

表1 米国・欧州での重大事故等対策に関する設備例の比較(8/8)

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号炉	米国	フランス	ドイツ	英国	
7	格納容器バイパスシステムLOCA、蒸気発生器伝熱管破損	格納容器バイパス防止	<ul style="list-style-type: none"> クールドダウンアンダトリサーキュレーション* インターフェイシシステムLOCAの検知、隔離（既設の計装・設備から兆候を検知） 	<ul style="list-style-type: none"> 1次系フィードバック抑制冷却 インターフェイシシステムLOCAの早期検知、隔離（既設の計装・設備から兆候を検知） 	—	<ul style="list-style-type: none"> フィードアンドブリード 	<ul style="list-style-type: none"> 主蒸気過がし弁（空気作動）閉による1次冷却系の除熱 	<p>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、インターフェイシシステムLOCAの早期検知手段（既設の計装・設備から兆候を検知）を整備している。</p> <p>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シシステムLOCAの兆候を検知・隔離する手段及びECS等により1次系への注水を確保しつつ、主蒸気過がし弁を用いた蒸気発生器による冷却及び加圧器過がし弁等による減圧を実施することで漏えいを抑制し、余熱除去系により炉心を冷却する手段（クールドダウンアンダトリサーキュレーション）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号炉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、当該事故シナリオを想定した対策に関連する情報は無いことを確認した。以下に概要を示す。</p> <p>○米国 暫くの間において、いくつかのFSAR (Beaver Valley, Callaway, Catawa 等) を調査したが、SGTR 評価における想定破損は、完全両端破損1本である。 ○欧州 現状以上の対策は実施していない。</p>					

事故（蒸気発生器伝熱管破損，インターフェイスシステムLOCA）時の原子炉トリップ失敗の取扱いについて

内部事象レベル1PRAでは，イベントツリー作成に際して炉心損傷回避の成功基準として原子炉トリップに期待している起因事象について，ヘディング「原子炉トリップ」を設定し，トリップしゃ断器の故障等により原子炉トリップに失敗した場合をそれぞれ1つの事故シーケンスとして抽出している。

原子炉トリップ失敗を伴う事故シーケンスについてはイベントツリー上で「ATWSのイベントツリーで整理」と記載しているが，ATWSの炉心損傷頻度の評価対象となる起因事象について具体的には以下2つの観点で整理している。

① 「運転時の異常な過渡変化」への該当

「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（以下「規則」という。）」第44条の記載からもATWSの対象とする起因事象は「運転時の異常な過渡変化」とされており，これにより整理した。

【規則抜粋】

（緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備）

第44条 発電用原子炉施設には，運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため，原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに，発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備を設けなければならない。

② 共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）作動に期待する事象

炉心損傷頻度算出に際して，ATWSの起因事象発生頻度として1次冷却材圧力及び温度の観点で厳しく，共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）に期待する必要がある「運転時の異常な過渡変化」のうち実績のある事象を評価対象として整理した。

具体的には，安全評価指針における「運転時の異常な過渡変化」のうち，ATWS発生時に蒸気発生器2次側保有水が減少することにより補助給水が必要となる事象（共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）が作動する事象）としては，以下の5事象であり，そのうち発生実績のある3事象（外部電源喪失，主給水流量喪失，負荷の喪失）を対象として評価した。

事象	発生件数 (1976/4/1～2011/3/31)
原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き	実績なし
原子炉冷却材流量の部分喪失	実績なし
外部電源喪失（送電系の故障を含む）	9件
主給水流量喪失	5件
負荷喪失	20件

前述の観点により今回の内部事象レベル1 P R Aのイベントツリーから抽出される原子炉トリップ失敗を伴う事故シーケンスの取扱いを整理した結果は以下のとおりである。蒸気発生器伝熱管破損（以下「SGTR」という。）やインターフェイスシステムLOCA（以下「IS-LOCA」という。）等、観点①、②により対象外と整理した起回事象については、ATWSの観点では比較的厳しくない^{※1}事象であると考えられるため、ATWSの起回事象発生頻度の評価対象外としている。なお、観点①、②により対象外とした事故シーケンスの発生頻度は、対象起回事象3事象から算出されたATWSの発生頻度（ 1.2×10^{-8} （/炉年）^{※2}）と比較して十分低いことを確認している。

さらに、このように低頻度ではあるものの、SGTRやIS-LOCA時に原子炉トリップ失敗が発生した場合においても、参考に示すように、運転手順にしたがって、まず「未臨界の維持」を優先し、手動トリップ操作、M-Gセット電源断による制御棒挿入や、緊急ほう酸濃縮を行って未臨界を維持した上で、事象ベースの運転手順に戻って必要な次の手順に移行していくことで、事象発生初期の冷却材放出は厳しくなるものの、運転操作に迷うことなく事故時対応を実施することができる。

起回事象	観点① 「運転時の異常な 過渡変化」に該当	観点② ATWS緩和設備が必要で 起回事象発生実績有	備考 (原子炉トリップ失敗 確率1.8E-7)
小破断LOCA	×	×	発生頻度：3.9E-11(/炉年)
原子炉補機冷却機能喪失	×	×	発生頻度：3.5E-11(/炉年)
外部電源喪失	○	○	ATWS対象
2次冷却系の破断	×	×	発生頻度：7.5E-11(/炉年)
蒸気発生器伝熱管破損	×	×	発生頻度：4.2E-10(/炉年)
主給水流量喪失・ 過渡事象	○	○	ATWS対象 (過渡事象は負荷喪失)
インターフェイス システムLOCA	×	×	発生頻度：5.3E-18(/炉年)

※1：LOCA事象の場合、非常用炉心冷却設備作動信号により高濃度のほう酸が炉心に注入され、ATWS時の挙動の緩和に期待できる。また、蒸気発生器による冷却が健全であれば、1次冷却系を減圧することが可能である。

※2：原子炉トリップ失敗確率はフォールトツリー解析により評価しているため、数値はプラントの原子炉保護系設備構成に依存するが、国内PWRプラントの原子炉保護系の基本的な設計の考え方は同等であり、ここでの評価に有意に影響するような差異ではない。

<参考：SGTR，IS-LOCA時に原子炉トリップ失敗した場合の対応について>

低頻度ではあるものの、外部電源喪失や主給水流量喪失、負荷喪失以外の起因事象発生時に原子炉トリップ失敗となった場合には、現在想定しているATWS事象よりも1次冷却系に対して厳しい条件となることが想定される。

特にSGTRやIS-LOCAといった原子炉格納容器の閉じ込め機能に期待できない格納容器バイパスシーケンスとなる可能性のある事象については、本来の炉心損傷防止対策である系外への冷却材の放出抑制のための漏えい箇所の隔離やクールダウンアンドリサーキュレーションに対して負の反応度投入を目的とした手動トリップやほう酸水注入が必要となる等、事象進展や対策が大きく異なるが、このような場合には「止める、冷やす、閉じ込める」の優先順位で対応するよう定められた安全機能ベースの運転手順に基づき、順次対応を実施することとしている（別添参照）。

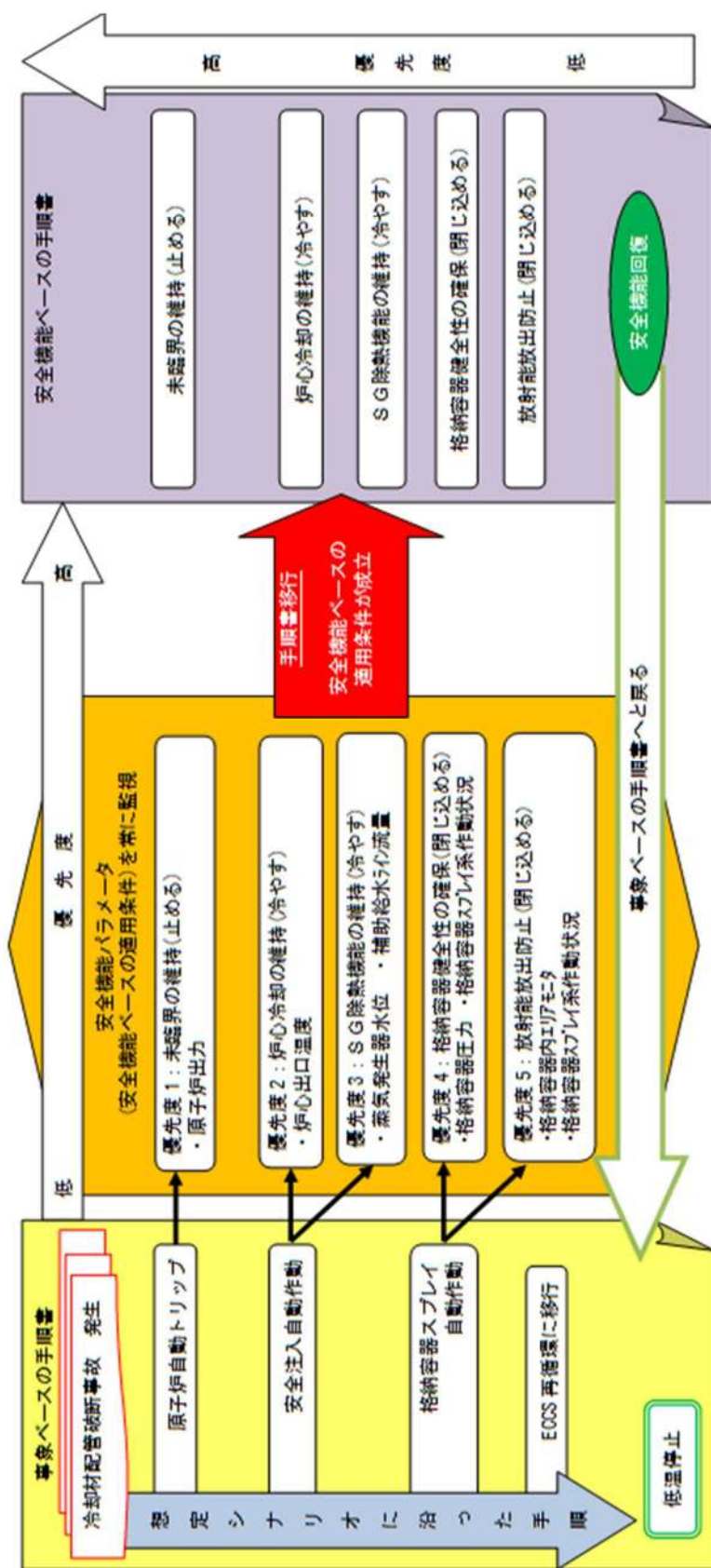
具体的にSGTRやIS-LOCAが発生した場合に原子炉トリップが必要となるのは、破損伝熱管が1本程度のSGTR、規模が小さく隔離が早めに成功したIS-LOCA等であり、原子炉トリップまで数分、仮に原子炉への注水機能が喪失した場合でも、炉心損傷まではさらに数時間程度の時間を有する比較的緩やかな事象進展となる。

一方、ATWSは、発生後数分間に急峻な事象進展挙動を示し、対応として手動トリップによる制御棒挿入あるいはほう酸の添加により事象が終結する、長くても数十分の短期間の事象である。

また、重大事故等対策として整備している共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）は、補助給水起動、タービントリップ及び主蒸気隔離を作動させるものであり、SGTR時やIS-LOCA時に必要な安全機能の動作を阻害するものではない。また、ATWS時の挙動緩和としては重要であるが、SGTRやIS-LOCAの比較的緩やかな挙動に対する影響は軽微なことから、SGTR時やIS-LOCA時に共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）が作動したとしても、これらの事象への対応に有意な悪影響を及ぼすものではない。

したがって、SGTR，IS-LOCA時に原子炉トリップ失敗が発生した場合においても、運転手順にしたがって、まず「未臨界の維持」を優先し、手動トリップ操作やM-Gセット電源断による制御棒挿入や、緊急ほう酸濃縮を行って未臨界を維持した上で、事象ベースの運転手順に戻って必要な次の手順に移行していくことで、事象発生初期の冷却材放出は厳しくなるものの、運転操作に迷うことなく事故時対応を実施することができる。

別添：「泊3号炉 技術的能力 1.0.2 共通事項（4）手順書の整備、教育及び訓練の実施並びに体制の整備」（抜粋）



《優先度の考え方》

- 事象が発生すれば、事象の判別を行い、個々の事象毎に定める適用条件が成立した場合には、当該の事象ベースの手順書に移行し対応する。
- 事象ベースの手順書にて対応中に、安全機能が脅かされた場合には、当該の安全機能回復のための手順書である安全機能ベースの手順書に移行する。基本的に事象ベースの手順書よりも安全機能ベースの手順書が優先される。
- 安全機能ベースの手順書により、安全機能が回復した場合は事象ベースの手順書へと戻る。
- 仮に安全機能である未臨界維持機能と炉心冷却機能について、同時に安全機能が脅かされた場合には、未臨界維持機能(止める)回復が優先される。(安全機能回復の優先順位「止める」→「冷やす」→「閉じ込める」)
- 事象ベースの内、安全機能の回復のために必要となるサポート機能(交流動力電源、補機冷却機能等)が失われる全交流動力電源喪失事象等は、安全機能の確保に必要な対応操作についても当該の手順書に定めており、安全機能ベースの手順書に移行せずに事象の収束が可能である。

事象ベース : 個々の事象毎に想定されるシナリオに従った操作を記載した手順書

安全機能ベース : 設計基準事象を超える多重故障も対象として、起因事象やそこに至る事象の経緯は問わず、プラントの安全上重要な安全(止める・冷やす・閉じ込める)機能を確保するための対応操作を記載した手順書

泊 3 号炉 P R Aにおける主要なカットセットと F V 重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

1. 内部事象運転時レベル 1 P R A

1. 1 主要なカットセットに照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認

各事故シーケンスグループに含ま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、炉心損傷頻度への寄与割合の観点で整理し、主要なカットセットに対する炉心損傷防止対策の整備状況等を確認した。

(1) 主要なカットセットの抽出

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 1×10^{-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 表に示したとおり、一部に「大破断 L O C A + 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、P R A 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、類似するものはまとめられて 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する。

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、「E C C S 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。ただし、このようなカットセットは発生頻度が低く、リスクへの寄与が小さいことを確認した。

(3) カットセットを踏まえた事故シーケンスへの対策の対応性

今回の分析では、各事故シーケンスグループのうち、主要な事故シーケンスそれぞれについて支配的なカットセットを確認し、対策の有効性を定性的に考察した。支配的なカットセットであっても、事故シーケンスグループ全体の炉

心損傷頻度に対しては小さな割合となる場合もある。このため、今回確認したカットセットの炉心損傷頻度の合計が事故シーケンスグループの炉心損傷頻度に占める割合は事故シーケンスグループ毎に異なり、約 11～100%の幅が生じた。また、全炉心損傷頻度から見ると、原子炉補機冷却機能の喪失によって起因事象の発生と同時に E C C S 等の緩和機能のサポート系も喪失するとともに、従属的に R C P シール L O C A や加圧器逃がし弁／安全弁 L O C A が発生することで炉心損傷に至る事故シーケンスグループである「原子炉補機冷却機能喪失」の炉心損傷頻度が全炉心損傷頻度の約 88.6%を占めている。「原子炉補機冷却機能喪失」については、その炉心損傷頻度の約 100%のカットセットを確認したことから、全炉心損傷頻度に対しても約 88.6%のカットセットを確認し、対策の有効性を定性的に確認したものと整理できる。

さらに、「原子炉補機冷却機能喪失」への対策としては、原子炉補機冷却水系と異なる系統の補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による 2 次冷却系強制冷却、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を設け、除熱機能を多様化している。この多様性を考慮すると、有効性評価で考慮した対策が有効に機能しない状況は考えにくい。このため、全炉心損傷頻度の約 88.6%を占める「原子炉補機冷却機能喪失」に対しては炉心損傷頻度の殆どの割合に対して、有効性評価で考慮した対策は有効に機能するものと考えられる。

(2) で述べた有効性評価で考慮した対策では対応できない場合について、「E C C S 再循環機能喪失」のカットセットを確認すると、人的過誤(再循環自動切替許可操作失敗)や、再循環サンプスクリーンの閉塞が抽出されている。全炉心損傷頻度から見た場合、これらのカットセットの頻度は非常に小さな値であるが、これらについては、訓練等により人的過誤の発生可能性の低減に努めていくとともに、再循環サンプスクリーンが閉塞した場合においても、燃料取替用水ピットに水を補給しつつ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。

上記のとおり、有効性評価で考慮した対策では対応できない場合が考えられるものの、これらのカットセットの頻度は非常に小さな値であり、有効性評価で考慮した対策は、殆どのシーケンスに対して有効であると考えられる。また、全炉心損傷頻度の約 88.6%を占める「原子炉補機冷却機能喪失」についても、今回考慮した原子炉補機冷却系と異なる系統の補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による 2 次冷却系強制冷却、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水が設けられていることから、有効性評価で考慮した対策が有効なものであると考えられる。

第 1-1 表 事故シーケンスごと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	CDF (/炉年)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	対策	対策 有効性
手動停止 + 補助給水失敗	1.3E-05	①補助給水ポンプ起動信号失敗 CCF	7.0E-06	54%	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	5.4E-06	手動停止と同様				
2次冷却系の破断 + 補助給水失敗	1.2E-06	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%	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	6.2E-07	手動停止と同様				
外部電源喪失 + 補助給水失敗	1.3E-07	①補助給水ピット閉塞	5.9E-08	45%	フィード アンド ブリード	○
		②補助給水系各機器の外部リーク	5.1E-09	4%		○
		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試験による待機除外	2.5E-09	2%		○
蒸気発生器伝熱管 破損 + 補助給水失敗	1.1E-07	①補助給水ポンプ起動信号失敗 CCF	4.8E-08	45%	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	1.0E-08	①補助給水ポンプ起動信号失敗 CCF	4.4E-09	44%	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	7.7E-11	①「破断ループ側タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン元弁 575A 閉失敗」 + 「破断ループ側タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン逆止弁 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%	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駆動蒸気主蒸気ライン元弁 (575A) 閉止失敗 (HE)」 + 「破断ループ側タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン逆止弁 (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健全側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】

○第 1-1 表より、事故シーケンスグループ「2次冷却系からの除熱機能喪失」については炉心損傷頻度の約 78% のカットセットを確認した。なお、「2次冷却系からの除熱機能喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の

割合が約9%であり、全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。

- 「手動停止+補助給水失敗」、「過渡事象+補助給水失敗」、「主給水失敗+補助給水失敗」、「外部電源喪失+補助給水失敗」については、補助給水ポンプ起動信号の発信失敗の共通原因故障、補助給水ピットの閉塞、試験によるポンプの待機除外やポンプ室空調系のファンの共通原因故障が主要なカットセットとして挙げられている。
- 「蒸気発生器伝熱管破損+補助給水失敗」、「小破断LOCA+補助給水失敗」については、補助給水ポンプ起動信号の発信失敗の共通原因故障、補助給水ピットの閉塞、原子炉補機冷却海水系である原子炉補機冷却海水ポンプの共通原因故障が主要なカットセットとして挙げられている。
- 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事故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、水源喪失等が考えられ、ここでは、補助給水ポンプ起動信号の発信失敗の共通原因故障及び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、その場合においても給水源の切替え（添付-1参照）を実施することや、炉心損傷防止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」の事故シーケンスでは、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。カットセットとして抽出されている人的過誤については、訓練等によりその発生可能性の低減に努めていく。

第 1-2 表 事故シーケンスごとの主要なカットセット
(全交流動力電源喪失, 原子炉補機冷却機能喪失)

事故シーケンス	CDF (/炉年)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	対策	対策 有効性
外部電源喪失 +非常用所内交流 電源喪失	3.5E-06	①DG 室空調系 空気作動ダンパ 2741, 2742 開 失敗 CCF	1.5E-07	4%	代替非常用発電機 +2次系強制冷却 +代替格納容器 スプレイポンプ による炉心注水	○
		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%		○
原子炉補機冷却機 能喪失 +RCP シール LOCA	2.0E-04	①RCP シール LOCA 発生	2.0E-04	100%	2次系強制冷却 +代替格納容器 スプレイポンプ による炉心注水	○
原子炉補機冷却機 能喪失 +加圧器安全弁/ 逃がし弁 LOCA	9.0E-07	①加圧器安全弁 055 (056, 057) 再閉止失敗	9.0E-07	100%	2次系強制冷却 +代替格納容器 スプレイポンプ による炉心注水	○
		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% 未済		○
原子炉補機冷却機 能喪失 +補助給水失敗	1.1E-08	①補助給水ポンプ起動信号失敗 CCF	6.0E-09	54%	無し	※
		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%		※

※：炉心損傷防止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厳しい

【主要なカットセットに対する検討】

- 第 1-2 表より、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」、「原子炉補機冷却機能喪失」については、それぞれ炉心損傷頻度の約 11%、約 100% のカットセットを確認した。なお、「全交流動力電源喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が約 1.5%であり、全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。また、「原子炉補機冷却機能喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が約 88.6%であり、全炉心損傷頻度のほとんどを占める事故シーケンスグループである。
- 「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失」はディーゼル発電機室空調系のダンパの共通原因故障、非常用高圧母線低電圧信号 (UV 信号) の発信失敗の共通原因故障、ディーゼル発電機の共通原因故障等により非常用所内交流電源が喪失し、全交流動力電源喪失となり炉心損傷に至る事故シーケンスであるが、代替電源である代替非常用発電機により電源を確保し、2次冷却系強制冷却及び代替格納容器スプレイポンプを用いた炉心注水を実施することにより炉心損傷防止が可能である。
- 原子炉補機冷却機能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次冷却系強制冷却及び代替格納容器スプレイポンプを用いた炉心注水を実施することで炉心損傷防止が可能である。
- また「原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗」においても2次冷却系か

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事故シーケンスであるが、フィードアンドブリードを実施するためには、喪失した原子炉補機冷却機能の復旧が必要であり、時間余裕の観点から発生頻度の低減が厳しい事故シーケンスである。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 事故シーケンスごと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	CDF (/年)	主要なカットセット	CDF (/年)	寄与 割合	対策	対策 有効性
小破断 LOCA +スプレイ再循環 失敗	3.6E-08	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%	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	2.7E-08	①スプレイ信号 A, B 両トレン失敗 CCF	8.7E-09	33%	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出口 C/V 外側 隔離弁 013B(A) 開失敗	3.0E-09	11%		○
中破断 LOCA +スプレイ再循環 失敗	1.1E-08	小破断 LOCA と同様				
中破断 LOCA +スプレイ注入 失敗	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	6.2E-12	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%	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	3.0E-13	①格納容器スプレイ冷却器補機出口 C/V 外側 隔離弁 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	3.1E-14	11%	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出口 C/V 外側 隔離弁 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】

- 第1-3表により、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」については、炉心損傷頻度の約54%のカットセットを確認した。なお、「原子炉格納容器の除熱機能喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が0.1%未満であり、全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。
- 「小破断LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗」、「中破断LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗」については、格納容器スプレイ再循環機能喪失の要因として、格納容器スプレイ冷却器に原子炉補機冷却水を通水する機器の故障や共通原因故障、格納容器スプレイポンプの試験による待機除外、格納容器スプレイ系に関する機器故障が主要なカットセットとして挙げられている。
- 「小破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗」、「中破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗」については、格納容器スプレイ注入機能喪失の要因として、格納容器スプレイ作動信号の発信失敗の共通原因故障、格納容器スプレイ系に関する機器故障や共通原因故障、格納容器スプレイポンプの試験による待機除外が主要なカットセットとして挙げられている。
- 「大破断LOCA+低圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗」については、再循環機能喪失の要因として、格納容器スプレイ系に関する機器故障、余熱除去ポンプや格納容器スプレイポンプの試験による待機除外、余熱除去冷却器や格納容器スプレイ冷却器に原子炉補機冷却水を通水する機器の故障、再循環サンプスクリーンの閉塞が主要なカットセットとして挙げられている。
- 「大破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗+低圧再循環失敗」については、格納容器内除熱機能喪失の要因として、格納容器スプレイ系に関する機器の故障や共通原因故障、余熱除去冷却器に原子炉補機冷却水を通水する機器の故障、格納容器スプレイポンプの試験による待機除外、非常用炉心冷却設備作動信号（S信号）や格納容器スプレイ作動信号の発信失敗が主要なカットセットとして挙げられている。
- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは、格納容器スプレイ機能（注入／再循環）が喪失することにより原子炉格納容器が先行破損して炉心損傷に至る事故シーケンスである。格納容器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、水源喪失等が考えられるが、ここでは、格納容器スプレイ冷却器に原子炉補機冷却水を通水する弁の開操作失敗や格納容器スプレイ信号の発信失敗が支配的となっている。その場合でも、格納容器スプレイシステムを使用しない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が可能である。

第 1-4 表 事故シーケンスごと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	CDF (/炉年)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	対策	対策 有効性
ATWS	1.2E-08	①ベーシックソフトウェア CCF	7.1E-09	57%	共通要因故障対策 盤（自動制御盤） （ATWS 緩和設備）	○
		②原子炉トリップ遮断器開失敗 CCF	5.2E-09	42%		○

【主要なカットセットに対する検討】

○第 1-4 表より，事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」については炉心損傷頻度の約 99%のカットセットを確認した。なお，「原子炉停止機能喪失」は全炉心損傷頻度に占める割合が 0.1%未満であり，全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。

○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原因故障と原子炉トリップ遮断器の開失敗が主要因となっている。

炉心損傷防止対策としては，共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS 緩和設備）が有効である。さらに，緊急ほう酸濃縮操作により，炉心損傷防止が可能である。

第 1-5 表 事故シーケンスごとの主要なカットセット (ECCS 注水機能喪失)

事故シーケンス	CDF (/炉年)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	対策	対策 有効性
小破断 LOCA + 高圧注入失敗	1.3E-06	① 低温側注入ライン手動弁 065B(C) 閉塞	6.5E-07	50%	2 次冷却系強制冷却 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	3.5E-08	① 高圧注入ポンプ出口 C/V 内側連絡弁 061A 閉塞	1.7E-08	50%	2 次冷却系強制冷却 による低圧注入	○
		② ほう酸注入タンク循環ライン出口弁 145, 146 閉失敗 CCF	3.6E-09	10%		○
		③ ほう酸注入タンク出口 C/V 外側隔離弁 036A, B 閉失敗 CCF	2.9E-09	8%		○
		④ ほう酸注入タンク入口弁 032A, B 閉失 敗 CCF	2.9E-09	8%		○
大破断 LOCA + 低圧注入失敗	2.9E-09	① S 信号 A, B 両トレン失敗 CCF	5.2E-10	18%	無し	×
		② RHR 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 燃料取替用水ビット閉塞	2.7E-10	9%		×
中破断 LOCA + 蓄圧注入失敗	2.5E-11	① 低温側配管注入ライン逆止弁 137B, C 開失敗 CCF	1.1E-11	43%	無し	×
		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%		×
大破断 LOCA + 蓄圧注入失敗	9.4E-09	① 蓄圧タンク B(C) 閉塞	6.2E-09	66%	無し	×
		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%		×

【主要なカットセットに対する検討】

- 第 1-5 表により、事故シーケンスグループ「ECCS 注水機能喪失」については炉心損傷頻度の約 87% のカットセットを確認した。なお、「ECCS 注水機能喪失」については全炉心損傷頻度に占める割合が約 0.6% であり、全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。
- 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、これらの事故シーケンスは高圧注入機能が喪失して炉心損傷に至る事故シーケンスである。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、水源喪失等が考えられ、カットセットとして注入配管閉塞、高圧注入系の弁の共通原因故障が挙げられるが、ここでは、注入ラインの手動弁やオリフィス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、炉心損傷防止対策として 2 次冷却系強制冷却による 1 次冷却系の減圧後、閉塞した高圧注入系と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、中破断 LOCA + 蓄圧注入失敗」の事故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 L O C A + 蓄圧注入失敗」の事故シーケンスの場合、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できる可能性がある。

第 1-6 表 事故シーケンスごと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	CDF (/炉年)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	対策	対策 有効性
小破断 LOCA + 高圧再循環失敗	1.7E-07	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%	2次冷却系強制冷却 による 低圧再循環又は 代替再循環	○ ^{*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 + 高圧再循環失敗	5.3E-08	小破断 LOCA と同様				
大破断 LOCA + 低圧再循環失敗 + 高圧再循環失敗	1.7E-08	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%	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：手動による再循環切替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。

※ 2：代替再循環までの診断に成功すれば炉心損傷が防止できる可能性がある。

※ 3：RWSP 補給による注水継続等により炉心損傷が防止できる可能性がある。

【主要なカットセットに対する検討】

- 第 1-6 表より、事故シーケンスグループ「ECCS 再循環機能喪失」については炉心損傷頻度の約 97% のカットセットを確認した。なお、「ECCS 再循環機能喪失」については全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が約 0.1% であり、全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。
- 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事故シーケンスである。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、水源喪失等が考えられるが、ここでは再循環自動切替許可操作の失敗、再循環切替診断失敗、再循環サンプスクリーンの閉塞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 次冷却系強制冷却による低圧再循環等を実施することにより炉心損傷を防止できる可能性がある。
- 人的過誤については、LOCA が発生しているにも係わらず、認知に失敗したまま長時間気づかない場合や、操作に失敗したにも関わらずその後の対応をとらないことは現実的には考えにくく、全炉心損傷頻度から見た場合、これらの炉心損傷頻度は非常に小さな値に抑えられているが、人的過誤については訓練等によりその発生確率の低減に努めていく。

第1-7表 事故シーケンスごとの主要なカットセット（格納容器バイパス）

事故シーケンス	全 CDF (/炉年)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	対策	対策 有効性
蒸気発生器伝熱管 破損 +破損側蒸気発生 器の隔離失敗	2.8E-07	①タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気主蒸 気ライン元弁 575A 閉止失敗	8.6E-08	31%	クールダウン アンド リサーキュレ ーション	○
		②タービンバイパス弁 500A～F 開失敗 +主蒸気安全弁 521B(522B)再閉止失敗	7.1E-08	25%		○
		③SGTR 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%		○
インターフェイス システム LOCA	3.0E-11	—	3.0E-11	100%	クールダウン アンド 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】

- 第1-7表より、事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」については炉心損傷頻度の約 55%のカットセットを確認した。なお、「格納容器バイパス」については全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が約 0.1%であり、全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。
- 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蒸気発生器伝熱管破損発生後の破損側蒸気発生器の隔離失敗やインターフェイスシステム LOCA が発生するものである。
炉心損傷防止対策としては、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が有効である。

1. 2 F V重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認

(1) 実施内容

今回は、F V重要度の高い基事象に対し、その基事象の発生に伴って生じる系統機能の喪失に重大事故等防止対策が有効か否かを定性的に考察した。

なお、今回の整理は定量的に評価したF V重要度に対し、対策の有効性の観点で定性的な考察を加えたものであり、あくまで定性的な分析結果である。対策の有効性を定量的に把握する観点では、新たに講じた対策をモデル化した上でP R Aを実施し、その結果を比較することが望ましいが、今回はプラント運転開始時の内部事象運転時レベル1 P R Aのみを定量的な検討材料として分析することとし、この確認を実施した。

(2) 選定条件

事故シーケンスグループ別にF V重要度を分析し、その値が 10^{-2} を超える基事象について、重大事故等防止対策の対応状況を確認することとした。F V重要度が小さい基事象は、重大事故等防止対策による対応が可能であったとしても、炉心損傷頻度の低減効果が小さいことから、事故シーケンスグループの支配的なリスク要因を網羅的に確認する範囲として、今回は 10^{-2} を基準とすることとし、 10^{-2} 以下の基事象については確認対象外とした。

(3) 確認結果

F V重要度が 10^{-2} を超える基事象を確認したところ、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」、「原子炉格納容器の除熱機能喪失」、「原子炉停止機能喪失」、「E C C S注水機能喪失」、「E C C S再循環機能喪失」、「格納容器バイパス」について、抽出された全ての基事象に対して、定性的には何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

このことから、重大事故等対処設備による、内部事象を起因とした炉心損傷リスクへの対策の網羅性は99%以上と整理できる。

事故シーケンスグループ別の確認結果は以下のとおり。

○2次冷却系からの除熱機能喪失

F V重要度が 10^{-2} を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、補助給水ピット閉塞による水源喪失によるポンプ故障や、補助給水ポンプ起動信号の発信失敗の共通原因故障が抽出された。これらに対しては、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が有効である。

○全交流動力電源喪失

F V重要度が 10^{-2} を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、ディーゼル発電機の故障や、ディーゼル発電機室

空調系の機能喪失や、非常用高圧母線定電圧信号（UV 信号）の失敗が抽出された。これらに対しては、代替非常用発電機による電源確保が有効であり、2次冷却系強制冷却及び代替格納容器スプレイポンプを用いた炉心注水により炉心損傷防止が可能である。

○原子炉補機冷却機能喪失

F V重要度が 10^{-2} を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、RCPシールLOCAの発生が抽出された。RCPシールLOCAに対しては、2次冷却系強制冷却及び代替格納容器スプレイポンプを用いた炉心注水により炉心損傷防止が可能である。

○原子炉格納容器の除熱機能喪失

F V重要度が 10^{-2} を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、格納容器スプレイ冷却器に原子炉補機冷却水を通水する弁の開失敗や、格納容器スプレイ注入ライン上の弁の開失敗や、格納容器スプレイポンプの試験による待機除外が抽出された。これらに対しては、格納容器スプレイ系統を使用しない格納容器内自然対流冷却が有効である。

○原子炉停止機能喪失

F V重要度が 10^{-2} を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、ベーシックソフトウェアの共通原因故障、及び原子炉トリップ遮断器の開失敗の共通原因故障が抽出された。これらに対しては、共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）により原子炉停止が可能である。

○ECCS注水機能喪失

F V重要度が 10^{-2} を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、高圧注入ライン上の手動弁やオリフィスや電動弁の閉塞が抽出された。これらに対しては、2次冷却系強制冷却による1次冷却系の減圧後、閉塞した高圧注入系とは別の系統の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。

○ECCS再循環機能喪失

F V重要度が 10^{-2} を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、再循環自動切替許可操作の失敗や再循環切替診断失敗や再循環サンプスクリーン閉塞の共通原因故障が抽出された。これらに対しては、手動での再循環切替やRWS P補給による注水継続や2次冷却系強制冷却及び低圧再循環又は代替再循環等の対策が有効である。

○格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA，蒸気発生伝熱管破損）

FV重要度が 10^{-2} を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

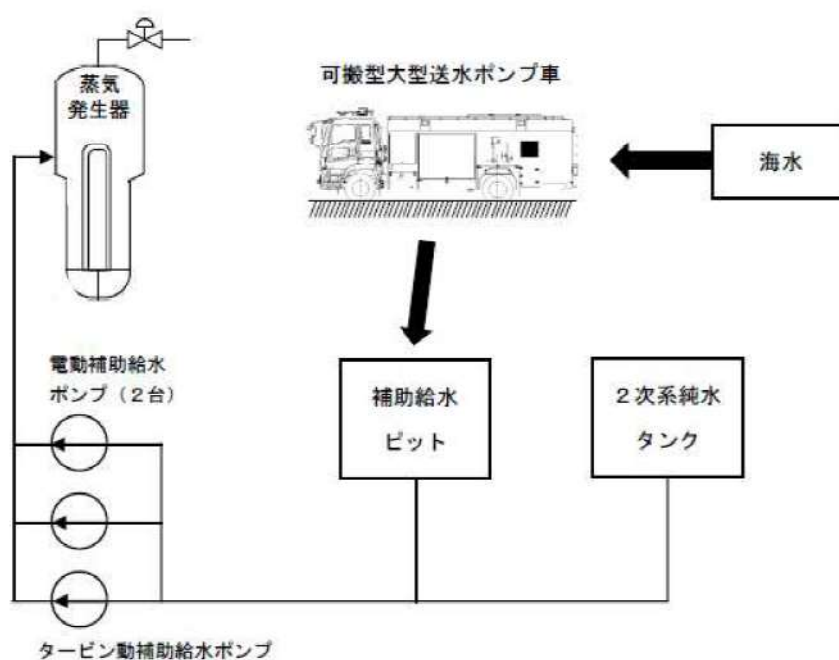
支配的な基事象として，蒸気発生器伝熱管破損後の破損側蒸気発生器の隔離失敗に係る基事象が抽出された。これらに対しては，ECCS等を用いたクールダウンアンドリサーキュレーションが有効である。

補助給水ピット閉塞時の代替手段について

泊発電所 3 号炉における内部事象レベル 1 P R A のうち、「2 次冷却系からの除熱機能喪失」のシーケンスグループに属する各種事故シーケンスのカットセット分析を実施した結果、補助給水失敗に至る主なカットセットとして補助給水ピット閉塞の寄与割合が大きい結果となった。

これに対して、2 次冷却系からの除熱機能喪失事象への炉心損傷防止対策であるフィードアンドブリードは補給水源として燃料取替用水ピットを使用することとしており、補助給水ピット閉塞も含めたすべての補助給水機能喪失事象に対して有効性を確認している。

また、泊発電所 3 号炉の補助給水ピットの閉塞に対しては、補助給水ポンプの機能が維持されているような場合には、給水源を 2 次系純水タンク等に切り替えて給水を実施する手順を整備済である。



今回の P R A は重大事故等対処設備の有効性評価に係る事故シーケンスグループ等の選定を目的に実施したものであるが、結果の分析からは緩和機能喪失に至る主な要因も知見として得ることが可能であり、今後も自主的な安全性向上のための活動を継続していく中で、これらの知見を適宜活用していくことが重要であると考えている。

2. レベル1.5 PRA

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プラント損傷状態と主要なカットセットの展開を行い、これらの格納容器破損頻度の観点で支配的な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) 選定条件

レベル1.5 PRA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プ化し、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。

各格納容器破損モードには複数のPDSが属しており、評価事故シーケンス選定に際しては、代表的なPDSを選定の後、当該PDSに属する事故シーケンスから評価事故シーケンスの選定を実施している。

ここでは、各格納容器破損モードに至る可能性のある全ての事故シーケンスを対象に上位5位までのカットセットを抽出し、主要なカットセット及び格納容器破損防止対策の整備状況の対比について整理した（第2-1表参照）。

(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支配的となるPDSと主要なカットセットの展開を行い、これらの格納容器破損頻度の観点で支配的な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により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ごとの主要なカットセット
(レベル 1, 5 PRA)

格納容器破損モード	格納容器破損モード毎 CFF (/炉年)	PDS	主要なカットセット	CFF (/炉年)	寄与割合	主要なカットセット上位 5 つの割合	格納容器破損防止対策	対策の有効性
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)	2.0E-04	SED	補機冷却系喪失 RCP 封水 LOCA 発生	1.9E-04	95.1%	98.0%	代替格納容器スプレイによる格納容器再循環による器内自然冷却	○
		TED	手動停止 SLCAI, B1 アプリケーションソフト CCF*1	2.1E-06	1.0%			○
		TED	手動停止 EFA, B アプリケーションソフト CCF*1	2.1E-06	1.0%			○
		TED	過渡事象 SLCAI, B1 アプリケーションソフト CCF*1	8.9E-07	0.4%			○
		TED	過渡事象 EFA, B アプリケーションソフト CCF*1	8.9E-07	0.4%			○
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損)	2.0E-06	SED	補機冷却系喪失 RCP 封水 LOCA 発生	2.0E-06	98.5%	99.4%	代替格納容器スプレイによる格納容器再循環による器内自然冷却	○
		TED	手動停止 SLCAI, B1 アプリケーションソフト CCF*1	6.5E-09	0.3%			○
		TED	手動停止 EFA, B アプリケーションソフト CCF*1	6.5E-09	0.3%			○
		SED	補機冷却系喪失 加圧器安全弁 056 閉失敗	2.9E-09	0.1%			○
		SED	補機冷却系喪失 加圧器安全弁 057 閉失敗	2.9E-09	0.1%			○
高圧溶融物放出/ 格納容器雰囲気直接加熱	2.1E-06	SED	補機冷却系喪失 RCP 封水 LOCA 発生	2.0E-06	96.7%	98.1%	加圧器逃がし弁開放による 1 次冷却系強制減圧	○
		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*2	6.5E-09	0.3%			○
		TED	手動停止 SLCAI, B1 アプリケーションソフト CCF*1	6.5E-09	0.3%			○
		TED	手動停止 EFA, B アプリケーションソフト CCF*1	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	1.3E-09	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	22.4%	58.9%	(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%			○
		AEW	大破断 LOCA 低温再循環自動切替信号許可 (A), (B) 操作器 操作失敗 CCF	9.4E-11	7.3%			○
		SEI	小破断 LOCA 手動弁 065B 閉塞	6.5E-11	5.0%			○
水素燃焼	6.8E-08	TEI	手動停止 補助給水ピット 閉塞	1.5E-08	21.7%	64.8%	原子炉格納容器内水素処理装置	○
		TEI	手動停止 RT1 アプリケーションソフト CCF*2	1.2E-08	17.6%			○
		TEI	過渡事象 補助給水ピット 閉塞	6.2E-09	9.1%			○
		TEI	2 次冷却系の破断 運転員 2 次系破断の発生 診断失敗	6.1E-09	8.9%			○
		TEI	過渡事象 RT1 アプリケーションソフト CCF*2	5.1E-09	7.4%			○
溶融炉心・コンクリート相互作用	1.8E-06	SED	補機冷却系喪失 RCP 封水 LOCA 発生	2.2E-07	11.9%	48.1%	代替格納容器スプレイによる代替格納容器スプレイ	○
		TEI	手動停止 補助給水ピット 閉塞	1.9E-07	10.1%			○
		TED	手動停止 SLCAI, B1 アプリケーションソフト CCF*1	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	1.6E-07	8.9%			○
		TEI	手動停止 RT1 アプリケーションソフト CCF*2	1.5E-07	8.2%			○

※ SLCAI, B1: 安全系現場制御監視盤 EFA, B: 工学的安全施設作動盤 RT1: 原子炉安全保護盤 RT1
いずれも信号を各補機に伝える際に介する盤であり, CCF による盤の多重故障及び各補機の作動失敗をモデル化している
※1 補助給水失敗, 格納容器スプレイ注入失敗にあたる
※2 補助給水失敗にあたる

○雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）

第 2-2 表 格納容器破損モード毎の主要なカットセット
（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損））

主要なカットセット	事故シーケンス	CFP (/年)	寄与割合	格納容器破損 防止対策	対策の 有効性
補機冷却系喪失 RCP 封水 LOCA 発生	補機冷却水の喪失 + 1 次冷却材ポンプ封水 LOCA	1.9E-04	95.1%	代替格納容器スプレイ ポンプによる代替格納 容器スプレイ + 格納容器再循環ユニ ットによる格納容器内 自然対流冷却	○
手動停止 SLCA1, B1 アプリケーションソフト CCF	手動停止 + 補助給水失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗	4.6E-06	2.2%		○
手動停止 EFA, B アプリケーションソフト CCF					○
過渡事象 SLCA1, B1 アプリケーションソフト CCF	過渡事象 + 補助給水失敗 + 格納容 器スプレイ注入失敗	1.9E-06	0.9%		○
過渡事象 EFA, B アプリケーションソフト CCF				○	

【主要なカットセットに対する検討】

主要なカットセットは、原子炉補機冷却機能喪失時の R C P シール L O C A 及び 2 次冷却系からの除熱機能喪失におけるアプリケーションソフトの共通原因故障による補助給水系の失敗である。（第 2-2 表参照）

原子炉補機冷却機能喪失では E C C S，制御用空気系（I A S）等の安全系の各種機器が不作動となり，1 次冷却系からの除熱ができずに炉心温度及び圧力が上昇して結果的に炉心損傷に至る。

これらに対しては，代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ，格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により，格納容器過圧破損の防止が可能である。

○雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）

第 2-3 表 格納容器破損モード毎の主要なカットセット
（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損））

主要なカットセット	事故シーケンス	CFF (/毎年)	寄与割合	格納容器破損 防止対策	対策の有効性
補機冷却系喪失 RCP 封水 LOCA 発生	補機冷却水の喪失 + 1 次冷却材ポンプ封水 LOCA	2.0E-06	98.5%	代替格納容器スプレイ ポンプによる代替格納 容器スプレイ + 格納容器再循環ユニ ットによる格納容器内 自然対流冷却	○
手動停止 SLCA1, B1 アプリケーションソフト CCF	手動停止 + 補助給水失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗	1.4E-08	0.7%		○
手動停止 EFA, B アプリケーションソフト CCF					○
補機冷却系喪失 加圧器安全弁 056 閉失敗	補機冷却水の喪失 + 加圧器逃がし 弁・安全弁 LOCA	8.8E-09	0.4%		○
補機冷却系喪失 加圧器安全弁 057 閉失敗					○

【主要なカットセットに対する検討】

主要なカットセットは、原子炉補機冷却機能喪失時の R C P シール L O C A，2 次冷却系からの除熱機能喪失におけるアプリケーションソフトの共通原因故障による補助給水系の失敗及び原子炉補機冷却機能喪失時の加圧器逃がし弁 L O C A である。（第 2-3 表参照）

原子炉補機冷却機能喪失では E C C S，制御用空気系（I A S）等の安全系の各種機器が不作動となり，1 次冷却系からの除熱ができずに炉心温度及び圧力が上昇して結果的に炉心損傷に至る。

これらに対しては，代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ，格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により，格納容器過温破損の防止が可能である。

○高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

第 2-4 表 格納容器破損モード毎の主要なカットセット
(高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)

主要なカットセット	事故シーケンス	CFF (/年)	寄与割合	格納容器破損 防止対策	対策の有効性
補機冷却系喪失 RCP 封水 LOCA 発生	補機冷却水の喪失 + 1 次冷却材ポンプ封水 LOCA	2.0E-06	96.7%	加圧逃がし弁開放による 1 次冷却系強制減圧	○
手動停止 補助給水ピット 閉塞	手動停止 + 補助給水失敗	2.2E-08	1.1%		○
手動停止 RT1 アプリケーションソフト CCF					○
手動停止 SLCA1, B1 アプリケーションソフト CCF	手動停止 + 補助給水失敗 + 格納容器 スプレイ注入失敗	1.4E-08	0.7%		○
手動停止 EFA, B アプリケーションソフト CCF				○	

【主要なカットセットに対する検討】

主要なカットセットは、原子炉補機冷却機能喪失時の R C P シール L O C A、2 次冷却系からの除熱機能喪失時の補助給水系の失敗（補助給水ピット閉塞、アプリケーションソフトの共通原因故障）が支配的である（第 2-4 表参照）。

これらに対し、加圧器逃がし弁開放による 1 次冷却系強制減圧により、本破損モードの格納容器破損の防止が可能である。

○原子炉压力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

第 2-5 表 格納容器破損モード毎の主要なカットセット
(原子炉压力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用)

主要なカットセット	事故シーケンス	CFF (/年)	寄与割合	格納容器破損 防止対策	対策の有効性
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	中破断 LOCA + 高圧再循環失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗	5.1E-10	39.5%	(格納容器耐力にて健 全性を維持可能)	○
中破断 LOCA 運転員 LOCA 診断失敗					○
中破断 LOCA 電動弁 061A 閉塞	中破断 LOCA + 高圧注入失敗	2.4E-10	18.1%		○
大破断 LOCA 低温再循環自動切替信号許可 (A)、(B) 操 作器 操作失敗 CCF	大破断 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	1.6E-10	12.6%		○
小破断 LOCA 手動弁 065B 閉塞	小破断 LOCA+ 高圧注入失敗	2.6E-10	20.0%		○

【主要なカットセットに対する検討】

主要なカットセットは、中破断 LOCA 時における低温再循環自動切替信号許可操作失敗、診断失敗、注入ラインの閉塞、大破断 LOCA 時における低温再循環自動切替信号許可操作失敗及び小破断 LOCA 時における注入ラインの閉塞である（第 2-5 表参照）。

水蒸気の発生に必要となる原子炉格納容器への注水として格納容器スプレイが前提となり、この場合には原子炉格納容器の耐力にて水蒸気による圧カスパイクの際にも原子炉格納容器健全性を確保できる。

○水素燃焼

第 2-6 表 格納容器破損モード毎の主要なカットセット
(水素燃焼)

主要なカットセット	事故シーケンス	CFF (/炉年)	寄与割合	格納容器破損 防止対策	対策の有効性
手動停止 補助給水ピット閉塞	手動停止 + 補助給水失敗	4.1E-08	60.7%	原子炉格納容器内水素 処理装置	○
手動停止 RTI アプリケーションソフト CCF					○
過渡事象 補助給水ピット閉塞	過渡事象 + 補助給水失敗	1.7E-08	25.6%		○
過渡事象 RTI アプリケーションソフト CCF					○
2次冷却系の破断 運転員 2次系破断の発生 診断失敗	2次冷却系の破断 + 補助給水失敗	6.1E-09	9.0%		○

【主要なカットセットに対する検討】

主要なカットセットは、2次冷却系からの除熱機能喪失における補助給水失敗（補助給水ピット閉塞、アプリケーションソフトの共通原因故障）、2次冷却系の破断（診断失敗）が支配的である（第 2-6 表参照）。

これらに対し、原子炉格納容器内水素処理装置により、本破損モードの格納容器破損の防止が可能である。

○溶融炉心・コンクリート相互作用

第 2-7 表 格納容器破損モード毎の主要なカットセット
(溶融炉心・コンクリート相互作用)

主要なカットセット	事故シーケンス	CFP (/炉年)	寄与割合	格納容器破損 防止対策	対策の 有効性
補機冷却系喪失 RCP 封水 LOCA 発生	補機冷却水の喪失 + 1 次冷却材ポンプ封水 LOCA	2.2E-07	11.9%	代替格納容器スプレイ ポンプによる代替格納 容器スプレイ	○
手動停止 補助給水ピット 閉塞	手動停止 + 補助給水失敗	5.2E-07	28.4%		○
手動停止 RTI アプリケーションソフト CCF					○
手動停止 SLCA1, B1 アプリケーションソフト CCF	手動停止 + 補助給水失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗	3.6E-07	19.3%		○
手動停止 EPA, B アプリケーションソフト CCF					○

【主要なカットセットに対する検討】

主要なカットセットは、原子炉補機冷却機能喪失時の R C P シール L O C A 及び 2 次冷却系からの除熱機能喪失における補助給水失敗（補助給水ピット閉塞，アプリケーションソフトの共通原因故障）である（第 2-7 表参照）。

これらに対し、代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイにより、溶融炉心の落下までに格納容器下部への注水により溶融炉心の冷却に十分な水量及び水位を確保，且つ溶融炉心の落下後の崩壊熱を十分に上回る流量で注水することにより，本破損モードの格納容器破損の防止が可能である。

3. 停止時レベル1 P R A

3. 1 主要なカットセットに照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認

各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、炉心損傷頻度への寄与割合の観点で整理し、主要なカットセットに対する炉心損傷防止対策の整備状況等を確認した。

(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5位までのカットセット

なお、停止時P R A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+非常用所内交流電源喪失」であり、それぞれのカットセットを示す。

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を第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表に示したとおり全ての事故シーケンスに対して、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防止が可能となることを確認した。

第3-1表 事故シーケンスごと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	CDF (/炉年)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合	対策	対策有効性
余熱除去機能喪失	3.6E-05	—	3.6E-05	100%	代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水	○
外部電源喪失 ＋余熱除去系 による冷却失敗	1.1E-05	①余熱除去系起動の 診断失敗	1.0E-05	96.5%		○
		②余熱除去ポンプ A, B 起動操作失 敗 CCF	1.7E-07	2%		○
		③制御用空気圧縮機 A 起動失敗	2.7E-08	0.3%		○
		④原子炉補機冷却水 ポンプA 起動失敗	2.7E-08	0.3%		○
		⑤原子炉補機冷却水 ポンプB 起動失敗	2.7E-08	0.3%		○
原子炉補機 冷却機能喪失	1.4E-05	—	1.4E-05	100%	○	

【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、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系統回復失敗又は原子炉補機冷却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。

○「外部電源喪失＋余熱除去系による冷却失敗」については、緩和設備として余熱除去系にのみ期待していることから、余熱除去系起動に関する人的過誤が主要なカットセットとして挙げられている。

炉心損傷防止対策としては、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水により、炉心損傷防止が可能である。

第3-2表 事故シーケンスごと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	CDF (/炉年)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合	対策	対策有効性
外部電源喪失 +非常用所内 交流電源喪失	1.4E-05	①防火兼手動ダンパ 401A 戻し忘れ	3.4E-06	24%	代替非常用 発電機 +代替格納容器 スプレイポンプ による炉心注水	○
		②防火兼手動ダンパ 404A 戻し忘れ	3.4E-06	24%		○
		③防火兼手動ダンパ 405A 戻し忘れ	3.4E-06	24%		○
		④ディーゼル発電機 A 継続運転失敗	7.8E-07	5%		○
		⑤ディーゼル発電機 A 起動失敗	5.1E-07	4%		○

【主要なカットセットに対する検討】

- 本事故カテゴリー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交流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。
- 「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失」では、全交流動力電源が喪失する要因として、ディーゼル発電機に関する人的過誤、ディーゼル発電機の故障が主要なカットセットとして挙げられている。

炉心損傷防止対策としては、代替格納容器スプレイポンプ及び代替非常用発電機による炉心注水が有効である。

第 3-3 表 事故シーケンスごと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	CDF (/炉年)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	対策	対策 有効性
原子炉冷却材圧力 バウンダリ機能喪失	5.1E-04	—	5.1E-04	100%	充てんポンプ	○
水位維持失敗	8.2E-06	—	8.2E-06	100%		○
オーバードレン	8.2E-06	—	8.2E-06	100%		○

【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、原子炉冷却材圧力バウンダリの機能喪失、水位維持失敗又はオーバードレンによって原子炉冷却材の流出が発生する事象である。

炉心損傷防止対策としては、充てんポンプ等によるRCS保有水確保が有効である。

第 3-4 表 事故シーケンスごとの主要なカットセット（反応度の誤投入）

事故 シーケンス	CDF (/炉年)	主要なカットセ ット	CDF (/炉年)	寄与 割合	対策	対策 有効性
反応度の誤投入	3.1E-8	—	3.1E-8	100%	純水注入 停止操作	○

【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，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。純水注入停止操作等の反応度制御を行う炉心損傷防止対策が可能である。

3. 2 F V重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認

F V重要度が 10^{-3} ※1を超える基事象に対して、有効性評価で考慮している対策が有効であるかを検討し、その大部分について有効となることを確認した。

F V重要度が 10^{-3} を超える基事象を確認したところ、抽出された全ての基事象に対して、定性的には何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、余熱除去系起動に関する人的過誤や、ディーゼル発電機に関する人的過誤が抽出された。これらに対しては、代替格納容器スプレイポンプ及び代替非常用発電機による炉心注水が有効である。

※1 内部事象停止時P R AにおけるF V重要度は、個々の事故シーケンスの事故進展や対策に大きな差異がないことから、全炉心損傷頻度に対する分析を実施した。その際、全炉心損傷頻度に対する個々の事故シーケンスグループの寄与割合も考慮し、内部事象運転時レベル1 P R Aよりも一桁小さい 10^{-3} を基準として、それを超える基事象について抽出を実施した。

格納容器直接接触（シェルアタック）の除外理由について

「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）を指定している。

一方，有効性評価ガイドに基づき，格納容器破損モード抽出のため個別プラント評価として実施した，泊3号の内部事象運転時レベル1.5 PRAでは，格納容器直接接触を格納容器破損モードの評価対象から除外している。以下に，除外理由の詳細を示す。

○格納容器直接接触（シェルアタック）の除外理由

有効性評価ガイドにおける，「格納容器直接接触（シェルアタック）」の現象の概要は以下のとおりである。

【審査ガイドの記載】

原子炉压力容器内の溶融炉心が原子炉格納容器内の床上へ流れ出す時に、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場合がある。

・シェルアタックについて

シェルアタックについては，NUREG/CR-6025^[1]において，BWR Mark-I型格納容器に対する検討が実施されている。BWR Mark-I型格納容器におけるシェルアタックのメカニズムは次のとおり。

炉心損傷後，原子炉压力容器底部から流出した溶融炉心は格納容器下部に落下する。この時，BWR Mark-I型格納容器は格納容器下部に切れ込み（図1）があるため，溶融炉心が格納容器下部床面に広がった場合，溶融炉心が切れ込みから格納容器下部の外側に流出して格納容器の壁面（金属製のライナー部分）に接触する可能性（図2）がある。

この事象は，格納容器の構造上，BWR Mark-I型格納容器特有である。

・内部事象運転時レベル1.5 PRAの格納容器破損モードから除外する理由

PWRプラントである泊3号炉の格納容器は，図3に示すとおり，原子炉格納容器が大きく，原子炉下部キャビティに落下したデブリが，原子炉格納容器壁面へ流れない構造である。

従って，必ず想定する格納容器破損モードであるが，PWRプラントの原子炉格

納容器の構造上、発生の可能性がないことから、内部事象運転時レベル1、5 P R Aの対象から除外した。

なお、同様の理由により、有効性評価の対象からも除外している。

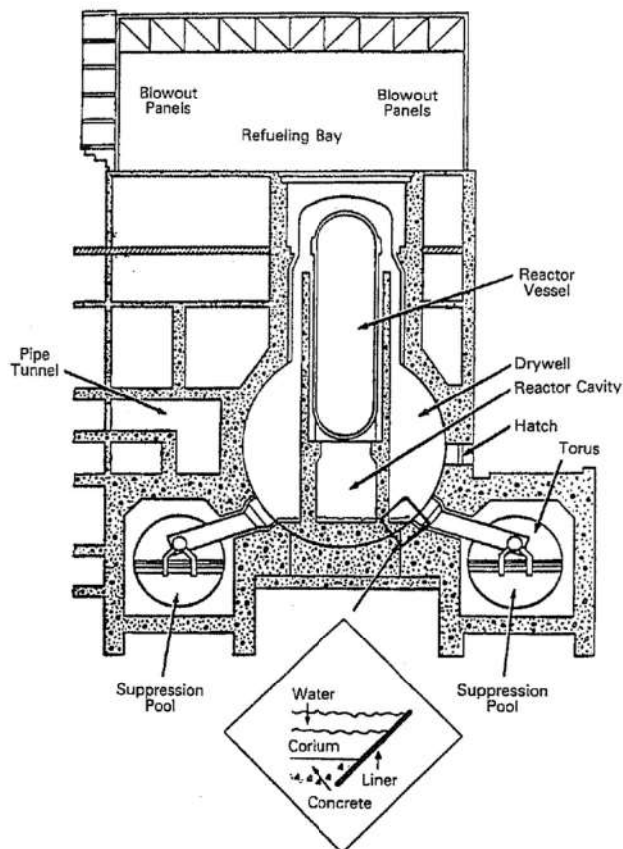


図1 BWR Mark-I型格納容器におけるシェルアタックのイメージ
(側面図) [1]

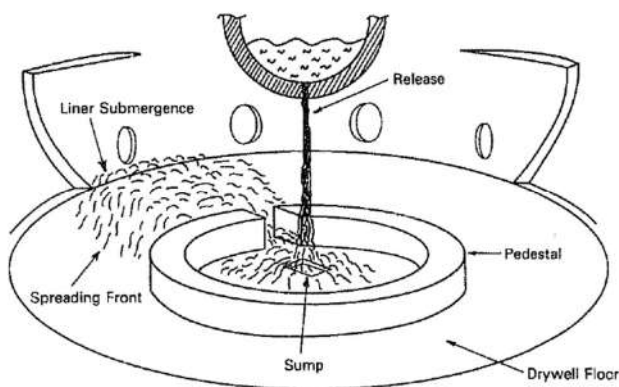


図2 BWR Mark-I型格納容器における溶融炉心の
格納容器下部外側への流出のイメージ [1]

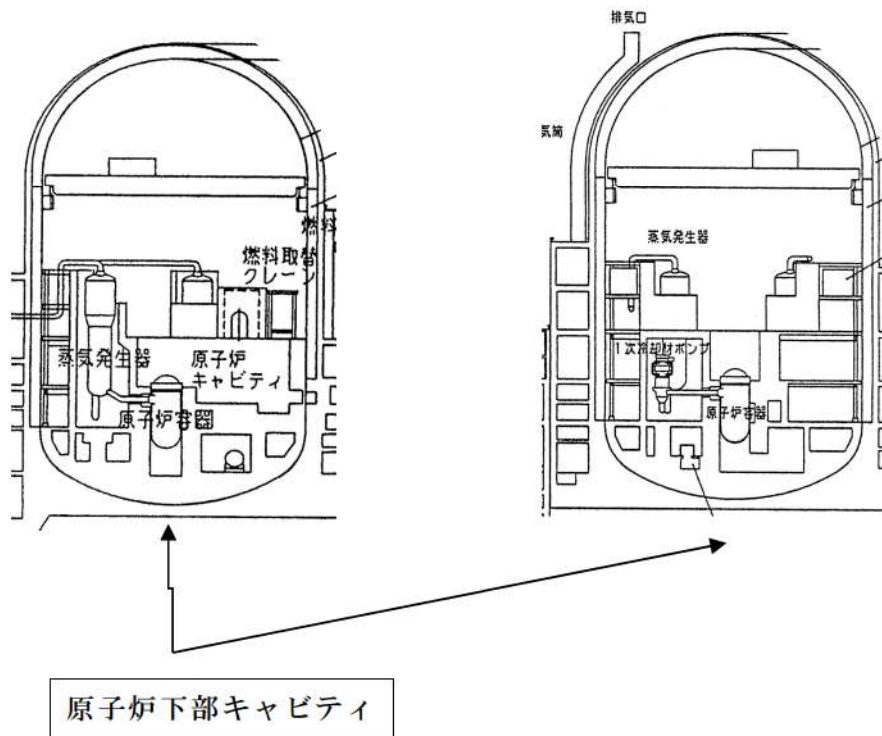


図3 泊3号炉の原子炉下部キャビティ

参考文献

- [1] NUREG/CR-6025, The Probability of MARK-1 Containment Failure by Melt-Attack of the Liner, U.S. Nuclear Regulatory Commission (1993)

gモード（温度誘因蒸気発生器伝熱管破損（TI-SGTR）に係る
追加要否の検討について

gモード（蒸気発生器伝熱管破損）はレベル 1.5PRA 上の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。

一方、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。

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、ウエスチングハウス社製4ループPWR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 の記載概要】

- ・1次系が高圧で2次系がドライで低圧の条件下、いわゆる high-dry-low 条件下でのクリーブ破損による SG 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 RCS 圧力の低減、2次系の低圧条件の排除によって防止できる。
- ・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、格納容器バイパスに至らず、2次系圧力が維持されて SG 伝熱管負荷が減少すれば、高温側配管、サージ配管、RV より先に SG 伝熱管が破損することはない。
- ・RCP シール漏えいにより RCS 圧力が低下し、SG 伝熱管負荷が減少するため、高温側配管、サージ配管、RV より先に SG 伝熱管破損に至ることは防げる。
- ・タービン動補助給水作動の場合、SG 伝熱管外面がウェット状態に維持され、RCS 除熱が過熱を防ぐため、格納容器バイパスに至らない。

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 0.03%程度である。

レベル 1 PRA の結果からは、1次系が高圧で2次系への給水がない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であるが、これらに対しては、合計炉心損傷頻度の 99%以上に対して炉心損傷防止対策の有効性が確認されており、TI-SGTR が発生する可能性は非常に小さい。

【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

以上より、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。

なお、低頻度ではあるものの、1次系が高圧の状態において炉心損傷が発生する場合には、「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」への対応と同様に加圧器逃がし弁の手動開放による1次系の減圧操作を実施することにより、TI-SGTRの発生回避を図ることが可能である。仮に、TI-SGTRが発生した場合には破損SGの隔離操作や溶融炉心の冷却のための格納容器スプレイ等可能な対応を実施するとともに、損傷程度に応じて可搬型ポンプ・放水砲等を活用した大規模損壊対応により影響の緩和を図ることとなる。

βモード（格納容器隔離失敗）の想定について

内部事象運転時レベル 1.5 PRAにおいて、格納容器隔離失敗として参考としている NUREG の想定及び実際の格納容器隔離失敗の想定について以下にまとめる。

1. 格納容器隔離失敗確率の参考文献

米国の格納容器隔離機能の信頼性を検討した文献（NUREG/CR-4220^[1]）では、隔離失敗による大規模漏えい事象の発生確率として 5×10^{-3} を算出している。この値は、米国 NRC の LERs（Licensee Event Reports）データベース（1965 年～1984 年）から大規模漏えいに至る事象を 4 件抽出、事象継続時間を 1 年として、運転炉年（740 炉年）に対する割合として求められたものである。抽出された 4 件は、手順の問題や運転員の操作ミスの結果生じる格納容器の破損を含む事象であり、表 1 のとおりである。

なお、この 4 件以外にもエアロック開放に関する事象が 75 件抽出されているが、これらの事象の継続時間は数時間程度までである。事象継続時間を保守的に 4 時間と設定して、これらの事象による隔離失敗確率を算出すると 5×10^{-5} 程度となると報告されており、 5×10^{-3} に比較して十分小さい値である。

表 1 大規模漏えいとして抽出された事象（NUREG/CR-4220）

Reactor	Year	Event
Oconee 1	1973	Isolation Valves Open
San Onofre 1	1977	Holes in Containment
Palisades	1979	By-pass Valves Open
Surry 1	1980	Holes in Containment

実プラントで想定される格納容器からの漏えい経路は 2. に示すとおりであり、NUREG/CR-4220 で報告されている漏えい経路と同様と考え、格納容器隔離失敗の発生確率として LERs データベースに基づく値を使用することとした。

2. 実プラントで想定される格納容器隔離失敗の経路

実プラント（泊 3 号炉）で想定される格納容器隔離失敗は、機械的破損及び人的過誤による隔離機能喪失であり、以下に示すとおりである。

(1) 機械的破損による隔離機能喪失

a) 格納容器貫通部からの漏えい

原子炉格納容器内から原子炉格納容器外（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、このスリーブが破損している場合には、格納容器内雰囲気漏えいする可能性がある。

b) 格納容器アクセス部からの漏えい

機器搬入口、通常用エアロック、非常用エアロック等のアクセス部のシール部及び溶接部が破損している場合には、格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。

c) 格納容器隔離弁からの漏えい

格納容器給気系統等の隔離弁に異常な漏えいがある場合には、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可能性がある。

d) 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等の格納容器内雰囲気と連通している部分のバウンダリが破損する場合には、格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。

(2) 人的過誤による隔離機能喪失

a) 漏えい試験配管からの漏えい

定期点検時の格納容器漏えい試験の後に、試験配管フランジの復旧忘れ等がある場合には、格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。

b) 燃料移送管からの漏えい

燃料取替の後に、燃料移送管のフランジカバー、隔離弁の復旧忘れ等がある場合には、格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。

内部事象運転時レベル 1.5 PRA 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% 程度であり、前述した格納容器隔離に係る国内プラントの運用下では格納容器隔離失敗の可能性は低いこと、格納容器破損防止対策の判断基準との整合性の観点から、格納容器破損防止対策の有効性評価の対象となる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た。

なお、「格納容器隔離失敗」については、定期検査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を実施していること、現状の運転管理として原子炉格納容器内の圧力を日常的に監視しているほか、原子炉格納容器圧力について 12 時間に 1 回記録を採取していること、エアロック開放時には警報発信により速やかに検知可能であること、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いること等により、人的過誤による発生確率は極めて小さいと考えられる。

3. 最近の米国の格納容器隔離失敗実績に関する参考文献

(1) 最近の隔離失敗実績調査

内部事象運転時レベル1.5 PRAで適用した格納容器隔離失敗確率の文献（NUREG/CR-4220）では、1984年までのデータを基にしている。ここでは、最近の実績調査例として、米国の漏えい率試験間隔延長に関するリスク影響評価の報告書^[2]（EPR I 報告書）の調査例を示す。

EPR I 報告書では、総合漏えい率試験（ILRT: Integrated Leak Rate Test）間隔を15年に延長することのリスク影響を評価しており、2007年時点までのILRTデータを調査している。この報告書では大規模漏えいに至る漏えいとして、設計漏えい率の35倍を基準としているが、大規模漏えいに至る隔離機能喪失事象の実績は0件となっている。

なお、設計漏えい率の10倍より大きい漏えい事象として表2に示す3件が抽出されている。

表2 EPR I 報告書で抽出された比較的大きな漏えい事象^[2]

Date	Plant	Cause
Aug-84	不明	記載なし
Jun-85	不明	記載なし
Dec-90	Dresden 2 BWR Mark I	ILRT中に発見された 真空破壊装置の漏えい

EPR I 報告書では、大規模漏えいに至る事象実績をILRT試験数で除することで格納容器喪失の確率を概算している。即ち、大規模漏えいに至る事象実績0件（計算上0.5件としている）をILRT試験数217件で除すると隔離機能喪失の確率は0.0023（ $0.5/217=0.0023$ ）となる。この値は、NUREG/CR-4220で評価された格納容器隔離失敗確率の 5×10^{-3} よりも小さい値となっており、EPR I 報告書の結果を考慮してもNUREG/CR-4220の評価結果を適用することは妥当であると考えられる。

(2) 最近の隔離失敗実績を用いた感度解析

β モードは大規模漏えいに至る格納容器隔離失敗を対象としているが、EPR I 報告書による最近の格納容器隔離失敗実績の確認からは大規模漏えい事例は抽出されなかったことから、原子炉格納容器の隔離失敗件数が0件として β モードによる格納容器破損頻度の感度評価を行った。

EPR I データは複数のデータを組み合わせしており、調査対象としたプラントの範囲が不明確であることから、正確な運転期間は不明である。したがって、概略評価として隔離失敗件数をILRT実施回数（217件）^{注）}で割ることで隔離失敗確率を算出した。

その結果、算出した C F F は 4.8×10^{-7} (／炉年) となり、今回の内部事象運転時レベル 1. 5 P R A の評価結果 (1.1×10^{-6} (／炉年)) と比較してもその値は小さく、格納容器破損モード及び評価事故シーケンスの選定に影響を及ぼすものではないと考える。

注) 217 件は本文献に記載の件数であるが、米国原子力産業界においては保守的に見積もっても 400 件以上の I L R T が実施されている。

(算出式)

格納容器隔離失敗確率は発生実績 0 件 (計算上は 0.5 件として取扱う) を I L R T 実施回数で除して算出する。さらに、泊 3 号炉の炉心損傷頻度 (2.3×10^{-4} (／炉年)) に格納容器隔離失敗確率を乗じて β モードによる格納容器破損頻度を算出した。

- ・ 原子炉格納容器の隔離失敗確率： $0.5 / 217 = 0.0023$
- ・ β モードによる格納容器破損頻度： $2.3 \times 10^{-4} \times 0.0023 = 5.3 \times 10^{-7}$ (／炉年)

参考文献

- [1] U. S. NRC, Reliability Analysis of Containment Isolation Systems, NUREG/CR-4220
- [2] EPRI, Risk Impact Assessment of Extended Integrated Leak Rate Testing Intervals, Revision 2-A of 1009325, Final Report, October 2008

αモード（原子炉容器内の水蒸気爆発）の
格納容器破損モードからの除外理由について

本破損モードは溶融炉心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原子炉格納容器を破損する事象を想定したものである。

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。米国ウェスチングハウス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得ると考えられる。

○日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル 2 P S A 編）：2008」

【学会標準 解説 7.4.1 項(a) 抜粋】

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原子炉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破損として指摘され、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す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低圧で溶融燃料と飽和水が混合した場合にはボイド率が大きくなり、水が枯渇化することにより溶融燃料－冷却材相互作用の発生エネルギーが抑制される。
- ③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。
- ④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。
- ⑤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。

この結論は 1997 年の水蒸気爆発に係る専門家会議 (OECD 主催)においても、変更不要であることが確認されており、米国 NRC は原子炉容器内での FCI から水蒸気爆発に至り原子炉格納容器が破損する事象 (α モード破損)について、これまでの専門家による検討結果では発生可能性は非常に低く、問題は解決済と位置づけている。

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

また、レベル 1.5 PRA の定量化結果として CFF は 1.7×10^{-9} (／炉年) と全 CFF への寄与は約 0.0008%程度と極めて小さいことから、当該破損モードを格納容器破損防止対策の有効性評価の対象と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。

ライナーアタックについて

格納容器直接接触（シェルアタック）は、BWRマークI型プラント特有の現象と考えられ、NUREG/CR-6025においては、ライナーアタックと言われている。

一方、泊3号炉の鋼製格納容器では構造の相違からシェルアタックの発生の可能性はないが、溶融炉心が原子炉格納容器の構造材に接触し侵食する事象について以下のとおり整理した。

1. 原子炉容器圧力が高圧時

原子炉格納容器の破損の防止に係る重大事故等対策として、加圧器逃がし弁を強制開とし、1次冷却系の強制減圧を図り溶融炉心の分散放出を抑制することが可能である。

2. 原子炉容器圧力が低圧時

原子炉容器が低圧状態で損傷すると、原子炉容器内の溶融炉心が原子炉下部キャビティへ落下するものの、ライナー上部のコンクリートにより格納容器直接接触を防止することができる。

また、この事象に対しては、重大事故等対策として代替格納容器スプレイポンプにより溶融炉心落下前に原子炉下部キャビティに注水すること、溶融炉心落下以降も注水を継続することにより溶融炉心を冷却し、コンクリート侵食の防止が可能である。

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
(補足)

レベル 1. 5 P R A 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は、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プラント損傷状態 (P D S) を選定し、第 2 ステップにて選定された P D S 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している。なお、評価事故シーケンスの選定においてはアクシデントマネジメント策や重大事故対策等を考慮しない P R A モデルを用いている。以下に、評価事故シーケンスの絞込みに際しての考え方を示す。

(1) 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)

a. 評価対象 P D S の選定方法

原子炉格納容器への負荷 (圧力) 及び事故進展の観点から抽出するが、以下の点から、A E D が最も厳しい P D S となる。

- ・破断規模の大きい大中破断 L O C A (A**) が、原子炉格納容器内の圧力上昇及び事故進展が厳しい。
- ・ウェット状態 (**W) は E C C S 又は格納容器スプレイによる原子炉格納容器内への注水があり、注水時には原子炉格納容器内の圧力上昇は抑制されることから、ドライ状態 (**D) が原子炉格納容器内の圧力上昇について厳しい。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

評価対象 P D S である A E D のうち、破断規模が大きいほうが事故進展が早くなることから、①大破断 L O C A + 低圧注入失敗 + 高圧注入失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗シーケンスを選定している。

評価対象 P D S : A E D

①大破断 L O C A + 低圧注入失敗 + 高圧注入失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗

②中破断 L O C A + 低圧注入失敗 + 高圧注入失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗

(2) 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損)

a. 評価対象 P D S の選定方法

原子炉格納容器への負荷 (温度) の観点から抽出するが、以下の点から、T E D が最も厳しい P D S となる。

- ・原子炉格納容器内に水の持ち込みのない (**D) が、原子炉格納容器内の温度上昇について厳しい。

- ・ R V 破損時に高圧で溶融炉心が原子炉格納容器内に分散し、溶融炉心の表面積が大きくなり溶融炉心から原子炉格納容器内雰囲気への伝熱が大きくなる小破断 L O C A (S **) , 過渡事象 (T **) が原子炉格納容器内の温度上昇について厳しくなる。
- ・ また、補助給水による冷却がない (T **) が原子炉格納容器内の温度上昇について厳しい。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

評価対象 P D S である T E D のうち、1 次冷却材圧力が高圧で原子炉容器が破損した際に溶融炉心が原子炉格納容器内に分散する割合が多く、また、溶融炉心からの加熱により放出ガスが高温となる事故シーケンスを選定する。

全交流動力電源喪失により加圧器逃がし弁が機能喪失すると、加圧器安全弁設定圧力まで 1 次冷却系が高圧になり、溶融炉心が原子炉格納容器内に分散しやすくなることから、①全交流動力電源喪失シーケンスを選定している。なお、有効性評価においては、加圧器逃がし弁の復旧を考慮し、その機能に期待しているが、加圧器逃がし弁による減圧開始時点においても 1 次冷却材圧力が高圧に維持される①全交流動力電源喪失シーケンスが最も厳しい。さらに、事故進展を早める観点から、補助給水失敗の重畳を考える。

評価対象 P D S : T E D

- ①外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失
- ②手動停止+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗
- ③過渡事象+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗
- ④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
- ⑤原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗
- ⑥ A T W S + 格納容器スプレイ注入失敗
- ⑦ 2 次冷却系の破断+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗
- ⑧外部電源喪失+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗
- ⑨ 2 次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗+格納容器スプレイ注入失敗

<補足説明>

- ・ ①は全交流動力電源喪失により加圧器逃がし弁が機能喪失し、加圧器安全弁設定圧力まで 1 次冷却材圧力が高圧となる。なお、①は補助給水失敗（タービン動補助給水失敗）となっていないが、仮に補助給水成功であっても最終的に直流電源枯渇による制御不能によりタービン動補助給水停止に至ると考えている。
- ・ ②、③、④、⑦、⑧、⑨は過渡事象等の事故シーケンスであって、加圧器逃がし弁は一般に使用可能であり 1 次冷却材圧力が高圧になっても加圧器逃がし弁設定

圧程度と考えられることから①に包絡される。なお、⑧は起因事象が外部電源喪失であるが非常用所内交流電源の確立に成功したシーケンスであり、全交流動力電源喪失ではなく加圧器逃がし弁は使用可能である。

- ・⑤は原子炉補機冷却機能喪失により加圧器逃がし弁が機能喪失する。しかし、①も全交流動力電源喪失により原子炉補機冷却機能が喪失する事故シーケンスであり評価事故シーケンスでは補助給水失敗を考慮するため、⑤は①に包絡される。また、頻度の観点からも⑤がCDFで 1.1×10^{-8} (／炉年) で①がCDFで 3.5×10^{-6} (／炉年) であり、①の方が大きく、包絡されている。
- ・ATWSが起因事象となる⑥について、ATWSにより炉心出力が高く1次冷却材圧力は高圧で推移するが、加圧器逃がし弁が作動するため、RV破損時の1次冷却材圧力は①に包絡される。また、頻度の観点からも⑥がCDFで 2.9×10^{-12} (／炉年) となり、包絡されている。

(3) 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

a. 評価対象PDSの選定方法

原子炉格納容器への負荷（圧力、温度）の観点から抽出するが、以下の点から、TEDが最も厳しいPDSとなる。

- ・1次冷却材の圧力が高い方が溶融炉心の分散量が大きく、原子炉格納容器への負荷が大きいため1次冷却材圧力に着目して抽出する。
- ・1次冷却材の圧力が高く維持され、減圧の観点から厳しい過渡事象（T**）が厳しくなる。
- ・（T**）のうち、最も1次冷却材の圧力が高くなる加圧器逃がし弁の機能喪失（全交流動力電源喪失等）はTEDに含まれる。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

評価対象PDSであるTEDのうち、1次冷却材圧力が高い圧力に維持される事故シーケンスとして、(2) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）と同じ①全交流動力電源喪失シーケンス（加圧器逃がし弁機能喪失による1次冷却材高圧）を選定している。なお、有効性評価においては、加圧器逃がし弁の復旧を考慮し、その機能に期待しているが、加圧器逃がし弁による減圧開始時点においても1次冷却材圧力が高圧に維持される①全交流動力電源喪失シーケンスが最も厳しい。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える。

(4) 原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用

a. 評価対象PDSの選定方法

原子炉格納容器への負荷（蒸気生成）及び事故進展の観点から抽出するが、以

下の点から、A E Wが最も厳しいP D Sとなる。

- ・ 熔融炉心がより高温となる観点から、事故進展が早くR V破損時の崩壊熱が高い大破断L O C A (A**)が厳しくなる。
- ・ 冷却水から蒸気が急激に生成する観点から原子炉格納容器内の冷却がない(**W)が厳しくなる。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

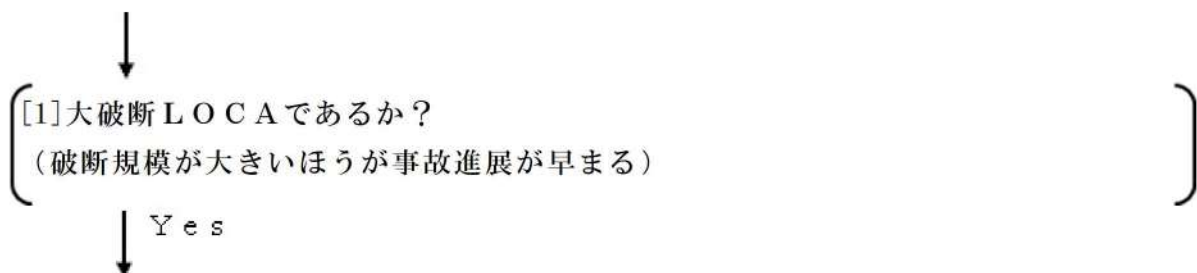
評価対象のP D SであるA E Wのうち、原子炉格納容器への負荷（蒸気生成）及び事故進展の観点から抽出する。A E Wのうち、破断規模が大きいほうが事故進展が早まることから、大破断L O C Aを抽出する。また、E C C S注水（高圧・低圧注入）が失敗したほうが事故進展が早まることから、⑤大破断L O C A + 低圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗を選定している。

ただし、評価事故シーケンスは、格納容器スプレイ再循環失敗において、冷却水から蒸気が急激に生成する観点から原子炉下部キャビティに溜まる水のサブクール度が相対的に小さい重大事故対策の代替格納容器スプレイによる注入成功を考える。

評価事故シーケンス選定のフロー（参考）

評価対象P D S：A E W

- ①大破断L O C A + 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
- ②大破断L O C A + 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
- ③大破断L O C A + 蓄圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗
- ④大破断L O C A + 蓄圧注入失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗
- ⑤大破断L O C A + 低圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗
- ⑥大破断L O C A + 低圧注入失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗
- ⑦中破断L O C A + 高圧再循環失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗
- ⑧中破断L O C A + 高圧再循環失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗
- ⑨中破断L O C A + 蓄圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗
- ⑩中破断L O C A + 蓄圧注入失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗
- ⑪中破断L O C A + 高圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗



- ①大破断 L O C A + 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
- ②大破断 L O C A + 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
- ③大破断 L O C A + 蓄圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗
- ④大破断 L O C A + 蓄圧注入失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗
- ⑤大破断 L O C A + 低圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗
- ⑥大破断 L O C A + 低圧注入失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗



[2]ECCS 注水（高圧・低圧注入）失敗か？
 （ECCS 再循環失敗と ECCS 注水失敗では ECCS 注水失敗の方が事故進展が早まる）

↓ Yes^{※1}

評価対象とする事故シーケンス

- ⑤大破断 L O C A + 低圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗

※1：

- ・「[2]ECCS 注水（高圧及び低圧注入）失敗か？」について、各事故シーケンスについて、高圧・低圧注入成功又は失敗を追記し、細分化することで整理した（表1 ECCS 注水失敗について）。
- ・表1において、低圧再循環失敗又は高圧再循環失敗を含むシーケンスはその前提として低圧注入成功又は高圧注入成功であるため、「[2]ECCS 注水（高圧及び低圧注入）失敗か？」を満たさないことから対象外となる。
- ・表1において、「[2]ECCS 注水（高圧及び低圧注入）失敗か？」を満たす事故シーケンスは③-4、⑤-2となる。③-4と⑤-2を比較すると、⑤-2に蓄圧注入失敗が重なる③-4の方が蓄圧注入失敗が重なる分だけ頻度が低くなる。このため、⑤-2が頻度の観点から事故シーケンスを代表している^{※2}。
- ・以上のことから、「⑤大破断 L O C A + 低圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗」を選定する。

※2：

⑤-2のように、大破断 L O C A 時に ECCS 注水（高圧及び低圧注入）に失敗する要因は高圧注入と低圧注入の共有部である信号系の機能喪失が支配的とな

る。一方、③-4のようにECCS注入（高圧及び低圧注入）に加えて蓄圧注入も同時に機能喪失する要因は、これらにおいて共有している逆止弁の機能喪失が支配的となる。定量的には、前者の方が後者よりも確率が高いため、③-4の方が⑤-2よりも3桁以上低い頻度である。

表1 ECCS注水失敗について

事故シーケンス	高圧注入有無	低圧注入有無	[2]を満たすか
①大破断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	-	+低圧注入成功	×
②大破断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	-	+低圧注入成功	×
③大破断LOCA+蓄圧注入失敗 +格納容器スプレイ再循環失敗	+高圧注入成功	+低圧注入成功 ③-1	×
		+低圧注入失敗 ③-2	×
	+高圧注入失敗	+低圧注入成功 ③-3	×
		+低圧注入失敗 ③-4	○
④大破断LOCA+蓄圧注入失敗 +格納容器スプレイ注入失敗	+高圧注入成功	+低圧注入成功 ④-1	×
		+低圧注入失敗 ④-2	×
	+高圧注入失敗	+低圧注入成功 ④-3	×
⑤大破断LOCA+低圧注入失敗 +格納容器スプレイ再循環失敗	+高圧注入成功 ⑤-1	-	×
	+高圧注入失敗 ⑤-2	-	○
⑥大破断LOCA+低圧注入失敗 +格納容器スプレイ注入失敗	+高圧注入成功	-	×

注) ○：[2]を満たす。×：[2]を満たさない。

(5) 水素燃焼

a. 評価対象PDSの選定方法

原子炉格納容器への負荷（水素濃度）及び事故進展の観点から抽出するが、以下の点から、AEIが最も厳しいPDSとなる。

- 水蒸気が凝縮されると水素濃度が高くなるため、原子炉格納容器が除熱される状態（**I）のPDSが厳しくなる。
- 炉心内のジルコニウム-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、各PDSで炉心内のジルコニウム-水反応による水素発生量の差はなくなるため、事故進展が早く水素放出速度が大きい（A**）が厳しくなる。
- (**D) シーケンスについては、RV破損後後期にMCCIが発生し、表2のとおり水素が発生する。MCCIによる水素発生量はAEDで最も大きく約289.1kgである。MCCIが発生すると水素発生量は多くなるが、同時に多量の水蒸気も発生するため、AEDの水蒸気濃度は約75.3vol%に達し、水素燃焼の可燃限界濃度（約55vol%）を超えるため、水素燃焼にとって厳しい事故シーケンスではない。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

- ・原子炉格納容器内の水素燃焼に対する対策とその有効性を確認する観点（PARの処理能力（ジルコニウム－水反応による水素発生期間中のPARによる水素処理量））から、短期間に大量の水素が発生する事故シーケンスを選定している。
- ・原子炉格納容器内除熱に成功している評価対象のPDSであるAEIでは、水蒸気が凝縮し、水素濃度が相対的に高くなる。
- ・「大破断LOCA+ECCS注水失敗+格納容器スプレイ注入失敗」において、MCCI防止の観点から、格納容器スプレイ注入に失敗しても、代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ注入を実施する手順であるが、流量が大きくより水蒸気が凝縮する格納容器スプレイ注入に成功する事象の方が、水素燃焼の観点ではより厳しい。
- ・放射線水分解による水素発生の観点から、原子炉格納容器内に水が多く存在する方が水素の発生量が多くなる。

以上のことから、事故直後の短期間に水素が発生することに加えて水蒸気が凝縮して水素濃度が相対的に高く、かつ、放射線水分解による水素発生量の観点から「大破断LOCA+ECCS注水失敗（高圧・低圧注入失敗）」が厳しいことから③大破断LOCA+低圧注入失敗シーケンスを選定している。

評価対象PDS：AEI

- ①大破断LOCA+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗
- ②大破断LOCA+蓄圧注入失敗
- ③大破断LOCA+低圧注入失敗^{※3}
- ④中破断LOCA+高圧再循環失敗
- ⑤中破断LOCA+蓄圧注入失敗
- ⑥中破断LOCA+高圧注入失敗

※3：高圧注入失敗を重畳して扱う。

表2 水素発生量の内訳（事故発生～原子炉容器破損後後期）

PDS		AED	A EW	A EI	SED	TED	TEW	TEI
時刻		9.5時間 [CV破損 時点]	14時間 [CV破損 時点]	72時間 [CV破損 なし]	13時間 [CV破損 時点]	16時間 [CV破損 時点]	19時間 [CV破損 時点]	72時間 [CV破損 なし]
MCCI	ジルコニウム	289.1kg (32.8%)	5.2kg (0.6%)	1.0kg (0.1%)	173.2kg (19.6%)	249.5kg (28.3%)	1.0kg (0.1%)	1.0kg (0.1%)
	ステンレス等	0.0kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)
	小計	289.1kg (32.8%)	5.2kg (0.6%)	1.0kg (0.1%)	173.2kg (19.6%)	249.5kg (28.3%)	1.0kg (0.1%)	1.0kg (0.1%)

*（）内は全炉心ジルコニウム量の100%が反応した場合の水素発生量（約882.6kg）に対する割合
*ジルコニウム等の金属別の水素発生量については、直接MAAP解析結果から得ることができないため、未酸化ジルコニウム質量等から推定した。

(6) 溶融炉心・コンクリート相互作用

a. 評価対象PDSの選定方法

原子炉格納容器への負荷（溶融炉心温度）及び事故進展の観点から抽出するが、以下の点からAEDが最も厳しいPDSとなる。

- ・事故進展が早くRV破損時の崩壊熱が高い大中破断LOCA（A**）が厳しくなる。
- ・原子炉圧力が低く、溶融炉心の分散の可能性がないことから、原子炉下部キャビティの溶融炉心の量を多くする（A**）が厳しくなる。
- ・原子炉格納容器内に注水の無いドライ状態（**D）が溶融炉心を冷却せずMCCIを抑制しない観点で厳しくなる。

b. 評価対象PDSの選定方法

この格納容器破損モードは、原子炉容器内の溶融炉心が原子炉下部キャビティへ落下し、溶融炉心からの崩壊熱や化学反応によって原子炉格納容器床のコンクリートが侵食され、原子炉格納容器の構造部材の支持機能が喪失する場合のある格納容器破損モードである。

- ・評価対象PDSであるAEDのうち、より高温の溶融燃料が格納容器コンクリートと接触する場合に厳しい結果となる。
- ・このため、炉心溶融が早く、崩壊熱が高い状態で溶融燃料が原子炉容器外に流出する大破断LOCAにECCS注水機能喪失（高圧・低圧注入失敗）を想定し、さらに格納容器コンクリートと接触しやすくなるよう、格納容器スプレイ機能の喪失を重畳させた事象を選定する。以上から、①大破断LOCA+低圧

注入失敗+高圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗シーケンスを選定する。

評価対象PDS：AED

①大破断LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗

②中破断LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗

事故シーケンスの整理について

イベントツリーを作成する際、各ヘディングにおいてすべての分岐を考慮すると、事故シーケンスの数は非常に多くなるため、定量化を行う際には以下の原則にしたがい分岐を省略して合理的に評価している。

- ・ヘディング間の従属性を考慮し、発生し得ないシーケンスは除外する。
(例：低圧注入に失敗した場合、低圧再循環は必ず失敗)
- ・評価結果（CDF, PDS）が変わらない場合、目的に応じて分岐を集約する。
(例：大破断LOCA時に低圧注入に失敗した場合、蓄圧注入の成否はPDSに影響しない)

このため、定量化に使用するイベントツリーは分岐を省略した簡略なものとなっている。この点について、外部電源喪失を例に説明する。

外部電源喪失のイベントツリーにおいて、ATWSに至る事故シーケンスを除いた各事故シーケンスで省略している分岐をすべて記載したイベントツリーを図1に示す。

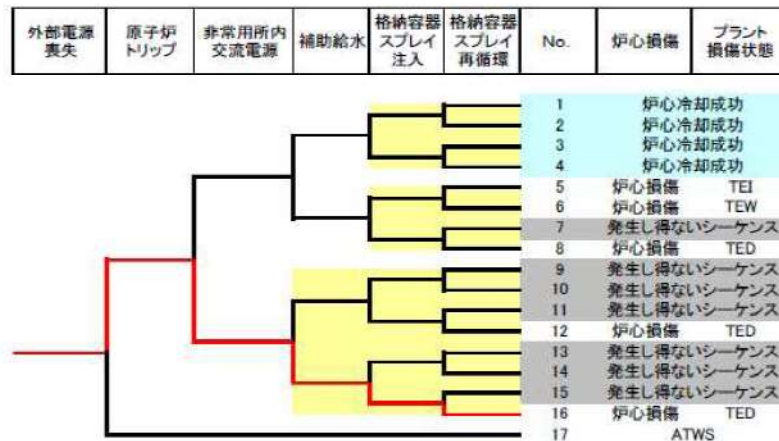


図1 外部電源喪失のイベントツリー（分岐を省略しない場合）

図1において、炉心冷却の成否で分類する場合、黄色で示した分岐は集約することができる。また、PDSを分類する目的として不要な分岐は以下のとおりになる。

- ・No.1~4は炉心冷却成功であり、これらの事故シーケンスを分岐させる必要はない。
- ・格納容器スプレイ再循環は、格納容器スプレイ注入成功を前提とすることからNo.7は発生し得ない事故シーケンスであり、この事故シーケンスを分岐させる必要はない。
- ・格納容器スプレイはその作動に交流電源を必要とするため、外部電源が喪失し、

非常用所内交流電源の供給に失敗した場合には、格納容器スプレイは作動しない。よって、No.9～11, No.13～15 は発生し得ない事故シーケンスとなり、これらの事故シーケンスを分岐させる必要はない。

- No. 12 の事故シーケンスは非常用所内交流電源喪失後の補助給水、すなわちタービン動補助給水に成功している事故シーケンスである。しかし、重大事故等対処設備を考慮しないため、最終的にはこの事故シーケンスでは直流電源枯渇による制御不能によりタービン動補助給水停止に至ると考えている。よってプラント損傷状態は No. 16 と同じであり、No. 12 と No. 16 を分岐させる必要はない。

よって No. 12 と No. 16 において、炉心損傷に至る主要な原因は補助給水の成否によるものではなく全交流動力電源喪失であるため、事故シーケンスグループ「2次冷却系からの除熱機能喪失」には含めていない。

以上の不要な分岐を省略したイベントツリーが図2であり、これを定量評価に用いている。

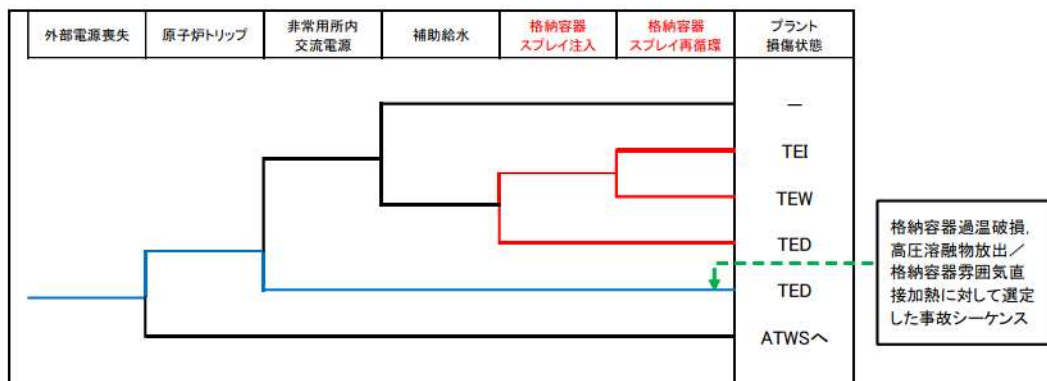


図2 外部電源喪失のイベントツリー（分岐を省略した場合）

図2のうち、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有効性評価を行う格納容器破損モードに対して、「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失」の事故シーケンスを選定している。有効性評価を行う事故シーケンス（評価事故シーケンス）としては、選定した「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失」に事故進展を早める観点で補助給水失敗の重畳を考え、「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+補助給水失敗」（全交流動力電源喪失+補助給水失敗）を評価事故シーケンスとして選定している。

このように分岐の有無が炉心損傷やPDSに影響しない場合、定量評価ではシステムの成功／失敗は考慮されないが、システムの成功／失敗により事象進展速度に差が出る場合、解析ケースとしてより厳しい条件で解析を実施している。

炉心損傷防止が困難な事故シーケンスにおける
格納容器破損防止対策の有効性について

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、以下に示す記載にしたがい整理している。

＜参考：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。

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、以下のとおり要求されている。

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 3 号炉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。

1. 原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗

3. 大破断 L O C A + 低圧注入失敗

4. 大破断 L O C A + 蓄圧注入失敗

5. 中破断 L O C A + 蓄圧注入失敗

【地震 PRA, 津波 PRA にてご説明】

これらの事故シーケンスについては、上記ガイドにしたがい、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とおり確認している。

1. 原子炉補機冷却機能喪失+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^{※1}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、原子炉補機冷却機能喪失の重畳も考慮した上で格納容器破損防止対策の有効性を確認していることから、「原子炉補機冷却機能喪失+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。

※1：1次冷却系がより高圧となり、溶融物が原子炉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。

【地震 PRA, 津波 PRA にてご説明】

3. 大破断LOCA+低圧注入失敗

4. 大破断LOCA+蓄圧注入失敗

5. 中破断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に分類される。

(a) AEWに分類される場合

AEWのPDSが代表となる格納容器破損モードは、「原子炉容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」であり、この破損モードにおいて厳しい条件^{※2}となる「大破断LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗」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を確認している。

※2：AEWのうち、事故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破損までの事故進展の早いECCS注水失敗を考慮している。なお、有効性評価の実施に際しては、冷却水から蒸気が急激に生成するという観点で原子炉下部キャピティに溜まる水のサブ

クール度が相対的に小さい事象が厳しくなるため、格納容器スプレイ再循環失敗（格納容器スプレイ注入成功）の条件を、重大事故等対処設備である代替格納容器スプレイの注入成功として評価条件を設定している。（6.においても同様）

(b) A E I に分類される場合

A E I の P D S が代表となる格納容器破損モードは、「水素燃焼」であり、この破損モードにおいて厳しい条件^{※3}となる「大破断 L O C A + 低圧注入失敗 + 高圧注入失敗」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を確認している。

※3：A E I のうち、事故進展の早さの観点から、大破断 L O C A + 低圧注入失敗 + 高圧注入失敗を選定している。

(c) A E D に分類される場合

A E D の P D S 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（格納容器過圧破損）」及び「溶融炉心・コンクリート相互作用」の2つであり、これらの破損モードにおいて厳しい条件^{※4}となる「大破断 L O C A + 高圧注入失敗 + 低圧注入失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗」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を確認している。

※4：A E D のうち、事故進展の早さの観点から、大破断 L O C A を選定している。

(a)，(b)及び(c)それぞれにおいて厳しい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を確認しており、これら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.）と比較して同等かより厳しい条件であると考えられる。以上から、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。



【地震 PRA，津波 PRA にてご説明】

泊3号炉 PRAピアレビュー実施結果について

1. 目的

事故シーケンスグループ及び格納容器破損モードの選定にあたり実施したPRAの妥当性確認及び品質向上を目的として、国内外のPRA専門家によるピアレビューを実施した。

今回実施したピアレビュー結果の概要は以下のとおり。

2. 実施内容

今回実施した以下に示す各PRAを対象に、日本原子力学会標準との整合性、及び国内外の知見を踏まえたPRA手法の妥当性について確認を行った。

なお、本ピアレビューでは第三者機関から発行されている「PSAピアレビューガイドライン（平成21年6月 一般社団法人 日本原子力技術協会）」（以下、「ガイドライン」という。）を参考にレビューを行った。

2. 1 レビュー対象となるPRA

- ・内部事象運転時レベル1PRA
- ・地震レベル1PRA
- ・津波レベル1PRA
- ・内部事象運転時レベル1.5PRA
- ・内部事象停止時レベル1PRA

2. 2 レビュー体制

レビューアの選定に当たっては、ガイドラインに従い、専門性、経験、独立性及び公正性の4つの要素を考慮して以下のとおり実施した。

なお、レビューの実施に当たっては多面的な視点で評価する観点から、各PRAはレビューチームのうち複数メンバー（主担当、副担当）がレビューを行うこととした。また、今回実施したレビュー実施方法を含めPRA全般を俯瞰した視点から改善事項を抽出する観点でPRAの経験豊富な海外レビューアを米国より招聘し、米国でのPRA実施状況との比較に基づく助言を得ることとした（図1参照）

○国内レビューア：9名



枠囲みの範囲は機密情報に属しますので公開できません。

○海外レビューア：1名

枠囲みの範囲は機密情報に属しますので公開できません。

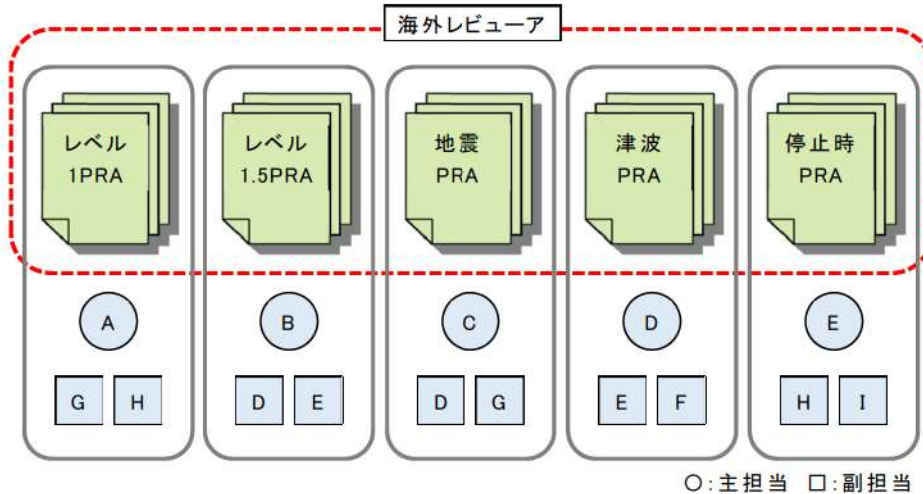


図1 レビュー体制のイメージ

2.3 レビュー方法及び内容

(1) 事前準備（情報収集及び分析）：約2週間

オンサイトレビューを効率的かつ効果的に実施するために、各レビューアに事前にPRAの概要資料を提出し、全体の内容把握及びオンサイトレビューにおいて重点的に内容を確認する項目の抽出・整理する期間を設けた。

(2) オンサイトレビュー：1週間

国内外のレビューアにより、各PRAの文書化資料を基に学会標準適合性等についてレビューを実施した。レビューに際しては適宜同席したPRA実施者（当社社員及びプラントメーカー技術者）と質疑応答を行い、具体的な内容・課題を共有しながら進めた。

(3) ピアレビュー結果報告書の作成：約1.5ヶ月

オンサイトレビューにおけるレビューアとPRA実施者による質疑応答を文書化するとともに、レビュー結果の整理に際して発生した追加質問事項に係る確認を行い、今回実施したピアレビューの実施結果報告書を作成した。

(4) ピアレビュー結果の確認、対応方針検討：約1ヶ月

ピアレビュー報告書に記載された推奨事項等の詳細内容を確認するとともに、各項目に対する今後の方向性を検討した。

3. 結果の概要

3.1 国内レビューアからのコメント

レビューの結果、国内レビューアからのコメントは以下に示すとおりであり、学会標準への不適合や評価手法に問題があるとされる「指摘事項」は0件であり、今回実施したPRAの評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題点がないことが確認された。

一方、PRAの更なる品質向上に資すると考えられる「推奨事項」として起因事象発生頻度の設定方法等に関するコメントを4件、また、文書化における指摘事項及び改善提案として合計79件を受けており、これらについては今後PRAを実施する際に有効活用していくとこととする。

主なコメント内容について以下に示す。

表1 国内レビューアによるコメント件数（件）

	内部事象 レベル1	内部事象 レベル1.5	地震 レベル1	津波 レベル1	停止時 レベル1	合計
指摘事項	0	0	0	0	0	0
推奨事項	4	0	0	0	0	4
文書化	指摘事項	0	22	4	0	34
	改善提案	11	16	2	10	6
良好事例	12	11	1	2	5	31

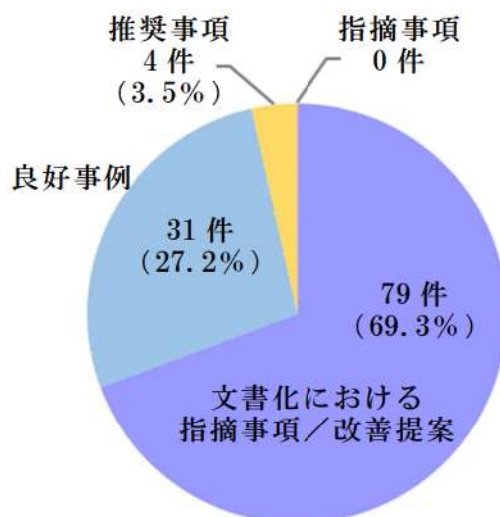


図2 全コメントに対する各コメントの割合

3. 1. 1 指摘事項

今回実施した各PRAはそれぞれの学会標準を参考に評価を実施したものであり、レビュー結果からも学会標準への不適合箇所やPRAの評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題点はないことが確認できた。

3. 1. 2 推奨事項

学会標準適合性とは別に更なる品質向上に資するものとして、4件の推奨事項が挙げられた。具体的には「起因事象の発生頻度」、「成功基準の設定」及び「不確実さ解析」に関する内容であったが、これらの推奨事項は、現状の評価手法に対して更なる説明性の向上に資するものと考えられることから、評価手法改善に向けた調査・検討を実施していく。主な推奨事項の詳細については以下のとおり。

<推奨事項>

(1) 原子炉補機冷却機能喪失、インターフェイスシステムLOCAの発生頻度

原子炉補機冷却機能喪失の発生頻度は、最も支配的な起因事象であり発生頻度の妥当性を確認する上で、システム信頼性解析等の適用性について検討することが推奨される。また、インターフェイスシステムLOCA（以下、「IS-LOCA」という。）についても発生頻度が低いことの妥当性を確認するために、海外の知見を踏まえた評価手法を検討することが推奨される。

(対応方針)

○原子炉補機冷却機能喪失

起因事象発生頻度として、国内で過去発生実績の無い起因事象は発生実績を0.5件と仮定して評価している。原子炉補機冷却機能喪失のようなCDFへの影響が大きい起因事象についてはフォールトツリーを用いたシステム信頼性解析を実施することでプラント毎の相違をより明確に評価することが可能であると考えられ、今後実施する安全性向上評価の際に反映できるよう具体的な評価手法については海外での取扱いを調査し、検討を実施する。

○IS-LOCA

日本と米国のIS-LOCAの発生頻度の相違については、システム解析に用いる機器故障率の相違による影響が支配的であると考えられる。評価手法自体は、海外レビューアからの聞き取り情報からも概ね同じ手法を用いた評価であることを確認しており日本と米国で評価手法に大差はないと考えているが、米国の評価手法の詳細について調査を実施し、安全性向上評価のPRA実施に際して評価手法の見直しを検討する。

(2) 大破断LOCA時の成功基準

大破断LOCA時のECCS注水機能に関する熱水力解析条件が、今回の成功基準解析と整合性が取れていない。この成功基準解析の妥当性を許認可コード又

は最確評価コードを用いた熱水力解析で確認する，又は，その他の方法により成功基準の妥当性を確認している場合はその旨を報告書に明記することが推奨される。

(対応方針)

大破断 L O C A の成功基準で参照している熱水力解析については，許認可時の安全解析を参照するとともに，当該事故シーケンスの C D F への影響を考慮して緩和設備の組み合わせを設定しているものであるが，次回 P R A 実施時には当該部分の判断根拠についての文書化内容を充実させる。

(3) 不確実さ解析における従属性の考慮

P R A モデル内にある同種・同類の基事象に対し，それらのパラメータ（故障率等）に関する知識が同じである状態（State-of-knowledge correlation: S O K C）を前提とする場合，モンテカルロ法における従属性の影響の有無を考慮し，C D F 及びその不確実さが過小評価とならないように，使用するパラメータの特性を把握しておくことが推奨される。

(対応方針)

S O K C における従属性の影響については，学会標準改訂の検討の間でも議論されているものとして認識しており，今後は，安全性向上評価の P R A 実施に際して使用するパラメータの特性を把握し，従属性を適切に考慮して不確実さ解析を実施する。

3. 1. 3 文書化における指摘事項／改善提案

今回のピアレビューで挙げられた文書化における指摘事項は 34 件，改善提案は 45 件であり，モデル化された内容が詳細に文書化されていない事例が多く挙げられた。それらのうち多くは過去の評価時の資料に文書化されているものを引用したことで改めて文書化しなかった事例であるが，文書化については実施した P R A モデルの内容を説明する上で重要な要素であり，引用文献の該当箇所を掲載しておくことが P R A の品質上望ましいと考えられることから，今後文書化の際に改善を図っていく。文書化に関するコメントの一例を以下に示す。

<文書化における指摘事項>

機器カテゴリーの分類に関して，別冊に各機器の分類カテゴリーに関する記載があるが，カテゴリー実施の有無，考え方について本文中に記載する必要がある。
(地震レベル 1 P R A)

<文書化における改善提案>

物理化学現象に関する分岐確率の設定根拠の説明において，工学的判断，文献に基づく設定，過去の知見の使い分けがわかりづらい。設定根拠の説明は重要な

部分であり，説明性向上のためにも適切に整理して記載するのが望ましい。(内部事象レベル1.5PRA)

3.1.4 良好事例

今回のピアレビューで挙げられた良好事例は31件であり，システム解析及び文書化に関する事例が多かった。主な良好事例は以下のとおりであり，今回良好事例として挙げられた項目については，今後も引き続き継続実施していくとともに，更なる品質向上に努めていく。

<主な良好事例>

(1) システム信頼性解析

今回実施したPRAでは，主な信号系(S信号，BO信号等)について代表的な信号系でモデル化するのではなく，各信号系をフォールトツリーで詳細にモデル化していることは，品質管理上好ましく良好事例である。(内部事象レベル1PRA)

(2) 文書化

シビアアクシデント時に考えられる事故進展，負荷の種類，負荷に対する知見及びそれらの根拠となった実験研究が簡潔にまとめられている。(内部事象レベル1.5PRA)

また，学会標準で要求されていない人的過誤リストを作成している。(内部事象レベル1PRA)

3.2 海外レビューアからのコメント

海外レビューアからは，主に米国で実施されているPRAと日本で実施されているPRAとの相違点を踏まえたコメント及び留意事項が示された。海外レビューアから示されたコメントは27件であり，主に起因事象発生頻度に関するコメントが多く示された。今回実施したPRAは学会標準に適合した手法を用いて評価を実施しているが，海外でのPRA実施状況についても適宜参考にし，より品質の高いPRAの実施に向けて今後の対応を検討していく(表2参照)。

<主なコメント>

(1) 泊3号炉のIS-LOCAの発生頻度(3.0E-11/炉年)は，設計が同類の米国プラントの発生頻度(1E-6/年)よりも非常に小さかった。設計が同類の米国プラントにおいて用いられた計算とデータの見直しを行うことを推奨する。同時にIS-LOCAの発生頻度の計算方法の違いをレビューすることを推奨する。

(対応方針)

国内レビューアからも同様のコメントを受けており、同様の対応を実施する。

- (2) 原子炉補機冷却水システムのシステム設計は個別プラントによって異なることから、原子炉補機冷却機能喪失の起因事象発生頻度の評価はプラントごとに決められるべきである。フォールトツリーモデルを使うことにより計算すべきであることを推奨する。

(対応方針)

国内レビューアからも同様のコメントを受けており、同様の対応を実施する。

- (3) 泊3号炉の小破断LOCAの発生頻度(2.2E-4/炉年)がNUREG-1829で報告されている発生頻度(1.5E-3/年)より非常に低いことに注意する必要がある。

(対応方針)

LOCA事象に関しては現時点でシステム信頼性解析のように精緻に評価する手法がなく、発生実績を0.5件と仮定して発生頻度を評価しているが、安全性向上評価のPRAを目途に海外での様々な起因事象発生頻度の評価手法について調査を実施する。

- (4) 起因事象の選定に当たっては米国PWRのPRA、NUREG/CR-6928及びNUREG-1829などに含まれる起因事象を参考に検討することが挙げられる。泊3号炉への適用性の観点等から除外する場合はその理由を記載すべきである。

(対応方針)

本評価では、同型の先行プラントで対象とされている起因事象を参考に起因事象の選定を実施しているものであるが、海外における最新状況も参考に起因事象の選定をするため、安全性向上評価のPRAの実施に際して調査を実施し選定した起因事象の妥当性を確認する。なお、例示された文献に記載されている起因事象は、現在選定している事象で代表できるか、対象プラントに適用されない事象と考えている。

- (5) 交流電源の喪失につながる、開閉器室の空調システムの喪失が含まれていない。この起因事象を排除した根拠(例えば、部屋の加熱の計算)を示す必要がある。

(対応方針)

空調システムが喪失した場合に、部屋の温度が上昇し各機器が機能喪失する可能性については時間余裕の観点から低いものと考えているが、今回、対象外とした理由を文書化していないため、次回PRA時には文書化を実施する。なお、空調システムの喪失による緩和設備の機能喪失については室温評価を実施のうえ、フォールトツリー上でサポート系喪失として考慮している。

(6) 地震、津波PRAにおいて、内部事象PRAで使用された運転員操作のHEPが使用されているが、地震や津波による影響が考慮されなければならない。

(対応方針)

本評価で期待している運転員操作は全て中央制御室からの操作が可能であり、また複雑な操作が要求されないことから、内部事象PRAで用いている人的過誤確率が適用できると判断している。今後実施するPRAにおいて、現場操作や多数の操作が要求されるような人的過誤をモデル化するには、地震や津波による影響を考慮する。

4. まとめ

泊3号炉の各PRAを対象としたピアレビューの結果、国内レビューアからの指摘事項は無かったが、推奨事項や文書化に対する指摘事項等が複数示され、安全審査の中で議論となったIS-LOCAの発生頻度に対するコメントも示された。これらのコメントに対しては、PRAの更なる品質向上に資するものと考えられることから、評価手法の見直しを含めて検討する。さらに、海外レビューアから受けたコメントについても、日米間の評価手法の違いがあるものの、反映することで、より品質の高いPRAとなりえる場合もあると考えられることから、コメントの内容を踏まえつつ、今後の対応を検討していく。

表2 海外レビューアの主なコメント及び対応方針 (1/2)

分類	No.	コメント内容	対応方針
	1	<p>【システム故障の起回事象の発生頻度評価】</p> <p>原子炉補機冷却系の設計はプラントによって異なることから、原子炉補機冷却機能喪失のようなシステム故障の起回事象の発生頻度の定量化の方法は、プラント固有であるべきである。PWRのプラントグループの運転実績を用いる代わりに、フォールトツリーモデルの手法を用いて原子炉補機冷却機能喪失の発生頻度を計算することを推奨する。</p>	<p>原子炉補機冷却機能喪失事象は日本及び米国で発生実績がないことから0.5件を想定して発生頻度を評価している。</p> <p>起回事象発生頻度の評価手法については、今後、国内外の動向調査を踏まえ、評価方法の見直しを検討する。また、従来通りの0.5件を想定した場合とフォールトツリーを用いた場合の頻度を比較し、適切な方法を選択する。</p>
運転時 レベル1	2	<p>【LOCAの起回事象発生頻度評価】</p> <p>当該プラントの小破断LOCAの発生頻度がNUREG-1829で報告されている、小破断LOCAの発生頻度(約1.5E-03/年)より非常に低いことに注意する。NUREG-1829の報告書にある小破断LOCAの発生頻度を推定するのに使用したデータベース中の、どんな小破断LOCA事象に対しても、NUREG-1829によってレビューすることを推奨する。</p>	<p>NUREG/CR-6928では、小破断LOCAの発生頻度が6.0E-04/年として報告されている。本評価で用いた小破断LOCAの頻度は2.2E-04/年であり、同程度と判断している。</p> <p>LOCA事象は発生実績がないことから、0.5件の発生を想定して発生頻度を評価している。起回事象発生頻度については今後の国内外の動向調査を踏まえて検討する。</p>
	3	<p>【人間信頼性解析】</p> <p>米国のプラントで使用された人間信頼性解析の方法に関してレビューアと次の議論を交わした。PRAのシナリオ展開におけるプラントの運転員から(聞き取り調査を通じて)得られた情報と、(手順書、表示/警報、経験や訓練等によって)モデル化された運転員の反応の有効性が重要であることを指摘した。これは推定されたヒューマンエラーの確率における整合性とプラントの運転歴と経験との整合性を確実にする。</p>	<p>今回のPRAにおける人間信頼性解析では、プラントの運転員からの聞き取り調査は実施していない。</p> <p>人間信頼性解析の評価手法については、今後、国内外の動向調査を踏まえ、プラント運転員の情報等をより適切に反映した評価方法への見直しを検討する。</p>
停止時 レベル1	4	<p>感度解析は、PRAモデルにおける不確実性(系統の成功基準、事故シナリオの不確実性など)に対処するために実施する。</p> <p>停止時PRAの各技術的要素について不確実性要因を特性するための体系的なプロセスが必要である。そうすることで、それらの不確実性要因の影響を評価するための感度解析を実施することができる。</p> <p>NUREG-1855には、PRAに関する不確実性の取り扱いに関するガイドラインが示されている。</p>	<p>今回のPRAの感度解析では、PRAの結果に重要な影響を与えるモデルの不確実性要因として、全炉心損傷頻度に対する寄与の大きさに着目して選定し、感度解析の条件を設定しており、不確実性要因を特性するための体系的なプロセスは踏んでいない。</p> <p>本コメントでの指摘を踏まえ、安全性向上評価実施時に、停止時PRAの各技術要素についての不確実性要因を特定し、必要に応じて特定した不確実性要因に対する感度解析を実施する。</p>

表2 海外レビューアの主なコメント及び対応方針 (2/2)

分類	No.	コメント内容	対応方針
地震 レベル1	5	<p>内的事象の事故シナリオが地震事象のリスク影響を評価するに使用していたので、内的事象の事故シナリオモデルで使われた、運転員の操作のHEPにおける地震事象の影響が、考慮されなければならぬ。いくつかの場合/シナリオにおいて、内的事象の事故シナリオモデルにおいてモデル化された運転員の操作は、地震事象では信頼できない。</p>	<p>本評価で期待している運転員操作は、全て中央制御室からの操作が可能であること、複雑な操作が要求されないことから、内的事象PRAで用いている人的過誤確率が適用できると判断している。現場操作や多数の操作が要求されるような人的過誤をPRAでモデル化する際には、外的事象による人的過誤を検討する。</p>
	6	<p>コメントの中には、報告書は津波による8つのタイプの影響のうち、3つしか取り上げていないというものがあつた。津波の影響はすべて考慮しなければならぬので、他の影響を排除/選別したことの正当性を示さなければならぬ。</p>	<p>損傷・機能喪失要因のうち、フラジリティ評価対象とする要因が明確になるように報告書に記載する。 それぞれの損傷・機能喪失要因を考慮した場合でも、津波シナリオの検討に高さのみを考慮すればよいことを記載する。</p>
津波 レベル1	7	<p>内的事象の事故シナリオモデルがプラントの津波事象のリスク影響を評価するのに使われていたので、内的事象の事故シナリオモデルで使われた、運転員の操作のHEPにおける津波事象の影響が、考慮されなければならぬことに注意する。いくつかの場合/シナリオにおいて、内的事象の事故シナリオモデルにおいてモデル化された運転員の操作は、津波事象では信頼できない。</p>	<p>本評価で期待している運転員操作は、中央制御室からの操作が可能であること、複雑な操作が要求されないこと、事象発生前に警報などで運転員が津波の発生に備えることが可能であるから、内的事象PRAで用いている人的過誤確率が適用できると判断している。現場操作や多数の操作が要求されるような人的過誤をPRAでモデル化する際には、外的事象による人的過誤を検討する。</p>
	8	<p>すべての破損カテゴリに対する判定基準を設定することを推奨する。</p>	<p>抽出した負荷について、全ての破損カテゴリに対して判断基準を設定し、記載する。</p>
運転時 レベル1.5	9	<p>緩和システムにおける依存性にマトリクス表を使うことを推奨する。</p>	<p>ヘディングの従属性の表をマトリクス形式として成功に従属/失敗に従属の区別をつけた表とする。</p>

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	泊発電所3号炉の対応状況
<p>(はじめに) 本書は、「実用発電用原子炉及びその付属設備の位置、構造及び設備に関する規則の解釈」（平成25年6月19日）(以下、「解釈」という。) 第3章第37条に基づき、原子炉設置(変更)許可申請者が、確率論的リスク評価(以下、「PRA」という。))に關し、審査のための説明に際し、参照すべき事項を示すものである。なお、申請者は、本書の整理によらない構成で説明することでもできるが、その際には本書の整理と異なる点について合理的とする理由についての説明とともに各項目に相当する内容について、申請者の説明責任として示す必要がある。</p> <p>1. 新規制基準適合性の審査において提示すべきPRAの実施内容に係る資料について 新規制基準では、「解釈第3章第37条(重大事故等の拡大の防止等)」「1-1(a)及び(b)」、「2-1(a)及び(b)」及び「4-1(a)及び(b)」における事故シナリオグループ等の抽出においてPRAを活用することが規定されており、その実施状況を認める必要があるため、原子炉設置(変更)許可申請者においては、審査の過程において事故シナリオグループ等の抽出におけるPRAの実施状況を説明する必要がある。本解釈における(b)には、「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。」とされており、外部事象に關しては、PRAの適用が可能なもの以外はそれに代わる方法について、評価条件や評価方法、評価のプロセスに關する説明(適切性の説明を含む)、評価の結果等評価結果を導くために必要と考えられる事項を整理し説明する必要がある。</p> <p>そのため、ここでは、日本原子力学会標準等を参考に基本的に想定されるPRAの実施内容を踏まえ、説明に最低限必要な項目を列記した。なお、説明に当たっては、実施したPRAの内容を踏まえここに記載している項目に加えて説明すべき事項を抽出し、説明性の観点から再構成するなど、申請者の説明責任として自ら十分検討すべきことを付言する。</p> <p>2. PRAの評価対象 今回の原子炉等規制法改正後の初回設置(変更)許可時においては、これまでの許認可実績を踏まえ、規制上の担保が得られている対策を基にPRAを実施するものであり、PRAの前提となっている設備状況等については整理する必要があるが、評価対象を明示すること(例：下図の(B)までの設備について、既許可ECCSの機能を作動させるための手動起動措置を評価対象とすることはできないが、許認可実績を踏まえそれぞれ個別の評価対象についての整理が必要。)</p>	<p>「別添 泊発電所3号炉 確率論的リスク評価(PRA)について」における対応状況を以下に示し、その対応箇所の項目を()で記載する。</p> <p>従来から定期安全レビュー(PSR)等の機会に内部事象レベル1 PRA(出力運転時、停止時)、レベル1.5 PRAの評価を実施してきており、これらのPRA手法を今回も適用した。また、現段階で適用可能な外部事象として、日本原子力学会において実施基準が標準化され、試験評価等の実績を有する地震レベルIPRA及び津波レベルIPRAを適用対象とし、建屋・構築物及び大型機器等の大規模な損傷から発生する事象についても事故シナリオグループ等の選定に係る検討対象範囲とした。(2. 事故シナリオグループ等の選定に係るPRAの実施範囲・評価対象・実施方法)</p> <p>なお、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分析を実施した。(事故シナリオグループ及び重要事故シナリオグループ等の選定について別紙1 有効性評価の事故シナリオグループ等の選定に際しての外部事象の考慮について)</p> <p>今回実施するPRAの目的が重大事故対策設備の有効性評価を行う事故シナリオグループ等の選定への活用にあることを考慮し、これまで整備してきたアクシデントマネジメント策や緊急安全対策等を考慮しない仮想的なプラント状態を評価対象としてPRAモデルを構築した。</p> <p>また、地震及び津波のPRAについては、これまでに整備し今後整備していく設計基準対象施設を考慮する。(2. 事故シナリオグループ等の選定に係るPRAの実施範囲・評価対象・実施方法)</p>

泊発電所3号炉の対応状況	「PRAの説明における参照事項」の記載内容
<p>①PRAの中で考慮する設備を、プラント仕様や必要となる系統ごとに整理した。 (3.1.1.a.対象プラント)</p> <p>②停止時 PRA で記載</p> <p>③停止時 PRA で記載</p>	<p>3. レベル1 PRA</p> <p>3.1 内部事象</p> <p>a. 対象プラント</p> <p>①対象とするプラントの説明</p> <p>●設計基準事故対処設備であり、重大事故等の対処に用いる設備（以下「対処設備」という。）等、PRAの中で考慮する設備の一覧及び設備の説明</p> <p>②停止時のプラント状態の推移（停止時 PRAのみ）</p> <p>③プラント状態分類（停止時 PRAのみ）</p> <p>●プラント状態分類の考え方</p> <p>●プラント状態の分類結果</p>
<p>①</p> <p>●通常の運転状態を妨げる事象であって、炉心損傷に波及する可能性がある事象を選定した。また、その事象の説明及び発生頻度を整理した。(3.1.1.b. 起回事象 ① (1) 起回事象の選定)</p> <p>●PRAで考慮する起回事象を国内外の評価事例をもとに選定し、主にプラントの運転経験から得られた起回事象の発生件数と運転実績から発生頻度を求めた。グループ化に当たっては、事象シナリオの展開が類似しており、同一の緩和機能が必要とされるグループに分類した。(3.1.1.b. 起回事象① (4) 起回事象の発生頻度評価, (3) 起回事象のグループ化)</p> <p>●発生の可能性が極めて低いか、又は発生を仮定してもその影響が限定される起回事象は除外した。(3.1.1.b. 起回事象① (2) 同定した起回事象の除外)</p>	<p>b. 起回事象</p> <p>①評価対象とした起回事象のリスト、説明及び発生頻度</p> <p>●起回事象リスト、説明及び発生頻度</p> <p>●起回事象の抽出の方法、グループ化している場合にはグループ化の考え方、発生頻度の評価方法</p> <p>●対象外とした起回事象と、対象外とした理由</p>
<p>①</p> <p>●炉心損傷の定義シナリオ（一般、CV内除熱シナリオ時、Non-LOCA時）ごとに整理し、成功基準を決定した。(3.1.1.e. 成功基準 ① (1) 炉心損傷判定条件)</p> <p>●成功基準の一覧表は起回事象ごとに整理した。(3.1.1.e.成功基準 ① (2) 起回事象ごとの成功基準)</p> <p>●運転員操作を必要とする設備の余裕時間については診断余裕時間として評価、設定した。また、使用時間については喪失した設備の復旧や追加の運転員操作が期待でき、当該事故シナケンスに至る確率も小さいと判断し、一律24時間と設定した。 (3.1.1.e. 成功基準① (3) 対処設備動作までの余裕時間及び使命時間)</p>	<p>c. 成功基準</p> <p>①成功基準の一覧表</p> <p>●炉心損傷の定義</p> <p>●起回事象ごとの成功基準の一覧表</p> <p>●対処設備動作までの余裕時間及び使命時間</p>

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	泊発電所3号炉の対応状況
<p>● 成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析結果、及び使用した解析コードの検証性</p> <p>d. 事故シケンス</p> <ul style="list-style-type: none"> ① イベントツリー ● イベントツリー図 ● ヘディング、事故進展及び最終状態の説明 ● イベントツリー作成上の主要な仮定 <p>e. システム信頼性</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 評価対象としたシステムとその説明 ● 評価対象システム一覧 ● システムの概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定 ② システム信頼性評価手法 ③ システム信頼性評価の結果 ● 起因事象ごとのシステム信頼性評価結果 ● 主要なミニマルカセット（FTを用いた場合） ④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠 <p>f. 信頼性パラメータ</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 非信頼度を構成する要素と評価式 	<p>● 成功基準解析については過去に実施した解析結果を参照した。使用した解析コードについては、原子炉施設の許認可審査で十分な実績を有しており、検証が行われていることを確認した。</p> <p>(3.1.1.e. 成功基準① (4) 熱水力解析等の解析結果及び解析コードの検証性)</p> <p>① 各起因事象に対して、炉心損傷を防止するために必要な安全機能及び安全機能を達成するために必要な緩和設備や緩和操作を検討し、炉心損傷に至る事故シケンスをイベントツリーとして展開した。</p> <p>イベントツリー図の作成に当たって、以下を実施した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 安全機能及び成功基準の同定に基づきイベントツリーのヘディングを設定 ・ 事故進展を整理し、最終状態を明確化 ・ イベントツリー作成上の主要な仮定について明確化 <p>(3.1.1.d. 事故シケンス)</p> <p>① 評価対象としたシステムについては一覧表を作成し、それぞれのシステムごとに概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。</p> <p>(3.1.1.e. システム信頼性 ① 評価対象としたシステムとその説明)</p> <p>② システム信頼性解析ではイベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系とそのサポート系について、フォールトツリーを作成し、信頼性を評価した。</p> <p>(3.1.1.e. システム信頼性② システム信頼性評価手法)</p> <p>③ システム信頼性解析の結果について、起因事象ごとに結果が異なるものは起因事象ごとに評価し、主要なミニマルカセットの評価も実施した。</p> <p>(3.1.1.e. システム信頼性③ システム信頼性評価の結果)</p> <p>④ 1次冷却材ポンプシール LOCA 発生確率についてシステム信頼性評価を実施せずに非信頼度を設定しており、その根拠を明確にした。</p> <p>(3.1.1.e. システム信頼性④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠)</p> <p>① 非信頼度を構成する要素としては、機器故障率データ、共通要因故障パラメータ、試験又は保修作業による待機除外確率等があり、それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。</p> <p>(3.1.1.f. 信頼性パラメータ ① 非信頼度を構成する要素と評価式)</p>

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	泊発電所3号炉の対応状況
<p>②機器故障率パラメータの一覧</p> <p>●機器故障率パラメータの設定方法（機器の種類、機器の境界、故障モードの分類等）</p> <p>●機器故障率パラメータの一覧（故障モード、故障率等）</p> <p>●機器故障率パラメータの不確かさ幅</p> <p>③機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率</p> <p>④待機除外確率</p> <p>⑤共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ</p>	<p>②機器故障率パラメータについては原子力安全推進協会が管理している原子力施設情報公開ライブラリーNUCIAに従い、機器の種類、機器の境界、故障モードの分類を行った。 (3.1.1.f. 信頼性パラメータ ② 機器故障率パラメータの一覧)</p> <p>③本評価では故障した機器の使命時間中の復帰は考慮していない。(3.1.1.f. 信頼性パラメータ ③ 機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率)</p> <p>④待機除外確率は試験又は保守作業による待機除外を考慮しており、ともに供用可能時間と供用不能時間から確率を算出した。(3.1.1.f. 信頼性パラメータ ④ 待機除外確率)</p> <p>⑤共通要因故障の発生要因を分析し、考慮するものについてはMGLパラメータを使用した。 (3.1.1.f. 信頼性パラメータ ⑤ 共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ)</p>
<p>g. 人的過誤</p> <p>①評価対象とした人的過誤及び評価結果</p> <p>●人的過誤の評価に用いた手法</p> <p>●人的過誤の種類、人的操作に対する許容時間、過誤回復の取扱い</p> <p>●人的過誤評価結果</p> <p>●人的過誤評価用いた主要な仮定</p>	<p>①人的過誤では THERP 手法を用いて人的過誤率を評価した。人的過誤は起因事象発生前と起因事象発生後で分類し、さらに起因事象発生前は復旧忘れ、起因事象発生後は診断失敗、操作失敗、読み取り失敗と分類した。診断失敗は許容時間から人的過誤確率を評価した。人的過誤評価結果については、事故前及び事故後で一覽表として整理した。なお、発電所の運用を、人的過誤評価の主要な仮定に反映した。 (3.1.1.g. 人的過誤)</p>
<p>h. 炉心損傷頻度</p> <p>①炉心損傷頻度の算出に用いた方法</p> <p>②炉心損傷頻度</p> <p>●全炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオと分析</p> <p>●起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオと分析</p> <p>●プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオの分析</p> <p>③重要度解析、不確かさ解析及び感度解析</p>	<p>①フォールトツリ-結合法を用いて評価を行っている。計算コード RiskSpectrum®PSA を用いてイベントツリ-解析、フォールトツリ-解析を行い、炉心損傷頻度の算出を行った。 (3.1.1.h. 炉心損傷頻度 ① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法)</p> <p>②全炉心損傷頻度、起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオを整理し、結果の分析を行った。プラント損傷状態別炉心損傷頻度はレベル1 PRA では不要であるが、レベル1.5PRA を実施するために算出した。(レベル1.5PRA 資料に記載) (3.1.1.h. 炉心損傷頻度 ② 炉心損傷頻度)</p> <p>③炉心損傷に至る支配的な要因を確認する観点で重要度解析を実施した。また、PRA 結果の活用目的である事故シナリオグループ等の選定に係る炉心損傷頻度の相対的な割合の確認に際しての参考として不確かさ解析を実施した。なお、対象項目として評価結果に影響を及ぼす可能性のある仮定、データ等を選定し感度解析を実施した。(3.1.1.h. 炉心損傷頻度 ③ 重要度解析、不確かさ解析及び感度解析)</p>

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	泊発電所3号炉の対応状況
<p>3. レベル1 PRA</p> <p>3.1 内部事象（停止時）</p> <p>a. 対象プラント</p> <p>①対象とするプラントの説明</p> <p>●設計基準事故対処設備であり、重大事故等の対処に用いる設備（以下「対処設備」という。）等、PRAの中で考慮する設備の一覧及び設備の説明</p> <p>②停止時のプラント状態の推移（停止時 PRAのみ）</p> <p>③プラント状態分類（停止時 PRAのみ）</p> <p>●プラント状態分類の考え方</p> <p>●プラント状態の分類結果</p>	<p>①PRAの中で考慮する設備を、プラント仕様や必要となる系統ごとに整理した。(3.1.2.a. 対象プラント ①対象とするプラントの説明)</p> <p>②停止時のプラント状態の推移を図に整理した。(3.1.2.a. 対象プラント ②停止時のプラント状態の推移)</p> <p>③原子炉冷却材のインベントリ（水位）、温度、圧力などのプラントパラメータの類似性、保守点検状況に応じた緩和設備の使用可能性、起出事象、成功基準、時間余裕に関する類似性の観点から、評価対象期間を15のプラント状態分類（POS：Plant Operational State）に分類し、POS4,5,9,10,12を評価対象とした。(3.1.2.a. 対象プラント ③プラント状態分類)</p>
<p>b. 起出事象</p> <p>①評価対象とした起出事象のリスト、説明及び発生頻度</p> <p>●起出事象リスト、説明及び発生頻度</p> <p>●起出事象の抽出の方法、グループ化している場合にはグループ化の考え方、発生頻度の評価方法</p> <p>●対象外とした起出事象と、対象外とした理由</p>	<p>①</p> <p>●通常の運転状態を妨げる事象であって、炉心損傷に波及する可能性がある事象を選定した。また、その事象の説明及び発生頻度を整理した。(3.1.2.b. 起出事象 ①(1)起出事象の選定、(4)起出事象の発生頻度評価)</p> <p>●PRAで考慮する起出事象をPOS毎に同定した。網羅的に同定するため以下の手法により体系的に分析・抽出した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子力施設運転管理年報等による国内プラントのトラブル事例のレビュー ・マスターロジックダイヤグラムに基づく分析 ・既往のPRA等による、国内外における起出事象に関する評価事例の分析 <p>(3.1.2.b. 起出事象 ①(3)起出事象のグループ化、(4)起出事象の発生頻度評価)</p> <p>●発生の可能性が極めて低いか又は発生を仮定してもその影響が限定される起出事象は評価対象外とした。(3.1.2.b. 起出事象 ①(2)同定した起出事象の除外)</p>
<p>c. 成功基準</p> <p>①成功基準の一覧表</p> <p>●炉心損傷の定義</p> <p>●起出事象ごとの成功基準の一覧表</p>	<p>①</p> <p>●炉心損傷を有効燃料長頂部が露出した状態、又は、ほう素希釈時に未臨界を維持できないう状態（未臨界維持機能喪失時）として定義した。(3.1.2.c. 成功基準 ①(1) 損傷判定条件)</p> <p>●注水機能及び除熱機能の観点から、成功基準の一覧表を起出事象ごとに整理した。(3.1.2.c. 成功基準 ①(2)起出事象ごとの成功基準)</p>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への泊発電所3号炉 PRAの対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	泊発電所3号炉の対応状況
<p>●対処設備動作までの余裕時間及び使用した解析コードの検証性</p> <p>●成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析結果、及び使用した解析コードの検証性</p> <p>d. 事故シーケンス</p> <p>①イベントツリー</p> <p>●イベントツリー図</p> <p>●ヘディング、事故進展及び最終状態の説明</p> <p>●イベントツリー作成上の主要な仮定</p>	<p>●運転員操作を必要とする設備の時間余裕についてはは診断余裕時間として評価、設定した。また、使用時間については、事故後24時間まで安定冷却が可能であれば、喪失した設備の復旧や追加の運転員操作が期待できると判断し、使用時間を24時間と設定した。 (3.1.2.e. 成功基準 ①(3)対処設備動作までの余裕時間及び使用時間)</p> <p>●成功基準設定のために熱水力解析を実施していない。(3.1.2.e. 成功基準 ①(4)熱水力解析等の解析結果、及び解析コードの検証性)</p>
<p>e. システム信頼性</p> <p>①評価対象としたシステムとその説明</p> <p>●評価対象システム一覧</p> <p>●システムの概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定</p> <p>②システム信頼性評価手法</p> <p>③システム信頼性評価の結果</p> <p>●起因事象ごとのシステム信頼性評価結果</p> <p>●主要なミニマルカットセット（FTを用いた場合）</p> <p>④システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠</p>	<p>①各起因事象に対して、炉心損傷を防止するために必要な安全機能及び安全機能を達成するために必要な緩和設備や緩和操作を検討し、炉心損傷に至る事故シーケンスをイベントツリーとして展開した。</p> <p>イベントツリー図の作成に当たって、以下を実施した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・安全機能及び成功基準の同定に基づきイベントツリーのヘディングを設定 ・事故進展を整理し、最終状態を明確化 ・イベントツリー作成上の主要な仮定について明確化 <p>(3.1.2.d. 事故シーケンス)</p>
<p>f. 信頼性パラメータ</p> <p>①非信頼度を構成する要素と評価式</p> <p>②機器故障率パラメータの一覧</p> <p>●機器故障率パラメータの設定方法（機器の分類、機器の境界、故障モードの分類等）</p> <p>●機器故障率パラメータの一覧（故障モード、故障率等）</p>	<p>①評価対象としたシステムについては一覧表を作成し、それぞれのシステムごとに概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。(3.1.2.e. システム信頼性 ①評価対象としたシステムとその説明)</p> <p>②システム信頼性解析ではイベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系とそのサポート系について、フォールトツリーを作成し、信頼性を評価した。(3.1.2.e. システム信頼性 ②システム信頼性評価手法)</p> <p>③システム信頼性解析の結果について、起因事象ごとに結果が異なるものは起因事象ごとに評価し、主要なミニマルカットセットの評価も実施した。(3.1.2.e. システム信頼性 ③システム信頼性評価の結果)</p> <p>④システム信頼性評価をせずに設定した非信頼度はない。(3.1.2.e. システム信頼性 ④システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠)</p>
<p>①非信頼度を構成する要素として、機器故障率パラメータ、共通要因故障パラメータ、試験又は保修作業による待機除外確率等があり、それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。(3.1.2.f. 信頼性パラメータ ①非信頼度を構成する要素と評価式)</p> <p>②機器故障率パラメータについては、原子力安全推進協会が管理している原子力施設情報公開ライブラリーNUCIAに従い、機器の分類、機器の境界、故障モードの分類を行った。 (3.1.2.f. 信頼性パラメータ ②機器故障率パラメータの一覧)</p>	<p>①非信頼度を構成する要素として、機器故障率パラメータ、共通要因故障パラメータ、試験又は保修作業による待機除外確率等があり、それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。(3.1.2.f. 信頼性パラメータ ①非信頼度を構成する要素と評価式)</p> <p>②機器故障率パラメータについては、原子力安全推進協会が管理している原子力施設情報公開ライブラリーNUCIAに従い、機器の分類、機器の境界、故障モードの分類を行った。 (3.1.2.f. 信頼性パラメータ ②機器故障率パラメータの一覧)</p>

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	泊発電所3号炉の対応状況
<p>●機器故障率パラメータの不確かさ幅</p> <p>③機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率</p> <p>④待機除外確率</p> <p>⑤共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ</p>	<p>③本評価では故障した機器の使命時間中の復旧は考慮していない。(3.1.2.f. 信頼性パラメータ ③機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率)</p> <p>④定期検査期間中には、出力運転中と異なり、検査・保修を実施するために系統や機器を待機除外とする期間がある。この期間は定期検査によって変わりが、本評価では保安規定で定める運転上の制限を考慮し、設備の冗長性が最も小さくなる状態を仮定して、保守的に各POSに対する待機状態を設定した。(3.1.2.f. 信頼性パラメータ ④待機除外確率)</p> <p>⑤共通要因故障の発生要因を分析し、考慮するものについてはMGLパラメータを使用した。(3.1.2.f. 信頼性パラメータ ⑤共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ)</p>
<p>g. 人的過誤</p> <p>①評価対象とした人的過誤及び評価結果</p> <p>●人的過誤の評価に用いた手法</p> <p>●人的過誤の分類、人的操作に対する許容時間、過誤回復の取扱い</p> <p>●人的過誤評価結果</p> <p>●人的過誤評価に用いた主要な仮定</p>	<p>①人的過誤では THERP 手法を用いて人的過誤率を評価した。人的過誤は起因事象発生前と起因事象発生後で分類し、さらに起因事象発生前は復旧忘れ、起因事象発生後は診断失敗、操作失敗、読み取り失敗と分類した。診断失敗は許容時間から人的過誤率を評価した。人的過誤評価結果については、事故前及び事故後で一覧表として整理した。なお、発電所の運用を、人的過誤評価の主要な仮定に反映した。(3.1.2.g. 人的過誤)</p>
<p>h. 炉心損傷頻度</p> <p>①炉心損傷頻度の算出に用いた方法</p> <p>②炉心損傷頻度</p> <p>●全炉心損傷頻度及び主要な事故シケンスと分析</p> <p>●起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シケンスと分析</p> <p>●フラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シケンスの分析</p> <p>③重要度解析、不確かさ解析及び感度解析</p>	<p>①フォールトツリ-結合法を用いて評価を行っている。計算コード RiskSpectrum®PSA を用いて、イベントツリ-解析、フォールトツリ-解析を行い、炉心損傷頻度の算出を行った。 (3.1.2.h. 炉心損傷頻度 ①炉心損傷頻度の算出に用いた方法)</p> <p>②全炉心損傷頻度、起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シケンスを整理し、結果の分析を行った。フラント損傷状態別炉心損傷頻度はレベル IPRA では不要なため、評価を省略した。(3.1.2.h. 炉心損傷頻度 ②炉心損傷頻度)</p> <p>③炉心損傷に至る支配的な要因を確認する観点で重要度解析を実施した。また、PRA 結果の活用目的である事故シケンスグループ等の選定に係る炉心損傷頻度の相対的な割合の確認に際しての参考として不確かさ解析を実施した。なお、対象項目として評価結果に影響を及ぼす可能性のある仮定、データ等を選定し感度解析を実施した。(3.1.2.h. 炉心損傷頻度 ③重要度解析、不確かさ解析及び感度解析)</p>

泊発電所3号炉の対応状況	「PRAの説明における参照事項」の記載内容
<p>【地震PRA・津波PRAにてご説明】</p>	<p>3. 2 外部事象（地震）</p> <p>a. 対象プラントと事故シナリオ</p> <ul style="list-style-type: none"> ①対象とするプラントの説明 ●地震PRAの中で考慮する設備の一覧及び設備の説明 ●ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果 <p>②地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析</p> <ul style="list-style-type: none"> ●事故シナリオの分析・選定とスクリーニングの説明 ●事故シナリオと起因事象の分析結果 ●機器リストの作成結果 <p>b. 地震ハザード</p> <ul style="list-style-type: none"> ①地震ハザード評価の方法 ●新規制基準（地震）にて策定された基準地震動の超過確率の算出に用いた地震ハザード評価に用いた手法の説明 ②地震ハザード評価に当たっての主要な仮定

泊発電所3号炉の対応状況	「PRAの説明における参照事項」の記載内容
<p style="text-align: center;">【地震PRA・津波PRAにてご説明】</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● 震源モデル、地震動伝播モデルの設定と各モデルの設定根拠及び不確かさ要因の分析結果の説明 ● 不確かさ要因の分析結果に基づいて作成したロジックツリーの明示とロジックツリーの各分岐において設定した重みの根拠の説明 <p>③ 地震ハザード評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 作成したロジックツリーを用いた地震ハザード曲線群の算出と、各ハザード曲線群から求めた信頼度別ハザード曲線や平均ハザード曲線の説明 ● 地震ハザード評価結果に基づきフラジリティ評価用地震動の作成方法の説明
	<p>c. 建屋・機器のフラジリティ</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 評価対象と損傷モードの設定 ② フラジリティの評価方法の選択 ③ フラジリティ評価上の主要な仮定（不確かさの設定、応答係数等） ④ フラジリティ評価における耐力情報 ● 評価部位、損傷モード及びその耐力値と確率分布 ● 評価部位の材料と温度【機能損傷の場合】 ● 機能限界値の諸元【機能損傷の場合】 ⑤ フラジリティ評価における応答情報 ● 評価部位、損傷モード及びその応答値と確率分布 ● 基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答とその他の荷重条件による評価部位の応答の内訳【構造損傷の場合】 ● 基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答【機能損傷の場合】 ⑥ 建物・機器のフラジリティ評価結果 <p>d. 事故シーケンス</p> <p>(1) 起因事象</p> <p>① 評価対象とした起因事象のリスト、説明及び発生頻度</p>

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	泊発電所3号炉の対応状況
<p>●地震により誘発される起回事象の選定方法とその結果</p> <p>●グルーピングしている場合にはグルーピング化の考え方、発生頻度の評価方法</p> <p>●対象外とした起回事象と、対象外とした理由</p> <p>●地震固有の事象とその取扱い</p> <p>②階層イベントツリーの考え方、イベントツリーとその説明</p> <p>●起回事象の階層化の考え方、イベントツリーとその説明</p> <p>(2) 成功基準</p> <p>①成功基準の一覧</p> <p>●起回事象ごとの成功基準</p> <p>●炉心損傷の定義</p> <p>●対処設備作動までの余裕時間及び使命時間</p> <p>●成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析結果、及び使用した解析コードの検証性</p> <p>(3) 事故シナケンス</p> <p>①イベントツリー</p> <p>●イベントツリー図</p> <p>●ヘディング、事故進展及び最終状態</p> <p>●イベントツリー作成上の主要な仮定</p> <p>(4) システム信頼性</p> <p>①評価対象としたシステムとその説明</p>	<p>【地震PRA・津波PRAにてご説明】</p>

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	泊発電所3号炉の対応状況
<p>●評価対象システム一覧</p> <p>●系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定</p> <p>●B及びCクラス機器の取扱い</p> <p>②機器損傷に関する機器間の相関の取扱い</p> <p>③システム信頼性評価結果</p> <p>●起因事象ごとのシステム信頼性評価結果</p> <p>●主要なミニマルカットセット（FTを用いた場合）</p> <p>④システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠</p> <p>（5）人的過誤</p> <p>①評価対象とした人的過誤及び評価結果</p> <p>●人的過誤の評価に用いた手法</p> <p>●人的過誤の分類、人的操作に対する許容時間、過誤回復の取扱い</p> <p>●人的過誤評価に用いた主要な仮定</p> <p>●人的過誤評価結果</p> <p>（6）炉心損傷頻度</p> <p>①炉心損傷頻度の算出に用いた方法</p> <p>②炉心損傷頻度結果</p> <p>●全炉心損傷頻度及び主要な事故シナケケンスと分析</p> <p>●起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シナケケンスと分析</p> <p>●プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シナケケンスと分析</p> <p>●地震加速度と炉心損傷頻度の関係とその分析</p> <p>③重要度解析、不確かさ解析及び感度解析</p>	<p>【地震PRA・津波PRAにてご説明】</p>

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	泊発電所3号炉の対応状況
<p>3. 2 外部事象（津波）</p> <p>a. 対象プラントと事故シナリオ</p> <ul style="list-style-type: none"> ①対象とするプラントの説明 ●津波PRAの中で考慮する設備の一覧及び設備の説明 ●ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果 <p>②津波により炉心損傷に至る事故シナリオと分析</p> <ul style="list-style-type: none"> ●事故シナリオの分析・選定とスクリーニングの説明 ●事故シナリオと起因事象の分析結果 ●建物・機器リストの作成結果 	<p>【地震PRA・津波PRAにてご説明】</p>
<p>b. 津波ハザード</p> <ul style="list-style-type: none"> ①津波ハザード評価の方法 ●新規制基準（津波）にて策定された基準津波の超過確率の算出に用いた津波ハザード評価に用いた手法の説明 ②津波ハザード評価に当たったの主要な仮定 ●津波発生モデル、津波伝播モデルの設定と各モデルの設定根拠及び不確実さ要因の分析結果の説明 ●不確実さ要因の分析結果に基づいて作成したロジックツリーの明示とロジックツリーの各分岐において設定した重みの根拠の説明 	

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	泊発電所3号炉の対応状況
<p>③津波ハザード評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ●作成したロジックツリーを用いた津波ハザード曲線群の算出と、各ハザード曲線群から求めた信頼度別ハザード曲線や平均ハザード曲線の説明 ●津波ハザード評価結果に基づくフラジリティ評価用津波水位変動の作成方法の説明 	<p>【地震PRA・津波PRAにてご説明】</p>
<p>c. 建屋・機器のフラジリティ</p> <ul style="list-style-type: none"> ①評価対象と損傷モードの設定 ②フラジリティの評価方法の選択 ③フラジリティ評価上の主要な仮定（不確かさの設定、応答係数等） ④フラジリティ評価における耐力情報 ●評価部位、損傷モード及びその耐力値と確率分布 ●評価部位の材料と温度【機能損傷の場合】 ●機能限界値の諸元【機能損傷の場合】 ⑤フラジリティ評価における応答情報 ●評価部位、損傷モード及びその応答値と確率分布 ●基準津波による波力等で発生する評価部位の応答とその他の荷重条件による評価部位の応答の内訳【構造損傷の場合】 ●基準津波による津波水位変動で被水・没水する評価部位の状況【機能損傷の場合】 ⑥建物・機器のフラジリティ評価結果 	
<p>d. 事故シナケンス</p> <p>(1) 起因事象</p> <ul style="list-style-type: none"> ①評価対象とした起因事象のリスト、説明及び発生頻度 ●津波により誘発される起因事象の選定方法とその結果 ●グループ化している場合にはグループ化の考え方、発生頻度の評価方法 ●対象外とした起因事象と、対象外とした理由 ●津波固有の事象とその取扱い 	

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	泊発電所3号炉の対応状況
<p>②階層イベントツリーとその説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ●起因事象の階層化の考え方、イベントツリーとその説明 <p>(2) 成功基準</p> <ul style="list-style-type: none"> ①成功基準の一覧 ●起因事象ごとの成功基準 ●炉心損傷の定義 ●対処設備作動までの余裕時間及び使用時間 ●成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析結果、及び使用した解析コードの検証性 <p>(3) 事故シナケンス</p> <ul style="list-style-type: none"> ①イベントツリー ●イベントツリー図 ●ヘディング、事故進展及び最終状態 ●イベントツリー作成上の主要な仮定 <p>(4) システム信頼性</p> <ul style="list-style-type: none"> ①評価対象としたシステムとその説明 ●評価対象システム一覧 ●系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定 ●B及びCクラス機器の取扱い ②機器損傷に因する機器間の相関の取扱い <p>③システム信頼性評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ●起因事象ごとのシステム信頼性評価結果 ●主要なミニマルカットセット（FTを用いた場合） ④システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠 	<p>【地震PRA・津波PRAにてご説明】</p>

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	泊発電所3号炉の対応状況
<p>(5) 人的過誤</p> <ul style="list-style-type: none"> ①評価対象とした人的過誤及び評価結果 ●人的過誤の評価に用いた手法 ●人的過誤の分類、人的操作に対する許容時間、過誤回復の取扱い ●人的過誤評価に用いた主要な仮定 ●人的過誤評価結果 <p>(6) 炉心損傷頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> ①炉心損傷頻度の算出に用いた方法 ②炉心損傷頻度結果 ●全炉心損傷頻度及び主要な事故シナケケンスと分析 ●起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シナケケンスと分析 ●プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シナケケンスと分析 ●津波高さと炉心損傷頻度の関係とその分析 ③重要度解析、不確かさ解析及び感度解析 	<p>【地震PRA・津波PRAにてご説明】</p>

泊発電所3号炉の対応状況	「PRAの説明における参照事項」の記載内容
<p>①対象プラントの機器・系統配置、形状・設備容量、事故への対処操作、燃料及びびデブリの移動経路などを整理した。(4.1.1.a. プラントの構成・特性)</p> <p>①内部事象運転時レベル1PRAで得られた炉心損傷状態に至るすべての事故シナケンスを事故の進展及び事故の緩和操作の類似性からプラント損傷状態に分類し、一覧表で示した。なお、レベル1.5PRAでは炉心損傷時の格納容器内事故進展を把握する必要があるため、レベル1PRAのイベントツリーの炉心損傷シナケンスを一部細分化した。(4.1.1.b. ①プラント損傷頻度の一覧)</p> <p>②プラント損傷状態ごとの発生頻度を表に整理した。(4.1.1.b. ②プラント損傷状態ごとの発生頻度)</p> <p>①事故進展図により、事象進展フェーズと格納容器への負荷の種類による分類の考え方を示し、その分類に応じた格納容器破損モードの一覧において各破損モードに関する説明をまとめた。(4.1.1.c. 格納容器破損モード)</p>	<p>4. レベル1.5PRA</p> <p>4.1 内部事象</p> <p>a. プラントの構成、特性</p> <p>①対象プラントに関する説明 機器・系統配置、形状・設備容量、事故への対処操作、燃料及びびデブリの移動経路など</p> <p>b. プラント損傷状態の分類及び発生頻度</p> <p>①プラント損傷状態の一覧</p> <p>●プラント損傷状態の考え方</p> <p>●プラント損傷状態の一覧</p> <p>●レベル1の事故シナケンスに対するプラント損傷状態の分類結果</p> <p>●レベル1結果との関係（レベル1の最終状態と分類が異なる場合）</p> <p>②プラント損傷状態ごとの発生頻度 プラント損傷状態ごとの発生頻度</p> <p>c. 格納容器破損モード</p> <p>①格納容器破損モードの一覧と各破損モードに関する説明</p> <p>●格納容器破損モード分類の考え方</p> <p>●格納容器破損モードの一覧</p> <p>●各破損モードに関する説明</p>
<p>①PDS ごとに、原子炉停止系、炉心冷却系、崩壊熱除去系、工学的安全施設などの緩和設備の作動状態及び物理化学現象の発生状態を分析して、格納容器イベントツリーを構築した。(4.1.1.d. ①格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス)</p> <p>②事故進展における物理化学現象及び事故の緩和手段の分析結果に基づき抽出したヘデイングに対して、事象進展順等のヘデイング間の相関を考慮してヘデイング順序を決定することにより、格納容器イベントツリーを構築すると共に、格納容器イベントツリー最終状態に、健全な場合も含めて格納容器破損モードを割り付けた。(4.1.1.d. ②格納容器イベントツリー)</p>	<p>d. 事故シナケンス</p> <p>①格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス</p> <p>●格納容器イベントツリー構築の考え方</p> <p>●格納容器イベントツリー構築のプロセスの説明</p> <p>②格納容器イベントツリー</p> <p>●格納容器イベントツリーを構築するに当たって検討した、重要な物理化学現象、対処設備の作動・不動作、運転員操作（レベル1との整合性を含む）、ヘデイング間の従属性</p> <p>●格納容器イベントツリーの健全な場合も含めた格納容器破損モードの割り付け結果</p>

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	泊発電所3号炉の対応状況
<p>e. 事故進展解析</p> <ul style="list-style-type: none"> ①解析対象とした事故シナリオと対象事故シナリオの説明 ●事故シナリオ選定の考え方 ●事故進展解析の解析条件 ●解析対象とした事故シナリオ一覧 ●対象事故シナリオの説明 ●有効性評価の対象シナリオとして選定した場合はその選定理由 ②事故シナリオの解析結果 	<p>①CDFが大きく、そのPDSを代表し、かつ安全設備及び事故時緩和操作の時間余裕が厳しくなる事故進展の相対的に速いシナリオを考慮して解析対象を選定を行った。事故進展解析の解析条件、解析対象とした事故シナリオ一覧、対象事故シナリオの説明について整理した。(4.1.1.e. 事故進展解析)</p> <p>②事故進展解析を実施した結果得られる主要事象発生時刻やシビアアクシデント現象による原子炉格納容器負荷の評価結果を整理した。 (4.1.1.e. ②事故シナリオの解析結果)</p>
<p>f. 格納容器破損頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> ①格納容器破損頻度の評価方法 ②格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率 ●分岐確率の算出方法 ●格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率 ③格納容器破損頻度の評価結果 ●全格納容器破損頻度及び主要事故シナリオと分析 ●起因事象別格納容器破損頻度及び主要事故シナリオと分析 ●破損モード別格納容器破損頻度及び主要事故シナリオと分析 	<p>①格納容器イベントツリーの分岐に分岐確率を入力し、フラント損傷状態ごとに格納容器破損頻度を算出した。計算コードにはCVETを用いた。 (4.1.1.f ①格納容器破損頻度の評価方法)</p> <p>②格納容器イベントツリーの各ヘディングに対して、NIREG/CR-4700の手法を参考に、シビアアクシデント現象に関する知見や事故進展解析結果及び工学的判断から定量的な分岐確率を算出した。(4.1.1.f.②格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率)</p> <p>③評価結果を整理し、全格納容器破損頻度、起因事象別格納容器破損頻度、フラント損傷状態別格納容器破損頻度、破損モード別格納容器破損頻度を整理し、主要な事故シナリオの分析を実施した。(4.1.1.f. ③格納容器破損頻度の評価結果)</p>
<p>g. 不確実さ解析及び感度解析</p> <ul style="list-style-type: none"> ①不確実さ解析及び感度解析結果 ②感度解析結果 	<p>①不確実さ解析を実施することにより、格納容器破損頻度の点推定値が、不確実さ解析による平均値と大きく相違しないことを確認した。(4.1.1.g. ①不確実さ解析)</p> <p>②溶融物分散放出の分岐確率に関する感度解析を実施することにより、格納容器破損モード別格納容器破損割合、格納容器破損モード別格納容器破損頻度に大きな影響は無いことを確認した。 (4.1.1.g. ②感度解析)</p>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への泊発電所3号炉 PRAの対応状況

泊発電所3号炉の対応状況	「PRAの説明における参照事項」の記載内容
<p>地震レベル1.5PRAについては、以下の理由により実施は困難な段階である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・学会標準に一部手順が示されているのみであり、標準的な PRA 手法が確立されていない。 ・原子炉格納容器や原子炉建屋等が地震動によって直接損傷することが考えられるが、これらの損傷評価に関して、現時点では損傷箇所、損傷モード等を詳細に評価する見解がないことから、地震レベル1.5PRAの実施に向けた検討を始めたところである。 <p>なお、炉心損傷後の格納容器内の物理化学現象の進展は、地震及び津波等の外部事象起因であつても内部事象と同等と考えられ、格納容器破損モードは内部事象と同等と考えている。</p>	<p>4. 2 外部事象（地震）</p> <p>a. プラントの構成、特性</p> <p>①対象プラントに関する説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ●機器・系統配置、形状・設備容量、事故への対処操作、燃料及びびデブリの移動経路など ●ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果 <p>②地震により格納容器破損に至る事故シナリオ</p> <ul style="list-style-type: none"> ●格納容器損傷及びその波及的影響のシナリオの分析・選定とスクリーニングの説明 ●事故シナリオと起因事象の分析結果 ●建物・機器リストの作成結果 <p>b. 地震ハザード</p> <p>①地震ハザード評価の方法</p> <ul style="list-style-type: none"> ●新規制基準（地震）にて策定された基準地震動の超過確率の算出に用いた地震ハザード評価に用いた手法 ②地震ハザード評価に当たつての主要な仮定 ●震源モデル、地震動伝播モデルの設定と各モデルの設定根拠及び不確かさ要因の分析結果の説明 ●不確かさ要因の分析結果に基づいて作成したロジックツリーの明示とロジックツリーの各分岐において設定した重みの根拠の説明 ③地震ハザード評価結果 ●作成したロジックツリーを用いた地震ハザード曲線群の算出と、地震ハザード曲線群から求めた信頼度別ハザード曲線や平均ハザード曲線の説明 ●地震ハザード評価結果に基づくフラジリティ評価用地震動の作成方法の説明 <p>c. 建屋・機器のフラジリティ</p> <ul style="list-style-type: none"> ①評価対象と損傷モードの設定 ②フラジリティの評価方法の選択 ③フラジリティ評価上の主要な仮定（不確かさの設定、応答係数等） ④フラジリティ評価における耐力情報 ●評価部位、損傷モード及びその耐力値と確率分布 ●評価部位の材料と温度【構造損傷の場合】 ●機能限界値の諸元【機能損傷の場合】
<p>同上</p>	<p>同上</p>
<p>同上</p>	<p>同上</p>

泊発電所3号炉の対応状況	「PRAの説明における参照事項」の記載内容
	<p>⑤フラジリティ評価における応答情報</p> <ul style="list-style-type: none"> ●評価部位、損傷モード及びその応答値と確率分布 ●基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答とその他の荷重条件による評価部位の応答の内訳【構造損傷の場合】 ●基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答【機能損傷の場合】 <p>⑥建物・機器のフラジリティ評価結果</p>
<p>地震レベル1.5PRAについては、以下の理由により実施は困難な段階である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・学会標準に一部手順が示されているのみであり、標準的なPRA手法が確立されていない。 ・原子炉格納容器や原子炉建屋等が地震動によって直接損傷することが考えられるが、これらの損傷評価に関して、現時点では損傷箇所、損傷モード等を詳細に評価する知見がないことから、地震レベル1.5PRAの実施に向けた検討を始めたところである。 <p>なお、炉心損傷後の格納容器内の物理化学現象の進展は、地震及び津波等の外部事象起因であって内部事象と同等と考えられ、格納容器破損モードは内部事象と同等と考えている。</p>	<p>d. プラント損傷状態の分類及び発生頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> ①プラント損傷状態の一覧 ●プラント損傷状態の考え方 ●プラント損傷状態の一覧 ●レベル1の事故シナリオに対するプラント損傷状態の分類結果 ●レベル1結果との関係（レベル1の最終状態と分類が異なる場合） <p>②プラント損傷状態ごとの発生頻度</p>
<p>同上</p>	<p>e. 格納容器破損モード</p> <ul style="list-style-type: none"> ①格納容器破損モードの一覧と各破損モードに関する説明 ●格納容器破損モード分類の考え方 ●格納容器破損モードの一覧 ●各破損モードに関する説明
<p>同上</p>	<p>f. 事故シナリオ</p> <ul style="list-style-type: none"> ①格納容器イベントツトリ構築の考え方及びプロセス ●格納容器イベントツトリ構築の考え方 ●格納容器イベントツトリ構築のプロセスの説明 <p>②格納容器イベントツトリ</p> <ul style="list-style-type: none"> ●格納容器イベントツトリを構築するに当たって検討した、重要な物理化学現象、対処設備の作動・不 작동（レベル1との整合性を含む）、運転員操作、ヘディング間の従属性 ●格納容器イベントツトリの健全場合も含めた格納容器破損モードの網り付け
<p>同上</p>	<p>g. 事故進展解析</p> <ul style="list-style-type: none"> ①解析対象とした事故シナリオと対象事故シナリオの説明 ●事故シナリオ選定の考え方 ●選定した事故シナリオと説明 ●事故進展解析の解析条件 ●有効性評価の対象シナリオとして選定した場合はその選定理由 <p>②事故シナリオの解析結果</p>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への泊発電所3号炉 PRAの対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	泊発電所3号炉の対応状況
<p>h. 格納容器破損頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> ①格納容器破損頻度の評価方法 ②格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率 ●分岐確率の算出方法 ●使用した分岐確率 ③格納容器破損頻度の評価結果 ●全格納容器破損頻度及び主要事故シケケンスと分析 ●起因事象別格納容器破損頻度及び主要事故シケケンスと分析 ●破損モード別格納容器破損頻度及び主要事故シケケンスと分析 	<p>同上</p>
<p>i. 不確実さ解析及び感度解析</p> <ul style="list-style-type: none"> ①不確実解析結果 ②感度解析結果 	<p>地震レベル1.5PRAについては、以下の理由により実施は困難な段階である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・学会標準に一部手順が示されているのみであり、標準的な PRA 手法が確立されていない。 ・原子炉格納容器や原子炉建屋等が地震動によって直接損傷することが考えられるが、これらの損傷評価に因りて、現時点では損傷箇所、損傷モード等を詳細に評価する見解がないことから、地震レベル1.5PRAの実施に向けた検討を始めたところである。 <p>なお、炉心損傷後の格納容器内の物理化学現象の進展は、地震及び津波等の外部事象起因であつても内部事象と同等と考えられ、格納容器破損モードは内部事象と同等と考えている。</p>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への泊発電所3号炉 PRAの対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	泊発電所3号炉の対応状況
<p>5. その他</p> <p>a. 専門家判断</p> <p>① 専門家判断を用いた事項と専門家判断の結果</p> <p>② 専門家判断の導出のプロセス</p> <p>b. ピアレビュー</p> <p>① ピアレビューチーム及びメンバー構成</p> <p>● 海外の専門家も含めたメンバーであること</p> <p>② ピアレビューの手順</p> <p>③ ピアレビューの結果</p> <p>④ ピアレビュー結果のPRAへの反映状況</p> <p>c. 品質保証</p> <p>① PRAを実施するに当たって行った品質保証活動</p> <p>● PRAの実施体制</p> <p>● 更新、記録管理体制</p>	<p>① 評価上の仮定及び計算が適切かどうかを判断する場合、専門家判断を実施した。</p> <p>② 関連する分野に深い知識や経験を有するものを選任し、専門家判断を実施した。</p> <p>① レビューアの選定に当たっては、専門性、経験、独立性及び公正性の4つの要素を考慮して選定した。</p> <p>● 今回実施したレビュー実施方法を含め、PRA全般を俯瞰した視点から改善事項を抽出する観点でPRAの経験豊富な海外レビューアを招聘し、米国内でのPRA実施状況との比較に基づき助言を得ることとした。</p> <p>② オンサイトレビューを効率的・効果的に実施するために、各レビューアに事前にPRAの概要資料を提出し、全体の内容把握及びオンサイトレビューにおいて重点的に内容を確認する項目の抽出・整理する期間を設けた。オンサイトレビューに際しては、適宜PRA実施者と質疑応答を行い、具体的な内容・課題を共有しながら進めた。</p> <p>③ 学会標準への不適合や評価手法に影響を及ぼすような技術的な問題点がないことが確認された。また、実施したPRAの評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題点がないことが確認された。また、システム解析及び文書化に関して「良好事例」が挙げられた。</p> <p>④ PRAの更なる品質向上に資すると考えられる「推奨事項」として起因事象発生頻度の設定方法等に関する4件のコメントを受領しており、評価手法の見直し等を合わせて今後の対応を検討していく。</p> <p>① 品質保証活動に基づく社内基準に従ってPRAを実施した。</p> <p>● 実施に当たってはPRAを含む関連分野に深い知識、経験を有する者を選定した。また、解析をメーカー委託する場合は社内基準に基づき適切に実施している。</p> <p>● 文書化、記録等の管理体制及び管理方法は社内基準に従って適切に行っている。</p>

別添

泊発電所3号炉
確率論的リスク評価（PRA）について

目 次

【今回提出】

1. PRA実施の目的
2. 事故シーケンスグループ等の選定に係わるPRAの実施範囲・評価対象・実施手法
3. レベル1PRA
 - 3.1 内部事象PRA
 - 3.1.1 出力運転時PRA
 - 3.1.1.a. 対象プラント
 - 3.1.1.b. 起因事象
 - 3.1.1.c. 成功基準
 - 3.1.1.d. 事故シーケンス
 - 3.1.1.e. システム信頼性
 - 3.1.1.f. 信頼性パラメータ
 - 3.1.1.g. 人的過誤
 - 3.1.1.h. 炉心損傷頻度
 - 3.1.2 停止時PRA
 - 3.1.2.a. 対象プラント
 - 3.1.2.b. 起因事象
 - 3.1.2.c. 成功基準
 - 3.1.2.d. 事故シーケンス
 - 3.1.2.f. 信頼性パラメータ

【今回提出】

3. 1. 2. g. 人的過誤

3. 1. 2. h. 炉心損傷頻度

3. 2 外部事象 PRA

3. 2. 1 地震PRA

3. 2. 1. a 対象プラントと事故シナリオ

3. 2. 1. b 確率論的地震ハザード

3. 2. 1. c 建屋・機器フラジリティ

3. 2. 1. d 事故シーケンス

3. 2. 2 津波PRA

3. 2. 2. a 対象プラントと事故シナリオ

3. 2. 2. b 確率論的津波ハザード

3. 2. 2. c 建屋・機器のフラジリティ

3. 2. 2. d 事故シーケンス

4. レベル1.5PRA

4. 1 内部事象PRA

4. 1. 1 出力運転時PRA

4. 1. 1. a. プラントの構成・特性

4. 1. 1. b. プラント損傷状態の分類及び発生頻度

4. 1. 1. c. 格納容器破損モード

4. 1. 1. d. 事故シーケンス

4. 1. 1. e. 事故進展解析

4. 1. 1. f. 格納容器破損頻度

4. 1. 1. g. 不確かさ解析及び感度解析

表

【今回提出】

出力運転時 PRA

第 3.1.1.a-1 表	レベル 1PRA 実施のために収集した情報及びその主な情報源
第 3.1.1.a-2 表	系統設備概要
第 3.1.1.b-1 表	既往の PRA で選定している起回事象
第 3.1.1.b-2 表	過渡事象等の起回事象の分類
第 3.1.1.b-3 表	起回事象の選定における検討結果
第 3.1.1.b-4 表	選定した起回事象一覧表
第 3.1.1.b-5 表	起回事象発生頻度 (2011 年 3 月 31 日迄)
第 3.1.1.b-6 表	1976 年 4 月以前における事象一覧
第 3.1.1.c-1 表	成功基準の一覧
第 3.1.1.c-2 表	炉心損傷防止に必要な条件 (成功基準) 設定のための解析について
第 3.1.1.e-1 表	フロントライン系とサポート系の依存性
第 3.1.1.e-2 表	サポート系同士の依存性
第 3.1.1.e-3 表	機器タイプ及び故障モード
第 3.1.1.e-4 表	システム信頼性解析評価結果及び主要なミニマルカットセット
第 3.1.1.e-5 表	代表的な FT の非信頼度
第 3.1.1.f-1 表	共通原因故障を考慮する機器と故障モード
第 3.1.1.f-2 表	共通原因故障パラメータ (抜粋)
第 3.1.1.g-1 表	人的過誤の評価結果
第 3.1.1.h-1 表	主要シーケンスの評価結果
第 3.1.1.h-2 表	起回事象別炉心損傷頻度
第 3.1.1.h-3 表	事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度
第 3.1.1.h-4 表	事故シーケンスグループ別の分析結果
第 3.1.1.h-5 表	事故シーケンスの分析結果
第 3.1.1.h-6 表	起回事象別重要度評価結果 (FV 重要度)
第 3.1.1.h-7 表	起回事象別重要度評価結果 (RAW)
第 3.1.1.h-8 表	緩和系の基事象別重要度評価結果 (FV 重要度上位)
第 3.1.1.h-9 表	緩和系の基事象別重要度評価結果 (RAW 上位)
第 3.1.1.h-10 表	全 CDF 及び事故シーケンス別 CDF 不確実さ解析結果

停止時 PRA

第 3.1.2.a-1 表	停止時レベル 1PRA 実施のために収集した情報及び主な情報源
第 3.1.2.a-2 表	系統設備概要
第 3.1.2.a-3 表	泊 3 号炉定期検査の工程継続期間の比較
第 3.1.2.a-4 表	プラント状態の分類
第 3.1.2.b-1 表	考慮している起回事象の比較

【今回提出】

第3.1.2.b-2表	プラント状態と起因事象の対応
第3.1.2.b-3表	起因事象発生頻度（平成23年3月31日迄）
第3.1.2.b-4表	POS別起因事象発生頻度（/炉年）
第3.1.2.e-1表	フロントライン系とサポート系の依存性
第3.1.2.e-2表	サポート系同士の依存性
第3.1.2.e-3表	システム信頼性評価結果
第3.1.2.f-1表	共通要因故障を考慮する機器と故障モード
第3.1.2.f-2表	共通要因故障パラメータ（抜粋）
第3.1.2.g-1表	人的過誤の評価結果
第3.1.2.h-1表	事故シーケンスグループ
第3.1.2.h-2表	主要事故シーケンスとカットセット
第3.1.2.h-3表	POS分類ごと・起因事象ごとの炉心損傷頻度
第3.1.2.h-4表	事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度
第3.1.2.h-5表	基事象別重要度評価結果（FV重要度上位10位）
第3.1.2.h-6表	基事象別重要度評価結果（RAW上位10位）
第3.1.2.h-7表	不確かさ解析結果
第3.1.2.h-8表	充てん系による注入に関する感度解析結果の比較

地震 PRA

第3.2.1.a-1表	地震レベル1PRAを実施するために収集した情報及びその主な情報源
第3.2.1.a-2表	地震による事故シナリオのスクリーニング
第3.2.1.a-3表	地震により発生する起因事象の検討結果
第3.2.1.a-4表	建屋・機器選定のステップ
第3.2.1.a-5表	地震PRA評価対象建屋・機器リスト
第3.2.1.b-1表	主要活断層の震源モデルの諸元
第3.2.1.c-1-1表	考慮する不確かさ要因の例
第3.2.1.c-1-2表	損傷限界点の現実的な値（地震PRA学会標準）
第3.2.1.c-1-3表	物性値（原子炉建屋）
第3.2.1.c-1-4表	物性値（原子炉補助建屋）
第3.2.1.c-1-5表	物性値（ディーゼル発電機建屋）
第3.2.1.c-1-6表	物性値（A1, A2-燃料油貯油槽タンク室）
第3.2.1.c-1-7表	物性値（B1, B2-燃料油貯油槽タンク室）
第3.2.1.c-1-8表	地盤物性値
第3.2.1.c-1-9表	現実的な物性値の評価方法
第3.2.1.c-1-10表	原子炉建屋の地震応答解析モデル諸元
第3.2.1.c-1-11表	地盤ばね定数と減衰係数（原子炉建屋）
第3.2.1.c-1-12表	原子炉補助建屋の地震応答解析モデル諸元
第3.2.1.c-1-13表	地盤ばね定数と減衰係数（原子炉補助建屋）

第 3.2.1.c-1-14 表	ディーゼル発電機建屋の地震応答解析モデル諸元
第 3.2.1.c-1-15 表	地盤ばね定数と減衰係数 (ディーゼル発電機建屋)
第 3.2.1.c-1-16 表	A1, A2-燃料油貯油槽タンク室の地震応答解析モデル諸元
第 3.2.1.c-1-17 表	地盤ばね定数と減衰係数 (A1, A2-燃料油貯油槽タンク室)
第 3.2.1.c-1-18 表	B1, B2-燃料油貯油槽タンク室の地震応答解析モデル諸元
第 3.2.1.c-1-19 表	地盤ばね定数と減衰係数 (B1, B2-燃料油貯油槽タンク室)
第 3.2.1.c-1-20 表	現実的応答評価用モデルで用いる諸元と物性値の関係
第 3.2.1.c-1-21 表	2点推定法による解析ケース
第 3.2.1.c-2-1 表	現実的な物性値の評価方法
第 3.2.1.c-3-1 表	不確かさ要因整理表
第 3.2.1.c-3-2 表	建屋の応答係数
第 3.2.1.c-3-3 表	1次冷却材ポンプの耐震評価結果
第 3.2.1.c-3-4 表	1次冷却材ポンプ 安全係数評価結果の一覧
第 3.2.1.c-3-5 表	余熱除去冷却器の耐震評価結果
第 3.2.1.c-3-6 表	余熱除去冷却器 安全係数評価結果の一覧
第 3.2.1.c-3-7 表	内燃機関 (ディーゼル発電機) の耐震評価結果
第 3.2.1.c-3-8 表	内燃機関 (ディーゼル発電機) 安全係数評価結果の一覧
第 3.2.1.c-3-9 表	パワーコントロールセンタの耐震評価結果
第 3.2.1.c-3-10 表	パワーコントロールセンタ 安全係数評価結果の一覧
第 3.2.1.c-3-11 表	一般代表弁の耐震評価結果
第 3.2.1.c-3-12 表	一般代表弁 安全係数評価結果の一覧
第 3.2.1.d-1 表	起回事象発生頻度
第 3.2.1.d-2 表	事故シーケンスグループ
第 3.2.1.d-3 表	評価対象システム一覧
第 3.2.1.d-4 表	起回事象発生前の人的過誤確率
第 3.2.1.d-5 表	起回事象発生後の人的過誤確率
第 3.2.1.d-6 表	起回事象別炉心損傷頻度
第 3.2.1.d-7 表	事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度
第 3.2.1.d-8 表	加速度区分別炉心損傷頻度
第 3.2.1.d-9 表	重要度解析結果 (FV 重要度, 10 位までの基事象)
第 3.2.1.d-10 表	不確かさ解析結果
第 3.2.1.d-11 表	相関仮定に係る感度解析結果

津波 PRA

第 3.2.2.a-1 表	津波レベル 1 PRA を実施するために収集した情報及びその主な情報源
第 3.2.2.a-2 表	プラントウォークダウン結果
第 3.2.2.a-3 表	津波による事故シナリオの分析
第 3.2.2.a-4 表	津波により発生する起回事象の検討結果

第 3.2.2. a-5 表	建屋・機器リスト
第 3.2.2. c-1 表	建屋・機器フラジリティ評価結果
第 3.2.2. d-1 表	津波高さによるシナリオ分類
第 3.2.2. d-2 表	事故シーケンスグループ
第 3.2.2. d-3 表	津波高さ毎の炉心損傷頻度
第 3.2.2. d-4 表	起因事象毎の炉心損傷頻度
第 3.2.2. d-5 表	事故シーケンスグループ毎の炉心損傷頻度
第 3.2.2. d-6 表	評価対象とする津波高さにおける年超過確率

【今回提出】

レベル 1. 5PRA

第 4.1.1. a-1 表	原子炉格納容器の主要仕様
第 4.1.1. b-1 表	事故シーケンスの識別子
第 4.1.1. b-2 表	プラント損傷状態とイベントツリーから抽出される事故シーケンス
第 4.1.1. b-3 表	炉心損傷に至る事故シーケンス
第 4.1.1. b-4 表	プラント損傷状態の分類結果
第 4.1.1. b-5 表	プラント損傷状態の発生頻度
第 4.1.1. c-1 表	原子炉格納容器の健全性に影響を与える負荷の抽出
第 4.1.1. c-2 表	プラント損傷状態と負荷の対応
第 4.1.1. c-3 表	格納容器破損に至る負荷に対する原子炉格納容器の耐性及び判断基準
第 4.1.1. c-4 表	格納容器破損モードの選定
第 4.1.1. d-1 表	シビアアクシデント時の物理化学現象の整理
第 4.1.1. d-2 表	ヘディングの選定及び定義
第 4.1.1. d-3 表	ヘディングの従属性
第 4.1.1. e-1 表	事故進展解析の対象とした事故シーケンス
第 4.1.1. e-2 表	基本解析条件
第 4.1.1. e-3 表	各事故シーケンスの事故進展解析条件
第 4.1.1. e-4 表	事故進展解析結果（主要事象発生時刻）
第 4.1.1. e-5 表	事故進展解析結果（シビアアクシデント負荷）
第 4.1.1. e-6 表	事故進展解析を実施していない PDS の分岐確率の考え方
第 4.1.1. f-1 表	分岐確率のあてはめ方法
第 4.1.1. f-2 表	格納容器イベントツリー分岐確率の設定
第 4.1.1. f-3 表	プラント損傷状態別の炉心損傷頻度及び格納容器破損頻度
第 4.1.1. f-4 表	格納容器破損モード別、破損カテゴリ別の格納容器破損頻度
第 4.1.1. f-5 表	起因事象別格納容器破損頻度
第 4.1.1. g-1 表	格納容器破損頻度不確実さ解析
第 4.1.1. g-2 表	プラント損傷状態別格納容器破損頻度不確実さ解析
第 4.1.1. g-3 表	格納容器破損モード別格納容器破損頻度不確実さ解析

【今回提出】

- 第 4.1.1.g-4 表 格納容器破損カテゴリ別格納容器破損頻度不確かさ解析
- 第 4.1.1.g-5 表 格納容器破損モード別，格納容器破損カテゴリ別格納容器破損頻度の比較

図

出力運転時 PRA

- 第 3.1.1-1 図 内部事象レベル 1PRA 評価フロー
- 第 3.1.1.a-1 図 1次冷却設備系統説明図
- 第 3.1.1.a-2 図 工学的安全施設の概要
- 第 3.1.1.a-3 図 原子炉保護設備系統説明図
- 第 3.1.1.a-4 図 化学体積制御設備系統説明図
- 第 3.1.1.a-5 図 非常用炉心冷却設備系統説明図
- 第 3.1.1.a-6 図 原子炉格納容器スプレイ設備系統説明図
- 第 3.1.1.a-7 図 開閉所単線結線図
- 第 3.1.1.a-8 図 所内単線結線図
- 第 3.1.1.a-9 図 直流電源設備単線結線図
- 第 3.1.1.a-10 図 計測制御用電源設備単線結線図
- 第 3.1.1.a-11 図 工学的安全施設作動設備説明図
- 第 3.1.1.a-12 図 原子炉補機冷却水設備系統説明図
- 第 3.1.1.a-13 図 原子炉補機冷却海水設備系統説明図
- 第 3.1.1.a-14 図 補助建屋換気空調設備系統説明図（一般補機室及び安全補機室）
- 第 3.1.1.a-15 図 制御用圧縮空気設備系統説明図
- 第 3.1.1.a-16 図 1次及び2次冷却設備系統説明図
- 第 3.1.1.a-17 図 原子炉格納施設構造概要図
- 第 3.1.1.a-18 図 アンユラス空気浄化設備系統説明図
- 第 3.1.1.b-1 図 国内 PWR プラントの運転実績に対するトリップ事象の発生割合
- 第 3.1.1.b-2 図 泊発電所 3号炉 余熱除去系簡略図
- 第 3.1.1.b-3 図 インターフェイスシステム LOCA の想定
- 第 3.1.1.d-1(a) 図 大破断 LOCA イベントツリー
- 第 3.1.1.d-1(b) 図 中破断 LOCA イベントツリー
- 第 3.1.1.d-1(c) 図 小破断 LOCA イベントツリー
- 第 3.1.1.d-1(d) 図 インターフェイスシステム LOCA イベントツリー
- 第 3.1.1.d-1(e) 図 主給水流量喪失イベントツリー
- 第 3.1.1.d-1(f) 図 外部電源喪失イベントツリー
- 第 3.1.1.d-1(g) 図 ATWS イベントツリー
- 第 3.1.1.d-1(h) 図 2次冷却系の破断イベントツリー

【今回提出】

- 第 3.1.1. d-1 (i) 図 蒸気発生器伝熱管破損イベントツリー
- 第 3.1.1. d-1 (j) 図 過渡事象イベントツリー
- 第 3.1.1. d-1 (k) 図 原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー
- 第 3.1.1. d-1 (l) 図 手動停止イベントツリー
- 第 3.1.1. e-1 図 故障モードのスクリーニング手順
- 第 3.1.1. e-2 図 システム信頼性の評価例（余熱除去冷却器機能喪失）
- 第 3.1.1. f-1 図 共通要因故障同定のフロー
- 第 3.1.1. g-1 図 事故前人的過誤モデル化対象機器の選定フロー
- 第 3.1.1. h-1 図 炉心損傷頻度への寄与割合
- 第 3.1.1. h-2 図 全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果（起因事象）
- 第 3.1.1. h-3 図 全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果（FV 重要度上位基事象）
- 第 3.1.1. h-4 図 全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果（RAW 上位基事象）
- 第 3.1.1. h-5 図 全炉心損傷頻度及び事故シーケンス別炉心損傷頻度に対する不確実さ解析結果
- 第 3.1.1. h-6 図 全炉心損傷頻度に対する感度解析結果【RCP シール LOCA の発生確率変更】
- 第 3.1.1. h-7 図 起因事象別炉心損傷頻度に対する感度解析結果

停止時 PRA

- 第 3.1.2-1 図 停止時内部事象レベル 1PRA 評価フロー
- 第 3.1.2. a-1 図 停止時の主要設備の概要
- 第 3.1.2. a-2 図 定期検査時のプラント状態と主要パラメータの推移
- 第 3.1.2. a-3 図 POS の分類及び使用可能な緩和設備
- 第 3.1.2. a-4 図 ミッドループ運転概要図
- 第 3.1.2. b-1 図 炉心損傷に至る可能性のある異常事象に関するマスターロジックダイヤグラム
- 第 3.1.2. d-1 (a) 図 原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失イベントツリー
- 第 3.1.2. d-1 (b) 図 水位維持失敗イベントツリー
- 第 3.1.2. d-1 (c) 図 オーバードレンイベントツリー
- 第 3.1.2. d-1 (d) 図 余熱除去機能喪失イベントツリー
- 第 3.1.2. d-1 (e) 図 外部電源喪失イベントツリー
- 第 3.1.2. d-1 (f) 図 原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー
- 第 3.1.2. d-1 (g) 図 反応度の誤投入イベントツリー
- 第 3.1.2. e-1 図 システム信頼性の評価例
- 第 3.1.2. f-1 図 共通原因故障同定のフロー
- 第 3.1.2. h-1 図 起因事象別炉心損傷頻度
- 第 3.1.2. h-2 図 POS 別炉心損傷頻度
- 第 3.1.2. h-3 図 事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度

【今回提出】

- 第3.1.2.h-4 図 FV重要度とRAWの相関 (FV重要度上位基事象)
- 第3.1.2.h-5 図 FV重要度とRAWの相関 (RAW上位基事象)
- 第3.1.2.h-6(a) 図 不確実さ評価結果 (POS4の起因事象別)
- 第3.1.2.h-6(b) 図 不確実さ評価結果 (POS5の起因事象別)
- 第3.1.2.h-6(c) 図 不確実さ評価結果 (POS9の起因事象別)
- 第3.1.2.h-6(d) 図 不確実さ評価結果 (POS10の起因事象別)
- 第3.1.2.h-6(e) 図 不確実さ評価結果 (POS12の起因事象別)
- 第3.1.2.h-6(f) 図 不確実さ評価結果 (POS14の起因事象別)
- 第3.1.2.h-7 図 不確実さ評価結果 (事故シーケンスグループ別)
- 第3.1.2.h-8 図 充てん注入の有無に関する感度解析結果 (炉心損傷頻度の比較)
- 第3.1.2.h-9 図 充てんによる注入の有無に関する感度解析結果 (事故シーケンスグループ別の寄与割合比較)

地震 PRA

- 第3.2.1-1 図 地震 PRA 評価フロー
- 第3.2.1.a-1 図 プラントウォークダウン調査機器の選定フロー
- 第3.2.1.a-2 図 プラントウォークダウンの評価結果の例
- 第3.2.1.a-3 図 起因事象の抽出フロー
- 第3.2.1.b-1 図 敷地周辺の活断層分布
- 第3.2.1.b-2 図 (1/2) 萩原 (1991) による領域区分
- 第3.2.1.b-2 図 (2/2) 垣見ほか (2003) による領域区分
- 第3.2.1.b-3 図 (1/7) ロジックツリー (特定震源その1)
- 第3.2.1.b-3 図 (2/7) ロジックツリー (特定震源その2)
- 第3.2.1.b-3 図 (3/7) ロジックツリー (特定震源その3)
- 第3.2.1.b-3 図 (4/7) ロジックツリー (特定震源その4)
- 第3.2.1.b-3 図 (5/7) ロジックツリー (特定震源その5)
- 第3.2.1.b-3 図 (6/7) ロジックツリー (領域震源)
- 第3.2.1.b-3 図 (7/7) ロジックツリー (地震動評価)
- 第3.2.1.b-4 図 (1/2) 平均ハザード曲線 (水平方向)
- 第3.2.1.b-4 図 (2/2) 平均ハザード曲線 (鉛直方向)
- 第3.2.1.b-5 図 (1/5) 震源ごとのハザード曲線 (特定震源)
- 第3.2.1.b-5 図 (2/5) 震源ごとのハザード曲線 (萩原 (1991) に基づく領域震源)
- 第3.2.1.b-5 図 (3/5) 震源ごとのハザード曲線 (垣見ほか (2003) に基づく領域震源)
- 第3.2.1.b-5 図 (4/5) 震源ごとのハザード曲線 (領域震源)
- 第3.2.1.b-5 図 (5/5) 震源ごとのハザード曲線 (全震源)
- 第3.2.1.b-6 図 (1/2) フラクタイル地震ハザード曲線 (水平方向)

- 第 3.2.1.b-6 図 (2/2) フラクタイル地震ハザード曲線 (鉛直方向)
- 第 3.2.1.b-7 図 (1/6) 基準地震動 S_s の応答スペクトルと年超過確率ごとの一様ハザードスペクトルとの比較 (水平方向)
- 第 3.2.1.b-7 図 (2/6) 基準地震動 S_s の応答スペクトルと年超過確率ごとの一様ハザードスペクトルとの比較 (鉛直方向)
- 第 3.2.1.b-7 図 (3/6) 基準地震動 S_s の応答スペクトルと年超過確率ごとの一様ハザードスペクトルとの比較 (水平方向)
- 第 3.2.1.b-7 図 (4/6) 基準地震動 S_s の応答スペクトルと年超過確率ごとの一様ハザードスペクトルとの比較 (鉛直方向)
- 第 3.2.1.b-7 図 (5/6) 基準地震動 S_s の応答スペクトルと年超過確率ごとの一様ハザードスペクトル (領域震源) との比較 (水平方向)
- 第 3.2.1.b-7 図 (6/6) 基準地震動 S_s の応答スペクトルと年超過確率ごとの一様ハザードスペクトル (領域震源) との比較 (鉛直方向)
- 第 3.2.1.b-8 図 (1/2) 周期ごとの平均ハザード曲線 (水平方向)
- 第 3.2.1.b-8 図 (2/2) 周期ごとの平均ハザード曲線 (鉛直方向)
- 第 3.2.1.b-9 図 フラジリティ評価用地震動 (年超過確率 10^{-4} 一様ハザードスペクトル適合模擬波)
- 第 3.2.1.c-1-1 図 (1/3) 原子炉建屋の概要 (平面図) (T. P. 24. 8m)
- 第 3.2.1.c-1-1 図 (2/3) 原子炉建屋の概要 (平面図) (A-A 断面)
- 第 3.2.1.c-1-1 図 (3/3) 原子炉建屋の概要 (断面図) (B-B 断面)
- 第 3.2.1.c-1-2 図 (1/3) 原子炉補助建屋の概要 (平面図) (T. P. 17. 8m)
- 第 3.2.1.c-1-2 図 (2/3) 原子炉補助建屋の概要 (断面図) (A-A 断面)
- 第 3.2.1.c-1-2 図 (3/3) 原子炉補助建屋の概要 (断面図) (B-B 断面)
- 第 3.2.1.c-1-3 図 (1/3) ディーゼル発電機建屋の概要 (平面図)
(T. P. 10. 3m)
- 第 3.2.1.c-1-3 図 (2/3) ディーゼル発電機建屋の概要 (断面図) (A-A 断面)
- 第 3.2.1.c-1-3 図 (3/3) ディーゼル発電機建屋の概要 (断面図) (B-B 断面)
- 第 3.2.1.c-1-4 図 (1/3) A1, A2-燃料油貯油槽タンク室の概要 (平面図)
(T. P. 3. 1m)
- 第 3.2.1.c-1-4 図 (2/3) A1, A2-燃料油貯油槽タンク室の概要 (断面図) (A-A 断面)
- 第 3.2.1.c-1-4 図 (3/3) A1, A2-燃料油貯油槽タンク室の概要 (断面図) (B-B 断面)
- 第 3.2.1.c-1-5 図 (1/3) B1, B2-燃料油貯油槽タンク室の概要 (平面図)
(T. P. 3. 0m)
- 第 3.2.1.c-1-5 図 (2/3) B1, B2-燃料油貯油槽タンク室の概要 (断面図) (A-

A 断面)

第 3.2.1.c-1-5 図 (3/3) B1, B2-燃料油貯油槽タンク室の概要 (断面図) (B-B 断面)

第 3.2.1.c-6 図 解析モデル (原子炉建屋 水平方向)

第 3.2.1.c-7 図 解析モデル (原子炉補助建屋 水平方向)

第 3.2.1.c-8 図 解析モデル (ディーゼル発電機建屋 水平方向)

第 3.2.1.c-9 図 地震応答解析モデル (A1, A2-燃料油貯油槽タンク室 水平方向)

第 3.2.1.c-10 図 地震応答解析モデル (B1, B2-燃料油貯油槽タンク室 水平方向)

第 3.2.1.c-11 図 原子炉建屋のフラジリティ曲線 (NS 方向, 部材 6)

第 3.2.1.c-12 図 原子炉補助建屋のフラジリティ曲線 (EW 方向, 部材 9)

第 3.2.1.c-13 図 ディーゼル発電機建屋のフラジリティ曲線 (NS 方向, 部材 1)

第 3.2.1.c-14 図 燃料油貯油槽タンク室のフラジリティ曲線)

第 3.2.1.c-2-1 図 原子炉補機冷却海水管ダクト平面図

第 3.2.1.c-2-2 図 原子炉補機冷却海水管ダクト断面図 (C-C 断面)

第 3.2.1.c-3-1 図 スペクトル形状係数の概念図

第 3.2.1.c-3-2 図 減衰係数の概念図

第 3.2.1.c-3-3 図 建屋のスペクトル形状係数の概念図

第 3.2.1.c-3-4 図 1次冷却材ポンプのフラジリティ曲線

第 3.2.1.c-3-5 図 余熱除去冷却器のフラジリティ曲線

第 3.2.1.c-3-6 図 内燃機関のフラジリティ曲線

第 3.2.1.c-3-7 図 ディーゼル発電機制御盤のフラジリティ曲線

第 3.2.1.c-3-8 図 一般代表弁のフラジリティ曲線

第 3.2.1.d-1 図 地震 PRA 起因事象階層イベントツリー

第 3.2.1.d-2 図 過渡分類イベントツリー

第 3.2.1.d-3 図 フロントラインイベントツリー

第 3.2.1.d-4 図 起因事象別炉心損傷頻度寄与割合

第 3.2.1.d-5 図 事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度寄与割合

第 3.2.1.d-6 図 地震加速度に対する炉心損傷頻度及び条件付炉心損傷確率

第 3.2.1.d-7 図 事故シーケンスグループ別の不確かさ解析結果

第 3.2.1.d-8 図 相関仮定に係る炉心損傷頻度比較

津波 PRA

第 3.2.2-1 図 津波 PRA 評価フロー

第 3.2.2.a-1 図 プラント設備配置の概略図

第 3.2.2.a-2 図 プラントウォークダウン対象機器の選定フロー

第 3.2.2.a-3 図 プラントウォークダウン用チェックシート (例)

- 第 3.2.2. a-4 図 起因事象の選定フロー
- 第 3.2.2. b-1 図 確率論的津波ハザード評価における検討対象領域
- 第 3.2.2. b-2 図 津波発生モデルに関するロジックツリー
- 第 3.2.2. b-3 図 津波ハザード曲線（算術平均，信頼度別）
- 第 3.2.2. c-1 図 没水及び波力に対する機器のフラジリティ曲線
- 第 3.2.2. d-1 図 津波 PRA イベントツリー
- 第 3.2.2. d-2 図 津波高さ毎の全炉心損傷頻度への寄与割合
- 第 3.2.2. d-3 図 事故シーケンスグループ毎の全炉心損傷頻度への寄与割合
- 第 3.2.2. d-4 図 不確かさ解析結果
- 第 3.2.2. d-5 図 引き波時のイベントツリー

【今回提出】

レベル 1.5PRA

- 第 4.1.1-1 図 内部事象レベル 1.5PRA 評価フロー
- 第 4.1.1. a-1 図 格納容器の形状及び溶融炉心の移動経路
- 第 4.1.1. b-1 図 レベル 1.5PRA 評価用のレベル 1 PRA イベントツリー
- 第 4.1.1. b-2 図 プラント損傷状態の分類
- 第 4.1.1. c-1 図 PWR のシビアアクシデントで考えられる事故進展
- 第 4.1.1. d-1 図 格納容器イベントツリー
- 第 4.1.1. e-1 図 代表的な物理量の時間変化（AED）
- 第 4.1.1. e-2 図 代表シーケンスにおける事故進展例（AED）
- 第 4.1.1. e-3 図 代表的な物理量の時間変化（AEW）
- 第 4.1.1. e-4 図 代表シーケンスにおける事故進展例（AEW）
- 第 4.1.1. e-5 図 代表的な物理量の時間変化（AEI）
- 第 4.1.1. e-6 図 代表シーケンスにおける事故進展例（AEI）
- 第 4.1.1. e-7 図 代表的な物理量の時間変化（SED）
- 第 4.1.1. e-8 図 代表シーケンスにおける事故進展例（SED）
- 第 4.1.1. e-9 図 代表的な物理量の時間変化（TED）
- 第 4.1.1. e-10 図 代表シーケンスにおける事故進展例（TED）
- 第 4.1.1. e-11 図 代表的な物理量の時間変化（TEI）
- 第 4.1.1. e-12 図 代表シーケンスにおける事故進展例（TEI）
- 第 4.1.1. f-1 図 プラント損傷状態別の炉心損傷頻度及び格納容器破損頻度の比較
- 第 4.1.1. f-2 図 プラント損傷状態別炉心損傷頻度
- 第 4.1.1. f-3 図 プラント損傷状態別格納容器破損頻度
- 第 4.1.1. f-4 図 格納容器破損モード別格納容器破損頻度
- 第 4.1.1. f-5 図 格納容器破損カテゴリ別格納容器破損頻度
- 第 4.1.1. f-6 図 主要な PDS における格納容器破損モード別格納容器破損頻度割合
- 第 4.1.1. g-1 図 プラント損傷状態別格納容器破損頻度不確かさ解析

【今回提出】

- 第 4.1.1.g-2 図 格納容器破損モード別格納容器破損頻度不確かさ解析
- 第 4.1.1.g-3 図 格納容器破損カテゴリ別格納容器破損頻度不確かさ解析
- 第 4.1.1.g-4 図 格納容器破損モード別格納容器破損頻度

補足説明資料

出力運転時 PRA

- 補足 3.1.1.a-1 泊 3 号炉の特徴の解析，操作性への影響について
- 補足 3.1.1.b-1 燃料集合体の落下について
- 補足 3.1.1.b-2 PRA における原子炉容器破損の取扱いについて
- 補足 3.1.1.b-3 泊 3 号炉の内部事象 PRA で「DC 母線 1 系列喪失時に補助給水機能喪失する事故」がない理由について
- 補足 3.1.1.b-4 運転時 PRA において通常停止を起因事象として取り扱わない考え方について
- 補足 3.1.1.b-5 「起動操作」を起因事象に含めないことの考え方
- 補足 3.1.1.b-6 従属性を有する起因事象の抽出について
- 補足 3.1.1.b-7 「主蒸気隔離弁の閉止」を過渡事象に分類する考え方について
- 補足 3.1.1.b-8 起因事象の発生頻度における EF の設定の妥当性について
- 補足 3.1.1.b-9 起因事象発生頻度の評価の考え方について
- 補足 3.1.1.b-10 起因事象の発生頻度評価に用いるデータベースの適用性について
- 補足 3.1.1.b-11 WASH-1400 の考え方について
- 補足 3.1.1.b-12 起因事象外部電源喪失における炉型の違いに対する考え方について
- 補足 3.1.1.b-13 ATWS の起因事象発生頻度で用いた原子炉トリップ失敗確率評価について
- 補足 3.1.1.b-14 インターフェイスシステム LOCA の発生頻度の算出方法について
- 補足 3.1.1.c-1 対処設備作動までの余裕時間の考え方
- 補足 3.1.1.c-2 成功基準解析の解析条件設定の考え方について
- 補足 3.1.1.c-3 成功基準の設定時の解析例について
- 補足 3.1.1.d-1 イベントツリーの作成例について
- 補足 3.1.1.d-2 イベントツリーのヘディングに含まない主要な緩和設備について
- 補足 3.1.1.d-3 泊発電所 3 号機 内部事象運転時レベル 1 PRA イベントツリー
- 補足 3.1.1.d-4 常用系と非常用系で共用しているサポート系において，常用系機能喪失と常用系隔離失敗（隔離弁故障等）が重畳する場合の取扱い
- 補足 3.1.1.e-1 システム信頼性解析例について
- 補足 3.1.1.e-2 内部事象レベル 1 PRA におけるサポート機能喪失の取扱いについて

【今回提出】

- 補足 3. 1. 1. f-1 非常用ディーゼル発電機の故障率について
- 補足 3. 1. 1. f-2 故障確率データがない機器について既存データを代用する場合の妥当性について
- 補足 3. 1. 1. g-1 人間信頼性評価手法について
- 補足 3. 1. 1. g-2 起因事象発生前の人的過誤として評価した事例の抽出過程について
- 補足 3. 1. 1. g-3 計器の校正ミスの取り扱いについて
- 補足 3. 1. 1. h-1 RiskSpectrum®について
- 補足 3. 1. 1. h-2 事故シーケンスの評価イメージについて
- 補足 3. 1. 1. h-3 イベントツリーにおけるヘディングの分岐確率について
- 補足 3. 1. 1. h-4 イベントツリーにおけるドミナントシーケンスについて
- 補足 3. 1. 1. h-5 不確実さ解析における計算回数について

停止時 PRA

- 補足 3. 1. 2. a-1 停止時 PRA において評価対象外とした POS の除外理由について
- 補足 3. 1. 2. b-1 停止時 PRA における反応度の誤投入の想定について
- 補足 3. 1. 2. b-2 停止時 PRA の起因事象に係る米国実績の調査及び適用性について
- 補足 3. 1. 2. b-3 オーバードレン及び水位維持失敗の発生頻度算出のモデル化及び仮定条件について
- 補足 3. 1. 2. c-1 崩壊熱を考慮した感度解析について
- 補足 3. 1. 2. d-1 泊発電所 3 号機 内部事象停止時レベル 1 PRA イベントツリー
- 補足 3. 1. 2. g-1 人的過誤に係わるストレスファクタの考え方について
- 補足 3. 1. 2. h-1 POS 別の炉心損傷頻度（日当たり）について
- 補足 3. 1. 2. h-2 システム信頼性解析の結果について

地震 PRA

- 補足 3. 2. 1. a-1 プラントウォークダウン対象設備の選定について
- 補足 3. 2. 1. a-2 地震 PRA におけるプラントウォークダウンの点検項目について
- 補足 3. 2. 1. a-3 プラントウォークダウンの実施について
- 補足 3. 2. 1. a-4 フラジリティ評価における余震の考え方について
- 補足 3. 2. 1. a-5 起因事象の抽出に対する網羅性について
- 補足 3. 2. 1. a-6 換気空調系機能喪失事象の扱いについて
- 補足 3. 2. 1. c-1 フラジリティ評価手法選定の考え方について
- 補足 3. 2. 1. c-2 耐力係数と応答係数による方法（安全係数法）について
- 補足 3. 2. 1. d-1 地震 PRA におけるイベントツリー評価について
- 補足 3. 2. 1. d-2 地震 PRA における成功基準について
- 補足 3. 2. 1. d-3 使命時間に関する感度解析について
- 補足 3. 2. 1. d-4 小イベントツリー手法を用いた今回の評価と大イベントツリー手法を用いた時の事故シーケンス選定のまとめ方について（地震

PRA)

補足 3. 2. 1. d-5 地震 PRA におけるランダム故障の影響について

津波 PRA

補足 3. 2. 2. a-1 引き波による取水位の低下に伴う原子炉補機冷却海水ポンプの取水性について

補足 3. 2. 2. a-2 事故シナリオの分析において引き波を除外する考え方について

補足 3. 2. 2. a-3 津波発生時における原子炉停止の手順について

補足 3. 2. 2. b-1 確率論的津波ハザード評価に関する検討

補足 3. 2. 2. c-1 津波 PRA における漂流物の取り扱いについて

補足 3. 2. 2. d-1 津波による敷地浸水解析について

補足 3. 2. 2. d-2 津波高さが T. P. +●●. ●m を超過した場合の事故シナリオについて

【今回提出】

レベル 1. 5PRA

補足 4. 1. 1. b-1 炉心損傷時期を分類する基準について

補足 4. 1. 1. f-1 CV 隔離の分岐確率の妥当性と格納容器隔離失敗事象への対応

補足 4. 1. 1. f-2 格納容器直接接触の分岐確率の設定について

1. PRA 実施の目的

本 PRA は、「実用発電用原子炉及びその付属施設の位置，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）（以下「解釈」という。）第 3 章第 37 条に基づいて実施したものである。

本 PRA の結果は，解釈第 3 章第 37 条において炉心損傷防止対策等の有効性評価の対象として定められている必ず想定する事故シーケンスグループ等に追加して評価すべき事故シーケンスグループ等の抽出及び重要事故シーケンス等の選定に活用する。

2. 事故シーケンスグループ等の選定に係る PRA の実施範囲・評価対象・実施手法

PRA の実施範囲は、一般社団法人日本原子力学会において実施基準が標準化されている等、現段階で実施可能な、内部事象レベル 1（出力運転時，停止時），内部事象レベル 1.5（出力運転時），外部事象として地震レベル 1 及び津波レベル 1 とした。

評価の対象とするプラント状態は、今回の PRA の目的が、設計基準事象を超えた重大事故に対応する重大事故等対策の有効性評価を行うための事故シーケンスグループ等の抽出及び重要事故シーケンス等の選定であることに鑑み、設計基準事故対処設備による対応を基本とし、これまで整備してきたアクシデントマネジメント策には期待しないことを前提としたプラント状態とした。

なお、作動信号失敗時の手動信号や、自動作動失敗時の手動作動等の設計基準事故対処設備の機能を維持させるためのバックアップ操作は、設備の設計方針の前提として考慮され、手順があるものについては、重大事故対応を目的として特別に整備したものではないことから、評価対象として含めることとした。また、地震及び津波の PRA については、これまでに整備し今後整備していく設計基準対象施設を考慮している。

3. レベル1PRA

3.1 内部事象PRA

3.1.1 出力運転時PRA

出力運転時 PRA は、一般社団法人 日本原子力学会が発行した「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル1 PSA 編）：2008」（以下「レベル1 PSA 学会標準」という。）を参考に評価を実施し、各実施項目については「PRA の説明における参照事項」（原子力規制庁 平成 25 年 9 月）の記載事項への適合性を確認した。評価フローを第 3.1.1-1 図に示す。

3.1.1.a. 対象プラント

① 対象とするプラントの説明

(1) プラント情報の収集・分析

内部事象出力運転時レベル1 PRA の実施に当たり必要とされる設計、運転管理に関する情報を把握するため、以下の本プラントの設計、運転・保守管理の情報を PRA の目的に応じて調査・収集した。

- ・ PRA 実施に当たり必要とされる基本的な情報（設計情報、運転・保守管理情報等）
- ・ 定量化に当たり必要とされる情報（機器故障、起因事象発生に関する運転経験等）

本プラントについて入手した図書類を、第 3.1.1.a-1 表に示す。

また、a. 項にレベル1 PRA において重要となる安全系、サポート系及び電源等の系統設備構成について示し、b. 項にレベル 1.5PRA において重要となる原子炉格納施設の構成について示す。以下に本プラントの基本仕様を示す。

- ・ 出力
 - － 熱出力 2,660MWt
 - － 電気出力 912MWe
- ・ プラント型式
 - － 加圧水型 3 ループプラント
- ・ 原子炉格納容器型式
 - － 鋼製上部半球形下部さら形円筒形

a. 主要な設備の構成・特性

本プラントの PRA に係るプラントの基本設計は、次に説明する主要な 1 次冷却系統及び安全系統により構成される。第 3.1.1.a-1 図に本プラントの 1 次冷却設備を、第 3.1.1.a-2 図に工学的安全施設の概要を示す。また、第 3.1.1.a-2 表に系統設備概要を示す。

(a) 原子炉停止機能に関する系統（第 3.1.1.a-3 図、第 3.1.1.a-4 図）

原子炉停止に関する系統は、制御棒の自重落下により負の反応度添加を行う原子炉保護設備とほう酸を炉心に注入し負の反応度を添加する化学体積制御設備から構成される。

(b) 炉心冷却機能に関する系統

非常用炉心冷却設備は、蓄圧注入系、高圧注入系及び低圧注入系からなる。

これら非常用炉心冷却設備は、多重性及び独立性を備える非常用所内電源系から受電できるようにする等の考慮を払うことにより、単一故障に加え、外部電源が利用できない場合においてもその安全機能が達成できる。

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

1) 蓄圧注入系（第 3.1.1.a-5 図）

蓄圧注入系は、蓄圧タンク、配管、弁等で構成し、1次冷却設備の各回路に1系統ずつ設置されている。1次冷却材圧力が蓄圧タンクの保持圧力（約 4.4MPa[gage]）を下回ると自動的に逆止弁が開き、1次冷却材低温側配管を経てほう酸水を炉心に注入する。

2) 高圧注入系（第 3.1.1.a-5 図）

高圧注入系は、高圧注入ポンプ、ほう酸注入タンク、配管、弁等で構成される。高圧注入ポンプは、100%容量のものを2台設置する。

高圧注入系は、以下のいずれかの信号が発信した場合には、非常用炉心冷却設備作動信号により自動起動する。

- ① 原子炉圧力低と加圧器水位低の一致
- ② 原子炉圧力異常低
- ③ 主蒸気ライン圧力低
- ④ 原子炉格納容器圧力高
- ⑤ 手動

非常用炉心冷却設備作動信号が発信すると、高圧注入系の弁が開くとともに、高圧注入ポンプが起動し、1次冷却材低温側配管を経て、ほう酸注入タンク及び燃料取替用水ピットのほう酸水を炉心に注入する。

燃料取替用水ピットの水位が低くなると、高圧注入ポンプの水源を、格納容器再循環サンプに切り替えて、1次冷却材管を經由して炉心に注入する再循環モードへ移行する。

3) 低圧注入系（第 3.1.1.a-5 図）

低圧注入系は、余熱除去ポンプ、余熱除去冷却器、配管、弁等で構成する。余熱除去ポンプ及び余熱除去冷却器は、100%容量のものを各々2台設置する。低圧注入系は、非常用炉心冷却設備作動信号により余熱除去ポンプが起動し、1次冷却材圧力が余熱除去ポンプの締切圧力を下回ると、燃料取替用水ピットのほう酸水を余熱除去冷却器を経て1次冷却材低温側配管から炉心に注入する。

燃料取替用水ピットの水位が低くなると、余熱除去ポンプの水源を格納容器再循環サンプに切り替え、余熱除去冷却器で冷却した後、1次冷却材管を經由して炉心に注入する再循環モードへ移行する。

4) 原子炉格納容器スプレイ設備（第 3.1.1.a-6 図）

原子炉格納容器スプレイ設備は、原子炉冷却材喪失時に原子炉格納容器

内の圧力ピークを最高使用圧力以下に保ち、原子炉格納容器内雰囲気中の放射性よう素を除去するもので、格納容器スプレイポンプ、格納容器スプレイ冷却器、よう素除去薬品タンク、pH調整剤貯蔵タンク、配管、弁等で構成される。格納容器スプレイポンプは100%容量のものを2台、格納容器スプレイ冷却器は100%容量のものを2基、また、よう素除去薬品タンク及びpH調整剤貯蔵タンクは、各々100%容量のものを1基設置する。

(c) 安全機能のサポート機能に関する系統

(a)～(b)の事故時の基本的な安全機能を果たす系統（一般にフロントライン系という）をサポートする系統があり、以下の系統の動作が必要とされる。

1) 電源系統（ディーゼル発電機、直流電源設備、計測制御用電源設備）
（第3.1.1.a-7図～第3.1.1.a-10図）

ディーゼル発電機は、外部電源が喪失した場合に、原子炉を安全に停止するために必要な電力を供給し、かつ原子炉冷却材喪失が同時に発生した場合に、工学的安全施設を含む重要度の特に高い安全機能を有する設備の作動のための電力も供給する。ディーゼル発電機は、多重性を考慮し2台備え、非常用高圧母線にそれぞれ接続する。

直流電源系統は、非常用所内電源として非常用直流母線2母線、常用所内電源として常用直流母線2母線で構成し、母線電圧は125Vである。非常用所内電源の直流電源設備は、非常用低圧母線に接続される充電器2台、蓄電池2組等2系列で構成し、いずれかの1系列が故障しても残りの1系列で原子炉の安全性は確保できる。

計測制御用電源系統は、非常用として計装用交流母線8母線、また、常用として計装用交流母線8母線及び計装用後備母線5母線で構成し、母線電圧は100Vである。非常用の計測制御用電源設備は、非常用低圧母線と非常用直流母線に接続する無停電電源装置等で構成する。

2) 工学的安全施設作動設備（非常用炉心冷却設備作動信号、原子炉格納容器スプレイ作動信号）（第3.1.1.a-11図）

工学的安全施設作動設備は、原子炉冷却材喪失、主蒸気管破断等の際して、炉心の冷却を行い、原子炉格納容器バウンダリを保護し、発電所周辺の公衆の安全を確保するための設備を作動させる。

工学的安全施設作動信号は以下のものがある。

・非常用炉心冷却設備作動信号

炉心冷却材の確保あるいは過度の反応度添加を抑え、炉心の損傷を防止するため、特定の信号が発信した場合には、原子炉をトリップさせるとともに、非常用炉心冷却設備作動信号を発信し、高圧注入系起動等の動作を行う。

・原子炉格納容器スプレイ作動信号

1次冷却設備の配管破断又は原子炉格納容器内での主蒸気管破断時に、

原子炉格納容器の減圧及びよう素除去の目的で、原子炉格納容器スプレイ作動信号を発信し、原子炉格納容器スプレイ設備の起動を行う。この信号によって原子炉格納容器隔離も行う。

3) 原子炉補機冷却水設備（第 3.1.1. a-12 図）

原子炉補機冷却水設備は、原子炉補機冷却水冷却器 4 基、原子炉補機冷却水ポンプ 4 台、原子炉補機冷却水サージタンク 1 基、多重性を備えた安全機能を有する原子炉補機へ冷却水を供給する母管 2 本とその他の原子炉補機へ冷却水を供給する母管 1 本等からなる閉回路を構成し、原子炉補機から発生した熱を冷却する。

4) 原子炉補機冷却海水設備（第 3.1.1. a-13 図）

原子炉補機冷却海水設備は、2 系列で構成し、各系列に原子炉補機冷却海水ポンプを 2 台設置し、原子炉補機冷却水冷却器、ディーゼル発電機及び空調用冷凍機に冷却海水を供給して、原子炉補機等で発生した熱を最終的な熱の逃がし場である海に輸送する。

5) 換気空調設備（第 3.1.1. a-14 図）

換気空調設備は、通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び事故時において、放射線業務従事者等に新鮮な空気を送るとともに、空気中の放射性物質を除去低減するもので、アニュラス空気浄化設備、格納容器換気空調設備、補助建屋換気空調設備等で構成する。

6) 制御用圧縮空気設備（第 3.1.1. a-15 図）

制御用圧縮空気設備は、制御用空気圧縮機 2 台、制御用空気だめ 2 基、制御用空気除湿装置 2 台、多重性を備えた安全機能を有する機器へ圧縮空気を供給する母管 2 本とその他の機器へ圧縮空気を供給する母管 1 本等から構成する。

(d) その他の系統

事故時に作動が必要な設備のうち、PRA で作動を考慮する設備は以下のものがある。

1) 加圧器逃がし弁、加圧器安全弁（第 3.1.1. a-1 図）

加圧器逃がし弁は、定格負荷の 50%相当までの負荷急減時において制御棒制御系及びタービンバイパス系の作動とあいまって原子炉圧力を原子炉トリップ設定値以下に制限し得る容量を有する。万一、加圧器逃がし弁に漏えいが起こった場合にこの加圧器逃がし弁を隔離するため、遠隔操作の加圧器逃がし弁元弁を設ける。

加圧器安全弁は、ばね式で、加圧器逃がしタンクからの背圧変動が安全弁の設定圧力に影響を与えない平衡型を使用する。加圧器安全弁の上流側配管には、ループシールを設け、加圧器安全弁の弁座から水素ガス、蒸気等の漏えいを防止する。加圧器安全弁の吹出し圧力は、1 次冷却設備の最高使用圧力に設定し、加圧器安全弁の総容量は 100% 負荷喪失時に主蒸気

安全弁のみが動作したときの加圧器最大サージ流量以上の値としている。加圧器安全弁により、原子炉冷却材圧力バウンダリの圧力を最高使用圧力の 1.1 倍以下、また、事故時において最高使用圧力の 1.2 倍以下に抑えることができる。

2) 主蒸気逃がし弁，主蒸気安全弁，タービンバイパス系（第 3.1.1. a-16 図）

蒸気発生器からの蒸気を，蒸気タービンをバイパスして直接復水器に導くため，主蒸気ヘッダから分岐し，復水器へ至るタービンバイパス系を設ける。タービンバイパス弁は 6 個設け，定格主蒸気流量の約 40%の容量を持つ。

復水器の真空が喪失した場合には，主蒸気逃がし弁あるいは主蒸気安全弁の動作により蒸気発生器の過圧を防止するとともに，原子炉を冷却する。

主蒸気逃がし弁は，各主蒸気管の上流に各々1 個設け，定格主蒸気流量の約 10%の蒸気を大気に放出できる。この主蒸気逃がし弁は，主蒸気ライン圧力が設定値以上になると開となるように，各々独立に自動制御される。なお，中央制御室からも手動操作が可能である。

主蒸気安全弁は，主蒸気設備を過度の圧力上昇から保護するため，各主蒸気管の主蒸気隔離弁の上流にそれぞれ 5 個，合計 15 個設け，定格主蒸気流量の蒸気を大気に放出できる。

3) 補助給水ポンプ（第 3.1.1. a-16 図）

補助給水ポンプは，主給水管破断時等，通常の給水設備の機能が失われた場合に蒸気発生器に給水する。補助給水ポンプとして，タービン動補助給水ポンプ 1 台及び電動補助給水ポンプ 2 台を設ける。各ポンプとも水源は，補助給水ピットを使用するが，後備用として 2 次系純水タンクも使用することができる。

4) 主蒸気隔離弁（第 3.1.1. a-16 図）

主蒸気管破断時に，主蒸気設備を隔離し，無制限な蒸気放出を速やかに阻止するように，主蒸気ヘッダの上流の各主蒸気管には，主蒸気隔離弁及び主蒸気逆止弁を各々1 個ずつ直列に設ける。主蒸気隔離弁は，主蒸気ライン隔離信号又は手動隔離信号により閉止する。

b. 原子炉格納施設の構成・特性

(a) 原子炉格納施設の構成・特性（第 3.1.1. a-17 図）

原子炉格納容器の外周は外部遮へいで囲み，原子炉格納容器と外部遮へいの間は空間構造とし，その円筒部にアニュラスシールを設け，アニュラスシールの下部は密閉された空間（アニュラス部）を形成し，二重格納の機能を持たせる。

原子炉格納容器を貫通する配管の大部分，電線及びダクトは，このアニュラス部を貫通させる。

原子炉格納容器は，原子炉格納容器設計用の想定事象に対して，圧力障壁

となり、かつ、放射性物質の放散に対する最終の障壁（原子炉格納容器バウンダリ）を形成し、二重格納の機能を持たせる。

(b) アニュラス空気浄化設備（第 3.1.1. a-18 図）

アニュラス空気浄化設備は、アニュラス空気浄化ファン、アニュラス空気浄化フィルタユニット、ダクト、ダンパ等で構成し、100%容量のものを2系統設置する。アニュラス空気浄化設備は、非常用炉心冷却設備作動信号が発信すると、アニュラス空気浄化ファンが起動し、同時にアニュラス排気ダンパ及びアニュラス全量排気弁が開となり、アニュラス部及び安全補機室の空気を排気口から大気へ放出することによりアニュラス部及び安全補機室の負圧達成を図る。

②PRA に影響する特徴

本プラントにおいて、PRA に影響する主な特徴についての説明及び PRA での具体的な取扱いについて以下に示す。（補足 3.1.1. a-1）

(1) 充てん／高圧注入ポンプの分離

【設計思想】

高圧注入ポンプと充てんポンプを分離することにより、系統を簡素化し、安全性及び信頼性を高めている。

【PRA への影響】

充てんポンプと高圧注入ポンプをそれぞれ設置しているプラントは、充てん／高圧注入ポンプ兼用のプラントと比較して、小さなリークが生じた時の緩和手段が多いため、極小 LOCA を起因事象として考慮していない。

(2) 高圧注入ポンプによる高圧再循環運転時は余熱除去ポンプによるブースティングが不要（非ブースティングプラント）

【設計思想】

高圧再循環時には、高圧注入ポンプのみで有効吸込み水頭（NPSH）が確保できる設計となっているため、余熱除去ポンプを用いたブースティングは不要である。

【PRA への影響】

余熱除去ポンプが使用不可となった場合でも、高圧注入ポンプを用いた高圧再循環機能が使用可能である

(3) ほう酸注入タンクの設置

【設計思想】

炉心が過冷却されるような事象が起こった時に、炉心を未臨界にでき、かつ、未臨界を維持できるよう、高圧注入ポンプ出口側に高濃度のほう酸水を貯えたほう酸注入タンクを設置している。

【PRA への影響】

高圧注入系の機能喪失の要因として、ほう酸注入タンクの故障やほう酸注入タンクの周りの弁故障を考慮する。

(4) RCP シールに国内製耐熱 O リングを採用

【設計思想】

全交流動力電源喪失時や最終ヒートシンク喪失時に RCP シール部へのシール水注水や RCP シール部の冷却ができない場合においても、RCP シール部から 1 次冷却材が大量に系外へ漏えいすることを抑制するため、RCP シール部に国内製耐熱 O リングを採用している。

【PRA への影響】

本 PRA においては、保守的に国内製耐熱 O リングの耐熱性は考慮せず、非信頼度を 1.0 とする。

(5) 計測制御設備の総合デジタル化

【設計思想】

計測制御設備の総合デジタル化により、アナログカード類の大幅な低減による故障率の低下や誤操作防止や監視操作性の向上による人的過誤の低減を見込むことができる。

【PRA への影響】

アナログカード類が低減される一方で、ソフトウェアのエラーに起因する共通原因故障を考慮する必要があるが、十分な実績データが得られていないことから、本 PRA においては、ソフトウェアの共通原因故障の確率は不確実さの大きい条件を用いる。また、デジタル制御盤に係る人的過誤の知見がないため、従来どおりのアナログ制御盤をベースとした人的過誤評価を実施する。

3.1.1.b. 起回事象

起回事象とは、通常の運転状態を妨げる事象であって、炉心損傷へ波及する可能性のある事象のことである。

①評価対象とした起回事象のリスト、説明及び発生頻度

(1) 起回事象の選定

本プラントに適用する起回事象について、以下の方法により検討し、選定を行った。

a. 国内外の評価事例の分析（既往の PRA，安全評価審査指針，EPRI NP-2230）

既往の PRA，安全評価審査指針（原子炉設置許可申請）及び EPRI NP-2230 について分析を行い、当該プラントにおける起回事象の選定を行った。

既往の PRA で選定されている起回事象を参考に当該プラントにおける起回事象の候補を選定した。選定の結果を第 3.1.1.b-1 表に示す。選定した起回事象については、原子炉設置許可申請書添付書類十及び EPRI NP-2230 に基づき分析し確認を行った。確認の結果を第 3.1.1.b-2 表に示す。

b. 原子力施設運転管理年報等による、本プラント及び他の国内プラントのトラブル事例のレビュー

本プラント及び他の国内プラントのトラブル事象について調査を行い、選定したいずれかの起回事象に含まれることを確認している。なお、泊 3 号炉にお

ける起回事象発生実績はない。

(2) 同定した起回事象の除外

以下に示す起回事象については、発生する可能性が極めて低い等の理由から評価対象から除外している。

a. 放射性気体廃棄物処理施設の破損

「放射性気体廃棄物処理施設の破損」については、外部への影響も小さく、また、直ちに原子炉への外乱に至ることはないことから、炉心損傷防止の観点からその影響が限定されるため、本事象は除外する。

b. 燃料集合体の落下事象

「燃料集合体の落下」については、外部への影響も小さく、また、直ちに原子炉への外乱に至ることはないことから、炉心損傷防止の観点からその影響が限定されるため、本事象は除外する。(補足 3.1.1. b-1)

c. 原子炉容器破損

「原子炉容器破損」については、決定論の枠組みの中で既に十分に対応がとられており、大きな残留リスクになるとは考えられない。また、原子炉容器破損の頻度は、WASH-1400 や確率論的破壊力学により試算されており、それぞれ 10^{-7} /炉年、 10^{-8} /炉年以下となっており、十分に低い値が得られていることから、本事象は除外する。(補足 3.1.1. b-2)

d. 極小 LOCA

「極小 LOCA」については、1次冷却材の極小 LOCA が生じた場合、充てんポンプ等によりリーク量を上回る注水を行うことにより、事象終息される。泊3号炉は充てん/高圧注入ポンプ兼用でなく、充てんポンプ3台と高圧注入ポンプ2台が独立であることから、これらが重畳して失敗する可能性は十分低いため対象外とする。

e. DC 母線1系列喪失

「DC 母線1系列喪失」については、プラントによって原子炉トリップの発生の有無が異なり、DC 母線1系列喪失時に自動で原子炉トリップするプラントに対してのみ起回事象の対象とされる。泊3号炉については、本事象が発生しても原子炉トリップしないため対象外とする。(補足 3.1.1. b-3)

(3) 起回事象のグループ化

同定された起回事象(事象分類)において、プラント応答や必要となる緩和設備等が同等となり、同一のイベントツリー及びフォールトツリーで扱える事象をグループ化した。検討結果を第 3.1.1. b-3 表に示す。

a. LOCA

LOCA は、1次冷却材流出によりプラントパラメータが変動し、原子炉圧力低信号等が発信して原子炉トリップに至る事象であり、起回事象としては1次冷

却材保有水喪失に至る配管破損が該当する。LOCA のカテゴリに含まれる事象について、破断規模に応じて期待される ECCS 設備、2 次冷却系の除熱機能等の相違から、以下のとおりグループ化を行った。

- ・ 小破断 LOCA
- ・ 中破断 LOCA
- ・ 大破断 LOCA

b. ATWS

ATWS は、運転時の異常な過渡変化を起因事象とし、さらに原子炉トリップに失敗している事象であり、評価上の技法として起因事象として取り扱う。

c. 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 は、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統の配管が、高圧設計部分と低圧設計部分を分離するための隔離弁の誤閉等により、低圧設計部分が過圧され破断する事象である。燃料から放出された放射性物質が格納容器をバイパスして環境へ放出される可能性があることから、単独で一つの起因事象グループとする。

d. 手動停止

手動停止は、停止時冷却に移行する際に復水系、給水系にトラブルが生じた場合等の計画外停止を想定しており、単独で一つの起因事象グループとする（補足 3.1.1.b-4）。なお、起動操作は起因事象として考慮していない。（補足 3.1.1.b-5）

e. 原子炉補機冷却機能喪失

原子炉補機冷却機能喪失時には多数のフロント系設備の機能が影響を受け、RCP シール機能の喪失や加圧器逃がし弁、加圧器安全弁開固着による 1 次冷却系保有水の喪失事象の発生が想定されることから、単独で一つの起因事象グループとする。（補足 3.1.1.b-6）

f. 2 次冷却系の破断

「主蒸気管破断」と「主給水管破断」についてはいずれも蒸気発生器 1 基からの除熱に期待できなくなり、破断ループの隔離操作が必要となるため、事象の類似性から「2 次冷却系の破断」として分類し、単独で一つの起因事象グループとする。

g. 蒸気発生器伝熱管破損

蒸気発生器伝熱管 1 本の完全両端破断を想定する事象であり、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が損なわれ、破損蒸気発生器の隔離に失敗した場合に、原子炉格納容器をバイパスして環境に放射性物質が放出される可能性のある事象であるため、単独で一つの起因事象グループとする。

h. その他の事象

事象発生によりプラントパラメータが変動し、原子炉トリップ信号が発生して原子炉トリップに至る事象であり、機器の故障及び人的過誤によりプラント

が停止する事象をグループ化するが、事象の進展が異なる一部の事象については以下のとおりグループ化を行った。

- ・ 主給水流量喪失
(給水に係る緩和設備の信頼性が異なる)
- ・ 外部電源喪失
(非常用所内交流電源の成否がサポート系の信頼性に影響を及ぼす)
- ・ 過渡事象
(外部電源喪失と主給水流量喪失を除く異常な過渡変化)

以上の検討結果より、本プラントの評価対象とする起因事象として12事象を選定した。選定した起因事象について概要とともに第3.1.1.b-4表に示す。(補足3.1.1.b-7)

(4) 起因事象の発生頻度評価

選定された起因事象に基づき、レベル1 PRA において使用する起因事象の発生頻度を評価した結果を第3.1.1.b-5表に示す(補足3.1.1.b-8)。各起因事象の発生頻度評価の考え方を以下に示す。(補足3.1.1.b-9)

- a. プラントの運転経験※から得られた起因事象の発生件数と運転期間(運転時間又は暦日)を用いる。(※:2011年3月31日現在。なお、国内初のPWRプラント運開(1970年11月28日)以降1976年3月31日までの期間は、第3.1.1.b-1図に示すように国内PWRプラントとして初期に発生したものと考えられ、レベル1 PSA 学会標準に基づき近年の運転状況を反映するのに適切ではないことから、運転期間の対象として考慮していない。第3.1.1.b-6表に、除外している事象の一覧を示す。)(補足3.1.1.b-10)
- b. フォールトツリーによるシステム信頼性解析を用いる。

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

- － 国内で発生実績のある起因事象は、現実的な評価を実施するとの観点から、国内の運転実績を適用する。
- － 国内及び米国ともに発生実績のない起因事象は、現実的な評価を実施するとの観点から、PRA に係る基本設計である1次冷却材系統や安全系統の構成、容量が、日本と米国で大きな差異がないことを踏まえ、国内と米国の運転実績を適用する。

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

一方、インターフェイスシステム LOCA は、b. の手法を用いて弁の数や設置位

置等から機器故障率を用いて起因事象発生頻度を算出した。また、ATWS は、a. の手法を用いて原子炉トリップに至る頻度を、b. の手法を用いて原子炉トリップ失敗確率をそれぞれ算出して、両者の積によって起因事象発生頻度を算出した。

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

起因事象	運転実績（評価時間）	考え方
<ul style="list-style-type: none"> 大破断LOCA 中破断LOCA 小破断LOCA 2次冷却系の破断 	<ul style="list-style-type: none"> 国内PWRプラント発電期間（運転開始～2011年3月31日（481炉年）） 米国PWRプラント臨界時間（運転開始～2011年3月31日（1,839炉年）） 	日本及び米国で発生経験がなく、RCSバウンダリ設計において日米間に大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績を採用した。なお、当該事象は出力運転時のみ発生し得る事象であるため、発電期間を用いた。
<ul style="list-style-type: none"> 原子炉補機冷却機能喪失 	<ul style="list-style-type: none"> 国内PWRプラント運転期間（運転開始～2011年3月31日（632炉年）） 米国PWRプラント臨界時間（運転開始～2011年3月31日（1,839炉年）） 	日本及び米国で発生経験がなく、RCSバウンダリ設計において日米間に大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績を採用した。なお、当該事象は停止時も発生し得る事象であるため、停止時間を含めた運転期間を用いた。
<ul style="list-style-type: none"> 主給水流量喪失 蒸気発生器伝熱管破損 過渡事象 手動停止 	<ul style="list-style-type: none"> 国内PWRプラント発電期間（1976年4月1日～2011年3月31日（475炉年）） 	国内で発生経験があることから、日本の運転実績を採用した。ただし、統計的検定を行って突出したピークがある運転開始初期の時期は除いた。なお、当該事象は出力運転時のみ発生し得る事象であるため、発電期間を用いた。
<ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失 	<ul style="list-style-type: none"> 国内PWRプラント運転期間（1976年4月1日～2011年3月31日（621炉年）） 	国内で発生経験があることから、日本の運転実績を採用した。ただし、統計的検定を行って突出したピークがある運転開始初期の時期は除いた。なお、当該事象は停止時も発生し得る事象であるため、停止時間を含めた運転期間を用いた。
<ul style="list-style-type: none"> ATWS 	<ul style="list-style-type: none"> 国内PWRプラント発電期間（1976年4月1日～2011年3月31日（475炉年）） 	1次冷却材圧力・温度の観点で厳しく、共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）に期待する必要がある「運転時の異常な過渡変化」のうち実績のある事象、国内における運転時の異常な過渡変化の発生頻度に、システム信頼性解析で算出した原子炉トリップの非信頼度を乗じて算出した。
<ul style="list-style-type: none"> インターフェイスシステムLOCA 	-	日本及び米国で発生経験がないため、格納容器を貫通し高圧設計部と低圧設計部のインターフェイスとなる配管のうち、弁の故障により低圧設計部が過圧され、その結果としてインターフェイスシステムLOCAになり得る配管を同定し、システム信頼性解析により発生頻度を算出した。

各事象の算出手法の詳細は以下のとおり。

(a) LOCA の発生頻度

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

WASH-1400 の考え方に基づき、大破断 LOCA の発生頻度は小破断 LOCA の発生頻度の 1/10 として算出し、中破断 LOCA の発生頻度は小破断 LOCA の発生頻度と大破断 LOCA の発生頻度の相乗平均として算出した。(補足 3.1.1.b-11)

○小破断 LOCA の発生頻度

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

481 : 運転開始からの国内 PWR プラント発電期間 (年)

1839 : 運転開始からの米国 PWR プラント臨界時間 (年)

○大破断 LOCA の発生頻度

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

○中破断 LOCA の発生頻度

$$= (\text{大破断 LOCA の発生頻度} \times \text{小破断 LOCA の発生頻度})^{1/2}$$

$$= 6.8 \times 10^{-5} \text{ (／炉年)}$$

(b) 2 次冷却系の破断、原子炉補機冷却機能喪失の発生頻度

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

○2 次冷却系の破断の発生頻度

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

481 : 運転開始からの国内 PWR プラント発電期間 (年)

1839 : 運転開始からの米国 PWR プラント臨界時間 (年)

2 : 主蒸気管破断及び主給水管破断それぞれについて評価

○原子炉補機冷却機能喪失の発生頻度

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

632 : 運転開始からの国内 PWR プラント運転期間※ (年)

1839 : 運転開始からの米国 PWR プラント臨界時間 (年)

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

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

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

○主給水流量喪失の発生頻度

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

5 : 発生実績^{※1} (件)

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

475 : 国内PWRプラント発電期間(年)

○外部電源喪失の発生頻度(補足3.1.1.b-12)

$$= (1 + 2) / 621 = 4.8 \times 10^{-3} \text{ (／炉年)}$$

1 : 運転時に発生した外部電源喪失の発生件数^{※2} (件)

※2 伊方1号(1980/8/27)

2 : 停止時に発生した外部電源喪失の発生件数^{※3} (件)

※3 敦賀2号(1999/12/15)，泊2号(2000/5/19)

621 : 国内PWRプラント運転期間^{※4} (年)

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

○蒸気発生器伝熱管破損の発生頻度

$$= 1 / (4.1 \times 10^{10} \times (1-0.1)) \times (3386 \times 3) \times 8760$$

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

1 : 発生実績^{※4} (件) ※4 美浜2号(1991/2/9)

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

0.1 : 伝熱管施栓率

3386×3 : 当該プラントの伝熱管本数(本)

8760 : 時間から年への換算係数(8760=365×24)(時間／年)

○過渡事象の発生頻度

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

46 : 発生実績^{※5} (件)

※5 玄海4号(2008/6/20)，美浜1号(2008/11/20)等

475 : 国内PWRプラント発電期間(年)

○手動停止の発生頻度

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

110 : 発生実績^{※6} (件)

※6 大飯2号(2007/12/16)，敦賀2号(2008/9/16)等

475 : 国内 PWR プラント発電期間 (年)

(d) ATWS の発生頻度

ATWS は、運転時の異常な過渡変化を起因事象としてその中で原子炉トリップに失敗している事象である。これらの事象は国内で外部電源喪失、主給水流量喪失及び負荷喪失事象について発生実績があることから、国内の運転実績に基づいて発生頻度を算定した。また、原子炉トリップに失敗する確率はフォールトツリー解析によって評価する。(補足 3.1.1.b-13) なお、小破断 LOCA 等の事故を起因事象として原子炉トリップに失敗する事象は、発生頻度が非常に小さく、1次冷却材圧力の観点で厳しくないことから、ATWS として考慮していない。

$$\begin{aligned} \text{ATWS の発生頻度} &= (4.4 \times 10^{-2} + 2.7 \times 10^{-2}) \times 1.8 \times 10^{-7} \\ &= 1.2 \times 10^{-8} \text{ (／炉年)} \end{aligned}$$

4.4×10^{-2} : タービントリップ操作が必要な AT の発生実績 21 件を国内 PWR プラント発電期間 475 年で除した値。ただし、想定事象として原子炉トリップ失敗を考慮する必要がない事象 (例えば、原子炉保護系誤動作で原子炉トリップした事象、外部電源喪失の発生頻度でカウントしている事象のうち、定検時に起こった事象等) を除く。

2.7×10^{-2} : タービントリップ操作が不要な AT の発生実績 13 件を国内 PWR プラント発電期間 475 年で除した値。ただし、想定事象として原子炉トリップ失敗を考慮する必要がない事象を除く。

1.8×10^{-7} : フォールトツリー解析により算出した原子炉トリップ失敗確率

(e) インターフェイスシステム LOCA の発生頻度

インターフェイスシステム LOCA は、原子炉容器接続配管の高圧設計部と低圧設計部の隔離機能が喪失することにより、低圧設計部に設計圧力以上の圧力がかかり、低圧設計部が機器破損を引き起こして、原子炉冷却材が格納容器外に流出する事象である。

当該プラントの余熱除去系簡略系統図を第 3.1.1.b-2 図に示す。インターフェイスシステム LOCA に至るシーケンスとして以下の 3 つのシナリオが考えられる。

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

LOCA の原因となる故障モードのうち、弁のリークに対しては余熱除去系に設置されている逃がし弁が作動すれば過度の圧力上昇が生じることはなく、LOCA には至らないものと考え、上記弁のリーク発生時にはさらに逃がし弁の

故障（開失敗）を考える。逆止弁，電動弁それぞれのリークの発生頻度は，機器故障率データより，

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

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

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

となる。

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

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

となる。また，逃がし弁の開失敗確率は機器故障率データより，

- ・ 逃がし弁開失敗 P(V5)： $1.4 \times 10^{-3}/\text{demand}^{\ast 7}$

※7 $1/\text{demand} = \text{回}/\text{要求}$

を使用する。

①低温側注入ライン

低温側注入ラインでインターフェイスシステム LOCA が発生する条件は，3つの直列な逆止弁の同時故障（破損）である。また，逆止弁のリークに対しては，逃がし弁が開失敗した場合に LOCA が発生すると考える。弁故障によって LOCA に至るパスは6通りあり，第 3.1.1.b-3 図(1/4)及び第 3.1.1.b-3 図(2/4)に示す。したがって，低温側注入ラインでのインターフェイスシステム LOCA の発生頻度は，

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

$P(V3)^3$ ：3つの直列な逆止弁の破損

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

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

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

②高温側注入ライン

高温側注入ラインでインターフェイスシステム LOCA が発生する条件は、3つの直列な逆止弁と1つの電動弁（通常時閉）の同時故障（破損）である。また、逆止弁／電動弁のリークに対しては、逃がし弁が開失敗した場合に LOCA が発生すると考える。弁故障によって LOCA に至るパスは4通りあり、第3.1.1.b-3 図(3/4)に示す。したがって、高温側注入ラインでのインターフェイスシステム LOCA の発生頻度は、

$$\begin{aligned} P2 &= 4 \times (P(V3)^3 \times P(V4) + P(V1)^3 \times P(V2) \times P(V5)) \\ &\quad + 3 \times P(V1)^2 \times P(V2) \times P(V3) \times P(V5) + 3 \times P(V1) \times P(V2) \times P(V3)^2 \times P(V5) \\ &\quad + P(V2) \times P(V3)^3 \times P(V5) + P(V1)^3 \times P(V4) \times P(V5) \\ &\quad + 3 \times P(V1)^2 \times P(V3) \times P(V4) \times P(V5) \\ &\quad + 3 \times P(V1) \times P(V3)^2 \times P(V4) \times P(V5)) \\ &= 7.4 \times 10^{-20} \text{ (／炉年)} \end{aligned}$$

$P(V3)^3 \times P(V4)$ ：3つの直列な逆止弁及び1つの電動弁が破損

$P(V1)^3 \times P(V2) \times P(V5)$ ：3つの直列な逆止弁及び1つの電動弁がリークし、
逃がし弁開失敗

$P(V1)^2 \times P(V2) \times P(V3) \times P(V5)$ ：2つの直列な逆止弁及び1つの電動弁がリーク、1つの逆止弁が破損し、逃がし弁開失敗

$P(V1) \times P(V2) \times P(V3)^2 \times P(V5)$ ：1つの逆止弁及び1つの電動弁がリーク、2つの逆止弁が破損し、逃がし弁開失敗

$P(V2) \times P(V3)^3 \times P(V5)$ ：1つの電動弁がリーク、3つの直列な逆止弁が破損し、逃がし弁開失敗

$P(V1)^3 \times P(V4) \times P(V5)$ ：3つの直列な逆止弁がリーク、1つの電動弁が破損し、逃がし弁開失敗

$P(V1)^2 \times P(V3) \times P(V4) \times P(V5)$ ：2つの直列な逆止弁がリーク、1つの逆止弁及び1つの電動弁が破損し、逃がし弁開失敗

$P(V1) \times P(V3)^2 \times P(V4) \times P(V5)$ ：1つの逆止弁がリーク、2つの直列な逆止弁及び1つの電動弁が破損し、逃がし弁開失敗

③余熱除去ポンプ吸込側

余熱除去ポンプ吸込側でインターフェイスシステム LOCA が発生する条件は、直列な2つの電動弁（通常時閉）の同時故障（破損）である。また、電動弁のリークに対しては、逃がし弁が開失敗した場合に LOCA が発生すると考える。弁故障によって LOCA に至るパスは2通りあり、第3.1.1.b-3 図(4/4)に示す。したがって、余熱除去ポンプ吸込側でのインターフェイスシステム LOCA の発生頻度は、

$$P3 = 2 \times (P(V4))^2 + P(V2)^2 \times P(V5) + 2 \times P(V2) \times P(V4) \times P(V5)$$

$$= 3.0 \times 10^{-11} \text{ (／炉年)}$$

$P(V4)^2$: 2つの電動弁が破損

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

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

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

$$P = P1 + P2 + P3$$

$$= 3.0 \times 10^{-11} \text{ (／炉年)}$$

となる。(補足 3.1.1. b-14)

3.1.1. c. 成功基準

既往の PRA や熱水力解析結果を反映し、炉心損傷を防止するために必要な緩和設備又は緩和操作の組合せや、緩和設備や緩和操作がその機能を達成するために必要な条件を定めた。

①成功基準の一覧表

(1) 炉心損傷判定条件

○一般的な炉心損傷判定条件

事故時に炉心冷却に必要な安全機能が不十分であることによって、炉心の一部の燃料被覆管表面温度が 1,200℃を超えると評価される状態。

○LOCA 時原子炉格納容器内除熱シナリオにおける炉心損傷判定条件

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

○2次冷却系による除熱シナリオ成功の判定条件 (LOCA 時を除く)

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

(2) 起回事象ごとの成功基準の一覧表

起回事象ごとに整備した成功基準の一覧を第 3.1.1. c-1 表に示す。

(3) 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間

a. 余裕時間

事象発生後の緩和操作を対象として、それらを遂行するまでの余裕時間並びにその設定根拠について以下のとおり示す。(補足 3.1.1. c-1)

(a) LOCA 発生時

対象操作：注入モードから再循環モードへの切り替え

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

余裕時間：30 分

設定根拠：事象発生後、発生した事象が LOCA であると運転員が判断（診断）し、適切な事故時手順書を選択して処置を行う必要がある。この診断の余裕時間として、燃料取替用水ピットの水位が再循環切替水位に低下するまでの時間^{※1}を算出し、30 分と設定した。余裕時間については、余熱除去ポンプ、高圧注入ポンプ及び格納容器スプレイポンプがすべて起動し、定格流量で注入されると仮定して算出した。

※1 $1,833\text{m}^3 / (280\text{m}^3/\text{h} \times 2 \text{台} + 681\text{m}^3/\text{h} \times 2 \text{台} + 940\text{m}^3/\text{h} \times 2 \text{台}) =$
約 29 分

【計算条件】

- ・燃料取替用水ピット水量：1,833m³
(通常水位(94%)⇒水位異常低(3%))
- ・ポンプ仕様
 - 高圧注入ポンプ：280m³/h×2 台
 - 余熱除去ポンプ：681m³/h×2 台
 - 格納容器スプレイポンプ：940m³/h×2 台

(b) 2 次冷却系の破断発生時

対象操作：破断ループの隔離

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

余裕時間：20 分

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

(c) 蒸気発生器伝熱管破損 (SGTR) 発生時

対象操作：破損側蒸気発生器の隔離

SGTR 時には、1 次冷却材が 2 次系へ流出することを防止するため、

破損側蒸気発生器を隔離し、1次系と2次系を均圧にする。このためには、補助給水による給水停止、主蒸気隔離、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気ラインの隔離等を行い、破損側蒸気発生器を隔離する。

余裕時間：30分

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

(d) 補機冷却系の故障

対象操作：補機冷却系の負荷制限

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

余裕時間：30分

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

b. 使命時間

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

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

(4) 熱水力解析等の解析結果及び解析コードの検証性

熱水力解析等の解析結果及び解析コードの検証性については第3.1.1.c-2表に示すとおりである。(補足3.1.1.c-2, 3)

なお、第3.1.1.c-1表に示すように、第3.1.1.c-2表の熱水力解析等の解析を実施することにより、設計基準事故解析結果と考え合わせることですべての成功基準は設定することができる。

3.1.1.d. 事故シーケンス

選定した起因事象に対して、炉心損傷を防止するために必要な安全機能及び安全

機能を達成するために必要な緩和設備及び緩和操作を検討し、炉心損傷に至る事故シーケンスを展開した。

①イベントツリー

(1) イベントツリー図

炉心損傷に至るシーケンスを明らかにするために、イベントツリー手法を用いた。イベントツリーは、炉心損傷に至るまでの進展を表すロジックであり、起回事象ごとに作成した。また、展開した事故シーケンスの最終状態を炉心損傷状態又は成功状態のいずれかに分類した。

作成したイベントツリーを第3.1.1.d-1(a)図～第3.1.1.d-1(l)図に示す。また、詳細なイベントツリー及び各ヘディングの概要を補足3.1.1.d-1, 2, 3, 4に示す。なお、事故シーケンスグループの分類については、3.1.1.h項に示す。

3.1.1.e. システム信頼性

事故シーケンスの頻度を推定するには、展開したイベントツリーの各分岐に対して成功・失敗確率を決める必要がある。この各分岐点におけるプラント緩和システムの成功・失敗確率を決めるために、システム信頼性解析を行う。本項目では、起回事象ごとに作成されたイベントツリーのヘディングに対応した緩和システムについて、その機能遂行に必要なサポート系を含めたフォールトツリーを構築し定量化を実施した。

①評価対象としたシステムとその説明

評価対象としたシステムの一覧を以下に示す。それぞれのシステムごとに概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。また、フロントライン系とサポート系の依存性を第3.1.1.e-1表に、サポート系同士の依存性を第3.1.1.e-2表に示す。これに基づき、異なるシステム間の従属性をフォールトツリーで連携しモデル化した。

【サポート系】

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

【フロントライン系】

8. 原子炉停止系
9. 高圧注入系（注入時）
10. 高圧注入系（再循環時）
11. 蓄圧注入系

12. 低圧注入系（注入時）
13. 低圧注入系（再循環時）
14. 格納容器スプレイ注入系（注入時）
15. 格納容器スプレイ注入系（再循環時）
16. 補助給水系／主蒸気圧力制御系
17. 破損側蒸気発生器隔離
18. 主蒸気隔離
19. 燃料取替用水系

【その他の系統】

20. RCP シール LOCA
21. 加圧器逃がし弁／安全弁 LOCA

②システム信頼性評価手法

システムが機能喪失に至る要因の組み合わせを網羅的に展開でき、システムの比信頼度を定量化できる手法として、フォールトツリー（FT）法を用いる。

フォールトツリーの構築に当たっては、対象範囲を示す概略系統図を作成するとともに、その範囲内にある機器でモデル化すべき故障モードを基事象リストの形で整理した。また、これらの情報に基づき 3.1.1.e.①で示したシステムについてフォールトツリーを作成し、定量化を実施した。フォールトツリーの中で考慮すべき機器故障の対象機器及びその故障モードの一覧を第 3.1.1.e-3 表に示す。なお、対象とする機器をフォールトツリーでモデル化する場合、第 3.1.1.e-1 図に示すスクリーニングを実施し、展開すべき故障モードの抽出を行っている。システム信頼性評価の例を第 3.1.1.e-2 図に示す。（補足 3.1.1.e-1）

なお、内部事象レベル 1 PRA では起因事象の重畳は発生する確率が非常に小さいと考えられることから考慮していないが、起因事象（LOCA 等）とサポート系（電源、冷却水等）機能喪失が重畳した場合の影響は、個別の事故シーケンスの評価結果の一部として考慮している。（補足 3.1.1.e-2）

③システム信頼性評価の結果

システム信頼性解析ではイベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系とそのサポート系について、フォールトツリーを作成し信頼性評価を行った。

システム信頼性評価の結果について、起因事象ごとに結果が異なるものについては起因事象ごとに評価し、主要なミニマルカットセットの評価も実施した。評価結果について、第 3.1.1.e-4 表に示す。また、各システムの代表的なフォールトツリーの非信頼度を第 3.1.1.e-5 表に示す。

④システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠

国内製の耐熱 O リングを使用した場合の RCP シール LOCA 発生確率については、原子炉補機冷却機能喪失後の回復に期待せず、RCP シール LOCA が必ず発生すると

想定しているため、非信頼度を 1.0 と設定した。

3.1.1.f. 信頼性パラメータ

システム信頼性解析や事故シーケンスの定量化のために必要となる機器故障率、共通原因故障パラメータ並びに試験又は保守作業による待機除外確率等を評価するために必要となるパラメータを整備した。

①非信頼度を構成する要素と評価式

非信頼度を構成する要素としては、機器故障率データ、共通原因故障パラメータ、試験による待機除外データ、保守による待機除外データ等があり、それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。

以下に機器故障率パラメータを使用した基事象発生確率を示す。

・状態変更失敗確率

状態変更失敗とは、弁の開閉動作失敗又は計装品の不動作等、機器の作動要求時に期待される動作に失敗することである。評価式を以下に示す。

$$Q = Q_d$$

Q_d ：デマンド故障率

・機能維持失敗確率

機能維持失敗とは、機器が期待される機能の維持に失敗することである。評価式を以下に示す。

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

λ_r ：機能維持失敗率

T_m ：時間パラメータ※

※作動要求期間中の故障確率算出には使命時間を使用。

待機期間中の故障確率算出には（健全性確認間隔×1/2）を使用。

出典：レベル 1 PSA 学会標準

②機器故障率パラメータの一覧

システム信頼性解析や事故シーケンスの定量化で使用する機器故障率データは、原則として、原子力安全推進協会（JANSI）が管理している原子力施設情報公開ライブラリー（以下「NUCIA」という。）（<http://www.nucia.jp/>）で公開されている国内プラントの故障実績（1982年度～2002年度 21 ヶ年 49 基データ（21 ヶ年データ））を基にした「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定（平成 21 年 5 月公表）」に記載されているデータ（以下「国内故障率データ」という。）を使用する。（補足 3.1.1.f-1）また、NUCIA で公開されている国内プラントの故障実績は、「原子力発電所に関する確率論的安全評価用の機器故障率の算出（1982 年度～1997 年度 16 ヶ年 49 基データ改訂版）（平成 13 年 2 月），電中研報告 P00001，（財）電力中央研究所」で定義した機器バウンダリに従っている。

なお、評価対象機器のうち、NUCIA でグループ登録されていないものについては、

類似性を考慮した工学的判断に基づいて NUCIA の機器グループに分類した。(補足 3.1.1.f-2)

③機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率

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

④待機除外確率

(1) 試験による待機除外データ

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

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

$$q = \frac{MDT}{MUT + MDT} \dots \dots \dots (1)$$

ここで、MUT：供用可能時間 (mean up time)

MDT：供用不能時間 (mean down time)

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

$$\begin{aligned} q_t &= \frac{MDT}{MUT + MDT} \\ &= \frac{t}{(T+t)} \\ &= \frac{t}{T \left(1 + \frac{t}{T} \right)} \\ &\doteq \frac{t}{T} \quad (\because T \gg t) \dots \dots \dots (2) \end{aligned}$$

試験による待機除外状態となる系統、機器をリスト化し、その後試験時間 (試験の開始から終了までの時間) を調査して試験時間 (t) に代入して算出した。評価例を以下に示す。

系統	定期試験	試験間隔	試験時間	待機除外確率	系統の待機除外確率
低圧注入系	余熱除去ポンプ定期運転試験	1ヶ月	55分	1.3E-3 ①	2.2E-3 (①+②)
	安全注入系統及び格納容器スプレイ系統弁開閉試験	1ヶ月	40分	9.3E-4 ②	

(2) 保守作業による待機除外データ

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

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

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

保守作業による待機除外確率の評価例を以下に示す。

系統	復旧措置が要求される条件	復旧までの完了時間(AOT)	対象機器	故障モード	故障率	待機除外確率	系統の待機除外確率
低圧注入系	低圧注入系1系統が動作不能である場合	240時間	余熱除去ポンプ	起動失敗	2.6E-7/h	6.2E-5 ①	1.6E-4 (①+②)
		240時間	制御回路	作動失敗	4.2E-7/h	1.0E-4 ②	

⑤ 共通要因故障の評価方法と共通原因故障パラメータ

同一又は異なるシステムにおいて、多重性を持たせるために用いられる機器に

ついて、型式、機能、環境、運用方法を考慮して、共通要因故障としてモデル化すべき共通要因故障機器群と故障モードを同定した。以下の4つの条件を同時に満たす独立故障のグループに対して、共通要因故障の適用を検討した。

- (1) 同一系統
- (2) 冗長の機能を有する同種機器
- (3) 起因事象発生前の運転状態が同一
- (4) 同一故障モード

動的機器と静的機器及びそれらの故障モードによって、共通要因故障の可能性は異なると考えられるため、これらを区別して共通要因故障の適用性を検討した。動的機器の動的故障モードについては、共通要因故障が発生する可能性が比較的高いと考えられることから、上記条件を満たすものに対しては共通要因故障を考慮している。また、動的機器の静的故障モード及び静的機器については、故障実績があるものに対して共通要因故障を考慮した。

本評価では、MGL (Multiple Greek Letter) 法を用いて共通要因故障の発生確率を計算する。本評価では米国で公開され、PRA での使用実績がある NUREG/CR-5497 (レベル1 PSA 学会標準推奨データベース) の改訂版である「CCF Parameter Estimations 2010」に記載される MGL パラメータを使用することとする。

共通要因故障を考慮している対象機器及び故障モードを第 3.1.1.f-1 表に、共通原因故障パラメータの一覧を第 3.1.1.f-2 表にそれぞれ示す。

また、共通要因故障の同定手順を第 3.1.1.f-1 図に示す。

3.1.1.g. 人的過誤

人間信頼性解析とは、炉心損傷頻度に有意な影響を及ぼし得る人間行動（タスク）に対して、起こり得る人的過誤を同定してそのタスクの成功又は失敗の確率を評価することである。

本評価では、起因事象発生前の作業及び発生後の緩和操作を対象として、それらを遂行する過程で起こり得る人的過誤を同定し、その発生確率を算出した。

①評価対象とした人的過誤及び評価結果

(1) 人的過誤の算出に用いた方法

人間信頼性解析は、ヒューマンエラーハンドブック (NUREG/CR-1278) の THERP (Technique for Human Error Rate Prediction) 手法を用いて、当該プラントの関連操作手順書に基づき、それぞれの人的過誤の HRA イベントツリーを作成し人的過誤確率を評価している。(補足 3.1.1.g-1)

(2) 人的過誤の分類、人的操作に対する許容時間、過誤回復の取扱い

本作業では、起因事象発生前の作業及び発生後の緩和操作を対象として、それらを遂行する過程で起こり得る人的過誤を同定し、その発生確率を算出した。

a. 起回事象発生前人的過誤

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

モデル化対象とすべき手動弁及び手動ダンパの絞り込み作業についての実績調査及びエビデンス整備を実施した。ここで整備したデータは、さらにシステム信頼性解析への影響程度を勘案した上で、人的過誤事象のモデル化要否を決定し、モデル化した。事象発生前の人的過誤をモデル化する対象機器選定フローを第3.1.1.g-1図に示す。本評価で用いる事象発生前の人的過誤確率（HEP）について下表のとおり示す。（補足3.1.1.g-2, 3）

運転操作エラー	操作場所	HEP	EF
弁の操作忘れ	現場	1.6E-3	4

HEP：人的過誤確率 EF：エラーファクター

b. 起回事象発生後人的過誤

起回事象発生後の人的過誤としては、事故時運転手順書（運転要領緊急処置編）や事象発生時に必要とされる緩和設備を調査・分析することにより、運転員によって行われる緩和操作を同定している。また、成功基準にて設定されるシステム及び機器の制御に要求される操作を含めている。

事故後に実際に行われる運転員操作は、以下の流れで行われるものと想定する。

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

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

(a) 診断失敗

起回事象の発生や操作の必要性に対する診断を、診断失敗として取り扱う。診断行為は複数の計器指示、警報等からプラントで発生した事象を特定することから、時間的な余裕を考慮する。

診断失敗は、THERPの時間信頼性曲線を用いて評価する。時間信頼性曲線を用いる際に必要な余裕時間については、3.1.1.cで設定した余裕時間を用いる。

なお、診断失敗が発生した場合、運転員は当該運転手順書の操作すべてに失敗するものとして取り扱う。

本評価で用いる診断失敗確率は下表のとおりである。

診断項目	操作	余裕時間	診断失敗確率	スキル ファクタ ※
1次冷却材の喪失	低圧注入系，高圧注入系及び格納容器スプレイ系を注入モードから再循環モードへ切替	30分	2.7E-4	下限値
2次系破断の発生	破断ループの隔離	20分	2.7E-3	下限値
SGTRの発生	破損蒸気発生器の隔離	30分	2.7E-4	下限値
補機冷却系の故障	補機冷却系の負荷制限	30分	2.7E-3	中央値

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

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

(b) 操作失敗

事故時運転手順書に記載された操作の中で、炉心損傷の観点から、事故シナリオの中で必要となる操作を同定し、操作失敗として取り扱う。

操作失敗については、オMISSIONエラー及びCOMMISSIONエラーの THERP 表を用いて評価している。また、担当運転員以外にも指導的な立場等の他の運転員による過誤回復に期待できるものとしている。

(c) 読取失敗

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

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

HEP：人的過誤確率 EF：エラーファクター

c. 人的過誤評価結果

人的過誤の評価結果を第 3.1.1.g-1 表に示す。

3.1.1.h. 炉心損傷頻度

①炉心損傷頻度の算出に用いた方法

本評価では、RiskSpectrum®PSA を使用し、フォールトツリー結合法による定量化を行った（補足 3.1.1.h-1, 2, 3）。また、炉心損傷状態については、以下のとおり事故シーケンスを機能喪失の要因の観点から区別するために「事故シーケンスグループ」に分類する。

(1) 事故シーケンスグループの選定

運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故等の事象が発生した場合に、原子炉を安全な状態に移行させるための基本的な安全機能として「原子炉停止機能」、「原子炉冷却機能」、「原子炉格納容器閉じ込め機能」（いわゆる、「止める」「冷やす」「閉じ込める」）がある。これらのうち、レベル 1PRA では炉心損傷防止の観点から「原子炉停止機能」、「原子炉冷却機能」の安全機能に着目し、炉心損傷に至る事故シーケンスのグループ化を行う。

a. 原子炉停止機能

原子炉を臨界状態から未臨界状態にし、原子炉を安全な状態に移行する。この機能が喪失した場合、原子炉を未臨界状態にできず炉心損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして分類する。（原子炉停止機能喪失）

b. 炉心冷却機能

原子炉の停止に成功した場合でも、炉心からの崩壊熱を除去しなければ炉心損傷に至る。冷却手段として、2次冷却系、蓄圧注入系、高圧注入系、低圧注入系、原子炉格納容器スプレイ系があり、これらの冷却機能の状況に応じて以下の事故シーケンスグループに分類する。

(a) 過渡事象発生後、補助給水機能が喪失する事故シーケンスや破断した主蒸気管の隔離に失敗する事故シーケンス等、PWR プラントの特徴である蒸気発生器を使用した除熱に失敗し、炉心損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして、2次冷却系からの除熱機能喪失に分類する。（2次冷却系からの除熱機能喪失）

(b) LOCA が発生した後、蓄圧注水機能、低圧注水機能又は高圧注水機能が喪

失し、炉心損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして、ECCS注水機能喪失に分類する。(ECCS注水機能喪失)

- (c) LOCAが発生した後、短期の1次冷却系保有水の回復に成功した後、低圧再循環又は高圧再循環が喪失し、炉心損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして、ECCS再循環機能喪失に分類する。(ECCS再循環機能喪失)
- (d) LOCAが発生した後、原子炉の注水に成功した場合においても、格納容器スプレイ注入及び再循環に失敗することにより原子炉格納容器からの除熱機能が喪失した場合には、炉心損傷前に原子炉格納容器が過圧により破損し、その後、炉心損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして、原子炉格納容器の除熱機能喪失に分類する。(原子炉格納容器の除熱機能喪失)
- (e) インターフェイスシステム LOCA や蒸気発生器伝熱管破損後に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する場合、原子炉格納容器貫通配管等からの原子炉格納容器外への漏えいが防止できず炉心損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして、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)に分類する。(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))

c. 安全機能のサポート機能

外部電源が喪失する過渡事象時に、非常用電源等の電源の確保に失敗し、炉心損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして、全交流動力電源喪失に分類する。なお、本評価では、ディーゼル発電機による交流電源の確保に失敗した場合を全交流動力電源喪失と定義している。(全交流動力電源喪失)

また、原子炉補機冷却機能が喪失し、起因事象の発生と同時に ECCS 等の緩和機能のサポート系も喪失し、従属的に RCP シール LOCA や加圧器逃がし弁/安全弁 LOCA が発生することで炉心損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして、原子炉補器冷却機能喪失に分類する。(原子炉補器冷却機能喪失)

②炉心損傷頻度

(1) 全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンス

事故シーケンスの定量化を行った結果、全炉心損傷頻度は 2.3×10^{-4} (／炉年) となった。

全炉心損傷頻度に対する寄与が大きい主要シーケンス及び主要カットセットについて第 3.1.1.h-1 表に、起因事象別の炉心損傷頻度の内訳を第 3.1.1.h-2 表に、事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度の内訳を第 3.1.1.h-3 表に示す。

起回事象別及び事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度へ寄与割合について第 3.1.1.h-1 図に示す。(補足 3.1.1.h-4)

また、各事故シーケンスに寄与する要因別の分析結果を第 3.1.1.h-4 表に、事故シーケンスの分析結果を第 3.1.1.h-5 表に示す。

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

(2) 評価結果の分析

事故シーケンスグループ別の結果では、原子炉補機冷却機能喪失による寄与が 88.6%と支配的である。次いで、2次冷却系からの除熱機能喪失による寄与が 9.0%、全交流動力電源喪失による寄与が 1.5%である。その他の事故シーケンスグループによる寄与は 0.9%未満であった。

主要な事故シーケンスグループである原子炉補機冷却機能喪失に対する寄与割合の大きいカットセットは、RCP シール LOCA 発生である。RCP シール LOCA 発生により、アクシデントマネジメント策等を考慮しない評価条件においては、緩和手段がないことから、1次冷却系保有水量が減少し、炉心損傷に至る。この結果を踏まえた上で、炉心損傷頻度の低減を図るために考えられる対策として、炉心注水機能の多様化がある。原子炉補機冷却機能喪失により原子炉補機冷却水ポンプによる最終ヒートシンクへの熱の輸送ができなくなることから、原子炉補機冷却機能を使用しない炉心注水機能、及び最終ヒートシンクへの熱の輸送機能を設けることが対策の1つとして考えられる。また、割合としては 9.0%であるが、原子炉補機冷却機能喪失に次いで大きな炉心損傷頻度を占める2次冷却系からの除熱機能喪失に対して寄与割合の大きなカットセットは、補助給水ポンプ起動信号失敗共通原因故障である。これに対しては、補助給水系を使用しない除熱機能を設けることが対策の1つとして考えられる。また、全交流動力電源喪失に対して寄与割合の大きなカットセットは、ディーゼル発電機室の空調系のダンパの共通原因故障や UV 信号の失敗である。これに対しては、ディーゼル発電機や信号を使用しない給電機能を設けることが対策の1つとして考えられる。

起回事象別の結果では、原子炉補機冷却機能喪失による寄与が最も大きい(88.6%)。次いで手動停止(5.7%)、過渡事象(2.4%)となっており、原子炉補機冷却機能喪失の寄与割合が大きくなっている。これは、原子炉補機冷却機能喪失では RCP シール LOCA が必ず発生し、緩和機能に期待できないことによるものである。上記のとおり、炉心損傷頻度の高いシーケンスは、RCPシールLOCAの発生によって炉心損傷に至るシーケンスである。また、後述する FV 重要度においても RCP シール LOCA 発生に関する基事象が上位となっている。

このように RCP シール LOCA の重要性が高い中で、原子炉補機冷却機能喪失時

には、冷却水を必要とする非常用炉心冷却系統（ECCS）の各ポンプが機能喪失するため、補助給水による２次系除熱で炉心冷却する必要があるが、２次系除熱に成功しても RCP シール LOCA が必ず発生し、さらに緩和手段がないことから、原子炉補機冷却機能喪失の炉心損傷頻度が大きく評価される結果となった。

手動停止及び過渡事象では、常用系設備の故障による過渡事象が発生し、原子炉自動停止あるいは計画外手動停止時に補助給水が失敗するような事故シーケンスである。これらの過渡事象については、設計基準事象を想定した各種設備により対応できる可能性が高く、条件付炉心損傷確率（CCDP）が 10^{-5} のオーダーに低く抑えることができる一方、設備の不具合等により計画外で手動停止した場合も起因事象として取り扱うことから、発生件数が多く起因事象発生頻度が大きく設定されることとなり、低影響ながらも高頻度の事故シーケンスとして炉心損傷頻度の寄与割合が比較的大きくなっている。

主要なカットセットは、「補助給水ポンプ起動信号失敗 共通要因故障」「補助給水ピット閉塞」となっており、補助給水系を使用した２次冷却系からの除熱に失敗することにより炉心損傷に至ることが分かる。

(3) 泊 3 号炉の特徴による影響

泊 3 号炉の設計上の特徴（充てん／高圧注入ポンプの分離、非ブースティングプラント、ほう酸注入タンクの設置、RCP シールに国内製耐熱 O リングを採用、計測制御設備の総合デジタル化）が炉心損傷頻度に与える影響について確認した。

- a. 充てん／高圧注入ポンプの分離（起因事象として極小 LOCA を考慮しない）
 - ・仮に極小 LOCA が起因事象として発生すると想定した場合においても、緩和設備が多重（充てんポンプ 3 台、高圧注入ポンプ 2 台）に設置されており、緩和設備に対する信頼性が高いため、炉心損傷頻度に対して有意な影響を与えない。
- b. 非ブースティングプラント
 - ・仮に余熱除去ポンプによるブースティングが必要として考慮した場合、「ECCS 再循環機能喪失」の事故シーケンスグループに関係する。
 - ・大破断 LOCA、中破断 LOCA 及び小破断 LOCA の起因事象発生頻度は比較的小さい。
 - ・大破断 LOCA、中破断 LOCA 及び小破断 LOCA 時に再循環失敗に至るまでには複数の緩和手段があり、それらに期待できる。
- c. ほう酸注入タンクの設置
 - ・全炉心損傷頻度に対するほう酸注入タンク設置の寄与割合：0.022%程度
 - ・高圧注入及び高圧再循環が必要となる中破断 LOCA 及び小破断 LOCA の事故シーケンスに影響があるが、中破断 LOCA 及び小破断 LOCA の起因事象発生頻度は比較的小さい、炉心損傷頻度に与える影響は小さい。

- d. RCP シールに国内製耐熱Oリングを採用
 - ・全炉心損傷頻度に対する RCP シール LOCA の寄与割合：89%程度
 - ・原子炉補機冷却機能喪失の事故シーケンスにおいて、2次冷却系からの除熱に成功した場合においても必ず RCP シール LOCA が起こることとなるため、炉心損傷頻度への影響が大きい。
 - ・外部電源喪失の事故シーケンスにおいて、非常用所内電源の確立に失敗すると原子炉補機冷却機能喪失に至り、RCP シール LOCA が発生するため炉心損傷頻度への影響が大きい。

e. 計測制御設備の総合デジタル化

- ・全炉心損傷頻度に対する計測制御設備の故障の寄与割合：5 %程度
- ・ソフトウェアの共通原因故障の確率として不確実さの大きい条件を用いて評価を実施しているが、炉心損傷頻度への影響は比較的小さい。

以上のとおり、PRA に影響する主な特徴として抽出した「充てん／高圧注入ポンプの分離」、「非プースティングプラント」、「ほう酸注入タンクの設置」及び不確実さの大きい条件を用いた「計測制御設備の総合デジタル化」の影響は比較的小さく、炉心損傷頻度に対して有意な影響は与えず、「RCP シールに国内製耐熱Oリングを採用」は、国内製耐熱Oリングの非信頼度を1.0としていることから、炉心損傷頻度に対して支配的であることを確認した。

③重要度解析、不確実さ解析及び感度解析

PRA 結果の活用目的である事故シーケンスグループ等の選定に係る炉心損傷頻度の相対的な割合の確認に際しての参考として、不確実さ解析を実施した。

また、炉心損傷に至る支配的な要因を確認する観点で重要度解析を、炉心損傷頻度への潜在的な影響を確認する観点で感度解析を実施した。

(1) 重要度解析

全炉心損傷頻度への寄与が大きい因子を分析するため Fussell-Vesely (以下「FV 重要度」という。) 重要度及びリスク増加価値 (以下「RAW」という。) を評価した。

- ・FV 重要度：炉心損傷を仮定したときに当該事象の発生が寄与している割合を示す指標。特定の機器の故障や人的過誤の発生確率を0とした時にリスクがどれだけ低減されるかを示す指標である。

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

$F_A(CD)$ ：事象Aの発生が寄与して発生する炉心損傷頻度

$F(CD)$ ：炉心損傷頻度

- ・RAW：ある事象が必ず発生するとした時に、リスクがどれだけ増加するかを示す指標。

$$RAW = \frac{F(CD/A=1)}{F(CD)}$$

F(CD/A=1)：対象とする事象 A の生起確率が 1 の場合の炉心損傷頻度

評価する項目として、以下の 2 つに対して重要度解析を実施した。

- ・ 起因事象
- ・ 緩和系の基事象

a. 起因事象

起因事象の FV 重要度評価結果を第 3.1.1.h-6 表に示す。FV 重要度は、全炉心損傷頻度の支配的要因である起因事象が発生した場合に確率 1.0 で RCP シール LOCA となり炉心損傷に至る「原子炉補機冷却機能喪失」が最も高い結果となった。

起因事象の RAW 評価結果を第 3.1.1.h-7 表に示す。RAW は、起因事象に対して有効な緩和手段のない「インターフェイスシステム LOCA」、「ATWS」及び「原子炉補機冷却機能喪失」が高い結果となった。

FV 重要度と RAW の相関を第 3.1.1.h-2 図に示す。起因事象が発生した場合に確率 1.0 で RCP シール LOCA となり炉心損傷に至る「原子炉補機冷却機能喪失」が FV 重要度、RAW とともに高い結果となっている。このことから、原子炉補機冷却水系が重要であることがわかる。

b. 緩和系の基事象

緩和系の基事象の FV 重要度評価結果を第 3.1.1.h-8 表に示す。RCP シール LOCA 発生が突出 (0.89) し、それ以外では補助給水ピットの閉塞やアプリケーションソフトの故障が高い値となった。この結果は、原子炉補機冷却機能喪失+RCP シール LOCA が全 CDF の大半を占めていること、補助給水ピットの閉塞は、過渡事象、主給水流量喪失、手動停止等比較的発生頻度が高い起因事象から炉心損傷に至る基事象となること及びアプリケーションソフトの影響は広範囲にわたることによる。

緩和系の基事象の RAW 評価結果を第 3.1.1.h-9 表に示す。起因事象発生頻度の大きい LOCA 以外の事象に対して、今回の PRA で必須の緩和設備となる補助給水系の静的故障が高い値となった。

FV 重要度と RAW の相関を第 3.1.1.h-3 図及び第 3.1.1.h-4 図に示す。いずれにおいても、「補助給水ピットの閉塞」の重要度が高く、同基事象に対する対策を実施することが有効な対策となる。具体的には、2 次系純水タンクへの水源切替え、主給水系の回復、フィードアンドブリード等の対策により、同基事象の重要度を低減させることが可能である。

(2) 不確実さ解析

全炉心損傷頻度及び事故シーケンス別炉心損傷頻度の下限値（5%）、中央値（50%）、平均値及び上限値（95%）の評価結果を第3.1.1.h-10表及び第3.1.1.h-5図に示す。（補足3.1.1.h-5）

全炉心損傷頻度の不確実さ解析結果について、点推定値と平均値はおおむね一致した。不確実さ幅を示すエラーファクター（EF）は7.0となった。なお、EFは以下の式により算出している。これは、各パラメータの不確実さの影響により、上限と下限の間に約50倍の不確実さ幅があることを意味する。

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

また、事故シーケンス別炉心損傷頻度のEFは、Non-LOCA事象+補助給水失敗シーケンスが一桁となる他は、概ね10~40程度となった。

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

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

- ・大破断LOCA+低圧注入失敗

上限値： 9.7×10^{-9} （/炉年）（EF16.6）

- ・大破断LOCA+蓄圧注入失敗

上限値： 3.3×10^{-8} （/炉年）（EF17.2）

- ・中破断LOCA+蓄圧注入失敗

上限値： 6.2×10^{-11} （/炉年）（EF27.5）

- ・原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗

上限値： 3.6×10^{-8} （/炉年）（EF18.4）

(3) 感度解析

a. RCPシールLOCAの発生確率変更

今回実施したPRA（ベースケース）では、原子炉補機冷却水系の回復がない場合、RCPシールLOCAの発生確率は1.0として評価している。感度解析ケースでは、米国ウェスチングハウス社のRCPシールLOCAモデル（WOG2000モデル）に基づくRCPシールLOCAの発生確率（0.21）として感度解析を実施した。感度解析結果を第3.1.1.h-6図に示す。

全CDFは7割低減（ 2.3×10^{-4} /炉年 → 6.9×10^{-5} /炉年）した。この結果から、国産改良型の耐熱OリングによってCDFの低減が期待できる。国産改良型

の耐熱リングを用いた RCP シール LOCA モデルについては今後適用していく予定である。なお、原子炉補機冷却機能喪失+RCP シール LOCA 発生時の対策として、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水等を整備済みであり、これら重大事故等対策を含めた PRA を実施し、CDF の低減に有効な対策を継続的に検討していくことが重要である。

b. インターフェイスシステム LOCA の発生頻度

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

a. RCP シール LOCA の発生確率変更及び b. インターフェイスシステム LOCA の発生頻度について、感度解析結果を反映させたパイチャートを第 3.1.1. h-7 図に示す。耐熱リングによる RCP シール LOCA の発生確率の低減を考慮した結果、原子炉補機冷却機能喪失が全炉心損傷頻度に占める割合は約 88.6%から約 62.4%まで低減したが、その他の起因事象と比較しても全炉心損傷頻度に対して占める割合は最も大きいままであった。このことから、原子炉補機冷却機能喪失時の対策を充実させることが重要であるといえる。なお、原子炉補機冷却機能喪失+RCP シール LOCA 発生時等の対策として、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水等を整備済みである。

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

④ まとめ

重大事故等対策の有効性評価に係る事故シーケンスグループ等の選定に資するために、泊 3 号炉の出力運転時レベル 1 PRA を実施した。炉心損傷頻度の平均値は 2.3×10^{-4} (／炉年) となり、不確かさ解析の結果得られた EF は 7.0 であった。

また、炉心損傷に係る支配的な要因を確認する観点で重要度解析を、炉心損傷頻度への潜在的な影響を確認する観点で、感度解析を実施した。

重要度解析においては、FV 重要度及び RAW の 2 つの重要度指標を用いて起因事象及び緩和系の基事象について重要度を把握した。起因事象では、「原子炉補機冷却機能喪失」、緩和系の基事象では「補助給水ピットの閉塞」の重要度が高いことを確認した。なお、「補助給水ピットの閉塞」については、2 次系純水タンクへの水源切替え、主給水系の回復、フィードアンドブリード等の対策により、重要度の低減が可能である。

感度解析においては、感度解析ケースとして米国ウェスチングハウス社の RCP シール LOCA モデルに基づき RCP シール LOCA の発生確率を 0.21 とした結果、炉心損傷頻

度は 6.9×10^{-5} (／炉年) となり，ベースケースと比較すると7割低減した。この結果から，国産改良型の耐熱Oリングによる，炉心損傷頻度の低減に期待できることを確認した。また，国産改良型の耐熱Oリングを用いた RCP シール LOCA モデルについては，今後適用していく予定である。なお，原子炉補機冷却機能喪失+RCP シール LOCA 発生時の対策として，代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水等を整備済みであり，これら重大事故等対策を含めた PRA を実施し，炉心損傷頻度の低減に有効な対策を継続的に検討していくことが重要である。

第3.1.1.a-1表 レベル1 PRA 実施のために収集した情報及びその主な情報源 (1/2)

PRAの作業	収集すべき情報	主な情報源	目的
1. プラントの構成・特性の調査	PRA実施に当たり必要とされる基本的な情報 a) 設計情報 b) 運転・保守管理情報	1) 設置許可申請書 2) 工事計画認可申請書 3) 系統図集 (1次系, 2次系, 他) 4) 単線結線図 5) 展開接続図 (EWD) 6) ファUNCTIONショナルダイアグラム 7) 計装ブロック図 8) 系統設計仕様書 ・ 系統説明書 ・ 容量根拠書 9) 機器設計仕様書 1) 原子炉施設保安規定 2) 運転手順書類 ・ 運転要領 (起動停止編, 原子炉編, タービン編, 電気編, 警報処置編, 緊急処置編, 定期試験編)	プラントの全体の構成や緩和系統の仕様を把握し, 成功基準や起因事象の根拠とする 同上 緩和設備の冷却材の流路や構成を把握し, フォールトツリリー作成の根拠とする プラントの電源構成や機器の電源を把握し, フォールトツリリー作成の根拠とする 緩和設備の信号の回路と機器の構成を把握し, フォールトツリリー作成の根拠とする 緩和設備の信号の論理構成等を把握し, フォールトツリリー作成の根拠とする 同上 緩和設備の仕様を把握し, 系統レベルの成功基準の設定の根拠とする 同上 緩和設備の待機除外に関する規定を確認し, 緩和設備の待機除外の設定の根拠とする 起因事象発生時の運転員の操作手順を確認し, 人間信頼性解析やイベントツリリー作成の根拠とする 機器のサーベランス間隔を確認し, 機器故障時間の根拠とする
2. 起因事象の選定	原子炉冷却材の流出, 外部電源喪失等に関する事例	1) 上記1の情報源 2) 国内PWRプラント運転実績 ・ 原子力発電所運転管理年報 ・ JNES ホームページ 3) 米国PWRプラント運転実績 ・ NUREG-0020 ・ NUREG-1187 ・ NRC ホームページ	起因事象の抽出の根拠とする 起因事象の抽出と発生頻度の算出の根拠とする 同上

第3.1.1.a-1 表 レベル1 PRA 実施のために収集した情報及び主な情報源 (2/2)

PRAの作業	収集すべき情報	主な情報源	目的
3. 成功基準の設定	<ul style="list-style-type: none"> 安全系などのシステム使用条件 	<ol style="list-style-type: none"> 上記1の情報導 先行 PRA 報告書及びそれに関連する報告書 換気空調系喪失時の室温評価結果及び成功基準一覧表 	<p>緩和設備の仕様を把握し、系統レベルの成功基準の設定の根拠とする。また、起因事象発生時の運転員の操作手順を確認し、イベントツリー作成の根拠とする</p>
4. 事故シナリオの分析	<ul style="list-style-type: none"> システムの現実的な性能 運転員による緩和動作 	<ol style="list-style-type: none"> 上記1の情報導 下記 6, 7 の情報導 健全性確認間隔 	<p>緩和設備の構成及び起因事象発生時の運転員の操作手順等を把握し、フォールトツリー作成の根拠とする</p>
5. システム信頼性解析	<p>対象プラントに即した機器故障モード, 運転形態</p>	<ol style="list-style-type: none"> 上記1の情報導 健全性確認間隔 	<p>PRA 評価に用いる機能維持失敗確率算出の根拠とする</p>
6. 人間信頼性解析	<ul style="list-style-type: none"> 運転員による緩和操作等 各種操作・作業等に係る体制 人間信頼性の解析手法 	<ol style="list-style-type: none"> 上記1の情報導 人間信頼性解析に関する報告書 <ul style="list-style-type: none"> NUREG_CR-1278 事故前人的過誤に関わる調査結果 	<p>起因事象発生時の運転員の操作手順を確認し、人間信頼性解析やイベントツリー作成の根拠とする</p> <p>人間信頼性解析で用いる解析手法の根拠とする</p>
7. パラメータの作成	<p>対象プラントに即したデータ及びパラメータ</p>	<ol style="list-style-type: none"> 上記1の情報導 	<p>起因事象発生前の運転員の操作手順を確認し、人間信頼性解析の根拠とする</p>
1) 機器故障 2) アンペアベアラビリティ		<ol style="list-style-type: none"> 国内機器故障率データ <ul style="list-style-type: none"> 故障件数の不確かさを考慮した国内一般機器故障率の推定 (2009年5月日本原子力技術協会) 試験による待機除外の調査結果 	<p>PRA の評価に用いる機器故障率及び共通要因故障パラメータの根拠とする。</p>
		<ol style="list-style-type: none"> 共通要因故障パラメータ <ul style="list-style-type: none"> NUREG CCF Parameter Estimations 2010 NUREG/CR-5497 	

第 3.1.1.a-2 表 系統設備概要

系統設備	概要
原子炉保護設備	2 out of 4 制御棒クラスタ 48 体
化学体積制御設備	ほう酸ポンプ 2 台 ポンプ容量 約 17m ³ /h/台 充てんポンプ 3 台 ポンプ容量 約 45m ³ /h/台
蓄圧注入系	蓄圧タンク 3 基 容量 約 41m ³ /基
高圧注入系	高圧注入ポンプ 2 台 ポンプ容量 約 280m ³ /h/台
低圧注入系	余熱除去ポンプ 2 台 ポンプ容量 約 850m ³ /h/台
補助給水設備	タービン動補助給水ポンプ 1 台 ポンプ容量 約 115m ³ /h/台 電動補助給水ポンプ 2 台 ポンプ容量 約 90m ³ /h/台
ディーゼル発電機	発電機 2 台 発電容量 約 7000kVA/台
直流電源設備	非常用蓄電池 2 組 容量 約 2400Ah/組 常用蓄電池 2 組 容量 約 2000Ah/組
原子炉補機冷却水設備	原子炉補機冷却水ポンプ 4 台 ポンプ容量 約 1400m ³ /h/台
原子炉補機冷却海水設備	原子炉補機冷却海水ポンプ 4 台 ポンプ容量 約 1700m ³ /h/台
原子炉格納容器スプレイ設備	格納容器スプレイポンプ 2 台 ポンプ容量 約 940m ³ /h/台

第3.1.1.b-1表 既往のPRAで選定している起因事象

	Surry (3ループ) (WASH-1400)	Surry (3ループ) (NUREG-1150)	Sequoyah (4ループ) (NUREG-1150)	Zion (4ループ) (NUREG-1150)	国内代表的4ループ ラント(共通懇PSAレ ビュー検討WG)	本評価
L	• 大破断LOCA	• 大破断LOCA	• 大破断LOCA	• 大破断LOCA	• 大破断LOCA	• 大破断LOCA
0	• 中破断LOCA	• 中破断LOCA	• 中破断LOCA	• 中破断LOCA	• 中破断LOCA	• 中破断LOCA
C	• 小破断LOCA	• 小破断LOCA	• 小破断LOCA	• 小破断LOCA	• 小破断LOCA	• 小破断LOCA
A	• 原子炉容器破損LOCA • 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	• 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	• インターフェイス システムLOCA
過 渡 事 象		• 主給水流量喪失	• 主給水流量喪失	• 主給水流量喪失	• 主給水流量喪失	• 主給水流量喪失
		• 外部電源喪失	• 外部電源喪失	• 外部電源喪失	• 外部電源喪失	• 外部電源喪失
		• ATWS	• ATWS	• ATWS	• ATWS	• ATWS
	
	• SGTR	• SGTR	• SGTR	• SGTR	• SGTR	• SGTR
	• 初期に主給水が健全 なトランジェント	• 初期に主給水が健全 なトランジェント	• 初期に主給水が健全 なトランジェント	• タービントリップ • 炉心出力の異常 • ECCS誤起動 • 原子炉トリップ	• 過渡事象	• 過渡事象 • 手動停止
	• 原子炉補機冷却機 能喪失
	• DC母線1系列喪失	• DC母線1系列喪失	• DC母線1系列喪失

第 3.1.1.1.b-2 表 過渡事象等の起因事象の分類 (1/2)

項目 (泊 3 号炉 申請書添付十 章)	過渡・事故事象 (泊 3 号炉 申請書添付十章)	EPRI NP-2230 による過渡事象	事象分類
過渡 事象	原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き	制御棒クラスタバンクの異常な引き抜き	過渡事象
	出力運転中の制御棒の異常な引き抜き	制御棒クラスタバンクの異常な引き抜き	過渡事象
	制御棒の落下及び不整合	制御棒駆動装置の異常又は制御棒クラスタバンクの落下	過渡事象
	原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈	温度/出力の不整合	過渡事象
	原子炉冷却材流量の部分喪失	化学体積制御設備の誤作動による 1 次冷却材中のほう素の希釈	過渡事象
	原子炉冷却材系の停止ループの誤起動	1 次冷却材流量の喪失 (1 ループ)	過渡事象
	外部電源喪失	1 次冷却系停止ループの誤起動	過渡事象
	炉心内の熱発生又は熱除去の異常な変化	内電源喪失	外部電源喪失
	炉心内の熱発生又は熱除去の異常な変化	所内補機電源の喪失	外部電源喪失
	炉心内の熱発生又は熱除去の異常な変化	主給水流量の喪失	主給水流量喪失
蒸気負荷の異常な増加	主給水流量の異常な減少	過渡事象	
2 次冷却系の異常な減圧	主給水流量の異常な増加	過渡事象	
蒸気発生器への過剰給水	主給水流量の異常な減少	過渡事象	
負荷の喪失	主給水流量の異常な増加	過渡事象	
原子炉冷却材圧力又は原子炉冷却材保有量の異常な変化	蒸気発生器への過剰給水	過渡事象	
原子炉冷却材系の異常な減圧	負荷の喪失	過渡事象	
出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	原子炉冷却材系の異常な減圧	過渡事象	
	出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	過渡事象	

第 3.1.1.1.b-2 表 過渡事象等の起因事象の分類 (2/2)

	項目 (泊 3 号炉 申請書添付十 章)	過渡・事故事象 (泊 3 号炉 申請書添付十 章)	EPR1 NP-2230 による過渡事象	事象分類
過渡 事象	—	—	制御棒からの漏えい 1 次冷却系での漏えい 加圧器からの漏えい 加圧器圧力高 格納容器圧力の異常 蒸気発生器の漏えい 復水器の漏えい 補機冷却水の喪失 補機冷却海水の喪失 原子炉トリップ—誤動作 原子炉トリップ—機器の故障 原子炉トリップ—誤操作 所内火災	過渡事象 過渡事象 過渡事象 過渡事象 起因事象対象外 過渡事象 過渡事象 原子炉補機冷却機能喪失 原子炉補機冷却機能喪失 過渡事象 過渡事象 過渡事象 起因事象対象外 大破断, 中破断, 小破断 LOCA 過渡事象 過渡事象 2 次冷却系の破断 2 次冷却系の破断 小破断 LOCA 起因事象対象外 蒸気発生器伝熱管破損 起因事象対象外 小破断 LOCA 大破断, 中破断, 小破断 LOCA 大破断, 中破断, 小破断 LOCA 大破断, 中破断, 小破断 断 LOCA
事故	原子炉冷却材の喪失又は 炉心冷却状態の著しい変化 反応度の異常な投入又は 原子炉出力の急激な変化 環境への放射性物質の 異常な放出 原子炉格納容器内圧力, 雰 囲気等の異常な変化	原子炉冷却材喪失 原子炉冷却材流量の喪失 原子炉冷却材ポンプの軸固着 主給水管破断 主蒸気管破断 制御棒飛び出し 放射性気体廃棄物処理施設の破損 蒸気発生器伝熱管破損 燃料集合体の落下 制御棒飛び出し 原子炉冷却材喪失 原子炉冷却材喪失 可燃性ガスの発生	原子炉冷却材喪失 1 次冷却材流量の喪失 (全ループ) —	大破断, 中破断, 小破断 LOCA 過渡事象 過渡事象 2 次冷却系の破断 2 次冷却系の破断 小破断 LOCA 起因事象対象外 蒸気発生器伝熱管破損 起因事象対象外 小破断 LOCA 大破断, 中破断, 小破断 LOCA 大破断, 中破断, 小破断 LOCA 大破断, 中破断, 小破断 断 LOCA

第 3.1.1.1.b-3 表 起因事象の選定における検討結果

	炉心損傷に至る可能性のある事象 (既存PRA等の起因事象含む)	選定した起因事象 (グループ化含む)	
<p>「発電用軽水型原子炉施設の安全評価」に記載される事象 (※1)</p> <p>※1：炉心損傷の観点から考慮不要の事象は除く</p>	主給水管破断	2次冷却系の破断	
	主蒸気管破断		
	原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き		
	出力運転中の制御棒の異常な引き抜き		
	制御棒の落下及び不整合		
	原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈		
	原子炉冷却材流量の部分喪失		
	原子炉冷却材系の停止ループの誤起動		
	蒸気負荷の異常な増加		
	2次冷却系の異常な減圧		
	蒸気発生器への過剰給水		
	負荷の喪失		
	原子炉冷却材系の異常な減圧		
	出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動		
	原子炉冷却材流量の喪失		
	原子炉冷却材ポンプの軸固着		
	外部電源喪失		外部電源喪失
	主給水流量喪失		主給水流量喪失
	蒸気発生器伝熱管破損		蒸気発生器伝熱管破損
	制御棒飛び出し (制御棒クラスタのハウジングが損傷し、LOCA事象が発生)		小破断LOCA
原子炉冷却材喪失	大, 中, 小破断LOCA		
可燃性ガスの発生 (LOCA事象に付随する事象であり、LOCA事象として整理)			
ATWS	ATWS		
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		
補機冷却水の喪失	原子炉補機冷却機能喪失		
手動停止	手動停止		
極小LOCA	極小LOCA ※2		
DC母線1系列喪失	DC母線1系列喪失 ※3		
その他の起因事象			

- ※2：充てん／高圧注入ポンプ兼用のプラントで対象とされるため、当該プラントでは対象外としている。
- ※3：当該事象発生により自動で原子炉トリップするプラントで対象とされるため、当該プラントでは対象外としている。

第 3.1.1.b-4 表 選定した起因事象一覧表

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

第 3.1.1.b-5 表 起因事象発生頻度 (2011 年 3 月 31 日迄)

起 因 事 象	発生頻度 (/炉年)	発生頻度評価方法	運転実績 (年)						発生 件数	EF			
			国内PWR			海外PWR							
			(1976.4.1以降)	(運開日から)	(運開日から)	(運開日から)	(運開日から)	(運開日から)					
大破断LOCA	2.2E-05	・小破断LOCAの発生頻度の1/10											
中破断LOCA	6.8E-05	・大破断LOCAと小破断LOCAの相乗平均											
小破断LOCA	2.2E-04	・発生件数/発電期間	—	—	481	—	—	1839				0.5 ^{*1}	13
インターフェイス システムLOCA	3.0E-11	・フォールトツリーによるシステム信頼性解析により算出した発生頻度											30
主給水流量喪失	1.1E-02	・発生件数/発電期間	475	—	—	—	—	—	—	—	—	5	3
外部電源喪失	4.8E-03	・発生件数/運転期間	—	621 ^{*2}	—	—	—	—	—	—	—	3	4
ATWS	1.2E-08	・AT発生頻度×フォールトツリーによるシステム信頼性解析により算出した原子炉トリップ失敗確率	475	—	—	—	—	—	—	—	—	34 ^{*3}	2
2次冷却系の破断	4.3E-04	・発生件数/発電期間×2 ^{*4}	—	—	481	—	—	1839				0.5 ^{*1}	13
蒸気発生器 伝熱管破損	2.4E-03	・発生件数×(本プラントの伝熱管本数/Σ(プラントiの伝熱管本数(1-伝										1	10
過渡事象	9.7E-02	・発生件数/発電期間	475	—	—	—	—	—	—	—	—	46	2
原子炉補機 冷却機能喪失	2.0E-04	・発生件数/運転期間	—	—	—	632 ^{*2}	—	1839				0.5 ^{*1}	13
手動停止	2.3E-01	・発生件数/発電期間	475	—	—	—	—	—	—	—	—	110	2

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

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

※ 3 : 運転時の異常な過渡変化の国内 PWR の発生件数

※ 4 : 主蒸気管破断及び主給水管破断それぞれについて評価

第 3.1.1.b-6 表 1976 年 4 月以前における事象一覧

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

第3.1.1.c-1表 成功基準の一覧

機能	原子炉トリップ		低圧注入		蓄圧注入		高圧注入		格納容器スプレイ		低圧再循環		高圧再循環		格納容器スプレイ再循環		補助給水		非常用所内交流電源	主蒸気隔離	破損側の隔離	加圧器過がし弁/安全弁 LOCA なし	RCPシールド LOCA なし	
	制御棒	ポンプ	ポンプ	ポンプ	ポンプ	ポンプ	ポンプ	ポンプ	熱交換器	ポンプ	熱交換器	ポンプ	スプレイ/スル	ポンプ	スプレイ/スル	SGへの給水	主蒸気安全弁による蒸気放出	ポンプ						
大破断 LOCA	-	1/2 健全 ①	健全 1/2 ①	-	1/2 ①	1/2 ②	健全 1/2 ②	健全 1/2 ②	1/2 ②	1/2 ②	1/2 ②	健全 1/2 ②	1/2 ②	健全 1/2 ②	1/2 ②	3/4 ②	-	-	-	-	-	-	-	-
中破断 LOCA	-	-	健全 1/2 ③	健全 1/2 ③	1/2 ③	-	-	-	1/2 ③	1/2 ③	1/2 ③	健全 1/2 ③	1/2 ③	健全 1/2 ③	1/2 ③	3/4 ③	-	-	-	-	-	-	-	-
小破断 LOCA	○	-	1/2 ④	健全 2/2 ④	1/2 ④	-	-	-	1/2 ④	1/2 ④	1/2 ④	健全 2/2 ④	1/2 ④	健全 2/2 ④	1/2 ④	3/4 ④	2/3 ④	2弁/1SG ④	-	-	-	-	-	-
インク-フェイスワーム LOCA #1	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
主給水流量喪失	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2弁/1SG ⑤	-	-	-	-	-	-	-
外部電源喪失	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2弁/1SG ⑤	1/2 ⑤	⑦	-	-	-	-	-
ATWS #2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2次冷却系の破断	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	健全 1/2 ⑥	2弁/1SG ⑥	-	○	-	-	-	-
蒸気発生器伝熱管破損	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	健全 1/2 ⑥	2弁/1SG ⑥	-	-	○	-	-	-
過渡事象	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1/3 ⑥	2弁/1SG ⑥	-	-	-	-	-	-
原子炉補機冷却機能喪失	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1/3 ⑥	2弁/1SG ⑥	-	-	-	-	-	-
手動停止	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1/3 ⑥	2弁/1SG ⑥	-	-	-	-	-	-

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

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

注) 成功基準の下段は、成功基準を決定した際に参照した以下の解析項目を示す

- ① 大破断 LOCA 時の ECCS 注水機能に関する熱水力解析
- ② 大破断 LOCA 時の格納容器内除熱機能に関する熱水力解析
- ③ 中破断 LOCA 時の ECCS 注水機能に関する熱水力解析
- ④ 小破断 LOCA 時の ECCS 注水機能に関する熱水力解析
- ⑤ 主給水流量喪失時の補助給水機能に関する熱水力解析
- ⑥ 主給水管破断時の補助給水機能に関する熱水力解析
- ⑦ 設計基準事象解析等

第 3.1.1.c-2 表 炉心損傷防止に必要な条件（成功基準）設定のための解析について

解析項目	解析結果	使用した解析コード	解析コードの検証性
<p>大破断 LOCA 時の ECCS 注水機能に関する熱水力解析 【目的】 大破断 LOCA 時に必要な低圧注入ポンプの台数の注入ループ数及び蓄圧タンクの基数を確認</p>	<p>燃料被覆管最高温度は 1200℃を超えることはなく、炉心冷却が維持されることが確認できた。</p>	<ul style="list-style-type: none"> • SATAN-M • WREFLOOD • BASH-M • COCO • LOCTA-M 	<p>使用した解析コードについては、原子炉施設の許認可審査で十分な実績を有しており、検証が行われている。</p>
<p>大破断 LOCA 時の格納容器内除熱機能に関する熱水力解析 【目的】 大破断 LOCA 時に低圧再循環のみにより長期の原子炉格納容器内除熱機能が確保できることを確認</p>	<p>原子炉格納容器内圧は最高使用圧力の 2 倍に対して十分な余裕があり、格納容器先行破損には至らないことが確認できた。</p>	<ul style="list-style-type: none"> • MAAP 	<p>なお、MAAP コードは MHI-NES-1056「三菱 PWR 炉心損傷及び格納容器破損に係る重要事故シナケンスへの MAAP コードの適用性について」にて検証されている。</p>
<p>中破断 LOCA 時の ECCS 注水機能に関する熱水力解析 【目的】 中破断 LOCA 時に必要な蓄圧タンクの基数を確認</p>	<p>燃料被覆管最高温度は 1200℃を超えることはなく、炉心冷却が維持されることが確認できた。</p>	<ul style="list-style-type: none"> • SATAN-M (SmaII LOCA) • LOCTA-IV 	
<p>主給水流量喪失時の補助給水機能に関する熱水力解析 【目的】 主給水流量喪失時に必要な補助給水ポンプの台数と給水蒸気発生器数を確認</p>	<p>補助給水により健全な蒸気発生器は 2 次側の保有水量が回復傾向を示し、2 次系の冷却機能が維持されることが確認できた。</p>	<ul style="list-style-type: none"> • MARVEL 	
<p>主給水管破断時の補助給水機能に関する熱水力解析 【目的】 主給水管破断時に必要な補助給水ポンプの台数と給水蒸気発生器数を確認</p>	<p>補助給水により健全な蒸気発生器は 2 次側の保有水量が回復傾向を示し、2 次系の冷却機能が維持されることが確認できた。</p>	<ul style="list-style-type: none"> • MARVEL 	

第 3.1.1.e-1 表 フロントライン系とサポート系の依存性

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

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

※2：電動補助給水ポンプ室換気空調系が必要。

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

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

第 3.1.1.e-2 表 サポート系同士の依存性

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

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

※2：通常時待機状態を仮定しているトレンには起動のための信号系が必要。

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

※4：空調用冷水系には原子炉補機冷却海水系が必要。

第 3.1.1.e-3 表 機器タイプ及び故障モード (1/6)

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

第 3.1.1.e-3 表 機器タイプ及び故障モード (2/6)

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

第 3.1.1.e-3 表 機器タイプ及び故障モード (3/6)

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

第 3.1.1.e-3 表 機器タイプ及び故障モード (4/6)

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

第 3.1.1.e-3 表 機器タイプ及び故障モード (5/6)

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

第 3.1.1.e-3 表 機器タイプ及び故障モード (6/6)

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

第3.1.1.e-4表 システム信頼性解析評価結果及び主要なミニマルカットセット(1/2)

起因事象	事故シケケンス	主要なミニマルカットセット
大破断 LOCA	大破断 LOCA+ 低圧注入失敗	S 信号 A, B 両トレン失敗共通原因故障
	大破断 LOCA+ 蓄圧注入失敗	蓄圧タンク B(C)閉塞
	大破断 LOCA+ 低圧再循環失敗+ 格納容器スプレイ注入失敗	格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁 177A, B 開失敗共通原因故障+ 余熱除去冷却器補機冷却水出口弁 117A, B 開失敗共通原因故障
	大破断 LOCA+ 低圧再循環失敗+ 格納容器スプレイ再循環失敗	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
	大破断 LOCA+ 高圧再循環失敗+ 低圧再循環失敗	再循環自動切替許可操作 A, B 両トレン失敗共通原因故障
	中破断 LOCA+ 高圧注入失敗	高圧注入ポンプ出口 C/V 内側連絡弁 061A 閉塞
中破断 LOCA	中破断 LOCA+ 蓄圧注入失敗	低温側配管注入ライン逆止弁 137B, C 開失敗共通原因故障
	中破断 LOCA+ 格納容器スプレイ注入失敗	格納容器スプレイ冷却器出口 C/V 外側隔離弁 013A, B 開失敗共通原因故障
	中破断 LOCA+ 格納容器スプレイ再循環失敗	格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁 177A, B 開失敗共通原因故障
	中破断 LOCA+ 高圧再循環失敗	再循環自動切替許可操作 A, B 両トレン失敗共通原因故障
	小破断 LOCA+ 補助給水失敗	補助給水ポンプ起動信号失敗共通原因故障
	小破断 LOCA+ 高圧注入失敗	低温側注入ライン手動弁 065B(C)閉塞
小破断 LOCA	小破断 LOCA+ 格納容器スプレイ注入失敗	格納容器スプレイ冷却器出口 C/V 外側隔離弁 013A, B 開失敗共通原因故障
	小破断 LOCA+ 格納容器スプレイ再循環失敗	格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁 177A, B 開失敗共通原因故障
	小破断 LOCA+ 高圧再循環失敗	再循環自動切替許可操作 A, B 両トレン失敗共通原因故障

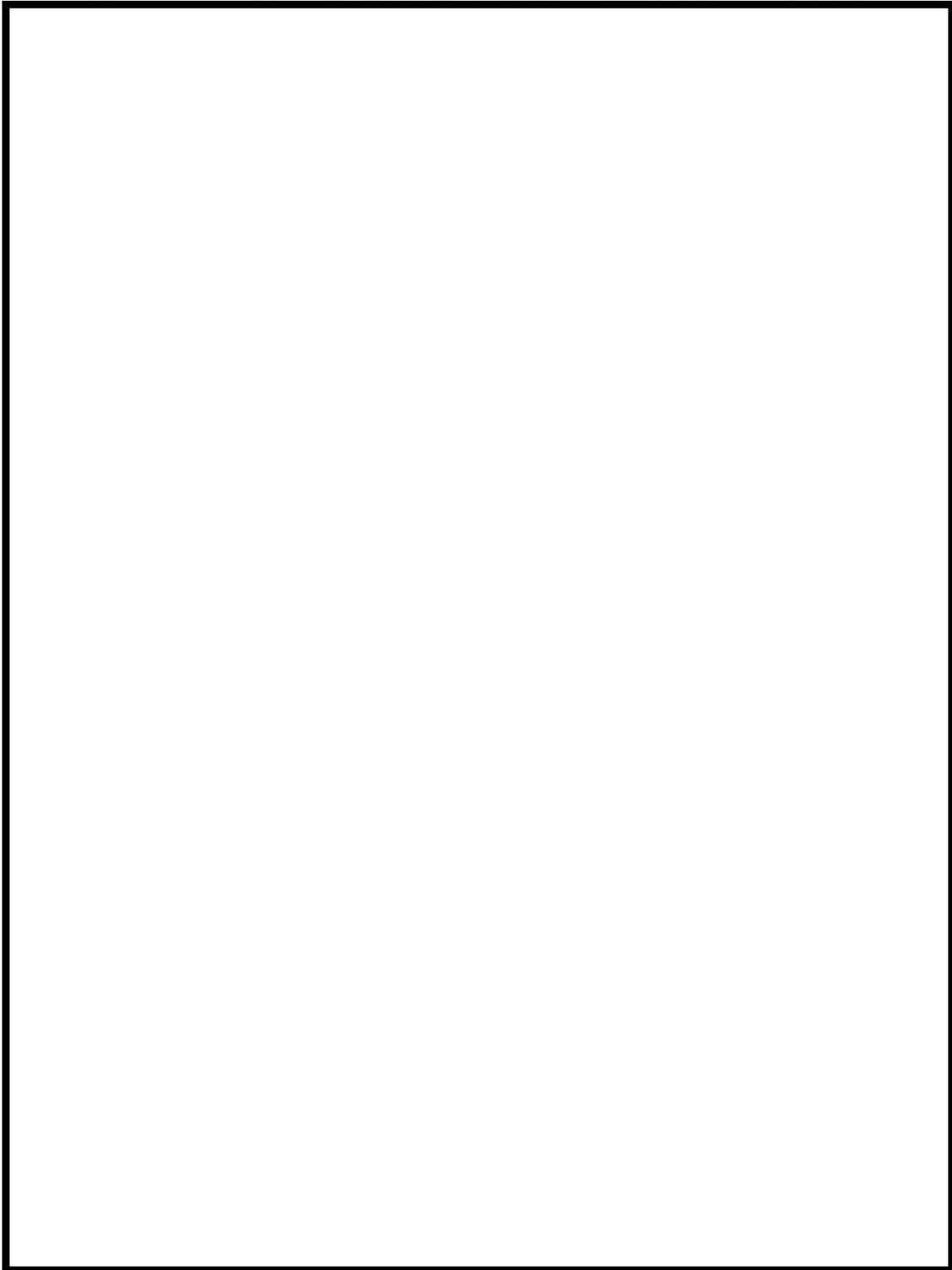
第3.1.1.e-4表 システム信頼性解析評価結果及び主要なミニマルカットセット(2/2)


起回事象	事故シケケンス	主要なミニマルカットセット
原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失 + 補助給水失敗	補助給水ポンプ起動信号失敗共通原因故障
冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失 + 加圧器逃がし弁 / 安全弁 LOCA	加圧器安全弁 055 (056, 057) 再閉止失敗
外部電源喪失	原子炉補機冷却機能喪失 + RCP シール LOCA	RCP シール LOCA 発生
	外部電源喪失 + 非常用所内交流電源喪失	DG 室空調系 空気作動ダンパ 2741, 2742 開失敗共通原因故障
	外部電源喪失 + 補助給水失敗	補助給水ピット 閉塞
2次冷却系の破断	2次冷却系の破断 + 主蒸気隔離失敗	「破断ループ側タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン元弁 575A 閉失敗 (HE)」 + 「破断ループ側タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン逆止弁 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
蒸気発生器伝熱管破損	2次冷却系の破断 + 補助給水失敗	2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
	蒸気発生器伝熱管破損 + 補助給水失敗	補助給水ポンプ起動信号失敗共通原因故障
	蒸気発生器伝熱管破損 + 破損側蒸気発生器の隔離失敗	タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン元弁 575A 閉止失敗
主給水流量喪失	主給水流量喪失 + 補助給水失敗	補助給水ポンプ起動信号失敗共通原因故障
過渡事象	過渡事象 + 補助給水失敗	補助給水ポンプ起動信号失敗共通原因故障
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 + 補助給水失敗	補助給水ポンプ起動信号失敗共通原因故障
ATWS	ATWS	ベシーックソフウェア共通原因故障

第 3.1.1.e-5 表 代表的な FT の非信頼度

起因事象	システム系統	FT の非信頼度
過渡事象 / 手動停止	補助給水	5.6E-05
LOCA 事象	補助給水	4.6E-05
	低圧注入	1.3E-04
	低圧再循環	8.8E-04
	高圧注入	6.0E-03
	高圧再循環	7.7E-04
	格納容器スプレイ注入	1.9E-04
	格納容器スプレイ再循環	9.2E-04
	蓄圧注入	4.3E-04
	—	原子炉トリップ
非常用所内交流電源		7.2E-04

第 3.1.1.f-1 表 共通要因故障を考慮する機器と故障モード (1/6)



 : 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません

第 3.1.1. f-1 表 共通要因故障を考慮する機器と故障モード (2/6)

--

※ ①：動的機器の動的故障モードとして抽出

②：動的機器の静的故障モードのうち実績があるものとして抽出

③：静的機器の故障モードのうち実績があるものとして抽出

：枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません

第 3.1.1.f-1 表 共通要因故障を考慮する機器と故障モード (3/6)

--

- ※ ①：動的機器の動的故障モードとして抽出
②：動的機器の静的故障モードのうち実績があるものとして抽出
③：静的機器の故障モードのうち実績があるものとして抽出
：枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できま

第 3.1.1.f-1 表 共通要因故障を考慮する機器と故障モード (4/6)

--

※ ①：動的機器の動的故障モードとして抽出

②：動的機器の静的故障モードのうち実績があるものとして抽出

③：静的機器の故障モードのうち実績があるものとして抽出

：枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません

第 3.1.1.f-1 表 共通要因故障を考慮する機器と故障モード (5/6)

--

- ※ ①：動的機器の動的故障モードとして抽出
②：動的機器の静的故障モードのうち実績があるものとして抽出
③：静的機器の故障モードのうち実績があるものとして抽出
：枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません

第 3.1.1.f-1 表 共通要因故障を考慮する機器と故障モード (6/6)

--

- ※ ①：動的機器の動的故障モードとして抽出
②：動的機器の静的故障モードのうち実績があるものとして抽出
③：静的機器の故障モードのうち実績があるものとして抽出
：枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません