別紙３

国内外の重大事故対策に関係する設備例について

（１）国外での先進的な対策の調査方法

国外（米国及び欧州）において整備している先進的な対策について、国外の原子力規制機関である、米国原子力規制委員会（NRC)、フランス原子力安全規制機関（ASN）等の規制文書、米国の最終安全解析書（FSAR）等の事業者公開資料、欧州におけるストレステスト報告書等の調査を実施した。また、原子力規制関係の調査委託会社の提携先である国外コンサルティング機関から得られる情報、国外の原子力関係者を招いたセミナでの情報、国外原子力プラントの視察情報等についても合わせて調査を実施した。(図１参照)

（２）国外での先進的な対策について

調査可能な範囲内で得られた国外における炉心損傷防止対策の情報について、川内１号炉及び２号炉で整備している対策と比較した結果を表１に示す。

すべての事故シーケンスグループにおいて、国外の既設プラントで整備されている各機能の対策が、川内１号炉及び２号炉においても整備されていることを確認した。

また、事故シーケンスグループの中で有効性を確認できる対策の確保が困難と考えられる事象についても、調査可能な範囲内において関連する情報の調査を実施したが、事象発生確率が低い等の理由により国外でも手順面の対策のみで設備面の対策がとられていないことを確認した。

国外の炉心損傷防止対策情報

原子力規制機関発行の規制文書

米国
原子力規制委員会（NRC）
- 連邦規則（10CFR）
- Regulatory Guide　等

フランス
原子力安全規制機関（ASN）
- 政令、省令、通達
- 基本安全規則（RFS）　等

ドイツ
環境・自然保護・
原子炉安全省（BMU）
- BMU 規制指針
- 原子力安全委員会（RSK）勧告
- 原子力技術基準委員会（KTA）技術基準　等

英国
原子力規制局（ONR）
- 原子力施設の評価安全基規則（SAP）
- 技術評価ガイド（TAG）　等

事業者の公開文書

- 米国の最終安全解析書（FSAR）
- 英国の建設前安全解析書（PCSR）　等

欧州　ストレステスト報告書

- ストレステスト国別最終報告書
- ストレステストピアレビュー報告書
- ストレステスト後のアクションプラン　等

国外原子力規制関係情報の調査会社委託

- 海外コンサルティング会社による聞き取り情報
- 海外関係者を招へいして行ったセミナでの説明資料
- 海外原子力プラント視察から得られる情報　等

【情報入手先】

➢原子力安全推進協会（JANSI）

➢国外原子力規制関係情報の調査委託会社

図１　国外で整備している炉心損傷防止対策の調査方法

別紙 3-2

表１　米国・欧州での重大事故対策に関係する設備例との比較(1/8)

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備						対策の概要
			川内１号炉及び２号炉	米国	フランス	ドイツ	英国	スウェーデン	
1	２次冷却系からの除熱機能喪失	炉心冷却	・フィードアンドブリード※	・フィードアンドブリード	・フィードアンドブリード	・フィードアンドブリード	・フィードアンドブリード	・フィードアンドブリード	欧米においては、フィードアンドブリードを整備しており、当社においても同様の手段を整備している。
		蒸気発生器代替給水手段	・電動補助給水ポンプ（100%×２系統）、タービン動補助給水ポンプ（200%×１系統） 合計 400%	・電動補助給水ポンプ（100%×２系統）、タービン動補助給水ポンプ（100%×１系統） 合計 300%	・電動補助給水ポンプ（100%×２系統）、タービン駆動補助給水ポンプ（100%×２系統） 合計 400%	・独立非常用系のディーゼル直結型電動給水ポンプ（ディーゼル駆動もしくは非常用ディーゼル発電機の給電による駆動）（50%×４系統） 合計 200%	・電動補助給水ポンプ（100%×２系統）、タービン駆動補助給水ポンプ（100%×２系統） 合計 400%	・電動補助給水ポンプ（100%×２系統）、タービン動主給水ポンプ（100%×１系統） 合計 300%	事故時の蒸気発生器への給水手段として、欧米においては、合計で 400%分の容量を持つ電動及びタービン動補助給水ポンプを整備している。 当社においても、当該事故時に、欧米と同様に、合計 400%分の容量を持つ電動及びタービン動補助給水ポンプを整備している。
			・電動主給水ポンプ、タービン駆動主給水ポンプ	・高圧給水系（主給水ポンプ） ・低圧給水系（復水ポンプ、可搬式消防ポンプ又は補給水移送水ポンプ）	－	・給水タンクの主蒸気加圧による給水（蒸気発生器を減圧し、蓄圧タンクと同様に自動注水）	－	－	事故時の蒸気発生器への恒設ポンプによるバックアップの給水手段として、米国において、多様なポンプを複数台整備している。 当社では、欧米のように２次系からの除熱手段を対策の柱とするのではなく、フィードアンドブリードにより１次系から炉心を冷却する手段を中心としており、加えて自主的に主給水ポンプによる手段もを整備している。
			・可搬型電動低圧注入ポンプ ・可搬型ディーゼル注入ポンプ ・接続口	・可搬式ディーゼル駆動ポンプ ・接続口	－	・可搬式ポンプ（＋可搬式ディーゼル発電機）	・可搬式ポンプ ・補助給水系の接続口（消火系ポンプ、可搬式ポンプでの蒸気発生器給水）	・可搬式ポンプ	全交流動力電源喪失等における蒸気発生器への給水手段として、米国においては、可搬式ディーゼル駆動ポンプと接続口を配備しており、欧州においても、同様の手段を整備している。 当社においては、可搬型電動低圧注入ポンプ、可搬型ディーゼル注入ポンプ及び接続口を配備しており、同様の手段を整備している。
		（給水源）	・復水タンク ・２次系純水タンク ・ろ過水貯蔵タンク ・宮山池 ・海水	・復水タンク ・消火用水タンク ・原水貯水池（重力注水による復水タンクへの補給） ・復水器ホットウェル ・河川、湖、海水	・復水タンク ・脱塩水貯蔵タンク、軟水貯蔵タンク（重力注水による復水タンクへの補給、３日間補給可）	・脱塩水貯蔵タンク ・河川、水タンク車	・復水タンク	・復水タンク ・脱塩水貯蔵タンクから復水タンクへの補給	欧米においては、淡水タンクのほか、河川や湖等の代替補給水源からの給水が可能である。 当社においては、宮山池や複数の淡水タンクの他、代替補給水源として海水の給水も可能である。
		（その他）	・タービン動補助給水ポンプの手動起動	・タービン動補助給水ポンプの手動起動	・タービン動補助給水ポンプ制御装置の圧縮空気タンクによる遠隔又は現地操作（5時間）	－	－	－	全交流動力電源喪失等において、フランスでは、タービン動補助給水ポンプの遠隔又は現場操作を可能とする圧縮空気タンクを設置している。 また、米国はタービン動補助給水ポンプの手動起動を可能としている。 当社においては、米国と同様に、タービン動補助給水ポンプの手動起動を可能としている。
		蒸気発生器代替蒸気放出	・タービンバイパス系の活用	・タービンバイパス系の活用	－	－	－	－	主蒸気逃がし弁が開失敗した場合の蒸気発生器代替蒸気放出手段として、米国においてはタービンバイパス手段を整備している。 当社としては、当該事故時に、欧米のように２次系からの除熱手段を対策の柱とするのではなく、フィードアンドブリードにより１次系から炉心を冷却する手段を中心としており、加えて自主的にタービンバイパス系を活用する手段を整備している。
		まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、川内１号炉及び２号炉においても整備されていることを確認した。 なお、「過渡事象＋補助給水失敗（炉内構造物の損傷）」における欧米の対策状況について、調査可能な範囲において調査を実施したが、当該シーケンスを想定した対策に関連する情報は無い。						

※　有効性評価において有効性を評価した対策　　下線部：電力自主手段

表１　米国・欧州での重大事故対策に関係する設備例との比較(2/8)

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備						対策の概要
			川内１号炉及び２号炉	米国	フランス	ドイツ	英国	スウェーデン	
2-1	全交流動力電源喪失(1/3)	代替電源設備(交流)	・大容量空冷式発電機※ ・非常用ガスタービン発電機（計画中）	・サイト内ガスタービン発電機 ・ディーゼル発電機（追加設置）	・サイト共用ガスタービン発電機 ・最終バックアップディーゼル発電機	・独立非常用のディーゼル発電機	－	・サイト共用ガスタービン発電機	欧米においては、多様性を有する複数の代替交流電源設備を整備している 当社においては、常設の交流代替電源として、大容量空冷式発電機を１台設置している。また、大容量空冷式発電機と多様性を有する非常用ガスタービン発電機の設置を計画している。
			・発電機車	・可搬式ディーゼル発電機	・小型蒸気タービン駆動発電機（追設、RCP シール注水に用いる小型試験用ポンプの給電にも使用）	・可搬式ディーゼル発電機	－	・可搬式ディーゼル発電機	欧米においては、可搬型の交流代替電源である可搬型ディーゼル発電機を配備しており、当社でも同等の設備を配備している。
			・号炉間電力融通	・ユニット間での交流電源接続	・ユニット間での交流電源接続	・ユニット間での交流電源接続 ・第３の送電線（地中埋設）	－	－	欧米においては、ユニット間での電源接続を整備しており、当社においても同等の手段を整備している。
		(直流)	・既設蓄電池による給電 ・不要負荷切り離しによる蓄電池容量保持	・既設蓄電池による給電 ・不要負荷切り離しによる蓄電池容量保持	・既設蓄電池による給電 ・不要負荷切り離しによる蓄電池容量保持	・既設蓄電池による給電	・既設蓄電池による給電	・既設蓄電池による給電	欧米においては、既設蓄電池による給電手段を整備しているほか、蓄電池からの給電時間延長対策として、負荷切り離しによる蓄電池容量確保や蓄電池充電手段を整備しており、当社においても同様の手段を整備している。
			・可搬型直流電源設備（直流電源用発電機＋可搬型直流変換器） ・蓄電池（重大事故等対処用）の追設	・携帯型バッテリ充電器等による蓄電池充電	－	・可搬式ディーゼル発電機による蓄電池充電 ・独立非常用ディーゼル発電機による直流電源供給	・バッテリ充電用小型ディーゼル発電機	－	米国においては、携帯型バッテリ充電器等による蓄電池充電を整備しており、欧州においては、発電機による蓄電池充電手段を整備している。 当社においては、蓄電池を追設するとともに、発電機等を用いた可搬型直流電源設備を整備している。
		代替 RCP シール注入	・２次系強制冷却＋常設電動注入ポンプによる炉心注水	・静圧試験用ポンプによるシール注入	・小型試験用ポンプを用いたシール注水（＋小型蒸気駆動発電機）	・standstill シール ・通常の常用／非常用電源に依存しない緊急ほう酸注入系による冷却材補給	・緊急充てんポンプ（蒸気タービン駆動容積式）によるシール水注水	－	全交流動力電源喪失に伴い RCP シール LOCA が発生する場合を想定し、欧米では試験用ポンプ等による RCP シール水注水手段等を整備している。 また、ドイツにおいては、standstill シール及び緊急ほう酸注入系による冷却材補給手段を整備している。 当社においては、RCP シール LOCA が発生する可能性のある 10 分程度で代替ポンプ等によりシール冷却を確実に回復することは困難であり、失敗する確率も高いと考えられることから、RCP シール LOCA への対策としては、欧米のように RCP シール LOCA を発生させない対策ではなく、２次系強制冷却により早期に１次系圧力を低下させ、常設電動注入ポンプにより確実に炉心注水する手段を整備している。

※　有効性評価において有効性を評価した対策　　下線部：電力自主手段

表１　米国・欧州での重大事故対策に関係する設備例との比較(3/8)

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備						対策の概要
			川内１号炉及び２号炉	米国	フランス	ドイツ	英国	スウェーデン	
2-1	全交流動力電源喪失(2/3)	炉心冷却	・２次系強制冷却※（蒸気発生器への給水手段は、「２次系からの除熱機能喪失」と同様）	・２次系強制冷却	・２次系強制冷却	・２次系強制冷却	・２次系強制冷却	－	全交流動力電源喪失に最終ヒートシンク喪失が重畳する場合を想定し、欧米においては、２次系強制冷却による１次系冷却手段を整備しており、当社においても同様の手段を整備している。
		(炉心注入)	・格納容器スプレイ系ー余熱除去系タイラインを用いた常設電動注入ポンプによる炉心注水※ ・高圧再循環※（移動式大容量ポンプ※による充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプ冷却用海水通水） ・充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）	・非安全系充てんポンプ（＋代替高圧交流電源）	・余熱除去系統とは別系統の低圧注入系 ・低圧注入系と格納容器スプレイ系の連絡スリーブを用いた炉心注入（連絡スリーブ設置：事故後 3 日）	・独立非常用系の余熱除去系（IRHR）	・低圧注入系と格納容器スプレイ系の配管ライン切替えによる炉心注入	－	各国対策として、米国では非安全系充てんポンプによる炉心注入手段、フランスでは低圧注入系全喪失時における低圧注入系と格納容器スプレイ系の連絡スリーブを用いた格納容器スプレイ系による炉心注入手段、ドイツでは地下水等を水源とする独立非常用系の熱除去設備等による炉心注入手段等を整備している。 当社においては、独立した電源である大容量空冷式発電機から給電し、電動機の冷却水が不要な常設電動注入ポンプによる炉心注水手段（格納容器スプレイ系ー余熱除去系タイラインを使用）を整備しており、さらに移動式大容量ポンプによる高圧再循環手段や自主的に整備した自己冷却式の充てん／高圧注入ポンプなど、様々な炉心注水手段を整備している。
		(最終ヒートシンク)	・移動式大容量ポンプによる冷却用海水通水	－	・PUI システム（可搬式ポンプ＋可搬式熱交換器、大・中 LOCA 発生 15 日以降の崩壊熱除去が目的）	・非常用サービス水系（冷却水：河川水、地下水）	・空冷式熱除去設備（乾式冷却塔）	－	欧州においては、非常用サービス独立系の余熱除去系や 15 日以降の崩壊熱除去を目的として、可搬式のポンプ・熱交換器を用いた PUI システムや空冷式熱除去設備を整備している。 当社においては、最終ヒートシンク喪失時の対策として、独立性があり、電源の不要な移動式大容量ポンプにより、冷却用の海水を通水する手段を整備している。
		(給水源)	・燃料取替用水タンク（ほう酸水補給：ほう酸タンク、使用済燃料ピット等） ・復水タンク ・２次系純水タンク ・ろ過水貯蔵タンク ・宮山池 ・海水	・燃料取替用水タンク（ほう酸水補給：ほう酸ホールドアップタンク、使用済燃料ピット、クロスタイを有する他ユニットの燃料取替用水タンク、大型水源と組み合わせたほう酸水貯蔵タンク）	・燃料取替用水タンク（ほう酸水補給）	・代替ほう酸水貯蔵タンク	・燃料取替用水タンク	・燃料取替用水タンク	欧米においては、燃料取替用水タンクからの給水が可能であるほか、燃料取替用水タンクが枯渇した場合に、その他水源からほう酸水等を燃料取替用水タンクへ補給する手段を整備しており、当社においても同様の手段を整備している。

※　有効性評価において有効性を評価した対策　　下線部：電力自主手段

表１　米国・欧州での重大事故対策に関係する設備例との比較(4/8)

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備						対策の概要
			川内１号炉及び２号炉	米国	フランス	ドイツ	英国	スウェーデン	
2-1	全交流動力電源喪失(3/3)	原子炉格納容器冷却	・格納容器内自然対流冷却※（移動式大容量ポンプ※による冷却用海水通水。格納容器再循環ユニット２台）	・ファンクーラー×１又は２台	－	－	・ファンクーラー（空冷式熱除去設備（乾式冷却塔）によるユニットの冷却）×２台	－	米国、英国ともファンクーラを用いた冷却手段を整備しているが、英国では、格納容器冷却ファン熱交換器の冷却手段として空冷式熱除去設備（乾式冷却塔）を整備している。 当社においては、格納容器再循環ユニットに移動式大容量ポンプにより海水を通水することで、全交流動力電源喪失等により格納容器再循環ファンが停止している場合においても、格納容器内自然対流冷却により格納容器内雰囲気を冷却する手段を整備している。
			・常設電動注入ポンプ ・格納容器スプレイポンプ（自己冷却） ・ディーゼル駆動／電動消火ポンプによる格納容器内注水	・ディーゼル駆動消火用ポンプによる代替格納容器スプレイ	・低圧注入系と格納容器スプレイ系の連絡スリーブを用いた格納容器除熱（連絡スリーブ設置：事故後３日） ・PUI システム（可搬式ポンプ＋可搬式熱交換器、大・中 LOCA 発生 15 日以降の崩壊熱除去が目的）	－	－	－	米国においては、ディーゼル駆動消火ポンプを用いた代替格納容器スプレイ手段を整備している。 フランスにおいては、格納容器スプレイ系が全喪失した場合においても、低圧注入系と格納容器スプレイ系の連絡スリーブを用いた低圧注入系による代替格納容器スプレイ手段を整備している また、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイに加え、自主的に自冷化した格納容器スプレイポンプ又はディーゼル駆動／電動消火ポンプより格納容器内雰囲気を冷却する手段を整備している。
		まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、川内１号炉及び２号炉においても整備されていることを確認した。 なお、「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失（複数の電気盤破損）」における欧米の対策状況について、調査可能な範囲において調査を実施したが、当該シーケンスを想定した対策に関連する情報は無い。						

※　有効性評価において有効性を評価した対策　　下線部：電力自主手段

表１　米国・欧州での重大事故対策に関係する設備例との比較(5/8)

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備						対策の概要
			川内１号炉及び２号炉	米国	フランス	ドイツ	英国	スウェーデン	
2-2	原子炉補機冷却機能喪失	代替補機冷却	移動式大容量ポンプによる冷却用海水通水	－	－	・非常用サービス水系（冷却水：河川水、地下水）	・空冷式予備熱除去設備（乾式冷却塔による代替補機冷却）	－	最終ヒートシンク喪失が発生した場合、欧州においては、ドイツでは、河川水又は地下水を最終ヒートシンクとした非常用サービス系が設置されているほか、イギリスでは、乾式冷却塔による空冷式予備熱除去設備を整備している。 当社においては、取水口と別の箇所から取水可能な移動式大容量ポンプにより、冷却用の海水を通水する手段を整備している。
		海水系の代替手段	・移動式大容量ポンプ ・海水ポンプ本体及び電動機予備品	・補助海水ポンプ	－	－	－	・放水トンネルからの取水（取水部閉塞対策） ・冷却水再循環（排水部閉塞対策）	原子炉補機冷却海水系の喪失による最終ヒートシンク喪失が発生した場合、米国では補助海水ポンプによる最終ヒートシンクへの熱の移送手段を整備している。また、スウェーデンでは海水の取放水部の閉塞時における海水系維持手段として、放水トンネルからの取水や冷却水の再循環手段を整備している。 当社においては、補機冷却系の機能が健全な状態で、津波等により海水ポンプが使用不能となった場合においても、電源が不要であり、取水口と別の箇所から取水可能な移動式大容量ポンプによる海水供給又は海水ポンプ本体及び電動機予備品による海水ポンプの復旧により、補機冷却系による最終ヒートシンクへの熱の移送が可能である。 また、片系列の海水排水ラインが閉塞した場合でも、タイラインを用いて別系列から排水できる設計としている。
		まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、川内１号炉及び２号炉においても整備されていることを確認した。 なお、「原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗」における欧米の対策状況について、調査可能な範囲において調査を実施したが、当該シーケンスを想定した対策に関連する情報は無い。以下に概要を示す。 ○米国 米国 IPE（NUREG-1560,Vol.1-6）における「原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗」の脆弱性と対策事例について調査したが、当該シーケンスに対する対策に関する記載は確認できなかった。 ○欧州 欧州で確認可能な事業者公開文書である、イギリスの Sizewell B の建設前安全解析書（PCSR）を確認した。 補機冷却系については、いくつかの補機冷却系喪失との複合事象が考慮されているが、当該シーケンスに関する情報は確認できなかった。						

※　有効性評価において有効性を評価した対策　　下線部：電力自主手段

表１　米国・欧州での重大事故対策に関係する設備例との比較(6/8)

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備						対策の概要
			川内１号炉及び２号炉	米国	フランス	ドイツ	英国	スウェーデン	
3	格納容器除熱機能喪失	原子炉格納容器冷却	・格納容器内自然対流冷却※ （原子炉補機冷却水※又は移動式大容量ポンプによる冷却用海水通水） ・常設電動注入ポンプ	・2-１における、「原子炉格納容器冷却」と同様	・2-１における、「原子炉格納容器冷却」と同様	・2-１における、「原子炉格納容器冷却」と同様	・2-１における、「原子炉格納容器冷却」と同様	・2-１における、「原子炉格納容器冷却」と同様	欧州における原子炉格納容器の冷却手段は、2-1 と同様である。 当社においては、格納容器内自然対流冷却における冷却水として、原子炉補機冷却水又は海水が使用可能である以外は、2-１と同様である。
		まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、川内１号炉及び２号炉においても整備されていることを確認した。						
4	原子炉停止機能喪失	原子炉停止	・多様化自動作動設備※（タービントリップ、主蒸気隔離及び補助給水ポンプの起動） ①AMSAC	・ATWS 緩和系自動回路 ①AMSAC （全 PWR） ②DSS（CE 及び B&W 社 PWR）	・ATWS 緩和系自動回路 ①AMSAC				ATWS 対策設備として、欧米においては、ATWS 緩和系自動回路（AMSAC*1）を整備しているほか、米国の一部プラントではDSS*2を整備している。 当社プラントは、大きい蒸気発生器熱容量を持ち、ATWS 時に原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力が最高使用圧力の 1.2 倍を上回らないことから、DSS の整備は不要であり、自動で主蒸気隔離弁の閉止及びタービントリップを行うとともに、補助給水ポンプを自動起動することで、原子炉固有の負の反応度帰還特性により原子炉出力を抑制し、炉心の熱除去を行う、多様化自動作動設備（AMSAC*1）のみを設置している。 ＊1：ATWS mitigation system acutuation circuitry ATWS 発生時に補助給水系を自動起動し、タービンをトリップさせる（当社は主蒸気隔離も合わせて整備） ＊2：Diverse scram system 検出器出力から制御棒の電源の遮断まで多様化した既存の原子炉トリップ系から独立したスクラム系（米国では、WH プラントは大きい蒸気発生器熱容量を持つことから、DSS は規制要求されていない）
			・ほう酸水の炉心注入（化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備）	・ほう酸水の炉心注入	・ほう酸水の炉心注入	・緊急ほう酸注入系	・緊急ほう酸注入系	・ほう酸水の炉心注入	欧米においては、ATWS 発生時に原子炉を未臨界に移行するためのほう酸水の炉心注入手段を整備している。 当社においては、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備によるほう酸水の炉心注入手段を整備している。
		まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、川内１号炉及び２号炉においても整備されていることを確認した。						

※　有効性評価において有効性を評価した対策　　下線部：電力自主手段

表１　米国・欧州での重大事故対策に関係する設備例との比較(7/8)

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備						対策の概要
			川内１号炉及び２号炉	米国	フランス	ドイツ	英国	スウェーデン	
5	ECCS 注入機能喪失	炉心注入	・２次系強制冷却※ （蒸気発生器への給水手段は、「２次系からの除熱機能喪失」と同様） ・格納容器スプレイ系ー余熱除去系タイラインを用いた常設電動注入ポンプ等による炉心注入	・２－１における、炉心冷却」と同様	・２－１における、炉心冷却」と同様	・２－１における、炉心冷却」と同様	・２－１における、炉心冷却」と同様	―	欧米における炉心注入手段は、２－１の<炉心冷却>における炉心注入手段と同様である。 当社においては、「中小破断 LOCA＋高圧注入失敗」を想定し、蒸気発生器を用いた２次系強制冷却により１次系を減温減圧し、低圧注入を促進する手段を整備している。
		（給水源）	・２－１と同様	・２－１と同様	・２－１と同様	・２－１と同様	・２－１と同様	―	
		まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、川内１号炉及び２号炉においても整備されていることを確認した。 なお、「大破断 LOCA を上回る規模の LOCA（Excess LOCA（地震起因））」、「大破断 LOCA＋低圧注入失敗（内部事象・地震起因）」、「大中破断 LOCA＋蓄圧注入失敗（内部事象）」における欧米の対策状況について、調査可能な範囲において調査を実施したが、当該シーケンスを想定した対策に関連する情報は無い。以下に概要を示す。 ○米国 「シビアアクシデントマネージメントガイドライン（SAMG）で対処する」と言及されているのみで、具体的な炉心損傷防止対策は無い。 ○欧州 欧州で確認可能な事業者公開文書である、イギリスの Sizewell B の建設前安全解析書（PCSR）を確認した。 LOCA についてはいくつかの複合事象が考慮されており、「大破断 LOCA＋低圧注入失敗（短期間）＋外部電源喪失」のシーケンスが存在するが、対策は無い。						
6	ECCS 再循環機能喪失	代替再循環	・格納容器スプレイ系ー余熱除去系タイラインを用いた代替再循環※	―	・低圧注入系と格納容器スプレイ系の連絡スリーブを用いた代替再循環（連絡スリーブ設置：事故後 3 日）	・独立非常用系の余熱除去系（IRHR）による代替再循環	・低圧注入系と格納容器スプレイ系の配管ライン切替えによる代替再循環	―	欧州においては、フランスでは、低圧注入系全喪失時における低圧注入系と格納容器スプレイ系の連絡スリーブを用いた格納容器スプレイ系による炉心注入手段を整備しているほか、ドイツでは、独立非常用系の余熱除去系（IRHR）による代替再循環手段を整備している。 当社においては、ECCS 注入系の喪失時は、独立した移動式大容量ポンプ／大容量空冷式発電機及び格納容器スプレイ系ー余熱除去系タイラインを用いた格納容器スプレイ系再循環手段を整備している。
		まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、川内１号炉及び２号炉においても整備されていることを確認した。						

※　有効性評価において有効性を評価した対策　　下線部：電力自主手段

表１　米国・欧州での重大事故対策に関係する設備例との比較(8/8)

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備						対策の概要
			川内１号炉及び２号炉	米国	フランス	ドイツ	英国	スウェーデン	
7	格納容器バイパス	格納容器バイパス防止	・クールダウン＆リサーキュレーション※ ・インターフェイスシステム LOCA の検知、隔離（既設の計装・設備から兆候を検知）	・１次系フィードアンドブリード＋２次系強制冷却 ・インターフェイスシステム LOCA の早期検知、隔離（既設の計装・設備から兆候を検知）	－	・フィードアンドブリード	－	－	欧米においては、１次系及び２次系のフィードアンドブリードによる冷却手段を整備しているほか、インターフェースシステム 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。 当社においては、既設の計装・設備を用いてインターフェイスシステム LOCA の兆候を検知・隔離する手段及び ECCS 等により１次系への注水を確保しつつ、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による冷却及び加圧器逃がし弁等による減圧を実施することで漏えいを抑制し、充てん／高圧注入系により炉心を冷却する手段（クールダウン＆リサーキュレーション）を整備している。
		まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、川内１号炉及び２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、当該シーケンスを想定した対策に関連する情報は無い。以下に概要を示す。 ○米国 WH-PWR 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、完全両端破断１本である。 ○欧州 現状以上の対策は実施していない。						

※　有効性評価において有効性を評価した対策　　下線部：電力自主手段

別紙４

事故（SGTR、IS-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、トリップ遮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」）」第四十四条の記載からも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）

第四十四条 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。

②ATWS 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次系圧力・温度の観点で厳しく、ATWS 緩和設備に期待する必要のある「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、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（ATWS 緩和設備が作動する事象）として以下の５事象であり、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（送電系の故障含む）	９件
主給水流量喪失	５件
負荷の喪失	20 件

前述の観点により今回の内部事象レベル 1PRA 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。SGTR や IS-LOCA など、観点①、②により対象外と整理した起因事象については、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 の起因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、対象起因事象３事象から算出された ATWS の発生頻度（4.0E-08／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、次頁の参考に示すように、運転手順に従ってまず「未臨界の維持」を優先し、手動トリップ操作、電動発電機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。

起因事象	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因事象発生実績有	備考 （原子炉トリップ失敗確率 5.7E-07※2）
小破断 LOCA	×	×	発生頻度:1.3E-10/炉年
極小 LOCA	×	×	発生頻度:1.2E-09/炉年
原子炉補機冷却機能喪失	×	×	発生頻度:1.1E-10/炉年
外部電源喪失	○	○	ATWS 対象
２次冷却系の破断	×	×	発生頻度:2.5E-10/炉年
蒸気発生器伝熱管破損	×	×	発生頻度:1.4E-09/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:1.7E-17/炉年

※１：LOCA 事象の場合、安全注入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次系の漏えいについ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＆リサーキュレーションに加えて、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など、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基準に基づき、順次対応を実施することとしている（図１、図２参照）。

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 や、規模が小さく隔離が早めに成功した IS-LOCA などであり、原子炉トリップまで数分、仮に炉心への注入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、発生後数分の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、重大事故対策として整備している多様化自動作動設備の 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 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、運転手順に従ってまず「未臨界の維持」を優先し、手動トリップ操作や電動発電機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。

２－３．重大事故等対応のための手順書体系について（３／５）

運転基準「緊急処置編」における各手順書間の適用の優先順位

運転基準「緊急処置編（第一部）」、「緊急処置編第二部（事象ベース）」及び「緊急処置編第二部（安全機能ベース）」の各手順の適用条件は個々に定めてはいるが、複数の基準の適用条件が同時に成り立った場合には、使用するための優先順位が必要となる。

以下に、安全機能ベース手順同士、事象ベース手順同士及び事象ベース手順と安全機能ベース手順間の適用に関する優先順位について説明する。

なお、「炉心出口温度が３５０℃以上」かつ「格納容器内高レンジエリアモニタ指示が１×１０^{5}ｍＳｖ／ｈ以上」の条件が成立した場合は、炉心損傷と判断し、運転基準「緊急処置編　第三部」へ移行し処置する。

(1) 事象ベース手順間の優先順位

基本的には、事象ベース手順間の重畳はないため優先順位はない。但し、

① 「全交流動力電源喪失」については他の事象ベースに優先する。

② 「補機冷却機能喪失（その１）」についてはＬＯＣＡ再循環運転が前提であるため「ＬＯＣＡ時再循環不能」が優先する。

③ 「使用済燃料ピット冷却機能喪失」については炉心に影響がない手順であるため優先順位付けはせず、本手順の適用条件が成立すれば、安全機能ベースの基準と同時に対応する必要がある。

(2) 安全機能ベース手順間の優先順位（優先度が高い順）

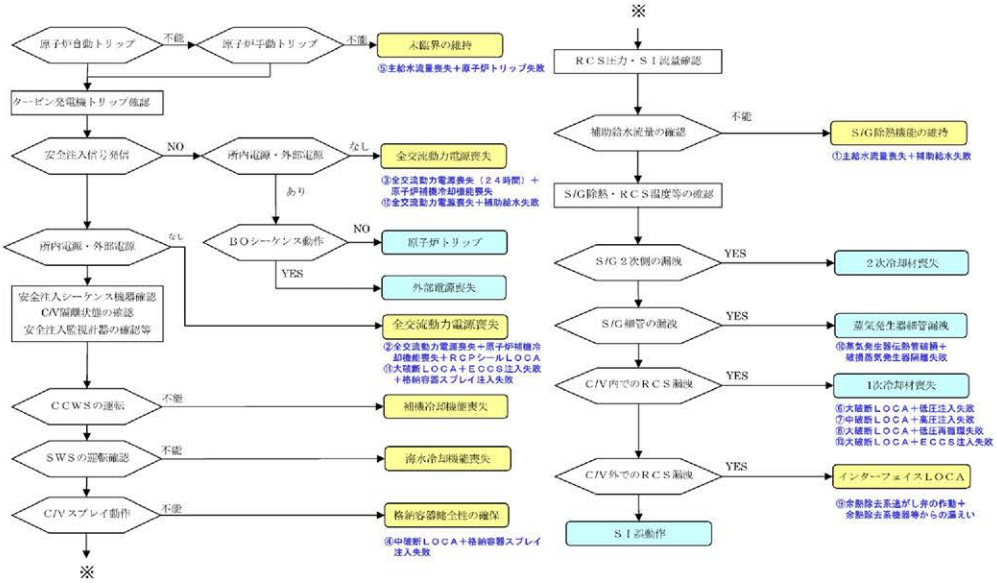
① 未臨界の維持（1）
② 炉心冷却の維持（1）
③ Ｓ／Ｇ除熱機能の維持
④ 格納容器健全性の確保
⑤ 放射能放出防止
⑥ 未臨界の維持（2）
⑦ 炉心冷却の維持（2）
⑧ １次系保有水の維持

41

図１　運転基準「緊急処置編」における各手順書間の適用の優先順位（「重大事故等発生時の体制と使用する手順書の整備及び教育訓練等について」より抜粋）

１０．運転員の事象判別プロセスについて（２／３）

運転員の事象判別プロセス概要



10-2

図２　運転員の事象判別プロセス概要（「重大事故等対策の有効性評価　成立性確認　補足説明資料」より抜粋）

別紙５

内部事象PRAにおける主要なカットセットについて

１．内部事象レベル1PRA

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1E-07（／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AM策の整備状況等を第１表～第７表に示す。

（２）主要なカットセットの確認結果

第１表～第７表に示したとおり、一部に「大破断LOCA＋低圧注入失敗」のような国内外の先進的な対策を考慮しても対策が困難な事故シーケンスが存在するものの、大半の事故シーケンスに対しては、主要なカットセットレベルまで展開した場合において、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が確認できた。

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

なお、国内外の先進的な対策を考慮しても対策が困難な事故シーケンスに対しては、全炉心損傷頻度への寄与が小さいことを確認している。また、これらの事故シーケンスに対しては、炉心損傷を防止することは困難であるが、炉心損傷の拡大を防止する等の影響緩和に期待できるカットセットが存在することが確認できた。

第１表　「２次冷却系からの除熱機能喪失」の事故シーケンスを構成する主要なカットセット

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	2.6E-05	①補助給水ポンプ起動信号失敗　共通原因故障	1.2E-05	46%	フィードアンドブリード	○
		②復水タンク閉塞	2.8E-06	11%		○
		③補助給水系各機器の外部リーク	2.7E-07	1%		○
過渡事象＋補助給水失敗	1.1E-05	手動停止と同様			フィードアンドブリード	○
２次冷却系の破断＋補助給水失敗	1.2E-06	①２次冷却系の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	97%	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　共通原因故障	1.3E-08	1%		○
		③復水タンク閉塞	5.3E-09	<0.1%		○
主給水流量喪失＋補助給水失敗	1.3E-06	手動停止と同様			フィードアンドブリード	○
外部電源喪失＋補助給水失敗	1.9E-07	①復水タンク閉塞	5.9E-08	31%	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	5.5E-09	3%		○
SGTR＋補助給水失敗	1.7E-07	手動停止と同様			フィードアンドブリード	○
小破断LOCA＋補助給水失敗	1.6E-08	手動停止と同様			フィードアンドブリード	○
極小LOCA＋補助給水失敗	2.4E-07	手動停止と同様			フィードアンドブリード	○
DC母線1系列喪失＋補助給水失敗	7.0E-08	①補助給水ポンプ起動信号A失敗	1.5E-08	21%	フィードアンドブリード	○
		②制御用空気圧縮機A運転継続失敗による充電器室空調系空気ダンパ誤閉止による直流電源喪失	5.8E-09	8%		×
		③制御用空気圧縮機室A空調ファン運転継続失敗による充電器室空調系空気ダンパ誤閉止による直流電源喪失	3.2E-09	5%		×
２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗	5.4E-11	①運転員による破断ループ側タービン動補助給水ポンプ蒸気供給ライン元弁（575A）閉止失敗＋破断ループ T/D-AFWP駆動蒸気供給ライン逆止弁(576A) 閉失敗	3.4E-11	62%	フィードアンドブリード	○
		②破断ループ側T/D-AFWP駆動蒸気元弁（575A）閉止失敗＋破断ループ側T/D-AFWP駆動蒸気供給ライン逆止弁(576A)閉失敗	7.0E-12	13%		○
		③健全ループ主蒸気隔離弁バイパス弁3625(3635)内部リーク＋破断ループ主蒸気隔離逆止弁536A閉失敗	6.6E-12	12%		○

別紙 5-2

【主要なカットセットに対する検討（２次冷却系からの除熱機能喪失)】

○本グループに含まれる事故シーケンスは、補助給水機能が喪失して炉心損傷に至るシーケンスが大半を占めている。補助給水機能が喪失する要因としては、ポンプ故障、注入配管閉塞、水源喪失などが考えられ、ここでは復水タンク閉塞による水源喪失等が支配的となっているが、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、「手動停止＋補助給水失敗」、「２次冷却系の破断＋補助給水失敗」、「２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗」のシーケンスでは、破断ループ隔離に伴う診断過誤や操作失敗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。

○「DC母線１系列喪失＋補助給水失敗」のシーケンスにおいては、DC母線が１系列喪失した状態において、残りの１系列側の制御用空気系でランダム故障が発生し、制御用空気が喪失することで空調系のダンパが誤閉止し、充電器室の温度が許容温度以上に上昇することで直流電源が喪失するカットセットも抽出された。これらの発生頻度は非常に小さいものの、仮に発生した場合、パラメータ監視等に必要な直流電源が喪失するため、炉心損傷を防止できない可能性がある。この場合の対策として、空調系のダンパを強制的に開とし、充電器室の空調を確保すること等が考えられる。

第２表　「全交流動力電源喪失」「原子炉補機冷却機能喪失」の事故シーケンスを構成する主要なカットセット

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	5.5E-07	①DG-A,B起動失敗　共通原因故障	7.8E-08	14%	大容量空冷式発電機＋２次系強制冷却＋常設電動注入ポンプによる炉心注入	○
		②DG-A(B)試験による待機除外＋DG-B(A)継続運転失敗	8.7E-08	16%		○
		③DG-A(B)試験による待機除外＋DG-B(A)起動失敗	5.7E-08	10%		○
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＋常設電動注入ポンプによる炉心注入	○
原子炉補機冷却機能喪失 ＋加圧器逃がし弁／安全弁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＋常設電動注入ポンプによる炉心注入	○
原子炉補機冷却機能喪失 ＋補助給水失敗	2.3E-08	①補助給水ポンプ起動信号失敗　共通原因故障	1.0E-08	46%	補機冷却水復旧後のフィードアンドブリード	※
		②復水タンク閉塞	2.5E-09	11%		※
		③補助給水系各機器の外部リーク	2.3E-10	1%		※

※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

別紙 5-4

【主要なカットセットに対する検討（全交流動力電源喪失、原子炉補機冷却機能喪失)】

○「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」はDG-A,Bが共通原因で起動失敗するなどして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シーケンスであるが、代替電源である大容量空冷式発電機により電源を確保し２次系強制冷却による低圧注入等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次系強制冷却と常設電動注入ポンプによる炉心注入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」においてもフィードアンドブリードを実施することで炉心損傷防止が可能なシーケンスであるが、時間余裕の観点から発生頻度の低減が厳しいシーケンスである。また、主給水系が健全である場合、主給水系を用いた代替給水により炉心損傷を防止できる場合もある。

第３表　「原子炉格納容器からの除熱機能喪失」の事故シーケンスを構成する主要なカットセット

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 ＋格納容器スプレイ再循環失敗	8.1E-07	①格納容器スプレイ作動信号A,Bリセット操作失敗	9.5E-08	12%	格納容器内自然対流冷却	○
		②格納容器スプレイポンプA,B停止操作失敗	9.5E-08	12%		○
		③CV圧力高確認失敗	9.1E-08	11%		○
小破断LOCA ＋格納容器スプレイ注入失敗	2.2E-08	①格納容器スプレイ作動信号A,B両トレン　共通原因故障	5.8E-09	26%	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弁024A,B開失敗　共通原因故障	4.5E-09	21%		○
		③格納容器スプレイポンプA,B 起動失敗 共通原因故障	1.7E-09	8%		○
中破断LOCA ＋格納容器スプレイ再循環失敗	2.5E-07	小破断LOCAと同様			格納容器内自然対流冷却	○
中破断LOCA ＋格納容器スプレイ注入失敗	6.8E-09	小破断LOCAと同様			格納容器内自然対流冷却	○
DC母線1系列喪失 ＋加圧器逃がし弁／安全弁LOCA ＋格納容器スプレイ再循環失敗	3.0E-11	①加圧器圧力高信号発信失敗＋加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗＋よう素除去薬品タンク隔離弁054閉失敗	8.1E-13	3%	格納容器内自然対流冷却	○
		②加圧器圧力高信号発信失敗＋加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗＋格納容器スプレイ冷却器CCW通水弁248A開失敗	7.8E-13	3%		○
DC母線1系列喪失 ＋加圧器逃がし弁／安全弁LOCA ＋格納容器スプレイ注入失敗	2.2E-11	①加圧器圧力高信号発信失敗＋加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗＋スプレイヘッダ手動弁028A閉塞	9.2E-13	4%	格納容器内自然対流冷却	○
		②加圧器圧力高信号発信失敗＋加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗＋格納容器スプレイ冷却器出口弁024開失敗	7.8E-13	4%		○

【主要なカットセットに対する検討（原子炉格納容器からの除熱機能喪失）】

○本グループ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）が喪失して格納容器が先行破損して炉心損傷に至るシーケンスである。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、格納容器スプレイ信号の発信失敗や格納容器スプレイ再循環移行時の人的過誤が支配的となっている。その場合でも、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を実施することで炉心損傷防止が可能である。

別紙 5-5

第４表　「原子炉停止機能喪失」の事故シーケンスを構成する主要なカットセット

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	4.0E-08	①不足電圧出力カード不動作　共通原因故障	1.2E-08	30%	多様化自動作動設備	○
		②原子炉トリップ遮断器開失敗　共通原因故障	2.0E-08	49%		○
		③基本ソフトウェア　共通原因故障	7.1E-09	18%		○

【主要なカットセットに対する検討（原子炉停止機能喪失)】

○本グループに含まれる事故シーケンスは、運転時の異常な過渡変化又は事故が発生した際に原子炉トリップに失敗する事象であるが、原子炉トリップに失敗するカットセットとして、トリップ信号回路における共通原因故障やトリップ遮断器の共通原因故障が要因となっている。この場合においても、多様化自動作動設備により炉心損傷を防止することが可能である。

第５表　「ECCS注水機能喪失」の事故シーケンスを構成する主要なカットセット

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047B(C) 閉塞	6.5E-07	50%	２次系強制冷却 ＋低圧注入	○
		②低温側注入ラインオリフィス980B(C) 閉塞	2.5E-07	19%		○
		③低温側注入ラインオリフィスSI2B(C) 閉塞	2.5E-07	19%		○
中破断LOCA＋高圧注入失敗	4.1E-07	小破断LOCAと同様			２次系強制冷却 ＋低圧注入	○
大破断LOCA＋低圧注入失敗	3.0E-09	①S信号A,B両トレン 共通原因故障	8.1E-10	27%	無し	×
		②RHRポンプ 出口流量高A,B両トレン共通原因故障によるミニフローライン弁601,611の閉止失敗	8.1E-10	27%		×
		③燃料取替用水タンク閉塞	2.7E-10	9%		×
		④燃料取替用水タンク出口手動弁011 閉塞	7.2E-11	2%		×
中破断LOCA＋蓄圧注入失敗	2.5E-11	①蓄圧タンク出口逆止弁134B,C開失敗　共通原因故障	1.1E-11	44%	無し	×
		②蓄圧タンク出口逆止弁136B,C開失敗　共通原因故障	1.1E-11	44%		×
		③蓄圧タンクB,Cの同時閉塞	1.4E-12	5%		×
大破断LOCA＋蓄圧注入失敗	9.2E-09	①蓄圧タンクB(C)閉塞	6.2E-09	68%	無し	×
		②蓄圧タンク出口電動弁132B(C)閉塞	1.9E-09	20%		×
極小LOCA＋充てん／高圧注入失敗	2.4E-07	①充てん／高圧注入ポンプ燃料取替用水補給弁121D,E開失敗共通原因故障	4.5E-08	19%	２次系強制冷却 ＋低圧注入	○
		②充てん／高圧注入ポンプ入口ベント隔離弁774,775B閉失敗共通原因故障	3.6E-08	15%		○
		③燃料取替用水タンク閉塞	2.6E-08	11%		×
DC母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁LOCA＋高圧注入失敗	3.6E-12	①外部電源喪失＋DG-A試験による待機除外＋加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗	4.0E-13	11%	２次系強制冷却 ＋低圧注入	○
		②加圧器圧力高信号発信失敗＋加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗＋ほう酸注入タンク入口オリフィス900閉塞	3.5E-13	10%		○

別紙 5-7

【主要なカットセットに対する検討（ECCS注水機能喪失）】

○本グループに含まれる事故シーケンスは、「中小破断LOCA＋高圧注入失敗」が支配的となっており、これらのシーケンスは高圧注入機能が喪失して炉心損傷に至るシーケンスである。高圧注入系が喪失する要因として、ポンプ故障、注入配管閉塞、水源喪失等が考えられるが、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、重大事故対策として２次系強制冷却による１次系の減圧後、閉塞した高圧注入系と別の系統から低圧注入等を実施することで炉心損傷を防止することが可能である。

○一方、「大破断LOCA＋低圧注入失敗」、「大破断LOCA＋蓄圧注入失敗」、「中破断LOCA＋蓄圧注入失敗」のシーケンスは国内外の先進的な対策を考慮しても対策が困難なものであるが、全炉心損傷頻度への寄与は小さい。また、炉心損傷防止は困難であるが、例えば「大中破断LOCA＋蓄圧注入失敗」のシーケンスであっても、高圧注入や常設電動注入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。

○「極小LOCA＋充てん／高圧注入失敗」において、燃料取替用水タンクが閉塞することにより炉心損傷に至るカットセットが抽出された。この事象が仮に発生した場合、整備している対策でも炉心損傷を防ぐことは困難である。一方で、燃料取替用水タンクの健全性は毎月実施するECCS系ポンプの起動試験等で確認しており、この事象の発生頻度は非常に小さい。

第６表　「ECCS再循環機能喪失」の事故シーケンスを構成する主要なカットセット

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＋低圧再循環失敗	6.7E-07	①S信号A,Bリセット操作失敗	9.5E-08	14%	２次系強制冷却による代替再循環	○
		②RHRポンプA,B停止操作失敗	9.5E-08	14%		○
		③燃料取替用水タンク隔離弁191A,B閉操作失敗	9.5E-08	14%		○
小破断LOCA＋高圧再循環失敗	2.4E-07	①余熱除去冷却器出口充てん／高圧注入ポンプ入口連絡弁021A,B開操作失敗	9.5E-08	40%	２次系強制冷却による低圧再循環	○
		②充てん／高圧注入ポンプ燃料取替用水補給弁121D,E閉操作失敗	9.5E-09	40%		○
中破断LOCA＋低圧再循環失敗	2.1E-07	小破断LOCAと同様			２次系強制冷却による代替再循環	○
中破断LOCA＋高圧再循環失敗	7.3E-08	小破断LOCAと同様			２次系強制冷却による低圧再循環	○
大破断LOCA＋低圧再循環失敗	1.3E-07	①再循環切替え診断失敗	5.9E-08	46%	代替再循環	×
		②S信号A,Bリセット操作失敗	9.5E-09	7%		○
		③RHRポンプA,B停止操作失敗	9.5E-09	7%		○
DC母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁LOCA＋低圧再循環失敗	4.8E-11	①海水ストレーナA閉塞による充電器盤室空調A喪失＋加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗	6.4E-12	13%	２次系強制冷却による代替再循環	×
		②海水系ヘッダ配管リークによる充電器盤室空調A喪失＋加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗	3.0E-12	6%		×
DC母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁LOCA＋高圧再循環失敗	2.5E-11	①加圧器圧力高信号発信失敗＋加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗＋充てん／高圧注入ポンプ燃料取替用水補給弁121E閉失敗	8.1E-13	3%	２次系強制冷却による低圧再循環	○
		②加圧器圧力高信号発信失敗＋加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗＋余熱除去冷却器出口充てん／高圧注入ポンプ入口連絡弁021A開失敗	8.0E-13	3%		○

別紙 5-9

【主要なカットセットに対する検討（ECCS再循環機能喪失）】

○本グループに含まれる事故シーケンスは、再循環機能が喪失することで炉心損傷に至るシーケンスである。再循環機能が喪失する要因としてはポンプ故障、注入配管閉塞、再循環切替え失敗、水源喪失等が考えられるが、ここでは弁の操作失敗等人的過誤が支配的となっている。その場合でも２次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することが可能である。

○「大破断LOCA＋低圧再循環失敗」において、運転員が再循環切替えの診断に失敗することで、炉心損傷に至るカットセットが支配的となった。運転員は事故時運転手順書の記載項目に基づいて作業を行い、また、運転員は事故時の操作に関して十分な訓練を受けていることから、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がたい。

○「DC母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁LOCA＋低圧再循環失敗」のシーケンスにおいては、DC母線が１系列喪失して加圧器逃がし弁／安全弁LOCAが発生した状態において、残りの１系列側の空調系が喪失し、充電器室の温度が許容温度以上に上昇することで、直流電源が喪失するカットセットも抽出された。これらの発生頻度は非常に小さいものの、仮に発生した場合、パラメータ監視等に必要な直流電源が喪失するため、炉心損傷を防止できない可能性がある。この場合の対策として、空調系のダンパを強制的に開とし、充電器室の空調を確保すること等が考えられる。

第７表　「格納容器バイパス」の事故シーケンスを構成する主要なカットセット

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
蒸気発生器伝熱管破損 ＋破損SG隔離失敗	2.1E-07	①SGTR事象診断過誤による破損SGへの給水停止失敗＋主蒸気管破断	6.5E-08	31%	クールダウン＆ リサーキュレーション	○
		②破損SG T/D-AFWP駆動蒸気元弁575A 閉失敗	2.3E-08	11%		○
		③破損SGタービン動補助給水ポンプ蒸気供給ライン元弁575A閉操作 (中央及び現場)失敗	1.1E-08	5%		○
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＆ 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（格納容器バイパス)】

○本グループ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やインターフェイスシステムLOCAが発生するものであるが、いずれの場合もECCS等を用いたクールダウンアンドリサーキュレーションを実施することで炉心損傷防止が可能である。

２．レベル 1.5PRA

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 1.5PRA では炉心損傷時のプラント損傷状態（PDS）により、事故シーケンスをグループ化し、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の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すべての事故シーケンスを対象に上位３位までのカットセットを抽出することとし、主要なカットセット及び格納容器破損防止対策の整備状況等の対比について整理した。（第８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有効性評価を行う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重大事故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８表　格納容器破損モードごとの主要なカットセット

格納容器破損モード	PDS	主要なカットセット	CFF (/炉年)	寄与割合	全 CFF (/炉年)	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）	SED	原子炉補機冷却機能喪失 RCP シール LOCA 発生	1.9E-04	97.4%	2.0E-04	常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ及び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	○
	TED	手動停止 アプリケーションソフト共通原因故障	2.1E-06	1.1%			○
	TED	過渡事象 アプリケーションソフト共通原因故障	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）	SED	原子炉補機冷却機能喪失 RCP シール LOCA 発生	2.0E-06	99.2%	2.0E-06	常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ及び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	○
	TED	手動停止 アプリケーションソフト共通原因故障	6.6E-09	0.3%			○
	SED	原子炉補機冷却機能喪失 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	SED	原子炉補機冷却機能喪失 RCP シール LOCA 発生	2.0E-06	94.4%	2.1E-06	加圧器逃がし弁手動開による１次系強制減圧	○
	TEI	手動停止 復水タンク閉塞	8.1E-09	0.4%			○
	TED	手動停止 アプリケーションソフト共通原因故障	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	AEI	中破断 LOCA 手動弁 047B 閉塞	9.9E-10	11.4%	8.7E-09	（原子炉格納容器の耐力にて健全性を維持可能）	○
	AEI	中破断 LOCA 手動弁 047C 閉塞	9.9E-10	11.4%			○
	AEW	大破断 LOCA 運転員 大破断 LOCA 診断失敗	5.9E-10	6.8%			○
水素燃焼	TEI	手動停止 復水タンク閉塞	1.5E-08	7.8%	1.9E-07	PAR	○
	TEI	過渡事象 復水タンク閉塞	6.2E-09	3.3%			○
	TEI	２次冷却系の破断 運転員　２次冷却系の破断の発生 診断失敗	6.1E-09	3.2%			○
溶融炉心・コンクリート相互作用	SED	原子炉補機冷却機能喪失 RCP シール LOCA 発生	2.2E-07	7.3%	3.0E-06	常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ	○
	TEI	手動停止 復水タンク閉塞	1.9E-07	6.2%			○
	TED	手動停止 アプリケーションソフト共通原因故障	1.6E-07	5.5%			○

【主要なカットセットに対する検討】

○ 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧)」、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温)」

主要なカットセットは原子炉補機冷却機能喪失時の RCP シール LOCA、手動停止又は過渡事象時の補助給水起動失敗（アプリケーションソフト共通原因故障）である。

原子炉補機冷却機能喪失では、ECCS、制御用空気系など安全上重要な各種機器が不動作となり、補助給水起動失敗では原子炉トリップに成功するものの２次系による炉心冷却機能が喪失し、炉心温度・圧力が上昇して結果的に炉心損傷に至る。

これらに対しては、重大事故等対処設備として整備している常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ及び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は、主要なカットセットの機器・設備とは独立して使用可能であり、その機能に期待できる。

○ 「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は原子炉補機冷却機能喪失時の RCP シール LOCA、手動停止時の２次冷却系からの除熱機能喪失（復水タンク閉塞）及び手動停止時の補助給水起動失敗（アプリケーションソフト共通原因故障）が支配的である。

これらに対しては、重大事故等対処設備として整備している加圧器逃がし弁手動開による１次系強制減圧は主要なカットセットの機器・設備とは独立して使用可能であり、その機能に期待できる。

○ 「原子炉圧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は中破断 LOCA 時における注入ラインの閉塞及び大破断 LOCA 時における運転員による大破断 LOCA 診断失敗が支配的であるが、水蒸気の発生に必要となる格納容器内への注水として格納容器スプレイが前提となり、この場合には格納容器の耐力にて水蒸気による圧力スパイクの際にも格納容器の健全性を確保できる。

○ 「水素燃焼」

主要なカットセットとなる手動停止又は過渡事象時の２次冷却系からの除熱機能喪失（復水タンク閉塞)、２次冷却系の破断（診断失敗）は重大事故対策として整備している PAR の機能を妨げるものではなく、その機能に期待できる。

○ 「溶融炉心・コンクリート相互作用」

主要なカットセットとなる原子炉補機冷却機能喪失時の RCP シール LOCA、手動停止時の２次冷却系からの除熱機能喪失（復水タンク閉塞)、手動停止時の補助給水起動失敗（アプリケーションソフトの共通原因故障）について、重大事故等対処設備として整備している常設電動注入ポンプによる CV 内注水は、主要なカットセットの機器・設備とは独立して使用可能であり、その機能に期待できる。

３．停止時レベル 1PRA

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 PRA において、カットセットが存在する事故シーケンスは“外部電源喪失＋余熱除去機能喪失”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について、POS5(ミッドループ運転状態)の評価値を示す。

各事故シーケンスにおける主要なカットセット及び炉心損傷防止対策の整備状況等について第９表～第 12 表に示す。

（２）主要なカットセットの確認結果

第９表～第 12 表に示したとおりすべての事故シーケンスに対しては、主要なカットセットレベルまで展開した場合においても、整備された炉心損傷防止対策が可能となることを確認した。

第９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	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	全 CDF (/炉年)	炉心損傷 防止対策	対策の 有効性
反応度の誤投入	―	3.1E-08	100%	3.1E-08	純水注入停止 操作	○

【主要なカットセットに対する検討】

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

第 10 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	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	全 CDF (/炉年)	炉心損傷 防止対策	対策の 有効性
原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失	―	4.0E-04	100%	4.0E-04	充てん／高圧注入ポンプによる炉心注入	○
水位維持失敗	―	8.2E-06	100%	8.2E-06		○
オーバードレン	―	8.2E-06	100%	8.2E-06		○

【主要なカットセットに対する検討】

○本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは、原子炉冷却材圧力バウンダリの機能喪失、水位維持失敗又はオーバードレンによって炉心損傷に至る事故シーケンスである。充てん／高圧注入ポンプによる炉心注入などによって１次冷却材の保有水確保を行う炉心損傷防止対策が可能である。

第 11 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	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合	全 CDF (/炉年)	炉心損傷防止対策	対策の有効性
余熱除去機能喪失	—	2.9E-05	100%	2.9E-05	充てん／高圧注入ポンプによる炉心注入	○
外部電源喪失＋余熱除去系による冷却失敗※1	①診断失敗	1.7E-06	81.9%	2.1E-06 (9.9E-06)※2		○
	②ディーゼル発電機A継続運転失敗	1.3E-07	6.2%			○
	③ディーゼル発電機A起動失敗	8.3E-08	4.1%			○
	④余熱除去ポンプA,B起動操作失敗CCF	2.8E-08	1.4%			○
	⑤蓄電池A 機能喪失	1.4E-08	0.7%			○
原子炉補機冷却機能喪失	—	1.1E-05	100%	1.1E-05	常設電動注入ポンプによる炉心注入	○

※1　POS5 における評価値

※2　全 POS の炉心損傷頻度

【主要なカットセットに対する検討】

○本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは、直接の余熱除去機能喪失、外部電源喪失発生後の余熱除去系統回復失敗、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。いずれの事故シーケンス及びカットセットに対しても、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注入または常設電動注入ポンプによる炉心注入などによって、炉心損傷防止が可能である。

第 12 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	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	全 CDF (/炉年)	炉心損傷 防止対策	対策の 有効性
外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失※1	①ディーゼル発電機 A 継続運転失敗＋海水ポンプ C 出口手動弁 503C 戻し忘れ	1.3E-09	20.9%	6.1E-09 (2.9E-08)※2	常設電動注入ポンプによる炉心注入 大容量空冷式発電機	○
	②ディーゼル発電機 A,B 起動失敗 CCF	9.1E-10	14.9%			○
	③ディーゼル発電機 A 起動失敗＋海水ポンプ C 出口手動弁 503C 戻し忘れ	8.3E-10	13.7%			○
	④ディーゼル発電機 A 継続運転失敗＋ディーゼル発電機 B 継続運転失敗	2.9E-10	4.8%			○
	⑤ディーゼル発電機 A,B 継続運転失敗 CCF	2.9E-10	4.7%			○

※1　POS5 における評価値

※2　全 POS の炉心損傷頻度

【主要なカットセットに対する検討】

○　本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは、外部電源喪失後の非常用所内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。事故シーケンスの主要なカットセットに対して常設電動ポンプによる炉心注入及び代替電源である大容量空冷式発電機による電源の確保によって、炉心損傷防止が可能である。

別紙６

地震 PRA、津波 PRA における主要な事故シーケンスの対策等について

１．主要な事故シーケンスの対策について

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

第１表において、地震の全炉心損傷頻度(3.1E-05/炉年)に対する寄与が大きいシーケンスは、外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失(2.9E-05/炉年)である。本シーケンスのうち、ディーゼル発電機の機能喪失となる機器の損傷の場合は、内部事象 PRA と同様の炉心損傷防止対策が有効である。また、一部空調設備の損傷により安全補機開閉器室の室温が許容温度を超えてメタルクラッド開閉装置等電気盤が使用不可となり、全交流動力電源喪失となるシナリオは、室温上昇抑制の対策が長期間全く期待できないとしたものであり、室温上昇を抑制、緩和する現実的な復旧対応が有効と考えられる。この対応可能性は内部事象 PRA において空調設備が故障した場合も同様である。

また、次に寄与が大きいシーケンスである起因事象＋原子炉トリップ失敗(1.1E-06/炉年)については、燃料集合体や制御棒クラスタ等が機械的に損傷し制御棒の挿入に失敗した場合は、多様化自動作動設備の作動に期待できないが、ATWS が発生する規模の地震発生時には、タービンが健全に動き続けていることは考えにくく、耐震性の低い２次系での破断、漏えいにより本設の主蒸気隔離信号が発信することで、事象緩和に期待できる。

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

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

２．地震 PRA、津波 PRA における重複シーケンスの考慮について

内部事象 PRA においては、起因事象の重ね合わせは頻度が小さくなるため考慮していないが、地震や津波では複数の起因事象が同時に発生する可能性がある。

地震 PRA や津波 PRA において炉心損傷頻度の算出を行う際には、起因事象は階層化を行い、影響の大きい事象で代表させて評価を行っている。例えば大破断 LOCA に該当する機器等の損傷が発生し

た場合、さらに小破断 LOCA に該当する機器等の損傷が複合して発生したとしても、大破断 LOCA の事象進展に有意に影響することは考えにくいため、組合せは考慮不要としている。

地震や津波により複数の機器が損傷し、複数の事象が重畳する場合、起因となる機器とサポート系機器や共用系機器との重畳程度であれば、評価は可能である。例えば、全交流動力電源喪失や原子炉補機冷却機能喪失など、安全機能のサポート系が喪失する事象と、LOCA 事象や２次冷却系の破断等が重畳した場合は、LOCA 事象や２次冷却系の破断等のシーケンスで代表させ、電源系や原子炉補機冷却系の喪失は、ECCS 系や補助給水等のサポート系の喪失として適切に評価している。

ただし、さらに複数の事象が重畳するような場合は、事故シーケンスとして整理すると複雑になりすぎ、かえって分かりにくくなってしまうため、事故シーケンスで区別せず、事故シーケンスの発生に支配的な機器を分析することで対応している。実際に複数の事象が重畳した場合は、発生した事象に対してそれぞれ有効な対策を実施していくことになるが、今回の PRA 評価は、対策を検討する対象とすべき事故シーケンスを選定することに主眼をおいて実施しており、対策を考慮した複合事故シーケンスのモデル化は実施しておらず、シナリオの想定が困難なケース（例えば、原子炉建屋が損傷して建屋内の機器が複数損傷するような事象）は炉心損傷直結事象として整理している。

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

事故 シーケンス	CDF (/炉年)	寄与 割合	FV 重要度上位機器	対策	対策 有効性	その他 対策
外部電源喪失 ＋非常用所内交流 電源喪失	2.9E-05	92.6%	ディーゼル発電機室 給気ファン	大容量空冷式発電機 ＋２次系強制冷却＋ 常設電動注人ポンプ による炉心注入	○	－
			ディーゼル発電機室 換気系ダクト		○	－
			ディーゼル発電機室 空気作動ダンパ		○	－
			中央制御室空調 ユニット		×	○※1
			空調用冷水膨張タンク		×	
			安全補機開閉器室 空調系逆止弁		×	
起因事象＋原子炉 トリップ失敗	1.1E-06	3.5%	燃料集合体	多様化自動作動設備	×	○※2
			制御棒クラスタ		×	○※2

※１：例えば、負荷を切り離して室温上昇から機能喪失に至るまでの時間余裕を確保する、ドア開放及び可搬式送風機等を設置して室温上昇を抑制する、等の対策が考えられる。

※２：本設の保護系による補助給水起動には期待できるものの、地震時には耐震性の低いタービントリップ信号及び多様化自動作動設備からの主蒸気隔離信号は発信に期待できない可能性がある。ただし、ATWS が発生する規模の地震発生時には、タービンが健全に動き続けていることは考えにくく、耐震性の低い２次系での破断、漏えいにより本設の主蒸気隔離信号が発信するならば事象緩和に期待できる。

第２表　津波 PRA における事故シーケンスごとの主要なカットセット

事故 シーケンス	CDF (/炉年)	寄与 割合	主要なカットセット	対策	対策 有効性	その他 対策
外部電源喪失 ＋非常用所内交流 電源喪失	4.9E-12	<0.1%	所内/主/予備変圧器喪失 ＋ディーゼル発電機機能喪失	大容量空冷式発電機 ＋２次系強制冷却＋ 常設電動注人ポンプ による炉心注入	○	－
原子炉補機冷却 機能喪失 ＋RCP シール LOCA	3.8E-08	99.5%	原子炉補機冷却機能喪失 ＋RCPシールLOCA発生	２次系強制冷却＋ 常設電動注入ポンプ による炉心注入	○	－
原子炉補機冷却機能喪失＋加圧器逃がし弁/安全弁 LOCA	1.7E-10	0.4%	原子炉補機冷却機能喪失 ＋加圧器安全弁再閉止失敗		○	－

対策有効性の記号の意味

○：内部事象 PRA と同様の対策が有効

×：内部事象 PRA と同様の対策が期待できない可能性がある

別紙７

格納容器直接接触（シェルアタック）の除外理由について

必ず想定する格納容器破損モードのうち、格納容器直接接触（シェルアタック）については、審査ガイドでは次のように記載されている。

> （５） 格納容器直接接触（シェルアタック）
> a. 現象の概要
> 原子炉圧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。

この格納容器直接接触（シェルアタック）については、NUREG/CR-6025 にて知見がまとめられている。なお、格納容器直接接触（シェルアタック）について、NUREG/CR-6025 では、メルトアタック及びライナーアタックと呼ばれている。

・NUREG/CR-6025 では格納容器直接接触（シェルアタック）について、BWR マークⅠ型プラントに対する検討が行われている。BWR マークⅠ型のドライウェル及びサプレッションプールの模式図を図１及び図２に示す。BWR マークⅠ型では原子炉容器から流出した溶融炉心がペデスタルと呼ばれる台座で囲われたエリアに落下するが、ペデスタルに開口部があり、溶融炉心が広がった際に格納容器の壁面に接触するという事象があることを示している。

・このような事象が発生しやすいプラント構造は、マークⅠ型 BWR 特有であり、PWR では原子炉格納容器が大きく、溶融炉心が落下する原子炉下部キャビティから原子炉格納容器壁面へ溶融炉心が流れる構造にはなっていない（図３参照）。このため、溶融炉心が床面で拡がり原子炉格納容器の壁に接触するような事象（シェルアタック）の発生の可能性はない。

・よって、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ため想定する格納容器破損モードから除外した。

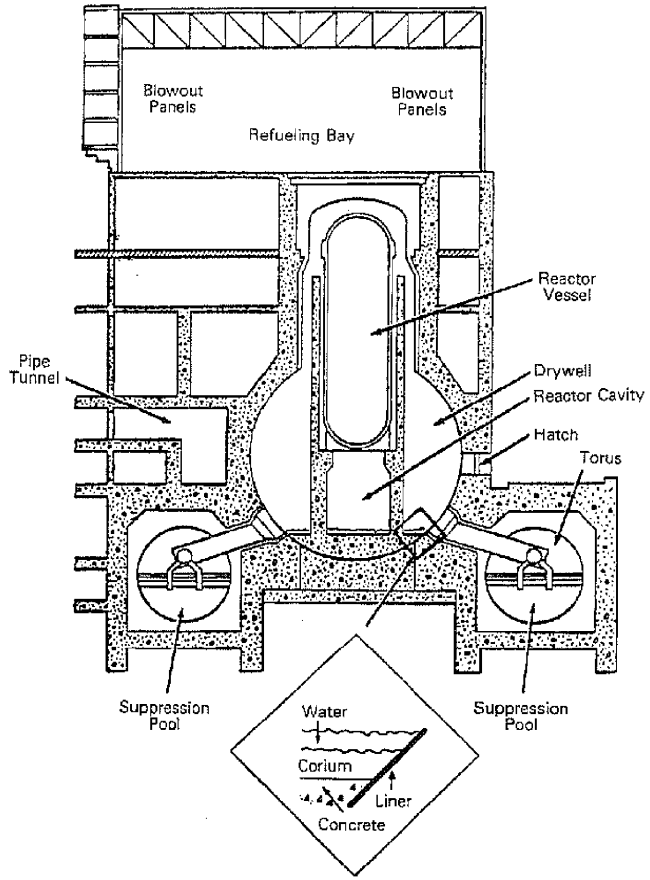


図１　BWRマークⅠ型プラントにおける格納容器直接接触

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

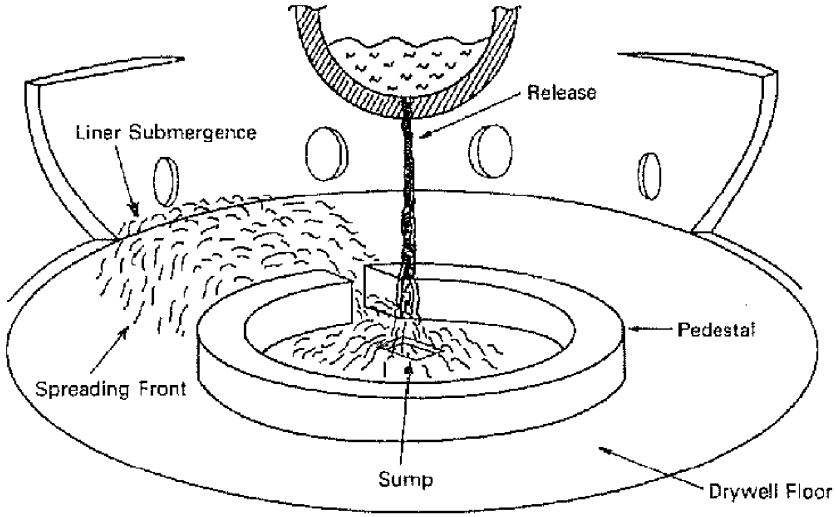


図２　BWRマークⅠ型プラントにおける格納容器直接接触の物理現象図

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

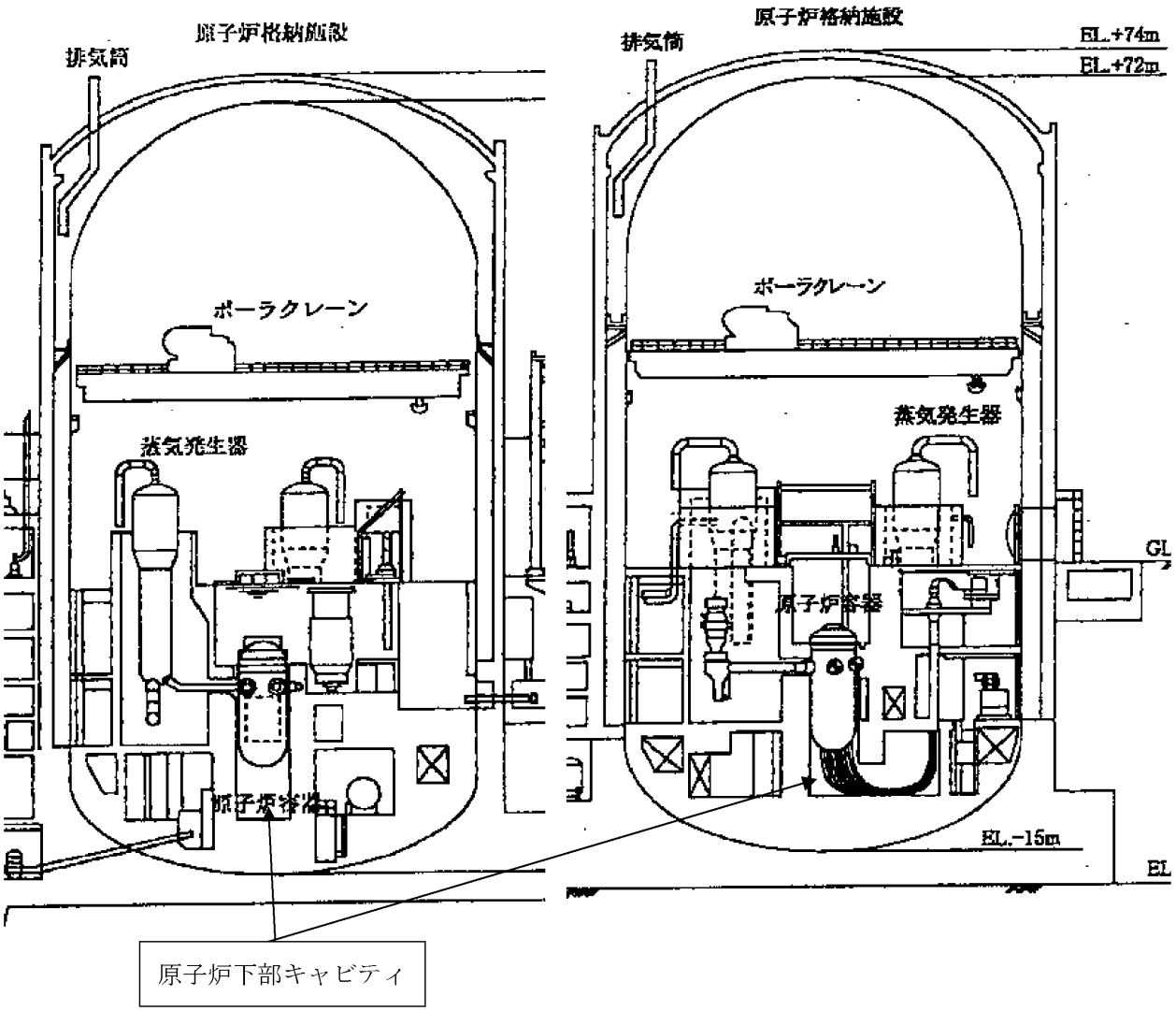


図３　川内１号炉及び２号炉の原子炉下部キャビティ

別紙８

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

αモードについては、学会標準及び NUREG に以下の記載があり、米国での研究において発生頻度は非常に低いと評価されている。米国 WH 社プラントと構造の類似している国内 PWR でも、同様にαモード破損は無視し得ると考える。

【学会標準 7.4.1 項抜粋】

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格納容器バウンダリを破損する可能性がある。

WASH-1400 の評価においては、特に、後者がαモード破損として、早期格納容器破損モードとして指摘され、これによって水蒸気爆発の研究が促進された。現在、これらの研究に基づき、αモード破損はリスクの観点からは解決されていると、ほとんどの専門家が認識している。

【NUREG】

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

①水蒸気爆発に関与する溶融燃料の質量が限られる（溶融炉心の下部プレナムへの大量同時落下が起きにくい）。

②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－冷却材相互作用のエネルギが抑制される。

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ぱ爆発することが物理的に起きにくい。

⑤機械エネルギ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吸収等）がある。

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

別紙９

βモード（格納容器隔離失敗）の想定について

内部事象レベル1.5PRA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．隔離失敗確率で参照した米国文献（NUREG／CR-4220）

Large leakage events の発生確率として、NUREG/CR-4220 に記載のある 5.0E-03 を用いている。

この確率はLER（Licensee Event Report）データベース（データ集計期間：1965年～1983年）から大規模漏えいに至る事象（４件）を抽出し、その時の運転炉年（740 炉年）で割り算して求めた値である。

LERではエアロック関連事象が302件、うちエアロックドア開が75件あったが、これらの殆どは数秒から数時間という短時間であった。

４時間継続したものとして４件(表１参照)が抽出され、うち２件は格納容器に穴が開いたもの、１件は隔離弁開、１件はバイパス弁開である。

表１　大規模漏えいに至る事象

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

出典）NUREG/CR-4220（Reliability Analysis of Containment Isolation System）

２．実プラントにおいて想定される格納容器隔離失敗（漏えい経路）

実プラントにおける格納容器隔離失敗として、機械的な破損による隔離失敗、人的過誤による弁・フランジの復帰忘れが考えられる。

①機械的な破損による隔離失敗

・格納容器貫通部スリーブからの漏えい
格納容器内から格納容器外（アニュラス部）への配管貫通部にはスリーブが設置されており、このスリーブが破損すると格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。

・アクセス部からの漏えい
機器搬入口、通常用エアロック、非常用エアロックなどのアクセス部はガスケットによりシールされている。このシール部及び溶接部が破損すると格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。

・格納容器空調系統からの漏えい
格納容器給気系統等のバウンダリの破損により格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。これらの系統は通常運転中は隔離弁により隔離されているが、隔離弁からの漏えいがあるとアニュラス部、補助建屋等に格納容器内雰囲気が漏えいする。

・格納容器外バウンダリからの漏えい
格納容器再循環配管及び格納容器スプレイ配管は格納容器内雰囲気と連通しており、これらのバウンダリが破損すると格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。

②人的過誤による弁・フランジの復旧忘れ

・漏えい試験配管からの漏えい
定期点検後格納容器漏えい試験が実施され、格納容器の健全性が確認される。その際、共通要因故障として漏えい試験配管のフランジ閉め忘れの可能性が考えられる。

・燃料移送管からの漏えい
燃料交換時、燃料移送管のフランジカバー、隔離弁が解放される。その際、ヒューマンエラーとしてこれらの閉め忘れの可能性が考えられる。

（参考）米国における最近の隔離失敗実績について

①最近の隔離失敗実績調査

今回のレベル 1.5PRA では、NUREG/CR-4220（1985 年）に基づいた隔離失敗確率を用いているため、それ以降の米国での隔離失敗実績について調査した。調査対象として、EPRI による総合漏えい率試験（ILRT：Integrated Leak Rate Test）の試験間隔の延長に対するリスク影響評価に関する報告書[注 1)]（以下、EPRI 報告書という。）を選定した。

EPRI 報告書は NUREG-1493（1995 年）のデータ、2007 年までの ILRT データ及び LER 等の調査結果も含まれることから最近の米国の隔離失敗事例調査に最適な文献であると判断した。なお、米国原子力規制委員会の NUREG シリーズには NUREG-1493（1995 年）以降の新しい隔離失敗に関する文献がないことから選定していない。

この EPRI 報告書では、2007 年までの米国での 217 件の ILRT 事例を整理したとされており、その中で漏えい事象として 75 件（プラント名、漏えい率等が不明な事例を含む。）の事例が記載されている。この内訳は、機械的な破損による漏えい 71 件、人的過誤による弁・フランジの復帰忘れ４件となっている。

ただし、75 件の ILRT 事例のうち、格納容器隔離失敗の対象となる大規模漏えいに至る隔離失敗実績は０件と記載している。

なお、表２に示す３件が設計漏えい率の 10 倍以上の事例として抽出されている。しかしながら、EPRI 報告書では大規模漏えいに至るような隔離失敗の漏えい規模は保守的に考えても設計漏えい率（0.1%/day）の 35 倍、現実的には設計漏えい率の 600～6000 倍としており、抽出された３件は大規模漏えいの対象外としている。

また、今回の PRA で参照した NUREG/CR-4220 における大規模漏えいとした４件は小規模のドリルホールから６インチ破断までと記載され保守的に６インチに想定するとしている。NUREG/CR-4220 のリーク率の計算[注 2)]に基づくと、この６インチ開口では設計漏えい率の数百倍以上となるため、EPRI 報告書の大規模漏えいの定義とは整合が取れたものとなっている。

注 1）EPRI 報告書について以下に補足する。
- 文献の名称は、EPRI 1018243, “Risk Impact Assessment of Extended Integrated Leak Rate Testing Intervals”, Revision 2-A of 1009325, October 2008
- EPRI 報告書においては調査したデータには、①NUMARC Survey Data（1994 年）、②NEI Survey Data（2001）、③Recent ILRT Data（2007）、④補足データ（NUREG-1493、LER 等）が含まれる。

注 2）NUREG/CR-4220 のリーク率の計算式は以下のとおり。

L＝A／（2.55E-08×V）

L：leakage, wt %/day,

A：leak area, sq. inch.

V：Containment Volume, cubic ft.

表２　大規模漏えいに至らない隔離失敗事例（参考）

Reactor※1	Date	Event
不明	1984 年 8 月	記載なく詳細不明
不明	1985 年 11 月	記載なく詳細不明
Dresden 2（BWR Mark1）	1990 年 12 月	真空破壊弁の漏えい

※1：ユニット名を不明とした事例は、EPRI 報告書の ILRT 事例の出典である 1994 年の NEI（当時は NUMARC）の調査データでユニット名が不明であるため、EPRI 報告書にも記載されていない。

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、EPRI 報告書による最近の隔離失敗実績の調査からは大規模漏えい事例は抽出されていないことから、隔離失敗件数０件に対して感度解析を行った。

EPRI データは複数のデータを組み合わせており、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 3)]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 CFF は 5.8E-07/炉年となり、今回のレベル 1.5PRA の評価結果（1.2E-06/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 3）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 ILRT が実施されている。

（算出式）

隔離失敗確率は ILRT 実施回数で発生実績 0 件（計算上 0.5 件とした）を除して算出する。さらに、川内１号炉及び２号炉の炉心損傷頻度（2.5E-04/炉年）に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。

・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：2.5E-04×0.0023＝5.8E-07（/炉年）

別紙10

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評価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、WH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条件下でのクリープ破損による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、サージライン、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、サージライン、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除熱が加熱を防ぐため、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4.3E-08／炉年であり全CFFへの寄与も0.02%程度である。

レベル1PRA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。万が一、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など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。

別紙11

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、川内１号炉及び２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

原子炉容器が低い圧力状態で損傷すると、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、常設電動注入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。

別紙12

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 1.5PRA の知見を活用した格納容器破損防止対策に係る評価事故シーケンスの選定方法としては、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（PDS）を選定し、第２ステップにて選定された PDS の中から結果が厳しくなると判断される格納容器破損シーケンスを評価事故シーケンスとして選定している。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 PRA 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 PDS の選定方法

格納容器への負荷（圧力）及び事象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。

・破断規模の大きい大中破断LOCA（A**）が、格納容器内の圧力上昇及び事象進展が厳しい。
・ウェット状態（**W）はECCS又は格納容器スプレイによる格納容器内への注水があり、注水時には格納容器内の圧力上昇は抑制されることから、ドライ状態（**D）が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 PDS である AED のうち、破断規模が大きいほうが事象進展が早くなることから、①大破断 LOCA＋低圧注入失敗＋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 PDS：AED
①大破断 LOCA＋低圧注入失敗※1＋格納容器スプレイ注入失敗
②中破断 LOCA＋高圧注入失敗＋低圧再循環失敗※2＋格納容器スプレイ注入失敗

※１：高圧注入失敗を重畳して扱う
※２：低圧注入失敗を重畳して扱う

（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 PDS の選定方法

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、TED が最も厳しい PDS となる。

・格納容器内に水の持ち込みのない（**D）が、格納容器内の温度上昇について厳しい。
・RV破損時に高圧で溶融物が格納容器内に分散し、溶融物の表面積が大きくなり溶融物から格納容器内雰囲気への伝熱が大きくなる小LOCA（S**）、過渡事象（T**）が格納容器内の温度上昇について厳しくなる。
・また、補助給水による冷却がない（T**）が格納容器内の温度上昇について厳しい。

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次系圧力が高圧で溶融物が格納容器内に分散す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次系が高圧になり、溶融物が格納容器内に分散しやすくなる③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次系圧力が高圧に維持される③全交流動力電源喪失シーケンスがもっとも厳しい。さらに、事象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 PDS：TED
①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
②外部電源喪失＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
③外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失
④ATWS＋格納容器スプレイ注入失敗
⑤２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
⑥２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
⑦手動停止＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
⑧原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗
⑨過渡事象＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
⑩DC 母線１系列喪失＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

＜補足説明＞

・③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まで１次系圧力が高圧となる。なお、③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。
・①、②、⑤、⑥、⑦、⑨、⑩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次系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③に包絡される。なお、②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。
・⑧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、③も全交流動力電源喪失による原子炉補機冷却機能喪失の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ので⑧は③に包絡される。また、頻度の観点からも⑧が CDF で 2.3E-08 で③が CDF で 5.5E-07 であり、③の方が大きく、包絡されている。
・ATWS が起因事象となる④について、ATWS により炉心出力が高く１次系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次系圧力は③に包絡される。また、頻度の観点からも④が CDF で 7.2E-09 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

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次系の圧力が高い方が溶融物の分散量が大きく、格納容器への負荷が大きいので１次系圧力に着目して抽出する。
・１次系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次系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次系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③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次系高圧）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次系圧力が高圧に維持される③全交流動力電源喪失シーケンスがもっとも厳しい。また、事象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

格納容器への負荷（蒸気生成）及び事象進展の観点から抽出するが、以下の点から、AEWが最も厳しいPDSとなる。
・溶融炉心がより高温となる観点から、事象進展が早くRV破損時の崩壊熱が高い大中破断LOCA（A**）が厳しくなる。
・冷却水から蒸気が急激に生成する観点から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 PDS である AEW のうち、格納容器への負荷（蒸気生成）及び事象進展の観点から抽出する。AEW のうち、破断規模が大きいほうが事象進展が早まることから、大破断 LOCA を抽出する。また、ECCS 注入（高圧・低圧注入）が失敗したほうが事象進展が早まることから、⑤大破断 LOCA＋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。

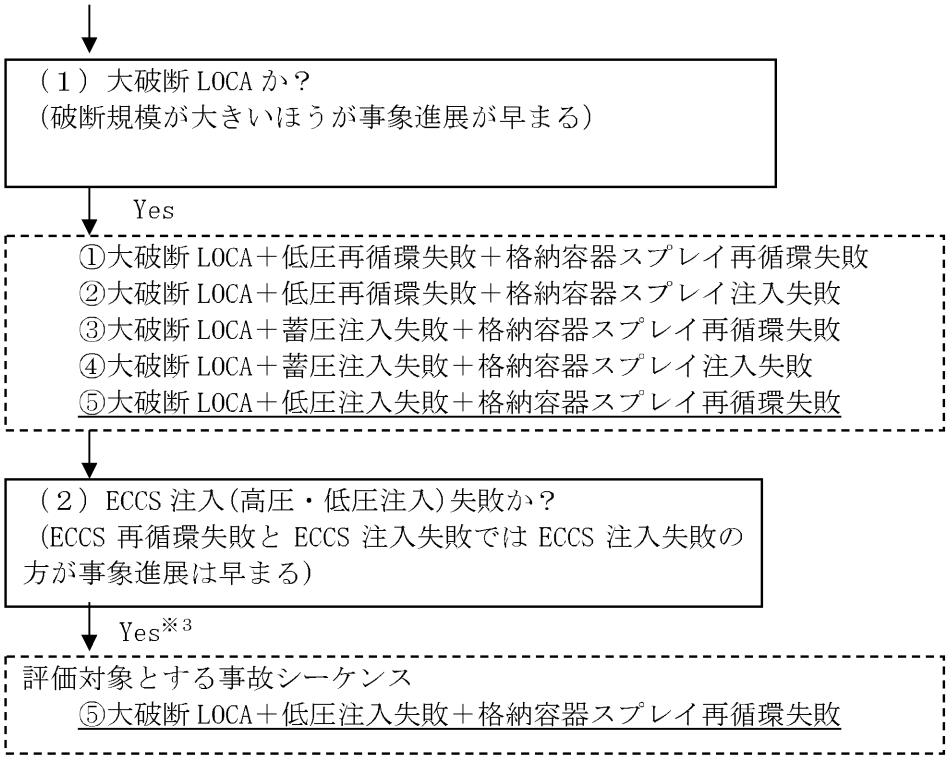
ただし、評価事故シーケンスは、格納容器スプレイ再循環失敗において、冷却水から蒸気が急激に生成する観点から原子炉下部キャビティに溜まる水のサブクール度が相対的に小さい重大事故対策の代替格納容器スプレイによる注入成功を考える。

評価事故シーケンス選定のフロー(参考)

評価対象 PDS：AEW
①大破断 LOCA＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
②大破断 LOCA＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
③大破断 LOCA＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
④大破断 LOCA＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
⑤大破断 LOCA＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
⑥中破断 LOCA＋高圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
⑦中破断 LOCA＋高圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
⑧中破断 LOCA＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
⑨中破断 LOCA＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
⑩中破断 LOCA＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
⑪中破断 LOCA＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
⑫中破断 LOCA＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
⑬中破断 LOCA＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗

（次ページへ）

（前ページより）



※３：

・「(2)ECCS 注入失敗（高圧・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 注入失敗について)

・表１において、低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であるため、「(2)ECCS 注入失敗(高圧・低圧注入)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 注入失敗（高圧・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。※4

・以上のことから、「⑤大破断 LOCA+低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗」を選定する。

※４：蓄圧注入系は他系統とインターフェイスを持たず共通原因故障がないため、定量的には⑤-2 の頻度に対して蓄圧注入系の非信頼度を乗じたものが③-4 の頻度となることから、③-4 の方が⑤-2 よりも３桁以上頻度は低い。

表１　ECCS 注入失敗について

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＋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＋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	－	○

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

格納容器への負荷（水素濃度）及び事象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。

・水蒸気が凝縮され水素濃度が高くなる、格納容器が除熱される状態（**I）のPDSが厳しくなる。
・炉心内のZrー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％が水と反応するものとすることを前提とすると、各PDSで炉心内のZrー水反応による水素発生量の差はなくなるため、事象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。また、Zr に起因するものであることを確認している。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、水素濃度（75％換算）の観点からは、AED で約 2.9vol%、AEI で約 9.4vol%と、**I シーケンスが厳しくなる。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

・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「Zr-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。
・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 注入失敗＋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、常設電動注入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ほうが、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、格納容器内に水が多く存在するほう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 注入失敗（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中破断 LOCA＋高圧注入失敗
②中破断 LOCA＋高圧再循環失敗
③大破断 LOCA＋低圧注入失敗※５
④大破断 LOCA＋低圧再循環失敗
⑤中破断 LOCA＋低圧再循環失敗
⑥中破断 LOCA＋蓄圧注入失敗
⑦大破断 LOCA＋蓄圧注入失敗

※５：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	AEW	AEI	SED	TED	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］	72 時間［CV 破損なし］
MCCI	Zr	289.1kg (32.8%)	5.2kg (0.6%)	1.0kg (0.1%)	173.2kg (19.6%)	249.5kg (28.3%)	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%)
	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%)

＊　(　)内は全炉心 Zr 量の 100%が反応した場合の水素発生量（約 882.6kg）に対する割合を示す。
＊　Zr 等の金属別の水素発生量については、直接 MAAP コードの解析結果から得ることができないため、未酸化 Zr 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

格納容器への負荷（溶融物温度）及び事象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。

・事象進展が早く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、溶融物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物の量を多くする（A**）が厳しくなる。
・格納容器内に注水の無いドライ状態（**D）が溶融物を冷却せずMCCIを抑制しない観点で厳しくなる。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

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格納容器床のコンクリートが侵食され、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。

以上のことから、①大破断LOCA＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ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※６＋格納容器スプレイ注入失敗
②中破断 LOCA＋高圧注入失敗＋低圧再循環失敗※７＋格納容器スプレイ注入失敗

※６：高圧注入失敗を重畳して扱う
※７：低圧注入失敗を重畳して扱う

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にあたり、各ヘディングにおいて必ず分岐を考慮すると、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従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）
・結果（炉心損傷、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。

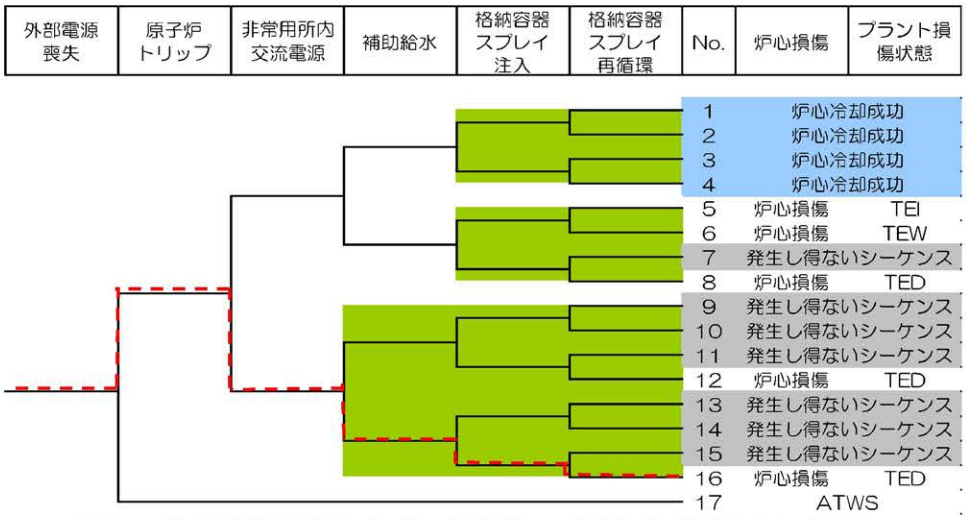


図１　外部電源喪失のイベントツリー（分岐を省略しない場合）

図１において、炉心冷却の成否で分類する場合、緑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 は炉心冷却に成功するので、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となり、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ことから、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失敗後の補助給水、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失敗」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失敗」に事象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失敗＋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。

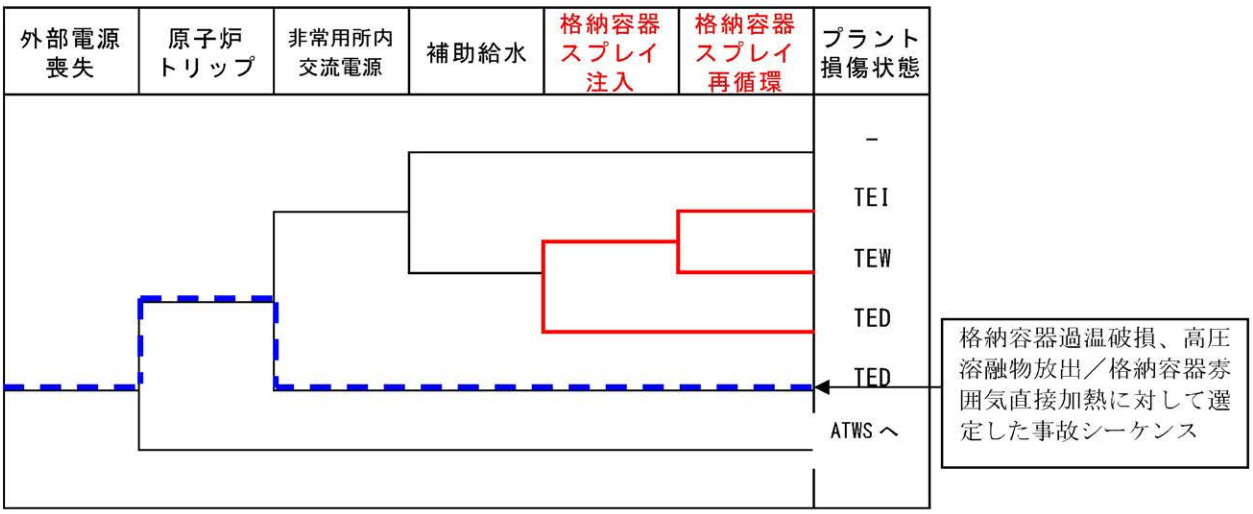


図２　外部電源喪失のイベントツリー（分岐を省略した場合）

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には、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。

別紙13

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

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

＜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っては、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。）

今回の川内１号炉及び２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
２．炉内構造物損傷（過渡事象＋補助給水失敗）
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
６．大破断LOCAを上回る規模のLOCA（Excess LOCA）

これらの事故シーケンスについては、上記ガイドに従い、今回整備した格納容器破損防止対策により原子炉格納容器の機能に期待できることを以下の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※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が確認されていることから、「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次系がより高圧となり、溶融物が格納容器内に分散する割合が多いシーケンス。
また、事象進展を早める観点から補助給水失敗の重畳を考慮する。

２．炉内構造物損傷（過渡事象＋補助給水失敗）

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

３．大破断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、「原子炉圧力容器外の溶融燃料－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※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。

※：AEWのうち、事象進展の早さの観点から、大破断LOCAを選定し、またECCS再循環失敗よりもRV破損までの事象進展の早いECCS注入失敗を考慮している。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ビ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、重大事故対策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) AEIに分類される場合

AEIのPDS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※となる「大破断LOCA＋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。

※：AEIのうち、事象進展の早さの観点から、大破断LOCA＋低圧注入失敗＋高圧注入失敗を選定している。

(c) AEDに分類される場合

AEDのPDSが代表となる格納容器破損モードは、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」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※となる「大破断LOCA＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗」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。

※：AEDのうち、事象進展の早さの観点から、大破断LOCA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は有効である。

６．大破断LOCAを上回る規模のLOCA（Excess LOCA）

この事故シーケンスについても、AEW、AEI及びAEDのいずれかのPDSに分類され、代表となる格納容器破損モードは「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」、「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」、「水素燃焼」及び「溶融炉心・コンクリート相互作用」の４つである。このシーケンスは、大破断LOCAと比較すると以下の差異が考えられる。

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

上記のような違いがあるものの、原子炉容器破損時間の観点では、どちらの場合においても、ブローダウン過程で原子炉容器内の水が短期間に流出する点では変わりなく、炉心注入が無ければ原子炉容器破損までの時間に大きな差は生じないと考えられる。さらに、原子炉格納容器圧力／温度の観点では、どちらの場合においても短期間に１次系エンタルピが原子炉格納容器内に放出される点では類似である。また、原子炉格納容器圧力の初期ピークはExcess LOCAの方が高くなるものの、大破断LOCA解析の事象初期では原子炉格納容器の最高使用圧力の２倍及び200℃に対して十分な裕度があることを確認していることから、Excess LOCAによっても格納容器破損防止対策に期待できるまでの短期間に原子炉格納容器の健全性が損なわれることは無い。以上から、両者で原子炉容器破損時間に大きな差異はなく、また、原子炉格納容器の最高使用圧力の２倍を超えないことから、Excess LOCAと大破断LOCAは同様と判断し、事故シーケンスを代表として有効性評価を実施している。

別添

川内原子力発電所１号炉及び２号炉

確率論的リスク評価（PRA）について

目　　次

1　　レベル1PRA

1.1　内部事象PRA

1.1.1　出力運転時PRA

1.1.2　停止時PRA

1.2　　外部事象PRA

1.2.1　地震PRA

1.2.2　津波PRA

2　レベル1.5PRA

2.1　内部事象PRA

2.1.1　出力運転時PRA

表

出力運転時PRA

第1.1.1.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1.1.1.a-2表　系統設備概要
第1.1.1.b-1表　既往のPRAで選定している起因事象
第1.1.1.b-2表　「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」との対応
第1.1.1.b-3表　EPRI NP-2230 トランジェント分類
第1.1.1.b-4表　運転時の異常な過渡変化とEPRI NP-2230のカテゴリとの対応
第1.1.1.b-5表　グループ化した起因事象
第1.1.1.b-6表　選定した起因事象一覧表
第1.1.1.b-7表　1976年4月以前における事象一覧
第1.1.1.b-8表　起因事象発生頻度（2011年3月31日迄）
第1.1.1.c-1表　成功基準の一覧
第1.1.1.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1.1.1.e-1表　フロントライン系とサポート系の依存性
第1.1.1.e-2表　サポート系同士の依存性
第1.1.1.e-3表　機器タイプ及び故障モード
第1.1.1.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1.1.1.f-1表　共通原因故障を考慮する機器と故障モード
第1.1.1.f-2表　共通原因故障パラメータ（抜粋）
第1.1.1.h-1表　起因事象別炉心損傷頻度
第1.1.1.h-2表　事故シーケンスの分析結果
第1.1.1.h-3表　起因事象別重要度評価結果（FV重要度上位）
第1.1.1.h-4表　起因事象別重要度評価結果（RAW上位）
第1.1.1.h-5表　緩和系の基事象別重要度評価結果（FV重要度上位）
第1.1.1.h-6表　緩和系の基事象別重要度評価結果（RAW上位）
第1.1.1.h-7表　全CDF及び事故シーケンス別CDF不確実さ解析結果
第1.1.1.h-8表　起因事象発生頻度の感度解析結果【プラント固有データの反映】
第1.1.1.h-9表　機器故障率の感度解析結果【プラント固有データの反映】
第1.1.1.h-10表　全炉心損傷頻度の感度解析結果【プラント固有データの反映】

停止時PRA

第1.1.2.a-1表　系統設備概要
第1.1.2.a-2表　川内１号炉及び２号炉定期検査の工程日数の比較
第1.1.2.a-3表　各プラント状態の継続時間
第1.1.2.a-4表　緩和設備の使用可能性
第1.1.2.b-1表　考慮している起因事象の比較
第1.1.2.b-2表　起因事象発生頻度（平成23年３月31日迄）
第1.1.2.e-1表　相互依存表(1/2)
第1.1.2.e-2表　相互依存表(2/2)
第1.1.2.h-1表　POS分類ごと・起因事象ごとの炉心損傷頻度
第1.1.2.h-2表　主要カットセット（POS5における事故シーケンス：海水ポンプD待機除外）
第1.1.2.h-3表　FV重要度評価結果
第1.1.2.h-4表　RAW評価結果
第1.1.2.h-5表　不確実さ解析結果
第1.1.2.h-6表　感度解析結果

地震PRA

第1.2.1.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主な情報源
第1.2.1.a-2表　地震による事故シナリオのスクリーニング
第1.2.1.a-3表　建屋・機器選定のステップ
第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ
第1.2.1.b-1表　主な活断層の震源モデルの諸元
第1.2.1.b-2表　その他の活断層の諸元
第1.2.1.b-3表　各領域の諸元
第1.2.1.c-1-1表　考慮する不確実さ要因の例
第1.2.1.c-1-2表　損傷限界点の現実的な値（地震PSA学会標準）
第1.2.1.c-1-3表　地盤定数
第1.2.1.c-1-4表　川内１号炉原子炉建屋の上部構造物の物性値
第1.2.1.c-1-5表　川内１号炉原子炉補助建屋の上部構造物の物性値
第1.2.1.c-1-6表　現実的な物性値の評価方法
第1.2.1.c-1-7表　川内１号炉原子炉建屋の水平方向解析モデル諸元
第1.2.1.c-1-8表　川内１号炉原子炉建屋の水平方向解析モデル諸元(続き)
第1.2.1.c-1-9表　川内１号炉原子炉建屋蒸気発生器サポート部のばね定数
第1.2.1.c-1-10表　川内１号炉原子炉建屋の地盤のばね定数及び減衰係数
第1.2.1.c-1-11表　川内１号炉原子炉補助建屋の水平方向解析モデル諸元（基準応答モデル）
第1.2.1.c-1-12表　川内１号炉原子炉補助建屋の水平方向解析モデルの鉛直部材のばね値、剛心位置
第1.2.1.c-1-13表　川内１号炉原子炉補助建屋の水平方向解析モデルの水平部材のばね値、剛心位置
第1.2.1.c-1-14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1.2.1.c-1-15表　２点推定法による解析ケース
第1.2.1.c-3-1表　現実的耐力及び現実的応力の不確実さ要因の整理
第1.2.1.c-3-2表(1/3)　原子炉建屋（0/S）の水平方向ＮＳの建屋応答係数
第1.2.1.c-3-2表(2/3)　原子炉建屋（0/S）の水平方向ＥＷの建屋応答係数
第1.2.1.c-3-2表(3/3)　原子炉建屋（0/S）の鉛直方向の建屋応答係数
第1.2.1.c-3-3表(1/3)　原子炉建屋（I/C）の水平方向ＮＳの建屋応答係数
第1.2.1.c-3-3表(2/3)　原子炉建屋（I/C）の水平方向ＥＷの建屋応答係数
第1.2.1.c-3-3表(3/3)　原子炉建屋（I/C）の鉛直方向の建屋応答係数
第1.2.1.c-3-4表(1/3)　原子炉補助建屋(A/B)の水平方向ＮＳの建屋応答係数
第1.2.1.c-3-4表(2/3)　原子炉補助建屋(A/B)の水平方向ＥＷの建屋応答係数
第1.2.1.c-3-4表(3/3)　原子炉補助建屋(A/B)の鉛直方向の建屋応答係数
第1.2.1.d-1表　起因事象の条件付き発生確率
第1.2.1.d-2表　起因事象別炉心損傷頻度
第1.2.1.d-3表　加速度区分別炉心損傷頻度評価結果
第1.2.1.d-4表　建屋・機器ごとのFV重要度評価結果
第1.2.1.d-5表　事故シーケンスグループごとのFV重要度評価結果
第1.2.1.d-6表　不確実さ解析結果
第1.2.1.d-7表　川内サイト地震ハザードデータ
第1.2.1.d-8表　全CDFの不確実さと地震特有のシーケンスの不確実さによる比の確認
第1.2.1.d-9表　相関性を設定した冗長設備の条件付き損傷確率（完全相関の場合）
第1.2.1.d-10表　相関性を設定した冗長設備の条件付き損傷確率（独立の場合）
第1.2.1.d-11表　感度解析結果

津波PRA

第1.2.2.a-1表　評価に必要な情報及び主な情報源
第1.2.2.a-2表　津波プラントウォークダウン結果
第1.2.2.a-3表　考慮すべき津波による損傷・機能喪失要因及び対象SSCの種類
第1.2.2.a-4表　津波による損傷・機能喪失要因と対象設備
第1.2.2.a-5表　津波により発生する起因事象の選定
第1.2.2.a-6表　重要事故シーケンス評価用の津波シナリオ区分
第1.2.2.a-7表　機器リスト（抜粋）
第1.2.2.d-1表　津波シナリオ区分ごとの津波発生頻度及び炉心損傷頻度
第1.2.2.d-2表　成功基準
第1.2.2.d-3表　フロントライン系とサポート系の依存性
第1.2.2.d-4表　津波シナリオ区分ごとの評価結果と主要なミニマルカットセット
第1.2.2.d-5表　起因事象別CDF 結果
第1.2.2.d-6表　重要度整理結果
第1.2.2.d-7表　感度解析結果

レベル1.5PRA

第2.1.1.b-1表（1/3）　事故のタイプと１次系圧力の分類記号
第2.1.1.b-1表（2/3）　炉心損傷時期の分類記号
第2.1.1.b-1表（3/3）　原子炉格納容器内事故進展の分類記号
第2.1.1.b-2表　プラント損傷状態の定義
第2.1.1.b-3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2.1.1.b-4表　プラント損傷状態別の炉心損傷頻度
第2.1.1.c-1表　原子炉格納容器の健全性に影響を与える負荷の種類の抽出
第2.1.1.c-2表　プラント損傷状態と負荷の対応
第2.1.1.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2.1.1.c-4表　格納容器破損モードの選定
第2.1.1.d-1表　シビアアクシデント時の物理化学現象の整理
第2.1.1.d-2表　ヘディングの選定及び定義
第2.1.1.d-3表　ヘディングの従属性
第2.1.1.e-1表　事故進展解析の対象とした代表事故シーケンス
第2.1.1.e-2表　解析コードの基本解析条件
第2.1.1.e-3表　各事故シーケンスの事故進展解析条件
第2.1.1.e-4表　事故進展解析結果（主要事象発生時刻）
第2.1.1.e-5表　事故進展解析結果（シビアアクシデント負荷）
第2.1.1.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2.1.1.f-1表　分岐確率のあてはめ方法
第2.1.1.f-2表　格納容器イベントツリー分岐確率の設定
第2.1.1.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2.1.1.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2.1.1.f-5表　起因事象別格納容器破損頻度
第2.1.1.g-1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2.1.1.g-2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
第2.1.1.g-3表　格納容器破損カテゴリ別格納容器破損頻度不確実さ解析
第2.1.1.g-4表　格納容器破損モード別格納容器破損頻度

図

出力運転時PRA

第1.1.1-1図　内部事象レベル1PRA評価フロー
第1.1.1.a-1図　１次冷却設備系統説明図
第1.1.1.a-2図　工学的安全設備の概要
第1.1.1.a-3図　原子炉保護系設備系統説明図
第1.1.1.a-4図　化学体積制御設備系統説明図
第1.1.1.a-5図　非常用炉心冷却設備の系統説明図
第1.1.1.a-6図　原子炉格納容器スプレイ設備系統説明図
第1.1.1.a-7図　開閉所単線結線図
第1.1.1.a-8図　所内単線結線図
第1.1.1.a-9図　直流電源設備及び計測制御用電源設備
第1.1.1.a-10図　工学的安全施設作動設備説明図
第1.1.1.a-11図　原子炉補機冷却水設備系統説明図
第1.1.1.a-12図　原子炉補機冷却海水設備系統説明図
第1.1.1.a-13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1.1.1.a-14図　制御用空気設備系統説明図
第1.1.1.a-15図　タービン系統説明図
第1.1.1.a-16図　原子炉格納施設の構造概要図
第1.1.1.a-17図　アニュラス空気浄化設備系統図
第1.1.1.b-1図　国内PWRプラントの運転実績（発電時間）に対するトリップ事象の発生割合
第1.1.1.b-2図　余熱除去系簡略図
第1.1.1.b-3図　インターフェイスシステムLOCAの想定
第1.1.1.d-1(a)図　大破断LOCAイベントツリー
第1.1.1.d-1(b)図　中破断LOCAイベントツリー
第1.1.1.d-1(c)図　小破断LOCAイベントツリー
第1.1.1.d-1(d)図　極小LOCAイベントツリー
第1.1.1.d-1(e)図　インターフェイスシステムLOCAイベントツリー
第1.1.1.d-1(f)図　主給水流量喪失イベントツリー
第1.1.1.d-1(g)図　過渡事象イベントツリー
第1.1.1.d-1(h)図　外部電源喪失イベントツリー
第1.1.1.d-1(i)図　ATWSイベントツリー
第1.1.1.d-1(j)図　２次冷却系の破断イベントツリー
第1.1.1.d-1(k)図　蒸気発生器伝熱管破損イベントツリー
第1.1.1.d-1(l)図　原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー
第1.1.1.d-1(m)図　手動停止イベントツリー
第1.1.1.d-1(n)図　DC母線１系列喪失イベントツリー
第1.1.1.e-1図　故障モードのスクリーニング手順
第1.1.1.f-1図　共通原因故障同定のフロー
第1.1.1.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1.1.1.h-1図　起因事象別炉心損傷頻度
第1.1.1.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1.1.1.h-3図　全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果（基事象－FV重要度）
第1.1.1.h-4図　全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果（基事象－RAW）
第1.1.1.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1.1.1.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1.1.1.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1.1.2.a-1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1.1.2.a-2図　ミッドループ運転概要図
第1.1.2.b-1図　炉心損傷に至る可能性のある異常事象のマスターロジックダイヤグラム
第1.1.2.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1.1.2.d-1(b)図　オーバードレンイベントツリー
第1.1.2.d-1(c)図　水位維持失敗イベントツリー
第1.1.2.d-1(d)図　余熱除去機能喪失イベントツリー
第1.1.2.d-1(e)図　外部電源喪失イベントツリー
第1.1.2.d-1(f)図　原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー
第1.1.2.d-1(g)図　反応度の誤投入イベントツリー
第1.1.2.e-1図　システム信頼性の評価例
第1.1.2.h-1図　POS別炉心損傷頻度
第1.1.2.h-2図　起因事象別炉心損傷頻度

地震PRA

第1.2.1-1図　地震レベル1PRAの評価フロー
第1.2.1.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1.2.1.a-2図　プラントウォークダウン結果
第1.2.1.b-1図　敷地周辺の主な活断層
第1.2.1.b-2図　代表断層の応答スペクトル
第1.2.1.b-3図　その他の活断層
第1.2.1.b-4図　萩原（1991）及び垣見ほか（2003）による領域区分
第1.2.1.b-5図　川内原子力発電所から100km以内の領域をモデル化した結果及び1926年～2008年12月までの200km以浅でM5.0以上の震央分布
第1.2.1.b-6図　地域ごとの地震規模別発生頻度の評価
第1.2.1.b-7図　観測記録による補正
第1.2.1.b-8図　設定したロジックツリー
第1.2.1.b-9図　平均地震ハザード曲線
第1.2.1.b-10図　特定震源モデルによる確率論的地震ハザードの内訳
第1.2.1.b-11図　フラクタイル地震ハザード曲線
第1.2.1.b-12図　川内原子力発電所のフラクタイルハザード距離減衰式の補正なし
第1.2.1.b-13図　川内原子力発電所のフラクタイルハザード距離減衰式の補正あり
第1.2.1.b-14図　一様ハザードスペクトルと基準地震動の応答スペクトルの比較
第1.2.1.b-15図　周波数ごとの平均ハザード曲線
第1.2.1.b-16図　川内原子力発電所の震源別平均ハザード
第1.2.1.b-17図　年超過確率10^{-4}一様ハザードスペクトル適合模擬波
第1.2.1.c-1-1図　原子炉建屋の概略平面図(EL.5.0m、13.3m)
第1.2.1.c-1-2図　原子炉建屋の概略断面図（Ⓐ－Ⓐ断面）
第1.2.1.c-1-3図　原子炉補助建屋の概略平面図(EL.13.3m)
第1.2.1.c-1-4図　原子炉補助建屋の概略断面図
第1.2.1.c-1-5図　川内１号炉原子炉建屋地震応答解析モデル（水平方向）
第1.2.1.c-1-6図　川内１号炉原子炉補助建屋地震応答解析モデル（水平方向）
第1.2.1.c-1-7図　川内１号炉原子炉建屋フラジリティ曲線とHCLPF（I/C、 NS）
第1.2.1.c-1-8図　川内１号炉原子炉補助建屋フラジリティ曲線とHCLPF（A/B、 EW）
第1.2.1.c-2-1図　海水管ダクト平面図
第1.2.1.c-2-2図　海水管ダクト断面図（①－①断面）
第1.2.1.c-2-3図　海水管ダクト　フラジリティ曲線
第1.2.1.c-3-1図　蒸気発生器　フラジリティ曲線
第1.2.1.c-3-2図　余熱除去冷却器　フラジリティ曲線
第1.2.1.c-3-3図　原子炉ソレノイド用直流分電盤　フラジリティ曲線
第1.2.1.c-3-4図　内燃機関(ディーゼル発電機)　フラジリティ曲線

第1.2.1.c-3-5図　炉内計装引出管　フラジリティ曲線
第1.2.1.d-1図　地震PRA階層イベントツリー
第1.2.1.d-2図　地震システム解析モデル（大イベントツリー）
第1.2.1.d-3図　地震損傷機器イベントツリー
第1.2.1.d-4図　サポート系イベントツリー
第1.2.1.d-5図　共用系イベントツリー
第1.2.1.d-6図(a)　大破断LOCAイベントツリー
第1.2.1.d-6図(b)　中破断LOCAイベントツリー
第1.2.1.d-6図(c)　小破断LOCAイベントツリー
第1.2.1.d-6図(d)　２次冷却系の破断イベントツリー
第1.2.1.d-6図(e)　主給水流量喪失イベントツリー
第1.2.1.d-7図　起因事象別炉心損傷頻度　寄与割合
第1.2.1.d-8図　加速度区分ごとの炉心損傷頻度
第1.2.1.d-9図　加速度区分ごとの条件付き炉心損傷確率
第1.2.1.d-10図　シーケンスごとの不確実さ解析結果

津波PRA
第1.2.2-1図　津波レベル1PRAの評価フロー
第1.2.2.a-1図　プラント概要
第1.2.2.a-2図　プラントウォークダウンの調査対象機器の選定フロー
第1.2.2.a-3図　プラントウォークダウンチェックシート
第1.2.2.a-4図　現場機器（海水ポンプ）
第1.2.2.a-5図　起因事象の抽出フロー
第1.2.2.b-1図　海域の活断層の対象波源
第1.2.2.b-2図　背景的領域の対象波源
第1.2.2.b-3図　遠地（南米沖）の地震の対象波源
第1.2.2.b-4図　海域の活断層の地震を波源とするロジックツリー
第1.2.2.b-5図　背景的領域の地震を波源とするロジックツリー
第1.2.2.b-6図　遠地（南米沖）の地震（Ｃ－３：南米チリ南部沖）を波源とするロジックツリー
第1.2.2.b-7図　遠地（南米沖）の地震（Ｃ－10：南米チリ北部沖）を波源とするロジックツリー
第1.2.2.b-8図　遠地（南米沖）の地震（Ｐ－１：南米ペルー沖）を波源とするロジックツリー
第1.2.2.b-9図　遠地（南米沖）の地震を波源とするロジックツリーにおける津波推定値のばらつき
第1.2.2.b-10図　取水口地点における水位と年超過確率の関係
第1.2.2.c-1図　被水・没水に関するフラジリティ曲線
第1.2.2.d-1図　津波PRA階層イベントツリー
第1.2.2.d-2図(a)　原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー
第1.2.2.d-2図(b)　外部電源喪失イベントツリー
第1.2.2.d-2図(c)　主給水流量喪失イベントツリー
第1.2.2.d-2図(d)　過渡事象イベントツリー
第1.2.2.d-2図(e)　直接炉心損傷に至る事象
第1.2.2.d-3図　起因事象別炉心損傷頻度　寄与割合
第1.2.2.d-4図　津波フラクタイルハザード
第1.2.2.d-5図　津波シナリオ区分ごとの不確実さ解析結果
第1.2.2.d-6図　対策を考慮した「原子炉補機冷却機能喪失＋RCPシールLOCA」のシナリオの整理
第1.2.2.d-7図　全炉心損傷頻度に対する感度解析結果

レベル1.5PRA

第2.1.1.b-1図　レベル1.5PRA評価用のレベル1PRAイベントツリー
第2.1.1.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2.1.1.d-1図　格納容器イベントツリー
第2.1.1.e-1図 (1/12)　代表的な物理量の時間変化 (AED)
第2.1.1.e-1図 (2/12)　代表シーケンスにおける事象進展例(AED)
第2.1.1.e-1図 (3/12)　代表的な物理量の時間変化 (AEW)
第2.1.1.e-1図 (4/12)　代表シーケンスにおける事象進展例(AEW)
第2.1.1.e-1図 (5/12)　代表的な物理量の時間変化 (AEI)
第2.1.1.e-1図 (6/12)　代表シーケンスにおける事象進展例(AEI)
第2.1.1.e-1図 (7/12)　代表的な物理量の時間変化 (SED)
第2.1.1.e-1図 (8/12)　代表シーケンスにおける事象進展例(SED)
第2.1.1.e-1図 (9/12)　代表的な物理量の時間変化 (TED)
第2.1.1.e-1図 (10/12)　代表シーケンスにおける事象進展例(TED)
第2.1.1.e-1図 (11/12)　代表的な物理量の時間変化 (TEI)
第2.1.1.e-1図 (12/12)　代表シーケンスにおける事象進展例(TEI)
第2.1.1.f-1図　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割合
第2.1.1.g-1図　プラント損傷状態別格納容器破損頻度不確実さ解析
第2.1.1.g-2図　格納容器破損モード別格納容器破損頻度不確実さ解析
第2.1.1.g-3図　格納容器破損カテゴリ別格納容器破損頻度不確実さ解析
第2.1.1.g-4図　格納容器破損モード別格納容器破損頻度

1　レベル1PRA

1.1　内部事象PRA

1.1.1　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1PSA編）：2008（以下「レベル1PSA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1.1.1-1図に示す。

1.1.1.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

内部事象出力時レベル1PRA実施にあ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実施にあ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）

－定量化にあたり必要とされる情報（機器故障率、起因事象発生に関する運転経験等）

本プラントについて収集した図書類を、第1.1.1.a-1表に示す。

また、ａ．項にレベル1PRA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容器系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　890MWe

・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　－　上部半球下部半だ円鏡円筒型

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1.1.1.a-1図に本プラントの１次冷却設備を、第1.1.1.a-2図に工学的安全設備の概要を示す。また、第1.1.1.a-2表に系統設備概要を示す。

(a) 原子炉停止に関する系統（第1.1.1.a-3図、第1.1.1.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挿入を行う原子炉保護系（原子炉トリップ系統）とほう酸を炉心に注入し負の反応度を投入する化

学体積制御系統から構成される。

(b) 原子炉冷却に関する系統

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交流電源系統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1.1.1.a-5図）

蓄圧注入系は、蓄圧タンクと配管、弁類で構成され、各１次冷却材ループに１系統ずつ設置されている。１次冷却系の圧力が蓄圧タンクの保持圧力（約4.4MPa[gage]）以下になれば、原子炉格納容器内に設けてある蓄圧タンクから１次冷却材低温側ラインを通して原子炉容器内にほう酸水を自動的に注入して、炉心の早期冷却を確保する。

2) 高圧注入系（第1.1.1.a-5図）

高圧注入系は、充てん／高圧注入ポンプ、ほう酸注入タンク、配管及び弁類で構成される。充てん／高圧注入ポンプは、100％容量のものが３台設置されている。

高圧注入系は、次に示す非常用炉心冷却設備作動信号で自動作動する。

① 原子炉圧力低と加圧器水位低の一致
② 主蒸気流量高と主蒸気ライン圧力低あるいは１次冷却材平均温度異常低の一致
③ 主蒸気ライン差圧高
④ 原子炉格納容器圧力高
⑤ 手　　動
⑥ 原子炉圧力異常低

非常用炉心冷却設備作動信号により、充てん／高圧注入ポンプが起動し、ほう酸注入タンク及び燃料取替用水タンクのほう酸水を、１次冷却材低温側配管を経て、炉心に注入する。

充てん／高圧注入ポンプは、通常運転時に１次冷却設備への充てん水と１次冷却材ポンプへの封水を供給するため、水源を体積制御タンクとしているが、非常用炉心冷却設備作動信号により燃料取替用水タンクに水源を自動的に切り替える。燃料取替用水タンクの水位が低くなると、充てん／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、余熱除去冷却器及び余熱除去ポンプを経て高圧注入配管から炉心に注入する再循環モードに移行する。

3) 低圧注入系（第1.1.1.a-5図）

低圧注入系は、余熱除去ポンプ、余熱除去冷却器、配管及び弁類で構成される。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、燃料取替用水タンクのほう酸水を、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。

燃料取替用水タンク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て、余熱除去冷却器で冷却した後、低圧注入配管から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1.1.1.a-6図）

原子炉格納容器スプレイ設備は、１次冷却材喪失事故時に原子炉格納容器の内圧を下げるとともに、原子炉格納容器内に放出された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、配管及び弁類で構成される。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は100%容量のものを１基設置する。

(c) 電源、補機冷却水系等のサポート系

(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（非常用所内交流電源、直流電源、計装用電源）（第1.1.1.a-7図～第1.1.1.a-9図）

2) 工学的安全施設作動設備（安全注入信号作動設備、格納容器スプレイ信号作動設備）（第1.1.1.a-10図）

3) 原子炉補機冷却系統（原子炉補機冷却水系統、原子炉補機冷却海水系統）（第1.1.1.a-11図、第1.1.1.a-12図）

4) 換気空調設備（第1.1.1.a-13図）

5) 制御用空気設備（第1.1.1.a-14図）

(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、加圧器安全弁設備（第1.1.1.a-1図）

加圧器逃がし弁は、負荷減少時に１次冷却材圧力を原子炉トリップ設定値以下に制限しうる容量とする。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背圧補償型を使用する。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、水素ガスや蒸気等が漏えいしな

い構造とする。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、安全弁の容量はプラント負荷喪失時サージ流量以上の値とする。加圧器安全弁により、１次冷却系の圧力を最高使用圧力の1.1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、主蒸気ダンプ設備（第1.1.1.a-15図）

蒸気発生器からの蒸気を、タービンをバイパスして直接復水器に導くため、主蒸気連絡管より復水器へのタービンバイパス系を設ける。タービンバイパス弁は８個設け、定格主蒸気流量の約40％を処理できる。

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、過圧を防止するとともに、１次冷却系を冷却する。

主蒸気逃がし弁は、各系統の主蒸気隔離弁の上流に各１個設け、定格主蒸気流量の約10％を処理できる。この主蒸気逃がし弁は、各系統で制御され、中央制御室からも手動操作が可能であるが、通常は自動制御し、主蒸気圧力信号が設定点以上になると全開となる。

主蒸気系統を過度の圧力上昇から保護するために、各系統の主蒸気隔離弁の上流にそれぞれ７個、合計21個の主蒸気安全弁を設け、定格主蒸気流量を処理する。

3) 補助給水ポンプ（第1.1.1.a-15図）

補助給水ポンプは、主給水管破断事故時等により通常の給水系統の機能が失われた場合に、蒸気発生器に給水する。補助給水ポンプはタービン動１台、電動２台を設ける。各ポンプとも水源は、復水タンクを使用するが、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1.1.1.a-15図）

主蒸気管破断時に、主蒸気ループを隔離し、無制限な蒸気放出を速やかに阻止するように、主蒸気連絡管の上流の各主蒸気管には、主蒸気隔離弁及び逆止弁をおのおの１個ずつ直列に設ける。隔離弁は、主蒸気ライン隔離信号又は手動により作動する。

b．原子炉格納容器の構成・特性

(a) 原子炉格納容器の構成・特性（第1.1.1.a-16図）

原子炉格納施設は、鋼板製の原子炉格納容器の外側を外部遮へい建屋で囲み、原子炉格納容器と外部遮へい建屋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、２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、電線等の大部分は、このアニュラス部を貫通するようにする。

１次冷却材喪失事故時等に圧力障壁となり、かつ、放射性物質の放出に対する最

終の障壁（格納容器バウンダリ）を形成するため、原子炉格納容器を貫通する配管で事故時に閉鎖が要求されるものには隔離弁を設けるか又はこれと同等の隔離機能を持たせるようにする。

(b)アニュラス空気浄化設備（第1.1.1.a-17図）

アニュラス空気浄化設備は、100％容量のものが２系統設置されている。本設備は、１次冷却材喪失事故時に漏えいした空気を浄化再循環し、一部を排気筒に導いている。

② PRA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。

(1) 充てん／高圧注入ポンプの採用

【設計思想】

充てん系と高圧系は同時に両機能が要求されることはないため、両機能を合わせ持った同ポンプを採用している。

【PRAへの影響】

充てん／高圧注入ポンプ兼用のプラントにおいて、小さなリークが生じた時の緩和手段が、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と比べ少ないため、充てん／高圧注入ポンプ兼用のプラントに対して極小LOCAを起因事象の対象とする。

(2) 充てん／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必要

【設計思想】

高圧再循環と低圧再循環は同時に要求されないことから、高圧再循環に、充てん／高圧注入ポンプの有効吸込み水頭（NPSH）を確保するため、余熱除去ポンプを用いたブースティングを採用している。なお、余熱除去ポンプは、低圧注入と余熱除去の２つの機能を有している。

【PRAへの影響】

余熱除去ポンプが使用不可となった場合、低圧再循環機能と高圧再循環機能の両機能が機能喪失することを考慮する。

(3) DC母線１系列喪失時にタービンがトリップし、原子炉トリップに至る設計

【設計思想】

タービントリップソレノイドが２弁動作すると原子炉トリップに移行するが、安全側に直流電源１系列よりタービントリップソレノイドの２弁に給電する設計を採用してい

る。

【PRAへの影響】

DC母線１系列喪失により、安全防護設備の片系列が作動不能になるため、独立した起因事象として考慮する。

1.1.1.b.　起因事象

起因事象とは、通常の運転状態を妨げる事象であって、炉心損傷や格納容器機能喪失へ波及する可能性のある事象のことである。

①　評価対象とした起因事象について

(1) 起因事象の選定

本プラントに適用する起因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因事象の選定を行った。既往のPRA（第1.1.1.b-1表）で選定されている起因事象を参考に当該プラントにおける起因事象の候補を選定した。また、選定された起因事象と安全評価審査指針及びEPRI NP-2230で評価されている事象との比較により起因事象を選定した。確認結果については第1.1.1.b-2表～第1.1.1.b-4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原子炉のトラブル事例のレビュー

本プラント及び他の国内原子炉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因事象に含まれることを確認している。なお、川内１号炉及び２号炉における過去のトラブル事象は下表のとおり。

過去のトラブル事象（号炉、発生時期）	トリップ事象分類	PRA上の起因事象分類
「原子炉トリップパーシャル作動信号」発信し、調査のため手動停止（１号炉、1991/7/17）	手動停止	手動停止
格納容器再循環サンプ流入ドレン増加により原子炉手動停止（１号炉、1998/11/10）	手動停止	手動停止
「タービンソレノイド動作」信号発信によるタービン自動停止に伴い原子炉自動停止（１号炉、1999/8/25）	負荷喪失※	ATWS過渡事象
湿分分離加熱器出口配管フランジ部からの微小な蒸気漏れに伴う点検停止（２号炉、2005/2/9）	手動停止	手動停止

※電源系／タービン系の故障等により、タービントリップが発生して原子炉が停止した事象

(2) 対象外とする起因事象

以下に示す起因事象については、発生する可能性や影響を考慮し評価対象外と判断している。

a．放射性気体廃棄物処理施設の破損

炉心損傷の観点からは考慮不要であるため対象外とする。

b．燃料集合体の落下事象

運転中では使用済燃料集合体の移送作業中における落下が考えられるが、落下した場合でもプラント運転には影響がなく、炉心損傷の観点からは考慮不要であるため対象外とする。

c．原子炉容器破損

原子炉容器破損については、決定論的に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ため、レベル1PRAの起因事象からは除外している。また、原子炉容器破損の頻度は、WASH-1400や確率論的破壊力学（PFM）により試算されており、それぞれ1E-07／炉年、1E-08／炉年以下となっており、十分に低い値が得られている。

(3) 起因事象のグループ化

起因事象については、単独で炉心損傷頻度の評価を実施することも可能であるが、事象の類似した起因事象をグループ化して評価を実施することも可能である。起因事象をグループ化する際には、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、さらに、必要とされる緩和設備等が類似しており、同一のイベントツリー及びフォールトツリーを用いることのできる範囲まで以下のとおり起因事象をグループ化している。グループ化した結果を第1.1.1.b-5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生して原子炉トリップに至る事象であり、起因事象としては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。

・大破断LOCA
・中破断LOCA
・小破断LOCA
・極小LOCA※（※：極小LOCAは、充てんポンプで補填できる程度のリーク量を想定。緩和手段として川内１号炉及び２号炉は充てん／高圧注入ポンプによる注入があり、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と比べ、極小LOCA

に対する緩和手段が少ないため、起因事象として選定する。）

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、それに直結した原子炉格納容器外の余熱除去系との隔離に失敗した場合に、原子炉冷却系の圧力が余熱除去系に付加されるために発生する事象であり、独立した起因事象として取り扱う。

d．手動停止

手動停止は停止時冷却に移行する際に復水・給水系にトラブルが生じた際などの計画外停止を想定しており、独立した起因事象として取り扱う。

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・安全弁固着による１次冷却材保有水の喪失事象の発生が想定されることから、独立した起因事象として取り扱う。

f．DC母線１系列喪失

川内１号炉及び２号炉は、本事象の発生によりタービンがトリップし、その後原子炉トリップに至る設計となっている。また、DC母線１系列喪失により、安全防護設備の片系列が作動不能になるため、独立した起因事象として取り扱う。

g．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、独立した起因事象として取り扱う。

h．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、独立した起因事象として取り扱う。

i．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独立した起因事象として取り扱う。

・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14事象を選定した。選定した起因事象は第1.1.1.b-6表に示す。

(4) 起因事象の発生頻度評価

起因事象の発生頻度は、以下の手法（ａ．又はｂ．）を用いて算出した。

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（運転時間或いは暦日）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1.1.1.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1PSA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1.1.1.b-7表に、除外している事象の一覧を示す。）

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、次の基本的な考え方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、次頁の表に示す。

起因事象	運転実績（評価時間）	考え方
・大破断LOCA ・中破断LOCA ・小破断LOCA ・２次冷却系の破断 ・DC母線１系列喪失	・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にのみ発生しうる事象であるため、発電期間を用いた。
・原子炉補機冷却機能喪失	・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うる事象であるため、停止時間を含めた運転期間を用いた。
・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 ・極小LOCA	・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にのみ発生しうる事象であるため、発電期間を用いた。
・外部電源喪失	・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うる事象であるため、停止時間を含めた運転期間を用いた。
・ATWS	・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、ATWS緩和設備に期待する必要のある「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。
・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、原子炉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になりうる配管を同定し、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。

○：小破断LOCAの発生頻度

＝0.5 / (481+1839) ＝ 2.2E-04／炉年

481 ：運転開始からの国内PWRプラント発電時間（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

＝2.2E-04 / 10 ＝ 2.2E-05／炉年

○：中破断LOCAの発生頻度

＝(大破断LOCAの発生頻度×小破断LOCAの発生頻度)$^{1/2}$

＝ 6.8E-05／炉年

(b) ２次冷却系の破断、原子炉補機冷却機能喪失、DC母線１系列喪失の発生頻度

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) × 2 ＝ 4.3E-04／炉年

481 ：運転開始からの国内PWRプラント発電時間（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) ＝ 2.0E-04／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、発電時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＝発電時間＋運転停止中期間）。

○：DC母線１系列喪失の発生頻度

＝0.5 / (481+1839) ＝ 2.2E-04／炉年

481 ：運転開始からの国内PWRプラント発電時間（年）

1839：運転開始からの米国PWRプラント臨界時間（年）

(c) 極小LOCA、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。

○：極小LOCAの発生頻度

＝1 / 475 ＝ 2.1E-03／炉年

1 ：発生実績※1（件）

※1　高浜2号(1979/11/3)、

475 ：国内PWRプラント発電期間（年）

○：主給水流量喪失の発生頻度

＝5 / 475 ＝ 1.1E-02／炉年

5 ：発生実績※2（件）

※2　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

＝3 / 621 ＝ 4.8E-03／炉年

3 ：発生実績※3（件）

※3　伊方1号(1980/8/27)、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、発電時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＝発電時間＋運転停止期間）。

○：蒸気発生器伝熱管破損の発生頻度

＝1 / $(4.1\times10^{10}\times(1-0.1))\times(3386\times3)\times8760$ ＝ 2.4E-03／炉年

1 ：発生実績※5（件）

※5：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時間の積分値（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）

○：過度事象の発生頻度

＝46 / 475 ＝ 9.7E-02／炉年

46 ：過渡事象の発生実績（件）

475 ：国内PWRプラント発電期間（年）

○：手動停止の発生頻度

＝110 / 475 ＝ 2.3E-01／炉年

110 ：手動停止の発生実績（件）

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。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次系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。

ATWSの発生頻度 ＝ (34 / 475) × 5.7E-07

＝ 4.0E-08／炉年

34 ：ATの発生実績（件）。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、原子炉保護系誤操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

475 ：国内PWRプラント発電期間（年）

5.7E-07：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

当該プラントの余熱除去系簡略系統図を第1.1.1.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２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更に逃がし弁の故障(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：7.1E-09／h

電動弁リーク：4.1E-09／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。従って、破損の

データは、

逆止弁破損：7.1E-10／h

電動弁破損：4.1E-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)：6.2E-05（＝7.1E-09×24×365)

電動弁リークP(V2)：3.6E-05（＝4.1E-09×24×365)

逆止弁破損　P(V3)：6.2E-06（＝7.1E-10×24×365)

電動弁破損　P(V4)：3.6E-06（＝4.1E-10×24×365)

となる。また、逃がし弁の開失敗は機器故障率データより、

逃がし弁開失敗P(V5)：1.4E-03／d※6

※６　1/d＝回／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に至る経路は６通りあり、第1.1.1.b-3図(1/4)及び第1.1.1.b-3図(2/4)に示す。従って、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、

$$P1 = 6\times(P(V3)^3 + P(V1)^3\times P(V5) + 3\times P(V1)^2\times P(V3)\times P(V5) + 3\times P(V1)\times P(V3)^2\times P(V5))$$

$$= 4.1E-15／炉年$$

$P(V3)^3$ ：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し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、２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２通りあり、第1.1.1.b-3図(3/4)に

示す。従って、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、

$P2 = 2\times(P(V3)^2\times P(V4) + P(V1)^2\times P(V2)\times P(V5) + 2\times P(V1)\times P(V2)\times P(V3)\times P(V5) + P(V2)\times P(V3)^2\times P(V5) + P(V1)^2\times P(V4)\times P(V5) + 2\times P(V1)\times P(V3)\times P(V4)\times P(V5))$

$= 8.0E-16$／炉年

$P(V3)^2\times P(V4)$：２つの直列な逆止弁が破損し、電動弁が破損

$P(V1)^2\times P(V2)\times P(V5)$：２つの直列な逆止弁がリークし、電動弁がリーク、逃がし弁開失敗

$P(V1)\times P(V2)\times P(V3)\times P(V5)$：逆止弁がリークし、電動弁リークし、逆止弁破損し、逃がし弁開失敗

$P(V2)\times P(V3)^2\times P(V5)$：電動弁リーク、２つの逆止弁破損、逃がし弁開失敗

$P(V1)^2\times P(V4)\times P(V5)$：２つの逆止弁リーク、電動弁破損、逃がし弁開失敗

$P(V1)\times P(V3)\times P(V4)\times P(V5)$：逆止弁リーク、逆止弁破損、電動弁破損、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1.1.1.b-3図(4/4)に示す。従って、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の発生確率は、

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

$= 3.0E-11$／炉年

$P(V4)^2$：２つの電動弁の破損

$P(V2)^2\times P(V5)$：２つの電動弁リークし、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、

$P = P1 + P2 + P3$

$= 3.0E-11$／炉年

となる。

以上の算出結果をまとめて、第1.1.1.b-8表に示す。

1.1.1.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　成功基準について

【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1200℃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水の温度が100℃以上と評価される状態。

○　Non-LOCA時２次系による除熱シナリオ成功の判定条件

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。

【起因事象ごとの成功基準の一覧表】

上記を踏まえ、起因事象ごとに整備した成功基準の一覧を第1.1.1.c-1表に示す。

【対処設備作動までの余裕時間及び使命時間】

○　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。

(1) LOCA（大破断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タンクのほう酸が炉心及び原子炉格納容器内へ注入される。炉心及び原子炉格納容器の冷却を長期に渡り実施するために、水源を燃料取替用水タンク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：20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、適切な運転基準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、燃料取替用水タンク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、保守的に20分と設定した。余裕時間については、余熱除去ポンプ、充てん／高圧注入ポンプ及び格納容器スプレイポンプがすべて※2起動し、定格流量で注入されると仮定して算出した。

※１　1,617m³／（147m³／h×2台＋681m³／h×2台＋940m³／h×2台）
＝約27分

【計算条件】

・燃料取替用水タンク水量：1,617m³
（通常水位(96%)⇒水位異常低(3%)）

・ポンプ仕様

○充てん／高圧注入ポンプ：147m³／h×２台

※２　充てん／高圧注入ポンプは、ECCS信号発信時は３台中２台起動

○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

(2) LOCA（大破断LOCA以外）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

中破断または小破断LOCAが発生すると、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タンクのほう酸が炉心及び原子炉格納容器内へ注入される。炉心及び原子炉格納容器の冷却を長期に渡り実施するために、水源を燃料取替用水タンク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：(1)LOCA（大破断LOCA）発生時の算出条件から、余熱除去ポンプを除いた条件で算出し、保守的に30分と設定した。

(3) 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。

(4) 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。

(5) 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。

○　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。

【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1.1.1.c-2表に示すとおりである。

なお、第1.1.1.c-1表に示すように、第1.1.1.c-2表の熱水力解析等の解析を実施することにより、設計基準事象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。

1.1.1.d.　事故シーケンス

事故シーケンスとは、炉心損傷等に至るまでの、起因事象の発生並びに各種安全機能喪失の組合せのことである。

①　イベントツリー

各起因事象に対して、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を検討し、炉心損傷に至る事故シーケンスを展開した。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または成功状態のいずれかに分類した。

各起因事象のイベントツリーを第1.1.1.d-1(a)図～第1.1.1.d-1(n)図に示す。

1.1.1.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にはフォールトツリー法を用いる。本項目では、前項で抽出された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、それを適切に運転するために必要となるサポート系について、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、試験及び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1.1.1.e-1表に、サポート系同士の依存性を第1.1.1.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係しモデル化した。

【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. １次冷却材ポンプシール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。

フォールトツリーの作成に当たっては、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1.1.1.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かつ定量化を実施した。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1.1.1.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1.1.1.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。

なお、内部事象レベル1PRA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。

③ システム信頼性評価の結果

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1.1.1.e-4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

RCPシールLOCAは、システム信頼性評価を実施せずに発生確率を1.0と設定した。

1.1.1.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、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、保修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。

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、NUCIA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ヵ年49基データ（21ヵ年データ））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。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ヵ年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。

上記の機器故障率を用いて、以下の評価式により起因事象発生確率を算出した。

・状態変更失敗確率

Q=Qd（Qd：デマンド故障率）

・機能維持失敗確率

Q=1－exp(－λrTm)　（λr：機能維持失敗の故障率、Tm：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1PSA学会標準

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要否について検討し、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。

$$q = \frac{MDT}{MUT + MDT} \qquad \cdots\cdots\cdots\cdot(1)$$

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(q_t)の計算式は以下となる。

$$\begin{aligned} q_t &= \frac{MDT}{MUT + MDT} \\ &= \frac{t}{(T+t)} \\ &= \frac{t}{T\left(1+\frac{t}{T}\right)} \\ &\fallingdotseq \frac{t}{T} \quad (\because T >> t) \end{aligned} \qquad \cdots\cdots\cdots\cdot(2)$$

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	余熱除去ポンプ起動試験	1ヶ月	30分	6.94E-04 ①	1.0E-03 (①＋②)
	安全注入系統弁開閉試験	1ヶ月	15分	3.47E-04 ②	

(2) 保修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試験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。

保修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は時間依存型の故障率(λ)の逆数で表され、また、保修時間と同義の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(待機除外許容時間：AOT)を保守的に適用すると、保修による待機除外確率(q_m)の計算式は以下となる。

$$q_m = \frac{MDT}{MUT + MDT}$$
$$= \frac{AOT}{\left(\frac{1}{\lambda} + AOT\right)}$$
$$= \frac{\lambda \cdot AOT}{(1 + \lambda \cdot AOT)}$$
$$\fallingdotseq \lambda \cdot AOT \qquad (\because 1 >> \lambda \cdot AOT) \qquad \cdots\cdots\cdots (3)$$

保修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（非常用炉心冷却系－モード1,2,3－）	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-07/h	6.2E-05 ①	7.6E-05（①+②+③）
		240時間	遮断器	閉失敗	4.8E-08/h	1.2E-05 ②	
		240時間	制御回路	作動失敗	7.1E-09/h	1.7E-06 ③	

⑤　共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ

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、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機器群と故障モードを選定し、共通要因故障を評価した。共通原因故障を同定するフロー図を第1.1.1.f-1図に示す。フロー図に従い、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、共通原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、共通原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原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、共通原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原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原因故障を考慮した。フロー図に従って同定した共通原因故障の対象機器と故障モードを第1.1.1.f-1表に示す。

共通原因故障パラメータについては、第1.1.1.f-2表に示すNUREG/CR-5497（レベル1PSA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。MGLモデルは冗長度が高い系の解析に対応しており、原子力プラントにおいて広く使用実績のある共通原因故障パラメータである。

1.1.1.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または失敗の確率を評価することである。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。

①　評価対象とした人的過誤及び評価結果

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）手法を使用して評価した。なお、本評価では過誤回復として、複数の運転員によるバックアップをモデル化している。

(1) 起因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、更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1.1.1.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。

運転操作エラー	操作場所	HEP	エラーファクタ（EF）
弁の操作忘れ	現場	1.6E-03	4

(2) 起因事象発生後人的過誤

プラントで事故が発生した場合、運転員は運転基準（手順書）に記載されている手順に従って、原子炉を安全に停止させるために必要な措置をとる。PRAにおいては、運転員が行う行為を人的過誤の評価対象とする。

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、どの運転基準（手順書）を参照すべきかを判断する。

② 運転基準（手順書）に基づいて、実際の操作を行う。

③ 運転基準（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、運転基準（手順書）の操作を行う。

⑤ 事象が進展した場合、再度運転基準（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

運転基準（手順書）へのエントリ失敗を、診断過誤として取り扱う。本評価で用いる診断過誤確率はTHERPの時間信頼曲線（余裕時間とスキルファクタの関数）を用いて評価を実施しており、評価に使用した余裕時間、スキルファクタを、得られた診断過誤確率と合わせて下表に示す。なお、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。また、診断失敗が発生した場合、運転員は当該運転基準（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過誤確率は下表のとおりである。

診 断 項 目	操作	余裕時間	診断過誤率	ｽｷﾙﾌｧｸﾀ※
１次冷却材の喪失（大破断LOCA）	低圧注入系及び格納容器ｽﾌﾟﾚｲ系を注入ﾓｰﾄﾞから再循環ﾓｰﾄﾞへ切替	20分	2.7E-03	下限値
１次冷却材の喪失（大破断LOCA以外）	低圧注入系、格納容器ｽﾌﾟﾚｲ系及び高圧注入系を注入ﾓｰﾄﾞから再循環ﾓｰﾄﾞへ切替	30分	2.7E-04	下限値
２次冷却系の破断の発生	破断ループの隔離	20分	2.7E-03	下限値
SGTRの発生	破損側蒸気発生器の隔離	30分	2.7E-04	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-03	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、異常発生時の運転基準（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運転基準（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番目の運転基準（手順書）に記載されている場合

上限値：運転基準（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

運転基準（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。

(c) 読取失敗

運転基準（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、失敗の確率が充分に

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-03	4	アナログ表示
		8.3E-04	4	デジタル表示
弁の操作失敗	中央制御室	8.6E-04	8	
	現場	5.5E-03	3	
補機の操作失敗	中央制御室	8.6E-04	8	

1.1.1.h　炉心損傷頻度

①　炉心損傷頻度の算出に用いた方法

前記の種々の作業は、事故シーケンスの発生頻度を求める定量化作業に集約される。起因事象や展開したイベントツリー、フォールトツリーの各基事象に対し数値（起因事象発生頻度、機器故障率、人的過誤率等）を入力して事故シーケンス発生頻度を計算する。事故シーケンスの定量化は、計算コードRiskSpectrumを用いて、イベントツリー解析、フォールトツリー解析を行い、炉心損傷頻度の算出を行った。

②　炉心損傷頻度

全炉心損傷頻度は2.5E-04（／炉年）となった。起因事象別の炉心損傷頻度の内訳を第1.1.1.h-1表に示す。また、各事故シーケンスに対する分析結果を第1.1.1.h-2表に示す。

起因事象別の結果では、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。

○評価結果の分析

起因事象別炉心損傷頻度寄与割合別パイチャートを第1.1.1.h-1図に示す。起因事象の寄与割合としては「原子炉補機冷却機能喪失」、「手動停止」及び「過渡事象」が大きい。

a)原子炉補機冷却機能喪失（CDF：2.0E-04／炉年、寄与割合：81.6%）

原子炉補機冷却機能喪失が発生した場合には、RCPシールLOCAが必ず発生し、更に緩和手段がないことから、これによる炉心損傷頻度が大きくなっている。

b)手動停止（CDF：2.6E-05／炉年、寄与割合：10.6%）

c)過渡事象（CDF：1.1E-05／炉年、寄与割合： 4.5%）

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停止中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として想定される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1E-04乗のオーダーに低く抑えることができる一方、設備等の不調等

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　共通原因故障」、「復水タンク閉塞」及び「補助給水系各機器外部リーク」となっており、補助給水系を使用した２次系からの除熱に失敗することにより、炉心損傷することがわかる。

○川内１号炉及び２号炉の特徴による影響

川内１号炉及び２号炉の設計上の特徴（ブースティング、充てん／高圧注入ポンプの採用、DC母線１系列喪失によるトリップ）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／高圧注入ポンプの採用（起因事象として極小LOCAを考慮）

- 全炉心損傷頻度に対する極小LOCAの寄与割合：0.2%程度
- 他の過渡事象と比較して極小LOCAの発生件数が少なく（１件）、起因事象発生頻度は比較的小さい。
- 充てん／高圧注入ポンプの採用により起因事象として極小LOCAを追加したが、極小LOCAでは高圧注入モードに加え、充てんモードによる注入も有効であり、充てん／高圧注入の信頼度は高いため、炉心損傷頻度に与える影響は小さい。

b)ブースティング

- 全炉心損傷頻度に対するブースティング失敗の寄与割合：0.35%程度
- 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。
- 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)DC母線１系列喪失によるトリップ

- 全炉心損傷頻度に対するDC母線１系列喪失の寄与割合：0.03%程度
- DC母線１系列喪失事象の発生実績はなく、起因事象発生頻度は比較的小さい。
- DC母線１系列喪失によりECCS注入系等が片系列喪失するが、片系列使用できない場合でも適切な信頼性は確保しているため、他の過渡事象と比較して炉心損傷頻度は小さい。

以上のとおり、PRAに影響する主な特徴として抽出した「ブースティング」、「充てん／高圧注入ポンプの採用」及び「DC母線１系列喪失によるトリップ」は、炉心損傷頻度へ有意な影響を与えないことを確認した。

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や格納容器破損頻度の相対的な割合の確認に際しての参考資料として、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、炉心損傷頻度や格納容器破損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。

a)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（FV）重要度及びリスク増加価値（RAW)を評価した。

➢FV重要度：炉心損傷の発生を仮定したときに、当該事象の発生が寄与している割合を表す指標

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

$F_A(CD)$：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：対象とする事象が必ず発生すると仮定した場合に、リスクがどれだけ増加するかを示す指標

$$RAW = \frac{CDF(A=1)}{CDF}$$

$CDF(A=1)$：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

【起因事象】

起因事象のFV重要度評価結果を第1.1.1.h-3表に示す。FV重要度は、CDFの支配的要因であり、起因事象の発生で従属的に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1.1.1.h-4表に示す。RAWは、起因事象に対して有効な緩和手段のない「原子炉補機冷却機能喪失」、「インターフェイスシステムLOCA」及び「ATWS」が高い結果となった。

FV重要度とRAWの相関を第1.1.1.h-2図に示す。起因事象に対して有効な緩和手段のない「原子炉補機冷却機能喪失」は、FV重要度とRAWとも高い結果となった。

【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1.1.1.h-5表に示す。RCPシールLOCA発生が突出（0.82)し、それ以外では信号系の機器の故障が高い値となった。この結果は、原子炉補機冷却水喪失＋RCPシールLOCAが全CDFの大半を占めていること及び信号系の影響は広範囲に渡ることによる。

緩和系の基事象のRAW評価結果を第1.1.1.h-6表に示す。起因事象発生頻度の大きいNon-LOCA事象に対し、今回のPRAでは唯一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。

緩和系の基事象のFV重要度とRAWの相関を第1.1.1.h-3図～第1.1.1.h-4図に示す。いずれの図においても、「復水タンクの閉塞」の重要度が高いことを示しており、同基事象への対策を実施することが有効な対策となることがわかる。具体的には、２次系純水タンクへの水源切替、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。

b)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%）を評価した。評価結果を第1.1.1.h-7表及び第1.1.1.h-5図に示す。

全炉心損傷頻度のエラーファクタ(EF)は5.7となった。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30倍の不確実さ幅があることを意味する。

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

また、事故シーケンス別CDF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10～20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AM策のないシーケンスの上限値はいずれも1E-07乗のオーダーを下回る結果であり、不確実さを考え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：9.9E-09/炉年（EF＝16.8）

➢大破断LOCA＋蓄圧注入失敗　上限値：3.4E-08/炉年（EF＝18.3）

➢中破断LOCA＋蓄圧注入失敗　上限値：6.3E-11/炉年（EF＝28.4）

c)感度解析

【①RCP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WH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1.1.1.h-6図に示す。

全CDFは６割以上低減（2.5E-04/炉年　→　8.8E-05/炉年）した。この結果から、取替えを予定している国産改良型の耐熱Ｏリングによる、CDFの低減に期待できる。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、常設電動注入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。

【②プラント固有データの反映】

プラント固有の運転実績に基づき評価した場合の影響を確認するため、起因事象及び機器故障率について、①頻度論統計（川内の運転実績から算出）②ベイズ統計（川内の発生実績を除いた値を事前分布とし、川内の発生実績で事後分布を更新）の２通りについて感度解析を実施した。起因事象に関する感度解析結果を第1.1.1.h-8表に、機器故障率に関する感度解析結果を第1.1.1.h-9表に示す。

対象とする起因事象は、国内PWR全プラントで発生件数の多い起因事象「手動停止」「過渡事象」「主給水流量喪失」を選定した。

また、対象とする機器故障は内部事象出力時レベル1PRAでモデル化している機器の内、2007年に川内１号炉にて発生実績のある「加圧器安全弁の開失敗」と、FV重要度が高く、かつ国内一般故障率でデータベースが整備されている「復水タンクの閉塞」と「タービン動補助給水ポンプの起動失敗」を選定した。

①の結果、故障率の変更により加圧器安全弁と補助給水系の非信頼度が高くなり、かつ主給水流量喪失の起因事象発生頻度が高くなったものの、手動停止及び過渡事象の起因事象発生頻度が低くなったため、第1.1.1.h-10表に示すようにベースケースと比較して全CDFに有意な変化はなく、事故シーケンスの選定の考え方に影響するような感度はないことを確認した。

②の結果、加圧器安全弁を除く機器故障率及び起因事象発生頻度が低くなったため、ベースケースと比較して全CDFは若干低くなったが有意な差はなく、事故シーケンスの選定の考え方に影響するような感度はないことを確認した。

【③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。

【①RCPシールLOCAの発生確率】及び【③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1.1.1.h-7図に示す。耐熱O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81.6%から約48.6%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言える。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、常設電動注入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。

以上のように、代表的なパラメータについて川内１号炉及び２号炉固有のデータを用いて感度解析を実施したが、事故シーケンス選定の考え方に影響するような感度ではないことを確認した。

④　まとめ

重大事故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、川内１号炉及び２号炉の出力運転時レベル1PRAを実施した。炉心損傷頻度の平均値は2.5E-04（／炉年）となり、不確かさ解析の結果得られたエラーファクタ(EF)は5.7であった。

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。

重要度解析においては、FV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「復水タンクの閉塞」の重要度が高いことを確認した。なお、「復水タンクの閉塞」については、２次系純水タンクへの水源切替、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WH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8.8E-05/炉年となり、ベースケースと比較すると６割以上低減した。この結果から、取替えを予定している国産改良型の耐熱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、常設電動注入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1.1.1.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（1/2）

PRAの作業	収集すべき情報		主な情報源
１．プラントの構成・特性の調査	PRA実施にあたり必要とされる基本的な情報	ａ）設計情報	１）原子炉設置許可申請書 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）ファンクショナルダイアグラム ７）計装ブロック図 ８）プラント機器配置図 ・機器配置図 ・電気盤配置図 ９）系統設計仕様書 ・系統説明書 ・容量根拠書 10）機器設計仕様書
		ｂ）運転管理情報	１）原子炉施設保安規定 ２）運転手順書類 ・運転基準（総括編、電気編、タービン編、原子炉編、警報処置編、緊急処置編、定期試験編）

第1.1.1.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（2/2）

PRAの作業	収集すべき情報	主な情報源
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
3．成功基準の設定 4．事故シーケンスの分析	・安全系等のシステム使用条件 ・システムの現実的な性能 ・運転員による緩和操作	1）上記1の情報源 2）先行PRA報告書及びそれに関連する報告書 3）換気空調系喪失時の室温評価結果及び成功基準一覧表
5．システム信頼性解析	対象プラントに即した機器故障モード、運転形態等	1）上記1の情報源 2）下記6、7の情報源 3）健全性確認間隔
6．人間信頼性解析	・運転員による緩和操作等 ・各種操作・作業等に係る体制	1）上記1の情報源 2）人間信頼性解析に関する報告書 ・NUREG/CR-1278 3）事故前人的過誤に関わる調査結果
7．パラメータの作成 1）機器故障 2）アンアベイラビリティ	対象プラントに即したデータ及びパラメータ	1）上記1の情報源 2）国内機器故障率データ ・故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定（2009年5月　日本原子力技術協会） 3）試験による待機除外の調査結果 4）共通原因故障パラメータ ・NUREG CCF Parameter Estimations 2010 ・NUREG/CR-5497

第1.1.1.a-2表　系統設備概要

原子炉保護系	４トレン 制御棒　48本
ほう酸注入系	ほう酸ポンプ　２台（うず巻式） ポンプ容量　約17m^3／h／台 充てん／高圧注入ポンプ　３台（うず巻式） ポンプ容量　約34m^3／h／台
蓄圧注入系	蓄圧タンク　たて置円筒型　３基 容量　約41m^3
高圧注入系	充てん／高圧注入ポンプ　３台（うず巻式） ポンプ容量　約147m^3／h／台
低圧注入系	余熱除去ポンプ　２台（うず巻式） ポンプ容量　約681m^3／h／台
補助給水系	タービン動補助給水ポンプ　１台（うず巻式） ポンプ容量　約210m^3／h／台 電動補助給水ポンプ　２台（うず巻式） ポンプ容量　約90m^3／h／台
ディーゼル発電機	横置回転界磁・三相同期発電機　２台 発電容量　約7,200kVA／台
直流電源設備	安全系蓄電池　２組 容量　約1,200A・h／組 常用系蓄電池　１組 容量　約3,500A・h
原子炉補機冷却水系	原子炉補機冷却水ポンプ　４台（うず巻式ポンプ） ポンプ容量　約1,300m^3／h／台
原子炉補機冷却海水系	海水ポンプ　４台（斜流式） ポンプ容量　約2,200m^3／h／台
格納容器スプレイ系	格納容器スプレイポンプ　２台（うず巻式） ポンプ容量　約940m^3／h／台

第1.1.1.b-1表　既往のPRAで選定している起因事象

Surry (WASH-1400)	Surry (NUREG-1150)	Sequoyah (NUREG-1150)	Zion (NUREG-1150)	国内代表的4ループプラント（共通懇PSAレビュー検討WG)	川内 １号炉及び２号炉
・大破断LOCA ・中破断LOCA ・小破断LOCA	・大破断LOCA ・中破断LOCA ・小破断LOCA ・極小LOCA	・大破断LOCA ・中破断LOCA ・小破断LOCA ・極小LOCA	・大破断LOCA ・中破断LOCA ・小破断LOCA	・大破断LOCA ・中破断LOCA ・小破断LOCA	・大破断LOCA ・中破断LOCA ・小破断LOCA ・極小LOCA
・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
	——	——	・２次冷却系の破断	・２次冷却系の破断	・２次冷却系の破断
	・SGTR	・SGTR	・SGTR	・SGTR	・SGTR
	・初期に主給水が健全なタービントリップ	・初期に主給水が健全なタービントリップ	・タービントリップ ・炉心出力の異常 ・ECCSの誤起動 ・原子炉トリップ	・過渡事象	・過渡事象※ ・手動停止
	——	——	・サービス水の喪失 ・補機冷却水の喪失	——	・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

※過渡事象として考慮している事象については、第1.1.1.b-5表参照

第1.1.1.b-2表　「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」との対応（1/2）

「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に記載されている事象	選定した起因事象との対応
原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き	過渡事象
出力運転中の制御棒の異常な引き抜き	過渡事象
制御棒の落下及び不整合	過渡事象
原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈	過渡事象
原子炉冷却材流量の部分喪失	過渡事象
原子炉冷却材系の停止ループの誤起動	過渡事象
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
蒸気負荷の異常な増加	過渡事象
２次冷却系の異常な減圧	過渡事象
蒸気発生器への過剰給水	過渡事象
負荷の喪失	過渡事象

第1.1.1.b-2表　「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」との対応（2/2）

「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に記載されている事象	選定した起因事象との対応
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
原子炉冷却材喪失	大破断、中破断、小破断LOCA
原子炉冷却材流量の喪失	過渡事象
原子炉冷却材ポンプの軸固着	過渡事象
主給水管破断	２次冷却系の破断
主蒸気管破断	２次冷却系の破断
制御棒飛び出し	小破断LOCA
放射性気体廃棄物処理施設の破損	炉心損傷の観点からは考慮不要
蒸気発生器伝熱管破損	蒸気発生器伝熱管破損
燃料集合体の落下	炉心損傷の観点からは考慮不要
可燃性ガスの発生	大破断、中破断、小破断LOCA

第1.1.1.b-3表　EPRI NP-2230 トランジェント分類

No	トランジェント名	No	トランジェント名
1	１次冷却材流量の喪失(1ループ)	22	主給水流量の異常－誤動作
2	制御棒クラスタバンクの異常な引き抜き	23	復水ポンプの停止(1ループ)
3	制御棒駆動装置の異常または制御棒クラスタバンクの落下	24	復水ポンプの停止(全ループ)
4	制御棒からの漏えい	25	復水器真空度の喪失
5	１次冷却系での漏えい	26	蒸気発生器の漏えい
6	加圧器圧力低	27	復水器の漏えい
7	加圧器からの漏えい	28	２次系での漏えい
8	加圧器圧力高	29	主蒸気逃がし弁の開放
9	工学的安全施設作動信号の誤発信	30	循環水の喪失
10	格納容器圧力の異常	31	補機冷却水の喪失
11	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	32	補機冷却海水の喪失
12	圧力／温度／出力の不整合	33	タービントリップ、蒸気加減弁の閉止
13	１次冷却系停止ループの誤起動	34	発電機トリップ
14	１次冷却材流量の喪失(全ループ)	35	所内電源喪失
15	主給水流量の部分喪失	36	加圧器スプレイの故障
16	主給水流量の喪失(全ループ)	37	所内補機電源の喪失
17	主蒸気隔離弁の閉止(１ループ)	38	原子炉トリップ－誤動作
18	主蒸気隔離弁の閉止(全ループ)	39	原子炉トリップ－機器の故障
19	主給水流量の増加(１ループ)	40	原子炉トリップ－誤操作
20	主給水流量の増加(全ループ)	41	所内火災
21	主給水流量の異常－誤操作		

第1.1.1.b-4表　運転時の異常な過渡変化とEPRI NP-2230のカテゴリとの対応

運転時の異常な過渡変化	EPRI NP-2230の対応カテゴリ
原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き	2
出力運転中の制御棒の異常な引き抜き	2
制御棒の落下及び不整合	3,12
原子炉冷却材のほう素の異常な希釈	11
原子炉冷却材流量の部分喪失	1
原子炉冷却材系の停止ループの誤起動	13
外部電源喪失	35,37
主給水流量喪失	15,16,21,22,23
蒸気負荷の異常な増加	29
２次冷却系の異常な減圧	28,29
蒸気発生器への過剰給水	19,20,21,22
負荷の喪失	17,18,24,25,30,33,34
原子炉冷却材系の異常な減圧	6,36
出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	9
原子炉冷却材流量の喪失	14
（その他の事象）	4,5,7,8,10,26,27,31,32,38,39,40,41

第1.1.1.b-5表　グループ化した起因事象

	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)
「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に記載されている事象（※） ※炉心損傷の観点から考慮不要の事象は除く	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	過渡事象
	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）	
その他の起因事象	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
	DC母線1系列喪失	DC母線１系列喪失

第1.1.1.b-6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次冷却材主配管の両端破断相当（配管断面積の２倍）までのものであり、緩和機能として、蓄圧注入、低圧注入／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インチまでのものであり、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。
極小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、充てんポンプで補填できる程度（破断口面積が等価口径3/8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、充てん／高圧注入に期待している。
インターフェイスシステムLOCA	１次冷却系と余熱除去系の間の隔離に失敗し、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	送電系統の故障等により、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又は事故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	補機冷却水系、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。
DC母線１系列喪失	DC母線が１系列喪失した場合、タービントリップソレノイド弁の非励磁によりタービントリップし、原子炉トリップに至る事象を想定しており、加圧器逃がし弁／安全弁LOCAの発生がある場合は小破断LOCA、ない場合は過渡事象の緩和機能に期待している。ただし、緩和機能は１系列使用不可である。

第1.1.1.b-7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）と所内電源系統の撹乱のため、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1.1.1.b-8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
			国内PWR				海外PWR	
			(1976.4.1以降)		(運開日から)		(運開日から)	
			発電期間	運転期間	発電期間	運転期間	臨界時間	
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
極小LOCA	2.1E-03	・発生件数／発電期間	475	—	—	—	———	1
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						
主給水流量喪失	1.1E-02	・発生件数／発電期間	475	—	—	—	———	5
外部電源喪失	4.8E-03	・発生件数／運転期間	—	621※2	—	—	———	3
ATWS	4.0E-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
蒸気発生器 伝熱管破損	2.4E-03	・発生件数×（当該プラントの伝熱管本数／ Σ（プラントiの伝熱管本数（1－伝熱管施栓率） ×プラントiの運転期間））	———	———	———	———	———	1
過渡事象	9.7E-02	・発生件数／発電期間	475	—	—	—	———	46
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
手動停止	2.3E-01	・発生件数／発電期間	475	—	—	—	———	110
DC母線１系列喪失	2.2E-04	・発生件数／発電期間	—	—	481	—	1839	0.5※1

※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1.1.1.c-1表　成功基準の一覧

	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			非常用所内電源	主蒸気隔離	破損側SGの隔離	加圧器逃がし弁/安全弁LOCAなし	RCPシールLOCAなし
機能	制御棒	ポンプ	ループ	蓄圧タンク	ポンプ	ループ	ポンプ	スプレイノズル	ポンプ	熱交換器	ループ	ポンプ	ループ	ポンプ	熱交換器	スプレイノズル	ポンプ	SGへの給水	主蒸気安全弁による蒸気放出	ディーゼル発電機	隔離弁動作	隔離弁動作	弁閉止、隔離弁動作	RCPシール健全
大破断LOCA	－	1/2 ①	健全1/2 ①	健全2/2 ①	－	－	－	－	1/2 ②	1/2 ②	健全1/2 ②	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
中破断LOCA	－	－	－	健全1/2 ③	1/3 ③	健全2/2 ③	1/2 ⑦	3/4 ⑦	1/2 ⑦	1/2 ⑦	－	1/3 ⑦	健全2/2 ⑦	1/2 ⑦	1/2 ⑦	3/4 ⑦	－	－	－	－	－	－	－	－
小破断LOCA	○	－	－	－	1/3 ④	健全2/2 ④	1/2 ⑦	3/4 ⑦	1/2 ⑦	1/2 ⑦	－	1/3 ⑦	健全2/2 ⑦	1/2 ⑦	1/2 ⑦	3/4 ⑦	1/3 ⑦	2/3 ⑦	2弁/1SG ⑦	－	－	－	－	－
極小LOCA	○	－	－	－	1/3 ④	充てんラインor健全2/2 ④	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1/3 ⑦	2/3 ⑦	2弁/1SG ⑦	－	－	－	－	－
インターフェイスシステムLOCA※1	○	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
主給水流量喪失	○	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1/3 ⑤	2/3 ⑤	2弁/1SG ⑤	－	－	－	－	－
外部電源喪失	○	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1/3 ⑤	2/3 ⑤	2弁/1SG ⑤	1/2 ⑦	－	－	－	－
ATWS※2	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
2次冷却系の破断	○	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1/3 ⑥	健全1/2 ⑥	2弁/1SG ⑥	－	○	－	－	－
蒸気発生器伝熱管破損	○	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1/3 ⑥	健全1/2 ⑥	2弁/1SG ⑥	－	－	○	－	－
過渡事象	○	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1/3 ⑤	2/3 ⑤	2弁/1SG ⑤	－	－	－	－	－
原子炉補機冷却機能喪失	○	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1/3 ⑤	2/3 ⑤	2弁/1SG ⑤	－	－	－	○	○
手動停止	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1/3 ⑤	2/3 ⑤	2弁/1SG ⑤	－	－	－	－	－
DC母線1系列喪失	－	－	－	－	健全1/1 ④	2/3 ④	健全1/1 ⑦	3/4 ⑦	健全1/1 ⑦	健全1/1 ⑦	－	健全1/1 ⑦	2/3 ⑦	健全1/1 ⑦	健全1/1 ⑦	3/4 ⑦	1/2 ⑤	2/3 ⑤	2弁/1SG ⑤	－	－	－	－	－

※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注入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注入機能に関する熱水力解析
④小破断LOCA時のECCS注入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1.1.1.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
大破断LOCA時のECCS注入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を確認	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。	・ SATAN-M ・ WREFLOOD ・ BASH-M ・ COCO ・ LOCTA-M	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。 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ーケンスへのMAAPコードへの適用性について」にて検証されている。
大破断LOCA時の原子炉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	原子炉格納容器圧力は最高使用圧力の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。	・ MAAP	
中破断LOCA時のECCS注入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	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。	・ SATAN-M (Small LOCA) ・ LOCTA-IV	
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	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を確認できた。	・ MARVEL	
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	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を確認できた。	・ MARVEL	

第1.1.1.e-1表　フロントライン系とサポート系の依存性

フロントライン系（影響を受ける側） ＼ 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
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	○	○				○
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1.1.1.e-2表　サポート系同士の依存性

サポート系（影響を受ける側）＼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
電源系　※1		○		○	○	
信号系	○					
制御用空気系　※2, 3	○	○		○		○
換気空調系　※2, 4, 5	○	○	○		○	
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：制御用空気圧縮機室換気空調系が必要。

※4：空気作動ダンパの開状態維持のための制御用空気系が必要。

※5：空調用冷水系には原子炉補機冷却海水系が必要。

第1.1.1.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/ブロア	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1.1.1.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	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1.1.1.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	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 スプレイヘッダ	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1.1.1.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1.1.1.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 ドロッパバイパス開閉器	開失敗
	閉失敗
	誤開
	誤閉
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
圧力／流量／水位／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1.1.1.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) バイステーブル	不動作
警報設定器	不動作
	誤動作
流量／圧力／水位トランスミッタ	不動作
	高出力/低出力
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1.1.1.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（1/3）

起因事象	事故シーケンス	主要なミニマルカットセット例
大破断LOCA	大破断LOCA+低圧注入失敗	SI信号A,B両トレン 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	再循環切替診断失敗
中破断LOCA	中破断LOCA+高圧注入失敗	低温側注入ライン手動弁047B(C) 閉塞
	中破断LOCA+蓄圧注入失敗	蓄圧タンク出口逆止弁134B,C開失敗 共通原因故障
	中破断LOCA+格納容器ｽﾌﾟﾚｲ注入失敗	格納容器スプレイ作動信号A,B両トレン 共通原因故障
	中破断LOCA+格納容器ｽﾌﾟﾚｲ再循環失敗	格納容器スプレイ作動信号A,Bリセット操作失敗
	中破断LOCA+高圧再循環失敗	余熱除去冷却器出口充てん／高圧注入ポンプ入口連絡弁021A,B 開操作失敗
	中破断LOCA+低圧再循環失敗	S信号A,Bリセット操作失敗
小破断LOCA	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047B(C) 閉塞
	小破断LOCA+格納容器ｽﾌﾟﾚｲ注入失敗	格納容器スプレイ作動信号A,B両トレン 共通原因故障
	小破断LOCA+格納容器ｽﾌﾟﾚｲ再循環失敗	格納容器スプレイ作動信号A,Bリセット操作失敗
	小破断LOCA+高圧再循環失敗	余熱除去冷却器出口充てん／高圧注入ポンプ入口連絡弁021A,B 開操作失敗
	小破断LOCA+低圧再循環失敗	S信号A,Bリセット操作失敗
極小LOCA	極小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
	極小LOCA+充てん／高圧注入失敗	充てん／高圧注入ポンプ燃料取替用水補給弁121D,E開失敗 共通原因故障

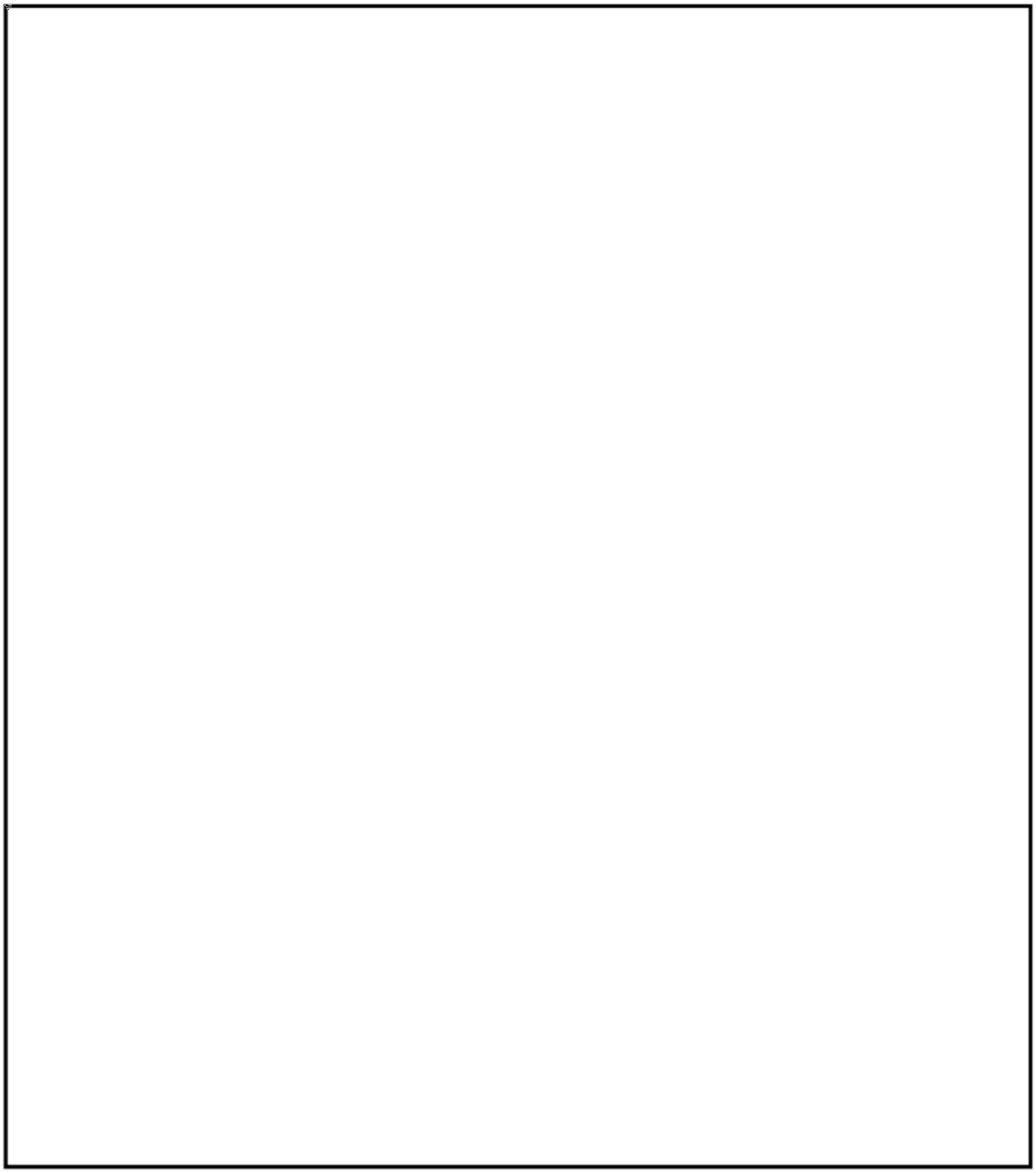
第1.1.1.e-4表　システム信頼性解析評価結果及び主要なミニマルカットセット（2/3）

起因事象	事故シーケンス	主要なミニマルカットセット例
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
	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
	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	外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失	DG-A,B起動失敗 共通原因故障
	外部電源喪失+補助給水失敗	復水タンク 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	運転員 破断ループ側タービン動補助給水ポンプ蒸気供給ライン元弁(575A)閉止失敗+破断ループ側タービン動補助給水ポンプ蒸気供給ライン逆止弁(576A)閉失敗
	２次冷却系の破断+補助給水失敗	２次冷却系の破断事象診断過誤による破断側蒸気発生器ループへの給水停止失敗
蒸気発生器伝熱管破損	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	SGTR事象診断過誤による破損側蒸気発生器への給水停止失敗＋主蒸気管破断
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	余熱除去ポンプ吸込み側での事象発生
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	不足電圧出力カード不動作 共通原因故障

第1.1.1.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（3/3）

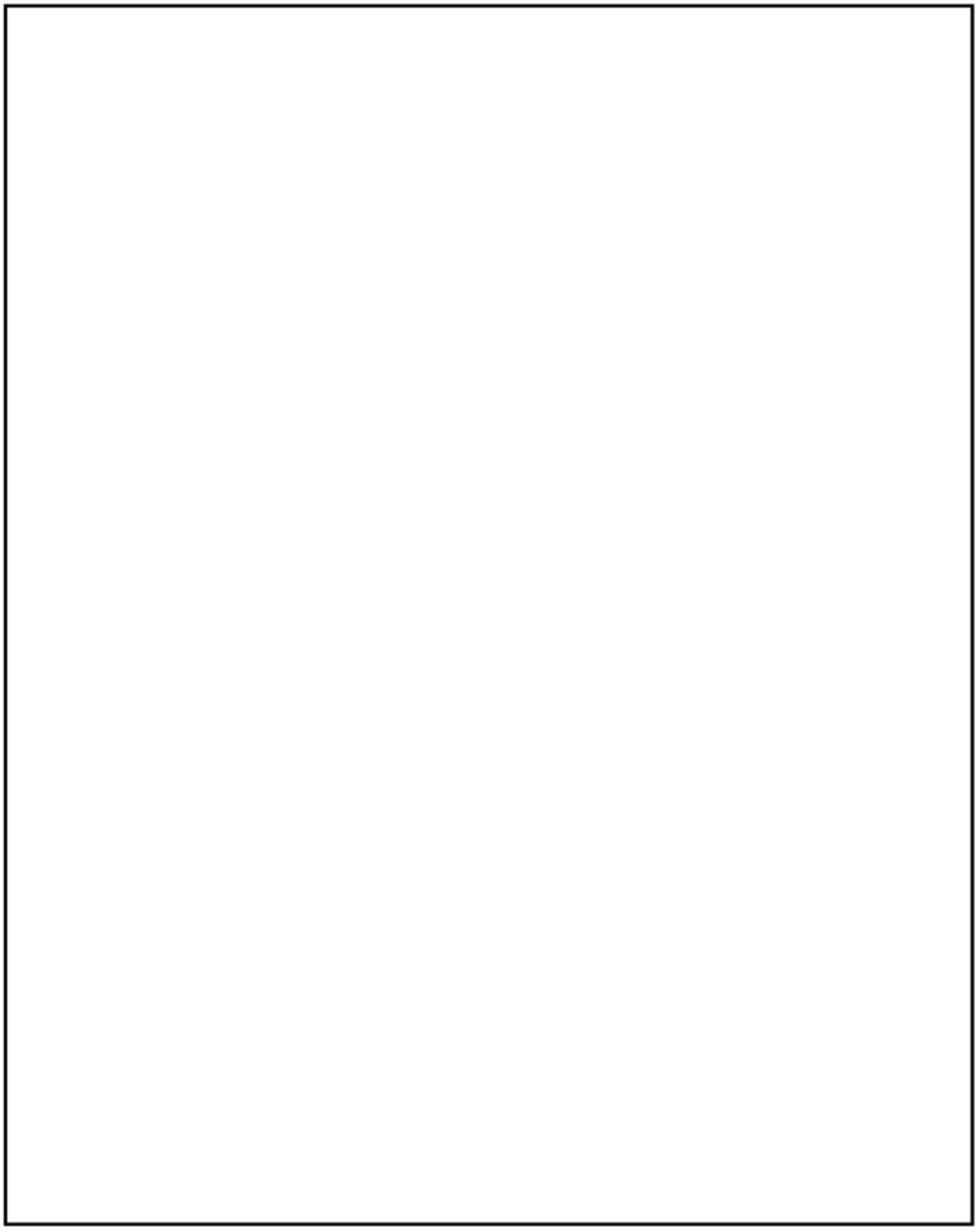
起因事象	事故シーケンス	主要なミニマルカットセット例
DC母線１系列喪失	DC母線１系列喪失+補助給水失敗	補助給水ポンプ起動信号A失敗
	DC母線１系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA+高圧注入失敗	外部電源喪失＋DG-A試験による待機除外+加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗
	DC母線１系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA+格納容器スプレイ注入失敗	加圧器圧力高信号発信失敗＋加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗＋スプレイヘッダ手動弁028A閉塞
	DC母線１系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA+高圧再循環失敗	加圧器圧力高信号発信失敗＋加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗＋充てん／高圧注入ポンプ燃料取替用水補給弁121E閉失敗
	DC母線１系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA+低圧再循環失敗	海水ストレーナA閉塞による充電器盤室空調A喪失＋加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗
	DC母線１系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗	加圧器圧力高信号発信失敗＋加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗＋よう素除去薬品タンク隔離弁054閉失敗

第1.1.1.f-1表　共通原因故障を考慮する機器と故障モード（1/6）



□内は商業機密に属しますので公開できません。

第1.1.1.f-1表　共通原因故障を考慮する機器と故障モード（2/6）



□内は商業機密に属しますので公開できません。

第1.1.1.f-1表　共通原因故障を考慮する機器と故障モード（3/6）

内は商業機密に属しますので公開できません。

第1.1.1.f-1表　共通原因故障を考慮する機器と故障モード（4/6）

内は商業機密に属しますので公開できません。

第1.1.1.f-1表　共通原因故障を考慮する機器と故障モード（5/6）

内は商業機密に属しますので公開できません。

第1.1.1.f-1表　共通原因故障を考慮する機器と故障モード（6/6）

内は商業機密に属しますので公開できません。

第1.1.1.f-2表　共通原因故障パラメータ（抜粋）

機器タイプ	故障モード	CCF要否	機器総数	MGLパラメータ※2		
				β	γ	δ
電動ポンプ（純水）	起動失敗 制御回路の作動失敗 遮断器作動失敗	○	2	3.72E-02	-	-
			3	3.13E-02	3.63E-01	-
			4	2.93E-02	4.76E-01	2.99E-01
	継続運転失敗 遮断器誤作動	○	2	9.01E-02	-	-
			3	6.19E-02	5.00E-01	-
			4	4.72E-02	7.50E-01	3.33E-01
電動弁 （純水-Pooled※1）	開失敗 制御回路の作動失敗	○	2	1.62E-02	-	-
			3	1.37E-02	3.59E-01	-
			4	1.26E-02	5.10E-01	2.63E-01
	閉失敗 制御回路の作動失敗	○	2	4.13E-03	-	-
			3	8.18E-03	7.09E-03	-
			4	1.22E-02	1.29E-02	3.57E-02
	誤開又は誤閉	○	2	3.16E-02	-	-
			3	5.04E-02	1.43E-01	-
			4	5.83E-02	3.21E-01	5.89E-02
	外部リーク	-	-	-	-	-
	内部リーク	-	-	-	-	-
	閉塞	-	-	-	-	-

※1 Pooled機器：同種の機器をグループ化したもの

※2「CCF Parameter Estimations 2010 (NUREG/CR-5497の改訂版)」より

β ：２つ以上の機器が同時に故障する割合

γ ：２つ以上の機器が同時に故障した中で、3つ以上が同時に故障する割合

δ ：３つ以上の機器が同時に故障した中で、4つ以上が同時に故障する割合

第1.1.1.h-1表　起因事象別炉心損傷頻度

起因事象	起因事象 発生頻度（／炉年）	条件付炉心損傷確率 (CCDP)	炉心損傷頻度 （／炉年）	寄与割合
原子炉補機 冷却機能喪失	2.0E-04	1	2.0E-04	81.6%
手動停止	2.3E-01	1.1E-04	2.6E-05	10.6%
過渡事象	9.7E-02	1.1E-04	1.1E-05	4.5%
小破断LOCA	2.2E-04	1.4E-02	3.1E-06	1.2%
主給水流量喪失	1.1E-02	1.2E-04	1.3E-06	0.5%
２次冷却系の破断	4.3E-04	2.8E-03	1.2E-06	0.5%
中破断LOCA	6.8E-05	1.4E-02	9.4E-07	0.4%
外部電源喪失	4.8E-03	1.5E-04	7.4E-07	0.3%
極小LOCA	2.1E-03	2.3E-04	4.8E-07	0.2%
蒸気発生器 伝熱管破損	2.4E-03	1.6E-04	3.8E-07	0.2%
大破断LOCA	2.2E-05	6.4E-03	1.4E-07	<0.1%
DC母線１系列喪失	2.2E-04	3.2E-04	7.0E-08	<0.1%
ATWS	4.0E-08	1	4.0E-08	<0.1%
インターフェイス システムLOCA	3.0E-11	1	3.0E-11	<0.1%
合　　計			2.5E-04	100%

第1.1.1.h-2表　事故シーケンスの分析結果（1/6）

事故シーケンス			CDF（/炉年）	寄与割合（全ｼｰｹﾝｽ）	主要なカットセット	CDF（/炉年）	寄与割合（事故ｼｰｹﾝｽ）
２次冷却系からの除熱機能喪失	手動停止	補助給水失敗	2.6E-05	10.6%	①補助給水ポンプ起動信号失敗　共通原因故障	1.2E-05	46%
					②復水タンク閉塞	2.8E-06	11%
					③補助給水系各機器の外部リーク	2.7E-07	1%
	過渡事象	補助給水失敗	1.1E-05	4.5%	手動停止と同様		
	２次冷却系の破断	補助給水失敗	1.2E-06	0.5%	①２次冷却系の破断事象診断過誤による破断ループへの給水停止失敗	1.2E-06	97%
					②補助給水ポンプ起動信号失敗　共通原因故障	1.3E-08	1%
					③復水タンク閉塞	5.3E-09	<0.1%
	主給水流量喪失	補助給水失敗	1.3E-06	0.5%	手動停止と同様		
	外部電源喪失	補助給水失敗	1.9E-07	0.1%	①復水タンク閉塞	5.9E-08	31%
					②補助給水系各機器の外部リーク	5.5E-09	3%
	蒸気発生器伝熱管破損	補助給水失敗	1.7E-07	0.1%	手動停止と同様		
	小破断LOCA	補助給水失敗	1.6E-08	<0.1%	手動停止と同様		
	極小LOCA	補助給水失敗	2.4E-07	0.1%	手動停止と同様		
	DC母線1系列喪失	補助給水失敗	7.0E-08	<0.1%	①補助給水ポンプ起動信号A失敗	1.5E-08	21%
					②制御用空気圧縮機A運転継続失敗による充電器室空調系空気ダンパ誤閉止による直流電源喪失	5.8E-09	8%
					③制御用空気圧縮機室A空調ファン運転継続失敗による充電器室空調系空気ダンパ誤閉止による直流電源喪失	3.2E-09	5%
	２次冷却系の破断	主蒸気隔離失敗	5.4E-11	<0.1%	①運転員による破断ループ側タービン動補助給水ポンプ蒸気供給ライン元弁（575A）閉止失敗＋破断ループ T/D-AFWP駆動蒸気供給ライン逆止弁(576A) 閉失敗	3.4E-11	62%
					②破断ループ側T/D-AFWP駆動蒸気元弁（575A）閉止失敗＋破断ループ側T/D-AFWP駆動蒸気供給ライン逆止弁(576A)閉失敗	7.0E-12	13%
					③健全ループ主蒸気隔離弁バイパス弁3625(3635)内部リーク＋破断ループ主蒸気隔離逆止弁536A閉失敗	6.6E-12	12%

第1.1.1.h-2表　事故シーケンスの分析結果（2/6）

事故シーケンス			CDF（/炉年）	寄与割合（全ｼｰｹﾝｽ）	主要なカットセット	CDF（/炉年）	寄与割合（事故ｼｰｹﾝｽ）
安全機能のサポート機能喪失	外部電源喪失	非常用所内交流電源喪失	5.5E-07	0.2%	①DG-A,B起動失敗　共通原因故障	7.8E-08	14%
					②DG-A(B)試験による待機除外＋DG-B(A)継続運転失敗	8.7E-08	16%
					③DG-A(B)試験による待機除外＋DG-B(A)起動失敗	5.7E-08	10%
	原子炉補機冷却機能喪失	RCPシールLOCA	2.0E-04	81.2%	①RCPシールLOCA発生	2.0E-04	100%
		加圧器逃がし弁／安全弁LOCA	9.0E-07	0.4%	①加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗	9.0E-07	100%
		補助給水失敗	2.3E-08	<0.1%	①補助給水ポンプ起動信号失敗　共通原因故障	1.0E-08	46%
					②復水タンク閉塞	2.5E-09	11%
					③補助給水系各機器の外部リーク	2.3E-10	1%

第1.1.1.h-2表　事故シーケンスの分析結果（3/6）

事故シーケンス			CDF（/炉年）	寄与割合（全ｼｰｹﾝｽ）	主要なカットセット	CDF（/炉年）	寄与割合（事故ｼｰｹﾝｽ）
原子炉格納容器除熱機能喪失	小破断LOCA	格納容器スプレイ再循環失敗	8.1E-07	0.3%	①格納容器スプレイ作動信号A,Bリセット操作失敗	9.5E-08	12%
					②格納容器スプレイポンプA,B停止操作失敗	9.5E-08	12%
					③原子炉格納容器圧力高確認失敗	9.1E-08	11%
		格納容器スプレイ注入失敗	2.2E-08	<0.1%	①格納容器スプレイ作動信号A,B両トレン　共通原因故障	5.8E-09	26%
					②格納容器スプレイ冷却器出口弁024A,B開失敗　共通原因故障	4.5E-09	21%
					③格納容器スプレイポンプA,B 起動失敗 共通原因故障	1.7E-09	8%
	中破断LOCA	格納容器スプレイ再循環失敗	2.5E-07	0.1%	小破断LOCAと同様		
		格納容器スプレイ注入失敗	6.8E-09	<0.1%	小破断LOCAと同様		
	DC母線1系列喪失	加圧器逃がし弁／安全弁LOCA＋格納容器スプレイ再循環失敗	3.0E-11	<0.1%	①加圧器圧力高信号発信失敗＋加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗＋よう素除去薬品タンク隔離弁054閉失敗	8.1E-13	3%
					②加圧器圧力高信号発信失敗＋加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗＋格納容器スプレイ冷却器CCW通水弁248A開失敗	7.8E-13	3%
		加圧器逃がし弁／安全弁LOCA＋格納容器スプレイ注入失敗	2.2E-11	<0.1%	①加圧器圧力高信号発信失敗＋加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗＋スプレイヘッダ手動弁028A閉塞	9.2E-13	4%
					②加圧器圧力高信号発信失敗＋加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗＋格納容器スプレイ冷却器出口弁024開失敗	7.8E-13	4%

第1.1.1.h-2表　事故シーケンスの分析結果（4/6）

事故シーケンス			CDF（/炉年）	寄与割合（全ｼｰｹﾝｽ）	主要なカットセット	CDF（/炉年）	寄与割合（事故ｼｰｹﾝｽ）
原子炉停止機能喪失	ATWS	－	4.0E-08	<0.1%	①不足電圧出力カード不動作　共通原因故障	1.2E-08	30%
					②原子炉トリップ遮断器開失敗　共通原因故障	2.0E-08	49%
					③基本ソフトウェア　共通原因故障	7.1E-09	18%
ＥＣＣＳ注水機能喪失	小破断LOCA	高圧注入失敗	1.3E-06	0.5%	①低温側注入ライン手動弁047B(C)閉塞	6.5E-07	50%
					②低温側注入ラインオリフィス980B(C) 閉塞	2.5E-07	19%
					③低温側注入ラインオリフィスSI2B(C)閉塞	2.5E-07	19%
	中破断LOCA	高圧注入失敗	4.1E-07	0.2%	小破断LOCAと同様		
	大破断LOCA	低圧注入失敗	3.0E-09	<0.1%	①S信号A,B両トレン 共通原因故障	8.1E-10	27%
					②RHRポンプ 出口流量高A,B両トレン共通原因故障によるミニフローライン弁601,611の閉止失敗	8.1E-10	27%
					③RWST閉塞	2.7E-10	9%
					④RWST出口手動弁001 閉塞	7.2E-11	2%
	中破断LOCA	蓄圧注入失敗	2.5E-11	<0.1%	①蓄圧タンク出口逆止弁134B,C開失敗　共通原因故障	1.1E-11	44%
					②蓄圧タンク出口逆止弁136B,C開失敗　共通原因故障	1.1E-11	44%
					③蓄圧タンクB,Cの同時閉塞	1.4E-12	5%
	大破断LOCA	蓄圧注入失敗	9.2E-09	<0.1%	①蓄圧タンクB(C)閉塞	6.2E-09	68%
					②蓄圧タンク出口電動弁132B(C)閉塞	1.9E-09	20%
	極小LOCA	充てん／高圧注入失敗	2.4E-07	0.1%	①充てん／高圧注入ポンプ燃料取替用水補給弁121D,E開失敗　共通原因故障	4.5E-08	19%
					②充てん／高圧注入ポンプ入口ベント隔離弁774,775B閉失敗　共通原因故障	3.6E-08	15%
					③燃料取替用水タンク閉塞	2.6E-08	11%
	DC母線１系列喪失	加圧器逃がし弁／安全弁LOCA＋高圧注入失敗	3.6E-12	<0.1%	①外部電源喪失＋DG-A試験による待機除外＋加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗	4.0E-13	11%
					②加圧器圧力高信号発信失敗＋加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗＋ほう酸注入タンク入口オリフィス900閉塞	3.5E-13	10%

第1.1.1.h-2表　事故シーケンスの分析結果（5/6）

事故シーケンス			CDF（/炉年）	寄与割合（全ｼｰｹﾝｽ）	主要なカットセット	CDF（/炉年）	寄与割合（事故ｼｰｹﾝｽ）
ＥＣＣＳ再循環機能喪失	小破断LOCA	低圧再循環失敗	6.7E-07	0.3%	①S信号A,Bリセット操作失敗	9.5E-08	14%
					②RHRポンプA,B停止操作失敗	9.5E-08	14%
					③燃料取替用水タンク隔離弁191A,B閉操作失敗	9.5E-08	14%
	小破断LOCA	高圧再循環失敗	2.4E-07	0.1%	①余熱除去冷却器出口充てん／高圧注入ポンプ入口連絡弁021A,B開操作失敗	9.5E-08	40%
					②充てん／高圧注入ポンプ燃料取替用水補給弁121D,E閉操作失敗	9.5E-09	40%
	中破断LOCA	低圧再循環失敗	2.1E-07	0.1%	小破断LOCAと同様		
	中破断LOCA	高圧再循環失敗	7.3E-08	<0.1%	小破断LOCAと同様		
	大破断LOCA	低圧再循環失敗	1.3E-07	0.1%	①再循環切替診断失敗	5.9E-08	46%
					②S信号A,Bリセット操作失敗	9.5E-09	7%
					③RHRポンプA,B停止操作失敗	9.5E-09	7%
	DC母線１系列喪失	加圧器逃がし弁／安全弁LOCA＋低圧再循環失敗	4.8E-11	<0.1%	①海水ストレーナA閉塞による充電器盤室空調A喪失＋加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗	6.4E-12	13%
					②海水系ヘッダ配管リークによる充電器盤室空調A喪失＋加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗	3.0E-12	6%
	DC母線１系列喪失	加圧器逃がし弁／安全弁LOCA＋高圧再循環失敗	2.5E-11	<0.1%	①加圧器圧力高信号発信失敗＋加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗＋充てん／高圧注入ポンプ燃料取替用水補給弁121E閉失敗	8.1E-13	3%
					②加圧器圧力高信号発信失敗＋加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗＋余熱除去冷却器出口充てん／高圧注入ポンプ入口連絡弁021A開失敗	8.0E-13	3%

第1.1.1.h-2表　事故シーケンスの分析結果（6/6）

事故シーケンス			CDF（/炉年）	寄与割合（全ｼｰｹﾝｽ）	主要なカットセット	CDF（/炉年）	寄与割合（事故ｼｰｹﾝｽ）
漏えい機能の隔離機能喪失	蒸気発生器伝熱管破損	破損側蒸気発生器隔離失敗	2.1E-07	0.1%	①SGTR事象診断過誤による破損側蒸気発生器への給水停止失敗＋主蒸気管破断	6.5E-08	31%
					②破損側蒸気発生器 タービン動補助給水ポンプ蒸気供給ライン元弁575A 閉失敗	2.3E-08	11%
					③破損側蒸気発生器 タービン動補助給水ポンプ蒸気供給ライン元弁575A閉操作(中央及び現場)失敗	1.1E-08	5%
	インターフェイスシステムLOCA	－	3.0E-11	<0.1%	－		

第1.1.1.h-3表　起因事象別重要度評価結果（FV重要度上位）

起因事象	FV重要度
原子炉補機冷却機能喪失	8.2E-01
手動停止	1.1E-01
過渡事象	4.5E-02
小破断LOCA	1.2E-02
主給水流量喪失	5.1E-03
２次冷却系の破断	4.9E-03
中破断LOCA	3.8E-03
外部電源喪失	3.0E-03
極小LOCA	1.9E-03
蒸気発生器伝熱管破損	1.5E-03
大破断LOCA	5.8E-04
DC母線１系列喪失	2.8E-04
ATWS	1.6E-04
インターフェイスシステムLOCA	1.2E-07

第1.1.1.h-4表　起因事象別重要度評価結果（RAW上位）

起因事象	RAW
インターフェイスシステムLOCA	4.1E+03
ATWS	4.1E+03
原子炉補機冷却機能喪失	4.1E+03
小破断LOCA	5.8E+01
中破断LOCA	5.8E+01
大破断LOCA	2.7E+01
２次冷却系の破断	1.2E+01
DC母線１系列喪失	2.3E+00
極小LOCA	1.9E+00
外部電源喪失	1.6E+00
蒸気発生器伝熱管破損	1.6E+00
主給水流量喪失	1.5E+00
過渡事象	1.4E+00
手動停止	1.4E+00

第1.1.1.h-5表　緩和系の基事象別重要度評価結果（FV重要度上位）

系統	基事象	FV重要度
RCP	RCPシールLOCA発生	8.2E-01
信号系	CPUモジュール　自己診断失敗	3.2E-02
信号系	シリアルI/Oバスマスタ 自己診断失敗	2.1E-02
信号系	CPUカード　機能喪失	2.1E-02
補助給水系	復水タンク　閉塞	1.7E-02
信号系	アプリケーションソフト 共通原因故障	1.4E-02
信号系	BUS I/Fカード　機能喪失	1.4E-02
補助給水系	タービン動補助給水ポンプ 起動失敗	6.4E-03
信号系	CPUカード ４枚 機能喪失 共通原因故障	6.3E-03
補助給水系	運転員 ２次冷却系の破断の発生 診断失敗	4.7E-03

第1.1.1.h-6表　緩和系の基事象別重要度評価結果（RAW上位）

系統	基事象	RAW
補助給水系	復水タンク　閉塞	1.4E+03
補助給水系	復水タンク　破損	1.4E+03
補助給水系	タービン動補助給水ライン流量調整弁 外部リーク	1.4E+03
補助給水系	補助給水ポンプ出口ストレーナ 外部リーク	1.4E+03
海水系	海水ストレーナ閉塞　共通原因故障	1.4E+03
補助給水系	電動補助給水ポンプミニフローライン オリフィス　外部リーク	1.4E+03
補助給水系	電動補助給水ポンプミニフローライン オリフィス　外部リーク	1.4E+03
補助給水系	補助給水ライン　オリフィス 外部リーク	1.4E+03
補助給水系	補助給水ポンプミニフローライン 流量計オリフィス 外部リーク	1.4E+03
補助給水系	タービン動補助給水ポンプ　ミニフロー ラインオリフィス　外部リーク	1.4E+03

第1.1.1.h-7表　全CDF及び事故シーケンス別CDF不確実さ解析結果

事故シーケンス	下限値 (/ry)	中央値 (/ry)	上限値 (/ry)	平均値 (/ry)	EF
全CDF	2.5E-05	1.0E-04	8.1E-04	2.4E-04	5.7
大破断LOCA:低圧再循環失敗	1.8E-09	2.8E-08	4.7E-07	1.2E-07	16.1
大破断LOCA:蓄圧注入失敗	1.0E-10	1.8E-09	3.4E-08	9.6E-09	18.3
大破断LOCA:低圧注入失敗	3.5E-11	5.6E-10	9.9E-09	2.9E-09	16.8
中破断LOCA:スプレイ再循環失敗	3.8E-09	6.0E-08	9.1E-07	2.4E-07	15.6
中破断LOCA:高圧再循環失敗	8.3E-10	1.4E-08	2.7E-07	7.1E-08	18.1
中破断LOCA:低圧再循環失敗	3.1E-09	4.8E-08	7.6E-07	2.0E-07	15.6
中破断LOCA:スプレイ注入失敗	5.4E-11	9.2E-10	2.0E-08	5.5E-09	19.1
中破断LOCA:蓄圧注入失敗	7.8E-14	2.0E-12	6.3E-11	1.9E-11	28.4
中破断LOCA:高圧注入失敗	4.4E-09	7.5E-08	1.4E-06	3.9E-07	17.8
小破断LOCA:スプレイ再循環失敗	1.2E-08	1.9E-07	2.8E-06	7.6E-07	15.3
小破断LOCA:高圧再循環失敗	2.7E-09	4.6E-08	8.3E-07	2.2E-07	17.4
小破断LOCA:低圧再循環失敗	1.0E-08	1.6E-07	2.4E-06	6.4E-07	15.5
小破断LOCA:スプレイ注入失敗	1.7E-10	2.9E-09	6.0E-08	1.9E-08	19.1
小破断LOCA:高圧注入失敗	1.4E-08	2.4E-07	4.5E-06	1.5E-06	17.7
小破断LOCA:補助給水失敗	2.0E-10	3.0E-09	5.4E-08	1.4E-08	16.5
極小LOCA:高圧注入失敗	4.3E-09	5.1E-08	6.9E-07	2.0E-07	12.7
極小LOCA:補助給水失敗	3.9E-09	4.8E-08	7.0E-07	1.9E-07	13.4
ISLOCA:炉心損傷直結	1.1E-13	3.6E-12	1.1E-10	3.1E-11	30.8
主給水喪失:補助給水失敗	1.2E-07	5.3E-07	3.2E-06	1.0E-06	5.2
外電喪失:補助給水失敗	1.9E-08	9.4E-08	6.0E-07	2.0E-07	5.6
外電喪失:非常用電源喪失	3.6E-08	2.1E-07	1.7E-06	5.2E-07	6.9
ATWS:炉心損傷直結	1.0E-09	8.2E-09	1.1E-07	3.2E-08	10.4
SLB:補助給水失敗	5.4E-09	1.4E-07	4.3E-06	1.2E-06	28.1
SLB:主蒸気隔離失敗	1.4E-13	4.7E-12	1.8E-10	6.6E-11	34.9
SGTR:破損SG隔離失敗	3.1E-09	4.1E-08	6.4E-07	1.7E-07	14.4
SGTR:補助給水失敗	3.1E-09	3.8E-08	5.4E-07	1.4E-07	13.3
過渡事象:補助給水失敗	1.6E-06	5.2E-06	2.6E-05	9.0E-06	4.0
CCW喪失:RCPシールLOCA	4.4E-06	6.0E-05	7.8E-04	2.0E-04	13.3
CCW喪失:加圧器逃がし弁LOCA	5.3E-09	1.2E-07	3.3E-06	9.8E-07	24.9
CCW喪失:補助給水失敗	2.3E-10	3.8E-09	6.7E-08	1.8E-08	17.3
DC母線1系列喪失:補助給水失敗	1.0E-09	1.5E-08	2.4E-07	7.0E-08	15.4
DC母線1系列喪失:スプレイ再循環失敗	2.3E-13	4.2E-12	9.4E-11	2.7E-11	20.3
DC母線1系列喪失:高圧再循環失敗	1.4E-13	2.8E-12	7.2E-11	2.3E-11	22.7
DC母線1系列喪失:低圧再循環失敗	3.3E-13	6.7E-12	1.6E-10	4.7E-11	21.7
DC母線1系列喪失:スプレイ注入失敗	1.2E-13	2.5E-12	6.4E-11	2.7E-11	23.4
DC母線1系列喪失:高圧注入失敗	9.2E-15	2.3E-13	8.0E-12	2.8E-12	29.4
手動停止:補助給水失敗	3.8E-06	1.2E-05	6.1E-05	2.1E-05	4.0

第1.1.1.h-8表　起因事象発生頻度の感度解析結果【プラント固有データの反映】

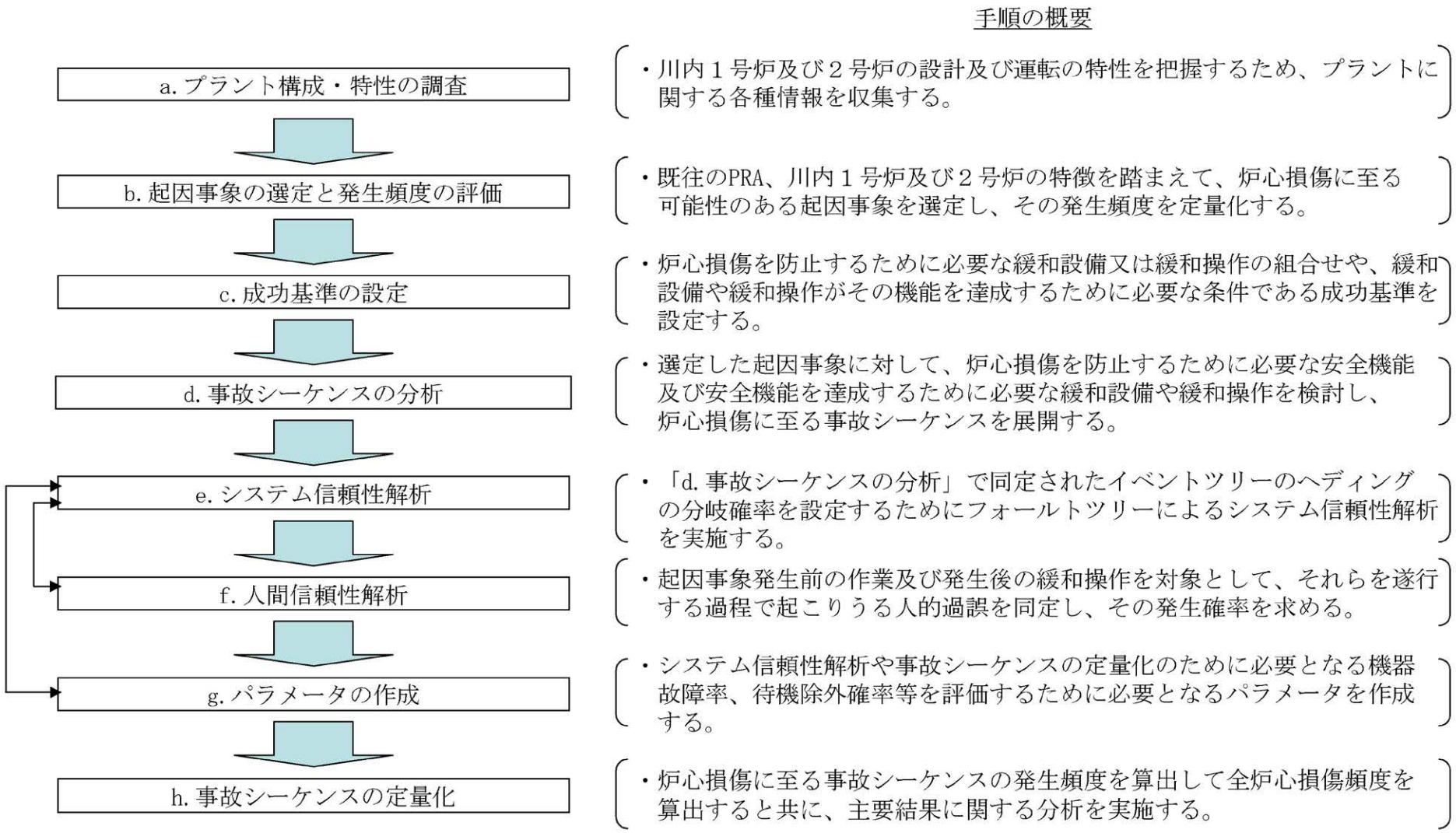
起因事象	ベースケース	感度解析① (頻度論統計)	感度解析② (ベイズ統計)
手動停止	2.3E-01／炉年	6.9E-02／炉年	1.4E-01／炉年
過渡事象	9.7E-02／炉年	2.3E-02／炉年	6.8E-02／炉年
主給水流量喪失	1.1E-02／炉年	1.2E-02／炉年	9.6E-03／炉年

第1.1.1.h-9表　機器故障率の感度解析結果【プラント固有データの反映】

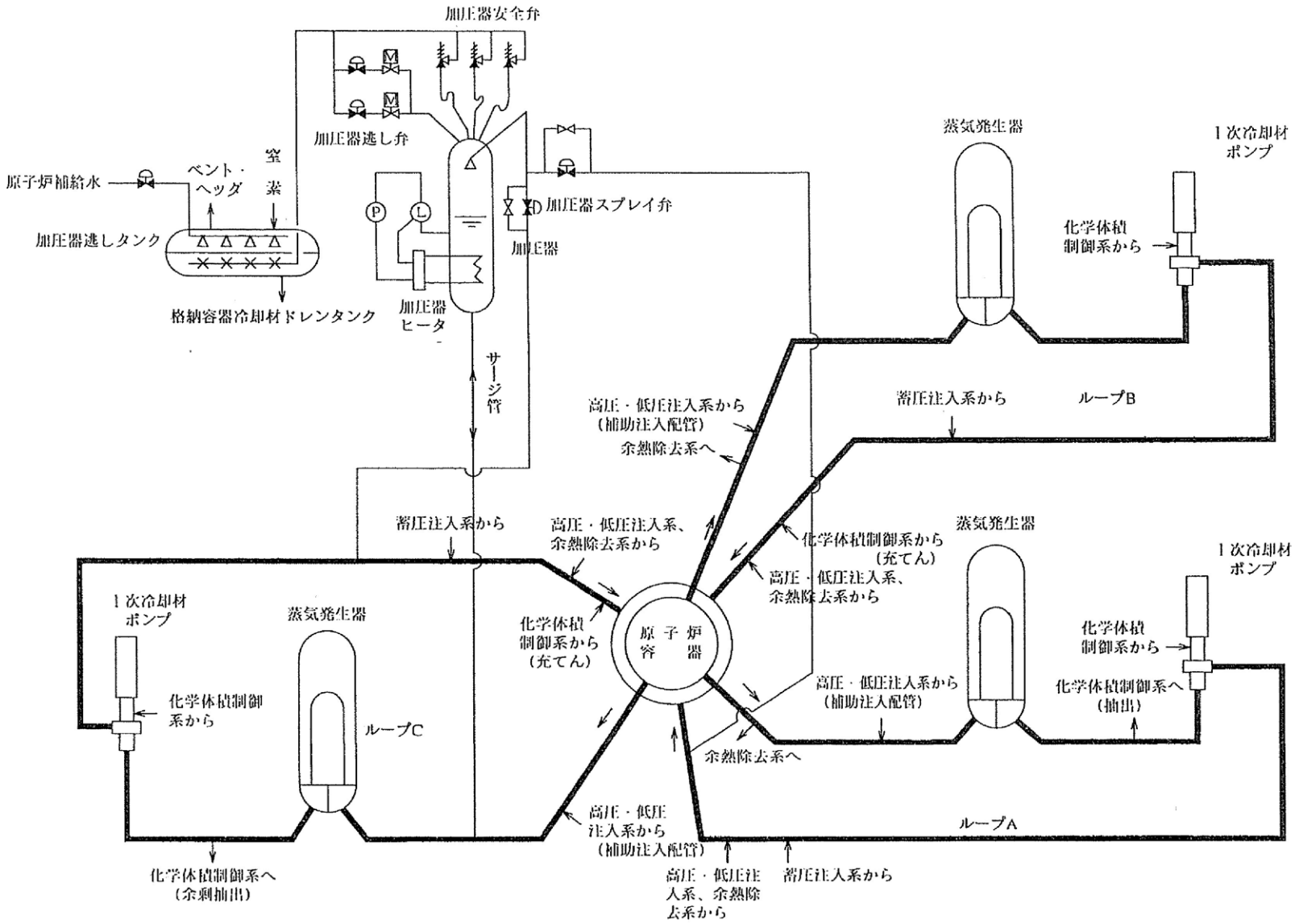
故障モード	ベースケース	感度解析① (頻度論統計)	感度解析② (ベイズ統計)
安全弁　閉失敗	1.5E-03／d	9.5E-03／d	8.7E-03／d
復水タンク　閉塞	3.2E-08／h	9.2E-08／h	2.6E-08／h
タービン動補助給水 ポンプ起動失敗	1.6E-03／d	9.4E-04／d	4.5E-04／d

第1.1.1.h-10表　全炉心損傷頻度の感度解析結果【プラント固有データの反映】

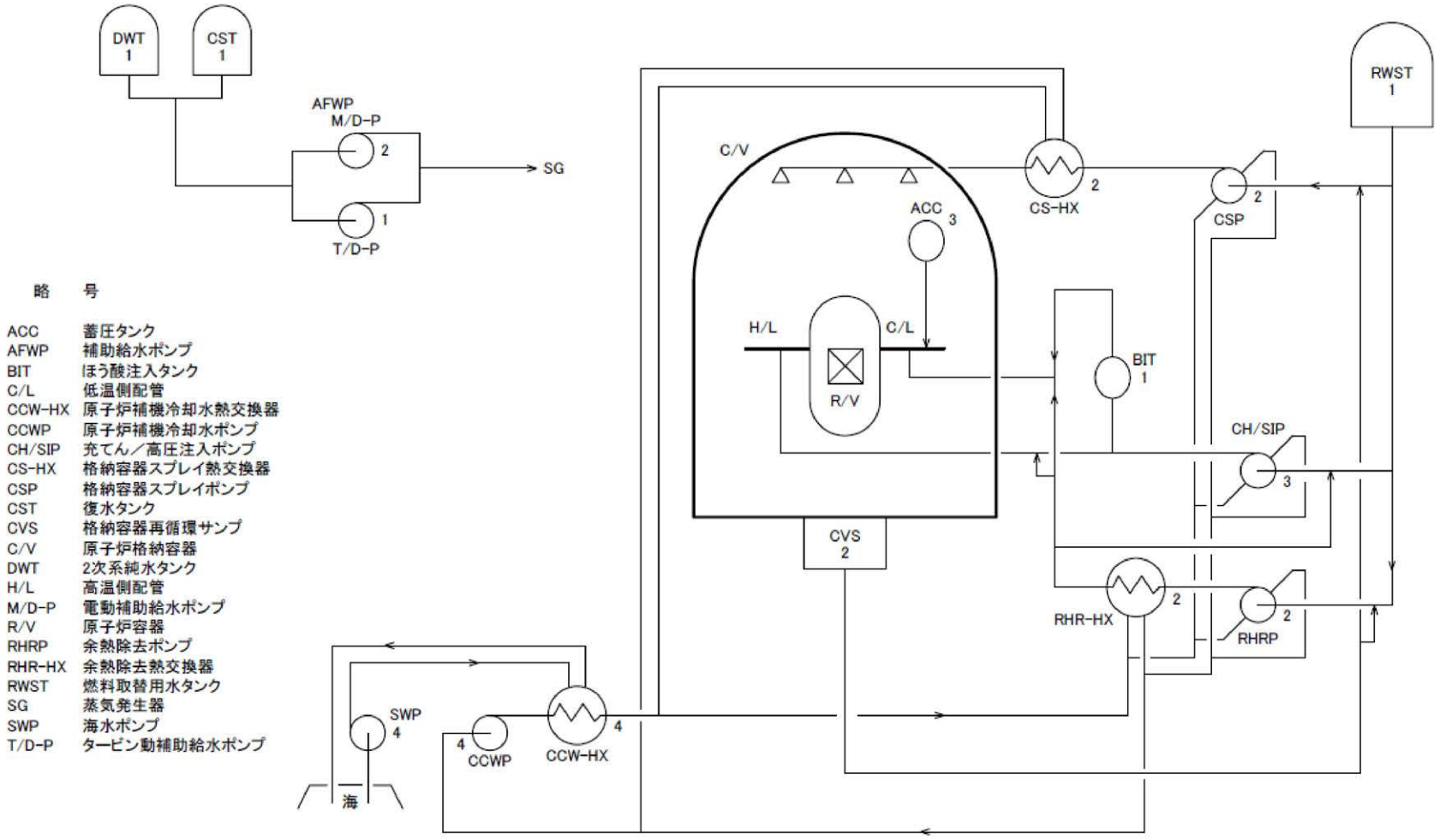
	ベースケース	感度解析① (頻度論統計)	感度解析② (ベイズ統計)
全炉心損傷頻度	2.5E-04	2.2E-04	2.3E-04



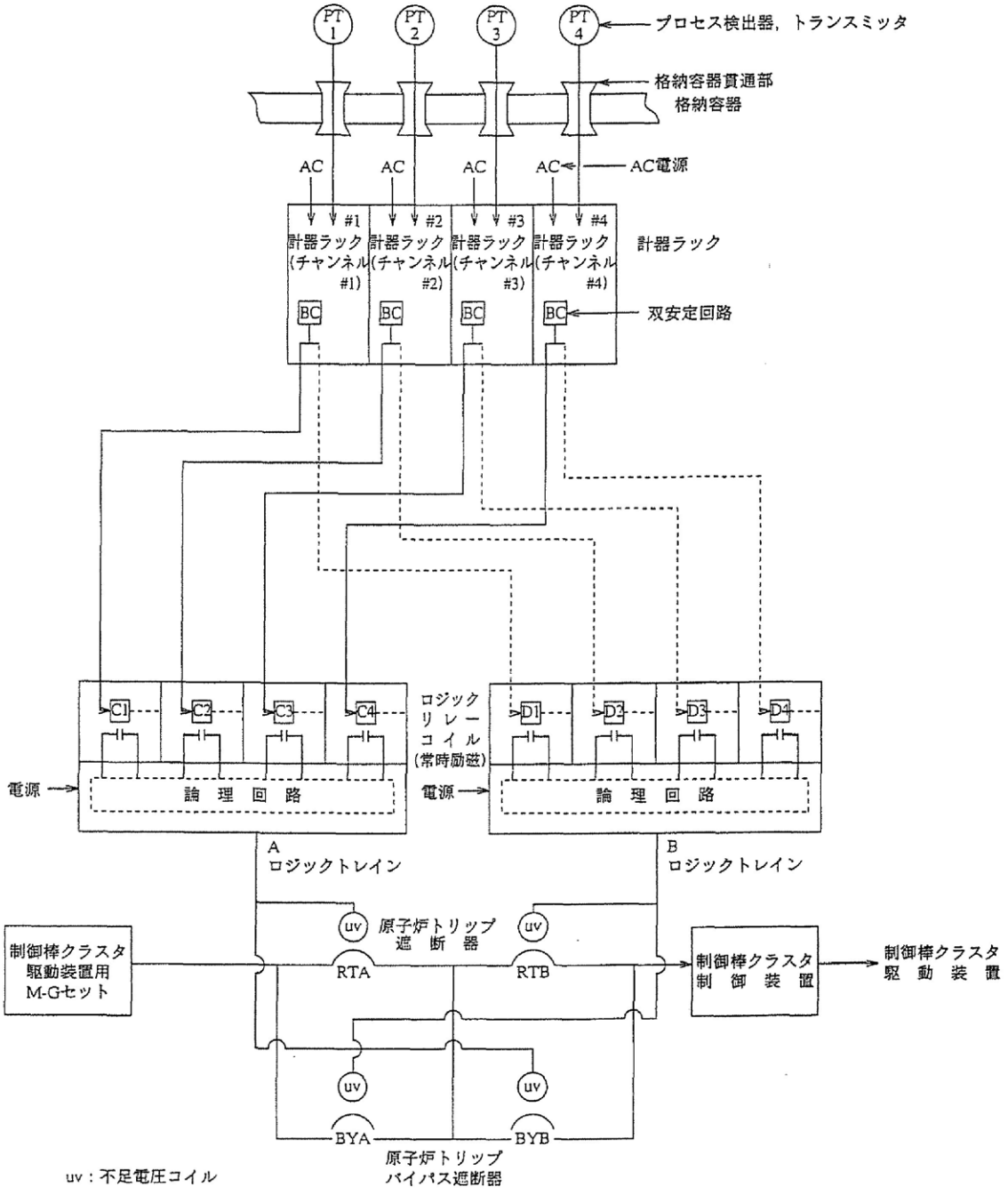
第1.1.1-1図　内部事象レベル1PRA評価フロー



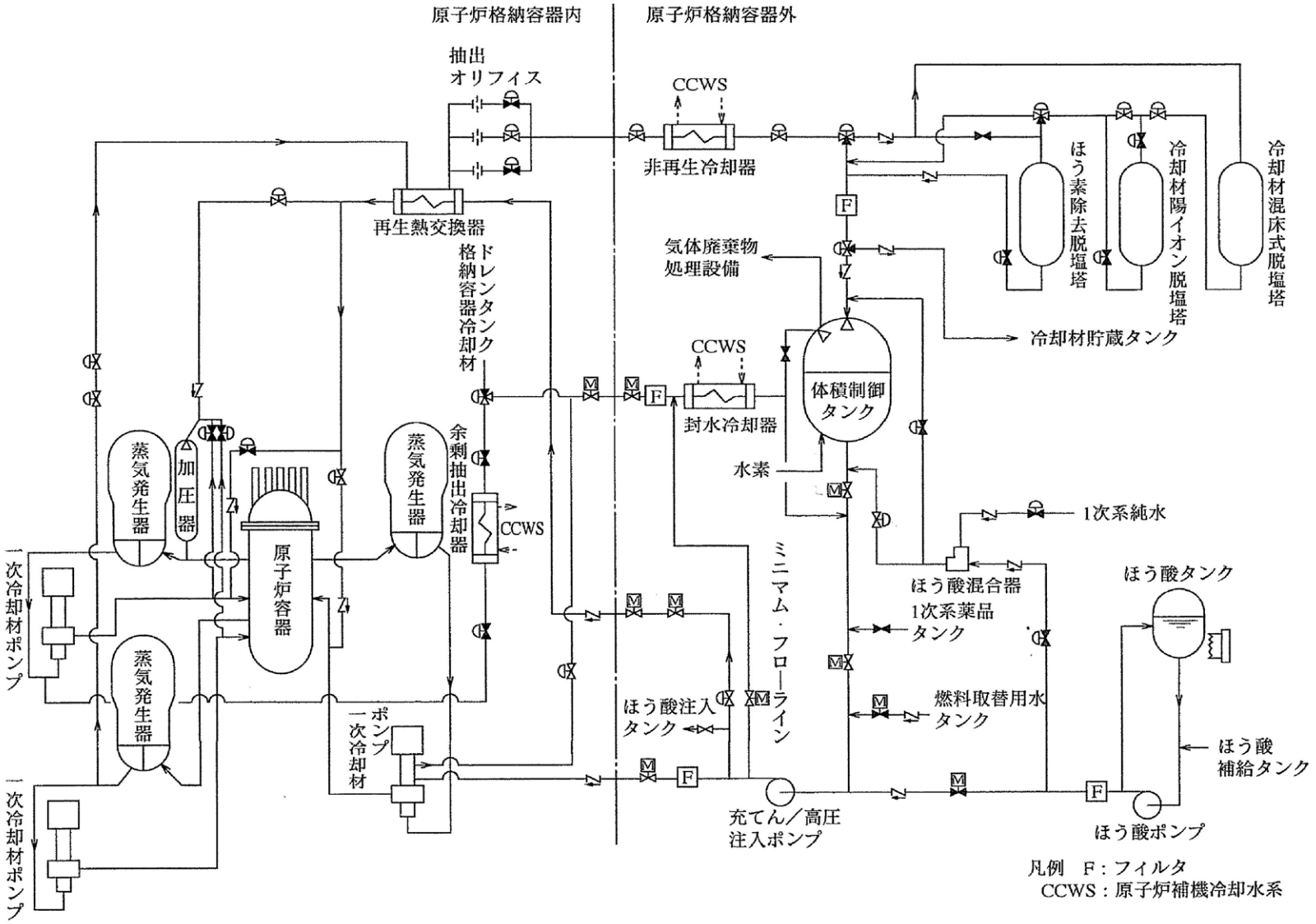
第1.1.1.a-1図　1次冷却設備系統説明図



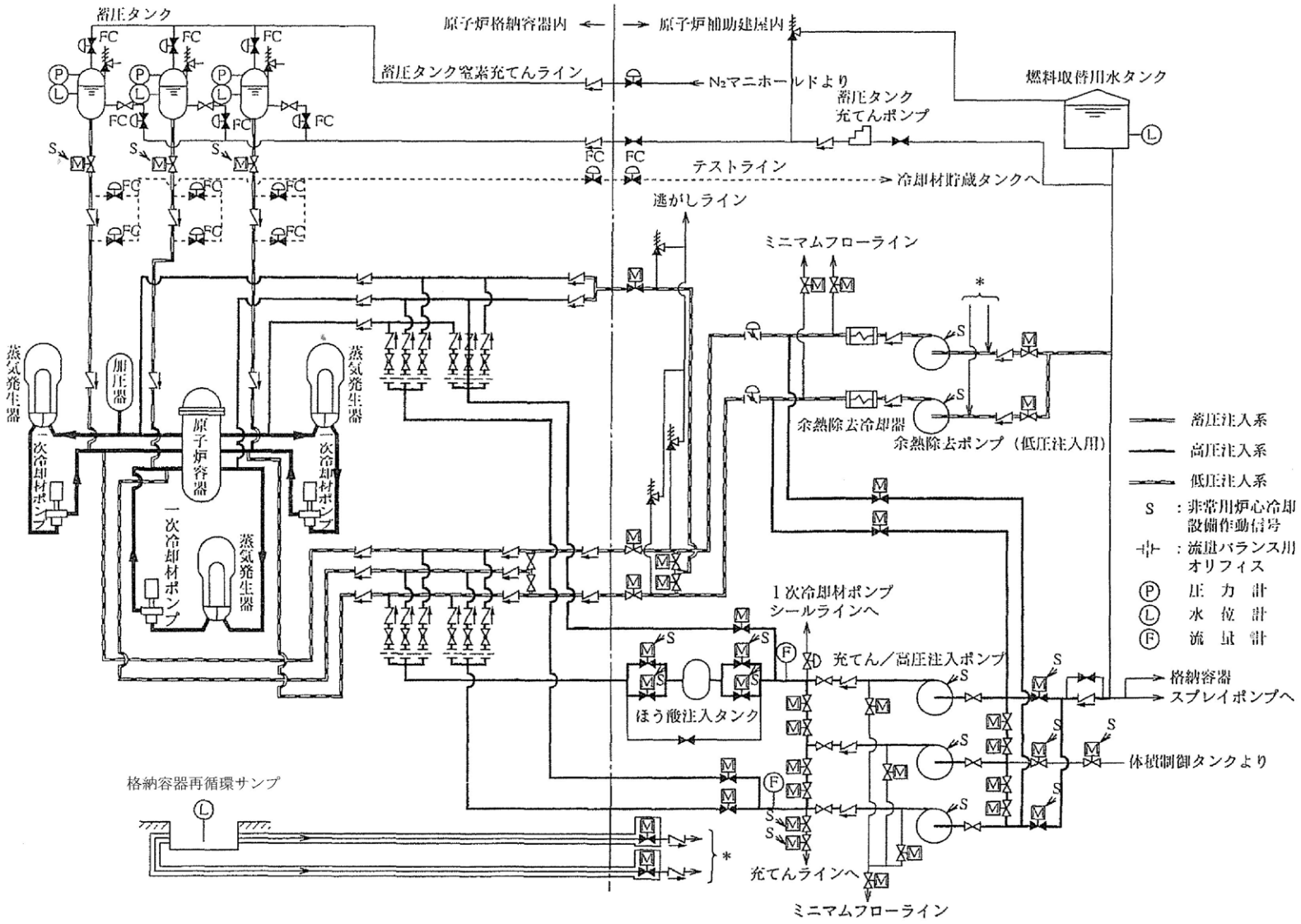
第1.1.1.a-2図　工学的安全設備の概要



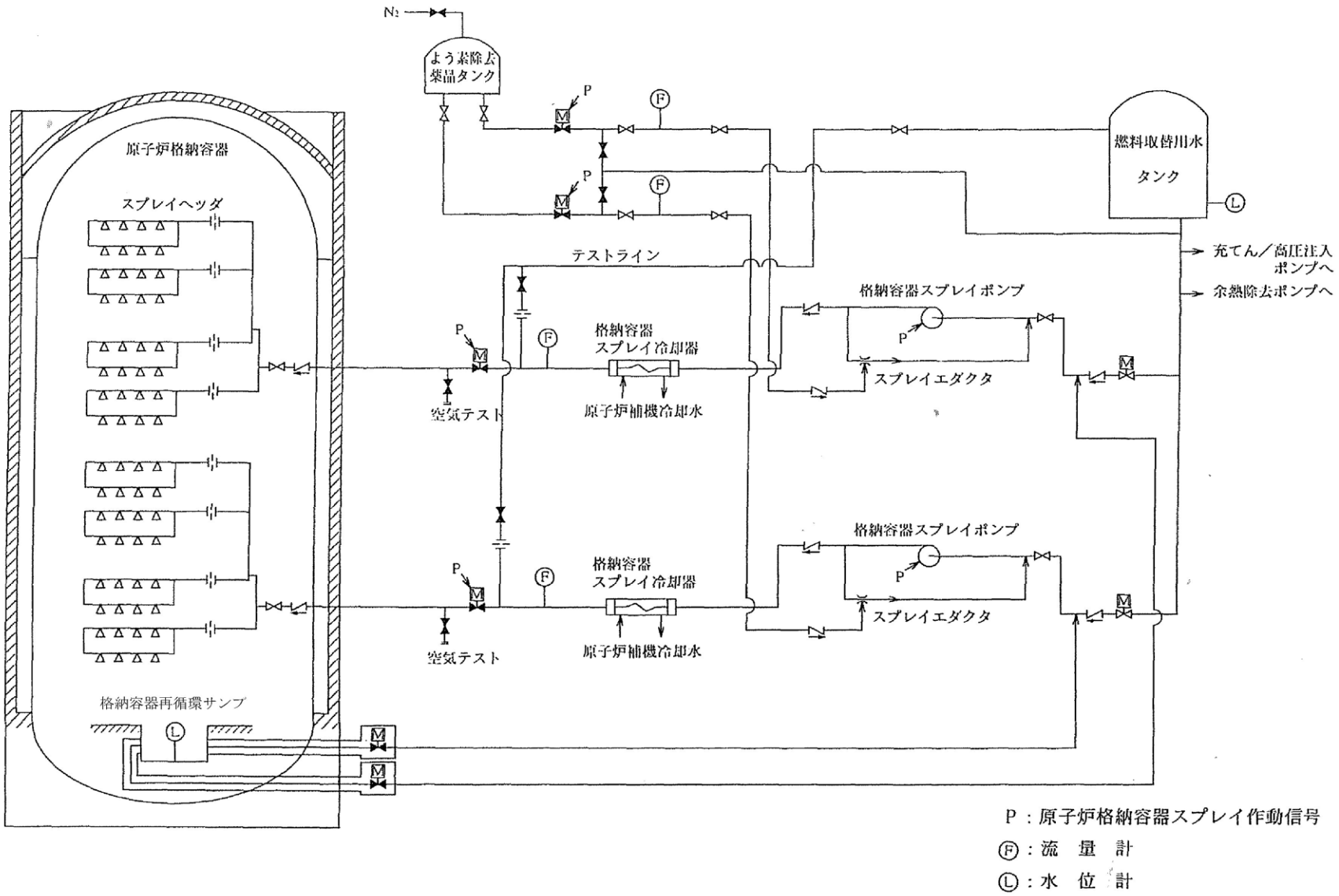
第1.1.1.a-3図　原子炉保護系設備系統説明図



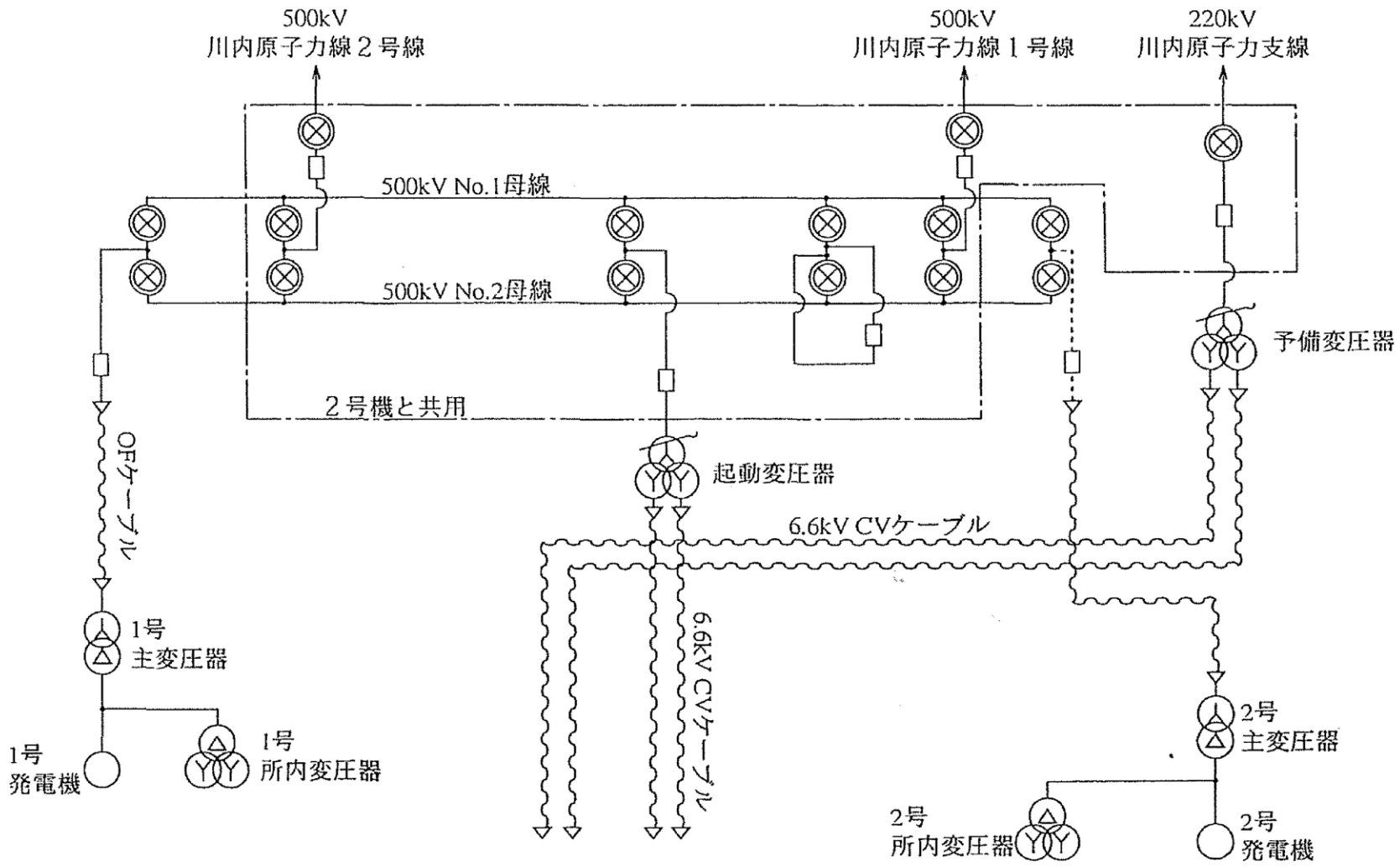
第1.1.1.a-4図　化学体積制御設備系統説明図



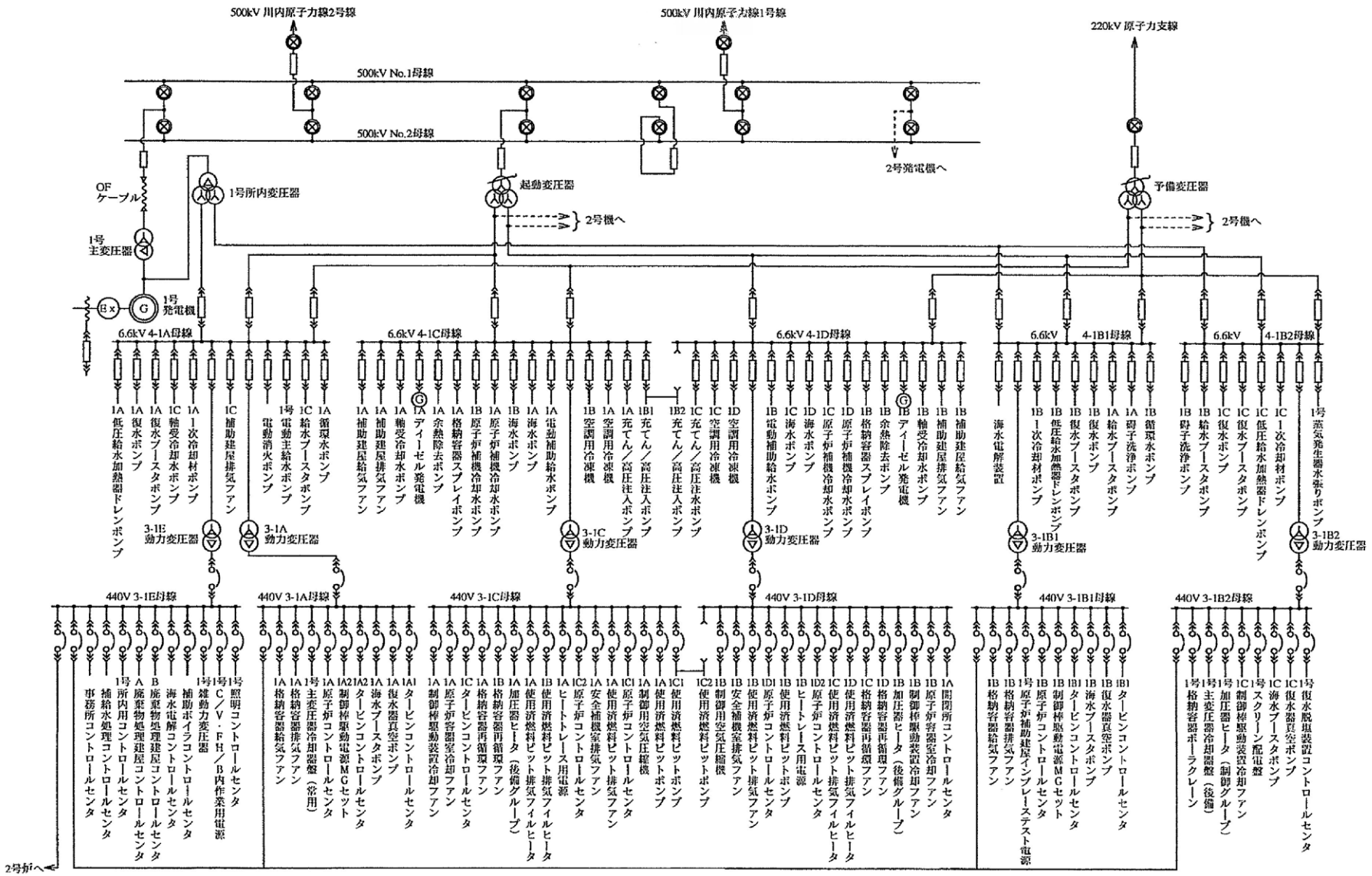
第1.1.1.a-5図　非常用炉心冷却設備の系統説明図



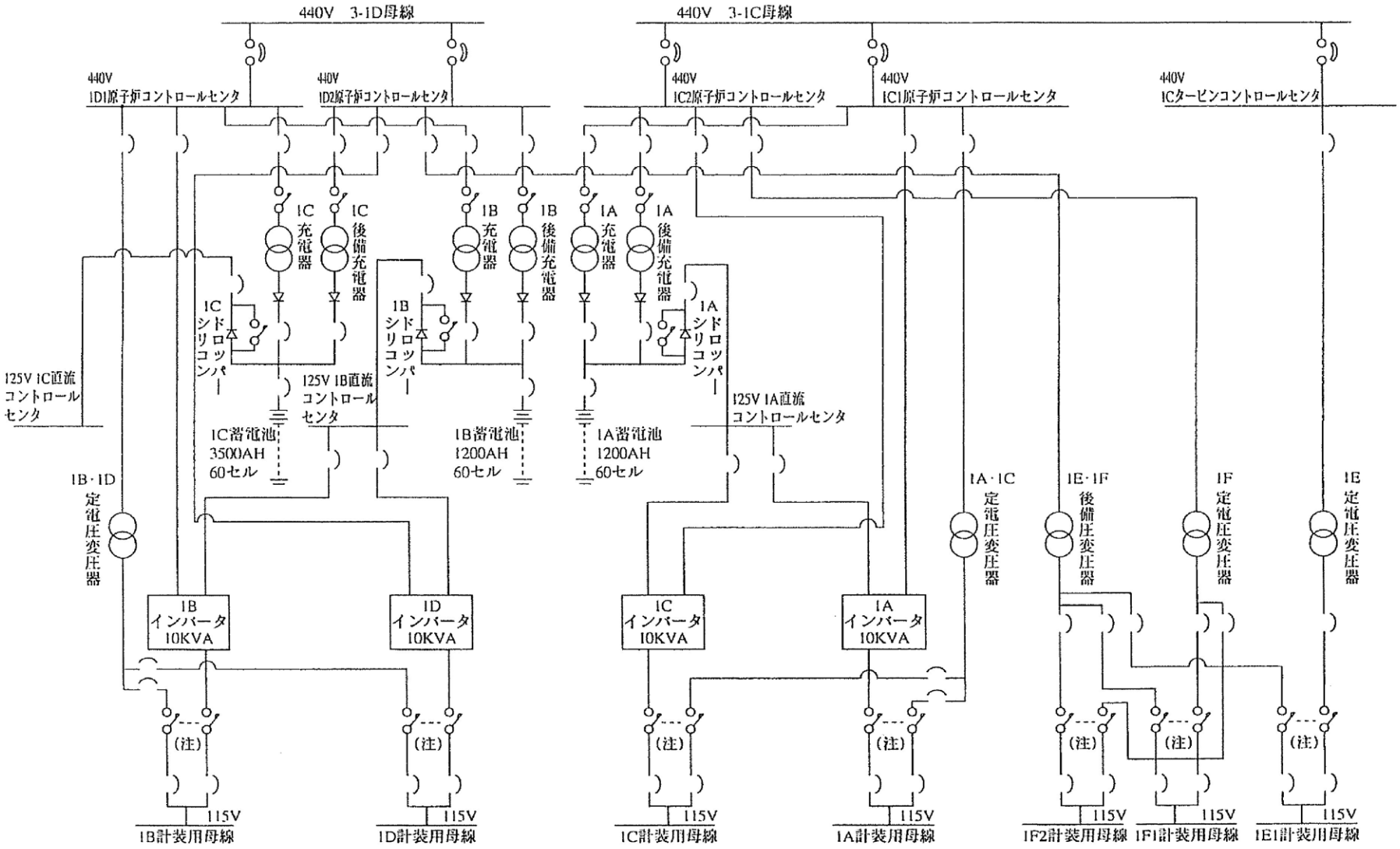
第1.1.1.a-6図　原子炉格納容器スプレイ設備系統説明図



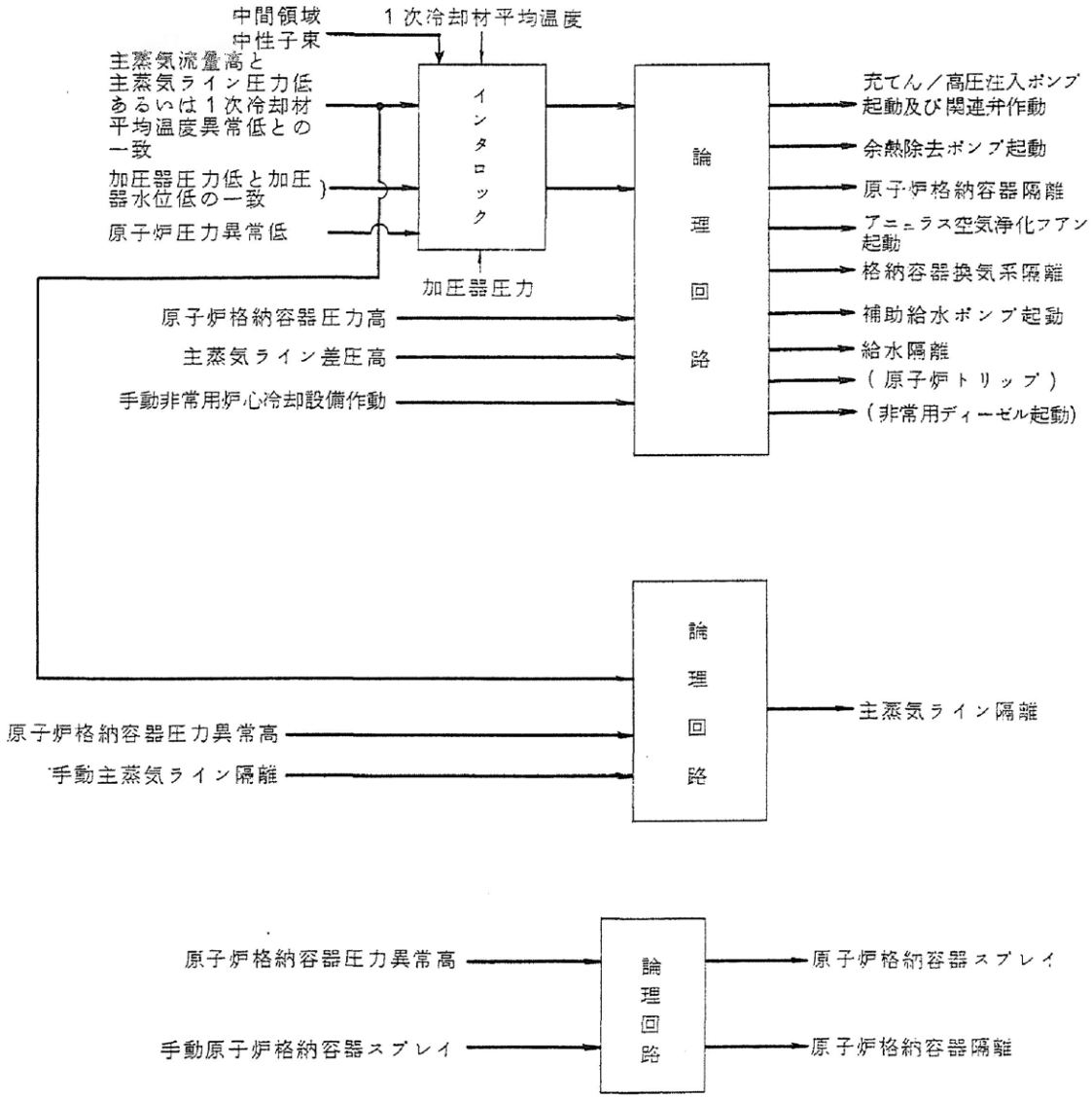
第1.1.1.a-7図　開閉所単線結線図



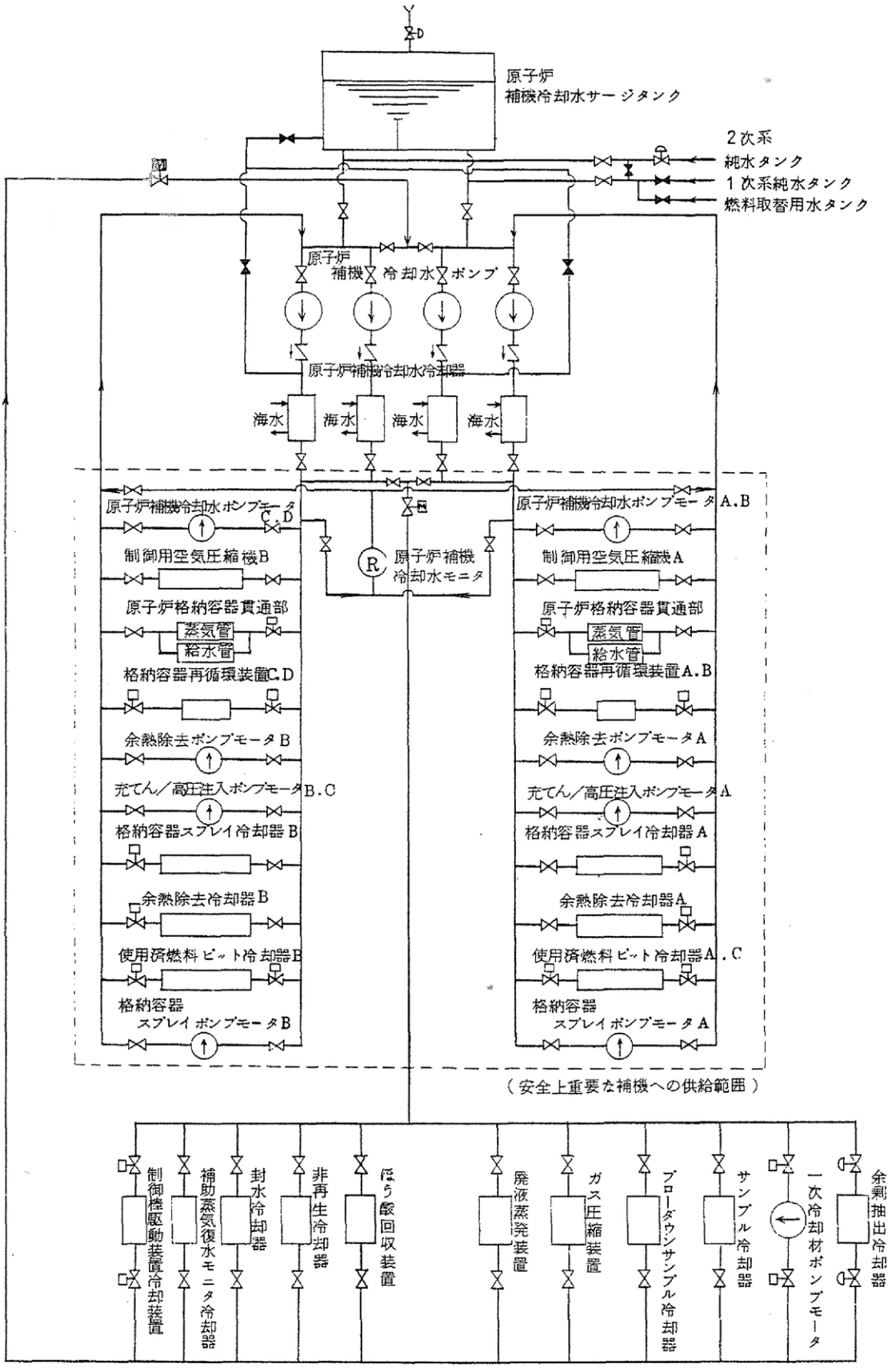
第1.1.1.a-8図　所内単線結線図



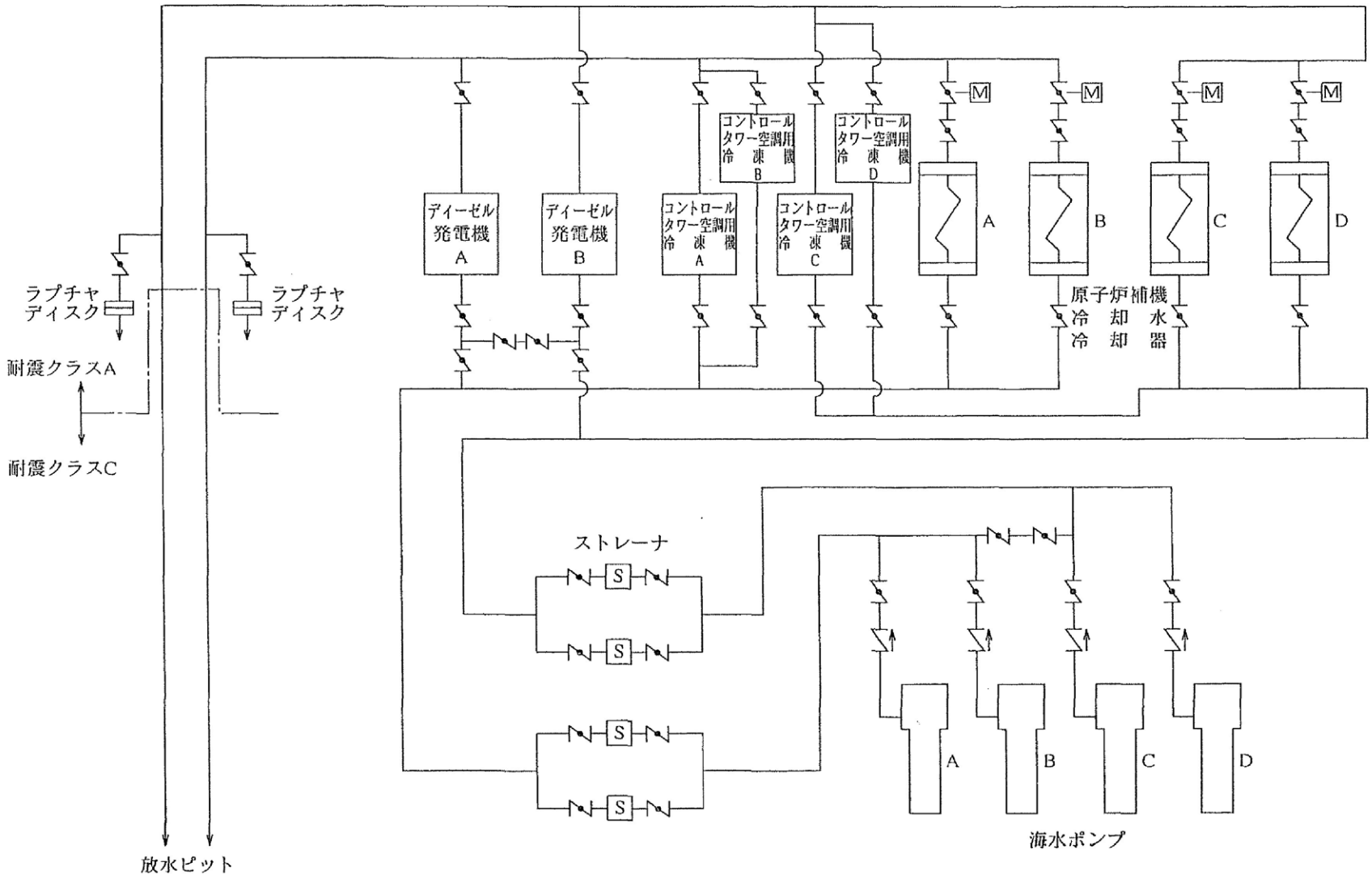
第1.1.1.a-9図　直流電源設備及び計測制御用電源設備



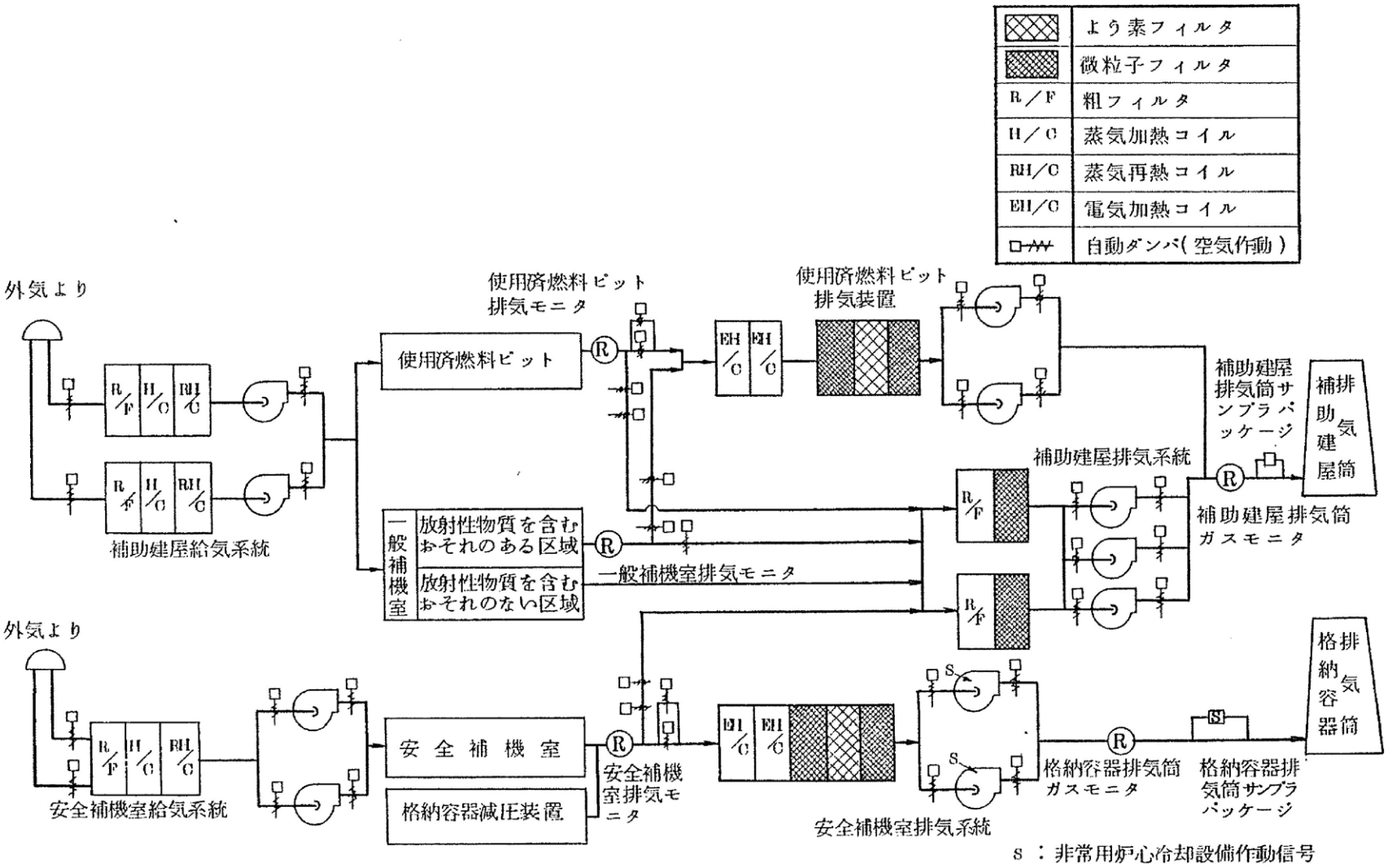
第1.1.1.a-10図　工学的安全施設作動設備説明図



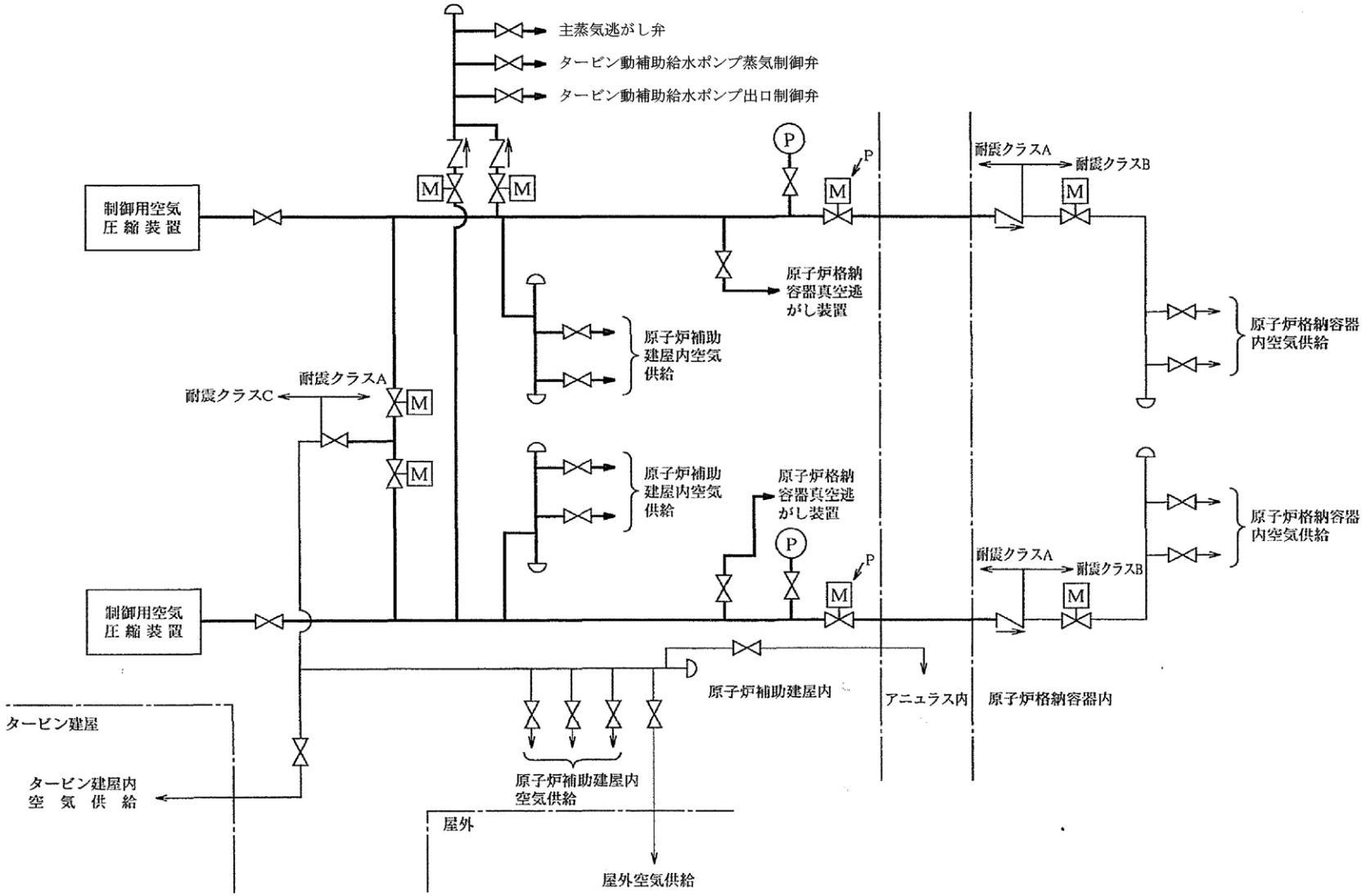
第1.1.1.a-11図　原子炉補機冷却水設備系統説明図



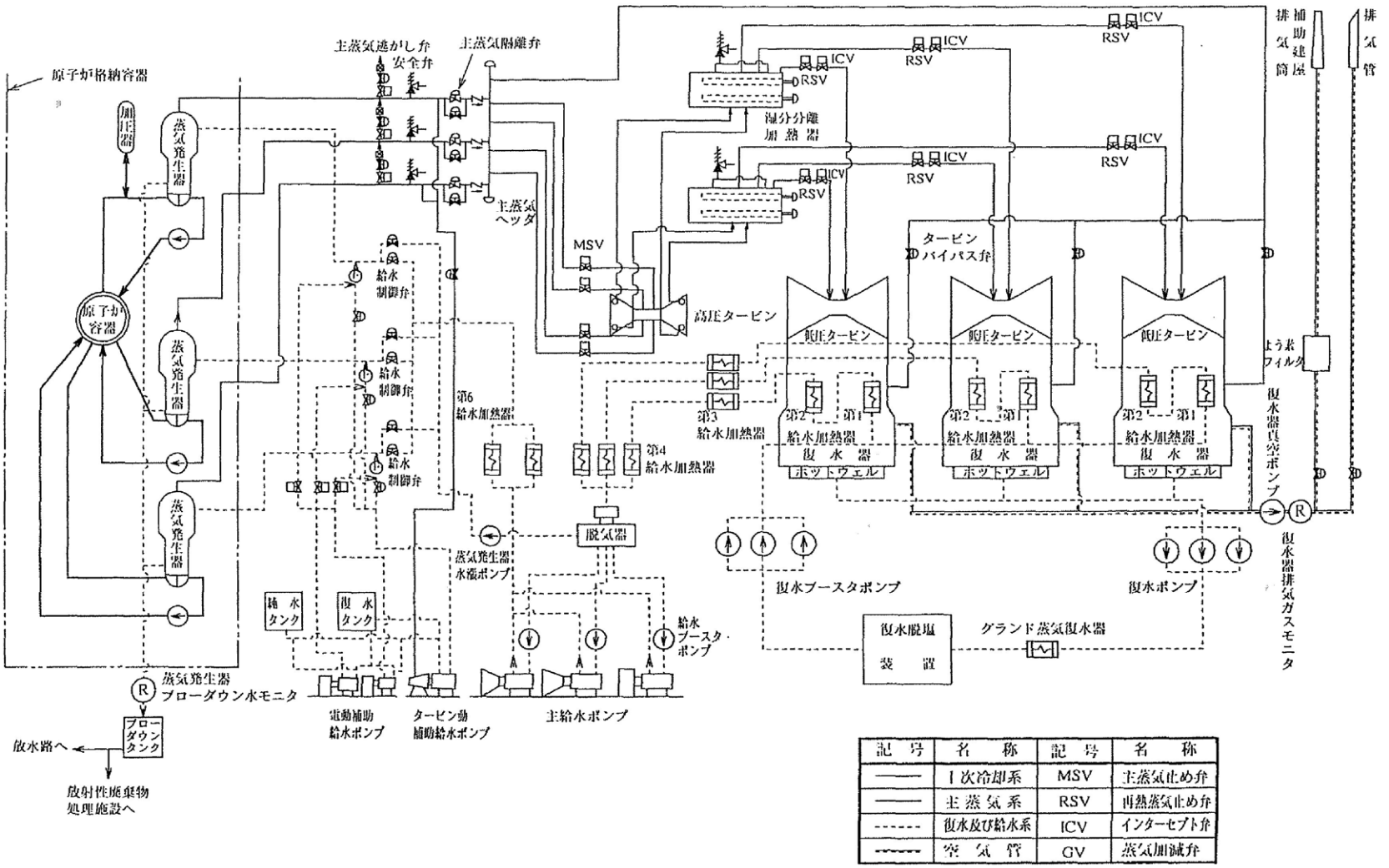
第1.1.1.a-12図　原子炉補機冷却海水設備系統説明図



第1.1.1.a-13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1.1.1.a-14図　制御用空気設備系統説明図



記号	名称	記号	名称
———	1次冷却系	MSV	主蒸気止め弁
———	主蒸気系	RSV	再熱蒸気止め弁
- - - - -	復水及び給水系	ICV	インターセプト弁
·····	空気管	GV	蒸気加減弁

第1.1.1.a-15図　タービン系統説明図