- ⑥ Specific Safety Guide(SSG-3) “Development and Application of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants”,IAEA,April 2010
- ⑦ ASME/ANS RA-S-2008 “Standard for Level 1/Large Early Release Frequency probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications”
- ⑧ 国内における外部事象検討（国内学会標準より）
- ⑨ 泊発電所設置変更許可申請書（平成 25 年 7 月 8 日申請）

表2 評価対象外部ハザードのスクリーニング結果

No	外部ハザード	選定基準	選定要否	備考
1	極低温（凍結）	—	◎	泊発電所の地域特性を踏まえ、プラントへの影響評価が必要と判断する。
2	隕石又は衛星の落下	E(※1)	×	安全施設の機能に影響を及ぼす隕石等が衝突する可能性は極めて低いと判断し除外する。
3	パイプライン事故(ガスなど)、パイプライン事故によるサイト内爆発等	A	×	泊発電所周辺にパイプラインはないことから除外する。
4	豪雨(降雨)	B,D	○	降雨は事前の予測が可能であるとともに、比較的進展が遅く時間的余裕があることから事前に安全措置を行う等により安全施設の機能が損なわれる可能性は低いが、影響については津波に包含できる。
5	サイト貯蔵の化学薬品の流出	C	×	化学薬品は適切に管理しているが、仮に流出した場合でも堰等により薬品の拡散防止が図られることから、安全施設の機能に影響を及ぼす可能性は極めて低いと除外する。
6	河川の迂回	A	×	泊発電所周辺において、氾濫することより安全施設の機能に影響を及ぼすような河川はないことから除外する。
7	砂嵐(塩を含んだ嵐)	A	×	砂嵐は砂漠等の乾燥地域において発生するものであることから、泊発電所及びその周辺にて発生する可能性は極めて低いことから除外する。
8	静振	A	×	泊発電所周辺において、安全施設の機能に影響を及ぼすような湖や沼はないことから除外する。
9	地震活動	—	◎	泊発電所の地域特性を踏まえ、プラントへの影響評価が必要と判断する。
10	豪雪（暴風雪）	—	◎	泊発電所の地域特性を踏まえ、プラントへの影響評価が必要と判断する。
11	土壌の収縮又は膨張	C	×	凍結深度(泊村 60cm)を考慮した設計としており、土壌の収縮又は膨張によりプラントへ影響を及ぼす可能性は極めて低いことから除外する。
12	高潮	D	○	過去の実績(岩内港での最高潮位 T.P.1.0m) から、敷地レベル (T.P.10m) を超える高潮が発生する可能性は極めて低いが、台風との重畳等により万一敷地レベルを超える高潮が発生した場合でもその影響は津波に包含される。
13	交通事故(化学物質流出含む)	F	×	自然現象に該当しない。
14	津波	—	◎	泊発電所の地域特性を踏まえ、プラントへの影響評価が必要と判断する。
15	有毒ガス	C,D	○	火災等で有毒ガスが発生した場合、要員の安全確保のため換気空調系の閉回路運転を行う。安全施設の機能に影響を及ぼす可能性は極めて低いが、影響については森林火災に包含できる。
16	タービンミサイル	F	×	自然現象に該当しない。
17	火山活動・降灰	—	◎	泊発電所の地域特性を踏まえ、プラントへの影響評価が必要と判断する。
18	波浪・高波	D	○	本事象によるプラントへの影響は、津波に包含される。
19	航空機衝突	F	×	自然現象に該当しない。(故意による大型航空機の衝突にて別途検討。)
20	雪崩	C	×	安全施設の機能に直接的に影響を与える雪崩が発生する可能性は低い。
21	生物学的事象	—	◎	海生生物(くらげ等)の襲来による取水口閉塞、小動物等による送電線、ケーブル類の損傷等によるプラントへの影響評価が必要と判断する。
22	海岸侵食	B	○	事象進展が遅く、安全施設の機能に影響を及ぼす可能性は極めて低いが、万一発生した場合のプラントへの影響については津波に包含できる。
23	干ばつ	C	×	干ばつにより、河川水の影響はあるが、安全施設の機能に影響を及ぼす可能性は極めて低いことから除外する。(海淡水装置の設置)
24	外部洪水	A	×	ダム決壊や河川の氾濫によって発電所に影響を与えるようなダムや河川はないことから除外する。
25	暴風(台風)	—	◎	泊発電所の地域特性を踏まえ、プラントへの影響評価が必要と判断する。
26	竜巻	—	◎	泊発電所の地域特性を踏まえ、プラントへの影響評価が必要と判断する。
27	濃霧	C	×	本事象が発生する可能性は低いが、万一発生した場合でも安全施設の機能に影響を及ぼす可能性は極めて低いことから除外する。
28	森林火災	—	◎	泊発電所の地域特性を踏まえ、プラントへの影響評価が必要と判断する。
29	霜・白霜	C	×	本事象が発生する可能性は低いが、万一発生した場合でも安全施設の機能に影響を及ぼす可能性は極めて低いことから除外する。
30	草原火災	A	×	泊発電所周辺に草原火災が発生するような草原は存在しないため除外する。
31	ひょう・あられ	C,D	○	建屋への限定的な被害が考えられるが、安全施設の機能に影響を及ぼす可能性は極めて低い。なお、荷重の影響については豪雪(降雪)に包含できる。
32	極高温	E(※2)	×	地域特性から、プラントの安全性に影響を与えるような極高温が発生する可能性は極めて低いことから除外する。

No	外部ハザード	選定基準	選定要否	備考
33	満潮	D	○	No.12 同様、その影響は津波に包含される。
34	ハリケーン	C	×	ハリケーンは発生しないため除外する。
35	氷結	A,D	○	極低温に包含される。
36	氷晶	A,D	○	極低温に包含される。
37	氷壁	A,D	○	極低温に包含される。
38	工業施設又は軍事施設事故	A	×	近隣における産業で発電所に影響を及ぼす施設はないことから除外する。
39	土砂崩れ	C,D	○	安全施設の機能に影響を及ぼす規模の土砂崩れが発生する可能性は極めて低いが、影響については地震に包含できる。
40	落雷	—	◎	泊発電所の地域特性を踏まえ、プラントへの影響評価が必要と判断する。
41	湖又は河川の水位低下	A	×	近隣に発電所に影響を与える湖や河川はないことから除外する。
42	湖又は河川の水位上昇	A	×	近隣に発電所に影響を与える湖や河川はないことから除外する。
43	凍結による河川の閉塞	A	×	近隣に発電所に影響を与える湖や河川はないことから除外する。
44	船舶事故	F	×	自然現象に該当しない。
45	陥没・地盤沈下・地割れ	C,D	○	安全施設の機能に影響を及ぼす可能性は極めて低いが、影響については地震に包含できる。
46	自動車又は船舶の爆発	F	×	自然現象に該当しない。
47	極限的な圧力(気圧高低)	D	○	竜巻に包含される。
48	もや	C	×	本事故が発生する可能性は低いが、万一発生した場合でも安全施設の機能に影響を及ぼす可能性は極めて低いことから除外する。
49	塩害、塩雲	B,C	×	腐食の進展は遅く、十分管理が可能である。
50	地面の隆起	C,D	○	安全施設の機能に影響を及ぼす規模の地面の隆起が発生する可能性は極めて低いが、影響については地震に包含できる。
51	動物	D	○	生物学的事象に包含される。
52	地すべり	C,D	○	安全施設の機能に影響を及ぼす規模の地すべりが発生する可能性は極めて低いが、影響については地震に包含できる。
53	火災(近隣の火災)	(D)	○	地震の随件事象として評価する。
54	カルスト	C	×	カルスト地形ではないため除外する。
55	地下水による浸食	C	×	安全施設の機能に影響を及ぼす可能性は極めて低いが、プラントへの影響については NO.23 干ばつと同様である。
56	海水面低	C	×	海水面の低下によるプラントへの影響が考えられるが、引き津波対策が講じられていることから影響はないものと判断する。
57	海水面高	D	○	No.12 同様、その影響は津波に包含される。
58	地下水による地すべり	C,D	○	安全施設の機能に影響を及ぼす可能性は極めて低いが、影響については地震に包含できる。
59	水中の有機物	F	×	自然現象に該当しない。
60	船舶から放出される固体液体不純物	F	×	自然現象に該当しない。
61	水中の化学物質	F	×	自然現象に該当しない。
62	プラント外での爆発	F	×	自然現象に該当しない。
63	プラント外での化学物質流出	F	×	自然現象に該当しない。
64	軍事施設からのミシル	F	×	自然現象に該当しない。
65	掘削工事	F	×	自然現象に該当しない。
66	他のエントからの火災	D	○	NO.28 森林火災に包含される。
67	他のエントからのミシル	F	×	自然現象に該当しない。
68	他のエントからの洪水	D	○	NO.71 内部溢水に包含される。
69	電磁的障害	C	×	電磁的障害による影響は極めて低いものの、万一発生した場合には、通信障害や安全保護設備への悪影響が考えられるが、この影響については地震発生時又は SBO 発生時の安全保護系機能喪失に包含されるため、除外する。
70	ダムの崩壊	A,D	○	敷地境界から 8km に共和ダムが存在するが、発電所まで距離が離れているため、万一崩壊したとしても安全施設の機能に影響を及ぼす可能性は極めて低いが、影響については津波に包含できる。
71	内部溢水	D	○	地震の随件事象として評価する。
72	太陽フレア、磁気嵐	C	×	磁気嵐により誘導電流が発生する可能性があるが、影響が及んだとしても変圧器等の一部に限られることなどから、出力を絞る等の対応によって安

No	外部ハザード	選定基準	選定要否	備考
				全施設の機能を維持できるため除外する。
73	高温水(海水温高)	C	×	安全施設の機能に影響を及ぼすことはないことから、除外する。
74	低温水(海水温低)	C	×	海水温の低下により、安全施設の機能に影響を及ぼすことはないため除外する。

◎：影響評価実施、○：選定要、×：選定否

※1：隕石又は衛星が泊発電所に衝突する確率については、概略計算で以下の通り見積られる。

地球近傍の天体が地球に衝突する確率及び衝突した際の被害状況を表す尺度として、トリノスケールがあるが、2012年現在において、NASAは、今後100年間に衝突が起こる可能性のある天体について、このトリノスケールのレベル1を超えるものはないとしている。このレベル1の小惑星として“2007VK₁₈₄”が挙げられているが、当該惑星の衝突確率は「1750分の1」である。そこで、隕石が地球に落ちて地上に当たる確率を1/1750とする。

・地球の表面積：510,072,000[km²]

・泊発電所の敷地面積：1.35[km²]

であることから、隕石が泊発電所の敷地内に衝突する確率は概算で以下の通りとなる。

$$1/1750 \times (1.35/510,072,000) = 1.51 \times 10^{-12}$$

なお、人口衛星が落下した場合については、衛星の大部分が大気圏で燃え尽き、一部破片が落下する可能性があるものの原子炉施設に影響を与えることはないものと考えられる。

※2：泊発電所における高温事象の発生について、最寄の観測所(小樽)データを参考にした場合、36.3℃の高温の発生確率は10⁻⁷であるが、この温度はプラントに影響を与えることのない温度である(参考資料2)。プラントに影響を与えるような高温となる確率は更に低くなることから、ここでは、発生頻度が他の事象と比較して非常に低いとして整理している。

(4) その他

「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」(平成25年6月19日)又は「実用発電用原子炉及びその附属設備の技術基準に関する規則の解釈」(平成25年6月19日)にて例示されている自然現象のうち、スクリーニングアウトしたものについてその見解を以下に示す。

a. 外部洪水(表2におけるNo.24)

発電所周辺においては、洪水により発電所が影響を受けるような河川等はなく、また、敷地の地形及び表流水の状況から判断して、原子炉施設への洪水による影響は考慮しない。

b. 降水(降雨)(表2での分類上は豪雨(降雨))(表2におけるNo.4)

降雨は、事前の予測が可能であるとともに、比較的、進展が遅く時間的余裕があること、また、安全施設が設置されている各建屋については耐津波対策としてT.P.15mまでの浸水対策を講じていることから、安全施設の機能が損なわれることはない判断する。(津波事象に包含される。)

c. 高潮(表2におけるNo.12)

過去の実績から敷地高さを超えるような高潮発生の可能性は極めて低いものと判断する。(仮に敷地を越えるような高潮が発生した場合には津波評価に包含される。)

d. 地すべり(表2におけるNo.52)

原子炉施設設置位置及びその付近の地盤については、地形、地質・地質構造等から原子炉施設の安全性に影響を与えるような地すべりは生じることはない。ただし、構外における送電設備等の倒壊により外部電源喪失が発生する可能性はあるが、原子炉施設の安全性が損なわれることはない判断する。

外部事象に特有の事故シーケンスについて

地震レベル 1 PRA、津波レベル 1 PRAの実施結果から、内部事象レベル 1 PRAでは抽出されなかった外部事象に特有な事故シーケンスとして、次の各事故シーケンスが抽出されている。

1. 1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失
2. 大破断LOCAを上回る規模のLOCA
3. 蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）
4. 原子炉建屋損傷
5. 原子炉格納容器損傷
6. 原子炉補助建屋損傷
7. 複数の信号系損傷

これらの事故シーケンスについては国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を回避することが困難な事故シーケンスであるもののそれぞれの発生頻度は低く、全炉心損傷頻度の約99.9%は炉心損傷防止対策でカバーされる。

これら事故シーケンスのうち、「1. 1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失」、「2. 大破断LOCAを上回る規模のLOCA」については、格納容器の機能に期待できる事故シーケンスであり、その他の5つの事故シーケンスについては外部事象等による建屋、格納容器等の大規模な損傷を想定しており、損傷程度に不確実さが大きく、格納容器の機能に期待できない場合もある事故シーケンスと考えられる。

後者の5つに対しては大規模損壊対策として可搬型設備を活用した電源確保、炉心冷却、格納容器除熱、敷地外への放射性物質の拡散抑止等による影響緩和を図るものである。

以下、これら各事故シーケンスについて考察した結果を整理する。

1. 1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失

地震に起因する炉内構造物の変形・損傷により原子炉冷却系の流路が阻害されることで、原子炉トリップ後の蒸気発生器2次側への給水による自然循環を用いた炉心冷却に失敗する事故シーケンスである。

これは事故シーケンスとしては「過渡事象+補助給水失敗」と類似しており、「2次冷却系の除熱機能喪失」の事故シーケンスグループに整理できる。

「2次冷却系の除熱機能喪失」事故シーケンスグループに対する炉心損傷防

止対策としてはフィードアンドブリードによる炉心冷却を整備しているが、炉内構造物の変形・損傷の程度によっては、これに期待できない可能性もあることから、炉心損傷防止が困難な事故シーケンスとして整理した。

一方、炉心損傷に至った場合の状況は「過渡事象＋補助給水失敗」でフィードアンドブリードを考慮しない場合と同じであり、格納容器破損防止対策により格納容器の機能に期待出来る。

2. 大破断LOCAを上回るLOCA

地震によりRCPや原子炉容器、複数の原子炉冷却材管が損傷し、大破断LOCAを上回る規模のLOCA（Excess LOCA）が発生し、ECCS注水機能が十分に機能せず炉心損傷に至る事故シーケンスである。

この事故シーケンスはLOCA時にECCS注入機能が喪失した場合と類似の状況となることから「ECCS注水機能喪失」の事故シーケンスグループに整理できる。

大破断LOCAを上回る規模のLOCAが発生した場合には、「大LOCA＋低圧注入失敗」事故シーケンスと同様に、1次冷却材の流出後の炉心冷却ができないことにより早期に炉心溶融に至るため、炉心損傷防止対策を講じることは困難である。

一方、炉心損傷後の格納容器健全性については、以下のとおり「大LOCA＋低圧注入失敗」事故シーケンスと同様の格納容器破損防止対策が有効に機能することで、格納容器の閉じ込め機能に期待できる。

（原子炉容器破損時間）

大破断LOCAとExcess LOCA（RV破損除く）の双方でブローダウン過程にて原子炉容器内の冷却材が短時間に流出する傾向は同じであり、炉心注入がない場合に原子炉容器破損までの時間に大きな差は生じない。

（格納容器圧力/温度）

大破断LOCAとExcess LOCAの双方とも短期間に1次系保有のエネルギーが格納容器内に放出される点で類似である。破断規模の影響でExcess LOCAの方が初期圧力上昇幅が大きくなることが考えられるが、大破断LOCAの解析の事象初期では格納容器限界圧力/温度に対し十分な余裕があることを確認していることから、Excess LOCA発生時にも格納容器の健全性を維持できる。

以上の2つの事故シーケンスについては、国内外の先進的な対策を講じた場合においても炉心損傷を回避することが困難である一方、格納容器の機能に期待できるとともに、規則で定める事故シーケンスグループのうち「2次系の除熱機能喪失」、「ECCS注水機能喪失」の事故シーケンスとして整理できる。

＜参考：規則解釈の関連記載＞

1-2 第1項に規定する「炉心の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じたもの」とは、以下に掲げる要件を満たすものであること。

(a) 想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるものにあつては、炉心の著しい損傷を防止するための十分な対策が計画されており、かつ、その対策が想定する範囲内で有効性があることを確認する。

1-4 上記1-2(a)の「十分な対策が計画されており」とは、国内外の先進的な対策と同等のものが講じられていることをいう。

3. 蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）

地震により複数の蒸気発生器伝熱管が破損することで大規模なLOCAが発生し、ECCS注入を行った場合においても炉心損傷を回避できず、併せて格納容器バイパスが発生することを想定した事故シーケンスである。

実際には地震による蒸気発生器伝熱管の損傷程度により、発生する事象の厳しさも、以下のとおり範囲を有している。

＜小規模な損傷の場合＞

損傷する伝熱管の本数が数本程度であれば、クールダウンアンドリサーキュレーションにより、1次冷却材を確保した状態で1次系と2次系を均圧に導くことで炉心損傷を防止できる可能性がある。

＜大規模な損傷の場合＞

蒸気発生器が短時間で満水に至るような大規模な伝熱管破損の場合には、2次系配管等の損傷発生が考えられ、この場合1次系と2次系の差圧がさらに増大することで漏えい量が増加して炉心損傷に至る。なお、この場合、格納容器バイパス事象であるため格納容器の閉じ込め機能にも期待することはできない。

このように損傷の発生程度に応じて影響程度が変化する事故シーケンスであるものの、地震による蒸気発生器損傷時に伝熱管個別の損傷状態を特定することは困難であり、地震時の蒸気発生器の損傷状態として一定規模以上の地震に対しては大規模な損傷の可能性が高いとの想定から、これらの様々な損傷の程度・組合せを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止/格納容器破損防止が困難な事故シーケンスグループとして整理した。

本事故シーケンスグループの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも 5.6×10^{-10} /炉年であり、全炉心損傷頻度 (2.3×10^{-4} /炉年) に対して0.01%以下と極めて小さい寄与であることを確認している。また、炉心損傷となった場合には格納容器の機能に期待できないバイパス事象となるものの、クールダウンアンドリサーキュレーションによる漏えい抑制と炉心冷却の継続により、影響を緩和できる可能性があることから、有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして新たに追加することは不要と判断した。

4. 原子炉建屋損傷

原子炉建屋が損傷することで、建屋内の全ての機器、配管が損傷して大規模なLOCAが発生し、ECCS注入を行った場合においても炉心損傷を回避できないことを想定した事故シーケンスである。

原子炉建屋には主な重要設備として表1の設備が設置されており、実際には地震による損傷程度により、発生する事象の厳しさも、以下のとおり範囲を有している。

<小規模な損傷の場合>

地震による原子炉建屋損傷として建屋全損壊ではなく一部フロア程度の損傷を想定した場合には、Excess LOCAには至らない可能性があるものの、主給水流量喪失等の過渡事象が発生しており、表1で示すように一部のフロアの損傷においても補助給水系統と高圧注入系統が同時に機能喪失することなどにより炉心損傷に至る。

<大規模な損傷の場合>

建屋損傷時に建屋内のECCS注入配管が構造損傷して、制御できない大規模なLOCA (Excess LOCA) が発生すると同時に、ECCS注入機能も喪失するため、炉心損傷に至る。建屋内の配管が建屋に押しつぶされるような状況の場合、格納容器内への接続配管が損傷することで、格納容器損傷防止対策も回避することが困難となる。

このように損傷の発生程度に応じて影響程度が変化する事故シーケンスであるものの、地震による建屋損傷状態及び機能喪失する機器を特定することは困難であることから、これらの様々な損傷の程度・組合せを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止が困難な事故シーケンスグループとして整理した。

本事故シーケンスグループの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも 5.7×10^{-8} /炉年であり、全炉心損傷頻度 (2.3×10^{-4} /炉年) に対して0.1%以下と極めて小さい寄与であることを確認している。また、損傷の程度によって

は代替格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ、格納容器内自然対流冷却により格納容器機能への影響を緩和できる可能性があることから、有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして新たに追加することは不要と判断した。

5. 原子炉格納容器損傷

原子炉格納容器が損傷することで、格納容器内の全て機器、配管が損傷して大規模なLOCAが発生し、ECCS注入を行った場合においても炉心損傷を回避できず、併せて格納容器先行破損が発生することを想定した事故シーケンスである。

実際には地震による原子炉格納容器の損傷程度により、発生する事象の厳しさも、以下のとおり範囲を有している。

<小規模な損傷の場合>

地震による原子炉格納容器損傷として、一部のみの損傷を想定する場合には、原子炉冷却材圧力バウンダリが健全でLOCAが発生せず蒸気発生器による除熱も有効である可能性があり、この場合には、主給水流量喪失等の過渡事象が発生するものの補助給水系による2次系除熱に係る設備が健全ならば炉心損傷を防止できる。（格納容器損傷の程度によってはフィードアンドブリードに期待できない場合もあり、補助給水が失敗した場合には炉心損傷に至る。なお、この場合、格納容器が損傷しており、閉じ込め機能にも期待することはできない。）

<大規模な損傷の場合>

原子炉格納容器内の1次冷却材配管およびECCS注入配管が同時に構造損傷して、制御できない大規模なLOCA (Excess LOCA) が発生すると同時に、ECCS注入機能も喪失するため、炉心損傷に至る。なお、この場合、格納容器が損傷しており、閉じ込め機能にも期待することはできない。

このように損傷の発生程度に応じて影響程度が変化する事故シーケンスであるものの、地震による格納容器損傷状態及び機能喪失する機器を特定することは困難であることから、これらの様々な損傷の程度・組合せを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止/格納容器破損防止が困難な事故シーケンスグループとして整理した。

本事故シーケンスグループの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも 1.7×10^{-9} /炉年であり、全炉心損傷頻度 (2.3×10^{-4} /炉年) に対して0.01%以下と極めて小さい寄与であることを確認している。また、炉心損傷発生時には同

時に格納容器機能に期待できない状況となるが、比較的小規模な損傷の影響を除いた場合にはさらに頻度が小さくなることを踏まえ、有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして新たに追加することは不要と判断した。

6. 原子炉補助建屋損傷

原子炉補助建屋が損傷することで、建屋内の電気盤（メタクラ、直流き電盤等）が損傷し、代替電源の接続・供給ができない状況で「全交流動力電源喪失」が発生するとともに、運転コンソール等が損傷することで各種制御が不能となり炉心損傷に至る。

原子炉補助建屋には主な重要設備として表2の設備が設置されており、実際には地震による損傷程度により、発生する事象の厳しさも、以下のとおり範囲を有している。

<小規模な損傷の場合>

地震による原子炉補助建屋損傷として建屋全損壊ではなく一部フロア程度の損傷を想定した場合には、全交流動力電源喪失や原子炉補機冷却機能喪失として、炉心損傷対策が可能な範囲の事故となる可能性もあるが、一部フロアの損傷においても単独の機器もしくは複数の機器で原子炉補機冷却機能喪失や、監視機能・制御機能の喪失の組合せが発生することにより炉心損傷に至る。

<大規模な損傷の場合>

建屋損傷時に建屋内に設置されている主要な設備（表2参照）の全てが同時に損傷することを想定した場合には、メタクラを含む電気盤の全損傷により、代替電源の接続・供給ができない全交流動力電源喪失が発生し、炉心損傷に至る。この場合、代替電源が供給されない状況が継続して格納容器破損に至る。

このように損傷の発生程度に応じて影響程度が変化する事故シーケンスであるものの、地震による建屋損傷状態及び機能喪失する機器を特定することは困難であることから、これらの様々な損傷の程度・組合せを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止/格納容器破損防止が困難な事故シーケンスグループとして整理した。

本事故シーケンスグループの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも 5.6×10^{-9} /炉年であり、全炉心損傷頻度（ 2.3×10^{-4} /炉年）に対して0.1%以下と極めて小さい寄与であることを確認している。また、損傷の規模によっては原子炉補機冷却機能喪失や全交流動力電源喪失に対する炉心損傷防止対策を継続することにより影響を緩和できる可能性があることから、有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして新たに追加することは不要と判断し

た。

7. 複数の信号系損傷

運転コンソール等が損傷することで、各種制御が不能となり補助給水流量調整失敗や主蒸気逃がし弁を含む工学的安全施設の動作不能を想定し、2次系からの除熱機能喪失となり炉心損傷に至る事象として抽出している。

<小規模な損傷の場合>

運転コンソールやケーブルトレイが損傷した場合、原子炉トリップに至り過渡事象が発生する。信号系の盤やケーブルトレイの部分的な損傷を想定した場合、一部の監視機能や操作機能が喪失する可能性があるものの、補助給水系統など炉心損傷の防止に必要な監視機能や操作機能が健全ならば、炉心損傷を防止することに期待することができる。

<大規模な損傷の場合>

大規模な地震により信号系損傷として完全な機能喪失を想定した場合には、過渡事象に加えて補助給水系統機能が喪失することで、2次系からの除熱機能喪失が不能となり炉心損傷に至る。津波の場合には15.0m以上の津波襲来時には海水ポンプや主変圧器の没水によりSBO+LUHSとなった状態で、原子炉補助建屋内の電気盤（メタクラ、パワーコントロールセンタ、原子炉コントロールセンタ、直流分電盤、充電器盤、計装用分電盤、計装用インバータ等）及び関連機器（動力変圧器、蓄電池）が被水・没水により機能喪失し直接炉心損傷に至るとともに、監視機能や複数の操作機能が喪失した状態では格納容器破損に至る可能性も高い。

このように損傷の発生規模に応じて影響程度が変化する事故シーケンスであるものの、地震・津波による複数の信号系の損傷程度を特定することは困難であり、これらの様々な損傷の程度・組合せを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止/格納容器破損防止が困難な事故シーケンスグループとして整理した。

本事故シーケンスグループの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも地震・津波の合計で 3.3×10^{-8} /炉年であり、全炉心損傷頻度（ 2.3×10^{-4} /炉年）に対して0.1%以下と極めて小さい寄与であることを確認している。また、損傷の規模によっては補助給水系統など炉心損傷の防止に必要な監視機能や操作機能が健全ならば、炉心損傷を回避できる可能性があることから、有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして新たに追加することは不要と判断した。

以上の5つの事故シーケンスについては、国内外の先進的な対策を講じた場合においても炉心損傷を回避することが困難であるとともに、損傷規模の不確実さが大きく、様々な損傷の程度・組合せの事故シーケンスを含んだ事故シーケンスグループ考えた場合、格納容器の機能にも必ずしも期待できないケースも多く含まれると考えられる。

地震PRA及び津波PRAの結果からは、これらの事故シーケンスグループの発生頻度はいずれも非常に低いことが確認されている一方、これらの各事故シーケンスグループが発生した際の影響としては、具体的には炉心損傷に至るまでの時間余裕、炉心損傷の発生規模、放射性物質の放出量などの着眼点が考えられるものの、外部ハザードによる建屋や機器の損傷程度や組み合わせを特定することは困難であり、事象発生時にプラントに及ぼす影響についても大きな幅を有することとなる。

したがって、外部事象に特有な事故シーケンスグループへの対応に際しては、炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループとして単独で定義するのではなく、発生する事象の程度や組合せに応じて炉心損傷防止対策や格納容器破損防止対策を柔軟に活用するとともに、建屋全体が崩壊し内部の安全系機器・配管の全てが機能を喪失するような深刻な事故の場合にも可搬型のポンプ・電源、放水砲などを駆使した大規模損壊対策により影響緩和を図れるよう準備しておくことが重要と考えられる。

上記の検討から、頻度及び影響の観点から総合的に判断し、規則解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループと比較して有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして新たに追加する必要はないものと判断した。

<参考:規則解釈の関連記載>

1-1

(b)個別プラント評価により抽出した事故シーケンスグループ

- ①個別プラントの内部事象に関する確率論的リスク評価(PRA)及び外部事象に関するPRA(適用可能なもの)又はそれに代わる方法で評価を実施すること。
- ②その結果、規則で想定する事故シーケンスグループに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループが抽出された場合には、想定する事故シーケンスグループとして追加すること。なお、「有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループ」については、規則で想定する事故シーケンスグループと炉心損傷頻度又は影響度の観点から同程度であるか等から総合的に判断するものとする。

表 1 原子炉建屋に設置されている主な重要機器

主な重要機器
主蒸気逃がし弁/安全弁
補助給水系配管
スプレー注入系配管
ECCS系配管
原子炉補機冷却水系配管
燃料取替用水ピット
補助給水ピット
電動補助給水ポンプ
タービン動補助給水ポンプ
ディーゼル発電機 (DG建屋)
原子炉補機冷却水冷却器
原子炉補機冷却水ポンプ
原子炉補機冷却水サージタンク
制御用空気圧縮器
中央制御室外原子炉停止盤

表 2 原子炉補助建屋に設置されている主な重要機器

主な重要機器
運転コンソール
余熱除去ポンプ
余熱除去冷却器
格納容器スプレーポンプ
格納容器スプレー冷却器
高圧注入ポンプ
原子炉安全保護盤
工学的安全施設作動盤
メタクラ
パワーコントロールセンタ
蓄電池
補助建屋直流分電盤
充電器盤
計装用交流分電盤

国内外の先進的な対策を講じても対策が困難な事故シーケンスの扱いについて

レベル 1 PRA から抽出した事故シーケンスのうち、国内外の先進的な対策を講じても対策が困難な事故シーケンスとして整理したものについては、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」のうち、以下に示す記載に従い整理している。

1-2 第 1 項に規定する「炉心の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じたもの」とは、以下に掲げる要件を満たすものであること。

(a) 想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるものにあつては、炉心の著しい損傷を防止するための十分な対策が計画されており、かつ、その対策が想定する範囲内で有効性があることを確認する。

1-4 上記 1-2(a) の「十分な対策が計画されており」とは、国内外の先進的な対策と同等のものが講じられていることをいう。

また、「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるもの」に整理した事故シーケンスについては、「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」において、以下の通り要求されている。

3.2.3 格納容器破損モードの主要解析条件等

(1) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

b. 主要解析条件

(a) 評価事故シーケンスは PRA に基づく格納容器破損シーケンスの中から過圧及び過温の観点から厳しいシーケンスを選定する。（炉心損傷防止対策における「想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるもの」を包絡すること。）

今回の泊発電所 3 号機の事故シーケンスの検討に際して、国内外の先進的な対策を講じても炉心損傷防止の対策が困難なものと整理した事故シーケンスは以下の 6 つである。これらの事故シーケンスについては、上記ガイドに従い、今回整備した格納容器破損防止対策により原子炉格納容器の機能に期待できることを以下の通り確認している。また、国内外の先進的な対策と泊発電所 3 号機の対策について添付資料に整理した。

1. 補機冷却水の喪失＋補助給水失敗

この事故シーケンスはTEDのPDSに分類され、TEDが代表となる格納容器破損モードは「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」及び「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の2つである。これらの破損モードにおいて厳しい条件※となる「全交流動力電源喪失＋補助給水失敗」の事故シーケンスについて格納容器破損防止対策の有効性が確認されており、全交流電源喪失時には、補機冷却水機能も喪失していることから、「補機冷却水の喪失＋補助給水失敗」の事故シーケンスにおいても格納容器破損防止対策が有効であると考えられる。

※1次系がより高圧となり、溶融物が格納容器内に分散する割合が多いシーケンス。また、事故進展を早める観点から補助給水失敗の重畳を考慮する。

2. 1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失

この事故シーケンスは、地震時に原子炉トリップ等の過渡事象が発生し、2次系からの除熱が開始されるものの、炉内構造物の損傷により1次冷却材の流れが阻害され、2次系からの除熱に失敗するシーケンスである。このシーケンスは、TEDのPDSに分類されることに加え、フィードアンドブリードを考慮しない条件下においては、炉心損傷後の事象進展は「過渡事象＋補助給水失敗」と同等であり、「過渡事象＋補助給水失敗」のシーケンスにおいては格納容器破損防止対策の有効性が確認されていることから、本シーケンスにおいても格納容器破損防止対策が有効であると考えられる。

3. 大LOCA＋低圧注入失敗

4. 大LOCA＋蓄圧注入失敗

5. 中LOCA＋蓄圧注入失敗

これらの事故シーケンスはAEW、AEI、AEDのいずれかのPDSに分類され、これらのPDSが代表となる格納容器破損モードは、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧）」、「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」、「水素燃焼」及び「溶融炉心・コンクリート相互作用」の4つであり、これらの破損モードにおいて厳しい条件となる「大LOCA＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗」、「大LOCA＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗」及び「大LOCA＋低圧注入失敗」の事故シーケンスに対して、格納容器破損防止対策の有効性が確認されている。この事故シーケンスの破断規模の大きさや、機能喪失を想定する注入系を考慮すると、各事故シーケンス（3～5.）よりも同等か厳しい条件であると考えられることから、各事故シーケンスにおいても格納容器破損防止対策が有効であると考えられる。

※事象進展の早さの観点から、大破断LOCAを選定し、またECCS再循環失敗よりもRV破損までの事象進展の早いECCS注入失敗を考慮している。

6. 大破断LOCAを上回る規模のLOCA (Excess LOCA)

この事故シーケンスは、AEW、AEI及びAEDのいずれかのPDSに分類され、代表となる格納容器破損モードは、「原子炉圧力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用」、「水素燃焼」及び「熔融炉心・コンクリート相互作用」の3つである。このシーケンスは、大破断LOCAと比較すると以下の差異が考えられる。

- ・破断口が大きく、格納容器圧力上昇が大破断LOCAと比べて早い。
- ・炉心露出のタイミングが早く、炉心損傷及び炉心熔融のタイミングが早い。
- ・原子炉容器の水保持能力が損なわれる場合、熔融炉心が原子炉容器から落下するタイミングが早い。

上記のような違いがあるものの、原子炉容器破損時間の観点では、どちらの場合においても、ブローダウン過程で原子炉容器内の水が短期間に流出する点では変わりなく、炉心注入が無ければ原子炉容器破損までの時間に大きな差は生じないと考えられる。さらに、格納容器圧力/温度の観点では、どちらの場合においても短期間に1次系エンタルピーが格納容器内に放出される点では類似している。また、格納容器圧力の初期ピークはExcess LOCAの方が高くなるものの、大破断LOCA解析の事象初期では格納容器限界圧力/温度に対して十分な裕度があることから、Excess LOCAによっても格納容器破損防止対策に期待できるまでの短期間に格納容器の健全性が損なわれることは無い。

以上から、両者で原子炉容器破損時間に大きな差異はなく、また、格納容器の限界圧力を超えないと判断できることから、Excess LOCAと大破断LOCAは同様と判断し、「大LOCA+高圧注入失敗+低圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗」、「大LOCA+低圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗」及び「大LOCA+低圧注入失敗」の事故シーケンスを代表として有効性評価を実施しても問題ないと考えられる。

国外での先進的な対策と泊発電所3号機における対策の比較

国外（米国及び欧州）において整備している先進的な対策について、国外の原子力規制機関である、米国原子力規制委員会（NRC）、フランス原子力安全規制機関（ASN）等の規制文書、米国の最終安全解析書（FSAR）等の事業者公開資料、欧州におけるストレステスト報告書等の調査を実施した。また、原子力規制関係の調査委託会社の提携先である国外コンサルティング機関から得られる情報、国外の原子力関係者を招いたセミナーでの情報、国外原子力プラントの視察情報等についても合わせて調査を実施した（図参照）。

調査可能な範囲内で得られた国外における炉心損傷防止対策の情報について、泊発電所3号機で整備している対策と比較した結果を表に示す。全ての事故シーケンスグループにおいて、国外の既設プラントで整備されている各対策が、泊発電所3号機においても整備されていることを確認した。また、事故シーケンスグループの中で有効性を確認できる対策の確保が困難と考えられる事象についても、調査可能な範囲内において関連する情報の調査を実施したが、事象発生確率が低い等の理由により国外でも手順面の対策のみで設備面の対策がとられていないことを確認した。

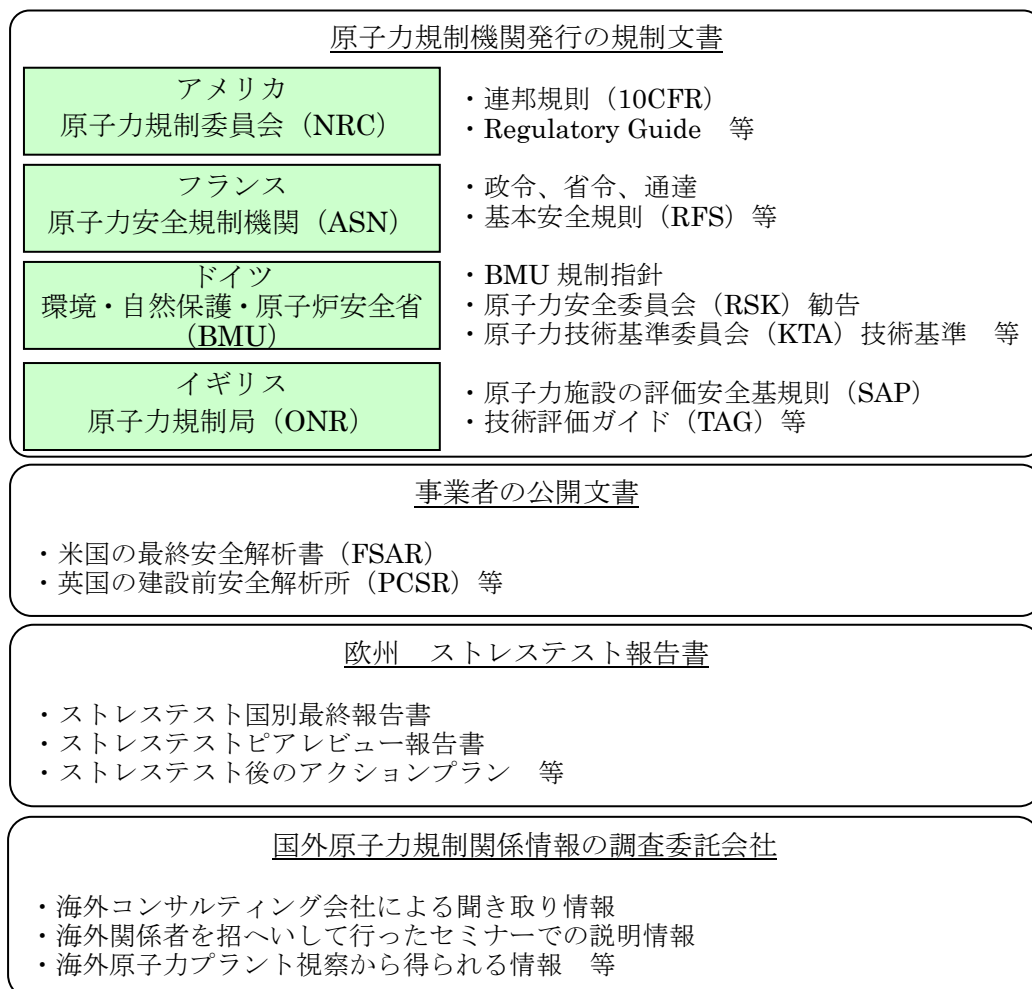


図 国外で整備している炉心損傷防止対策の調査方法

表 米国・欧州における重大事故対策に係る設備例との比較(1/6)

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備						対策の概要
			泊発電所3号機	アメリカ	フランス	ドイツ	イギリス	スウェーデン	
1	2次冷却系からの除熱機能喪失	炉心冷却	・フィードアンドブリード	・フィードアンドブリード	・フィードアンドブリード	・フィードアンドブリード	・フィードアンドブリード	・フィードアンドブリード	欧米においては、フィードアンドブリードを整備しており、当社においても同様の手段を整備している。
		蒸気発生器代替給水手段	・電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ	・電動補助給水ポンプ、タービン駆動補助給水ポンプ	・電動補助給水ポンプ、タービン駆動補助給水ポンプ	・独立非常用系のディーゼル直結型電動給水ポンプ（ディーゼル駆動もしくは非常用ディーゼル発電機の給電による駆動） ・電動及びディーゼル駆動の補助給水ポンプ	・タービン駆動補助給水ポンプ	・電動補助給水ポンプ、タービン動主給水ポンプ	事故時の蒸気発生器への給水手段として、欧米においては、電動及びタービン動補助給水ポンプを整備している。 当社においても、欧米と同様に電動及びタービン動補助給水ポンプを整備している。
			・電動主給水ポンプ、タービン動主給水ポンプ	・高圧給水系（主給水ポンプ、SG水張ポンプ） ・SG減圧及び低圧給水系（復水ポンプ、消火水ポンプ、サービスイオンポンプ） ・加熱器ドレンポンプ、起動用給水ポンプ	—	・給水タンクの主蒸気加圧による給水（蒸気発生器を減圧し、蓄圧タンクと同様に自動注水）	—	—	事故時の蒸気発生器への恒設ポンプによるバックアップの給水手段として、米国において、多様なポンプを複数台整備している。 当社においては、フィードアンドブリードにより1次系から炉心を冷却する手段を整備しており、自主的に主給水ポンプによる手段も整備している。
			・SG直接給水用高圧ポンプ ・可搬型大型送水ポンプ車	・ディーゼル消火ポンプ	—	・可搬ポンプ、可搬ディーゼル発電機によるSGへの給水	・補助給水系の接続口（消火系ポンプ、可搬式ポンプでの蒸気発生器給水）	・可搬式ポンプ	全交流動力電源喪失等における蒸気発生器への給水手段として、欧米においては、可搬式ディーゼル駆動ポンプを配備している。 当社においては、SG直接給水用高圧ポンプ、可搬型大型送水ポンプ車を配備しており、同様の手段を整備している。
		(給水源)	・2次系純水タンク ・屋外給水タンク ・原水槽 ・海水 ・発電所後背地高台の貯水設備（予定）	・復水タンク ・消火用水タンク ・原水貯水池（重力注水による復水タンクへの補給） ・復水器ホットウェル ・河川、湖、貯蔵タンク、海水	・復水タンク ・脱塩水貯蔵タンク、軟水貯蔵タンク（重力注水による復水タンクへの補給、3日間補給可） ・消火水系、脱塩水供給系から補助給水系への補給	・脱塩水貯蔵タンク、冷却塔 ・河川、水タンク車、飲料水 ・消火水系または可搬式消火ポンプによる2次系水源への注水	・復水タンク	・復水タンク ・脱塩水貯蔵タンクから復水タンクへの補給	欧米においては、淡水タンクのほか、河川や湖等の代替補給水源からの給水が可能である。 当社においては、複数の淡水タンク等の他、代替補給水源として海水の給水も可能である。
		(その他)	・可搬型バッテリー（タービン動補助給水ポンプ非常用油ポンプ用）	・タービン動補助給水ポンプの手動起動	・タービン動補助給水ポンプ制御装置の圧縮空気タンクによる遠隔又は現地操作（5時間）	—	—	—	全交流動力電源喪失等において、米国においては、タービン動補助給水ポンプの手動起動を可能とし、フランスにおいては、タービン動補助給水ポンプの遠隔又は現場操作を可能とする圧縮空気タンクを設置している。 当社においては、タービン動補助給水ポンプの起動対策として、可搬型バッテリーを用いた起動手順を整備している。
		蒸気発生器代替蒸気放出	・タービンバイパス系の活用	・タービンバイパス系の活用	—	—	—	—	主蒸気逃がし弁が開失敗した場合の蒸気発生器代替蒸気放出手段として、米国においてはタービンバイパス手段を整備している。 当社においては、フィードアンドブリードにより1次系から炉心を冷却する手段を整備しており、加えて自主的にタービンバイパス系を活用する手段を整備している。
		まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、泊発電所3号機においても整備されていることを確認した。なお、「1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失」における欧米の対策状況について、調査可能な範囲において調査を実施したが、当該シーケンスを想定した対策に関する情報は無い。						

表 米国・欧州における重大事故対策に係る設備例との比較(2/6)

分類	事故シナシスグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備					対策の概要		
			泊発電所3号機	アメリカ	フランス	ドイツ	イギリス		スウェーデン	
2-1	全交流動力電源喪失(1/3)	代替電源設備(交流)	<ul style="list-style-type: none"> 代替非常用発電機 非常用発電機(ガスタービン)(予定) 	<ul style="list-style-type: none"> サイト内ガスタービン発電機 ディーゼル発電機(追加設置) 	<ul style="list-style-type: none"> サイト共用ガスタービン発電機 最終バックアップディーゼル発電機 空冷式小型ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> 独立非常用のディーゼル発電機 	—	<ul style="list-style-type: none"> サイト共用ガスタービン発電機 専用ガスタービン発電機(発電所内または近傍に設置し、遠隔操作で起動) 	<p>欧米においては、複数の代替交流電源設備を整備している。</p> <p>当社においては、常設の交流代替電源として、代替非常用発電機を設置している。また、非常用発電機(ガスタービン)設置を計画している。</p>	
			<ul style="list-style-type: none"> 可搬型代替電源車 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬式ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> 小型蒸気タービン駆動発電機(追設、RCPシール注水に用いる小型試験用ポンプの給電にも使用) 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬式ディーゼル発電機 	—	<ul style="list-style-type: none"> 可搬式ディーゼル発電機(ディーゼル発電機積載車) 	<p>欧米においては、可搬型の交流代替電源である可搬型ディーゼル発電機を配備している。</p> <p>当社においては、可搬型代替電源車を配備している。</p>	
			<ul style="list-style-type: none"> ユニット間での交流電源接続 	<ul style="list-style-type: none"> ユニット間での交流電源接続 	<ul style="list-style-type: none"> ユニット間での交流電源接続 	<ul style="list-style-type: none"> ユニット間での交流電源接続 第3の送電線(地中埋設) 	—	—	<p>欧米においては、ユニット間での電源接続を整備している。</p> <p>当社においても、同等の手段を整備している。</p>	
		(直流)	<ul style="list-style-type: none"> 既設蓄電池による給電 不要負荷切り離しによる蓄電池容量保持 	<ul style="list-style-type: none"> 既設蓄電池による給電 不要負荷切り離しによる蓄電池容量保持 	<ul style="list-style-type: none"> 既設蓄電池による給電 不要負荷切り離しによる蓄電池容量保持 	<ul style="list-style-type: none"> 既設蓄電池による給電 	<ul style="list-style-type: none"> 既設蓄電池による給電 	<ul style="list-style-type: none"> 既設蓄電池による給電 	<ul style="list-style-type: none"> 既設蓄電池による給電 	<p>欧米においては、既設蓄電池による給電手段を整備しているほか、蓄電池からの給電時間延長対策として、負荷切り離しによる蓄電池容量確保や蓄電池充電手段を整備している。</p> <p>当社においても、同様の手段を整備している。</p>
			<ul style="list-style-type: none"> 蓄電池の追設 可搬型代替直流電源(可搬型代替電源車+充電器) 	<ul style="list-style-type: none"> 携帯型バッテリー充電器等による蓄電池充電 	<ul style="list-style-type: none"> 空冷式小型ディーゼル発電機による非常用給水系、蓄電池、アンユラス換気系等への給電 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬式ディーゼル発電機による蓄電池充電 独立非常用ディーゼル発電機による直流電源供給 	<ul style="list-style-type: none"> バッテリー充電用小型ディーゼル発電機 	—	—	<p>米国においては、携帯型バッテリー充電器等による蓄電池充電を整備しており、欧州においては、発電機による蓄電池充電手段を整備している。</p> <p>当社においては、蓄電池を追設するとともに、可搬型代替電源車と充電器を用いた可搬型直流電源を整備している。</p>
代替RCPシール注入	<ul style="list-style-type: none"> 2次系による1次系強制冷却+代替格納容器スプレイポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> 既設の静圧試験用ポンプによるシール注入 	<ul style="list-style-type: none"> standstillシール 既存の小型試験用ポンプを用いたシール注水(小型蒸気タービン駆動発電機により電源供給) 	<ul style="list-style-type: none"> standstillシール 	<ul style="list-style-type: none"> タービン動非常用充てんポンプによるシール注入 	—	<p>全交流動力電源喪失に伴いRCPシールLOCAが発生する場合を想定し、欧米では試験用ポンプ等によるRCPシール注水手段等を整備している。フランスやドイツにおいては、standstillシールを整備している。</p> <p>当社においては、RCPシールLOCAを発生させない対策ではなく、2次系による1次系強制冷却により早期に1次系圧力を低下させ、代替格納容器スプレイポンプにより確実に炉心注水する手段を整備している。</p>			

表 米国・欧州における重大事故対策に係る設備例との比較(3/6)

分類	事故シナシスグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備					対策の概要	
			泊発電所3号機	アメリカ	フランス	ドイツ	イギリス		スウェーデン
2-1	全交流動力電源喪失(2/3)	炉心冷却	・2次系による1次系強制冷却	・2次系による1次系強制冷却	・2次系による1次系強制冷却	・2次系による1次系強制冷却	・2次系による1次系強制冷却	—	全交流動力電源喪失に最終ヒートシンク喪失が重畳する場合を想定し、欧米においては、2次系による1次系強制冷却を整備している。 当社においても同様の手段を整備している。
		(炉心注入)	・格納容器スプレイ系—余熱除去系タイラインを用いた格納容器スプレイポンプ（自己冷却）、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水 ・高圧再循環（可搬型大型送水ポンプ車による高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプ冷却用海水通水） ・ディーゼル駆動消火ポンプ、可搬型注水ポンプ車、充てんポンプ（自己冷却）による炉心注入	・非安全系充てんポンプ（+代替高圧交流電源）	・余熱除去系統とは別系統の低圧注入系 ・低圧注入系と格納容器スプレイ系の連絡スリーブを用いた炉心注入（連絡スリーブ設置：事故後3日）	・独立非常用系の余熱除去系（IRHR）	・低圧注入系と格納容器スプレイ系の配管ライン切替による炉心注入	—	米国においては、非安全系充てんポンプによる炉心注入手段、フランスにおいては、低圧注入系全喪失時における低圧注入系と格納容器スプレイ系の連絡スリーブを用いた格納容器スプレイ系による炉心注入手段、ドイツにおいては、地下水等を水源とする独立非常系の熱除去設備等による炉心注入手段等を整備している。 当社においては、独立した電源である代替非常用発電機や可搬型代替電源車から給電される格納容器スプレイポンプまたは代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水手段（格納容器スプレイ系—余熱除去系タイラインを使用）を整備しており、さらに高圧再循環手段やディーゼル駆動消火ポンプ、可搬型注水ポンプ車、自己冷却式の充てんポンプによる炉心注水手段を整備している。
		(最終ヒートシンク)	・可搬型大型送水ポンプ車による冷却用海水通水	—	・PUIシステム（可搬式ポンプ+可搬式熱交換器、大・中LOCA発生15日以降の崩壊熱除去が目的）	—	—	—	フランスにおいては、非常用サービス独立系の余熱除去系や15日以降の崩壊熱除去を目的として、可搬式のポンプ・熱交換器を用いたPUIシステムや空冷式熱除去設備を整備している。 当社においては、最終ヒートシンク喪失時の対策として、可搬型大型送水ポンプ車により、冷却用の海水を通水する手段を整備している。
		(給水源)	・燃料取替用水ピット ・屋外給水タンク ・原水槽 ・ろ過水タンク ・海水	・燃料取替用水タンク（ほう酸水補給：ほう酸ホールドアップタンク、使用済燃料ピット、クロスタイを有する他ユニットの燃料取替用水タンク、大型水源と組み合わせたほう酸水貯水タンク）	・燃料取替用水タンク（ほう酸水補給）	・代替ほう酸水貯蔵タンク	・燃料取替用水タンク	・燃料取替用水タンク	—

表 米国・欧州における重大事故対策に係る設備例との比較(4/6)

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備					対策の概要	
			泊発電所3号機	アメリカ	フランス	ドイツ	イギリス		スウェーデン
2-1	全交流動力電源喪失(3/3)	原子炉格納容器冷却	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器内自然対流冷却（可搬型大型送水ポンプ車による格納容器再循環ユニットへの通水） 	<ul style="list-style-type: none"> ファンクーラー 	—	—	<ul style="list-style-type: none"> ファンクーラー（空冷式熱除去設備（乾式冷却塔）によるユニットの冷却） 	—	<p>米国、英国においては、ファンクーラーを用いた冷却手段を整備している。</p> <p>当社においては、可搬型大型送水ポンプ車により格納容器再循環ユニットに海水を通水することで、全交流動力電源喪失等により格納容器循環ファンが停止している場合においても、自然対流冷却により格納容器内雰囲気気を冷却する手段を整備している。</p>
			<ul style="list-style-type: none"> 格納容器スプレイポンプ（自己冷却）、代替格納容器スプレイポンプ、ディーゼル駆動消火ポンプ、可搬型注水ポンプ車による格納容器内注水 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル駆動消火ポンプによる代替格納容器スプレイ 	<ul style="list-style-type: none"> 低圧注入系と格納容器スプレイ系の連絡スリーブを用いた格納容器除熱（連絡スリーブ設置：事故後3日） 	—	—	—	<p>米国においては、ディーゼル駆動消火ポンプを用いた代替格納容器スプレイ手段を整備し、フランスにおいては、格納容器スプレイ系が全喪失した場合においても、低圧注入系と格納容器スプレイ系の連絡スリーブを用いた低圧注入系による代替格納容器スプレイ手段を確保している</p> <p>当社においては、格納容器スプレイポンプ（自己冷却）、代替格納容器スプレイポンプ、ディーゼル駆動消火ポンプ、可搬型注水ポンプ車により格納容器内雰囲気気を冷却する手段を整備している。</p>
		まとめ	<p>上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、泊発電所3号機においても整備されていることを確認した。</p> <p>なお、「複数の信号系損傷」における欧米の対策状況について、調査可能な範囲において調査を実施したが、当該シナリオを想定した対策に関連する情報は無い</p>						
2-2	原子炉補機冷却機能喪失	代替補機冷却	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型大型送水ポンプ車による原子炉補機冷却水冷却器への通水 	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 非常用サービス水系（冷却水：河川水、地下水） 	<ul style="list-style-type: none"> 空冷式予備熱除去設備（乾式冷却塔による代替補機冷却） 	—	<p>最終ヒートシンク喪失が発生した場合、ドイツにおいては、河川水又は地下水を最終ヒートシンクとした非常用サービス系が設置されており、イギリスにおいては、乾式冷却塔による空冷式予備熱除去設備を整備している。</p> <p>当社においては、取水口と別の箇所から取水可能な可搬型大型送水ポンプ車により、冷却用の海水を原子炉補機冷却水冷却器に通水する手段を整備している。</p>
		海水系の代替手段	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型大型送水ポンプ車 海水ポンプ電動機予備機 	<ul style="list-style-type: none"> 補助海水ポンプ 	—	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 放水トンネルからの取水（取水部閉塞対策） 冷却水再循環（排水部閉塞対策） 	<p>原子炉補機冷却海水系の喪失による最終ヒートシンク喪失が発生した場合、米国においては、補助海水ポンプによる最終ヒートシンクへの熱の移送手段を整備している。スウェーデンにおいては、海水取放水部の閉塞時における海水の確保手段として、放水トンネルからの取水や冷却水の再循環手段を整備している。</p> <p>当社においては、津波等により海水ポンプが使用不能となった場合においても、電源が不要であり、取水口と別の箇所から取水可能な可搬型大型送水ポンプ車による海水供給又は海水ポンプ電動機予備品による海水ポンプの復旧により、補機冷却系による最終ヒートシンクへの熱の移送が可能である。</p>
		まとめ	<p>上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、泊発電所3号機においても整備されていることを確認した。</p> <p>なお、「補機冷却水の喪失+補助給水失敗」における欧米の対策状況について、調査可能な範囲において調査を実施したが、当該シナリオを想定した対策に関連する情報は無い。</p>						

表 米国・欧州における重大事故対策に係る設備例との比較(5/6)

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備						対策の概要
			泊発電所3号機	アメリカ	フランス	ドイツ	イギリス	スウェーデン	
3	格納容器除熱機能喪失	原子炉格納容器冷却	・2-1における、「原子炉格納容器冷却」と同様	・2-1における、「原子炉格納容器冷却」と同様	・2-1における、「原子炉格納容器冷却」と同様	・2-1における、「原子炉格納容器冷却」と同様	・2-1における、「原子炉格納容器冷却」と同様	・2-1における、「原子炉格納容器冷却」と同様	欧州における原子炉格納容器の冷却手段は、2-1と同様である。 当社においては、自然対流冷却における冷却水として、原子炉補機冷却水又は海水が使用可能である以外は、2-1と同様である。
		まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、泊発電所3号機においても整備されていることを確認した。						
4	原子炉停止機能喪失	原子炉停止	・ ATWS 緩和設備	・ ATWS 緩和系自動回路	・ ATWS 緩和系自動回路				ATWS 対策設備として、アメリカとフランスにおいては、ATWS 緩和系自動回路を整備している。 当社においては、自動で主蒸気隔離弁の閉止及びタービントリップを行うとともに、補助給水ポンプを自動起動することで、原子炉固有の負の反応度フィードバック特性により原子炉出力を抑制し、炉心の熱除去を行う、ATWS 緩和設備を設置している。
		緊急ほう酸注入	・ ほう酸水の炉心注入	・ 緊急ほう酸注入系	・ 緊急ほう酸注入系	・ 緊急ほう酸注入系	・ 緊急ほう酸注入系	・ ほう酸水の炉心注入	欧米においては、ATWS 発生時に原子炉を未臨界に移行するためのほう酸水の炉心注入手段を整備している。 当社においても、同様の手段を整備している。
まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、泊発電所3号機においても整備されていることを確認した。								
5	ECCS注入機能喪失	炉心注入	・2-1における、「炉心冷却」と同様	・2-1における、「炉心冷却」と同様	・2-1における、「炉心冷却」と同様	・2-1における、「炉心冷却」と同様	・2-1における、「炉心冷却」と同様	—	欧米における炉心注入手段は、2-1の「炉心冷却」における炉心注入手段と同様である。 当社においては、「中小LOCA+高圧注入失敗」を想定し、蒸気発生器を用いた2次系強制冷却により1次系を減温減圧し、低圧注入を促進する手段を整備している。
		(給水源)	・2-1と同様	・2-1と同様	・2-1と同様	・2-1と同様	・2-1と同様	—	
まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、泊発電所3号機においても整備されていることを確認した。 なお、「大破断LOCAを上回る規模のLOCA (Excess LOCA (地震起因))」、「大LOCA+低圧注入失敗 (内部事象・地震起因)」、「大中LOCA+蓄圧注入失敗 (内部事象)」における欧米の対策状況について、調査可能な範囲において調査を実施したが、当該シナリオを想定した対策に関連する情報は無い。								

表 米国・欧州における重大事故対策に係る設備例との比較(6/6)

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備						対策の概要
			泊発電所3号機	アメリカ	フランス	ドイツ	イギリス	スウェーデン	
6	ECCS再循環機能喪失	代替再循環	・格納容器スプレイ系—余熱除去系タイラインを用いた代替再循環	—	・低圧注入系と格納容器スプレイ系の連絡スリーブを用いた代替再循環（連絡スリーブ設置：事故後3日）	・独立非常用系の余熱除去系（IRHR）による代替再循環	・低圧注入系と格納容器スプレイ系の配管ライン切替による代替再循環	—	フランスにおいては、低圧注入系全喪失時における低圧注入系と格納容器スプレイ系の連絡スリーブを用いた格納容器スプレイ系による炉心注入手段を整備しており、ドイツにおいては、独立非常用系の余熱除去系（IRHR）による代替再循環手段を整備している。 当社においては、ECCS注入系の喪失時は、格納容器スプレイ系—余熱除去系タイラインを用いた格納容器スプレイ系再循環手段を整備している。
		まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、泊発電所3号機においても整備されていることを確認した。						
7	格納容器バイパス	格納容器バイパス防止	・クールダウンアンドリサーキュレーション ・インターフェイスシステムLOCAの早期検知、隔離（既設の計装・設備から兆候を検知）	・1次系フィードアンドブリード+2次系強制冷却 ・インターフェイスシステムLOCAの早期検知、隔離（既設の計装・設備から兆候を検知）	—	・フィードアンドブリード	—	—	欧米においては、1次系及び2次系のフィードアンドブリードによる冷却手段を整備しているほか、インターフェイスシステムLOCAの早期検知手段を整備している。 当社においては、既設の計装・設備を用いてインターフェイスシステムLOCAの兆候を検知・隔離する手段及びECCS等により1次系への注水を確保しつつ、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による冷却及び加圧器逃がし弁等による減圧を実施することで漏えいを抑制し、充てん系、余熱除去系により炉心を冷却する手段（クールダウンアンドリサーキュレーション）を整備している。
		まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、泊発電所3号機においても整備されていることを確認した。 なお、「蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）」における欧米の対策状況について、調査可能な範囲において調査を実施したが、当該シナリオを想定した対策に関連する情報は無い。						

各事故シーケンスに対応した、地震・津波発生時における重大事故対策の有効性について

内部事象 PRA で発生する事故シーケンスは、一部を除き、それぞれ有効な炉心損傷防止対策がとられている他、これまでに整備した SA 対策等にも期待できる。地震 PRA、津波 PRA についても主要な事故シーケンスに対してこれらの炉心損傷防止対策等が有効であるかどうかを整理することにより、内部事象 PRA の事故シーケンスと同等の事故シーケンスを地震 PRA、津波 PRA に適用することの妥当性を確認した。地震 PRA において主要な事故シーケンスである結果を第 1 表に、津波 PRA については第 2 表に示す。

第 1 表において、地震の全炉心損傷頻度 ($1.9\text{E}-06$ /炉年) に対する寄与が大きいシーケンスは、外部電源喪失+非常用所内電源喪失 ($1.7\text{E}-06$ /炉年) である。本シーケンスのうち、ディーゼル発電機 (内燃機関) の損傷となる場合は、内部事象 PRA と同様の SA 対策が有効である。充電器盤の損傷となる場合は、安全系バッテリーからの給電に失敗する。この場合でも、可搬型バッテリーによるタービン動補助給水ポンプの起動により炉心損傷回避の可能性がある。この設備に関連するシーケンスは全炉心損傷頻度 ($2.3\text{E}-4$ /炉年) に対して、約 0.1% 程度と極めて小さな寄与である。空調用冷水配管の損傷により安全補機開閉器室の室温が許容温度を超えてメタクラ等電気盤が使用不可となり、全交流動力電源喪失となるシナリオは、室温上昇抑制の対策が長期間全く期待できないとしたものであり、室温上昇を抑制、緩和する現実的な復旧対応が有効と考えられる。この対応可能性は内部事象 PRA において空調設備が故障した場合も同様である。なお、この設備に関連するシーケンスは全炉心損傷頻度 ($2.3\text{E}-4$ /炉年) に対して、約 0.06% 程度と極めて小さな寄与である。

2 番目に寄与が大きいシーケンスは、小破断 LOCA+高圧注入失敗 ($5.9\text{E}-08$ /炉年) である。本シーケンスのうち、ディーゼル発電機 (内燃機関) の損傷となる場合は、タービン動補助給水ポンプの起動により 2 次系強制冷却を行い、代替非常用発電機による交流電源の復旧後に低圧注入を行うことで炉心損傷回避の可能性がある。この設備に関連するシーケンスは全炉心損傷頻度 ($2.3\text{E}-4$ /炉年) に対して、約 0.02% 程度と極めて小さな寄与である。

3 番目に寄与が大きいシーケンスは、外部電源喪失+補助給水失敗 ($3.8\text{E}-08$ /炉年) である。本シーケンスのうち、補助給水ピットの損傷となる場合は、内部事象 PRA と同様の SA 対策が有効である。

同様に、第 2 表に示すように津波 PRA において寄与の大きいシーケンスグループは「全交流動力電源喪失」であり、主要なカットセットに対して、内部事象 PRA と同様の炉心損傷防止対策が有効である。

一方、確率論的地震ハザード、確率論的津波ハザードには、 S_s 地震動や基準津波高さを超過する大規模な地震や津波も含まれており、低頻度ではあるものの極めて大規模な事象を想定した場合には SA 対策設備の健全性を確保すること

が困難な事態も想定される。

これに対しても基本的には各 SA 対策設備は要求される S_s 地震動や基準津波高さに対して耐震性や配置高さの面で一定の余裕を確保して設計、整備しており、設計基準を超過するような場合に対しても直ちに対応が困難となることはない。(具体例は添付資料参照)

万一、SA 対策設備の健全性が確保できない規模の地震、津波が発生した場合には、大規模損壊が発生している状況であることが想定され、使用可能な機器や設備の活用を適宜判断しつつ対応を実施していくことが必要であるが、別途大規模損壊時の対応について整備しているところである。

以上のように、内部事象 PRA で選定した事故シーケンスに対して有効性を確認する炉心損傷防止対策等は、地震 PRA、津波 PRA で同様に選定した事故シーケンスに対しても基本的に有効であることから、内部事象 PRA と地震 PRA、津波 PRA の事故シーケンスは基本的に同様と考えている。

第1表：地震 PRA における事故シーケンス毎の主要な FV 重要度上位機器

事故シーケンス	CDF (/炉年)	寄与割合	FV 重要度上位機器	対策	対策有効性	その他対策
外部電源喪失 +非常用所内電源喪失	1.7E-06	89.4%	内燃機関	代替非常用発電機 +代替格納容器 スプレイポンプ	○	-
			充電器盤		×	○注1
			空調用冷水配管(手動弁含む)		×	○注2
小破断 LOCA +高圧注入失敗	5.9E-08	3.1%	内燃機関	2次系による1次系強制冷却+低圧注入	×	○注3
外部電源喪失 +補助給水失敗	3.8E-08	2.0%	補助給水ピット	フィードアンドブリード+高圧再循環+CVスプレイ再循環	○	-

注1：可搬型バッテリーによるタービン動補助給水ポンプの起動により、炉心損傷回避の可能性はある。

注2：負荷切り離しで室温上昇から機能喪失の時間余裕を確保したうえで、ドア開放及び可搬式送風機等により室温上昇を抑制することで、影響緩和の可能性はある。

注3：破断サイズによっては、タービン動補助給水ポンプの起動により2次系強制冷却を行い、代替非常発電機による交流電源の復旧後に低圧注入を行うことで炉心損傷回避の可能性はある。

第2表：津波 PRA における事故シーケンス毎の主要なカットセット

事故シーケンス	CDF (/炉年)	寄与割合	主要なカットセット	対策	対策有効性	その他対策
外部電源喪失 +非常用所内電源喪失	3.1E-12	<0.1%	津波による所内/主変圧器喪失+空気作動ダンパ制御回路の作動失敗CCF	代替非常用発電機 +代替格納容器 スプレイポンプ	○	-
	4.1E-12	<0.1%	津波による所内/主変圧器喪失+ディーゼル発電機A、B起動失敗CCF		○	-
	7.9E-07	96.7%	津波による所内/主変圧器喪失+津波によるディーゼル発電機機能喪失		○	-

対策有効性の記号の意味

○：内部事象 PRA と同様の対策が有効

×

地震・津波発生時の炉心損傷防止対策の適用性（具体例）

地震、津波発生時の炉心損傷対策の適用性の具体例として、炉心損傷頻度（CDF）に支配的な事故シーケンスである「外部電源喪失＋非常用所内電源喪失（SBO）」について示す。SBO時の重大事故対策として

- ① 2次系による1次系強制冷却
- ② 代替交流電源
- ③ 代替炉心注入

がある。これらの対策に関連する主な対象機器の地震に対する裕度と津波による損傷高さは以下の表1および表2のとおりである。

地震については、各種の重大事故対策の主な設備は基準地震動に対して、決定論的には一定の余裕を確保しており、設計基準を超過しても直ちに対応が困難になるものではなく、また機器の実際の耐力は不確かさを有しており、許容値に達すると必ず損傷するものではなく、一定の分布を有することを考慮すると、設計基準を超えるある程度の地震動までは、SBOにおける重大事故対策は有効であると考えられる。

津波については、15.0mまでは止水対策を施しており、各種の重大事故対策の主な設備の損傷高さは15.0mであるため、SBOにおける重大事故対策は有効であると考えられる。

表1 SBO時の主な重大事故対策設備の地震に対する裕度

重大事故対策	主な重大事故対策設備	耐震裕度※
① 2次系による1次系強制冷却	補助給水ピット	2
② 代替交流電源	しゃ断器	1.81
③ 代替炉心注入	燃料取替用水ピット	2

※評価値（Ssを入力値とした応答）に対する許容値の比

表2 SBO時の主な重大事故対策設備の津波に対する損傷高さ

重大事故対策	主な重大事故対策設備	損傷高さ
① 2次系による1次系強制冷却	タービン動補助給水ポンプ	15.0m
② 代替交流電源	しゃ断器	15.0m
③ 代替炉心注入	代替格納容器スプレイポンプ	15.0m

PRAにおける主要なカットセットについて

各事故シーケンスグループに分類される事故シーケンスについて、炉心損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し、炉心損傷頻度の事故シーケンスに占める割合の観点で主要なカットセットに対する重大事故防止対策の整備状況等を確認した。

各事故シーケンスをカットセットレベルまで展開した結果、発生頻度の高いカットセットに対しては多重に対策を講じるなど、今後の更なる安全性向上に資することができると考えられる。

なお、国内外の先進的な対策を講じても対策が困難な事故シーケンスに対しては、全炉心損傷頻度への寄与が小さいことを確認しており、さらにこれらの事故シーケンスに対しては、炉心損傷を防止することは困難であるが、炉心損傷の拡大を抑制する等の影響緩和に期待出来るカットセットが存在することを確認した。

また、格納容器破損防止対策の各格納容器破損モードについても同様に、格納容器破損頻度がドミナントとなるプラント損傷状態（PDS）と主要なカットセットの展開を行い、これらのカットセットに対して今回整備した格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。

1. 内部レベル1 PRA

(1) 選定条件

事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するものがあるため、ここでは、各事故シーケンスについて以下の判断基準を基に主要なカットセットを抽出した。

- ・炉心損傷頻度が $1E-7$ （/炉年）以上のカットセット
- ・事故シーケンスの中で上位3位までのカットセット

各事故シーケンスにおける主要なカットセット及び炉心損傷防止対策の整備状況等を第1-1表～第1-7表に示す。

(2) 主要なカットセットの確認結果

第1-1表～第1-7表に示した通り、一部に「大LOCA+低圧注入失敗」のような国内外の先進的な対策を考慮しても対策が困難な事故シーケンスが存在するものの、大半の事故シーケンスに対しては、主要なカットセットレベルまで展開した場合においても、整備された炉心損傷防止対策により炉心損傷を防止することが可能となることを確認した。

一方、PRAでは様々な故障モードや人的過誤を考慮しており、そのシーケンス上の違いを考慮するが、類似するものは纏めて1つの事故シーケンスとして扱っている。そのため、事故シーケンスに含まれる機器の故障モードによっては、有効性評価で考慮した対策が必ずしも有効でない場合も存在しうる。

事故シーケンスに含まれる機器の故障モードを分析した結果、事故シーケンスグループのうち、「ECCS再循環機能喪失」に含まれる一部の事故シーケンスにおいて、故障モードによっては有効性評価で考慮した対策では対応できない場合があることを確認した。

○ECCS再循環機能喪失（第1-6表参照）

この事故シーケンスグループに分類される事故シーケンスは、高圧再循環または低圧再循環に失敗することで、炉心からの除熱に失敗するシーケンスである。これに対応する炉心損傷防止対策は、2次系強制冷却による代替再循環としているが、再循環切替信号の共通要因故障により再循環切替に失敗する場合や、再循環サンプスクリーンが閉塞することにより再循環機能喪失となる場合がある。これらが発生した場合、有効性評価で考慮した対策では対応できないものの、有効性評価で考慮した対策とは別の対策で炉心損傷を防止できる可能性があると考えられる。例えば、再循環切替に失敗した場合においては、手動による再循環切替で対応可能であり、また、再循環サンプスクリーンが閉塞した場合においてもRWSP補給による注入継続を実施することにより炉心損傷が防止できる可能性があると考えられる。

第1-1表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（2次冷却系からの除熱機能喪失）

事故シーケンス		主要なカットセット	CDF (炉/年)	寄与 割合	全CDF (炉/年)	主なSA対策	SA対策 有効性
手動停止	補助給水失敗	①補助給水ポンプ起動信号失敗CCF	7.0E-06	54%	1.3E-05	フィードアンドブリード	○
		②補助給水ピット閉塞	2.8E-06	22%			○
		③タービン動補助給水ポンプ試験による待機除外 +電動補助給水ポンプ室給気ファンA,B 起動失敗CCF	1.2E-07	1%			○
過渡事象	補助給水失敗	手動停止と同様			5.4E-06	手動停止と同様	
2次冷却系の破断	補助給水失敗	①2次系破断事象診断過誤による破断SGループ への給水停止失敗	1.2E-06	98%	1.2E-06	フィードアンドブリード	○
		②補助給水ポンプ起動信号失敗CCF	8.6E-09	1%			○
		③補助給水ピット閉塞	5.3E-09	0.4%			○
主給水喪失	補助給水失敗	手動停止と同様			6.2E-07	手動停止と同様	
外部電源喪失	補助給水失敗	①補助給水ピット閉塞	5.9E-08	45%	1.3E-07	フィードアンドブリード	○
		②電動補助給水ポンプ室空調系A,B機能喪失 +タービン動補助給水ポンプ試験による 待機除外	2.5E-09	2%			○
		③電動補助給水ポンプ室空調系A,B機能喪失 +タービン動補助給水ポンプ起動失敗	2.0E-09	2%			○
		④補助給水系各機器の外部リーク	5.1E-09	4%			○
蒸気発生器伝熱管 破損	補助給水失敗	①補助給水ポンプ起動信号失敗CCF	4.8E-08	45%	1.1E-07	フィードアンドブリード	○
		②補助給水ピット閉塞	3.0E-08	28%			○
		③海水ポンプA,C 継続運転失敗CCF	1.9E-09	2%			○
小破断LOCA	補助給水失敗	①補助給水ポンプ起動信号失敗CCF	4.4E-09	44%	1.0E-08	フィードアンドブリード	○
		②補助給水ピット閉塞	2.7E-09	27%			○
		③海水ポンプA,C 継続運転失敗CCF	1.7E-10	2%			○
2次冷却系の破断	主蒸気隔離失敗	①「破断ループ側タービン動補助給水ポンプ蒸気 供給ライン元弁575A閉失敗」 +「破断ループ側タービン動補助給水ポンプ 蒸気供給ライン逆止弁576A閉失敗」 により健全側ループの蒸気が破断側ループ へ流出	3.2E-11	42%	7.7E-11	フィードアンドブリード	○
		②「運転員による破断ループ側タービン動補助 給水ポンプ蒸気供給ライン元弁（575A） 閉止失敗(HE)」 +「破断ループ側タービン動補助給水ポンプ 蒸気供給ライン逆止弁(576A)閉失敗」 により健全側ループの蒸気が破断側ループ へ流出	3.4E-11	44%			○
		③健全ループ主蒸気隔離弁528A(C)閉失敗 +破断ループ主蒸気隔離逆止弁531B閉失敗	6.1E-12	8%			○

【主要なカットセットに対する検討】

- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは、補助給水機能が喪失して炉心損傷に至るシーケンスが大半を占めている。補助給水機能が喪失する要因としては、ポンプ故障、注入配管閉塞、水源喪失などが考えられ、ここでは、補助給水ポンプの起動失敗や補助給水ピット閉塞による水源喪失が支配的となっているが、SA対策として補助給水系とは異なる系統を使用したフィードアンドブリードを実施することで炉心損傷防止が可能である。
- また、「2次冷却系の破断+補助給水失敗」及び「2次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗」のシーケンスでは、破断ループ隔離に伴う診断過誤や操作失敗(HE)が上位のカットセットとして抽出されたが、これらについても同様にフィードアンドブリードを実施することで炉心損傷防止が可能である。

第1-2表・事故シーケンス毎の主要なカットセット
 (安全機能のサポート機能喪失(電源機能・補機冷却機能))

事故シーケンス		主要なカットセット	CDF (炉/年)	寄与 割合	全CDF (炉/年)	主なSA対策	SA対策 有効性
外部電源喪失	非常用所内電源失敗	①DG室空調系 空気作動ダンパ 2741,2742 開失敗 CCF	1.5E-07	4%	3.5E-06	代替非常用 発電機 代替格納容器 スプレイポンプ	○
		②UV信号A,B両トレン CCF	1.4E-07	4%			○
		③ディーゼル発電機A,B 起動失敗 CCF	7.8E-08	2%			○
		④外部電源受電遮断器 開失敗 CCF	6.3E-08	2%			○
補機冷却水の喪失	RCPシールLOCA	①RCPシールLOCA発生	2.0E-04	100%	2.0E-04	代替格納容器 スプレイポンプ	○
補機冷却水の喪失	加圧器安全弁 / 逃がし弁LOCA	①加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗	9.0E-07	100%	9.0E-07	代替格納容器 スプレイポンプ	○
		②加圧器逃がし弁452A(B) 閉失敗 + 電動弁054A(B) 制御回路の作動失敗	3.0E-10	0.1% 未満			○
補機冷却水の喪失	補助給水失敗	①補助給水ポンプ起動信号失敗 CCF	6.0E-09	54%	1.1E-08	補機冷却水復旧 後のフィードア ンドブリード	※
		②補助給水ビット 閉塞	2.5E-09	22%			※
		③タービン動補助給水ポンプ 試験による待機除外 + 電動補助給水ポンプ室給気ファンA,B 起動失敗 CCF	1.1E-10	1%			※

※：SA対策が有効なカットセットであるが、時間余裕の観点で発生頻度の低減が難しいカットセット。

【主要なカットセットに対する検討】

- 「外部電源喪失+非常用所内電源喪失」は、DG室空調系の機能喪失やUV信号の発信失敗などにより、非常用所内電源が喪失し、SBOとなり炉心損傷に至るシーケンスであるが、代替電源により電源を確保し2次系強制冷却による低圧注入や代替格納容器スプレイポンプによる炉心注入により炉心損傷防止が可能である。
- 補機冷却水の喪失が発生した場合、RCP シールLOCA や加圧器逃がし弁/安全弁LOCA が発生することにより炉心損傷に至ることが考えられるが、この場合も2次系強制冷却による代替格納容器スプレイポンプによる炉心注入により炉心損傷防止が可能である。
- また、「補機冷却水の喪失+補助給水失敗」においても2次系からの除熱機能喪失時と同様、フィードアンドブリードを実施することで炉心損傷防止が可能なシーケンスであるが、時間余裕の観点から発生頻度の低減が厳しいシーケンスである。また、主給水系が健全である場合、主給水系を用いた代替給水により炉心損傷を防止できる場合もある。

第1-3表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（原子炉格納容器の除熱機能喪失）

事故シーケンス		主要なカットセット	CDF (炉/年)	寄与 割合	全CDF (炉/年)	主なSA対策	SA対策 有効性
小破断LOCA	スプレイ再循環失敗	①格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁 177A,B 開失敗CCF	9.4E-09	26%	3.6E-08	格納容器内自然 対流冷却	○
		②格納容器スプレイ系トレンA(B) 試験による 待機除外 +格納容器スプレイ冷却器補機冷却水 出口弁177B(A)開失敗	3.0E-09	8%			○
		③格納容器スプレイ冷却器出口C/V外側隔離弁 013A(B) 開失敗 +格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁 177B(A) 開失敗	2.3E-09	6%			○
小破断LOCA	スプレイ注入失敗	①スプレイ信号A,B両トレン失敗CCF	8.7E-09	33%	2.7E-08	格納容器内自然 対流冷却	○
		②格納容器スプレイ冷却器出口C/V外側隔離弁 013A,B 開失敗CCF	9.4E-09	35%			○
		③格納容器スプレイ系トレンA(B) 試験による 待機除外 +格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁 013B(A) 開失敗	3.0E-09	11%			○
		④格納容器スプレイポンプA,B 起動失敗CCF	2.9E-09	11%			○
中破断LOCA	スプレイ再循環失敗	小破断LOCAと同様			1.1E-08	小破断LOCAと同様	
中破断LOCA	スプレイ注入失敗	小破断LOCAと同様			8.9E-09	小破断LOCAと同様	
大破断LOCA	低圧再循環失敗 +スプレイ再循環 失敗	①格納容器スプレイ冷却器出口C/V外側隔離弁 013A(B) 開失敗 +余熱除去ポンプA(B)試験による待機除外 +再循環サンプスクリーンB(A) 閉塞	3.6E-13	6%	6.2E-12	格納容器内自然 対流冷却	○
		②スプレイポンプA(B)試験による待機除外 +余熱除去冷却器補機冷却水出口弁 117A(B) 開失敗 +再循環サンプスクリーンB(A) 閉塞	3.6E-13	6%			○
		③格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁 177A(B) 開失敗 +余熱除去ポンプA(B)試験による待機除外 +再循環サンプスクリーンB(A) 閉塞	3.6E-13	6%			○
大破断LOCA	スプレイ注入失敗 +低圧再循環失敗 +(高圧再循環成功)	①格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁 013A,B 開失敗CCF +余熱除去冷却器補機冷却水出口弁117A,B 開失敗CCF	3.1E-14	11%	3.0E-13	格納容器内自然 対流冷却	○
		②スプレイポンプA(B)試験による待機除外 +余熱除去冷却器補機冷却水出口弁117A(B) 開失敗 +SI信号、スプレイ信号B(A)トレン共通部 (計装部品)故障	2.6E-14	9%			○
		③格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁 013A(B) 開失敗 +余熱除去冷却器補機冷却水出口弁117A(B) 開失敗 +SI信号、スプレイ信号B(A)トレン共通部 (計装部品)故障	2.0E-14	7%			○

【主要なカットセットに対する検討】

- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは、スプレイ機能（注入／再循環）が喪失して格納容器が先行破損して炉心損傷に至るシーケンスである。スプレイ機能が喪失する要因としては、ポンプ故障、注入配管閉塞、水源喪失などが考えられる。ここでは、スプレイ冷却器に補機冷却水を通水する弁の開失敗やスプレイ信号の発信失敗などにより炉心損傷に至るシーケンスであるが、その場合でも、格納容器内自然対流冷却を実施することで炉心損傷防止、格納容器破損防止が可能である。

第1-4表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（原子炉停止機能喪失）

事故シーケンス		主要なカットセット	CDF (炉/年)	寄与 割合	全CDF (炉/年)	主なSA対策	SA対策 有効性
ATWS	-	①ベーシックソフトウェアCCF	7.1E-09	57%	1.2E-08	緊急ほう酸注入	○
		②原子炉トリップ遮断器開失敗CCF	5.2E-09	42%		ATWS緩和設備	○

【主要なカットセットに対する検討】

- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは、運転時の異常な過渡変化又は事故が発生した際に原子炉トリップに失敗する事象であるが、原子炉トリップに失敗するカットセットとして、ベーシックソフトウェアの共通要因故障（CCF）による回路の作動失敗と遮断器の開失敗が要因となっている。この場合においてもATWS 緩和設備などにより炉心損傷を防止することが可能である。

第1-5表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（ECCS注水機能喪失）

事故シーケンス		主要なカットセット	CDF (炉/年)	寄与 割合	全CDF (炉/年)	主なSA対策	SA対策 有効性
小破断LOCA	高圧注入失敗	①低温側注入ライン手動弁065B(C)閉塞	6.5E-07	50%	1.3E-08	2次系強制冷却による低圧注入	○
		②低温側注入ラインオリフィス911(912)閉塞	2.5E-07	19%			○
		③低温側注入ラインオリフィス01B(01C)閉塞	2.5E-07	19%			○
中破断LOCA	高圧注入失敗	①高圧注入ポンプ出口C/V内側連絡弁061A閉塞	1.7E-08	50%	3.5E-08	2次系強制冷却による低圧注入	○
		②ほう酸注入タンク出口C/V外側隔離弁036A,B開失敗CCF	2.9E-09	8%			○
		③ほう酸注入タンク入口弁032A,B開失敗CCF	2.9E-09	8%			○
		④ほう酸注入タンク循環ライン出口弁145,146開失敗CCF	3.6E-09	10%			○
大破断LOCA	蓄圧注入失敗	①蓄圧タンクB(C)閉塞	6.2E-09	66%	9.4E-11		×
		②蓄圧タンク出口電動弁132B(C)閉塞	1.9E-09	20%			×
		③蓄圧タンク出口逆止弁134B(C)開失敗	4.2E-10	4%			×
大破断LOCA	低圧注入失敗	①S信号A,B両トレン失敗CCF	5.2E-10	18%	2.9E-09	無し	×
		②RHRポンプ出口流量高信号A,B両トレンCCFによるミニフローライン弁601,611の誤開	5.2E-10	18%			×
		③余熱除去ポンプA,B起動失敗CCF	1.9E-10	7%			×
		④燃料取替用水ピット閉塞	2.7E-10	9%			×
中破断LOCA	蓄圧注入失敗	①低温側配管注入ライン逆止弁137B,C開失敗CCF	1.1E-11	43%	2.5E-11		×
		②低温側配管注入ライン逆止弁134B,C開失敗CCF	1.1E-11	43%			×
		③蓄圧タンクB,C閉塞	1.4E-12	5%			×

【主要なカットセットに対する検討】

- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは、「中、小破断LOCA+高圧注入失敗」が支配的となっており、これらのシーケンスは高圧注入機能が喪失して炉心損傷に至るシーケンスである。高圧注入系が喪失する要因として、ポンプ故障、注入配管閉塞、水源喪失などが考えられるが、ここでは、注入ラインの弁が閉塞することによる注入配管閉塞が支配的である。その場合でも、SA対策として2次系強制冷却による1次系の減圧後、閉塞した高圧注入系とは別の系統から低圧注入等を実施することで炉心損傷を防止することが可能である。
- 一方、「大破断LOCA+低圧注入失敗」、「大破断LOCA+蓄圧注入失敗」、「中破断LOCA+蓄圧注入失敗」のシーケンスは国内外の先進的な対策を考慮しても対策が困難なものであるが、全炉心損傷頻度への寄与は小さい。また、炉心損傷防止は困難であるが、例えば、「大、中破断LOCA+蓄圧注入失敗」のシーケンスであっても、高圧注入や代替格納容器スプレイポンプ等を活用して何らかの形で注水することで炉心損傷の拡大を抑制する等の影響緩和に期待出来る可能性がある。

第1-6表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（ECCS再循環機能喪失）

事故シーケンス		主要なカットセット	CDF (炉/年)	寄与 割合	全CDF (炉/年)	主なSA対策	SA対策 有効性
小破断LOCA	高压再循環失敗	①再循環自動切替 許可操作A,B両トレン失敗CCF	9.5E-08	56%	1.7E-07	2次系強制冷却による 低压再循環	○※1
		②再循環切替診断失敗	5.9E-08	35%			○※2
		③再循環サンプスクリーンA,B 閉塞 CCF	1.0E-08	6%			○※3
中破断LOCA	高压再循環失敗	小破断LCOAと同様			5.3E-08	小破断LCOAと同様	
大破断LOCA	低压再循環失敗 + 高压再循環失敗	①再循環自動切替 許可操作A,B両トレン失敗CCF	9.5E-09	57%	1.7E-08	代替再循環	○※1
		②再循環切替診断失敗	5.9E-09	36%			○※2
		③再循環サンプスクリーンA,B 閉塞 CCF	1.0E-09	6%			○※3

※1：個々の機器に対する手動操作を行うことにより炉心損傷防止が可能

※2：代替再循環までの診断に成功すれば炉心損傷防止が可能

※3：RWSP補給による注入継続等により炉心損傷防止が可能

【主要なカットセットに対する検討】

- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは、再循環機能が喪失することで炉心損傷に至るシーケンスである。再循環機能が喪失する要因としてはポンプ故障、注入配管閉塞、再循環切替失敗、水源喪失などが考えられる。ここでは再循環切替失敗や診断失敗が支配的となっているが、その場合でも手動での再循環切替や2次系強制冷却による低压注入等を実施することにより炉心損傷を防止することが可能である。

第1-7表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（漏えい箇所の隔離機能喪失）

事故シーケンス		主要なカットセット	CDF (炉/年)	寄与 割合	全CDF (炉/年)	主なSA対策	SA対策 有効性
蒸気発生器伝熱管 破損	破損SG隔離失敗	①SGTR事象診断過誤による破損SGへの 給水停止失敗 + 主蒸気管破断	6.5E-08	23%	2.8E-07	クールダウン & リサーキュ レーション	○
		②タービン動補助給水ポンプ蒸気供給ライン元弁 575A閉止失敗	8.6E-08	31%			○
インターフェイス システムLOCA	-	-	3.0E-11	100%	3.0E-11	クールダウン & リサーキュ レーション	○

【主要なカットセットに対する検討】

- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは、格納容器バイパス事象としてSGTRやインターフェイスシステムLOCAが発生するものであるが、いずれの場合もECCS等を用いたクールダウンアンドリサーキュレーションを実施することで炉心損傷防止が可能である。

2. 内部レベル1.5PRA

(1) 選定条件

レベル1.5PRAでは炉心損傷時のプラント損傷状態（PDS）により、事故シーケンスをグルーピングし、各PDSから個別の格納容器破損モードへ至る頻度として格納容器破損頻度を算出している。

ここでは、各格納容器破損モードについて上位3位までのカットセットを抽出することとし、主要なカットセット及び重大事故防止対策の整備状況等について第4-1表に示す。

(2) 主要なカットセットの確認結果

格納容器破損防止対策の各格納容器破損モードについて、格納容器破損頻度がドミナントとなるプラント損傷状態（PDS）と主要なカットセットの展開を行い、これらのカットセットに対して今回整備した格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。

第2-1表 格納容器破損モード毎の主要なカットセット（レベル1.5PRA）

格納容器破損モード	PDS	主要なカットセット	CCF (/炉年)	破損モード毎 CCF (/炉年)	格納容器破損モードに対する割合	重大事故対策	SA対策有効性
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧)	SED	補機冷却系喪失 RCP封水LOCA発生	1.9E-04	2.0E-04	95.1%	代替格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ、自然対流冷却 (海水直接注入)	○
	TED	手動停止 SLCA1, B1 アプリケーションソフトCCF	2.1E-06		1.0%		○
	TED	手動停止 EFA, B アプリケーションソフトCCF	2.1E-06		1.0%		○
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温)	SED	補機冷却系喪失 RCP封水LOCA発生	2.0E-06	2.0E-06	98.5%	代替格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ、自然対流冷却 (海水直接注入)	○
	TED	手動停止 SLCA1, B1 アプリケーションソフトCCF	6.5E-09		0.3%		○
	TED	手動停止 EFA, B アプリケーションソフトCCF	6.5E-09		0.3%		○
高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱	SED	補機冷却系喪失 RCP封水LOCA発生	2.0E-06	2.1E-06	96.7%	加圧器逃がし弁解放による1次系強制減圧	○
	TEI	手動停止 補助給水ピット 閉塞	8.0E-09		0.4%		○
	TEI	手動停止 RT1 アプリケーションソフトCCF	6.5E-09		0.3%		○
原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用	AEW	中破断LOCA 低温再循環自動切替信号許可(A)、(B)操作器 操作失敗CCF	2.9E-10	1.3E-09	22.4%	(格納容器耐力にて健全性を維持可能)	○
	AEW	中破断LOCA 運転員 LOCA 診断失敗	1.8E-10		14.1%		○
	AEI	中破断LOCA 電動弁061A 閉塞	1.3E-10		10.2%		○
水素燃焼	TEI	手動停止 補助給水ピット 閉塞	1.5E-08	6.8E-08	21.7%	大きな格納容器自由体積、PAR	○
	TEI	手動停止 RT1 アプリケーションソフトCCF	1.2E-08		17.6%		○
	TEI	過渡事象 補助給水ピット 閉塞	6.2E-09		9.1%		○
溶融炉心・コンクリート相互作用	SED	補機冷却系喪失 RCP封水LOCA発生	2.2E-07	1.8E-06	11.9%	代替格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ	○
	TEI	手動停止 補助給水ピット 閉塞	1.9E-07		10.1%		○
	TED	手動停止 SLCA1, B1 アプリケーションソフトCCF	1.6E-07		8.9%		○
	TED	手動停止 EFA, B アプリケーションソフトCCF	1.6E-07		8.9%		○

【主要なカットセットに対する検討】

- 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧)」、「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温)」は、主要なカットセットが補機冷却水喪失時のRCPシールLOCA、2次系の除熱機能喪失における補助給水失敗CCFである。補機冷却水喪失ではECCS、制御用空気設備など安全系の各種機器が不作動となり、2次系の除熱機能喪失では補助給水による冷却機能が喪失し、1次系からの除熱ができずに炉心温度・圧力が上昇して結果的に炉心損傷に至る。これらに対してSA対策として整備している代替格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ、自然対流冷却 (海水直接注入) は、主要なカットセットの機器・設備とは独立して使用可能であり、格納容器破損防止対策として有効である。
- 「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」については同様に補機冷却水喪失時のRCPシールLOCA、2次系の除熱機能喪失 (補助給水の失敗) が支配的であるが、加圧器逃がし弁解放による1次系強制減圧は機器・設備とは独立して使用可能であり、格納容器破損防止対策として有効である。

- 「原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用」について、主要なカットセットは中破断LOCA時における運転員による再循環切替失敗、診断失敗あるいは注入ラインの閉塞であるが、水蒸気の発生に必要となる炉内水として格納容器スプレイが前提となり、この場合には格納容器の耐力にて水蒸気による圧力スパイクの際にも格納容器健全性を確保できる。
- 「水素燃焼」に対して主要なカットセットとなる手動停止における補助給水失敗（補助給水ピット閉塞）、手動停止におけるアプリケーションソフトの共通要因故障は、重大事故対策として整備しているPARの機能を妨げるものではなく、格納容器破損防止対策として有効である。
- 「溶融炉心・コンクリート相互作用」に対して主要なカットセットとなる補機冷却水喪失時のRCPシールLOCA、手動停止における補助給水失敗（補助給水ピット閉塞）は、重大事故対策として整備している代替格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイは、主要なカットセットの機器・設備とは独立して使用可能であり、格納容器破損防止対策として有効である。

3. 停止時レベル1PRA

(1) 選定条件

事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するものがあるため、ここでは、各事故シーケンスについて以下の判断基準を基に主要なカットセットを抽出した。

- ・事故シーケンスの中で上位3位までのカットセット

なお、停止時PRAにおいて、カットセットが存在する事故シーケンスは“外部電源喪失+余熱除去系による冷却失敗”及び“外部電源喪失+非常用所内電源喪失”であり、それぞれのカットセットについての評価値を示す。

各事故シーケンスにおける主要なカットセット及び炉心損傷防止対策の整備状況等について第3-1表～第3-4表に示す。

(2) 主要なカットセットの確認結果

第3-1表～第3-4表に示した通り全ての事故シーケンスに対しては、主要なカットセットレベルまで展開した場合においても、整備された炉心損傷防止対策が可能となることを確認した。

第3-1表: 事故シーケンス毎の主要なカットセット(反応度の誤投入)

事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合	全CDF (/炉年)	主なSA対策	SA対策有効性
反応度の誤投入	—	3. 1E-08	100%	3. 1E-08	純水注入停止操作	○

【主要なカットセットに対する検討】

- 本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは、反応度の誤投入によって炉心損傷に至る事故シーケンスである。純水注入停止操作などの反応度制御により炉心損傷防止対策が可能である。

第3-2表: 事故シーケンス毎の主要なカットセット(崩壊熱除去機能喪失)

事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合	全CDF (/炉年)	主なSA対策	SA対策有効性
余熱除去システムの故障	—	3. 6E-05	100%	3. 6E-05	代替格納容器スプレイポンプによる炉心注入	○
外部電源喪失+余熱除去系による冷却失敗	診断失敗	1. 1E-05	96. 5%	1. 1E-05		○
	余熱除去ポンプA, B起動操作失敗CCF	2. 2E-07	2%			○
	制御用空気圧縮機A起動失敗	3. 3E-08	0. 3%			○
補機冷却水の喪失	—	1. 4E-05	100%	1. 4E-05		○

【主要なカットセットに対する検討】

- 本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは、直接の余熱除去機能喪失、外部電源喪失発生後の余熱除去システム回復失敗、又は補機冷却水喪失によって炉心損傷に至る事故シーケンスである。いずれの事故シーケンス及びカットセットに対しでも、代替格納容器スプレイポンプによる注入により、炉心損傷防止が可能である。

第3-3表・事故シーケンス毎の主要なカットセット(原子炉冷却材の流出)

事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合	全CDF (/炉年)	主なSA対策	SA対策有効性
1次冷却材圧力バウンダリ機能喪失	—	5.1E-04	100%	5.1E-04	充てんポンプによる炉心注入	○
水位維持失敗	—	8.2E-06	100%	8.2E-06		○
オーバードレン	—	8.2E-06	100%	8.2E-06		○

【主要なカットセットに対する検討】

- 本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは、原子炉冷却材圧力バウンダリの機能喪失によって炉心損傷に至る事故シーケンスである。充てんポンプなどによってRCSインベントリ確保を行うことにより炉心損傷防止対策が可能である。

第3-4表:事故シーケンス毎の主要なカットセット(全交流動力電源喪失)

事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合	全CDF (/炉年)	主なSA対策	SA対策有効性
外部電源喪失+非常用所内電源喪失	防火兼手動ダンパ401A戻し忘れ	3.4E-06	24%	1.4E-05	代替非常用発電機等の代替交流電源	○
	防火兼手動ダンパ404A戻し忘れ	3.4E-06	24%			○
	防火兼手動ダンパ405A戻し忘れ	3.4E-06	24%			○

【主要なカットセットに対する検討】

- 本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは、外部電源喪失後の非常用所内電源の喪失によって炉心損傷に至る事故シーケンスである。事故シーケンスの主要なカットセットに対して代替非常用発電機の起動後、代替格納容器スプレイポンプ等による注入により、炉心損傷防止が可能である。

地震レベル1.5PRAに対する考え方について

1. 概要

地震特有の影響により、内部事象レベル1.5PRAにおいて設定した格納容器破損モードに追加が必要な破損モードの有無の確認を行った。

また、現時点における地震レベル1.5PRAの定量評価を実施するための課題を整理した。

2. 地震特有の格納容器破損モードに対する検討

炉心損傷発生後の物理現象による事故進展については内部事象と地震事象で同じであり、ここでは地震による影響が直接的に格納容器本体の損傷につながる事象、格納容器の隔離機能を果たす設備への影響及び事故の進展への影響について、地震による損傷箇所を格納容器とその内外に分けて以下のように検討した。ここで、格納容器としては、格納容器本体の他に、格納容器本体の破損も同時に生じると考えている原子炉建屋並びに格納容器機能を担う格納容器貫通部、格納容器隔離弁等および蒸気発生器伝熱管を対象とした。

(1) 損傷箇所が格納容器外側の場合

格納容器外側での地震による機器損傷が格納容器内事象に与える影響は、フロントライン系であればECCS機能や格納容器スプレイ機能の喪失、サポート系であれば電源機能や原子炉補機冷却機能の喪失等に包絡される。

これらの機能喪失は内部事象PRAにおいても考慮されており、それらの機能喪失あるいはその組み合わせが事故進展に与える影響についても内部事象PRAで考慮されている。

したがって、格納容器外側での地震による機器損傷については、内部事象PRAと同様の格納容器破損モードが適用可能である。

(2) 格納容器本体が損傷する場合

地震による力で格納容器貫通部、格納容器隔離弁等、原子炉建屋あるいは格納容器本体が破損することが考えられ、この場合は地震発生と同時に格納容器破損に至る。また、地震により蒸気発生器伝熱管が破損することも考えられる。

格納容器貫通部、格納容器隔離弁等の破損であれば、内部事象PRAでも機械的な故障や人的過誤による格納容器隔離失敗を想定しており「格納容器隔離失敗の β モード」に包絡される。原子炉建屋及び格納容器本体の破損は地震時特有の格納容器破損であり、(社)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」において「原子炉建屋破損の χ モード」として分類されているが、炉心損傷時に格納容器の放射性物質閉じ込め機能の喪失に至っている状態であり β モードに類似の状態である。蒸気発生器伝熱管の破損については、格納容器バイパス(gモード)に包絡される。

以上のことから、地震時に特有な原子炉建屋の破損及び格納容器本体の破

損は、新たな格納容器破損モード「原子炉建屋破損の χ モード」に分類した。

(3) 格納容器内部

1次冷却系での破断は大・中・小LOCAのいずれかに包絡できる。これらのLOCAについては内部事象PRAにおいても考慮されており、これらのLOCAが事故進展に与える影響についても内部事象PRAで考慮されている。

したがって、格納容器内部での機器損傷について、内部事象PRAと同様の格納容器破損モードが適用可能である。

上記のとおり、地震特有の格納容器破損モードとして χ モードの発生が考えられるものの、重大事故の事象進展により格納容器へ物理的な負荷が発生することで放射性物質閉じ込め機能が喪失に至るものではないことから、規則に記載される有効性評価の判断基準に照らすと、重大事故対策というよりも必要に応じた当該機器の耐震補強等により発生そのものを防止する対策が有効であると考えられる。

また、格納容器貫通部、格納容器隔離弁等の破損による β モードについても、同様の考えから重大事故対策というよりも必要に応じた当該機器の耐震補強等により発生そのものを防止する対策が有効であると考えられる。蒸気発生器伝熱管破損による g モードは格納容器バイパスに該当し、重大事故対策のうち炉心損傷防止対策の有効性を確認する破損モードであるが、地震時には伝熱管の複数本破断を想定しており、必ずしも炉心損傷防止を確保できない事故シーケンスであり、解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループと炉心損傷頻度又は影響度の観点から同程度であるか等を総合的に判断し新たな事故シーケンスとして追加の必要がないとした。

また、 χ モード及び β モードを発生させる機器である格納容器本体、原子炉建屋、格納容器貫通部、格納容器隔離弁の損傷頻度については、地震レベル1PRA結果から、原子炉建屋損傷は 5.7×10^{-8} 、格納容器損傷は 1.7×10^{-9} 程度であり、内部事象レベル1.5PRA結果である格納容器破損頻度 2.1×10^{-4} に対して十分小さいと考えている。一方、格納容器貫通部、格納容器隔離弁については現時点で評価した結果はないものの、評価結果が有意な値となる場合は必要に応じて耐震補強等の対策を検討することになる。

また、それらの機器が損傷する場合は、基準地震動 S_s を超過する大規模な地震が発生し複数の設備が同時に損傷している可能性が高く、シナリオを特定できない大規模損壊が発生している状況が想定され、その際は発電所内において使用可能な設備・機器の活用を適宜判断しながら対応を実施することとなる。

以上のことから、 χ モード、 β モード及び g モードについては、重大事故対策のうち、格納容器破損防止対策の有効性を確認するために想定する格納容器破損モードとして取り扱わないものとして判断している。

3. 現時点における地震レベル1.5PRAの課題

地震レベル1.5PRAについて基本的には地震レベル1PRAや内部事象レベル1.5PRAの知見を用いて評価が可能であるが、地震レベル1PRAで緩和系に期待せ

ず直接炉心損傷に至ると判断した事象については、その後の事故進展解析で過度に保守的な評価となることを避けるため、損傷による影響の程度を精微化する必要がある。

具体的に地震レベル1PRAでは建屋損傷及び電気盤損傷時は建屋内又は盤内の全ての機能が喪失するものとして取り扱っているが、建屋等の損傷程度に応じた機能喪失の範囲の限定、建屋損傷が建屋内機器に与える影響等、損傷箇所、損傷部位、損傷モードの分析及び精微化の検討を行い、事故シナリオを同定する必要がある。また、格納容器隔離弁等については、該当する機器の抽出、機器損傷が格納容器閉じ込め機能に与える影響の程度等の分析及び精微化の検討が必要である。

上記については、現在、課題解決のための検討及び実機適用性の検討を実施しているところであり、今後の安全性向上評価におけるPRA評価において結果を示すことができるよう取り組んでいるところである。

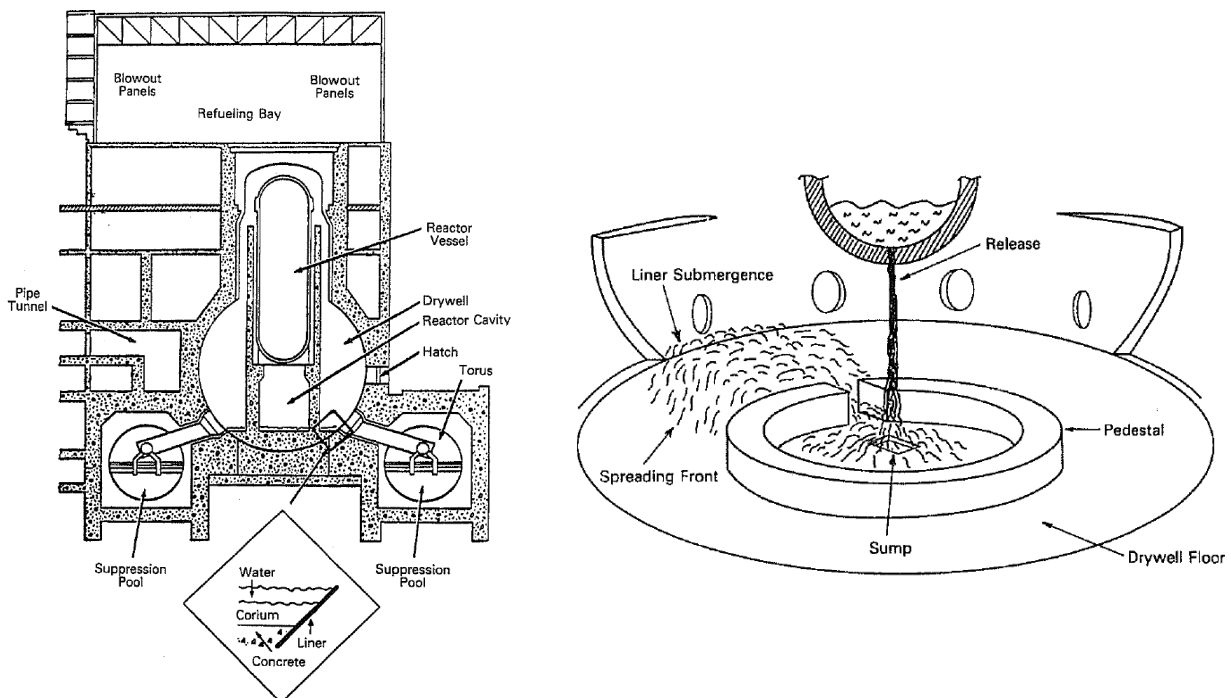
格納容器直接接触（シェルアタック）について

「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」の第37条2-1では必ず想定する格納容器破損モードの1つとして格納容器直接接触（シェルアタック）を指定しており、現象の概要は以下のとおりである。

【現象の概要（審査ガイドの記載）】

原子炉圧力容器内の溶融炉心が原子炉格納容器内の床へ流れ出す時に、溶融炉心が床面で拡がり原子炉格納容器の壁に接触することによって、原子炉格納容器が破損する可能性がある。

上記のような現象は、原子炉圧力容器が破損し溶融炉心が落下する床面から原子炉格納容器の壁面へ溶融炉心が流れて拡がっていく構造の場合に発生の可能性があり、NUREG/CR-6025では炉心下部（ペDESTアルと呼ばれる開口部を有する台座で囲われたエリア）とドライウェル床面が同一レベル又は段差が小さいBWRのMark-I型格納容器を対象に検討が行われている。



出典：NUREG/CR-6025, The Probability of Mark-I Containment Failure by Melt-Attack of the Liner, 1993

図1 BWR マーク I 型プラントにおける格納容器直接接触

一方、PWRでは格納容器が大きく、溶融炉心が落下する原子炉下部キャビティから格納容器壁面へ溶融炉心が流れ出る構造にはなっておらず、溶融炉心が床面で拡がり原子炉格納容器の壁に接触するような事象（シェルアタック）は発生しない。

このため、今回の格納容器破損防止対策の有効性評価に係る格納容器破損モード選定の検討に際して、格納容器直接接触（シェルアタック）を評価対象外と判断した。

温度誘因蒸気発生器伝熱管破損 (TI-SGTR) の扱いについて

蒸気発生器伝熱管破損 (g モード) はレベル 1.5PRA 評価上の格納容器破損モードとして抽出される格納容器バイパスに該当することから炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」にて有効性評価の対象としている。

温度誘因蒸気発生器伝熱管破損 (TI-SGTR) はこの格納容器破損モードの蒸気発生器伝熱管破損 (g モード) の 1 つの破損形態として想定されている。

TI-SGTR は炉心損傷後に 1 次系が高圧かつ 2 次系への給水がない限定的な条件下で発生する可能性が生じるものであり、Westinghouse 社製 4 ループ加圧水型プラントを検討対象とした NUREG/CR-6995 においても以下の内容が記載されている。

【NUREG/CR-6995 の概要】

- 1 次系が高圧で 2 次系への給水がなく蒸気発生器 2 次側がドライで低圧の条件下、いわゆる high-dry-low 条件下でのクリープ破損による蒸気発生器伝熱管破損及び格納容器バイパスは、高圧条件の排除、ドライ条件の排除及び 1 次系圧力の低減、2 次系の低圧条件の排除によって防止される。
- High-dry-low 条件においても高温側配管が先に破損することが予測されている。
- 2 次系減圧を伴わないシーケンスでは、2 次系圧力が維持されて、蒸気発生器伝熱管負荷が減少すれば、1 次冷却材管高温側配管、加圧器サージ管、原子炉容器より先に蒸気発生器伝熱管が破損することはなく、格納容器バイパスに至らない。
- 1 次冷却材ポンプのシール部からの漏えいにより 1 次系圧力が低下し、蒸気発生器伝熱管負荷が減少するため、1 次冷却材管高温側配管、加圧器サージ管、原子炉容器より先に蒸気発生器伝熱管が破損することが防げる。
- タービン動補助給水作動の場合、蒸気発生器伝熱管外面がウェット状態に維持され 1 次系除熱が加熱を防ぐため、格納容器バイパスに至らない。

TI-SGTR は生じるような炉心損傷後に 1 次系が高圧かつ 2 次系への給水がない状況においては、1 次冷却材管高温側配管等のクリープ破損が先に生じて 1 次系が減圧され TI-SGTR が発生する可能性は低い。

今回、レベル 1.5PRA の定量化結果では、TI-SGTR による格納容器破損頻度 (CFF) は、 6.3×10^{-8} / 炉年であり、全 CFF への寄与も 0.1% 未満である。

以上から、発生する可能性が極めて低い当該破損モードを格納容器破損防止対策の有効性評価において想定する格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

なお、炉心損傷時に 1 次系が高圧の状態においては「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」への対応として加圧器逃がし弁の手動開放による 1 次系強制減圧が実施され、さらに、TI-SGTR が生じるような状況では 2 次系への給水に失敗していることが想定され、給水設備の復旧等による 2 次系への給水を実施することで TI-SGTR が発生する可能性はさらに低減する。

万一、TI-SGTR が発生した場合においても 1 次系強制減圧が実施されることで放射性物質の漏えいの抑制に期待できる他、大規模損壊時の対策を含めた使用可能な対策により影響緩和を行う。

レベル1.5PRAにおける格納容器隔離失敗（βモード）の想定について

格納容器隔離失敗（βモード）は、炉心損傷発生時点で格納容器隔離に失敗する破損モードであり、格納容器へのアクセス部や換気空調系などの機械的な故障や人的過誤による復旧忘れ等を想定している。このβモードは炉心損傷の直接的要因にはならないことから、炉心損傷防止の事故シーケンスグループに含まれないものと考えられ、あくまで格納容器破損防止の有効性評価で想定する格納容器破損モードに含まれるかどうかを考察の対象となる。

実機では、定期検査時あるいは原子炉起動前における格納容器隔離機能の確認や、要領書に基づく確実な操作により人的過誤を防止しており、また、通常運転時においてもエアロック開放時の警報発信等により速やかに異常を検知できる。また、事故時に格納容器隔離信号発信時には隔離弁の閉止状態を確認する手順としており、炉心損傷時に格納容器隔離失敗が発生している可能性は低いものと考えられる。

また、規則解釈2-1項に記載されている有効性評価の判断基準からも、格納容器破損モードとしては、重大事故の進展により格納容器への物理的負荷が発生することによる格納容器の隔離機能喪失を対象にしているものと考えられる。

したがって、上記観点より当該破損モードを新たな格納容器破損モードとして追加し、格納容器破損防止策の有効性を評価すべき性質のものではなく、むしろ、プラント運用面における確実な管理により発生確率を低減させるべきものと判断している。

○実プラントにおいて想定される格納容器隔離失敗（漏えい経路）

<機械的な破損による隔離機能喪失>

- ・格納容器貫通部スリーブからの漏えい

格納容器内から格納容器外（アニュラス部）への配管貫通部にはスリーブが設置されており、破損により格納容器内雰囲気漏えいする可能性がある。

- ・アクセス部等からの漏えい

機器搬入口、通常用エアロック、非常用エアロックなどのアクセス部はシール部及び溶接部が破損すると格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。

- ・格納容器空調系統からの漏えい

格納容器吸気系、格納容器排気系、格納容器減圧パーズ系は隔離弁からの漏えいがあるとアニュラス部、補助建屋等に格納容器内雰囲気が漏えいする。

- ・格納容器外バウンダリからの漏えい

格納容器再循環配管及び格納容器スプレイ配管などのバウンダリが破損すると格納容器内雰囲気漏えいする可能性がある。

<人的過誤による弁・フランジの復帰忘れ>

- ・漏えい試験配管からの漏えい

定期点検後格納容器漏えい試験の際に、共通要因故障として漏えい試験配管のフランジ閉め忘れの可能性が考えられる。

- ・燃料移送管からの漏えい

燃料交換時、燃料移送管のフランジカバー、仕切弁が解放される。その際、これらの閉め忘れの可能性が考えられる。

一方で、格納容器隔離に関し通常運転中および事故時において以下の運用とされていることから、格納容器隔離失敗の発生確率低減が見込まれる。

■格納容器隔離失敗の発生確率低減が見込まれる運用

<起動時>

- ・格納容器耐圧漏えい検査、格納容器隔離弁機能検査
- ・起動前の系統構成確認（貫通部隔離弁等の状態確認）

<通常運転中>

- ・格納容器圧力の確認（保安規定に基づき12時間に1回）
- ・エアロック開放時の警報発信

<事故時>

- ・格納容器隔離信号発信時の各弁の閉止確認
- ・格納容器隔離弁が閉止されていない場合の手動閉止、代替隔離の実施

レベル1.5PRA評価では、NUREG/CR-4220に記載された米国における通常運転時の長時間の格納容器隔離機能喪失実績に基づき格納容器破損頻度の定量化を実施しているが、CFFは 1.1×10^{-6} /炉年と全CFFへの寄与は約0.5%であり、前述した格納容器隔離に係る国内プラントの運用下において格納容器隔離失敗の可能性は低い。

(参考) NUREG/CR-4220

Large leakage eventsの発生確率として5.0E-3を算出している。

これは米国NRCのLER (Licensee Event Report) データベースから大規模漏洩に至る事象(4件)を抽出し、その時の運転炉年(740炉年)で割り算して求めた値である。

LERではエアロック関連事象が302件、うちエアロックドア開が75件報告されているが、これらのうち4時間継続した4件を対象に算出されたものである。

なお、万一、事故発生時に格納容器隔離失敗を想定した場合においても、炉心損傷防止対策を確実に実施することにより格納容器外への放射性物質の大規模な放出は防止可能である。

レベル1.5PRAにおける原子炉容器内水蒸気爆発（ α モード）の想定について

原子炉容器内水蒸気爆発（ α モード）については、学会標準及び NUREG に以下の記載があり、米国での研究において発生頻度は非常に低いと評価されている。米国 WH 社プラントと構造の類似している国内 PWR でも、同様に α モード破損は無視しうると考えられることから、当該破損モードを新たな格納容器破損モードとして追加する必要はないものと判断している。

【学会標準 7.4.1 項抜粋】

a) 原子炉（圧力）容器内の水蒸気爆発

原子炉（圧力）容器内水蒸気爆発については、水蒸気爆発による衝撃波そのもので原子炉（圧力）容器下部壁が破損する場合と原子炉（圧力）容器下部プレナム内で発生した水蒸気爆発によって水スラグが原子炉（圧力）容器上部構造物を衝撃破損する場合が想定され、どちらにおいても原子炉（圧力）容器構造部破損物がミサイルとなって格納容器バウンダリが破損する可能性がある。

WASH-1400 の評価においては、特に後者が α モード破損として、早期格納容器破損モードとして指摘され、これによって水蒸気爆発の研究が促進された。

現在、これらの研究に基づき、 α モード破損はリスクの観点からは解決されていると、ほとんどの専門家が認識している。

【NUREG】

SERG-1 (NUREG-1116) 及び SERG-2 (NUREG-1524) において、米国での専門家による評価では、 α モード破損はリスクの観点から無視しうるという結論が得られている。その根拠として挙げられたものは、次のとおりである。^{注)}

- ①水蒸気爆発に関与する溶融燃料の質量が限られる。（溶融炉心の下部プレナムへの大量同時落下が起きにくい）
- ②高圧のときには、粗混合から水蒸気爆発へのトリガーが起きにくい。
- ③原子炉容器下部ヘッド内で粗混合領域全体が一斉に伝播爆発することが物理的に起きにくい。
- ④機械エネルギーへの変換を阻害するいくつかの要因（原子炉容器内構造物によるエネルギー吸収等）がある。

注) 日本原子力学会、シビアアクシデント熱流動現象評価、平成 13 年 3 月

運転停止中の反応度の誤投入について

プラントの運転停止中は、1次冷却材中のほう素濃度及び制御棒の挿入により未臨界状態が維持される。運転停止時の反応度の誤投入事象の要因としては、これらの未臨界維持機能を低下させる制御棒の誤操作及びほう素の異常な希釈が考えられるが、いずれも発生の可能性が極めて低いと考えられるため、PRAによる定量評価の対象外とすることが可能と考えられる。

ただし、「実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」において、必ず想定する運転停止中事故シーケンスグループとして、「反応度の誤投入」が挙げられていることから、本PRAでは以下に示す起因事象について評価を実施した。

- (1) 制御棒にかかわる作業時の誤操作
- (2) 原子炉起動時のほう素希釈時の外電喪失
- (3) 原子炉起動時の制御されないほう素希釈

このうち、(1) および (2) はスクリーニングされ、結果的に (3) の事象を対象とした。以下にその理由を示す。

1. 制御棒にかかわる作業時の誤操作

定期検査中は、原則全ての制御棒が挿入され未臨界が維持されているが、制御棒の誤操作により反応度の誤投入が発生する可能性が考えられる。

定期検査中には、制御棒駆動機構の点検など、反応度の変動を伴う作業が実施されるため、場合によっては誤操作が発生する可能性があるものの、これらの作業は、事前に手順を十分に検討し実施されるものであり、更に核計装系による監視、制御棒引き抜き阻止のインターロック及び関連する警報が作業とは独立に設けられているため、複数の人的過誤又は機器故障が重畳しない限り反応度の誤投入に至る可能性は極めて低い。また、運転モード4以降ではMGセットの電源を断とする運用を行うことから、制御棒の誤操作（誤引き抜き）については考慮する必要がない。仮に、こうした原因によって反応度の誤投入が起り臨界に至ったとしても、再び未臨界状態とできる*。

したがって、その発生の可能性は極めて低く、かつ影響は局所的に限定されたものと考えられるため、本事象は停止時PRAの評価対象外とすることができる。

なお、プラント起動時にほう素濃度希釈操作を行った後に制御棒誤操作により反応度の誤投入に至る発生頻度は以下の計算より、 $7.6E-10$ となる。

① 制御棒誤操作が問題となる年間割合（年あたりの頻度）

制御棒誤操作が問題となりうる期間は、保守的に希釈操作開始から臨界到達までの期間とし、24時間と仮定した。その結果、制御棒誤操作が発生する年間の割合は

$$24(\text{時間}) \div 8760(\text{時間}/\text{年}) = 2.7E-03(\text{/年})$$

となる。

② ①の期間中に制御棒の誤操作が発生する確率

ヒューマンエラーによる制御棒の誤操作が起こる確率を THERP 手法により評価した結果、保守的な条件においても誤操作が発生する確率は、 $1.4E-03$ となった。

③ 制御棒誤操作による臨界後に制御棒落下に失敗する確率

制御棒誤操作により臨界となった後、中性子束高による制御棒落下に失敗する確率をシステム信頼性解析による概略評価を行った結果、 $2E-04$ となった。

以上より、制御棒誤操作による反応度の誤投入の発生頻度は①×②×③= $7.6E-10$ と求められる。

※定期検査中には、原子炉冷却系は燃料取替えほう素濃度に維持されているため、仮に制御棒全挿入の状態から全ての制御棒が引き抜かれたとしても臨界に至ることはない。また、起動時の臨界操作中は、制御バンク D を除く制御棒を全引き抜きとした後にほう素濃度希釈操作を行い、最後に制御バンク D の調整により臨界とする手順であるため、仮に誤って制御バンク D を全引き抜きとして臨界に至ったとしても、投入される反応度は小さく反応度事故が起こることは考え難い。また、制御棒がトリップすることで再び未臨界状態となる。

2. ほう素の異常な希釈 (ほう素希釈時の外部電源喪失)

起動時において、原子炉冷却系のほう素濃度の希釈の際に、外部電源喪失が発生すると、RCP、充てんポンプ、1次系補給水ポンプの電源が失われ、ほう素の希釈は停止する。また、外部電源喪失後に希釈信号はリセットされ、1次系補給水ポンプが停止し、希釈ラインが自動的に閉止されるため、非常用ディーゼル発電機が起動し電源が復旧しても希釈は再開されない。仮に希釈信号のリセットに失敗して希釈が継続した場合は、RCP が停止し十分なミキシングが行われない状況でブラックアウトシーケンス信号により起動した充てんポンプにより、1次系配管内に純水塊 (ほう素濃度の低い水塊) が形成される。

本事象は、希釈信号のリセットに失敗した場合において、外部電源復旧後、運転員が RCP を再起動した際に、この純水塊が炉心に送り込まれ、反応度が投入される事象を想定するものである。

上述のとおり、純水塊が1次系配管内に形成されるのは希釈信号のリセットに失敗した稀な場合であり、仮にこのような条件下で純水塊が RCS に送り込まれた場合、RCP が停止している状態でも、1次冷却系内ではある程度のミキシングに期待できる可能性があり、現実的には事象進展は厳しくならないと考えられる。

これらのことから、希釈時の外部電源喪失による反応度の誤投入については、希釈中の外部電源喪失事象の発生に加え、希釈信号のリセット失敗、更に外部電源復旧後の RCP の起動が重なったきわめて稀な条件でのみ発生する可能性があり、発生確率は十分小さくなる (10^{-10} /炉年未満) と考えられることから、本事象は停止時 PRA の評価対象外とすることができる。

(補足)

希釈中に外部電源喪失が発生し、反応度事故が発生する確率を概略評価した結果を以下に示す。なお、評価に当たっては、上述した不確実な部分には期待せず、

- ① : 希釈中の外部電源喪失事象の発生 : $5.5E-07/h \times 15h$
- ② : 希釈信号の自動リセットの失敗 : $4E-04$
- ③ : 希釈信号の手動リセットの失敗 : $1E-03$

の3点のみを考慮した。

ここで、「外部電源喪失の発生確率」の値は、後述する外部電源喪失の起因事象発生確率 $5.5E-07/h$ を用いた。「希釈時間」は、定検実績を参考に15時間と仮定した。(この時間は、プラントや定検によって多少の相違はあると推察されるが、起因事象発生頻度のオーダーを把握する目的のため、代表値として15時間を採用した。)「希釈信号の自動リセット失敗」は、出力時レベル1内の事象PRAで算出したS信号の信頼性解析結果から推定した失敗確率 $4E-04$ を用いた。

この結果、①×②×③より算出される起因事象発生頻度は $1E-10$ 未満であり、本事象の起因事象発生頻度は十分に小さいことを確認した。

3. ほう素の異常な希釈 (制御されないほう素希釈)

原子炉停止時に、化学体積制御系の弁の誤作動等により原子炉へ純水が流入し、反応度が添加される事象を想定する。

ここで、当該事象が発生する要因を分析すると代表的な事例として以下が挙げられる。

- (1) 希釈操作が不要な時に、希釈操作を実施し反応度が添加される。
- (2) 希釈ライン上の機器の故障 (弁のリーク・誤開等) により反応度が添加される。
- (3) 希釈実施中、操作に失敗し反応度が添加される。

このうち、(1)については原子炉停止後、1次冷却材温度が $93^{\circ}C$ 以下になってから原子炉起動直前 (つまり、運転モード5及び6) まで、希釈が生じない措置として、VDU画面中の切換えボタンに操作禁止状態を示す電子タグを付与する厳重な運用としていることから、この期間における誤操作による反応度投入事象を考慮する必要はない。

また、泊発電所3号機では、希釈操作について以下の対策を講じている。

- a. ほう素の希釈は、ある一定量の純水を1次冷却系に注入することによって行われ、純水が設定量だけ注入され終わると、純水注入ラインの弁を自動的に閉止するので、設定値を超えるほう素の希釈は起こらない。
- b. 希釈を行う場合、運転員に対して、自動補給モードから希釈モードへの切換えと起動スイッチの操作という2段の手順が必要であるようにし、どちらかの手順を怠ると希釈できないようにして、運転員の不注意な希釈の可能性を小さくするように設計している。
- c. 化学体積制御設備は、「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報又は「制御

棒挿入限界」警報によって、運転員が異常を検知し、十分修正動作がとれるよう、その最大ほう素希釈率を限定している。

希釈が不要な状態において、希釈が必要であると判断することは現実的には考えられないことを合わせて考慮すると、(1)の要因については、発生する確率は十分に小さいと判断し評価対象外とする。

次に、(2)の要因については、希釈ライン上の弁が L.C (施錠閉) や F.C (フェイルクローズ) であるため、誤動作という観点ではその発生確率は十分に小さいと考えられる。また、希釈ライン上の弁の内部リークという故障モードが発生すると、純水の RCS への流入が考えられるが、希釈ライン上には空気作動弁が 2 弁存在するため、この両方で内部リークが発生して初めて純水が RCS へ流入する可能性が生じる。空気作動弁で内部リークが発生する確率は $2.0E-08/h$ であり、2 弁で同時に内部リークが発生する確率は $2.0E-08/h$ の 2 乗で計算され $1E-10$ を下回る非常に小さい値となる。

最後に、(3)の要因については、通常希釈操作のうち①、②、③のいずれかの操作に失敗し、かつ④および⑤の監視にも失敗した場合に反応度が添加されるとしてヒューマンエラーを評価する。

- ① ほう酸濃度の読取 (現在のほう素濃度の読取)
- ② 希釈量の算出 (現在のほう素濃度と必要なほう素濃度に基づく純水補給量の算出)
- ③ 希釈量の設定 (1 次系純水補給ライン流量積算制御器への入力)
- ④ 状態監視 (通常運転時は制御棒位置および冷却材平均温度、SG 熱出力、軸方向出力偏差等の監視、未臨界時は中性子源領域中性子束および冷却材平均温度の監視)
- ⑤ 希釈停止 (希釈信号のリセット操作)

THERP 手法に基づきヒューマンエラーを評価すると、希釈操作時に誤って反応度が投入される事象の発生頻度は、 $3E-08/$ 炉年となる。仮にこの頻度で反応度が投入されたとしても、中性子源領域炉停止時中性子束高警報の発令から緩和操作が可能であるため、炉心が損傷するリスクは更に小さくなる。

以上より、本事象の発生要因は、(3)のシナリオで代表できると考えられる。なお、(3)のシナリオにおいても発生頻度が十分低いと判断できるため、停止時 PRA の起因事象から除外することも可能であると考えられる。

(参考)

燃料取出・装荷時における原子炉キャビティと使用済燃料ピットの
冷却能力について

PWR プラントにおいては、定期検査中は全ての燃料が原子炉から使用済燃料ピット (SFP) に取出されることから、燃料取出完了から燃料装荷開始までの期間は原子炉には燃料がない状態である。また、燃料取出時と燃料装荷時では機器の待機状態や原子炉キャビティと SFP の水のインベトリは同じであるため、崩壊熱量の大きい燃料取出時の方が冷却性について厳しい。

しかし、下表のとおり燃料取出時と燃料取出後の冷却能力と水量を比較すると、燃料取出時は原子炉キャビティと SFP は燃料移送管で連通しているため、燃料取出後の方が SFP 側のみの水量となり少なく、かつ SFPの方が冷却能力としては小さいことから、燃料取出後の冷却性の評価で燃料取出時の冷却性の評価を包絡することができる。

なお、燃料取出時と燃料取出後では燃料の崩壊熱量が異なるが、SFP の冷却性評価については、原子炉停止の 7.5 日後の燃料の崩壊熱量を用いて評価を実施しており、実際の燃料取出は原子炉停止後の約 8 日後に開始することから、燃料取出時の燃料の崩壊熱量を使用しても、SFP の冷却性は十分に確保されている。

表

	冷却能力		水量	
	原子炉キャビティ (RHR 冷却器)	SFP (SFP 冷却器)	原子炉キャビティ	SFP
燃料取出時	2 基 (約 8.6×10^3 kW/基)	2 基 (約 5.4×10^3 kW/基)	キャビティ満水	SFP+CLP+ FIP+CAN
燃料取出後	—	2 基 (約 5.4×10^3 kW/基)	—	SFP+CLP+ FIP+CAN