

資料 4 - 2

泊発電所 3 号炉 審査資料	
資料番号	SAE741-9 r. 5.0
提出年月日	令和5年3月31日

泊発電所 3 号炉
重大事故等対策の有効性評価
比較表

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失

令和 5 年 3 月
北海道電力株式会社

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
比較結果等をとまとめた資料				
1. 先行審査実績等を踏まえた泊3号炉まとめ資料の変更状況(2017年3月以降)				
1-1) 設計方針・運用・体制などを変更し、まとめ資料を修正した箇所と理由				
a. 大飯3/4号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの：なし				
b. 女川2号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの：なし				
c. 他社審査会合の指摘事項等を確認した結果、変更したもの：なし				
d. 当社が自主的に変更したもの：なし				
1-2) 設計方針・運用・体制を変更するものではないが、まとめ資料の記載の充実を行った箇所と理由				
a. 大飯3/4号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの：なし				
b. 女川2号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの：なし				
c. 他社審査会合の指摘事項等を確認した結果、変更したもの：なし				
d. 当社が自主的に変更したもの：なし				
1-3) バックフィット関連事項 なし				
2. 大飯3/4号炉・高浜3/4号炉まとめ資料との比較結果の概要				
2-1) 比較表の構成について				
・泊と大飯、高浜で記載が異なる箇所は右上凡例に従い色付けをし、「相違理由」欄に相違理由を記載しているプラントを【大飯】【高浜】と記載している				
2-2) 泊3号炉の特徴について				
・泊3号は他のPWR3ループプラントに比べて以下の特徴がある（添付資料6.5.8）				
●補助給水流量が小さい：「全交流動力電源喪失」では、蒸気発生器保有水量の回復が遅くなる傾向がある				
●余熱除去ポンプの注入特性（高圧時の注入流量が若干多い）：「ECCS注水機能喪失（2インチ破断）」では、燃料が露出せず終始冠水状態となる				
●CV関連パラメータ（CV自由体積が若干小さく、格納容器再循環ユニットの除熱特性も若干低い）：原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度が高めに推移する傾向がある				
2-3) 有効性評価の主な項目（1/2）				
項目	大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
事故シーケンスグループの特徴	原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障等に伴い、余熱除去機能が喪失することから、緩和措置がとられない場合には、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散に伴い1次冷却系保有水量が減少することで炉心が露出し、燃料損傷に至る。	原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障等に伴い、余熱除去機能が喪失することから、緩和措置がとられない場合には、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散に伴い1次系保有水量が減少することで炉心が露出し、燃料損傷に至る。	原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障により、余熱除去機能が喪失することを想定する。このため、緩和措置がとられない場合には、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散に伴い1次冷却系保有水量が減少することで燃料が露出し、燃料損傷に至る。	相違なし （一部記載表現は異なるが、想定する事故シーケンスグループの特徴は同様）
燃料損傷防止対策	燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、充てんポンプ、高圧注入ポンプ、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を整備する。長期的な除熱を可能とするため、格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに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を整備する。	燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、充てん/高圧注入ポンプ、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を整備する。長期的な除熱を可能とするため、格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに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を整備する。	燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として充てんポンプ、高圧注入ポンプ及び代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を整備する。また、安定状態に向けた対策としてB＝格納容器スプレイポンプを用いた代替再循環による炉心冷却手段及びA＝格納容器スプレイポンプを用いた格納容器スプレイ並びに格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却による原子炉格納容器除熱手段を整備する。	設計の相違 ・泊は代替格納容器スプレイポンプの起動に対する余裕時間があり、また誤操作や誤動作の防止、作業員の安全の確保の観点から蓄圧タンクを炉心注水手段とはしていない（玄海と同様）

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
------------	------------	-------------	---------	------

2-3) 有効性評価の主な項目（2/2）

項目	大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
重要事故シーケンス	「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」			相違なし
有効性評価の結果（評価項目等）	燃料有効長頂部の冠水：蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することなく燃料有効長頂部は冠水している。 放射線の遮蔽が維持される水位の確保：燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値 0.15mSv/h を上回ることなく、放射線の遮蔽を維持できる。 未臨界の確保：事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約-6.2% Δk/k であり、未臨界であることを確認した。	燃料有効長頂部の冠水：蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することなく燃料有効長頂部は冠水している。 放射線の遮蔽が維持される水位の確保：燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値 0.15mSv/h を上回ることなく、放射線の遮蔽を維持できる。 未臨界の確保：事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約-4.6% Δk/k であり、未臨界であることを確認した。	燃料有効長頂部の冠水：代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することなく燃料は冠水維持される。 放射線の遮蔽が維持される水位の確保：燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器蓋は閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値 0.15mSv/h を上回ることなく、放射線の遮蔽は維持される。 未臨界の確保：事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約-7.1% Δk/k であり、未臨界であることを確認した。	相違なし （燃料損傷防止対策が異なるが、燃料有効長頂部が冠水している点では同様。また、未臨界の確保では炉心反応度の最大値が異なるが、最大値が0未満であり未臨界を確保できている点では同様。）

2-4) 主な差異

項目	大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
電源の確保	炉心注水に使用する恒設代替低圧注水ポンプの電源として空冷式非常用発電装置が必要	大飯と同じ	炉心注水に使用する代替格納容器スプレイポンプはディーゼル発電機により受電可能	設計の相違 ・大飯、高浜は恒設代替低圧注水ポンプの起動に空冷式非常用発電装置が必要だが、泊の代替格納容器スプレイポンプは非常用高圧母線からの受電が可能であり、代替非常用発電機の起動は不要（玄海と同様）

2-5) 差異の識別の省略

相違理由	大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違が生じている理由
設備名称の相違	恒設代替低圧注水ポンプ	恒設代替低圧注水ポンプ	代替格納容器スプレイポンプ	-
	充てんポンプ	充てん/高圧注入ポンプ	充てんポンプ	-
	B充てんポンプ（自己冷却）	B充てん/高圧注入ポンプ（自己冷却）	B-充てんポンプ（自己冷却）	-
	燃料取替用水ビット	燃料取替用水タンク	燃料取替用水ビット	-
	A、D格納容器再循環ユニット	A、B格納容器再循環ユニット	C、D-格納容器再循環ユニット	-
	B格納容器スプレイポンプ	B格納容器スプレイポンプ	A-格納容器スプレイポンプ	-
	A格納容器スプレイポンプ	A格納容器スプレイポンプ	B-格納容器スプレイポンプ	-
記載表現の相違	1次冷却系	1次系	1次冷却系	（大飯と同様）
	代替炉心注水	炉心注水	代替炉心注水	（大飯と同様）
	蒸散	蒸散	蒸発	泊では「蒸発」で統一

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故</p> <p>本原子炉施設において選定された事故シーケンスグループごとに選定した重要事故シーケンスについて、その発生原因と当該事故に対処するために必要な対策について説明し、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価を行い、その結果について説明する。</p>	<p>5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故</p>	<p>5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故</p>	<p>7.4 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故</p>	<p>【大阪】 記載方針の相違 ・大阪は添付書類十と同様の記載をまとめ資料にも記載しているが、泊は添付書類十には記載するがまとめ資料には記載しない方針（高浜、女川と同様）</p>
<p>5.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）</p> <p>5.1.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「余熱除去機能が喪失する事故」、「外部電源喪失時に余熱除去系による冷却に失敗する事故」及び「原子炉補機冷却機能が喪失する事故」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障等に伴い、余</p>	<p>5.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）</p> <p>5.1.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「余熱除去機能が喪失する事故」、「外部電源喪失時に余熱除去系による冷却に失敗する事故」及び「原子炉補機冷却機能が喪失する事故」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障等に伴い、余</p>	<p>5.1 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>5.1.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び②「外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、</p>	<p>7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）</p> <p>7.4.1.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に含まれる事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「余熱除去機能が喪失する事故」、「外部電源喪失時に余熱除去系による冷却に失敗する事故」及び「原子炉補機冷却機能が喪失する事故」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障により、余熱</p>	

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>熱除去機能が喪失することから、緩和措置がとられない場合には、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散に伴い1次冷却系保有水量が減少することで炉心が露出し、燃料損傷に至る。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、炉心注水を行うことにより1次冷却系保有水を確保し、燃料損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより除熱を行う。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、充てんポンプ、高圧注入ポンプ、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を整備する。長期的な除熱を可能とするため、格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに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を整備す</p>	<p>熱除去機能が喪失することから、緩和措置がとられない場合には、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散に伴い1次系保有水量が減少することで炉心が露出し、燃料損傷に至る。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、炉心注水を行うことにより1次系保有水を確保し、燃料損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより除熱を行う。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、充てん/高圧注入ポンプ、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を整備する。長期的な除熱を可能とするため、格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに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を整備する。</p>	<p>崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により燃料が露出し燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、崩壊熱除去機能を喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には、崩壊熱除去機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、運転員が異常を認知して、待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことにより、燃料損傷の防止を図る。また、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより、原子炉を除熱する。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、待機中の残留熱除去系（低圧注水モード及び原子炉停止時冷却モード）による原子炉注水手段及び除熱手段を整備する。</p>	<p>除去機能が喪失することを想定する。このため、緩和措置がとられない場合には、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散に伴い1次冷却系保有水量が減少することで燃料が露出し、燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、余熱除去機能を喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には、余熱除去機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、運転員が異常を認知して、充てんポンプ、高圧注入ポンプ及び代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を行うことにより、燃料損傷の防止を図る。また、代替再循環及び格納容器スプレイ並びに格納容器内自然対流冷却による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより、原子炉を除熱する。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として充てんポンプ、高圧注入ポンプ及び代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を整備する。また、安定状態に向けた対策としてB-格納容器スプレイポンプを用いた代替再循環による炉心冷却手段及びA-格納容器スプレイポンプを用いた格納容器ス</p>	<p>記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】設計の相違 ・泊は代替格納容器スプレイポンプの起動に対する余裕時間があり、また誤操作や</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>る。</p> <p>対策の概略系統図を第5.1.1図に、対応手順の概要を第5.1.2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第5.1.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループのうち、「5.1.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計16名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員6名である。発電所構内に常駐している要員のうち緊急安全対策要員が2名、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員が6名である。この必要な要員と作業項目について第5.1.3図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、中央制御室の運転員、</p>	<p>対策の概略系統図を第5.1.1図に、対応手順の概要を第5.1.2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第5.1.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループのうち、「5.1.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急安全対策要員及び本部要員で構成され、合計16名である。その内訳は以下のとおりである。召集要員に期待しない事象発生6時間までは、中央制御室の運転員が、中央監視・指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員6名、発電所構内に常駐している要員のうち緊急安全対策要員が2名、関係各所に通報連絡等を行う本部要員が6名である。この必要な要員と作業項目について第5.1.3図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、54名で対応可能であ</p>	<p>また、原子炉補機冷却機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失した場合については「5.2 全交流動力電源喪失」にて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。</p> <p>これらの対策の概略系統図を第5.1.1図及び第5.1.2図に、手順の概要を第5.1.3図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第5.1.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員で構成され、合計11名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、発電課長1名、発電副長1名及び運転操作対応を行う運転員3名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う発電所対策本部要員は6名である。必要な要員と作業項目について第5.1.4図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、11名で対処可能であ</p>	<p>プレイ並びに格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却による原子炉格納容器除熱手段を整備する。</p> <p>また、原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去機能が喪失した場合については「7.4.2 全交流動力電源喪失」にて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。</p> <p>これらの対策の概略系統図を第7.4.1.1図に、手順の概要を第7.4.1.2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第7.4.1.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、災害対策要員及び災害対策本部要員で構成され、合計10名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う発電課長（当直）及び副長の2名、運転操作対応を行う運転員4名である。発電所構内に常駐している要員のうち、災害対策要員が1名、関係各所に通報連絡等を行う災害対策本部要員が3名である。必要な要員と作業項目について第7.4.1.3図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、16名で対処可能であ</p>	<p>誤動作の防止、作業員の安全の確保の観点から蓄圧タンクを炉心注水手段とはしていない（玄海と同様）</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 体制の相違 ・シングルプラント とツインプラントによる相違を除外、対応機作要員数ともに同等</p> <p>【大阪、高浜】</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計40名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員8名である。発電所構内に常駐している要員のうち、緊急安全対策要員が24名、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員が6名である。</p> <p>a. 余熱除去機能喪失の判断</p> <p>余熱除去ポンプトリップ等による運転不能又は余熱除去冷却器による冷却不能を確認した場合は、余熱除去機能喪失と判断し、余熱除去機能の回復操作を実施する。</p> <p>余熱除去機能喪失の判断に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。</p> <p>b. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止</p> <p>原子炉格納容器内にいる作業員に</p>	<p>る。</p> <p>a. 余熱除去機能喪失の判断</p> <p>余熱除去ポンプトリップ等による運転不能又は余熱除去冷却器による冷却不能を確認した場合は、余熱除去機能喪失と判断し、余熱除去機能の回復操作を実施する。</p> <p>余熱除去機能喪失の判断に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。</p> <p>b. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止</p> <p>原子炉格納容器内にいる作業員に</p>	<p>る。</p> <p>a. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認</p> <p>原子炉の運転停止中に残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障により、崩壊熱除去機能が喪失する。これにより、原子炉水温が上昇し100℃に到達する。運転員は原子炉水温の上昇等を確認し、崩壊熱除去機能喪失を確認する。</p> <p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器出口温度等である。</p> <p>(添付資料5.1.1)</p>	<p>る。</p> <p>a. 余熱除去機能喪失の判断</p> <p>余熱除去ポンプトリップ等による運転不能又は余熱除去冷却器による冷却不能を確認した場合は、余熱除去機能喪失と判断し、余熱除去機能の回復操作を実施する。</p> <p>余熱除去機能喪失の判断に必要な計装設備は、低圧注入流量等である。</p> <p>(添付資料7.4.1.17)</p> <p>b. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止</p> <p>原子炉格納容器内にいる作業員に</p>	<p>体制の相違</p> <p>【大阪】</p> <p>記載方針の相違</p> <p>・大阪は本事故でのみ重要事故シークエンス以外の事故シークエンスでの必要な要員の内訳を記載している</p> <p>・なお、泊では内訳は添付資料に記載し本文には人数のみ記載している（高浜、女川と同様）</p> <p>【大阪、高浜】</p> <p>設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】</p> <p>添付資料の相違（女川実績の反映）</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>対してエバケーションアラーム又はページング装置により退避の指示を行う。作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。 (添付資料 5.1.1)</p> <p>c. 余熱除去機能回復操作 余熱除去機能が喪失した原因を究明するとともに、他の対応処置と並行して、余熱除去機能の回復操作を継続する。</p> <p>d. 原子炉格納容器隔離操作 放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、原子炉格納容器隔離を行う。</p> <p>e. 充てんポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心注水 炉心水位を回復させるため、燃料取替用水ピットを水源とした充てんポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心注水が期待できる場合は、優先して実施する。</p> <p>充てんポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心注水に必要な計装設備は、加圧器水位等である。 また、空冷式非常用発電装置及び恒設代替低圧注水ポンプの準備を行う。</p>	<p>対してエバケーションアラーム又はページング装置により退避の指示を行う。作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。 (添付資料 5.1.1)</p> <p>c. 余熱除去機能回復操作 余熱除去機能が喪失した原因を究明するとともに、他の対応処置と並行して、余熱除去機能の回復操作を継続する。</p> <p>d. 原子炉格納容器隔離操作 放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、原子炉格納容器隔離を行う。</p> <p>e. 充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水 炉心水位を回復させるため、燃料取替用水タンクを水源とした充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水が期待できる場合は、優先して実施する。</p> <p>充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水に必要な計装設備は、加圧器水位等である。 また、空冷式非常用発電装置及び恒設代替低圧注水ポンプの準備を行う。</p>	<p>b. 逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持 崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が100℃に到達し、原子炉圧力が昇することから、原子炉を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1個を開操作する。 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力等である。</p>	<p>対して格納容器内退避警報又は所内通話設備により退避の指示を行う。作業員が原子炉格納容器外へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。 (添付資料 7.4.1.1)</p> <p>c. 余熱除去機能回復操作 余熱除去機能が喪失した原因を究明するとともに、他の対応処置と並行して、余熱除去機能の回復操作を継続する。</p> <p>d. 原子炉格納容器隔離操作 放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、原子炉格納容器隔離を行う。</p> <p>e. 充てんポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心注水 炉心水位を回復させるため、燃料取替用水ピットを水源とした充てんポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心注水が期待できる場合は、優先して実施する。</p> <p>充てんポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心注水に必要な計装設備は、加圧器水位等である。 また、代替格納容器スプレイポンプの準備を行う。</p>	<p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（併方と同様）</p> <p>【高浜】 設計の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>・大阪、高浜は恒設代替低圧注水ポンプの起動に空冷式非常用発電装置が必要だが、泊の代替格納</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>f. 燃料取替用水ピットによる炉心注水 炉心水位を回復させるため、燃料取替用水ピット水の原子炉への重力注水が期待できる場合は、優先して実施する。 燃料取替用水ピットによる炉心注水に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p> <p>g. 炉心注水及び1次冷却系保有水確保操作 炉心水位を回復させるため、原子炉格納容器からの退避完了及び格納容器エアロックの閉止を確認後、蓄圧タンク出口弁を開操作し炉心注水を実施する。以降、炉心水位の低下を継続監視し、2基目及び3基目の蓄圧タンク出口弁を開操作する。 また、恒設代替低圧注水ポンプの準備ができれば代替炉心注水を開始し、1次冷却系保有水量を維持するとともに、加圧器安全弁（3個取外し中）からの蒸散により炉心崩壊熱を除去する。 炉心注水及び1次冷却系保有水確保の操作に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 5. 1. 2)</p>	<p>f. 燃料取替用水タンクによる炉心注水 炉心水位を回復させるため、燃料取替用水タンク水の炉心への重力注水が期待できる場合は、優先して実施する。 燃料取替用水タンクによる炉心注水に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p> <p>g. 炉心注水及び1次系保有水確保操作 炉心水位を回復させるため、原子炉格納容器からの退避完了及び格納容器エアロックの閉止を確認後、蓄圧タンク出口弁を開放し炉心注水を実施する。以降、炉心水位の低下を継続監視し、2基目の蓄圧タンク出口弁を開放する。 また、恒設代替低圧注水ポンプの準備ができれば炉心への注水を開始し、1次系保有水量を維持すると共に、加圧器安全弁（3個取外し中）からの蒸散により炉心崩壊熱を除去する。 炉心注水及び1次系保有水確保の操作に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 5. 1. 17)</p>	<p>c. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水 崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し、原子炉水位が低下するため、中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系ポンプ出口流量等である。</p>	<p>f. 燃料取替用水ピットによる炉心注水 炉心水位を回復させるため、燃料取替用水ピット水の原子炉への重力注水が期待できる場合は、優先して実施する。 燃料取替用水ピットによる炉心注水に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p> <p>g. 炉心注水及び1次冷却系保有水確保操作 炉心水位を回復させるため、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水を開始し、1次冷却系保有水量を維持するとともに、加圧器安全弁（3個取外し中）からの蒸発により炉心崩壊熱を除去する。 炉心注水及び1次冷却系保有水確保の操作に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p>	<p>容器スプレイポンプは非常用高圧母線からの受電が可能であり、代替非常用発電機の起動は不要（玄海と同様）</p> <p>【大阪、高浜】設計の相違 ・差異理由は前述どおり（2ページ参照） ・注水方法の差異による対応方針の相違（伊方、玄海と同様）</p> <p>【大阪、高浜】添付資料の相違</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>h. アンユラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動</p> <p>格納容器圧力（広域）計指示が上昇し 39.0kPa[gage]になれば、アンユラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策としてアンユラス空気浄化ファンを起動する。</p> <p>また、中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環系を起動する。</p> <p>アンユラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動に必要な計装設備は、格納容器圧力（広域）である。</p> <p>i. 代替再循環運転又は高圧再循環運転による1次冷却系の冷却</p> <p>長期対策として、燃料取替用水ピットを水源とした恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を継続して実施する。</p> <p>また、余熱除去機能が回復しない状態で、燃料取替用水ピット水位計指示が再循環切替水位（3号炉：12.5%、4号炉：16.0%）到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が56%以上であることを確認し、格納容器再循環サンプからA格納容器スプレィポンプを経てA格納容器スプレィ冷却器で冷却した水をA余熱除去系統及びA格納容器</p>	<p>h. アンユラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動</p> <p>原子炉格納容器圧力計指示が上昇し 25.5kPa[gage]になれば、アンユラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策としてアンユラス空気浄化ファンを起動する。</p> <p>また、中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環系を起動する。</p> <p>アンユラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動に必要な計装設備は、格納容器広域圧力である。</p> <p>i. 代替再循環運転による1次系の冷却</p> <p>長期対策として、燃料取替用水タンクを水源とした恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を継続して実施する。</p> <p>また、余熱除去機能が回復しない状態で、燃料取替用水タンク水位計指示が16%到達及び格納容器再循環サンプ広域水位計指示が67%以上であることを確認し、格納容器再循環サンプからA格納容器スプレィポンプを経てA格納容器スプレィ冷却器で冷却した水をA余熱除去系統及びA格納容器</p>	<p>d. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉水位回復後、中央制御室にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切替えを行い、崩壊熱除去機能を回復する。</p> <p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。</p> <p>崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低</p>	<p>h. アンユラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動</p> <p>原子炉格納容器圧力指示が上昇し 0.025MPa[gage]になれば、アンユラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策としてアンユラス空気浄化ファンを起動する。</p> <p>また、中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環系を起動する。</p> <p>アンユラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動に必要な計装設備は、原子炉格納容器圧力である。</p> <p>i. 代替再循環運転又は高圧再循環運転による1次冷却系の冷却</p> <p>燃料取替用水ピットを水源とした代替格納容器スプレィポンプによる代替炉心注水を継続して実施する。</p> <p>また、余熱除去機能が回復しない状態で、燃料取替用水ピット水位指示が再循環切替水位 16.5%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）指示が71%以上であることを確認し、格納容器再循環サンプからB格納容器スプレィポンプを経てB格納容器スプレィ冷却器で冷却した水をB余熱</p>	<p>・蓄圧タンクによる炉心注水に関する添付資料であり泊は蓄圧タンクを使用しないため添付資料を作成していない（玄海と同様）</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【高浜】 設計の相違</p> <p>・泊は非アーカイブプラントであり、高圧再循環に余熱除去系を使用しないため、余熱除去系が機能喪失している本事業において高圧再循環を実施することが可能である（大阪と同様）</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>却器で冷却した水をA余熱除去系統及びA格納容器スプレイ系統に整備している連絡ラインより炉心注水する代替再循環運転又は高圧注入ポンプを経て炉心注水する高圧再循環運転に切り替えることで、継続的な炉心冷却を行う。</p> <p>代替再循環運転による1次冷却系の冷却操作に必要な計装設備は、余熱除去流量等であり、高圧再循環運転による1次冷却系の冷却操作に必要な計装設備は、高圧注入流量等である。</p> <p>j. 格納容器内自然対流冷却</p> <p>長期対策として、A、D格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。</p> <p>格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。</p> <p>なお、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じてB格納容器スプレイポンプにより、格納容器スプレイ再循環運転を継続的に行う。</p>	<p>スプレイ系統に整備している連絡ラインより炉心へ注水する代替再循環運転に切り替えることで、継続的な炉心冷却を行う。</p> <p>代替再循環運転による1次系の冷却操作に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。</p> <p>j. 格納容器内自然対流冷却</p> <p>長期対策として、A、B格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。</p> <p>格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。</p> <p>なお、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じてB格納容器スプレイポンプにより、格納容器スプレイ系再循環運転を継続的に行う。</p>	<p>圧状態維持を停止するため、逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とする。</p>	<p>熱除去系統及びB-格納容器スプレイ系統に整備している連絡ラインより炉心注水する代替再循環運転又は高圧注入ポンプを経て炉心注水する高圧再循環運転に切り替えることで、継続的な炉心冷却を行う。</p> <p>代替再循環運転による1次冷却系の冷却操作に必要な計装設備は、低圧注入流量等であり、高圧再循環運転による1次冷却系の冷却操作に必要な計装設備は、高圧注入流量等である。</p> <p>j. 格納容器内自然対流冷却</p> <p>C、D-格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。</p> <p>格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。</p> <p>なお、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じてA-格納容器スプレイポンプにより、格納容器スプレイ再循環運転を継続的に行う。</p>	<p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・燃料取替用水ピットの切替水位 設定の差異</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【高浜】 設計の相違</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>5.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水開始までの時間余裕が短く、かつ、要求される設備容量の観点から代表性があり、炉心崩壊熱が高く、1次冷却系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」である。なお、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の有効性を確認する観点から、充てんポンプ及び高圧注入ポンプの機能喪失の重量を考慮する。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ポイド率変化及び気液分離・対向流並びに1次冷却系におけるECCS強制注入及びECCS蓄圧タンク注入が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるブラン</p>	<p>5.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水開始までの時間余裕の観点から代表性があり、かつ、要求される設備容量の観点から、炉心崩壊熱が高く、1次系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」である。なお、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の有効性を確認する観点から、充てん／高圧注入ポンプの機能喪失の重量を考慮する。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ポイド率変化及び気液分離・対向流並びに1次冷却系におけるECCS強制注入及びECCS蓄圧タンク注入が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解</p>	<p>5.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「崩壊熱除去機能喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて想定するプラント状態は、崩壊熱、原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から、「POS-A PCV/RPV開放及び原子炉ウエル満水への移行状態」が燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して、最も厳しい想定である。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。</p>	<p>7.4.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水開始までの時間余裕が短く、かつ、要求される設備容量の観点から代表性があり、炉心崩壊熱が高く、1次冷却系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」である。なお、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水の有効性を確認する観点から、充てんポンプ及び高圧注入ポンプの機能喪失の重量を考慮する。</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて想定するプラント状態は、炉心崩壊熱及び1次冷却系保有水量の観点から、燃料取出前のミッドループ運転時の状態が燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して、最も厳しい想定である。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。</p> <p>(添付資料 7.4.1.10, 7.4.1.11, 7.4.1.12)</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ポイド率変化及び気液分離・対向流並びに1次冷却系におけるECCS強制注入が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードM-RELAP5により、</p>	<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） 【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり （2ページ参照） 【高浜】 記載表現の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載箇所の相違 ・泊と同様の記載を大阪、高浜は「(3)有効性評価結果」の最後に記載（女川と同様）</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>ト過渡解析コードM-RELAP5により、1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シナリオにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シナリオに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第5.1.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シナリオ特有の解析条件を以下に示す。 (添付資料 5.1.3)</p>	<p>析コードM-RELAP5により、1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シナリオにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シナリオに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第5.1.2.1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シナリオ特有の解析条件を以下に示す。 (添付資料 5.1.2)</p>	<p>また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シナリオにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。 (添付資料 5.1.2, 5.1.3)</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シナリオに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第5.1.2表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シナリオ特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 原子炉圧力容器の状態</p> <p>原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については、燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から、未開放時の評価に包絡される。</p> <p>(b) 崩壊熱</p> <p>原子炉停止後の崩壊熱は、ANSI/ANS-5.1-1979の式に基づくものとし、また、崩壊熱を厳しく見積もるために、原子炉停止1日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約14MWである。</p> <p>なお、崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約24m³/hである。 (添付資料 5.1.4)</p>	<p>1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シナリオにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シナリオに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.4.1.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シナリオ特有の解析条件を以下に示す。 (添付資料 7.4.1.2)</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 炉心崩壊熱</p> <p>炉心崩壊熱としては、日本原子力学会の推奨値に基づく核分裂生成物の崩壊熱にアクチニドの崩壊熱を考慮した曲線を使用する。また、使用する炉心崩壊熱はウラン燃料及びウラン・プルトニウム混合酸化物燃料の装荷を考慮するとともに、燃焼度が高くなるサイクル末期炉心を対象に設定し、局所的な影響を考慮した高温点評価用崩壊熱を用いる。</p>	<p>(2ページ参照)</p> <p>【大阪、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象</p> <p>起回事象として、余熱除去ポンプ1台での浄化運転中に、余熱除去ポンプの故障等により運転中の余熱除去系が機能喪失するものとする。</p>	<p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象</p> <p>起回事象として、余熱除去ポンプ1台での浄化運転中に、余熱除去ポンプの故障等により運転中の余熱除去系が機能喪失するものとする。</p>	<p>(c) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温</p> <p>事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし、また、原子炉初期水温は52℃とする。</p> <p>(d) 原子炉圧力</p> <p>原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また、事象発生後において、水位低下量を厳しく見積もるために、原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする^{※1}。</p> <p>※1 実操作では残留熱除去系（低圧注水モード）の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することになり、残留熱除去系（低圧注水モード）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることになる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べて小さくなるため、原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象</p> <p>起回事象として、運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障によって、崩壊熱除去機能を喪失するものとする。</p>	<p>(b) 1次冷却材高温側温度</p> <p>ミッドループ運転時の運転モード（モード5）の上限値として、1次冷却材高温側温度の初期値は93℃とする。</p> <p>(c) 1次冷却材水位</p> <p>プラント系統構成上の制約から定めているミッドループ運転中の水位として、1次冷却材の初期水位は、原子炉容器出入口配管の中心高さを100mm上回る高さとする。</p> <p>(d) 1次冷却材圧力</p> <p>ミッドループ運転中は、1次冷却系は大気開放状態としていることから、1次冷却材圧力の初期値は大気圧とする。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象</p> <p>起回事象として、余熱除去ポンプ1台での浄化運転中に、運転中の余熱除去ポンプの故障によって、余熱除去機能を喪失するものとする。</p>	<p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 運転中の余熱除去機能喪失後に待機中の余熱除去系が機能喪失するものとする。また、充てん機能及び高压注入機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源はないものとする。</p> <p>外部電源がない場合、ディーゼル発電機によりアニュラス空気浄化ファンの運転が可能であることから、外部電源がある場合と事象進展は同等となるものの、資源の観点から厳しくなる外部電源がない場合を想定する。</p>	<p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 運転中の余熱除去機能喪失後に待機中の余熱除去系も機能喪失するものとする。また、充てん/高压注入機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源はないものとする。</p> <p>外部電源がない場合、ディーゼル発電機によりアニュラス空気浄化ファンの運転が可能であることから、外部電源がある場合と事象進展は同等となるものの、資源の観点から厳しくなる外部電源がない場合を想定する。</p>	<p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 起回事象の想定により、運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。</p> <p>外部電源が使用できない場合においても、非常用ディーゼル発電機にて残留熱除去系（低压注水モード）による原子炉注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の評価の観点で厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。</p>	<p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 起回事象の想定により、運転中の余熱除去機能喪失後に待機中の余熱除去系が機能喪失するものとする。また、充てん機能及び高压注入機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。</p> <p>外部電源が使用できない場合においても、ディーゼル発電機にて代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の評価の観点で厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。</p>	<p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違 ・泊はディーゼル発電機の負荷に接続する設備の影響の大きい設備を記載（燃料損傷防止対策の設備を記載している点では伊方と同様）</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり （2ページ参照）</p>
<p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 蓄圧タンク 蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力及び初期保有水量については、最低保持圧力及び最低保有水量を用いる。 蓄圧タンク保持圧力（最低保持圧力） 1.0MPa[gage] 蓄圧タンク保有水量（最低保有水量） 26.9m³（1基当たり）</p> <p>(b) 恒設代替低压注水ポンプの原子炉への注水流量</p>	<p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 蓄圧タンク 蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力及び初期保有水量については、最低保持圧力及び最低保有水量を用いる。 蓄圧タンク保持圧力（最低保持圧力） 4.04MPa[gage] 蓄圧タンク保有水量（最低保有水量） 29.0m³（1基あたり）</p> <p>(b) 恒設代替低压注水ポンプの原子炉への注水流量</p>	<p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 残留熱除去系（低压注水モード） 残留熱除去系（低压注水モード）</p>	<p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 代替格納容器スプレイポンプの原子炉への注水流量</p>	

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>原子炉停止 72 時間後を事象開始として、「5.1.2(2)c. 重大事故等対策に関連する操作条件」の(b)で設定した時点の炉心崩壊熱による蒸散量に対して燃料損傷防止が可能な流量として、28m³/hとする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 蓄圧タンクによる炉心注水操作は、事象発生の検知及び判断並びに蓄圧タンクによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間として、1基目は事象発生の 60 分後、2 基目は事象発生の 100 分後、3 基目は事象発生の 140 分後に注水するものとする。</p> <p>(b) 恒設代替低圧注水ポンプの炉心注水操作は、事象発生の検知及び判断、空冷式非常用発電装置の準備並びに恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間、かつ、3 基目の蓄圧タンクの注水以降とし、事象発生の 141 分後に開始するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスの事象進展を第 5.1.2 図に、1 次冷却材圧力、加圧器水位、燃料被覆管温度等の 1 次冷却系パラメータの推移を第 5.1.4 図から第 5.1.12 図に示す。</p>	<p>原子炉停止 55 時間後を事象開始として、c. (b)で設定した時点の炉心崩壊熱による蒸散量に対して燃料損傷防止が可能な流量として、30m³/hとする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員操作に関する条件として、「1.3(5) 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 蓄圧タンクによる炉心注水操作は、事象発生の検知及び判断並びに蓄圧タンクによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間として、1基目は事象発生の 60 分後、2 基目は事象発生の 90 分後に注水するものとする。</p> <p>(b) 恒設代替低圧注水ポンプの炉心注水操作は、事象発生の検知及び判断、空冷式非常用発電装置の準備並びに恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間、かつ、2 基目の蓄圧タンクの注水以降とし、事象発生の 91 分後に開始するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスの事象進展を第 5.1.1.2 図に、1 次冷却材圧力、加圧器水位、燃料被覆管温度等の 1 次系パラメータの推移を第 5.1.2.1 図から第 5.1.2.9 図に示す。</p>	<p>による原子炉注水流量は 1,136m³/h とする。</p> <p>(b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） 伝熱容量は、熱交換器 1 基当たり約 8.8MW（原子炉冷却材温度 52℃、海水温度 26℃において）とする。</p> <p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 残留熱除去系（低圧注水モード） による原子炉注水は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認を考慮し、事象発生から 2 時間後に実施するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第 5.1.5 図に、原子炉水位と線量率の関係を第 5.1.6 図に示す。</p>	<p>原子炉停止 72 時間後を事象開始として、「7.4.1.2(2) d. 重大事故等対策に関連する操作条件」の(a)で設定した時点の炉心崩壊熱による蒸散量に対して燃料損傷防止が可能な流量として、29m³/hとする。</p> <p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 代替格納容器スプレイポンプの炉心注水操作は、事象発生の検知及び判断並びに代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間として、事象発生の 60 分後に開始するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.4.1.2 図に、1 次冷却材圧力、加圧器水位、燃料被覆管温度等の 1 次冷却系パラメータの推移を第 7.4.1.4 図から第 7.4.1.12 図に示す。</p>	<p>【高浜】 解析条件の相違 ・定検運用を考慮し、適切な評価時間を設定 【大阪、高浜】 解析条件の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (2 ページ参照)</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (2.5 ページ参照) 【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、余熱除去機能が喪失することにより、1次冷却材温度が上昇し、約2分で1次冷却材が沸騰、蒸散することで、1次冷却系保有水量は減少する。また、炉心で発生した蒸気が加圧器へ流入することで加圧器水位が上昇し、加圧器開口部からの放出が二相となる。二相放出となることで加圧器からの流出流量は大きくなるが、加圧器水位が低下することにより流出流量は減少に転じる。事象発生の60分後に1基目、100分後に2基目、140分後に3基目の蓄圧タンクから炉心注水することにより、炉心水位を確保することができる。蓄圧タンクによる炉心注水に伴い1次冷却系保有水量が増加することで、加圧器への流入流量も増加することから、加圧器からの流出流量はその都度変動する。</p> <p>事象発生の141分後に恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を開始することで、次第に加圧器からの流出流量と炉心への注水流量が釣り合うことにより、1次冷却系水位を確保することができる。</p> <p>(添付資料 5.1.4、5.1.5)</p> <p>b. 評価項目等</p>	<p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、余熱除去機能が喪失することにより、1次冷却材温度が上昇し、約1分で1次冷却材が沸騰、蒸散することで、1次系保有水量は減少する。また、炉心で発生した蒸気が加圧器へ流入することで加圧器水位が上昇し、加圧器開口部からの放出が二相となる。二相放出となることで加圧器からの流出流量は大きくなるが、加圧器水位が低下することにより流出流量は減少に転じる。その後、炉心に流入する冷却材温度の上昇により炉心での発生蒸気量が増加し、加圧器への流入流量も増加することに伴い、加圧器からの流出流量は再び増加に転じる。</p> <p>事象発生の60分後に1基目、90分後に2基目の蓄圧タンクから炉心注水することにより、炉心水位を確保することができる。蓄圧タンクによる炉心注水に伴い1次系保有水量が増加することから、加圧器からの流出流量はその都度変動する。</p> <p>事象発生の91分後に恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を開始することで、次第に加圧器からの流出流量と炉心への注水流量が釣り合うことにより、1次系水位を確保することができる。</p> <p>(添付資料 5.1.3、5.1.4)</p> <p>b. 評価項目等</p>	<p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し、約1時間後に沸騰、蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の機能喪失に伴う原子炉水温の上昇により異常を認知し、事象発生から2時間後に待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、残留熱除去系（低圧注水モード）による注水を行う。</p> <p>原子炉水位回復から約60分後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切り替え、除熱を開始することによって、原子炉水温は低下する^{※2}。</p> <p>※2 原子炉冷却材の温度が100℃の場合における残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）1系統での除熱能力は、燃料の崩壊熱を上回るため、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）への切替えを実施することで原子炉水温は低下する。</p> <p>実操作では残留熱除去系（低圧注水モード）の準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり、残留熱除去系（低圧注水モード）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。そのため、原子炉圧力が大気圧で維持されているとした評価は保守的な条件となる。</p> <p>b. 評価項目等</p>	<p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、余熱除去機能が喪失することにより、1次冷却材温度が上昇し、約1分で1次冷却材が沸騰、蒸発することで、1次冷却系保有水量は減少する。また、炉心で発生した蒸気が加圧器へ流入することで加圧器水位が上昇し、加圧器開口部からの放出が二相となる。二相放出となることで加圧器からの流出流量は大きくなるが、加圧器水位が低下することにより流出流量は減少に転じる。その後、炉心に流入する1次冷却材温度の上昇により炉心での発生蒸気量が増加し、加圧器への流入流量も増加することに伴い、加圧器からの流出流量は再び増加に転じる。</p> <p>事象発生の60分後に代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を開始することで、次第に加圧器からの流出流量と炉心への注水流量が釣り合うことにより、炉心水位を確保することができる。</p> <p>(添付資料 7.4.1.3、7.4.1.4)</p> <p>b. 評価項目等</p>	<p>【大阪】 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違</p> <p>- 泊では本事象内及び全交流動力電源喪失と記載を整合させた</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>炉心上端ボイド率は第 5.1.5 図に示すとおりであり、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することはない燃料有効長頂部は冠水している。</p> <p>また、燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値 0.15mSv/h を上回ることとはなく、放射線の遮蔽を維持できる。</p> <p>(添付資料 5.1.6)</p> <p>炉心崩壊熱による1次冷却材のボイド発生により、1次冷却材の密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度帰還効果と1次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度帰還効果が生じる。ミッドループ運転時の炉心が高濃度のほう酸水で満たされている場合は、ほう素密度の低下による正の反応度帰還効果の方が大きくなることにより、一時的に反応度は上昇する場合もある。</p> <p>これらの効果を考慮し、事象発生後の1次冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化を評価した。その結果、事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約-6.2% $\Delta k/k$ であり、未臨界であることを確認した。このとき、事象発生前の初期未臨界度は、取替炉心による反応度の変動を考慮して浅く設定している。また、事象進展中の反応度変化量は、ほう素値が取替炉心で大きく変わら</p>	<p>炉心上端ボイド率は第5.1.2.2図に示すとおりであり、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することはない燃料有効長頂部は冠水している。</p> <p>また、燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値0.15mSv/hを上回ることとはなく、放射線の遮蔽を維持できる。</p> <p>(添付資料 5.1.5)</p> <p>炉心崩壊熱による1次冷却材のボイド発生により、1次冷却材の密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度帰還効果と1次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度帰還効果が生じる。ミッドループ運転時の炉心が高濃度のほう酸水で満たされている場合は、ほう素密度の低下による正の反応度帰還効果の方が大きくなることにより、一時的に反応度は上昇する場合もある。</p> <p>これらの効果を考慮し、事象発生後の1次冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化を評価した。その結果、事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約-4.6% $\Delta k/k$ であり、未臨界であることを確認した。このとき、事象発生前の初期未臨界度は、取替炉心による反応度の変動を考慮して浅く設定している。また、事象進展中の反応度変化量は、ほう素値が取替炉心で大きく変わら</p>	<p>原子炉水位は、第 5.1.5 図に示すとおり、燃料有効長頂部の約 4.2m 上まで低下するに留まり、燃料は冠水維持される。</p> <p>原子炉圧力容器は未開放であり、第 5.1.6 図に示すとおり、必要な遮蔽が維持される水位である燃料有効長頂部の約 2.0m 上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。</p> <p>なお、線量率の評価点は原子炉建屋燃料取替床の床付近としている。また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。</p>	<p>炉心上端ボイド率は第7.4.1.5図に示すとおりであり、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することはない燃料は冠水維持される。</p> <p>また、燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器蓋は閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値0.15mSv/hを上回ることとはなく、放射線の遮蔽は維持される。</p> <p>(添付資料 7.4.1.5)</p> <p>炉心崩壊熱による1次冷却材のボイド発生により、1次冷却材密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度帰還効果と1次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度帰還効果が生じる。ミッドループ運転時の炉心が高濃度のほう酸水で満たされている場合は、ほう素密度の低下による正の反応度帰還効果の方が大きくなることにより、一時的に反応度は上昇する場合もある。</p> <p>これらの効果を考慮し、事象発生後の1次冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化を評価した。その結果、事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約-7.1% $\Delta k/k$ であり、未臨界であることを確認した。このとき、事象発生前の初期未臨界度は、取替炉心による反応度の変動を考慮して浅く設定している。また、事象進展中の反応度変化量は、ほう素値が取替炉心で大きく変わら</p>	<p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (2 ページ参照) 【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違 ・泊では本事象内及び全交流動力電源喪失と記載を整合させた</p> <p>【大阪、高浜】 評価結果の相違</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>ないことから、ほう素密度の変化に伴う反応度変化量も取替炉心で大きく変わらない。したがって、取替炉心を考慮した場合でも未臨界を維持できる。</p> <p>(添付資料 5.1.7)</p> <p>燃料被覆管温度は第5.1.12図に示すとおり、初期温度から大きく上昇することはなく1次冷却材の飽和温度と同等の温度に維持できる。</p> <p>第5.1.9図及び第5.1.11図に示すとおり、事象発生約220分後に、1次冷却系保有水量及び1次冷却材温度は安定しており、安定状態を維持できる。</p> <p>その後は、燃料取替用水ビット水位及び格納容器再循環サンプ水位が再循環切替値に到達後、A格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転に切り替え、炉心冷却を継続すること、格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却、また、必要に応じてB格納容器スプレイポンプを用いた格納容器スプレイにより原子炉格納容器の除熱を継続することで、燃料の健全性を維持できる。</p> <p>(添付資料5.1.8、5.1.9、5.1.10)</p> <p>なお、余熱除去系による冷却を行っているプラント状態においては、炉心崩壊熱及び1次冷却系保有水量の観点から、燃料取出前のミッドループ運転時の状態が評価項目である燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して最も厳しい想定であり、運転停止中の他のプラント状態においてもすべての評価項目を満足できる。</p>	<p>ないことから、ほう素密度の変化に伴う反応度変化量も取替炉心で大きく変わらない。したがって、取替炉心を考慮した場合でも未臨界を維持できる。</p> <p>(添付資料 5.1.6)</p> <p>燃料被覆管温度は第5.1.2.9図に示すとおり、初期温度から大きく上昇することはなく飽和温度と同等の温度に維持できる。</p> <p>第5.1.2.6図及び第5.1.2.8図に示すとおり、事象発生約170分後に、1次系保有水量及び1次冷却材温度は安定しており、安定状態を維持できる。</p> <p>その後は、燃料取替用水タンク水位及び格納容器再循環サンプ水位が再循環切替値に到達後、A格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転に切り替え、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により除熱を継続すること、また、必要に応じてB格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイにより除熱を継続することで、燃料の健全性を維持できる。</p> <p>(添付資料5.1.7、5.1.8、5.1.9)</p> <p>なお、余熱除去系による冷却を行っているプラント状態においては、炉心崩壊熱及び1次系保有水量の観点から、燃料取出前のミッドループ運転時の状態が評価項目である燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して最も厳しい想定であり、運転停止中の他のプラント状態においてもすべての評価項目を満足できる。</p>	<p>原子炉水位回復後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による除熱を継続することで、長期的に安定状態を維持できる。</p>	<p>ないことから、ほう素密度の変化に伴う反応度変化量も取替炉心で大きく変わらない。したがって、取替炉心を考慮した場合でも未臨界を維持できる。</p> <p>(添付資料 7.4.1.6)</p> <p>燃料被覆管温度は第7.4.1.12図に示すとおり、初期温度から大きく上昇することはなく1次冷却材の飽和温度と同等の温度に維持できる。</p> <p>第7.4.1.9図及び第7.4.1.11図に示すとおり、事象発生約120分後に、1次冷却系保有水量及び1次冷却材温度は安定しており、安定状態を維持できる。</p> <p>その後は、燃料取替用水ビット水位及び格納容器再循環サンプ水位が再循環切替値に到達後、B格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転に切り替え、炉心冷却を継続すること、格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却、また、必要に応じてA格納容器スプレイポンプを用いた格納容器スプレイにより原子炉格納容器の除熱を継続することで、燃料の健全性を維持できる。</p> <p>(添付資料 7.4.1.7、7.4.1.8、7.4.1.9)</p>	<p>相違理由</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【高浜】 記載方針の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載箇所の相違（運用実績の反映）</p> <p>・泊は同様の記載を「(1)有効性評価の方法」に記載</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(添付資料 5.1.11、5.1.12、5.1.13)</p>	<p>(添付資料 5.1.10、5.1.11、5.1.12)</p>	<p>本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>※3 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。崩壊熱除去機能喪失における原子炉建屋燃料取替床での運転員及び重大事故等対応要員による作業時間は3.5時間であり、その被ばく量は最大で35mSvとなる。また、現場作業員の退避は1時間以内であり、その被ばく量は10mSv以下となる。よって、被ばく量は最大でも35mSvとなるため、緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。</p> <p>本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋燃料取替床での操作を必要な作業としていないが、燃料プール代替注水系（可搬型）を使用した燃料プールへの注水について仮に考慮し、ホースの設置にかかる作業時間を想定した。</p> <p>必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/hは、定期検査作業時での原子炉建屋燃料取替床における線量率を考慮した値である。</p> <p>この線量率となる水位は燃料有効長頂部の約2.0m上（通常運転水位から約3.2m下）の位置である。</p> <p>(添付資料 4.1.3、5.1.5、5.1.6、5.1.7)</p>	<p>本評価では、「6.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p>	<p>【大阪、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>5.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作により、1次冷却系保有水を確保することが特徴である。</p> <p>また、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水は、事象発生を起点とする操作であるため、不確かさの影響を確認する運転員等操作はない。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THEIISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m程度の不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点に開始する操作はないこ</p>	<p>5.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作により、1次系保有水を確保することが特徴である。</p> <p>また、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水は、事象発生を起点とする操作であるため、不確かさの影響を確認する運転員等操作はない。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THEIISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m程度の不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点に開始する操作はないこ</p>	<p>5.1.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>本重要事故シーケンスは、原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作とする。</p>	<p>7.4.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>本重要事故シーケンスは、原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障により、余熱除去機能を喪失することが特徴である。</p> <p>また、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水は、事象発生を起点とする操作であるため、不確かさの影響を確認する運転員等操作はない。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THEIISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m程度の不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点に開始する操作はないこ</p>	<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（実質的な相違なし） 川実績の反映 【大阪、高浜】 記載方針の相違（実質的な相違なし） 川実績の反映 ・操作の特徴ではなく事故の特徴について記載 【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり （2ページ参照）</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>とから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m 程度の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなるが、第 5.1.8 図に示すとおり、最も低くなる原子炉容器内水位は、炉心上端から約 1.1m の高さ位置であるため、炉心の冠水は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 5.1.14)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 5.1.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱に関する影響評価の結果を以下に示す。</p>	<p>とから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m 程度の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなるが、第 5.1.2.5 図に示すとおり、最も低くなる原子炉容器内水位は、炉心上端から約 0.5m の高さ位置であるため、炉心の冠水は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 5.1.13)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 5.1.2.1 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱（標準値）に関する影響評価の結果を以下に</p>	<p>(1) 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 5.1.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p>	<p>とから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m 程度の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなるが、第 7.4.1.8 図に示すとおり、最も低くなる原子炉容器内水位は、炉心上端から約 1.0m の高さ位置であるため、炉心の冠水は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 7.4.1.13)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 7.4.1.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱に関する影響評価の結果を以下に示す。</p>	<p>相違理由</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川実装の反映）</p> <p>【高浜】 記載内容の相違</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率は低下し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、炉心露出に対する事象進展は遅くなるが、炉心水位を起点に開始する運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率は低下し、1次系保有水量の減少が抑制されることから、炉心露出に対する事象進展は遅くなるが、炉心水位を起点に開始する運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約14MWに対して最確条件は、約14MW未満であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉水温は、評価条件の52℃に対して最確条件は約43℃～約45℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から7時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/hが維持される水位）である燃料有効長頂部の約2.0m上の高さに到達するまでの時間は約2.2時間となることから、評価条件である原子炉水温が52℃、原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが、注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能</p>	<p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の炉心崩壊熱を最確条件とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、炉心露出に対する事象進展は遅くなるが、炉心水位を起点に開始する運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>・ 泊は個別解析のため、標準値に係る記載をしない（大阪と同様） 【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川表紙の反映）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		<p>喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなるが、注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様</p>		

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率は低下し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率は低下し、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉压力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約14MWに対して最確条件は、約14MW未満であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に、原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は、注水までの時間余裕が短くなることから、評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から7時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/h^{※3}が維持される水位）である燃料有効長頂部の約2.0m上の高さに到達するまでの時間は約2.2時間、燃料有効長頂部到達まで約3.5時間となることから、評価条件である原子炉停止1日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の炉心崩壊熱を最確条件とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		<p>されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の52℃に対して最確条件は約43℃～約45℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から7時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/hが維持される水位）である燃料有効長頂部の約2.0m上の高さに到達するまでの時間は約2.2時間となることから、評価条件である原子炉水温が52℃かつ原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大</p>		

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となる</p>	<p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となる</p>	<p>気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる^{※4}。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事象ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>※4 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が、運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が</p>	<p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が</p>	<p>【大阪、高浜】 評価方針の相違（運用実態の反映）</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>るパラメータに与える影響を評価する。</p> <p>(a) 要員の配置による他の操作に与える影響</p> <p>蓄圧タンクによる炉心注水は、第5.1.3図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水は、第5.1.3図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の操作開始時間については、解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合には、1次冷却系保</p>	<p>パラメータに与える影響を評価する。</p> <p>(a) 要員の配置による他の操作に与える影響</p> <p>蓄圧タンクによる炉心注水は、第5.1.1.3図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水は、第5.1.1.3図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の操作開始時間については、解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合には、1次系保有水</p>	<p>評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系(低圧注水モード)の注水操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から2時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知により原子炉注水の必要性を確認し操作を実施することは容易であり、評価では事象発生から2時間後の注水操作開始を設定しているが、実態の注水操作開始時間は早くなる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系(低圧注水モード)の注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目とな</p>	<p>評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水操作は、解析上の操作開始時間として、事象発生から60分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実際の操作においては、余熱除去機能喪失判断後、準備が完了した段階で実施することとなっているため、操作開始が早まる可能性があることから運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。なお、この操作を行う運転員等は、他の操作との重複がないことから、操作開始時間が早まっても、他の運転員等の操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合</p>	<p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (2ページ参照)</p> <p>【大阪、高浜】 評価方針の相違(女川) 実施手段</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (2ページ参照)</p> <p>【大阪、高浜】</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。</p> <p>蓄圧タンクによる炉心注水の操作時間余裕としては、第 5.1.13 図及び第 5.1.14 図に示すとおり、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水をしない場合の感度解析を実施した結果、事象発生約 92 分後に燃料被覆管温度が上昇する。したがって、蓄圧タンクによる炉心注水の操作時間余裕としては、炉心が露出する可能性がある 1 次冷却系保有水量となるまで事象発生約 60 分後から約 32 分の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>また、恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の操作時間余裕としては、第 5.1.15 図に示すとおり、3 基目の蓄圧タンクによる炉心注水後の 1 次冷却系保有水量の推移が 2 基目の蓄圧タンクによる炉心注水後の 1 次冷却系保有水量の推移と同様の推移をするものとして、炉心が露出する可能性がある 1 次冷却系保有水量となるまでの時間を概算した。その結果、事象発生約 140 分後から 60 分以上の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(添付資料 5.1.15)</p>	<p>量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。</p> <p>蓄圧タンクによる炉心注水の操作時間余裕としては、第 5.1.3.1 図及び第 5.1.3.2 図に示すとおり、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水をしない場合の感度解析を実施した結果、事象発生約 73 分後に燃料被覆管温度が上昇する。したがって、蓄圧タンクによる炉心注水の操作時間余裕としては、炉心が露出する可能性がある 1 次系保有水量となるまで約 13 分の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>また、恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の操作時間余裕としては、第 5.1.3.3 図に示すとおり、2 基目の蓄圧タンクによる炉心注水後の 1 次系保有水量の推移が 1 基目の蓄圧タンクによる炉心注水後の 1 次系保有水量の推移と同様の推移をするものとして、炉心が露出する可能性がある 1 次系保有水量となるまでの時間を概算した。その結果、30 分以上の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(添付資料 5.1.14)</p>	<p>るパラメータに対する余裕が大きくなる。</p> <p>(添付資料 5.1.2, 5.1.7, 5.1.8)</p> <p>(2) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作については、通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約 4 時間、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は約 6 時間であり、事故を認知して注水を開始するまでの時間は 2 時間であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 5.1.2, 5.1.7, 5.1.8)</p>	<p>には、1 次冷却系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水の操作時間余裕としては、第 7.4.1.13 図に示すとおり、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水操作開始時点の 1 次冷却系保有水量の推移と同様の推移をするものとして、炉心が露出する可能性がある 1 次冷却系保有水量となるまでの時間を概算した。その結果、約 30 分の時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 7.4.1.14)</p>	<p>記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・泊は蓄圧タンクを炉心注水手段としていないため、蓄圧タンクによる炉心注水が遅れた場合の感度解析は実施していない（玄海と同様）</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり（2 ページ参照）</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（伊方と同様）</p> <p>【大阪、高浜】 評価結果の相違 ・泊は蓄圧タンクを炉心注水手段と</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。</p> <p>その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員による蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 5. 1. 16)</p>	<p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。</p> <p>その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員による蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 5. 1. 15)</p>	<p>(3) まとめ</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。</p> <p>その結果、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p>	<p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。</p> <p>その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員による代替格納容器スプレイポンプを用いた炉心注水により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 7. 4. 1. 15)</p>	<p>しておらず、代替のポンプによる炉心注水操作開始時刻や開始時点の炉心水位等が異なるが、操作時間余裕は同等</p> <p>【大阪、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり （2ページ参照）</p> <p>【大阪、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>5.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「5.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり40名である。したがって、「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員74名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>また、水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。</p> <p>a. 水源</p> <p>燃料取替用水ビット（1,860m³：有効水量）を水源とする恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水については、事象発生の約68.7時間後までの注水継続が可能であり、この間に格納容器再循環サンプを水源とした代替再循環運転が可能であるため、燃料取替用</p>	<p>5.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は「5.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり54名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している重大事故等対策要員118名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>また、水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。</p> <p>a. 水源</p> <p>燃料取替用水タンク（1,600m³：有効水量）を水源とする恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水については、事象発生の約54.8時間後までの注水継続が可能であり、この間に格納容器再循環サンプを水源とした代替再循環運転が可能であるため、燃料取替用</p>	<p>5.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「5.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり11名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員の28名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、水源、燃料及び電源の資源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>(添付資料5.1.9)</p> <p>a. 水源</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については、必要な注水量が少なく、また、サプレッションチェンバ内のプール水を水源とし、循環することから、水源が枯渇することはないため、7日間の継続実施が可能である。</p>	<p>7.4.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、重大事故等対策時に おける 必要な要員は「7.4.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり16名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している中央制御室の運転員、災害対策本部要員、災害対策要員及び災害対策要員（支援）の33名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>燃料取替用水ビット（1,700m³：有効水量）を水源とする代替格納容器ブレイドポンプによる炉心注水については、事象発生の約59.6時間後までの注水継続が可能であり、この間に格納容器再循環サンプを水源とした代替再循環運転が可能であるため、燃料</p>	<p>【大阪、高浜】 体制の相違 ・要員体制の差異</p> <p>【大阪、高浜】 評価条件の相違 ・注はシングルプラント評価のためツインプラントでの評価である大阪、高浜とは評価条件が異なる（女川と同様）</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・燃料取替用水ビット保有水量及び炉心注水量の差異より注水継続時間が異なる</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>水ビットへの補給は不要である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約 594.7kℓ の重油が必要となる。</p> <p>電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約 3.1kℓ の重油が必要となる。</p> <p>空冷式非常用発電装置を用いた恒設代替低圧注水ポンプへの電源供給については、事故発生直後から約 69時間後までの運転を想定して、約 6.9kℓ の重油が必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約 604.7kℓ となる</p>	<p>水タンクへの補給は不要である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約 450.9kℓ の重油が必要となる。</p> <p>電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約 2.8kℓ の重油が必要となる。</p> <p>空冷式非常用発電装置を用いた恒設代替低圧注水ポンプへの電源供給については、事故発生直後から約 55時間後までの運転を想定して、約 5.5kℓ の重油が必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約 459.2kℓ となる</p>	<p>b. 燃料</p> <p>非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、約 735kℓ の軽油が必要となる。</p> <p>常設代替交流電源設備については、重大事故等対応に必要な電源供給は行わないものの、外部電源喪失により自動起動することから、保守的に事象発生後 24 時間、緊急用電気品建屋への電源供給を想定した場合、約 25kℓ の軽油が必要となる。</p> <p>軽油タンク（約 755kℓ）及びガスタービン発電設備軽油タンク（約 300kℓ）にて合計約 1,055kℓ の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p>緊急時対策所への電源供給については、保守的に事象発生直後からの電源車（緊急時対策所用）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約 17kℓ の軽油が必要となるが、緊急時対策所軽油タンク（約 18kℓ）の使用が可能であることから、7日間の継続が可能である（合計使用量 約 777kℓ）。</p>	<p>取替用水ビットへの補給は不要である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、約 527.1kℓ の軽油が必要となる。</p> <p>緊急時対策所への電源供給については、保守的に事象発生直後からの緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、7日間の運転継続に約 7.4kℓ の軽油が必要となる。</p> <p>ディーゼル発電機燃料油貯油槽にて約 540kℓ の軽油を保有しており、こ</p>	<p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映） 【大阪、高浜】 設計の相違 ・必要な燃料量の相違 ・泊は軽油のみを使用する（島根と同様）</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） 【大阪、高浜】 設備名称の相違 設計の相違 【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり （5 ページ参照） 【大阪、高浜】 記載方針の相違（女</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>が、「6.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯蔵タンク及び重油タンクの合計油量(620kℓ)にて供給可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>ディーゼル発電機の電源負荷について、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> <p>空冷式非常用発電装置の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として約145kW必要となるが、空冷式非常用発電装置の給電容量2,920kW(3,650kVA)にて供給可能である。</p> <p>(添付資料 5.1.17)</p>	<p>が、「6.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯蔵タンク及び重油タンクの合計油量(460kℓ)にて供給可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>ディーゼル発電機の電源負荷について、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> <p>空冷式非常用発電装置の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として約145kW必要となるが、空冷式非常用発電装置の給電容量2,920kW(3,650kVA)にて供給可能である。</p> <p>(添付資料 5.1.16)</p>	<p>c. 電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所への電源供給を行う電源車（緊急時対策所用）についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p>	<p>これらの使用が可能であることから、ディーゼル発電機による電源供給及び緊急時対策所への電源供給について、7日間の継続が可能である（合計使用量約534.5kℓ）。</p> <p>c. 電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定し、ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、ディーゼル発電機の負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所への電源供給を行う緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料 7.4.1.16)</p>	<p>【大阪、高浜】 現実値の反映 【大阪、高浜】 設計の相違 ・貯蔵容量の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違(仮) 現実値の反映</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (5 ページ参照)</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違(仮) 現実値の反映 ・緊急時の評価結果についても記載</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>5.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に、余熱除去系の故障等に伴い、余熱除去機能が喪失する。このため、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散に伴い1次冷却系保有水量が減少することで燃料損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対する燃料損傷防止対策は、短期対策として充てんポンプ、高圧注入ポンプ、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水、長期対策として格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により除熱を継続する手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」に対して、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水の有効性を確認する観点から、充てんポンプ及び高圧注入ポンプの機能喪失の重量を考慮し有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水により、炉心は露出することなく燃料有効長頂部は冠水している。燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、放射線の遮蔽を維持でき、また、炉心崩壊熱により1次</p>	<p>5.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障等に伴い、余熱除去機能が喪失する。このため、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散に伴い1次系保有水量が減少することで燃料損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対する燃料損傷防止対策は、短期対策として充てん/高圧注入ポンプ、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水、長期対策として格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により除熱を継続する手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」に対して、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水の有効性を確認する観点から、充てん/高圧注入ポンプの機能喪失の重量を考慮し有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水により、炉心は露出することなく燃料有効長頂部は冠水している。燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、放射線の遮蔽を維持でき、また、炉心崩壊熱により1次</p>	<p>5.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障により、崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対する燃料損傷防止対策としては、残留熱除去系（低圧注水モード及び原子炉停止時冷却モード）による原子炉注水手段及び除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重要事故シーケンス「崩壊熱除去機能喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、残留熱除去系（低圧注水モード及び原子炉停止時冷却モード）による原子炉注水及び原子炉除熱を実施することにより、燃料損傷することはない。</p>	<p>7.4.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障により、余熱除去機能を喪失することが特徴である。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対する燃料損傷防止対策としては、初期の対策として、充てんポンプ、高圧注入ポンプ及び代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水、安定状態に向けた対策として、格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」に対して、代替格納容器スプレイポンプを用いた炉心注水の有効性を確認する観点から、充てんポンプ及び高圧注入ポンプの機能喪失の重量を考慮し有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を実施することにより、燃料損傷することはない。</p>	<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (2ページ参照)</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (2ページ参照)</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>冷却材にボイドが発生した場合においても未臨界を維持できる。</p> <p>その結果、燃料有効長頂部は冠水し、放射線の遮蔽は維持され、未臨界が確保されており、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさ並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>重大事故等対策要員は、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時においても供給可能である。</p> <p>以上のことから、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水による燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であり、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。</p>	<p>冷却材にボイドが発生した場合においても未臨界を維持できる。</p> <p>その結果、燃料有効長頂部は冠水し、放射線の遮蔽は維持され、未臨界が確保されており、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさ並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>重大事故等対策要員は、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時においても供給可能である。</p> <p>以上のことから、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水による燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であり、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。</p>	<p>その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、残留熱除去系（低圧注水モード及び原子炉停止時冷却モード）による原子炉注水及び原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。</p>	<p>その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員、災害対策本部要員、災害対策要員及び災害対策要員（支援）にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。</p>	<p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違 ・ 治では文庫内で重複する表現のため記載していない（伊方と同様） 【大阪、高浜】 設計の相違 ・ 差異理由は前述どおり (2ページ参照)</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

第 5.1.1 表 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における重大事故等対策について（2/3）

現象及び機件	手順	異常時	異常時	対策
1. 燃料冷却回路（ボルト）による炉心の冷却	<ul style="list-style-type: none"> 炉心の冷却回路を確保するため、燃料冷却回路（ボルト）の停止や一部の燃料冷却回路が停止しても、確実に冷却される。 炉心の冷却回路を確保するため、炉心冷却回路（ボルト）の停止や一部の燃料冷却回路が停止しても、確実に冷却される。 炉心の冷却回路を確保するため、炉心冷却回路（ボルト）の停止や一部の燃料冷却回路が停止しても、確実に冷却される。 	<ul style="list-style-type: none"> 燃料冷却回路（ボルト）の停止 一部の燃料冷却回路が停止 燃料冷却回路（ボルト）の停止 一部の燃料冷却回路が停止 	<ul style="list-style-type: none"> 燃料冷却回路（ボルト）の停止 一部の燃料冷却回路が停止 燃料冷却回路（ボルト）の停止 一部の燃料冷却回路が停止 	<ul style="list-style-type: none"> 燃料冷却回路（ボルト）の停止 一部の燃料冷却回路が停止 燃料冷却回路（ボルト）の停止 一部の燃料冷却回路が停止

【1】は初期段階に発生し、重大事故等対策の対象

第 5.1.1.1 表 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における重大事故等対策について（2/3）

現象及び機件	手順	異常時	異常時	対策
1. 燃料冷却回路（ボルト）による炉心の冷却	<ul style="list-style-type: none"> 炉心の冷却回路を確保するため、燃料冷却回路（ボルト）の停止や一部の燃料冷却回路が停止しても、確実に冷却される。 炉心の冷却回路を確保するため、炉心冷却回路（ボルト）の停止や一部の燃料冷却回路が停止しても、確実に冷却される。 炉心の冷却回路を確保するため、炉心冷却回路（ボルト）の停止や一部の燃料冷却回路が停止しても、確実に冷却される。 	<ul style="list-style-type: none"> 燃料冷却回路（ボルト）の停止 一部の燃料冷却回路が停止 燃料冷却回路（ボルト）の停止 一部の燃料冷却回路が停止 	<ul style="list-style-type: none"> 燃料冷却回路（ボルト）の停止 一部の燃料冷却回路が停止 燃料冷却回路（ボルト）の停止 一部の燃料冷却回路が停止 	<ul style="list-style-type: none"> 燃料冷却回路（ボルト）の停止 一部の燃料冷却回路が停止 燃料冷却回路（ボルト）の停止 一部の燃料冷却回路が停止

女川原子力発電所2号炉

第 7.4.1.1 表 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重大事故等対策について（2/3）

現象及び機件	手順	異常時	異常時	対策
1. 燃料冷却回路（ボルト）による炉心の冷却	<ul style="list-style-type: none"> 炉心の冷却回路を確保するため、燃料冷却回路（ボルト）の停止や一部の燃料冷却回路が停止しても、確実に冷却される。 炉心の冷却回路を確保するため、炉心冷却回路（ボルト）の停止や一部の燃料冷却回路が停止しても、確実に冷却される。 炉心の冷却回路を確保するため、炉心冷却回路（ボルト）の停止や一部の燃料冷却回路が停止しても、確実に冷却される。 	<ul style="list-style-type: none"> 燃料冷却回路（ボルト）の停止 一部の燃料冷却回路が停止 燃料冷却回路（ボルト）の停止 一部の燃料冷却回路が停止 	<ul style="list-style-type: none"> 燃料冷却回路（ボルト）の停止 一部の燃料冷却回路が停止 燃料冷却回路（ボルト）の停止 一部の燃料冷却回路が停止 	<ul style="list-style-type: none"> 燃料冷却回路（ボルト）の停止 一部の燃料冷却回路が停止 燃料冷却回路（ボルト）の停止 一部の燃料冷却回路が停止

【1】は初期段階に発生し、重大事故等対策の対象

泊発電所3号炉

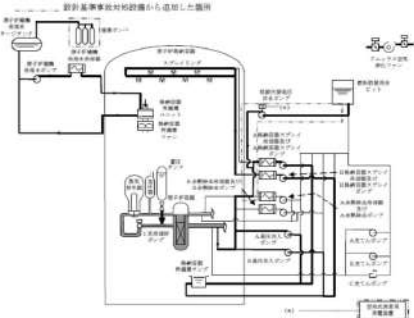
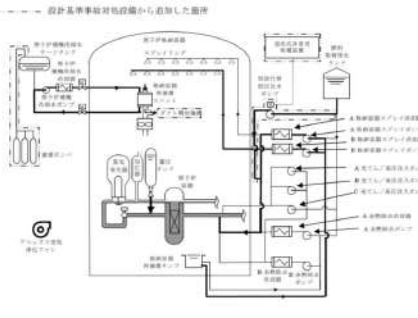
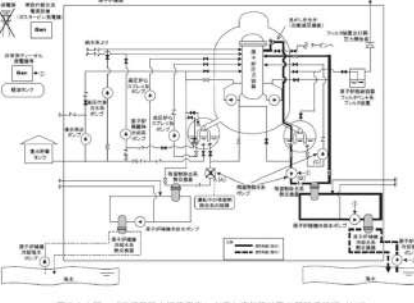
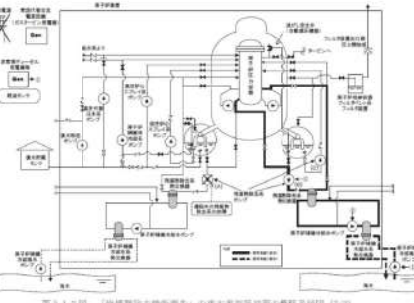
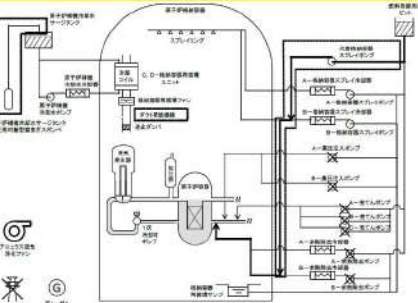
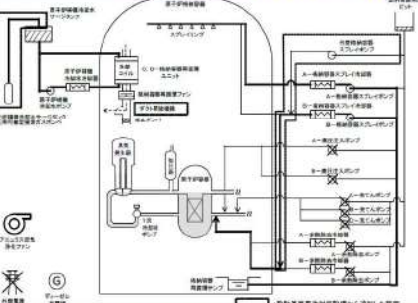
相違理由

【大飯、高浜】
 名称等の相違
 ・設備仕様等の差異により「手順」「重大事故等対処設備」の記載、名称が異なる

【大飯、高浜】
 記載方針の相違（女川表紙の反映）
 ・泊でも女川同様、重大事故等対処設備（設計基調図）の分類を導入する予定であり、影里出表紙、有効性評価欄へ反映する

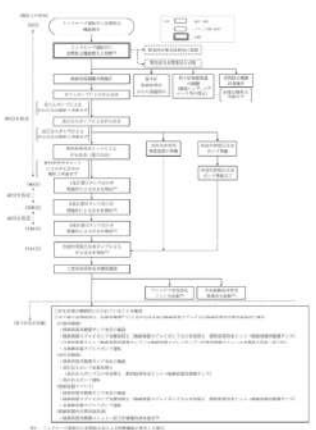
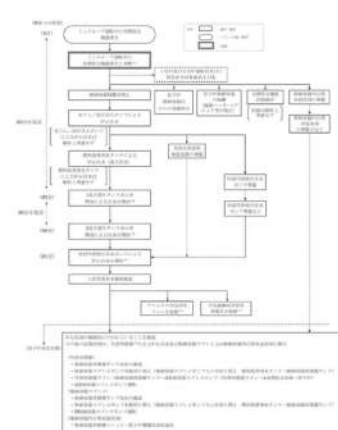
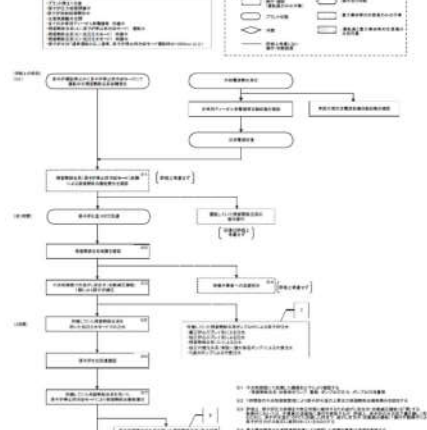
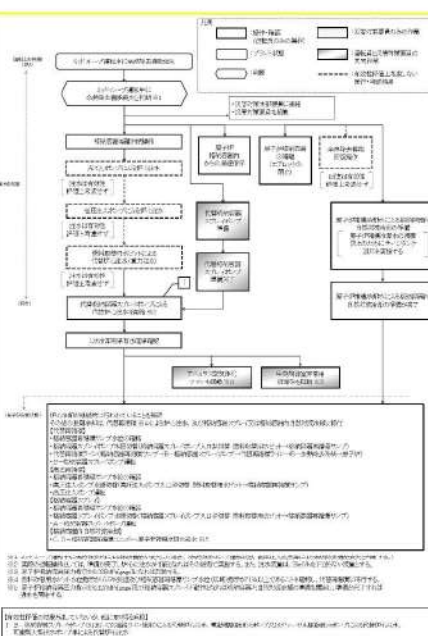
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>設計基準事故対応設備から追加した設備</p> <p>第5.1.1図 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重大事故対策の概略系統図</p>	 <p>設計基準事故対応設備から追加した設備</p> <p>第5.1.1.1図 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重大事故対策の概略系統図</p>	 <p>第3.1.1図 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故対策の概略系統図（1/2） （原子炉停止時冷却喪失、原子炉補正及び原子炉注水）</p>  <p>第3.1.2図 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故対策の概略系統図（2/2） （原子炉停止時冷却喪失）</p>	 <p>設計基準事故対応設備から追加した設備</p> <p>第7.4.1.1図 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重大事故対策の概略系統図（1/2）（炉心注水）</p>  <p>設計基準事故対応設備から追加した設備</p> <p>第7.4.1.1図 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重大事故対策の概略系統図（2/2） （代替再循環、格納容器スレイ再循環及び格納容器内自然対流冷却）</p>	<p>【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>【大阪、高浜】 名称等の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川反映の反映）</p> <p>・対応手段に追加した機器系統図とし、図のタイトルで識別</p> <p>・外部電源、ディーゼル発電機を記載</p>

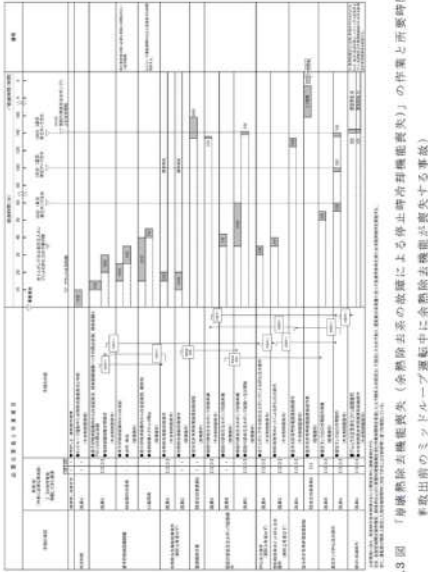
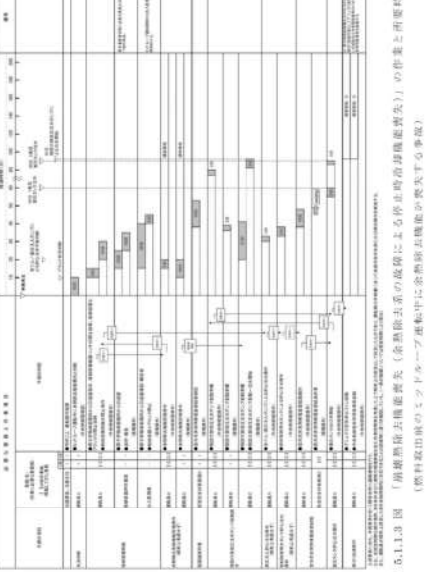
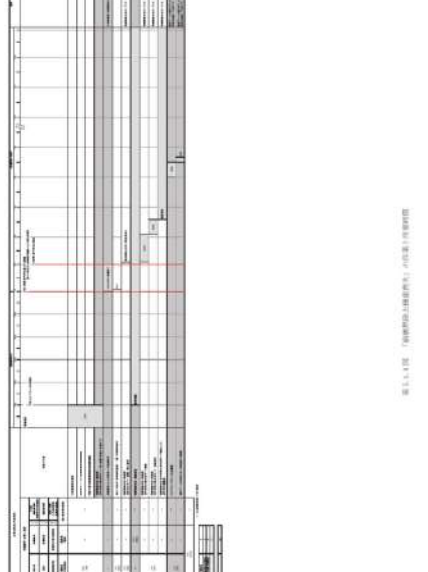
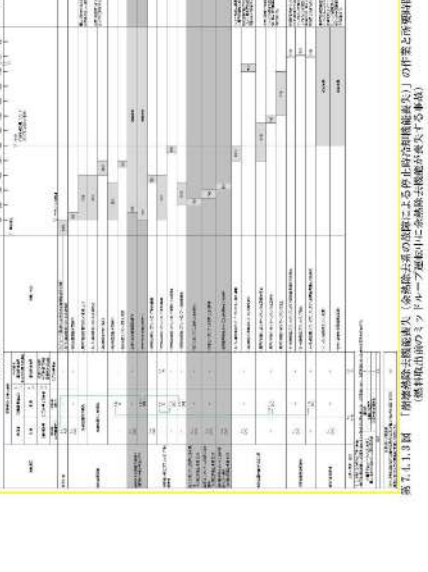
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第 5.1.2 図 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の対応手順の概要 （「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の事象進展）</p>	 <p>第 5.1.1.2 図 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の対応手順の概要 （「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の事象進展）</p>	 <p>第 5.1.3 図 「崩壊熱除去機能喪失」の対応手順の概要</p>	 <p>第 7.4.1.2 図 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の対応手順の概要 （「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の事象進展）</p>	<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実装の反映） ・凡例に記載のとおり運転員及び技士が作業員が行う作業を察して記載 ・有効性評価上考慮しない操作・判断結果を破線で記載 【大阪、高浜】 設計の相違 解析結果の相違 【大阪、高浜】 名称等の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>図 5.1.3 図 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の作業と所要時間（運転開始前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）</p>	 <p>図 5.1.3 図 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の作業と所要時間（燃料取出時のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）</p>	 <p>図 5.1.3 図 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の作業と所要時間</p>	 <p>図 7.4.1.3 図 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の作業と所要時間（燃料取出時のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）</p>	<p>相違理由</p> <ul style="list-style-type: none"> 【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川支援の反映） ・運転員を中央制御室と現場に分けて記載 ・有効性評価上考慮しない作業を色分けして記載 【大阪、高浜】 設計の相違 解析結果の相違 【大阪、高浜】 名称等の相違

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>大阪発電所3/4号炉</p> <p>第5.1.4図 1次冷却材圧力の推移</p> <p>第5.1.5図 炉心上端ボイド率の推移</p>	<p>高浜発電所3/4号炉</p> <p>第5.1.2.1図 1次冷却材圧力の推移</p> <p>第5.1.2.2図 炉心上端ボイド率の推移</p>	<p>【泊同様、蓄圧タンクを対策としていない伊方3号炉のグラフを記載】</p> <p>図5.1.4 1次系圧力の推移</p> <p>図5.1.5 炉心上端ボイド率の推移</p>	<p>泊発電所3号炉</p> <p>第7.4.1.4図 1次冷却材圧力の推移</p> <p>第7.4.1.5図 炉心上端ボイド率の推移</p>	<p>相違理由</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・大阪、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・大阪、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第 5.1.6 図 開口部からの流出流量と注水流量の推移</p>	<p>第 5.1.2.3 図 開口部からの流出流量と注水流量の推移</p>	<p>図 5.1.6 開口部からの流出流量と注水流量の推移</p>	<p>第7.4.1.6図 開口部からの流出流量と注水流量の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・大阪、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる</p>
<p>第 5.1.7 図 加圧器頂部クオリティの推移</p>	<p>第 5.1.2.4 図 加圧器頂部クオリティの推移</p>	<p>図 5.1.7 加圧器頂部クオリティの推移</p>	<p>第7.4.1.7図 加圧器頂部クオリティの推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・大阪、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第 5.1.8 図 原子炉容器内水位の推移</p>	<p>第 5.1.2.5 図 原子炉容器内水位の推移</p>	<p>図 5.1.8 原子炉容器内水位の推移</p>	<p>第7.4.1.8図 原子炉容器内水位の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・大阪、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる</p>
<p>第 5.1.9 図 1次冷却系保有水量の推移</p>	<p>第 5.1.2.6 図 1次冷却系保有水量の推移</p>	<p>図 5.1.9 1次冷却系保有水量の推移</p>	<p>第7.4.1.9図 1次冷却系保有水量の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・大阪、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる</p>

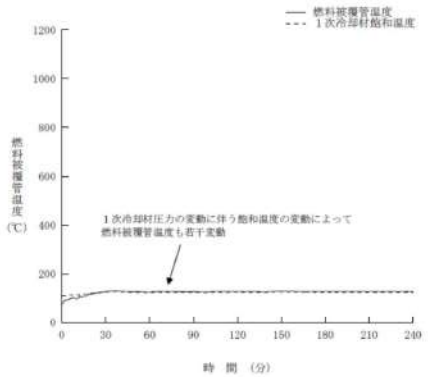
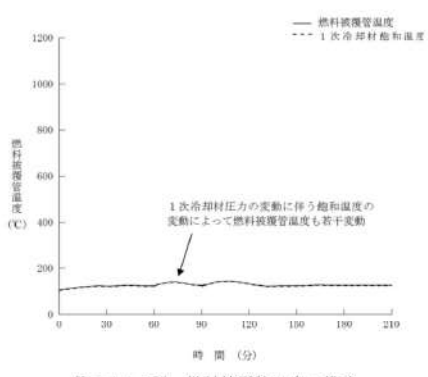
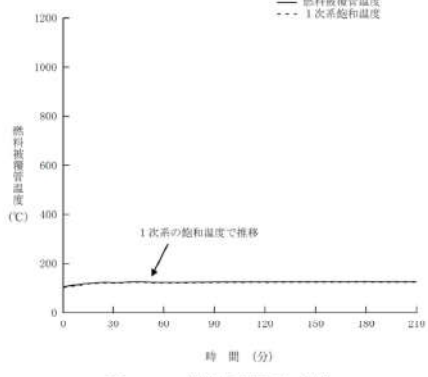
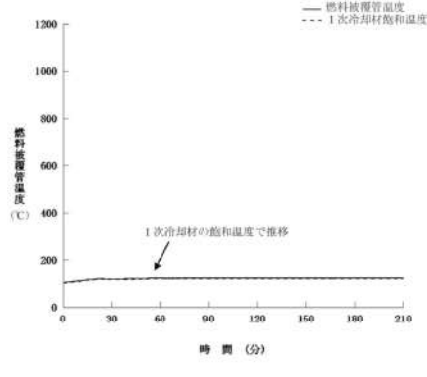
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第5.1.10図 加压器水位の推移</p>	<p>第5.1.2.7図 加压器水位の推移</p>	<p>図5.1.10 加压器水位の推移</p>	<p>第7.4.1.10図 加压器水位の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・大阪、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる</p>
<p>第5.1.11図 1次冷却材温度の推移</p>	<p>第5.1.2.8図 1次冷却材温度の推移</p>	<p>図5.1.11 1次系温度の推移</p>	<p>第7.4.1.11図 1次冷却材温度の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・大阪、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p data-bbox="235 858 504 877">第5.1.12図 燃料被覆管温度の推移</p>	 <p data-bbox="678 858 947 877">第5.1.2.9図 燃料被覆管温度の推移</p>	 <p data-bbox="1167 858 1435 877">図5.1.12 燃料被覆管温度の推移</p>	 <p data-bbox="1632 858 1901 877">第7.4.1.12図 燃料被覆管温度の推移</p>	<p data-bbox="2004 443 2123 502">【大阪】 解析結果の相違</p>

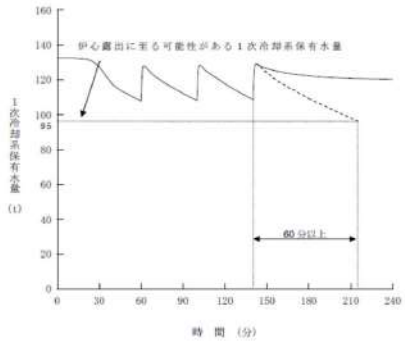
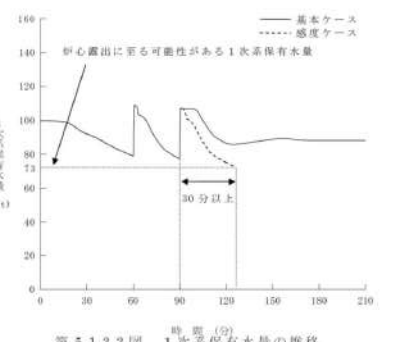
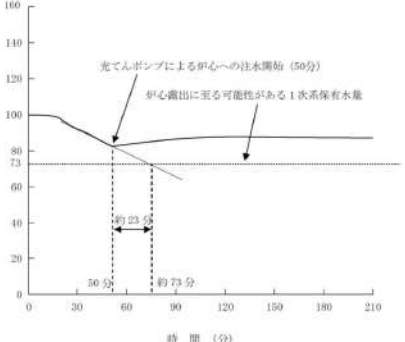
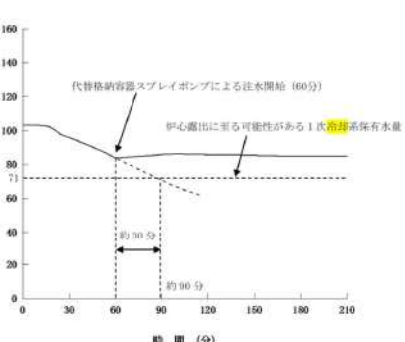
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第 5.1.13 図 燃料被覆管温度の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）</p>	<p>第 5.1.3.1 図 燃料被覆管温度の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）</p>			
<p>第 5.1.14 図 1次冷却系保有水量の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）</p>	<p>第 5.1.3.2 図 1次冷却系保有水量の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）</p>			<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・泊は蓄圧タンクを炉心注水手段としていないため、蓄圧タンクによる炉心注水が遅れた場合の感度解析は実施していない （伊方と同様）</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第 5.1.15 図 1 次冷却系保有水量の推移 (恒設代替低圧注水ポンプ炉心注水操作開始の時間余裕確認)</p>	 <p>第 5.1.3.3 図 1 次系保有水量の推移 (恒設代替低圧注水ポンプ炉心注水操作開始の時間余裕確認)</p>	 <p>図 5.1.13 1 次系保有水量の推移 (炉心注水操作余裕確認)</p>	 <p>第7.4.1.13図 1 次冷却系保有水量の推移 (代替炉心注水操作開始の時間余裕確認)</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・大阪、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる</p>
<p>【ここまで伊方3号炉の記載】</p>				

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所 3 / 4号炉	高浜発電所 3 / 4号炉	女川原子力発電所 2号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
		<p>第 5.1.5 図 原子炉水位の推移</p>	<p>第 5.1.6 図 原子炉水位と線量率</p>	<p>【女川】 評価方法の相違 ・線量率については女川は水位が一番低下した状態での線量率を示し目標線量率を下回っていることを示している ・泊は炉心が露出することはなく燃料有効長頂部は冠水しているため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値 0.15mSv/h を上回ることではないことを説明している（大飯、高浜と同様）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.1 ミッドループ運転中の事故時におけるC/V内作業員の退避について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																								
<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.1</p> <p style="text-align: center;">ミッドループ運転中の事故時におけるC/V内作業員の退避について</p> <p>大阪3、4号炉のミッドループ運転中の事故時におけるC/V内作業員の退避について次頁以降に示す。</p> <p style="text-align: center;">ミッドループ運転中の事故時におけるC/V内作業員の退避について(1/3)</p> <p>ミッドループ運転中の事故時における原子炉格納容器内からの作業員の退避に関する対応を以下に示す。</p> <p>1. 教直</p> <p>ミッドループ運転中に格納容器内で作業を実施する作業員に対しては、以下の内容・タイミングで教育を実施し周知徹底を図るとともに、訓練についても実施する。</p> <p><教育内容></p> <ul style="list-style-type: none"> 格納容器内への入退城管理方法について エバケーションアラーム吹鳴（警報時）の対応について ミッドループ運転の概要とリスクについて <p><教育の実施時期></p> <ul style="list-style-type: none"> 発電所への入所時 定期検査前 ミッドループ運転中の格納容器内作業申請時 <p>2. 退避手段及び人数把握</p> <p>事故発生後、格納容器内のエバケーションアラームもしくはページング装置により、作業員へ格納容器内からの退避指示を行う。</p> <p>また、ミッドループ運転期間中は格納容器内入退城者を機械的に管理し、事故発生時においてエアロック閉止を行う出入監視員を24時間常駐させる。</p> <p>事故発生時には、当該の出入監視員は全作業員が格納容器外に退避したことを確認し、当直課長に報告・指示を受けた上でエアロックを閉止する。</p> <p>なお、作業員は2名以上で作業を実施するため、退避の際に負傷した場合においても周囲の作業員の救助により退避可能である。</p> <p>また、確実に作業員全員が格納容器外へ退避したことを確認するための具体的な手順は以下の通り。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin: 10px 0;"> <p style="text-align: center;">3. 退避時間内訳</p> <p style="text-align: center;">▽ 退避指示(事故発生から15分以内)</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="2"></th> <th colspan="2">所要時間</th> </tr> <tr> <th rowspan="2">作業員 (CV内 →CV外)</th> <th rowspan="2">工程</th> <th>退避</th> <th>退避完了</th> </tr> <tr> <th>10分</th> <th>10分</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>想定</td> <td>10分</td> <td>10分</td> </tr> <tr> <td></td> <td>検証結果</td> <td>約6分</td> <td>約7.5分</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">出入 監視員 (CV外)</th> <th rowspan="2">工程</th> <th colspan="2">退避確認・報告時</th> <th rowspan="2">エアロック閉止</th> </tr> <tr> <th>25分</th> <th>5分</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>想定</td> <td>25分</td> <td>5分</td> <td>30分</td> </tr> <tr> <td></td> <td>検証結果</td> <td></td> <td>約10分</td> <td>約10分</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tbody> <tr> <td rowspan="2">合計</td> <td>想定</td> <td>30分</td> </tr> <tr> <td>検証結果</td> <td>約17分</td> </tr> </tbody> </table> <p>※ミッドループ期間中における格納容器内の最大作業員数は100名程度となる。</p> </div>			所要時間		作業員 (CV内 →CV外)	工程	退避	退避完了	10分	10分		想定	10分	10分		検証結果	約6分	約7.5分	出入 監視員 (CV外)	工程	退避確認・報告時		エアロック閉止	25分	5分		想定	25分	5分	30分		検証結果		約10分	約10分	合計	想定	30分	検証結果	約17分	<p style="text-align: right;">添付資料 7.4.1.1</p> <p style="text-align: center;">ミッドループ運転中の事故時におけるC/V内作業員の退避について</p> <p>ミッドループ運転中の事故時における原子炉格納容器（以下、「C/V」という。）内作業員の退避について下記に示す。</p> <p>1. 教育</p> <p>ミッドループ運転中にC/V内で作業を実施する作業員に対しては、ミッドループ運転中の事故事象や非常時の退避（退避場所、注意事項等）について教育等を実施し、周知徹底を図っている。</p> <p>2. 退避手段及び人数把握</p> <p>事故発生後、格納容器内退避警報又は所内通話設備（バッテリー内蔵）により、作業員へC/V内からの退避指示を行う。</p> <p>また、ミッドループ運転期間中はC/V内入退城者を名簿で管理し、エアロック閉止を行うC/V出入管理員を24時間常駐させる。</p> <p>なお、作業員は2名以上で作業を実施するため、退避の際に負傷した場合においても周囲の作業員の救助により退避可能である。</p> <p>また、確実に作業員全員がC/V外へ退避したことを確認するための具体的な手順は以下の通り。</p> <p style="text-align: center;">【退避の確認手順】</p> <p>(1) 事故発生時、作業員は予め定めた指定場所（オベフロ等）に集合し、各作業の作業責任者等が退避者を確認した後に、作業班単位又は数人のグループ単位で避難を行う。（負傷者が発生した場合は作業班員の救助により避難する。）</p> <p>(2) C/V外へ退避した後に、各作業の作業責任者等が作業員の点呼を行い、全作業員が退避していることを確認し、C/V入城退出管理簿に作業員が退出したことを記載（退出時間を記入）する。</p> <p>(3) C/V出入管理員は、各作業の作業責任者等が記載したC/V入城退出管理簿を確認し、C/V内の全作業員の退避を確認する。</p>	<p>運用の相違</p> <p>記載内容の相違・運用の相違により退避の確認手順が異なる</p>
		所要時間																																								
作業員 (CV内 →CV外)	工程	退避	退避完了																																							
		10分	10分																																							
	想定	10分	10分																																							
	検証結果	約6分	約7.5分																																							
出入 監視員 (CV外)	工程	退避確認・報告時		エアロック閉止																																						
		25分	5分																																							
	想定	25分	5分	30分																																						
	検証結果		約10分	約10分																																						
合計	想定	30分																																								
	検証結果	約17分																																								

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.1 ミッドループ運転中の事故時におけるC/V内作業員の退避について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																																				
<p>(再掲)</p> <p>ミッドループ運転中の事故時におけるC/V内作業員の退避について(1/3)</p> <p>ミッドループ運転中の事故時における原子炉格納容器内からの作業員の退避に関する対応を以下に示す。</p> <p>1. 教育</p> <p>ミッドループ運転中に格納容器内で作業を実施する作業員に対しては、以下の内容・タイミングで教育を実施し周知徹底を図るとともに、訓練についても実施する。</p> <p><教育内容></p> <ul style="list-style-type: none"> 格納容器内への入退域管理方法について エバケーションアラーム吹鳴（警報時）の対応について ミッドループ運転の概要とリスクについて <p><教育の実施時期></p> <ul style="list-style-type: none"> 発電所への入所時 定期検査前 ミッドループ運転中の格納容器内作業申請時 <p>2. 退避手段及び人数把握</p> <p>事故発生後、格納容器内のエバケーションアラームもしくははベージング装置により、作業員へ格納容器内からの退避指示を行う。</p> <p>また、ミッドループ運転期間中は格納容器内入退域者を機械的に管理し、事故発生時においてエアロック閉止を行う出入監視員を24時間常駐させる。</p> <p>事故発生時には、当該の出入監視員は全作業員が格納容器外に退避したことを確認し、当直課長に報告・指示を受けた上でエアロックを閉止する。</p> <p>なお、作業員は2名以上で作業を実施するため、退避の際に負傷した場合においても周囲の作業員の救助により退避可能である。</p> <p>また、確実に作業員全員が格納容器外へ退避したことを確認するための具体的な手順は以下の通り。</p> <p>【退避の確認手順】</p> <ol style="list-style-type: none"> 出入監視員は格納容器内入退域を管理する装置により、全作業員が退避していることを確認する。 各作業の作業責任者(または代理人)は作業員の点呼を行い、全作業員が退避していることを確認する。 作業責任者(または代理人)は出入監視員に点呼結果を連絡し、出入監視員は全作業員が退避していることを再確認する。 <p>3. 退避時間内訳</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2"></th> <th colspan="2">所要時間</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">作業員 (CV内 →CV外)</td> <td>工程</td> <td>退避 ▽ 退避完了 機械点検・点呼・報告</td> <td></td> </tr> <tr> <td>想定</td> <td>10分</td> <td>10分</td> </tr> <tr> <td>検証結果</td> <td>約6分</td> <td>約7.5分</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">出入監視員 (CV外)</td> <td>工程</td> <td>退避確認・報告時 ↓ エアロック閉止</td> <td></td> </tr> <tr> <td>想定</td> <td>25分</td> <td>5分</td> </tr> <tr> <td>検証結果</td> <td></td> <td>約10分 約12分</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>想定</td> <td colspan="2">30分</td> </tr> <tr> <td></td> <td>検証結果</td> <td colspan="2">約17分</td> </tr> </tbody> </table> <p>※ミッドループ期間中における格納容器内の最大作業員数は100名程度となる。</p>			所要時間		作業員 (CV内 →CV外)	工程	退避 ▽ 退避完了 機械点検・点呼・報告		想定	10分	10分	検証結果	約6分	約7.5分	出入監視員 (CV外)	工程	退避確認・報告時 ↓ エアロック閉止		想定	25分	5分	検証結果		約10分 約12分	合計	想定	30分			検証結果	約17分		<p>3. 退避時間内訳</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2"></th> <th colspan="2">所要時間</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">運転員</td> <td>工程</td> <td>事故発生 C/V隔離弁閉止</td> <td>エアロック閉止確認</td> </tr> <tr> <td>想定</td> <td>10分</td> <td>25分</td> </tr> <tr> <td>検証結果</td> <td></td> <td>約17分 約3分</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">作業員</td> <td>工程</td> <td>退避</td> <td></td> </tr> <tr> <td>検証結果</td> <td></td> <td>約23分</td> </tr> <tr> <td>工程</td> <td>退避～点呼完了</td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="3">C/V 出入 監視員</td> <td>工程</td> <td>退域者の確認 C/V入域退域管理機等との照会</td> <td></td> </tr> <tr> <td>想定</td> <td></td> <td>30分</td> </tr> <tr> <td>検証結果</td> <td></td> <td>約30分</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">エアロックの 閉止</td> <td>工程</td> <td>エアロック閉止</td> <td></td> </tr> <tr> <td>想定</td> <td></td> <td>10分</td> </tr> <tr> <td>検証結果</td> <td></td> <td>約5分</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>想定</td> <td colspan="2">40分</td> </tr> <tr> <td></td> <td>検証結果</td> <td colspan="2">約35分</td> </tr> </tbody> </table> <p>*1：想定時間は、作業員退避後、C/V出入監視員による退避確認・照会を行うことを想定しているが、検証では、格納容器内退避警報が作動したと想定し時間を測定した。 *2：エアロックは2重の扉となっており、通常運転中は片側ずつ開放し両側が同時に開放できないようになっているが、定検中は両側の扉を開放している。この場合、両側の扉開放状態から片側の扉を閉止する。（閉止後も通常の出入は可能）</p> <p>図1 作業員の退避時間の内訳</p>			所要時間		運転員	工程	事故発生 C/V隔離弁閉止	エアロック閉止確認	想定	10分	25分	検証結果		約17分 約3分	作業員	工程	退避		検証結果		約23分	工程	退避～点呼完了		C/V 出入 監視員	工程	退域者の確認 C/V入域退域管理機等との照会		想定		30分	検証結果		約30分	エアロックの 閉止	工程	エアロック閉止		想定		10分	検証結果		約5分	合計	想定	40分			検証結果	約35分		
		所要時間																																																																																				
作業員 (CV内 →CV外)	工程	退避 ▽ 退避完了 機械点検・点呼・報告																																																																																				
	想定	10分	10分																																																																																			
	検証結果	約6分	約7.5分																																																																																			
出入監視員 (CV外)	工程	退避確認・報告時 ↓ エアロック閉止																																																																																				
	想定	25分	5分																																																																																			
	検証結果		約10分 約12分																																																																																			
合計	想定	30分																																																																																				
	検証結果	約17分																																																																																				
		所要時間																																																																																				
運転員	工程	事故発生 C/V隔離弁閉止	エアロック閉止確認																																																																																			
	想定	10分	25分																																																																																			
	検証結果		約17分 約3分																																																																																			
作業員	工程	退避																																																																																				
	検証結果		約23分																																																																																			
	工程	退避～点呼完了																																																																																				
C/V 出入 監視員	工程	退域者の確認 C/V入域退域管理機等との照会																																																																																				
	想定		30分																																																																																			
	検証結果		約30分																																																																																			
エアロックの 閉止	工程	エアロック閉止																																																																																				
	想定		10分																																																																																			
	検証結果		約5分																																																																																			
合計	想定	40分																																																																																				
	検証結果	約35分																																																																																				

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.1 ミッドループ運転中の事故時におけるC/V内作業員の退避について）

大飯発電所3 / 4号炉		泊発電所3号炉		相違理由																																																	
ミッドループ運転中の事故時におけるC/V内作業員の退避について(2/3)																																																					
ミッドループ運転中の事故時における原子炉格納容器内からの作業員の退避時間の検証結果は以下の通り。		ミッドループ運転中の事故時における原子炉格納容器内からの作業員の退避時間の検証結果は以下の通り。																																																			
		表1 作業員の退避時間の検証結果																																																			
		<table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>時間 (検証結果)</th> <th>備考</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">退避</td> <td>作業場所からC/V内集合場所への移動、点呼</td> <td>約15分</td> <td>複数場所からの退避時間を検証し、最も時間を要する場合。（原子炉キャビティ内からの退避） 作業員の原子炉キャビティ内からオペフロ移動実績40秒を1分と保守的に評価し、15人×1分として約15分とした。</td> </tr> <tr> <td>C/V内集合場所から通常用エアロック出口への退避</td> <td>約8分</td> <td>オペフロから通常用エアロック出口までの移動の測定結果</td> </tr> <tr> <td>小計</td> <td>約23分</td> <td></td> </tr> <tr> <td>照合</td> <td>退出者最終確認 入退域名簿との照合</td> <td>約7分</td> <td>通常用エアロック出口で最終確認、入退域名簿との照合に要する想定時間</td> </tr> <tr> <td>閉止</td> <td>エアロック閉止</td> <td>約5分</td> <td>ターンバックル、内扉側保護カバー、本体側シート部保護カバー取外し作業実績より。</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>約35分</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>		項目	時間 (検証結果)	備考	退避	作業場所からC/V内集合場所への移動、点呼	約15分	複数場所からの退避時間を検証し、最も時間を要する場合。（原子炉キャビティ内からの退避） 作業員の原子炉キャビティ内からオペフロ移動実績40秒を1分と保守的に評価し、15人×1分として約15分とした。	C/V内集合場所から通常用エアロック出口への退避	約8分	オペフロから通常用エアロック出口までの移動の測定結果	小計	約23分		照合	退出者最終確認 入退域名簿との照合	約7分	通常用エアロック出口で最終確認、入退域名簿との照合に要する想定時間	閉止	エアロック閉止	約5分	ターンバックル、内扉側保護カバー、本体側シート部保護カバー取外し作業実績より。	合計	約35分																											
項目	時間 (検証結果)	備考																																																			
退避	作業場所からC/V内集合場所への移動、点呼	約15分	複数場所からの退避時間を検証し、最も時間を要する場合。（原子炉キャビティ内からの退避） 作業員の原子炉キャビティ内からオペフロ移動実績40秒を1分と保守的に評価し、15人×1分として約15分とした。																																																		
	C/V内集合場所から通常用エアロック出口への退避	約8分	オペフロから通常用エアロック出口までの移動の測定結果																																																		
	小計	約23分																																																			
照合	退出者最終確認 入退域名簿との照合	約7分	通常用エアロック出口で最終確認、入退域名簿との照合に要する想定時間																																																		
閉止	エアロック閉止	約5分	ターンバックル、内扉側保護カバー、本体側シート部保護カバー取外し作業実績より。																																																		
合計	約35分																																																				
		<table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>時間(検証結果)</th> <th>備考</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">退避</td> <td>作業場所から非常用エアロック外への退避</td> <td>約3分</td> <td>複数場所からの退避時間を検証し、最も時間を要する場合。（キャビティからの退避） キャビティタラップを昇る時間を5人で検証した結果、36秒であった。キャビティ内で作業する作業員数を20名と想定すると、36秒×(20名/5名)=144秒 オペフロからエアロックまでの移動時間は約30秒なので、144+30=174秒</td> </tr> <tr> <td>靴の履替え</td> <td>約3分</td> <td>検証は5人で実施し、40秒であった。 同じエリアで靴を履き替える作業員数を20名と想定すると40秒×(20名/5名)=160秒</td> </tr> <tr> <td>小計</td> <td>約6分</td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="5">機械登録・点呼・報告</td> <td>バーコードの取出し (汚染区域用放射線防護服を着用している者)</td> <td>約1分</td> <td>汚染区域放射線防護服を着用した状態からバーコードを取り出すまでの時間</td> </tr> <tr> <td>バーコード読取り</td> <td>約3.5分</td> <td>20名が順次バーコードを読取る時間を検証した結果、40秒であった。作業員数を100名とすると、40秒×(100名/20名)=200秒</td> </tr> <tr> <td>退避場所への移動</td> <td>約1分</td> <td>エアロックから機器ハッチまでの移動時間</td> </tr> <tr> <td>作業員の点呼・報告</td> <td>約2分</td> <td>1つの作業グループの作業員が20名と想定し、名簿による点呼時間を検証した結果、50秒であった。点呼終了後、作業責任者がエアロック前の出入監視員へ報告するために移動する時間は約60秒なので、50+60=110秒</td> </tr> <tr> <td>小計</td> <td>約7.5分</td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="3">退避確認</td> <td>装置による最終確認</td> <td>約0.5分</td> <td>出入監視員が入退域を管理する装置で確認した時間</td> </tr> <tr> <td>当直課長への報告</td> <td>約1分</td> <td>出入監視員が全作業員が退避したことを確認し、当直課長へ連絡・指示を受けた時間</td> </tr> <tr> <td>小計</td> <td>約1.5分</td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="2">エアロック閉止</td> <td>エアロック閉止</td> <td>約2分</td> <td>シール保護養生取外し、ストッパー解除作業を含む</td> </tr> <tr> <td>小計</td> <td>約2分</td> <td></td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>約17分</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>		項目	時間(検証結果)	備考	退避	作業場所から非常用エアロック外への退避	約3分	複数場所からの退避時間を検証し、最も時間を要する場合。（キャビティからの退避） キャビティタラップを昇る時間を5人で検証した結果、36秒であった。キャビティ内で作業する作業員数を20名と想定すると、36秒×(20名/5名)=144秒 オペフロからエアロックまでの移動時間は約30秒なので、144+30=174秒	靴の履替え	約3分	検証は5人で実施し、40秒であった。 同じエリアで靴を履き替える作業員数を20名と想定すると40秒×(20名/5名)=160秒	小計	約6分		機械登録・点呼・報告	バーコードの取出し (汚染区域用放射線防護服を着用している者)	約1分	汚染区域放射線防護服を着用した状態からバーコードを取り出すまでの時間	バーコード読取り	約3.5分	20名が順次バーコードを読取る時間を検証した結果、40秒であった。作業員数を100名とすると、40秒×(100名/20名)=200秒	退避場所への移動	約1分	エアロックから機器ハッチまでの移動時間	作業員の点呼・報告	約2分	1つの作業グループの作業員が20名と想定し、名簿による点呼時間を検証した結果、50秒であった。点呼終了後、作業責任者がエアロック前の出入監視員へ報告するために移動する時間は約60秒なので、50+60=110秒	小計	約7.5分		退避確認	装置による最終確認	約0.5分	出入監視員が入退域を管理する装置で確認した時間	当直課長への報告	約1分	出入監視員が全作業員が退避したことを確認し、当直課長へ連絡・指示を受けた時間	小計	約1.5分		エアロック閉止	エアロック閉止	約2分	シール保護養生取外し、ストッパー解除作業を含む	小計	約2分		合計	約17分		
項目	時間(検証結果)	備考																																																			
退避	作業場所から非常用エアロック外への退避	約3分	複数場所からの退避時間を検証し、最も時間を要する場合。（キャビティからの退避） キャビティタラップを昇る時間を5人で検証した結果、36秒であった。キャビティ内で作業する作業員数を20名と想定すると、36秒×(20名/5名)=144秒 オペフロからエアロックまでの移動時間は約30秒なので、144+30=174秒																																																		
	靴の履替え	約3分	検証は5人で実施し、40秒であった。 同じエリアで靴を履き替える作業員数を20名と想定すると40秒×(20名/5名)=160秒																																																		
小計	約6分																																																				
機械登録・点呼・報告	バーコードの取出し (汚染区域用放射線防護服を着用している者)	約1分	汚染区域放射線防護服を着用した状態からバーコードを取り出すまでの時間																																																		
	バーコード読取り	約3.5分	20名が順次バーコードを読取る時間を検証した結果、40秒であった。作業員数を100名とすると、40秒×(100名/20名)=200秒																																																		
	退避場所への移動	約1分	エアロックから機器ハッチまでの移動時間																																																		
	作業員の点呼・報告	約2分	1つの作業グループの作業員が20名と想定し、名簿による点呼時間を検証した結果、50秒であった。点呼終了後、作業責任者がエアロック前の出入監視員へ報告するために移動する時間は約60秒なので、50+60=110秒																																																		
	小計	約7.5分																																																			
退避確認	装置による最終確認	約0.5分	出入監視員が入退域を管理する装置で確認した時間																																																		
	当直課長への報告	約1分	出入監視員が全作業員が退避したことを確認し、当直課長へ連絡・指示を受けた時間																																																		
	小計	約1.5分																																																			
エアロック閉止	エアロック閉止	約2分	シール保護養生取外し、ストッパー解除作業を含む																																																		
	小計	約2分																																																			
合計	約17分																																																				

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.1 ミッドループ運転中の事故時におけるC/V内作業員の退避について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由												
<p style="text-align: center;">ミッドループ運転中の事故時におけるC/V内作業員の退避について(3/3)</p> <p>4. 作業員の退避に係る環境影響評価</p> <p>3. の通り、大飯3、4号機においてミッドループ運転中に事故が発生した場合における格納容器内からの作業員の退避に要する時間は、退避指示までの時間(15分)も含めて25分以内である。 この間に放出される蒸気の影響を確認するため、作業員被ばくの観点及び格納容器内雰囲気温度の観点で概略評価を行った。</p> <p>(1) 被ばく評価 <評価結果> 下表の通り、作業員の被ばく線量は最大約1.4mSvとなる。</p> <table border="1" data-bbox="369 486 772 566"> <thead> <tr> <th>外部被ばく</th> <th>内部被ばく</th> <th>計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>約1.1×10^{-2}mSv</td> <td>約1.3mSv</td> <td>約1.4mSv</td> </tr> </tbody> </table> <p><主な評価条件> ○1次冷却材の燃料被覆管欠陥率は0.1%と仮定 ○事象発生0分から、格納容器内が、1次冷却材の蒸気雰囲気(100℃における飽和蒸気として)で満たされるものと仮定 ○事象発生0分から30分までを対象(C/V内からC/V外への作業員の退避に要する時間25分を保守的に30分として評価) ○気液分配係数は1(1次冷却材中の放射性物質(CP,FP)は、沸騰によって液相から気相へすべて移行するもの)と仮定</p> <p>(2) 格納容器内雰囲気温度評価 <評価結果> 格納容器内雰囲気温度は、格納容器内ヒートシンクの効果によって退避完了までに有意な上昇は見られず、作業員の退避に影響はない。</p>	外部被ばく	内部被ばく	計	約 1.1×10^{-2} mSv	約1.3mSv	約1.4mSv	<p>4. 作業員の退避に係る環境影響評価</p> <p>3. の通り、泊3号炉においてミッドループ運転中に事故が発生した場合におけるC/V内からの作業員の退避に要する時間は、約23分と評価しており、事象確認の10分を含めて40分以内である。 この間に放出される蒸気の影響を確認するため、作業員被ばくの観点及びC/V内雰囲気温度の観点で概略評価を行った。</p> <p>(1) 被ばく評価 <評価結果> 下記の通り、作業員の被ばく線量は最大約13.8mSvとなる。</p> <p style="text-align: center;">表2 作業員の被ばく評価結果</p> <table border="1" data-bbox="1120 662 1926 718"> <thead> <tr> <th>外部被ばく</th> <th>内部被ばく</th> <th>計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>約1.14×10^{-1}mSv</td> <td>約1.36×10^1mSv</td> <td>約1.38×10^1mSv</td> </tr> </tbody> </table> <p><主な評価条件> ○1次冷却材の燃料被覆管欠陥率は0.1%を仮定 ○プロセス解析の結果によらず、事象発生0分から、C/V内全体が1次冷却材の蒸気雰囲気(100℃における飽和蒸気として)で満たされるものと仮定 ○事象発生0分から40分までを対象(C/V内からC/V外への作業員の退避に要する時間23分に事象確認に要する時間10分を加えた33分を保守的に40分として評価) ○気液分配係数は1(1次冷却材中の放射性物質(CP,FP)は、沸騰によって液相から気相へすべて移行するもの)と仮定</p> <p>(2) C/V内雰囲気温度評価 <評価結果> C/V内雰囲気温度は、C/V内ヒートシンクの効果によって退避完了までに有意な上昇は見られず、作業員の退避の影響はない。</p>	外部被ばく	内部被ばく	計	約 1.14×10^{-1} mSv	約 1.36×10^1 mSv	約 1.38×10^1 mSv	<p>訓練実績の相違</p> <p>評価結果の相違 ・退避までに要する時間の相違及び蒸気充満の想定 の相違により被ばく線量が異なる</p> <p>評価条件の相違</p> <p>退避時間の相違</p>
外部被ばく	内部被ばく	計												
約 1.1×10^{-2} mSv	約1.3mSv	約1.4mSv												
外部被ばく	内部被ばく	計												
約 1.14×10^{-1} mSv	約 1.36×10^1 mSv	約 1.38×10^1 mSv												

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

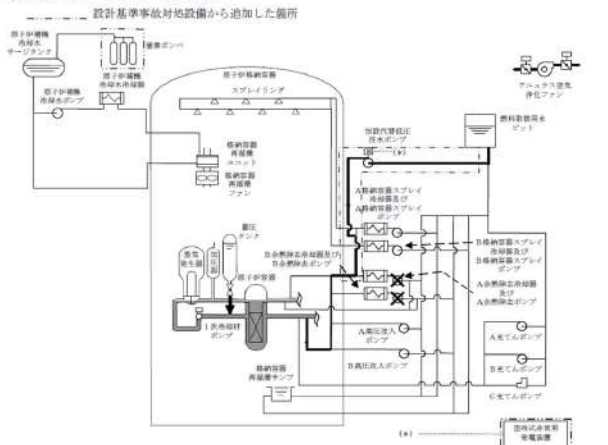
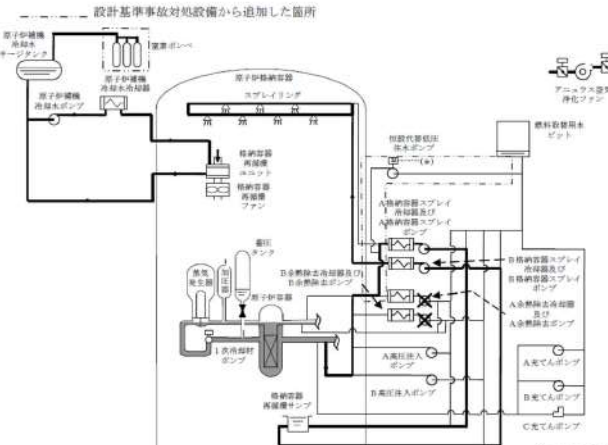
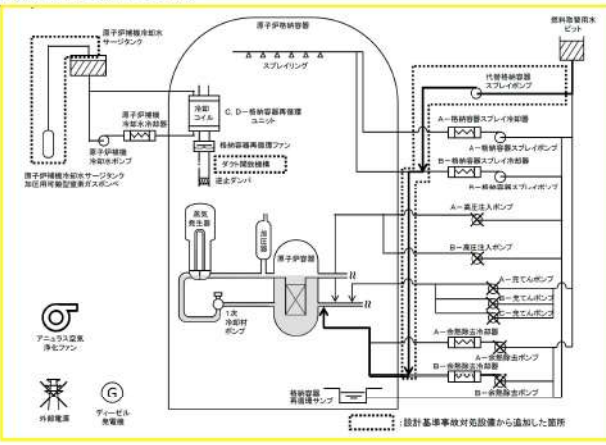
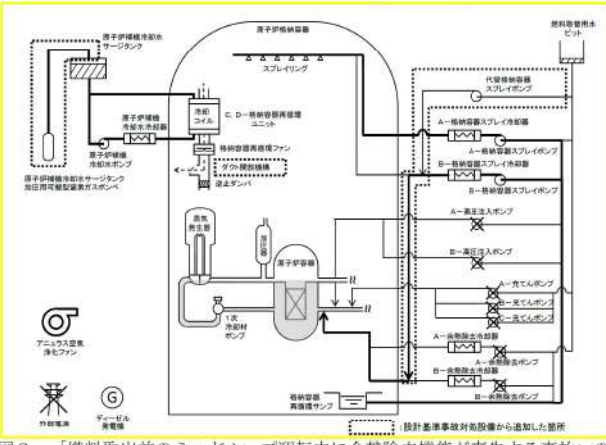
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.2 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																																	
<p style="text-align: center;">添付資料5.1.3</p> <p style="text-align: center;">大飯3号及び4号炉の重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について （崩壊熱除去機能喪失）</p> <p>重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」における個別解析条件を第1表に示す。</p> <p style="text-align: center;">第1表 システム熱水力解析用データ（崩壊熱除去機能喪失）</p> <table border="1" data-bbox="199 523 1003 1152"> <thead> <tr> <th>名 称</th> <th>数 値</th> <th>解析上の取り扱い</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>(1) 初期条件</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1) 1次系圧力</td> <td>大気圧</td> <td>ミッドループ運転時の現実的な設定</td> </tr> <tr> <td>2) 1次系冷却材高温側温度</td> <td>93℃</td> <td>ミッドループ運転時の運転モード（モード5）の上限値</td> </tr> <tr> <td>3) 1次系水位</td> <td>原子炉容器出入口 ノズルセンターレベル +200mm</td> <td>ミッドループ運転時の水位</td> </tr> <tr> <td>4) 原子炉停止後の時間</td> <td>72時間</td> <td>最短時間に余裕をみた時間</td> </tr> <tr> <td>5) 1次系開口部</td> <td>加圧器安全弁配管（3個分）</td> <td>ミッドループ運転時の現実的な設定</td> </tr> <tr> <td>(2) 事象収束に重要な機器・操作関連</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1) 蓄圧タンク</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 開操作開始</td> <td>事象発生から60分、100分、140分後</td> <td>運転員等操作余裕の考え方</td> </tr> <tr> <td> ii 個数</td> <td>3基</td> <td>設計値に余裕をみた基数</td> </tr> <tr> <td> iii 保持圧力</td> <td>1.0MPa[gage]</td> <td>最低保持圧力</td> </tr> <tr> <td> iv 保有水量</td> <td>26.9m³（1基当たり）</td> <td>最低保有水量</td> </tr> <tr> <td>2) 恒設代替低圧注水ポンプ</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 注入開始</td> <td>3基目の蓄圧タンク注入開始から1分後</td> <td>運転員等操作余裕の考え方</td> </tr> <tr> <td> ii 注入流量</td> <td>28m³/h</td> <td>蒸散量に余裕をみた流量</td> </tr> </tbody> </table>	名 称	数 値	解析上の取り扱い	(1) 初期条件			1) 1次系圧力	大気圧	ミッドループ運転時の現実的な設定	2) 1次系冷却材高温側温度	93℃	ミッドループ運転時の運転モード（モード5）の上限値	3) 1次系水位	原子炉容器出入口 ノズルセンターレベル +200mm	ミッドループ運転時の水位	4) 原子炉停止後の時間	72時間	最短時間に余裕をみた時間	5) 1次系開口部	加圧器安全弁配管（3個分）	ミッドループ運転時の現実的な設定	(2) 事象収束に重要な機器・操作関連			1) 蓄圧タンク			i 開操作開始	事象発生から60分、100分、140分後	運転員等操作余裕の考え方	ii 個数	3基	設計値に余裕をみた基数	iii 保持圧力	1.0MPa[gage]	最低保持圧力	iv 保有水量	26.9m ³ （1基当たり）	最低保有水量	2) 恒設代替低圧注水ポンプ			i 注入開始	3基目の蓄圧タンク注入開始から1分後	運転員等操作余裕の考え方	ii 注入流量	28m ³ /h	蒸散量に余裕をみた流量	<p style="text-align: center;">添付資料 7.4.1.2</p> <p style="text-align: center;">重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について （崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失））</p> <p style="background-color: yellow;">重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」における個別解析条件を第1表に示す。</p> <p style="text-align: center;">第1表 システム熱水力解析用データ （崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失））</p> <table border="1" data-bbox="1070 534 1939 1035"> <thead> <tr> <th>名 称</th> <th>数 値</th> <th>解析上の取り扱い</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>(1) 初期条件</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1) 1次冷却材圧力</td> <td>大気圧</td> <td>ミッドループ運転時の現実的な設定</td> </tr> <tr> <td>2) 1次冷却材高温側温度</td> <td>93℃</td> <td>ミッドループ運転時の運転モード（モード5）の上限値</td> </tr> <tr> <td>3) 1次冷却材水位</td> <td>原子炉容器出入口 配管中心高さ+100mm</td> <td>ミッドループ運転時の水位</td> </tr> <tr> <td>4) 原子炉停止後の時間</td> <td>72時間</td> <td>最短時間に余裕をみた時間</td> </tr> <tr> <td>5) 1次冷却系開口部</td> <td>加圧器安全弁配管（3個） +加圧器のベント弁（1個）</td> <td>ミッドループ運転時の現実的な設定</td> </tr> <tr> <td>(2) 事象収束に重要な機器・操作関連</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1) 代替格納容器スプレイポンプ</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 注入開始</td> <td>事象発生から60分後</td> <td>運転員等操作余裕の考え方</td> </tr> <tr> <td> ii 注入流量</td> <td>29m³/h</td> <td>蒸散量を上回る流量</td> </tr> </tbody> </table>	名 称	数 値	解析上の取り扱い	(1) 初期条件			1) 1次冷却材圧力	大気圧	ミッドループ運転時の現実的な設定	2) 1次冷却材高温側温度	93℃	ミッドループ運転時の運転モード（モード5）の上限値	3) 1次冷却材水位	原子炉容器出入口 配管中心高さ+100mm	ミッドループ運転時の水位	4) 原子炉停止後の時間	72時間	最短時間に余裕をみた時間	5) 1次冷却系開口部	加圧器安全弁配管（3個） +加圧器のベント弁（1個）	ミッドループ運転時の現実的な設定	(2) 事象収束に重要な機器・操作関連			1) 代替格納容器スプレイポンプ			i 注入開始	事象発生から60分後	運転員等操作余裕の考え方	ii 注入流量	29m ³ /h	蒸散量を上回る流量	<p>記載表現の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は本文第7.4.1.2表の主要解析条件の表に記載を合わせた <p>解析条件の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・大飯は蓄圧タンクに期待しているのに対して、泊は期待していない（玄海と同様）
名 称	数 値	解析上の取り扱い																																																																																	
(1) 初期条件																																																																																			
1) 1次系圧力	大気圧	ミッドループ運転時の現実的な設定																																																																																	
2) 1次系冷却材高温側温度	93℃	ミッドループ運転時の運転モード（モード5）の上限値																																																																																	
3) 1次系水位	原子炉容器出入口 ノズルセンターレベル +200mm	ミッドループ運転時の水位																																																																																	
4) 原子炉停止後の時間	72時間	最短時間に余裕をみた時間																																																																																	
5) 1次系開口部	加圧器安全弁配管（3個分）	ミッドループ運転時の現実的な設定																																																																																	
(2) 事象収束に重要な機器・操作関連																																																																																			
1) 蓄圧タンク																																																																																			
i 開操作開始	事象発生から60分、100分、140分後	運転員等操作余裕の考え方																																																																																	
ii 個数	3基	設計値に余裕をみた基数																																																																																	
iii 保持圧力	1.0MPa[gage]	最低保持圧力																																																																																	
iv 保有水量	26.9m ³ （1基当たり）	最低保有水量																																																																																	
2) 恒設代替低圧注水ポンプ																																																																																			
i 注入開始	3基目の蓄圧タンク注入開始から1分後	運転員等操作余裕の考え方																																																																																	
ii 注入流量	28m ³ /h	蒸散量に余裕をみた流量																																																																																	
名 称	数 値	解析上の取り扱い																																																																																	
(1) 初期条件																																																																																			
1) 1次冷却材圧力	大気圧	ミッドループ運転時の現実的な設定																																																																																	
2) 1次冷却材高温側温度	93℃	ミッドループ運転時の運転モード（モード5）の上限値																																																																																	
3) 1次冷却材水位	原子炉容器出入口 配管中心高さ+100mm	ミッドループ運転時の水位																																																																																	
4) 原子炉停止後の時間	72時間	最短時間に余裕をみた時間																																																																																	
5) 1次冷却系開口部	加圧器安全弁配管（3個） +加圧器のベント弁（1個）	ミッドループ運転時の現実的な設定																																																																																	
(2) 事象収束に重要な機器・操作関連																																																																																			
1) 代替格納容器スプレイポンプ																																																																																			
i 注入開始	事象発生から60分後	運転員等操作余裕の考え方																																																																																	
ii 注入流量	29m ³ /h	蒸散量を上回る流量																																																																																	

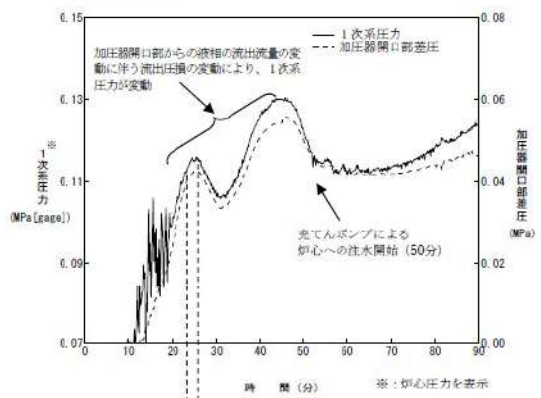
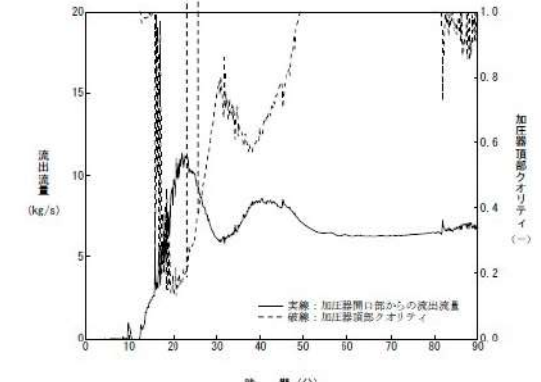
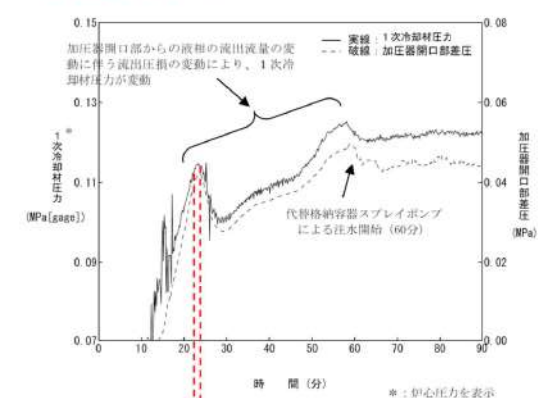
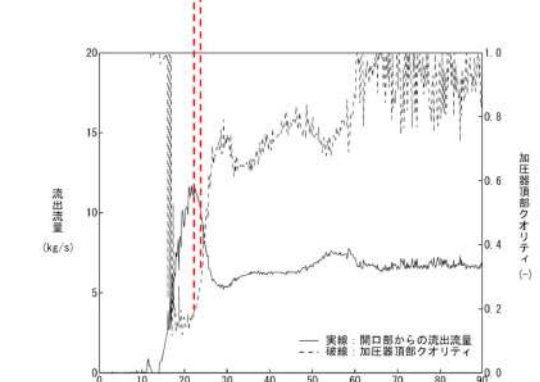
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.3 重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">添付資料 5.1.4</p> <p style="text-align: center;">重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図を以下に示す。</p> <p style="text-align: center;">設計基準事故対処設備から追加した箇所</p>  <p>図1 「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（短期対策）</p> <p style="text-align: center;">設計基準事故対処設備から追加した箇所</p>  <p>図2 「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（長期対策）</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.4.1.3</p> <p style="text-align: center;">重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図を以下に示す。</p>  <p>図1 「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（炉心注水）</p>  <p>図2 「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（代替再循環、格納容器スプレー再循環及び格納容器内自然対流冷却）</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

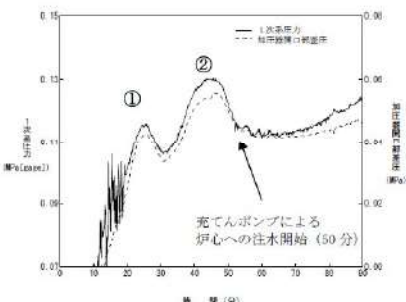
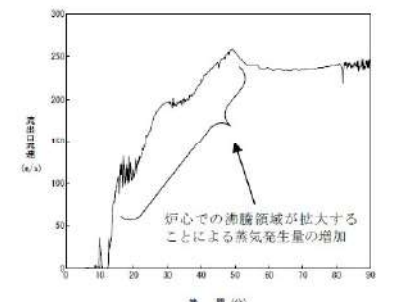
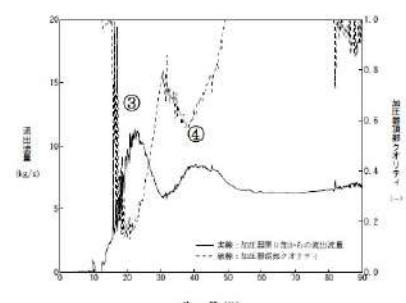
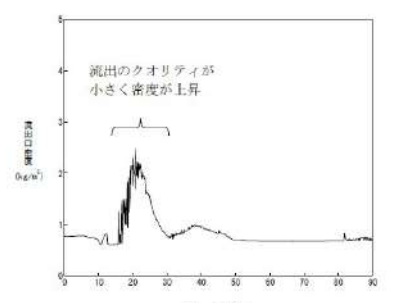
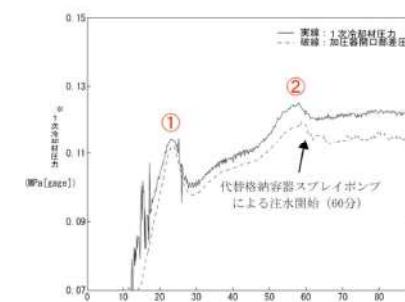
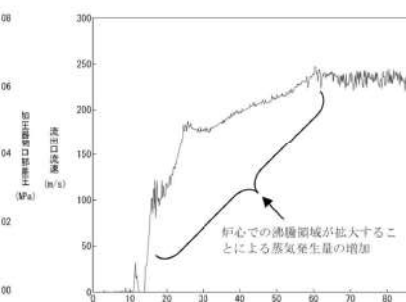
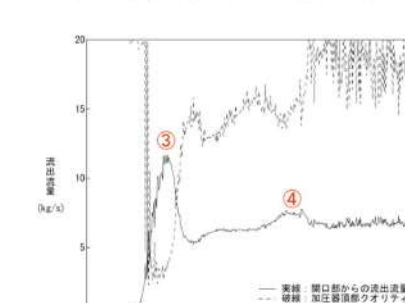
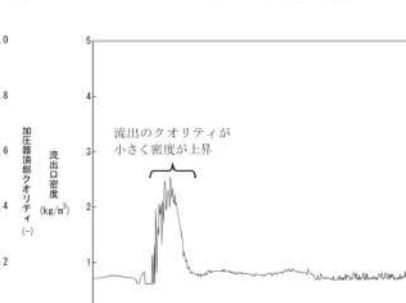
7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.4 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」及び「全交流動力電源喪失」の挙動説明について）

伊方発電所3号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">添付資料 5.1.5</p> <p style="text-align: center;">「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の挙動説明</p> <p>① 1次系圧力と加圧器開口部からの流出流量の関係</p> <p>1次系の圧力変動の主要因は、加圧器開口部からの流出による圧力損失であり、流出が二相の場合、単相時と比較して圧力損失は増大し、それに伴って1次系圧力も増大する。</p> <p>流出流量が減少し始める段階では、まだ液相の流出が支配的であり、ある程度液相の流出が減少（クオリティが上昇）してから1次系圧力が低下し始める。</p>  <p style="text-align: center;">図1 1次系圧力と加圧器開口部差圧の推移</p>  <p style="text-align: center;">図2 加圧器開口部からの流出流量と加圧器頂部クオリティの推移</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.4.1.4</p> <p style="text-align: center;">「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」及び「全交流動力電源喪失」の挙動説明について</p> <p>① 1次冷却材圧力と加圧器開口部からの流出流量の関係</p> <p>1次冷却材圧力変動の主要因は、加圧器開口部からの流出による圧力損失であり、流出が二相の場合、単相時と比較して圧力損失は増大し、それに伴って1次冷却材圧力も増大する。</p> <p>流出流量が減少し始める段階では、まだ液相の放出が支配的であり、ある程度液相の流出が減少（クオリティが上昇）してから1次冷却材圧力が低下し始める。</p>  <p style="text-align: center;">図1 1次冷却材圧力と加圧器開口部差圧の推移</p>  <p style="text-align: center;">図2 開口部からの流出流量と加圧器頂部クオリティの推移</p>	<p>※蓄圧注入手段をとらず、挙動が泊と類似している伊方との比較を実施</p> <p>記載方針の相違</p> <p>・泊は崩壊熱除去機能喪失と全交流動力電源喪失を同一重要事故シーケンスで評価しているため合わせて記載（大飯と同様）</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

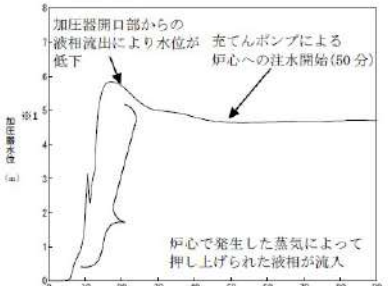
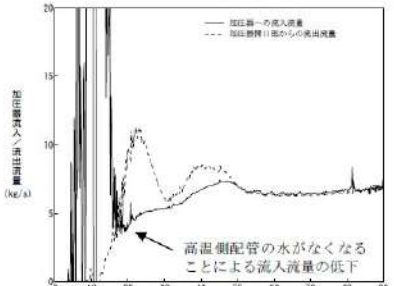
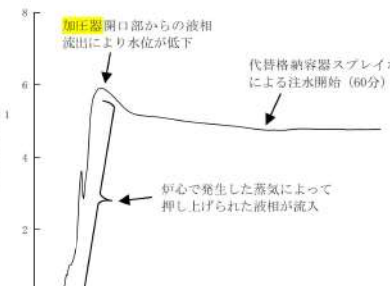
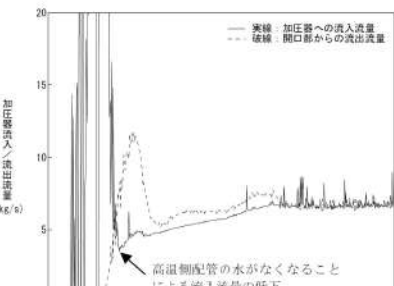
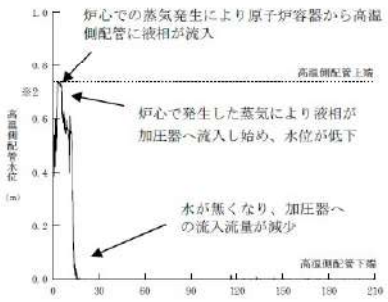
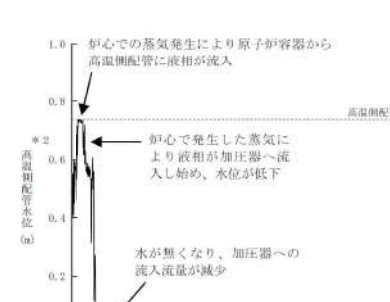
7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.4 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」及び「全交流動力電源喪失」の挙動説明について）

伊方発電所3号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>② 1次系圧力及び加圧器開口部からの流出流量のピーク値</p> <ul style="list-style-type: none"> 1次系圧力のピーク値が事象後半の方が高い理由 <p>流出口の密度（図6）は、図3の①時点の方が大きい、流出口の流速（図4）は図3の②時点の方が大きい。</p> <p>加圧器開口部での圧力損失は、以下の式で表され、密度と流速の2乗の積に比例する。</p> $\Delta P = \frac{\rho v^2}{2} \quad \left[\Delta P : \text{圧力損失} \quad \rho : \text{密度} \quad v : \text{流速} \right]$ <p>上式のように、圧力損失は流速に大きく影響することから、流速の大きい②の方が圧力ピークが大きくなる。</p> <ul style="list-style-type: none"> 加圧器開口部からの流出流量のピーク値が事象前半の方が高い理由 <p>流出口の流速（図4）は図5の④時点の方が大きい、図5の③時点の方が流出のクオリティが小さく、質量流量としては③の方が大きくなる。</p>  <p>図3 1次系圧力と加圧器開口部差圧の推移</p>  <p>図4 流出口流速の推移</p>  <p>図5 加圧器開口部からの流出流量と加圧器頂部クオリティの推移</p>  <p>図6 流出口密度の推移</p>	<p>② 1次冷却材圧力及び加圧器開口部からの放出流量のピーク値</p> <ul style="list-style-type: none"> 1次冷却材圧力のピーク値が事象後半の方が高い理由 <p>流出口の密度（図6）は図3の①時点の方が大きい、流出口の流速（図4）は図3の②時点の方が大きい。</p> <p>加圧器開口部での圧力損失は、以下の式で表され、密度と流速の2乗の積に比例する。</p> $\Delta P \propto \frac{\rho v^2}{2} \quad \left(\begin{array}{l} \Delta P : \text{圧力損失} \\ \rho : \text{密度} \\ v : \text{流速} \end{array} \right)$ <p>上式のように、圧力損失は流速に大きく影響することから、流速の大きい②の方が圧力のピークが大きくなる。</p> <ul style="list-style-type: none"> 加圧器開口部からの流出流量のピーク値が事象前半の方が高い理由 <p>流出口の流速（図4）は図5の④時点の方が大きい、図5の③時点の方が流出のクオリティが小さく、質量流量としては③が大きくなる。</p>  <p>図3 1次冷却材圧力と加圧器開口部差圧の推移</p>  <p>図4 流出口流速の推移</p>  <p>図5 開口部からの流出流量と加圧器頂部クオリティの推移</p>  <p>図6 流出口密度の推移</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.4 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」及び「全交流動力電源喪失」の挙動説明について）

伊方発電所3号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>③ 加圧器開口部からの流出流量と加圧器水位の関係</p> <p>加圧器水位（図7）は、事故初期は炉心での発生蒸気により押し上げられることに伴い水位は上昇するが、高温側配管の水位（図9）がなくなることにより加圧器への流入流量が減少し、流出流量が流入流量を上回る（図8）ため、加圧器水位が減少している。</p>  	<p>③加圧器開口部からの流出流量と加圧器水位の関係</p> <p>加圧器水位（図7）は、事象初期は炉心での発生蒸気により押し上げられることに伴い水位は上昇するが、高温側配管の水位（図9）がなくなることにより加圧器への流入流量が減少し、流出流量が流入流量を上回る（図8）ため、加圧器水位が減少している。</p>  	
<p>図7 加圧器水位の推移</p> <p>図8 加圧器の流入及び流出流量の推移</p> 	<p>図7 加圧器水位の推移</p> <p>図8 加圧器の流入及び流出流量の推移</p> 	
<p>図9 高温側配管水位の推移</p> <p>図9 高温側配管水位の推移</p>	<p>図9 高温側配管水位の推移</p> <p>図9 高温側配管水位の推移</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

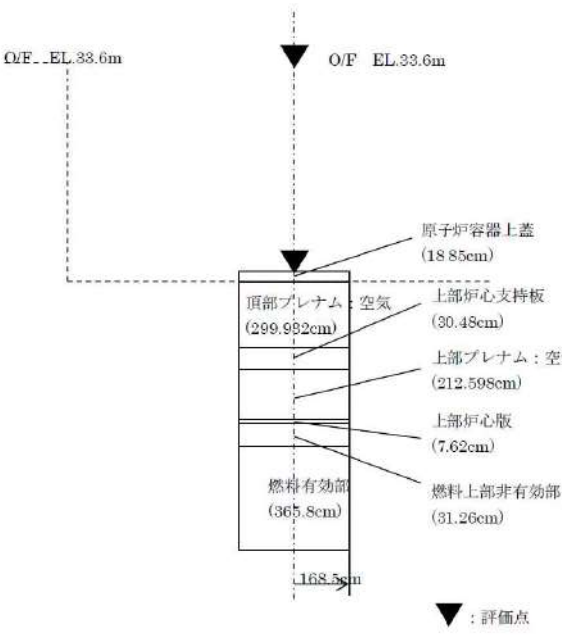
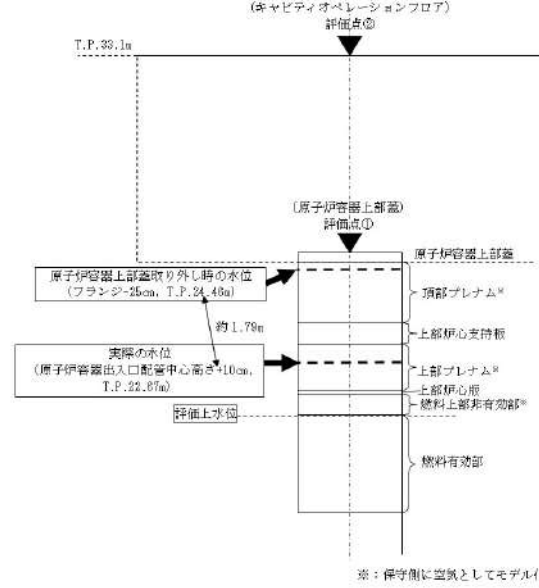
泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.5 ミッドループ運転中の線量率について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																								
<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.6</p> <p style="text-align: center;">ミッドループ運転中の線量率について</p> <p>「実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」において「放射線の遮へいが維持される水位を確保すること」との基準が定められている。運転停止時の有効性評価における運転状態であるミッドループ運転中の重要事故シーケンスのうち、「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」は炉心露出しないものの、燃料有効長の高さ近くまで原子炉水位が低下することから、表1の評価条件にて線量率を評価した。</p> <p>ミッドループ運転中の炉内からの放射線による原子炉容器上蓋上面及びキャビティオペレーションフロア高さの線量率を表1の評価条件にて評価した。その結果、表2のとおり原子炉容器上蓋上面、キャビティオペレーションフロア高さにおける線量率はそれぞれ0.047mSv/h、0.015mSv/hであり、燃料取替時の第IV区分*（0.15mSv/h）を満足している。</p> <p>※：運転停止時のミッドループ運転状態での遮蔽設計区分は、通常運転時の第VI区分（>1.0mSv/h）ではあるが、放射線の影響が十分低いことを示すため、キャビティ満水状態で実施する燃料取替作業時に適用している燃料取替時の第IV区分（≤0.15mSv/h）を参照。</p> <p>表1 キャビティ水位が燃料有効長上端まで低下した場合の線量率に係る評価条件</p> <table border="1" data-bbox="268 1037 940 1292"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>評価条件</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>評価時期</td> <td>運転停止時のミッドループ運転中</td> </tr> <tr> <td>評価場所</td> <td>①原子炉容器上蓋上面 ②キャビティオペレーションフロア高さ</td> </tr> <tr> <td>原子炉水位</td> <td>燃料有効部上端</td> </tr> <tr> <td>原子炉停止後の時間</td> <td>1日</td> </tr> <tr> <td>遮へい計算モデル</td> <td>図1の通り</td> </tr> </tbody> </table>	項目	評価条件	評価時期	運転停止時のミッドループ運転中	評価場所	①原子炉容器上蓋上面 ②キャビティオペレーションフロア高さ	原子炉水位	燃料有効部上端	原子炉停止後の時間	1日	遮へい計算モデル	図1の通り	<p style="text-align: right;">添付資料 7.4.1.5</p> <p style="text-align: center;">ミッドループ運転中の線量率について</p> <p>「実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」において「放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること」との基準が定められている。運転停止時の有効性評価における運転状態であるミッドループ運転中の重要事故シーケンスのうち、「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」は炉心露出しないものの、燃料有効長の高さ近くまで原子炉水位が低下することから、表1の評価条件にて線量率を評価した。</p> <p>ミッドループ運転中の炉内からの放射線による原子炉容器上部蓋上面及びキャビティオペレーションフロア高さの線量率を表1の評価条件にて評価した。その結果、表2のとおり原子炉容器上部蓋上面、キャビティオペレーションフロア高さにおける線量率はそれぞれ8.4×10^{-3}mSv/h、2.3×10^{-2}mSv/hであり、燃料取替時の第IV区分*（≤0.15mSv/h）を満足している。</p> <p>また、30分以内に原子炉格納容器から退避できることを訓練等で確認しており、事象確認の10分を含む40分の間に作業員が受ける積算線量は、表3に示すとおり事故時の作業員の線量当量限度100mSvより十分小さい。</p> <p>さらに事故が発生した場合には、漏えいの生じている原子炉格納容器内に入城することなく、60分以内に代替格納容器スプレイポンプ等により水位の回復を図り、被ばく低減を図ることが可能である。</p> <p>※：運転停止時のミッドループ運転状態での遮蔽設計区分は、通常運転時の第VI区分（>1mSv/h）ではあるが、放射線の影響が十分低いことを示すため、キャビティ満水状態で実施する燃料取替作業時に適用している燃料取替時の第IV区分（≤0.15mSv/h）を参照</p> <p>表1 原子炉水位が燃料有効部上端まで低下した場合の線量率に係る評価条件</p> <table border="1" data-bbox="1108 1037 1892 1292"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>評価条件</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>項目</td> <td>運転</td> </tr> <tr> <td>評価場所</td> <td>①原子炉容器上部蓋上面 ②キャビティオペレーションフロア高さ</td> </tr> <tr> <td>原子炉水位</td> <td>燃料有効部上端</td> </tr> <tr> <td>原子炉停止後の時間</td> <td>1日</td> </tr> <tr> <td>遮へい計算モデル</td> <td>図1のとおり</td> </tr> </tbody> </table>	項目	評価条件	項目	運転	評価場所	①原子炉容器上部蓋上面 ②キャビティオペレーションフロア高さ	原子炉水位	燃料有効部上端	原子炉停止後の時間	1日	遮へい計算モデル	図1のとおり	<p>記載方針の相違 ・泊では「原子炉冷却材の流出」も評価を実施（伊方と同様） 評価結果の相違</p> <p>記載方針の相違 ・作業員への影響評価について記載（伊方と同様）</p>
項目	評価条件																									
評価時期	運転停止時のミッドループ運転中																									
評価場所	①原子炉容器上蓋上面 ②キャビティオペレーションフロア高さ																									
原子炉水位	燃料有効部上端																									
原子炉停止後の時間	1日																									
遮へい計算モデル	図1の通り																									
項目	評価条件																									
項目	運転																									
評価場所	①原子炉容器上部蓋上面 ②キャビティオペレーションフロア高さ																									
原子炉水位	燃料有効部上端																									
原子炉停止後の時間	1日																									
遮へい計算モデル	図1のとおり																									

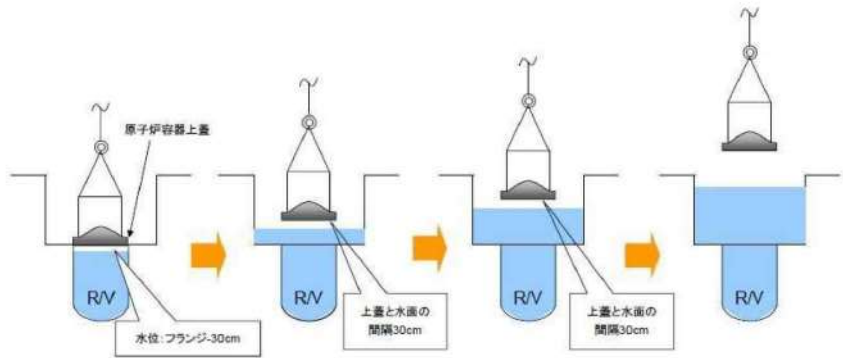
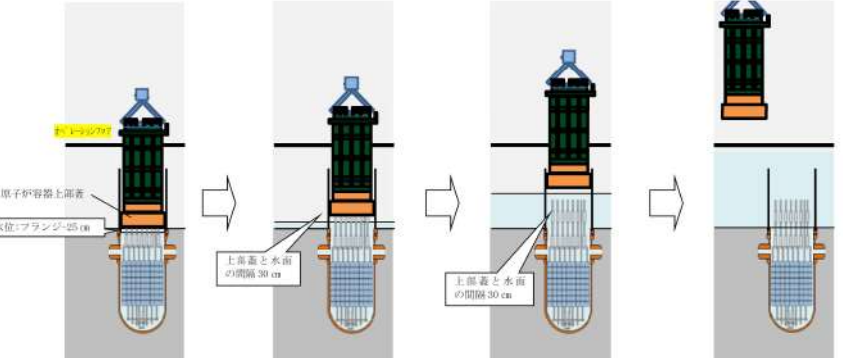
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.5 ミッドループ運転中の線量率について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																		
<p>表2 キャビティ水位が燃料有効長上端まで低下した場合の線量率</p> <table border="1" data-bbox="190 263 974 454"> <thead> <tr> <th rowspan="2">評価場所</th> <th colspan="2">線量率 (mSv/h)</th> </tr> <tr> <th>評価値</th> <th>燃料取替時の第IV区分</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①原子炉容器ふた上面</td> <td>0.047</td> <td rowspan="2">0.15</td> </tr> <tr> <td>②キャビティオペレーションフロア高さ</td> <td>0.015</td> </tr> </tbody> </table>  <p>図-1 遮へい計算モデル</p>	評価場所	線量率 (mSv/h)		評価値	燃料取替時の第IV区分	①原子炉容器ふた上面	0.047	0.15	②キャビティオペレーションフロア高さ	0.015	<p>表2 原子炉水位が燃料有効部上端まで低下した場合の線量率 (mSv/h)</p> <table border="1" data-bbox="1097 223 1915 414"> <thead> <tr> <th rowspan="2">評価点</th> <th colspan="2">線量率</th> </tr> <tr> <th>評価値</th> <th>燃料取替時の第IV区分</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①原子炉容器上部蓋上面</td> <td>8.4×10^{-2}</td> <td rowspan="2">0.15 (15×10^{-2})</td> </tr> <tr> <td>②キャビティオペレーションフロア高さ</td> <td>2.3×10^{-2}</td> </tr> </tbody> </table> <p>表3 作業員被ばく評価 (mSv)</p> <table border="1" data-bbox="1131 462 1892 678"> <thead> <tr> <th>評価項目</th> <th>積算線量</th> <th>事故時の作業員の線量当量限度</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>外部被ばく</td> <td>1.14×10^{-1}</td> <td rowspan="2">100</td> </tr> <tr> <td>内部被ばく</td> <td>1.36×10^{-1}</td> </tr> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;">計</td> <td></td> </tr> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;">1.38×10^{-1}</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>  <p>図1 遮へい計算モデル図</p> <p>○実形状に合わせて炉心等価体積を円筒形の体積線源としてモデル化 ○計算コード内では、体積線源の線源領域は微小な点線源の集合体に分割され、各点線源から評価点への線量率の寄与を計算し、それを線源領域で積分し評価点での線量率を算出</p>	評価点	線量率		評価値	燃料取替時の第IV区分	①原子炉容器上部蓋上面	8.4×10^{-2}	0.15 (15×10^{-2})	②キャビティオペレーションフロア高さ	2.3×10^{-2}	評価項目	積算線量	事故時の作業員の線量当量限度	外部被ばく	1.14×10^{-1}	100	内部被ばく	1.36×10^{-1}	計			1.38×10^{-1}			
評価場所		線量率 (mSv/h)																																		
	評価値	燃料取替時の第IV区分																																		
①原子炉容器ふた上面	0.047	0.15																																		
②キャビティオペレーションフロア高さ	0.015																																			
評価点	線量率																																			
	評価値	燃料取替時の第IV区分																																		
①原子炉容器上部蓋上面	8.4×10^{-2}	0.15 (15×10^{-2})																																		
②キャビティオペレーションフロア高さ	2.3×10^{-2}																																			
評価項目	積算線量	事故時の作業員の線量当量限度																																		
外部被ばく	1.14×10^{-1}	100																																		
内部被ばく	1.36×10^{-1}																																			
計																																				
1.38×10^{-1}																																				

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.5 ミッドループ運転中の線量率について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">添付</p> <p style="text-align: center;">原子炉容器ふた取り外し時の放射線遮へいについて</p> <p>原子炉容器ふたの取り外し作業を別図に示す。同作業は原子炉容器ふた吊り上げ準備として、原子炉容器スタッドボルトを取り外し、水位を原子炉冷却系ノズルセンター+20cm から原子炉容器フランジ-30cm まで約1.65m 上昇させ水遮蔽を十分に確保する。</p> <p>その後は、燃料取替用水ピットからの水により原子炉キャビティに水を注水しつつ、原子炉容器ふたを上部に吊り上げながら取り外すことから、原子炉容器ふたを取り外す際は放射線遮蔽が維持される水位を確保している。</p> <p>仮に原子炉容器ふたを取り外す際に、崩壊熱除去機能喪失等が発生した場合であっても、以下のことから放射線遮蔽が問題となることはない。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○原子炉容器ふた取り外し作業時は、運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価において有効性を確認した時点よりも、崩壊熱がさらに低下している。 ○炉心上部の広範な区画に水が確保されており、水位の低下が遅い。 ○以下の手順により、水位の回復を図ることが可能。 <ul style="list-style-type: none"> ・崩壊熱除去機能喪失：蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる注水 ・全交流動力電源喪失：蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる注水 ・原子炉冷却材の流出：充てんポンプによる注水  <p style="text-align: center;">別図 原子炉容器上蓋取り外し作業について</p>	<p style="text-align: center;">添付</p> <p style="text-align: center;">原子炉容器上部蓋取り外し時の放射線の遮へいについて</p> <p>原子炉容器上部蓋の取り外し作業を別図に示す。同作業は原子炉容器上部蓋吊り上げ準備として、原子炉容器スタッドボルトを取り外し、水位を原子炉容器出入口配管中心高さ+10cm から原子炉容器フランジ-25 cm まで約1.8m 上昇させ水遮蔽を十分に確保する。</p> <p>その後は、燃料取替用水ピットからの水により原子炉キャビティに水を注水しつつ、原子炉容器上部蓋を上部に吊り上げながら取り外すことから、原子炉容器上部蓋を取り外す際は放射線の遮蔽が維持される水位を確保している。</p> <p>仮に原子炉容器上部蓋を取り外す際に、崩壊熱除去機能喪失等が発生した場合であっても、以下のことから放射線遮蔽が問題となることはない。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○原子炉容器上部蓋の取り外し作業時は、運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価において有効性を確認した時点よりも、崩壊熱がさらに低下している。 ○炉心上部の広範な区画に水が確保されており、水位の低下が遅い。 ○以下の手順により、水位の回復を図ることが可能。 <ul style="list-style-type: none"> ・崩壊熱除去機能喪失：代替格納容器スプレイポンプによる注水 ・全交流動力電源喪失：代替格納容器スプレイポンプによる注水 ・原子炉冷却材の流出：充てんポンプによる注水  <p style="text-align: center;">別図 原子炉容器上部蓋の取り外し作業について</p>	<p>運用の相違</p> <p>対応手順の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.6 運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」事象における未臨界性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.7</p> <p>運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」における未臨界性について</p> <p>ミッドループ運転中における炉心は、燃料取替作業時の未臨界性を確保するのに十分な高濃度のほう酸水で満たされている。この初期状態から原子炉冷却材の流出が発生すると、1次冷却材が減少するとともに余熱除去機能が喪失するため、炉心崩壊熱により1次冷却材の温度は上昇して沸騰に至る。事象の進展に伴う1次冷却材のボイド発生により、1次冷却材の密度が低下すると、反応度変化としては2つの効果が生じることとなる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・冷却材密度の低下による中性子減速効果の低下による負の反応度効果 ・冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の低下による正の反応度効果 <p>燃料取替時のほう素濃度（燃料取替用水ピットほう素濃度と同じ濃度）のように、ほう素濃度が高い条件下ではほう素密度の低下による正の反応度効果が大きくなることで、炉心の反応度は正側に移行する場合がある。さらに冷却材密度が低下すると、炉心内のほう素の存在量自体の低下と中性子エネルギースペクトルの高エネルギー側へのシフトによるほう素価値の低下により、冷却材密度低下の影響は、中性子減速効果の低下に伴う負の反応度効果が支配的となる。このように、一時的に反応度は正側に移行する場合もあるが、ほう素濃度が高い条件下では深い未臨界状態を確保していることから、炉心の未臨界性が問題となることはないと考えられる。</p> <p>大飯3 / 4号炉のウラン平衡炉心において、事象進展により冷却材密度が低下した場合の炉心反応度評価条件および評価結果を表1に示す。大飯3 / 4号炉では、事象発生前の初期状態の炉心は、濃度2,800ppm以上のほう酸水で満たされていることから、取替炉心の燃料装荷パターンの違いによるばらつき及び計算の不確定性を考慮しても炉心反応度は約$-6.8\% \Delta k/k$となる。この状態から、図1及び図3に示しているように、事象の進展に伴い平均炉心冷却材密度が$0.5g/cm^3$まで低下したとしても、表1に示す通り、事象進展後、炉心反応度が最も大きくなるのは、冷却材密度が約$0.75g/cm^3$のときに、約$-6.2\% \Delta k/k$（実効増倍率は約0.94）であり、計算の不確定性を考慮しても十分な未臨界度が確保されている。冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化は図5に示す通りである。なお、事象進展中の炉心上端ボイド率の変化を図2及び図4に示す。</p> <p>このように、燃料取替用水ピットのような濃度の高いほう酸水の雰囲気を確認することにより、炉心の未臨界性が問題となることはない。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.4.1.6</p> <p>運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」における未臨界性について</p> <p>ミッドループ運転中における炉心は、燃料取替作業時の未臨界性を確保するのに十分な高濃度のほう酸水で満たされている。この初期状態から原子炉冷却材の流出が発生すると、1次冷却材が減少するとともに余熱除去機能が喪失するため、炉心崩壊熱により1次冷却材の温度は上昇して沸騰に至る。事象の進展に伴う1次冷却材のボイド発生により、1次冷却材の密度が低下すると、反応度変化としては2つの効果が生じることとなる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・冷却材密度の低下による中性子減速効果の減少による負の反応度効果 ・1次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度効果 <p>燃料取替時のほう素濃度（燃料取替用水ピットほう素濃度と同じ濃度）のように、ほう素濃度が高い条件下では、ほう素密度の低下による正の反応度効果が大きくなることで、炉心の反応度は正側に移行する場合がある。さらに冷却材密度が低下すると、炉心内のほう素の存在量自体の低下と中性子エネルギースペクトルの高エネルギー側へのシフトによるほう素価値の低下により、冷却材密度低下の影響は、中性子減速効果の低下に伴う負の反応度効果が支配的となる。このように、一時的に反応度は正側に移行する場合もあるが、ほう素濃度が高い条件下では深い未臨界状態を確保していることから、炉心の未臨界性が問題となることはないと考えられる。</p> <p>泊3号炉のウラン平衡炉心において、事象進展により冷却材密度が低下した場合の炉心反応度評価条件及び評価結果を表1に示す。泊3号炉では、事象発生前の初期状態の炉心は、濃度3,200ppm以上のほう酸水で満たされていることから、取替炉心の燃料装荷パターンの違いによるばらつき及び計算の不確定性を考慮しても炉心反応度は約$-8.2\% \Delta k/k$となる。この状態から、図1及び図3に示しているように、事象の進展に伴い平均炉心冷却材密度が$0.5g/cm^3$まで低下したとしても、表1に示す通り、事象進展後、炉心反応度が最も大きくなるのは、冷却材密度が約$0.75g/cm^3$のときに、約$-7.1\% \Delta k/k$（実効増倍率は約0.93）であり、計算の不確定性を考慮しても十分な未臨界度が確保されている。冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化は図5に示す通りである。なお、事象進展中の炉心上端ボイド率の変化を図2及び図4に示す。</p> <p>このように、燃料取替用水ピットのような濃度の高いほう酸水の雰囲気を確認することにより、炉心の未臨界性が問題となることはない。</p>	<p>設計の相違</p> <p>評価結果の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.6 運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」事象における未臨界性について）

大飯発電所3 / 4号炉			泊発電所3号炉			相違理由																																																																																				
<p>表1 炉心反応度評価条件及び評価結果</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>条件</th> <th>設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">核定数計算</td> <td>計算コード</td> <td>GALAXY</td> <td>冷却材密度が大きく低下する場合においても適用可能な、集合体計算コード（2次元非均質輸送計算コード）GALAXYを使用。</td> </tr> <tr> <td>燃料集合体諸元</td> <td>燃料幾何形状 燃料組成情報</td> <td>大飯3 / 4号炉のウラン燃料装荷炉心で使用する17×17型4.8wt%通常ウラン燃料及びGd入り燃料を設定。</td> </tr> <tr> <td>運転条件</td> <td>炉心熱出力 冷却材温度</td> <td>基準計算では大飯3 / 4号炉の炉心熱出力及び冷却材温度を設定。 核定数テーブル作成用の計算では燃料温度、冷却材密度、ほう素濃度に対して、反応度変化量の算出条件を包絡している。</td> </tr> <tr> <td rowspan="7">評価条件</td> <td>計算コード</td> <td>COSMO-S</td> <td>冷却材密度が大きく低下する場合においても適用可能な炉心計算コード（3次元少数群拡散コード）COSMO-Sを使用。</td> </tr> <tr> <td>解析モデル体系</td> <td>3次元炉心モデル</td> <td>実機炉心を取り扱うため3次元炉心モデルを設定</td> </tr> <tr> <td>対象炉心</td> <td>ウラン燃料平衡炉心</td> <td>大飯3 / 4号炉ウラン燃料装荷平衡炉心を設定</td> </tr> <tr> <td>ほう素濃度</td> <td>2,800ppm</td> <td>ボイド発生により冷却材の液相部にほう酸が残るため、ほう素濃度は高くなるが、ここでは保守的な評価を行うためほう素濃度を一定（2,800ppm）として設定。</td> </tr> <tr> <td>冷却材温度</td> <td>20℃（事象初期） 100℃（事象進展中）</td> <td>事象初期は低温停止状態、事象進展中は沸騰条件として設定。</td> </tr> <tr> <td>冷却材密度</td> <td>1.0~0.5 g/cm³</td> <td>図1（崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失）及び図3（原子炉冷却材の流出）の平均炉心冷却材密度変化を包絡するよう設定（炉心上端ボイド率については図2及び図4を参照）。</td> </tr> <tr> <td>初期炉心反応度</td> <td>約-6.8% Δk/k</td> <td>原子炉停止中のほう素濃度管理値2800ppmをもとに、取替炉心における燃料装荷パターンのばらつき及び計算の不確定性を考慮し保守的に浅い未臨界状態となるように算出。（補足・1参照）</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">評価結果</td> <td>反応度変化量最大値（図5参照）</td> <td>約0.6% Δk/k</td> <td>平均冷却材密度が約0.75g/cm³において、反応度変化量が最大となる。 （計算の不確定性は±1% Δk/k）（補足・2参照）</td> </tr> <tr> <td>事象進展後炉心反応度</td> <td>約-6.2% Δk/k^{*1}</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>			項目	条件	設定の考え方	核定数計算	計算コード	GALAXY	冷却材密度が大きく低下する場合においても適用可能な、集合体計算コード（2次元非均質輸送計算コード）GALAXYを使用。	燃料集合体諸元	燃料幾何形状 燃料組成情報	大飯3 / 4号炉のウラン燃料装荷炉心で使用する17×17型4.8wt%通常ウラン燃料及びGd入り燃料を設定。	運転条件	炉心熱出力 冷却材温度	基準計算では大飯3 / 4号炉の炉心熱出力及び冷却材温度を設定。 核定数テーブル作成用の計算では燃料温度、冷却材密度、ほう素濃度に対して、反応度変化量の算出条件を包絡している。	評価条件	計算コード	COSMO-S	冷却材密度が大きく低下する場合においても適用可能な炉心計算コード（3次元少数群拡散コード）COSMO-Sを使用。	解析モデル体系	3次元炉心モデル	実機炉心を取り扱うため3次元炉心モデルを設定	対象炉心	ウラン燃料平衡炉心	大飯3 / 4号炉ウラン燃料装荷平衡炉心を設定	ほう素濃度	2,800ppm	ボイド発生により冷却材の液相部にほう酸が残るため、ほう素濃度は高くなるが、ここでは保守的な評価を行うためほう素濃度を一定（2,800ppm）として設定。	冷却材温度	20℃（事象初期） 100℃（事象進展中）	事象初期は低温停止状態、事象進展中は沸騰条件として設定。	冷却材密度	1.0~0.5 g/cm ³	図1（崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失）及び図3（原子炉冷却材の流出）の平均炉心冷却材密度変化を包絡するよう設定（炉心上端ボイド率については図2及び図4を参照）。	初期炉心反応度	約-6.8% Δk/k	原子炉停止中のほう素濃度管理値2800ppmをもとに、取替炉心における燃料装荷パターンのばらつき及び計算の不確定性を考慮し保守的に浅い未臨界状態となるように算出。（補足・1参照）	評価結果	反応度変化量最大値（図5参照）	約0.6% Δk/k	平均冷却材密度が約0.75g/cm ³ において、反応度変化量が最大となる。 （計算の不確定性は±1% Δk/k）（補足・2参照）	事象進展後炉心反応度	約-6.2% Δk/k ^{*1}		<p>表1 炉心反応度評価条件及び評価結果</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>条件</th> <th>設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">核定数計算</td> <td>計算コード</td> <td>GALAXY</td> <td>冷却材密度が大きく低下する場合においても適用可能な、集合体計算コード（2次元非均質輸送計算コード）GALAXYを使用。</td> </tr> <tr> <td>燃料集合体諸元</td> <td>燃料幾何形状 燃料組成情報</td> <td>泊3号炉のウラン燃料装荷炉心で使用する17×17型4.8wt%通常ウラン燃料及びGd入り燃料を設定。</td> </tr> <tr> <td>運転条件</td> <td>炉心熱出力 冷却材温度</td> <td>基準計算では泊3号炉の炉心熱出力及び冷却材温度を設定。 核定数テーブル作成用の計算では燃料温度、冷却材密度、ほう素濃度に対して、反応度変化量の算出条件を包絡している。</td> </tr> <tr> <td rowspan="7">評価条件</td> <td>計算コード</td> <td>COSMO-S</td> <td>冷却材密度が大きく低下する場合においても適用可能な炉心計算コード（3次元少数群拡散コード）COSMO-Sを使用。</td> </tr> <tr> <td>解析モデル体系</td> <td>3次元炉心モデル</td> <td>実機炉心を取り扱うため3次元炉心モデルを設定</td> </tr> <tr> <td>対象炉心</td> <td>ウラン燃料平衡炉心</td> <td>泊3号炉ウラン燃料装荷平衡炉心を設定</td> </tr> <tr> <td>ほう素濃度</td> <td>3,200ppm</td> <td>ボイド発生により冷却材の液相部にほう酸が残るため、ほう素濃度は高くなるが、ここでは保守的な評価を行うためほう素濃度を一定（3,200ppm）として設定。</td> </tr> <tr> <td>冷却材温度</td> <td>20℃（事象初期） 100℃（事象進展中）</td> <td>事象初期は低温停止状態、事象進展中は沸騰条件として設定。</td> </tr> <tr> <td>冷却材密度</td> <td>1.0~0.5 g/cm³</td> <td>図1（崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失）及び図3（原子炉冷却材の流出）の平均炉心冷却材密度変化を包絡するよう設定（炉心上端ボイド率については図2及び図4を参照）。</td> </tr> <tr> <td>初期炉心反応度</td> <td>約-8.2% Δk/k</td> <td>原子炉停止中のほう素濃度管理値3200ppmをもとに、取替炉心における燃料装荷パターンのばらつき及び計算の不確定性を考慮し保守的に浅い未臨界状態となるように算出。（表2参照）</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">評価結果</td> <td>反応度変化量最大値（図5参照）</td> <td>約1.1% Δk/k</td> <td>平均冷却材密度が約0.75g/cm³において、反応度変化量が最大となる。 （計算の不確定性は±1% Δk/k）（図8及び図9参照）</td> </tr> <tr> <td>事象進展後炉心反応度</td> <td>約-7.1% Δk/k^{*1}</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>			項目	条件	設定の考え方	核定数計算	計算コード	GALAXY	冷却材密度が大きく低下する場合においても適用可能な、集合体計算コード（2次元非均質輸送計算コード）GALAXYを使用。	燃料集合体諸元	燃料幾何形状 燃料組成情報	泊3号炉のウラン燃料装荷炉心で使用する17×17型4.8wt%通常ウラン燃料及びGd入り燃料を設定。	運転条件	炉心熱出力 冷却材温度	基準計算では泊3号炉の炉心熱出力及び冷却材温度を設定。 核定数テーブル作成用の計算では燃料温度、冷却材密度、ほう素濃度に対して、反応度変化量の算出条件を包絡している。	評価条件	計算コード	COSMO-S	冷却材密度が大きく低下する場合においても適用可能な炉心計算コード（3次元少数群拡散コード）COSMO-Sを使用。	解析モデル体系	3次元炉心モデル	実機炉心を取り扱うため3次元炉心モデルを設定	対象炉心	ウラン燃料平衡炉心	泊3号炉ウラン燃料装荷平衡炉心を設定	ほう素濃度	3,200ppm	ボイド発生により冷却材の液相部にほう酸が残るため、ほう素濃度は高くなるが、ここでは保守的な評価を行うためほう素濃度を一定（3,200ppm）として設定。	冷却材温度	20℃（事象初期） 100℃（事象進展中）	事象初期は低温停止状態、事象進展中は沸騰条件として設定。	冷却材密度	1.0~0.5 g/cm ³	図1（崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失）及び図3（原子炉冷却材の流出）の平均炉心冷却材密度変化を包絡するよう設定（炉心上端ボイド率については図2及び図4を参照）。	初期炉心反応度	約-8.2% Δk/k	原子炉停止中のほう素濃度管理値3200ppmをもとに、取替炉心における燃料装荷パターンのばらつき及び計算の不確定性を考慮し保守的に浅い未臨界状態となるように算出。（表2参照）	評価結果	反応度変化量最大値（図5参照）	約1.1% Δk/k	平均冷却材密度が約0.75g/cm ³ において、反応度変化量が最大となる。 （計算の不確定性は±1% Δk/k）（図8及び図9参照）	事象進展後炉心反応度	約-7.1% Δk/k ^{*1}		
項目	条件	設定の考え方																																																																																								
核定数計算	計算コード	GALAXY	冷却材密度が大きく低下する場合においても適用可能な、集合体計算コード（2次元非均質輸送計算コード）GALAXYを使用。																																																																																							
	燃料集合体諸元	燃料幾何形状 燃料組成情報	大飯3 / 4号炉のウラン燃料装荷炉心で使用する17×17型4.8wt%通常ウラン燃料及びGd入り燃料を設定。																																																																																							
	運転条件	炉心熱出力 冷却材温度	基準計算では大飯3 / 4号炉の炉心熱出力及び冷却材温度を設定。 核定数テーブル作成用の計算では燃料温度、冷却材密度、ほう素濃度に対して、反応度変化量の算出条件を包絡している。																																																																																							
評価条件	計算コード	COSMO-S	冷却材密度が大きく低下する場合においても適用可能な炉心計算コード（3次元少数群拡散コード）COSMO-Sを使用。																																																																																							
	解析モデル体系	3次元炉心モデル	実機炉心を取り扱うため3次元炉心モデルを設定																																																																																							
	対象炉心	ウラン燃料平衡炉心	大飯3 / 4号炉ウラン燃料装荷平衡炉心を設定																																																																																							
	ほう素濃度	2,800ppm	ボイド発生により冷却材の液相部にほう酸が残るため、ほう素濃度は高くなるが、ここでは保守的な評価を行うためほう素濃度を一定（2,800ppm）として設定。																																																																																							
	冷却材温度	20℃（事象初期） 100℃（事象進展中）	事象初期は低温停止状態、事象進展中は沸騰条件として設定。																																																																																							
	冷却材密度	1.0~0.5 g/cm ³	図1（崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失）及び図3（原子炉冷却材の流出）の平均炉心冷却材密度変化を包絡するよう設定（炉心上端ボイド率については図2及び図4を参照）。																																																																																							
	初期炉心反応度	約-6.8% Δk/k	原子炉停止中のほう素濃度管理値2800ppmをもとに、取替炉心における燃料装荷パターンのばらつき及び計算の不確定性を考慮し保守的に浅い未臨界状態となるように算出。（補足・1参照）																																																																																							
評価結果	反応度変化量最大値（図5参照）	約0.6% Δk/k	平均冷却材密度が約0.75g/cm ³ において、反応度変化量が最大となる。 （計算の不確定性は±1% Δk/k）（補足・2参照）																																																																																							
	事象進展後炉心反応度	約-6.2% Δk/k ^{*1}																																																																																								
項目	条件	設定の考え方																																																																																								
核定数計算	計算コード	GALAXY	冷却材密度が大きく低下する場合においても適用可能な、集合体計算コード（2次元非均質輸送計算コード）GALAXYを使用。																																																																																							
	燃料集合体諸元	燃料幾何形状 燃料組成情報	泊3号炉のウラン燃料装荷炉心で使用する17×17型4.8wt%通常ウラン燃料及びGd入り燃料を設定。																																																																																							
	運転条件	炉心熱出力 冷却材温度	基準計算では泊3号炉の炉心熱出力及び冷却材温度を設定。 核定数テーブル作成用の計算では燃料温度、冷却材密度、ほう素濃度に対して、反応度変化量の算出条件を包絡している。																																																																																							
評価条件	計算コード	COSMO-S	冷却材密度が大きく低下する場合においても適用可能な炉心計算コード（3次元少数群拡散コード）COSMO-Sを使用。																																																																																							
	解析モデル体系	3次元炉心モデル	実機炉心を取り扱うため3次元炉心モデルを設定																																																																																							
	対象炉心	ウラン燃料平衡炉心	泊3号炉ウラン燃料装荷平衡炉心を設定																																																																																							
	ほう素濃度	3,200ppm	ボイド発生により冷却材の液相部にほう酸が残るため、ほう素濃度は高くなるが、ここでは保守的な評価を行うためほう素濃度を一定（3,200ppm）として設定。																																																																																							
	冷却材温度	20℃（事象初期） 100℃（事象進展中）	事象初期は低温停止状態、事象進展中は沸騰条件として設定。																																																																																							
	冷却材密度	1.0~0.5 g/cm ³	図1（崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失）及び図3（原子炉冷却材の流出）の平均炉心冷却材密度変化を包絡するよう設定（炉心上端ボイド率については図2及び図4を参照）。																																																																																							
	初期炉心反応度	約-8.2% Δk/k	原子炉停止中のほう素濃度管理値3200ppmをもとに、取替炉心における燃料装荷パターンのばらつき及び計算の不確定性を考慮し保守的に浅い未臨界状態となるように算出。（表2参照）																																																																																							
評価結果	反応度変化量最大値（図5参照）	約1.1% Δk/k	平均冷却材密度が約0.75g/cm ³ において、反応度変化量が最大となる。 （計算の不確定性は±1% Δk/k）（図8及び図9参照）																																																																																							
	事象進展後炉心反応度	約-7.1% Δk/k ^{*1}																																																																																								
<p>※1：事象進展中に最大の炉心反応度となる時点における実効増倍率は約0.94である。 $keff = 1/(1-\rho) = 1/(1-(-0.062)) \approx 0.942$</p>			<p>※1：事象進展中に最大の炉心反応度となる時点における実効増倍率は約0.93である。 $keff = 1/(1-\rho) = 1/(1-(-0.071)) \approx 0.934$</p>																																																																																							

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.6 運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」事象における未臨界性について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																														
<p>補足-1 初期状態における炉心反応度について</p> <p>事象初期の状態（平均炉心冷却材密度が 1.0g/cm³）における炉心反応度は、大飯3/4号炉の原子炉停止中のほう素濃度管理値 2,800ppm をもとに、取替炉心における燃料装荷パターンのおぼつき及び計算の不確定性を考慮し保守的に浅い未臨界状態となるように算出した。</p> <p>具体的には、設置許可申請書に記載されている平衡炉心の燃料取替時に必要最小限要求される未臨界度（keff（実効増倍率）=0.95）を満たすほう素濃度に、取替炉心ごとの燃料装荷パターンの違いによるおぼつきと計算の不確定性を足し合わせたほう素濃度 2,600ppm と、大飯3/4号炉の燃料取替停止時ほう素濃度管理値 2,800ppm とのほう素濃度差に、ほう素値を掛けて算出している（表1）。</p> <div style="text-align: center;">表1 初期状態における炉心反応度の算出の内訳</div> <table border="1" data-bbox="176 699 1016 965"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th colspan="2">設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①燃料取替停止時に要求されるほう素濃度（keff=0.95）</td> <td>2,600ppm</td> <td>設置許可申請書の平衡炉心に対し、燃料装荷パターンの違いによるおぼつき分(300ppm)、計算の不確定性(100ppm)を考慮したほう素濃度として設定</td> </tr> <tr> <td>②燃料取替停止時ほう素濃度管理値</td> <td>2,800ppm</td> <td>燃料取替停止時ほう素濃度管理値</td> </tr> <tr> <td>③ほう素値</td> <td>-7.7×10⁻³%Δk/k/ppm</td> <td>燃料取替停止時ほう素濃度管理値における設置許可申請書のほう素値</td> </tr> <tr> <td>④初期状態の炉心反応度</td> <td>約-6.8%Δk/k</td> <td>keff=0.95における負の反応度(①)+ほう素濃度差による負の反応度((②-①)×③)</td> </tr> </tbody> </table> <p>【初期状態の炉心反応度の導出】 $((0.95-1)/0.95)[\Delta k/k] \times 100[\%]$ $+ (2,800-2,600) [\text{ppm}] \times (-7.7 \times 10^{-3}) [(\% \Delta k/k) / \text{ppm}]$ $= -5.26[\% \Delta k/k] + (-1.54[\% \Delta k/k])$ $\approx -6.8[\% \Delta k/k]$</p>	項目	設定の考え方		①燃料取替停止時に要求されるほう素濃度（keff=0.95）	2,600ppm	設置許可申請書の平衡炉心に対し、燃料装荷パターンの違いによるおぼつき分(300ppm)、計算の不確定性(100ppm)を考慮したほう素濃度として設定	②燃料取替停止時ほう素濃度管理値	2,800ppm	燃料取替停止時ほう素濃度管理値	③ほう素値	-7.7×10 ⁻³ %Δk/k/ppm	燃料取替停止時ほう素濃度管理値における設置許可申請書のほう素値	④初期状態の炉心反応度	約-6.8%Δk/k	keff=0.95における負の反応度(①)+ほう素濃度差による負の反応度((②-①)×③)	<p>○初期状態における炉心反応度について</p> <p>事象初期の状態（平均炉心冷却材密度が 1.0g/cm³）における炉心反応度は、原子炉停止中のほう素濃度管理値 3,200ppm をもとに、取替炉心における燃料装荷パターンのおぼつき分および計算の不確定性を考慮し、保守的に浅い未臨界状態となるように算出した。</p> <p>具体的には、設置許可申請書に記載されている平衡炉心の燃料取替時に必要最小限要求される未臨界度（keff（実効増倍率）=0.95）を満たすほう素濃度に、取替炉心ごとの燃料装荷パターンの違いによるおぼつき分と計算の不確定性を足し合わせたほう素濃度 2,700ppm（ウラン炉心：2,400ppm）と、燃料取替停止時ほう素濃度管理値 3,200ppm とのほう素濃度差に、ほう素値を掛けて算出している。（表2）</p> <p>表2に示すとおり、評価にあたっては、事象進展中の未臨界度がより厳しくなるように、ウラン炉心の初期未臨界度に比べ浅くなる MOX 炉心の初期未臨界度を用いることとした。</p> <div style="text-align: center;">表2 初期状態における炉心反応度の算出の内訳</div> <table border="1" data-bbox="1167 683 1850 1023"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th colspan="2">設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①燃料取替停止時に要求されるほう素濃度（keff=0.95）</td> <td>2,700ppm (2,400ppm)</td> <td>設置許可申請書の平衡炉心に対し、燃料装荷パターンの違いによるおぼつき分(300ppm)、計算の不確定性(100ppm)を考慮したほう素濃度として設定</td> </tr> <tr> <td>②燃料取替時ほう素濃度管理値</td> <td>3,200ppm (3,200ppm)</td> <td>燃料取替停止時ほう素濃度管理値</td> </tr> <tr> <td>③ほう素値</td> <td>-5.9×10⁻³%Δk/k/ppm (-7.1×10⁻³%Δk/k/ppm)</td> <td>燃料取替停止時ほう素濃度管理値における設置許可申請書のMOX平衡炉心のほう素値</td> </tr> <tr> <td>④初期状態の炉心反応度</td> <td>約-8.2%Δk/k (約-10.9%Δk/k)</td> <td>keff=0.95における負の反応度(①)+ほう素濃度差による負の反応度((②-①)×③)</td> </tr> </tbody> </table> <p>※上段はMOX炉心の値、括弧内はウラン炉心の値</p> <p>【MOX炉心の初期状態の炉心反応度の導出】 $\text{約}-8.2\% \Delta k/k = (10^2 \times (0.95-1.00) / 0.95) + ((3200-2700) \times (-5.9 \times 10^{-3}))$ $= (-5.26\% \Delta k/k) + (-2.95\% \Delta k/k)$</p> <p>【ウラン炉心の初期状態の炉心反応度の導出】 $\text{約}-10.9\% \Delta k/k = (10^2 \times (0.95-1.00) / 0.95) + ((3200-2400) \times (-7.1 \times 10^{-3}))$ $= (-5.26\% \Delta k/k) + (-5.68\% \Delta k/k)$</p>	項目	設定の考え方		①燃料取替停止時に要求されるほう素濃度（keff=0.95）	2,700ppm (2,400ppm)	設置許可申請書の平衡炉心に対し、燃料装荷パターンの違いによるおぼつき分(300ppm)、計算の不確定性(100ppm)を考慮したほう素濃度として設定	②燃料取替時ほう素濃度管理値	3,200ppm (3,200ppm)	燃料取替停止時ほう素濃度管理値	③ほう素値	-5.9×10 ⁻³ %Δk/k/ppm (-7.1×10 ⁻³ %Δk/k/ppm)	燃料取替停止時ほう素濃度管理値における設置許可申請書のMOX平衡炉心のほう素値	④初期状態の炉心反応度	約-8.2%Δk/k (約-10.9%Δk/k)	keff=0.95における負の反応度(①)+ほう素濃度差による負の反応度((②-①)×③)	<p>設計の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊はMOX燃料を採用しているためほう素濃度管理値が高い 設計の相違 ・泊ではMOX炉心とウラン炉心を評価した上で、保守的にMOX炉心の初期未臨界度を使用（高浜3/4号炉と同様）
項目	設定の考え方																															
①燃料取替停止時に要求されるほう素濃度（keff=0.95）	2,600ppm	設置許可申請書の平衡炉心に対し、燃料装荷パターンの違いによるおぼつき分(300ppm)、計算の不確定性(100ppm)を考慮したほう素濃度として設定																														
②燃料取替停止時ほう素濃度管理値	2,800ppm	燃料取替停止時ほう素濃度管理値																														
③ほう素値	-7.7×10 ⁻³ %Δk/k/ppm	燃料取替停止時ほう素濃度管理値における設置許可申請書のほう素値																														
④初期状態の炉心反応度	約-6.8%Δk/k	keff=0.95における負の反応度(①)+ほう素濃度差による負の反応度((②-①)×③)																														
項目	設定の考え方																															
①燃料取替停止時に要求されるほう素濃度（keff=0.95）	2,700ppm (2,400ppm)	設置許可申請書の平衡炉心に対し、燃料装荷パターンの違いによるおぼつき分(300ppm)、計算の不確定性(100ppm)を考慮したほう素濃度として設定																														
②燃料取替時ほう素濃度管理値	3,200ppm (3,200ppm)	燃料取替停止時ほう素濃度管理値																														
③ほう素値	-5.9×10 ⁻³ %Δk/k/ppm (-7.1×10 ⁻³ %Δk/k/ppm)	燃料取替停止時ほう素濃度管理値における設置許可申請書のMOX平衡炉心のほう素値																														
④初期状態の炉心反応度	約-8.2%Δk/k (約-10.9%Δk/k)	keff=0.95における負の反応度(①)+ほう素濃度差による負の反応度((②-①)×③)																														

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

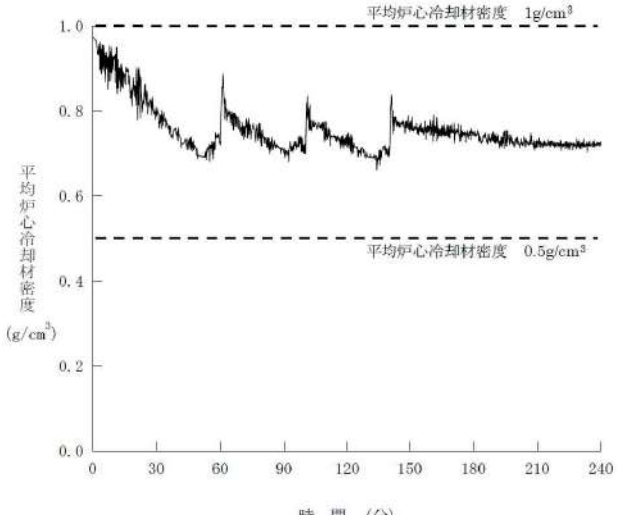
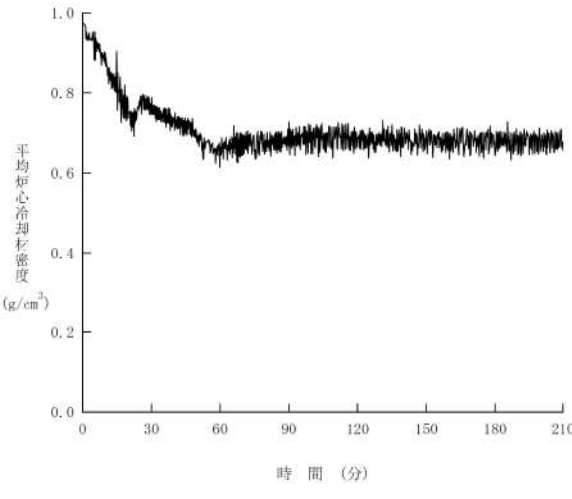
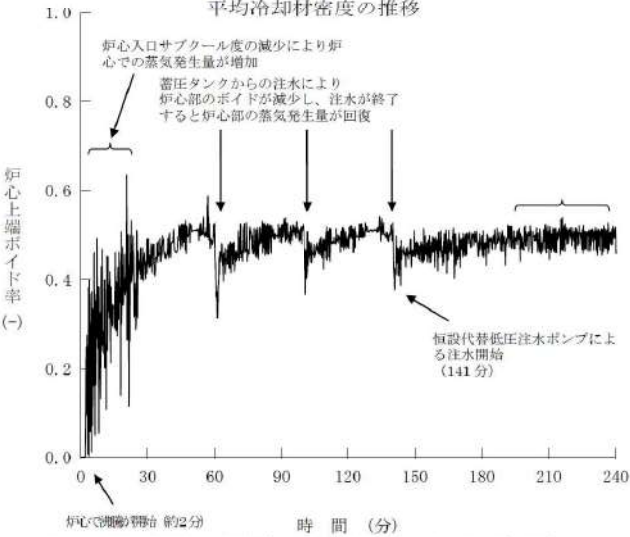
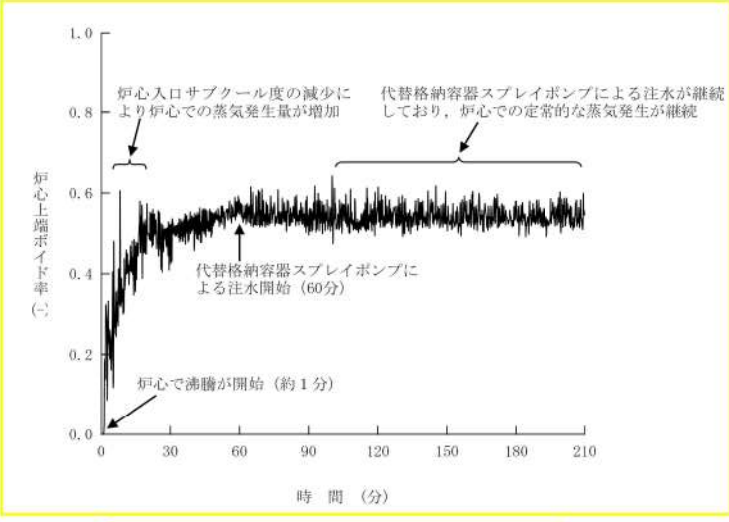
7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.6 運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」事象における未臨界性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【以下、泊同様、55Gwd/t 燃料及びMOX 燃料を装荷している伊方3号炉記載】</p> <p>（参考2）事象進展に伴う反応度変化について</p> <p>事象の進展に伴う1次冷却材のボイド発生により、1次冷却材の密度が低下すると、炉心の反応度変化としては2つの効果が生じることになり、これら2つの効果が相まって、炉心全体の反応度変化が現れる。</p> <p>①冷却材密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度効果</p> <p>②1次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度効果</p> <p>本事象進展に伴う反応度変化量の評価においては、②のほう素密度低下による正の反応度効果が大きくなるように、MOX装荷炉心に比べてほう素価値の大きい伊方3号炉のウラン（燃料集合体最高燃焼度 55,000MWd/t の高燃焼度ウラン燃料）平衡炉心を評価対象とした。また、ほう素濃度は、事象進展中のボイド発生により1次冷却材の液相部のほう酸が濃縮される効果を保守的に無視することとし、燃料取替停止時ほう素濃度管理値（4,400ppm）で一定とした。このような炉心モデルに基づき、冷却材密度が1.0～0.5g/cm³まで低下した場合の反応度変化量を評価したものである。</p> <p>事象進展中の反応度変化量は、評価対象となる取替炉心のほう素価値により変化する。ほう素価値は、装荷燃料仕様、ほう素濃度等に依存するが、取替炉心では、評価に用いたウラン平衡炉心と同じ高燃焼度ウラン燃料又はMOX燃料を装荷すること、実際の燃料取替停止時ほう素濃度を管理値（4,400ppm）以上で管理していること等から、ウラン燃料平衡炉心と同程度又は小さくなる傾向となる。このため、取替炉心毎のほう素価値は、ウラン平衡炉心の値に比べて同程度又は小さくなる傾向となり、事象進展に伴うほう素密度の低下による正の反応度変化量もウラン平衡炉心と同程度又は小さくなる。従って、取替炉心を考慮した場合でも、初期状態における炉心反応度に考慮した保守性と相まって未臨界を確保できる。</p> <p>また、計算の不確定性（±1%Δk/k：参考3参照）を考慮しても、初期状態において炉心は大きな負の反応度（約-14%Δk/k）を有しているため、十分な未臨界度が確保されている。</p> <p>【ここまで伊方3号炉記載】</p>	<p>○事象進展に伴う反応度変化について</p> <p>事象の進展に伴う1次冷却材のボイド発生により、1次冷却材の密度が低下すると、炉心の反応度変化としては2つの効果が生じることになり、これら2つの効果が相まって、炉心全体の反応度変化が現れる。</p> <p>①冷却材密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度効果</p> <p>②1次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度効果</p> <p>本事象進展に伴う反応度変化量の評価においては、②のほう素密度低下による正の反応度効果が大きくなるように、MOX装荷炉心に比べてほう素価値の大きい泊3号炉のウラン（燃料集合体最高燃焼度 55,000MWd/t の高燃焼度ウラン燃料）平衡炉心を評価対象とした。また、ほう素濃度は、事象進展中のボイド発生により1次冷却材の液相部のほう酸が濃縮される効果を保守的に無視することとし、燃料取替停止時ほう素濃度管理値（3,200ppm）で一定とした。このような炉心モデルに基づき、冷却材密度が1.0～0.5g/cm³まで低下した場合の反応度変化量を評価したものである。</p> <p>事象進展中の反応度変化量は、評価対象となる取替炉心のほう素価値により変化する。ほう素価値は、装荷燃料仕様、ほう素濃度等に依存するが、取替炉心では、評価に用いたウラン平衡炉心と同じ高燃焼度ウラン燃料又はMOX燃料を装荷すること、実際の燃料取替停止時ほう素濃度を管理値（3,200ppm）以上で管理していること等から、ウラン燃料平衡炉心と同程度又は小さくなる傾向となる。このため、取替炉心毎のほう素価値は、ウラン平衡炉心の値に比べて同程度又は小さくなる傾向となり、事象進展に伴うほう素密度の低下による正の反応度変化量もウラン平衡炉心と同程度又は小さくなる。従って、取替炉心を考慮した場合でも、初期状態における炉心反応度に考慮した保守性と相まって未臨界を確保できる。</p> <p>また、計算の不確定性（±1%Δk/k）を考慮しても、初期状態において炉心は大きな負の反応度（約-8.2%Δk/k）を有しているため、十分な未臨界度が確保されている。</p>	<p>※同様の資料が泊にあったが、伊方ベースに修正</p> <p>設計の相違 ・伊方も泊同様MOX燃料を採用しているがBITを採用していないため泊よりほう素濃度管理値が高い</p> <p>記載表現の相違 ・泊では資料最後に計算の不確定性について記載</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.6 運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」事象における未臨界性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		
<p>図1 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失事象時の</p>	<p>図1 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の</p>	
		
<p>図2 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の</p>	<p>図2 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

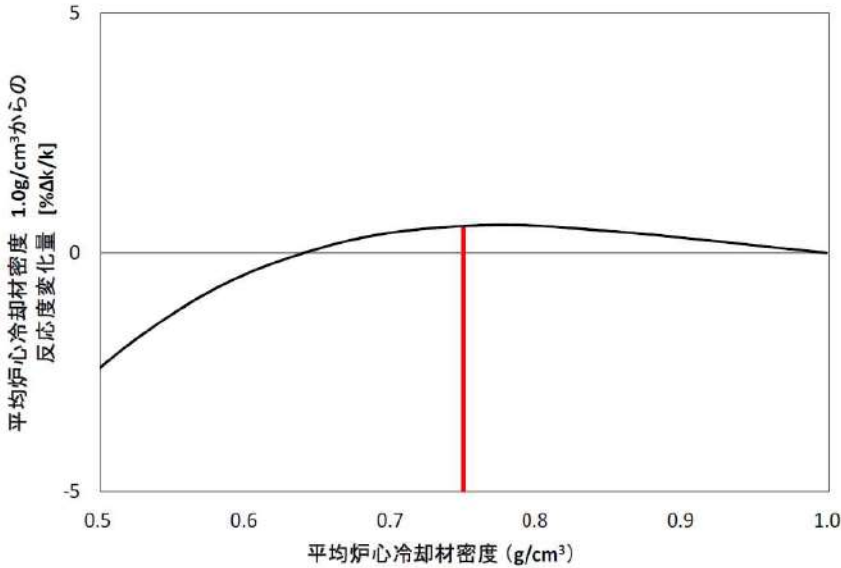
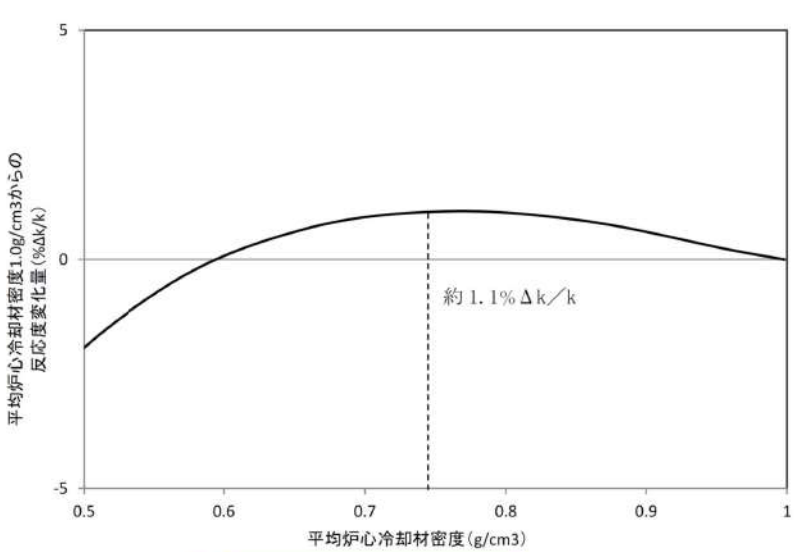
7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.6 運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」事象における未臨界性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図3 原子炉冷却材の流出事象時の平均炉心冷却材密度の推移</p>	<p>図3 原子炉冷却材の流出時の平均炉心冷却材密度の推移</p>	
<p>図4 原子炉冷却材の流出事象時の炉心上端ボイド率の推移</p>	<p>図4 原子炉冷却材の流出時の炉心上端ボイド率の推移</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

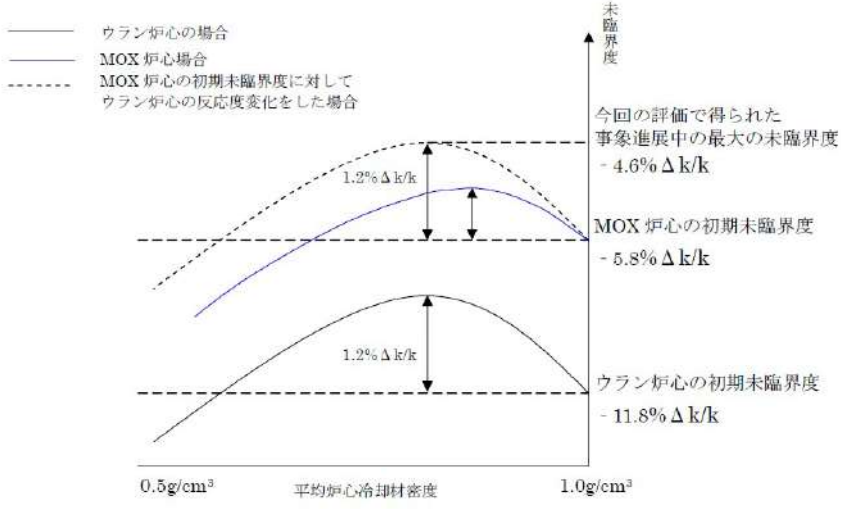
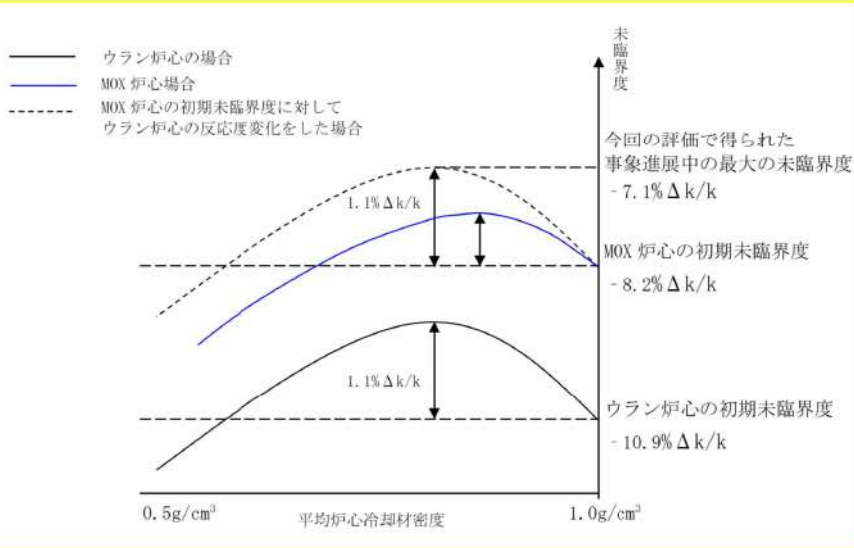
7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.6 運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」事象における未臨界性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p data-bbox="309 946 878 976">図5 冷却材密度を変化させた場合の反応度変化量</p>	 <p data-bbox="1281 917 1751 944">図5 冷却材密度を変化させた場合の反応度変化量</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

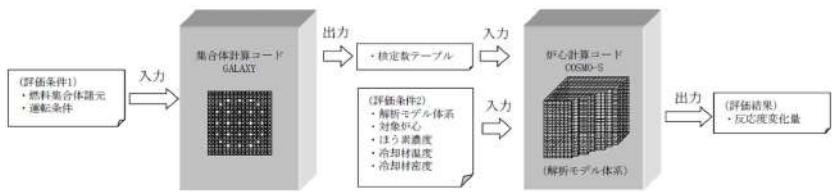

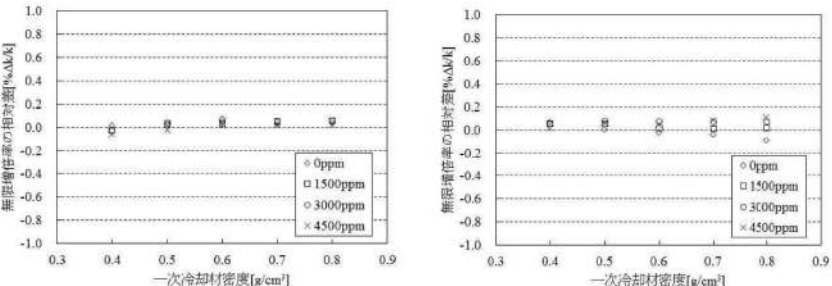
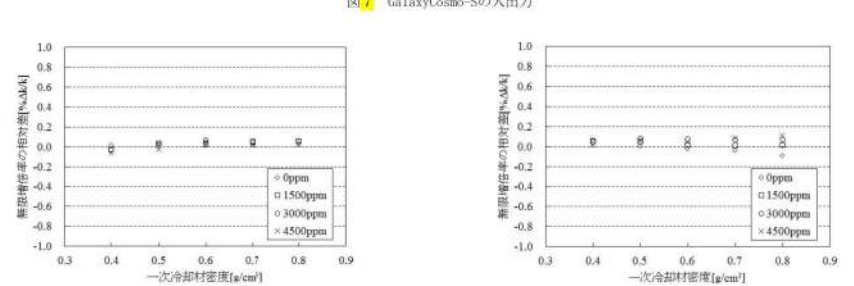
7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.6 運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」事象における未臨界性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【以下、泊同様、MOX燃料を装荷している高浜3、4号炉記載】</p> <p>補足-2 評価においてウラン炉心を用いた理由について</p> <p>冷却材密度の低下時には、水密度が低下すると共に、ほう素密度も低下する。ほう素密度の低下による正の反応度効果は、MOX炉心とウラン炉心の違いにより反応度効果に違いが生じる。</p> <p>MOX炉心の場合、熱中性子の強吸収核種であるPu等のアクチニドを多く含むため、中性子のエネルギースペクトルが硬くなる。このため、ほう素値の絶対値が小さくなり、ほう素密度減少による正の反応度変化が小さくなる。</p> <p>一方、ウラン炉心では、MOX炉心と比較して中性子のエネルギースペクトルが軟らかいことから、ほう素値の絶対値が大きくなり、ほう素密度減少による正の反応度変化も大きくなる。</p> <p>図1に示すとおり、評価にあたっては減速材密度低下に伴う正の反応度添加量が大きい方が厳しい結果を与えるため、MOX炉心ではなくウラン炉心を用いて評価した。</p>  <p>図1 ウラン炉心を利用した際の保守性についての概要図</p> <p>【ここまで高浜3、4号炉記載】</p>	<p>○評価においてウラン炉心を用いた理由について</p> <p>冷却材密度の低下時には、水密度が低下すると共に、ほう素密度も低下する。ほう素密度の低下による正の反応度効果は、MOX炉心とウラン炉心の違いにより反応度効果に違いが生じる。</p> <p>MOX炉心の場合、熱中性子の強吸収核種であるPu等のアクチニドを多く含むため、中性子のエネルギースペクトルが硬くなる。このため、ほう素値の絶対値が小さくなり、ほう素密度減少による正の反応度変化が小さくなる。</p> <p>一方、ウラン炉心では、MOX炉心と比較して中性子のエネルギースペクトルが軟らかいことから、ほう素値の絶対値が大きくなり、ほう素密度減少による正の反応度変化も大きくなる。</p> <p>図6に示すとおり、評価にあたっては減速材密度低下に伴う正の反応度添加量が大きい方が厳しい結果を与えるため、MOX炉心ではなくウラン炉心を用いて評価した。</p>  <p>図6 ウラン炉心を利用した際の保守性についての概要図</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.6 運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」事象における未臨界性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>補足-2 GalaxyCosmo-Sコードにおける計算の不確定性について</p> <p>事象進展後の反応度変化量の計算には、冷却材密度が大きく低下する場合においても適用が可能な、GalaxyCosmo-Sコードを使用している。</p> <p>本コードは、ATWS事象解析に適用されているSPARKLE-2コードの要素コードである3次元炉心動特性計算コードCOSMO-Kの静特性版であり、事象進展に伴う反応度変化の計算に使用する3次元炉心静特性コードCOSMO-SとCOSMO-Kの静特性版の計算モデルは完全に同一である。</p> <p>冷却材密度が低下した範囲における検証として、ウラン燃料集合体、及びGd入り燃料集合体において連続エネルギーモンテカルロ計算コードMVPと集合体計算コードGALAXYによる無限増倍率の比較を実施した。結果をそれぞれ図1、図2に示す。これらの結果より、冷却材密度が0.8g/cm³~0.4g/cm³の範囲において、いずれのほう素濃度であってもMVPとGALAXYの差異の傾向的な拡大は確認されない。また、冷却材密度0.7g/cm³近傍は、実機炉心の運転範囲であり、実機炉心における運転実績から、この範囲でのGalaxyCosmo-Sコードの妥当性は確認済みであり、計算の不確定性は臨界ほう素濃度で±50ppm（約±0.5%Δk/k）である。</p> <p>以上から、GalaxyCosmo-Sコードは、冷却材密度低下時においても通常運転範囲から誤差が拡大することなく適用可能であり、計算の不確定性は通常運転範囲と同程度（約±0.5%Δk/k）と考えるが、本解析範囲では実証データが少ないことから、通常運転範囲の2倍程度（±1%Δk/k）を見込めば十分と考える。</p>	<p>○GalaxyCosmo-Sコードにおける計算の不確定性について</p> <p>事象進展後の反応度変化量の計算には、冷却材密度が大きく低下する場合においても適用が可能な、GalaxyCosmo-Sコードを使用している。</p> <p>本コードは、ATWS事象解析に適用されているSPARKLE-2コードの要素コードである3次元炉心動特性計算コードCOSMO-Kの静特性版であり、事象進展に伴う反応度変化の計算に使用する3次元炉心静特性コードCOSMO-SとCOSMO-Kの静特性版の計算モデルは完全に同一である。（図7）</p> <p>冷却材密度が低下した範囲における検証として、ウラン燃料集合体及びGd入り燃料集合体において、連続エネルギーモンテカルロ計算コードMVPと集合体計算コードGALAXYによる無限増倍率の比較を実施した。結果をそれぞれ図8、図9に示す。これらの結果より、冷却材密度が0.8g/cm³~0.4g/cm³の範囲において、いずれのほう素濃度であってもMVPとGALAXYの差異の傾向的な拡大は確認されない。また、冷却材密度0.7g/cm³近傍は、実機炉心の運転範囲であり、実機炉心における運転実績から、この範囲でのGalaxyCosmo-Sコードの妥当性は確認済みであり、計算の不確定性は臨界ほう素濃度で±50ppm（約±0.5%Δk/k）である。</p> <p>以上から、GalaxyCosmo-Sコードは、冷却材密度低下時においても通常運転範囲から誤差が拡大することなく適用可能であり、計算の不確定性は通常運転範囲と同程度（約±0.5%Δk/k）と考えるが、本解析範囲では実証データが少ないことから、通常運転範囲の2倍程度（±1%Δk/k）を見込めば十分と考える。</p>	
		
<p>図1 GalaxyCosmo-Sの入出力</p>	<p>図7 GalaxyCosmo-Sの入出力</p>	
		
<p>図2 冷却材密度変化に伴う無限増倍率の差異（ウラン燃料）</p>	<p>図8 冷却材密度変化に伴う無限増倍率の差異（ウラン燃料）</p>	<p>図9 冷却材密度変化に伴う無限増倍率の差異（Gd入り燃料）</p>
	<p>図3 冷却材密度変化に伴う無限増倍率の差異（Gd入り燃料）</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

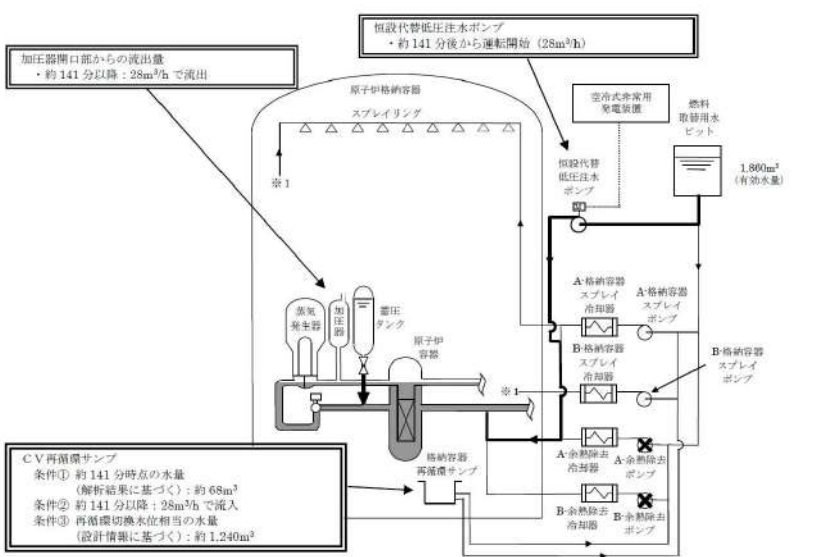
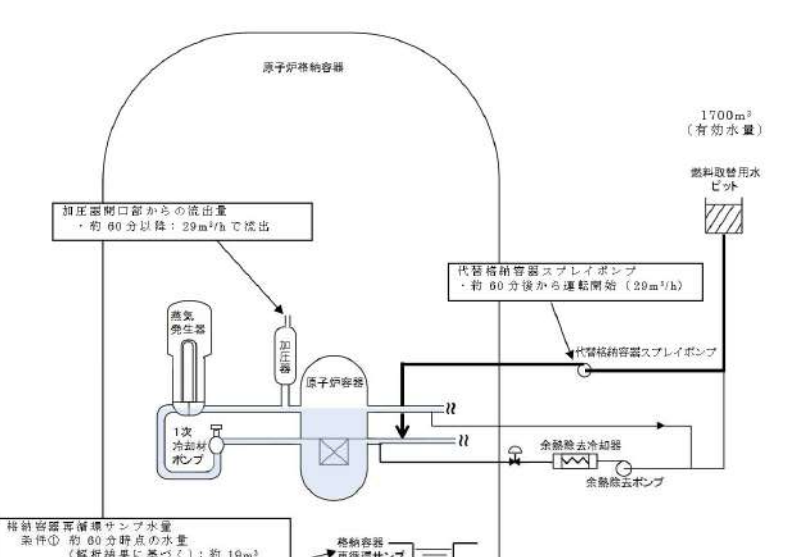
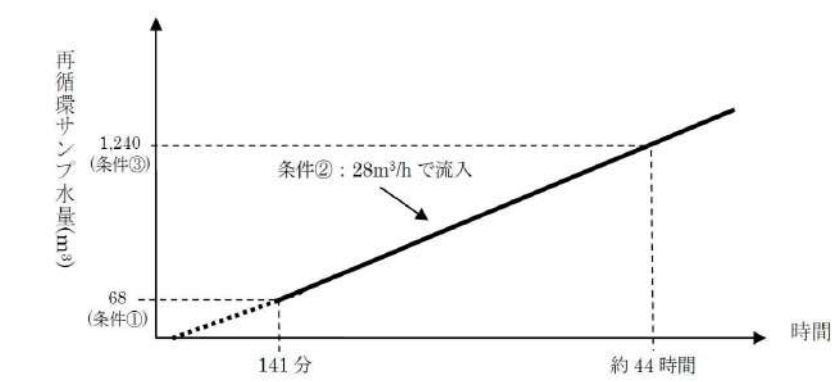
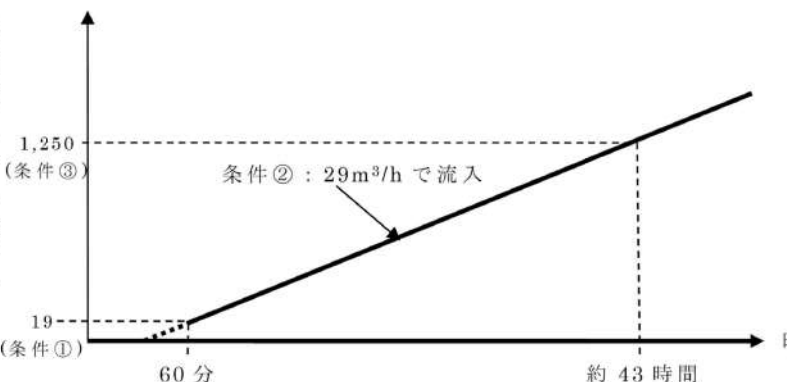
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.7 格納容器再循環サンプ水位が再循環切替水位に到達するまでの時間について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失・全交流動力電源喪失）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.8</p> <p style="text-align: center;">格納容器再循環サンプ水位が再循環切替水位に到達するまでの時間について （運転停止中 崩壊熱除去機能喪失・全交流動力電源喪失）</p> <p>格納容器再循環サンプ水位が再循環切替水位に到達するまでの時間を次ページの想定に基づき求めた。（図1、図2参照）</p> <p>計算式：$141[\text{min}]/60[\text{min/h}] + (1,240[\text{m}^3] - 68[\text{m}^3])/28[\text{m}^3/\text{h}] = \text{約} 44 \text{ 時間}$</p> <p>この時間に対し、崩壊熱除去機能喪失時における格納容器スプレイポンプによる代替再循環の準備については再循環切替水位到達後速やかに実施することで対応が可能なこと、全交流動力電源喪失時における高圧代替再循環運転に移行するための大容量ポンプ等の準備時間は約16.2時間であることから、運転操作に対する時間余裕の観点で問題はないと考える。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.4.1.7</p> <p style="text-align: center;">格納容器再循環サンプ水位が再循環切替水位に到達するまでの時間について （運転停止中 崩壊熱除去機能喪失・全交流動力電源喪失）</p> <p>格納容器再循環サンプ水位が再循環切替水位に到達するまでの時間を次ページの想定に基づき求めた。（図1、図2参照）</p> <p>計算式：$60[\text{min}]/60[\text{min/h}] + (1,250[\text{m}^3] - 19[\text{m}^3])/29[\text{m}^3/\text{h}] = \text{約} 43 \text{ 時間}$</p> <p>この時間に対し、崩壊熱除去機能喪失時における格納容器スプレイポンプによる代替再循環の準備については再循環切替水位到達後速やかに実施することで対応が可能なこと、全交流動力電源喪失時における高圧代替再循環に移行するための可搬型大型送水ポンプ車等の準備時間は約11時間であることから、運転操作に対する時間余裕の観点で問題はないと考える。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p style="color: red;">設計等の相違 評価結果の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.7 格納容器再循環サンプ水位が再循環切替水位に到達するまでの時間について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失・全交流動力電源喪失））

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>図1 再循環切替水位に到達するまでの時間評価の想定（ミッドループ運転中のRHR喪失及びSBO）</p>	 <p>図1 再循環切替水位に到達するまでの時間評価の想定（ミッドループ運転中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失）</p>	
 <p>図2 時間評価結果</p>	 <p>図2 時間評価結果</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.8 安定状態について）

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.9</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>崩壊熱除去機能喪失(余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)時の安定状態については以下のとおり。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px;"> <p>原子炉安定状態：1次冷却系保水が維持されており、1次冷却材温度が安定した状態</p> <p>原子炉安定状態の確立について</p> <p>1次冷却系保水量及び1次冷却材温度は第5.1.9図及び第5.1.11図の解析結果より、事象発生の約220分後には安定している。また、第5.1.12図の解析結果より、燃料被覆管温度も事象発生の約220分後には安定していることから、事象発生の約220分後を原子炉の安定状態とした。</p> <p>代替再循環及び格納容器内自然対流冷却等による長期停止状態の維持について</p> <p>燃料取替用水ピット水位及び格納容器再循環サンプ水位が再循環切替値に到達後、A格納容器スプレィポンプによる代替再循環運転に切り替え、格納容器内自然対流冷却による除熱を継続すること、また、必要に応じてB格納容器スプレィポンプによる格納容器スプレィにより除熱を継続することで、燃料及び原子炉格納容器の健全性を維持可能であることから、原子炉の安定状態を長期にわたり維持可能である。</p> </div>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.5</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時の安定状態については以下の通り。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px;"> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】</p> <p>原子炉安定停止状態の確立について</p> <p>崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し、沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが、待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）による注水継続により原子炉水位は回復し、炉心の冷却が維持される。</p> <p>その後、残留熱除去系を原子炉停止時冷却モードに切り替え、原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行し、原子炉安定停止状態が確立される。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】</p> <p>上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。</p> <p>また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。</p> </div>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.4.1.8</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）時の安定状態については以下のとおり。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px;"> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】</p> <p>原子炉安定停止状態の確立について</p> <p>1次冷却系保水量は第7.4.1.9図の解析結果より、事象発生の約100分後に安定している。1次冷却材温度は第7.4.1.11図の解析結果より、事象発生の約120分後に安定状態に至る。また、第7.4.1.12図の解析結果より、燃料被覆管温度も若干変動するものの初期温度から有意な上昇はなく安定していることから、事象発生の約120分後を原子炉安定状態とした。</p> <p>その後、燃料取替用水ピット水位及び格納容器再循環サンプ水位が再循環切替値に到達後、B格納容器スプレィポンプによる代替再循環運転に切り替え炉心注水を開始することで、原子炉安定停止状態が確立される。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】</p> <p>上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。</p> <p>また、代替再循環運転及び格納容器内自然対流冷却による除熱を継続することで、安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。</p> </div>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.9 運転停止中における原子炉格納容器の健全性について）

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.10</p> <p style="text-align: center;">運転停止中における原子炉格納容器の健全性について</p> <p>1. はじめに</p> <p>運転停止中の事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」では、それぞれの要因で余熱除去機能が喪失することを想定しており、1次冷却材が沸騰するとともに加圧器安全弁等の1次冷却系開口部から蒸気が放出されることで原子炉格納容器圧力及び温度が上昇する。</p> <p>よって、原子炉格納容器内圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制するため、重大事故等対策として高圧注入ポンプを用いた高圧再循環運転及び格納容器内自然対流冷却を整備することとしており、その有効性について確認する。</p> <p>2. 確認方法</p> <p>重要事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」において、格納容器内圧解析コードCOCOにより確認している、原子炉格納容器圧力及び温度並びに原子炉格納容器内放出エネルギー量の結果と、「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」における格納容器内放出エネルギー量を比較することで、運転停止中における原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を評価する。</p> <p>具体的には以下の通りである。</p> <p>①「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」の結果から、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達する時点の格納容器内放出エネルギー積算値を確認する。</p> <p>②「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」の解析結果から、原子炉格納容器放出エネルギー積算値が、①で確認した値に到達するまでの時間を確認することで、それぞれの事故シーケンスで最高使用圧力到達時間を確認する。なお、放出エネルギー量の積算値については、保守的に事象発生5時間以降は一定の割合で放出されるものとした。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.4.1.9</p> <p style="text-align: center;">運転停止中における原子炉格納容器の健全性について</p> <p>1. はじめに</p> <p>運転停止中の事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」では、それぞれの要因で余熱除去機能が喪失することを想定しており、1次冷却材が沸騰するとともに加圧器安全弁等の1次冷却系開口部から蒸気が放出されることで原子炉格納容器圧力及び温度が上昇する。</p> <p>よって、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制するため、重大事故等対策として高圧注入ポンプを用いた高圧再循環運転及び格納容器内自然対流冷却を整備することとしており、その有効性について確認する。</p> <p>2. 確認方法</p> <p>重要事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」において、格納容器内圧解析コードCOCOにより確認している原子炉格納容器圧力及び温度並びに原子炉格納容器内放出エネルギー量の結果と、「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」における原子炉格納容器内放出エネルギー量を比較することで、運転停止中における原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を評価する。</p> <p>具体的には以下のとおりである。</p> <p>①「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」の結果から、原子炉格納容器内温度110℃到達時点、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達する時点それぞれの原子炉格納容器内放出エネルギー積算値を確認する。</p> <p>②「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」の解析結果から、原子炉格納容器内放出エネルギー積算値が、①で確認した値に到達するまでの時間を確認することで、それぞれの事故シーケンスで原子炉格納容器内温度110℃到達及び最高使用圧力到達時間を確認する。なお、放出エネルギー量の積算値については、保守的に事象発生5時間以降は一定の割合で放出されるものとした。</p> <p>(図1、図2)</p>	<p>記載方針の相違 ・泊では最高使用圧力到達だけではなく、CV温度110℃到達時点のエネルギーも算出（伊方と同様）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.9 運転停止中における原子炉格納容器の健全性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																									
<p>3. 確認結果</p> <p>「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」の解析結果から、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力到達時点の原子炉格納容器内放出エネルギー量を確認した結果は表1に示すとおりである。（①に相当）</p> <p>また、「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」の解析結果から、①で確認した放出エネルギー量に到達する時間を確認することで、運転停止中の各事故シーケンスにおいて原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達する時間を評価した結果は図1及び表2に示すとおりであり、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達するまでの時間に対して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事象発生後の24時間後までに対応可能な対策であり、十分な余裕があることから、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」に対しても有効な対策である。</p> <p>表1 外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故における原子炉格納容器内放出エネルギー量</p> <table border="1" data-bbox="174 758 1025 981"> <thead> <tr> <th>重要事故シーケンス</th> <th>原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達するまでのエネルギー積算量</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故</td> <td>約 1.1×10⁷GJ</td> </tr> </tbody> </table> <p>表2 運転停止中の原子炉格納容器圧力及び温度評価結果</p> <table border="1" data-bbox="183 1050 1025 1412"> <thead> <tr> <th>重要事故シーケンス</th> <th>原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達するまでのエネルギー積算量（約 1.1×10⁷GJ）</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失</td> <td>約 167 時間後</td> </tr> <tr> <td>原子炉冷却材の流出</td> <td>約 1,573 時間後</td> </tr> </tbody> </table>	重要事故シーケンス	原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達するまでのエネルギー積算量	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故	約 1.1×10 ⁷ GJ	重要事故シーケンス	原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達するまでのエネルギー積算量（約 1.1×10 ⁷ GJ）	崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失	約 167 時間後	原子炉冷却材の流出	約 1,573 時間後	<p>3. 確認結果</p> <p>「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及び RCP シールLOCAが発生する事故」の解析結果から、原子炉格納容器内温度 110℃到達時点、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力到達時点の原子炉格納容器内放出エネルギー量を確認した結果は表1に示すとおりである。（①に相当）</p> <p>また、「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」の解析結果から、①で確認した放出エネルギー量に到達する時間を確認することで、運転停止中の各事故シーケンスにおいて原子炉格納容器内温度 110℃到達、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達する時間を評価した結果は図1及び表2に示すとおりであり、原子炉格納容器内温度 110℃到達するまでの時間又は原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達するまでの時間に対して、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事象発生後の24時間後までに対応可能な対策であり、十分な余裕があることから、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」に対しても有効な対策である。</p> <p>表1 外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故における原子炉格納容器内放出エネルギー量</p> <table border="1" data-bbox="1142 742 1886 997"> <thead> <tr> <th>重要事故シーケンス</th> <th>原子炉格納容器内温度が110℃に到達するまでのエネルギー積算量</th> <th>原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達するまでのエネルギー積算量</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故</td> <td>約2.6×10⁹ kJ</td> <td>約4.3×10⁹ kJ</td> </tr> </tbody> </table> <p>表2 運転停止中の原子炉格納容器圧力及び温度評価結果</p> <table border="1" data-bbox="1142 1125 1886 1428"> <thead> <tr> <th>重要事故シーケンス</th> <th>原子炉格納容器内温度 110℃到達時刻（約 2.6×10⁹ kJ 相当）</th> <th>原子炉格納容器圧力が最高使用圧力到達時刻（約 4.3×10⁹ kJ 相当）</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失</td> <td>約 40 時間後</td> <td>約 66 時間後</td> </tr> <tr> <td>原子炉冷却材の流出</td> <td>約 290 時間後</td> <td>約 480 時間後</td> </tr> </tbody> </table>	重要事故シーケンス	原子炉格納容器内温度が110℃に到達するまでのエネルギー積算量	原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達するまでのエネルギー積算量	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故	約2.6×10 ⁹ kJ	約4.3×10 ⁹ kJ	重要事故シーケンス	原子炉格納容器内温度 110℃到達時刻（約 2.6×10 ⁹ kJ 相当）	原子炉格納容器圧力が最高使用圧力到達時刻（約 4.3×10 ⁹ kJ 相当）	崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失	約 40 時間後	約 66 時間後	原子炉冷却材の流出	約 290 時間後	約 480 時間後	<p>相違理由</p> <p>評価結果の相違・CV型式の違いにより最高使用圧力、CV自由体積、ヒートシンク量が異なるため大飯の方が最高使用圧力に到達するまでのエネルギー積算値及び時間が異なる（参考：伊方は約 3.9×10⁹kJ、約 57 時間、約 410 時間後）</p>
重要事故シーケンス	原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達するまでのエネルギー積算量																										
外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故	約 1.1×10 ⁷ GJ																										
重要事故シーケンス	原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達するまでのエネルギー積算量（約 1.1×10 ⁷ GJ）																										
崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失	約 167 時間後																										
原子炉冷却材の流出	約 1,573 時間後																										
重要事故シーケンス	原子炉格納容器内温度が110℃に到達するまでのエネルギー積算量	原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達するまでのエネルギー積算量																									
外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故	約2.6×10 ⁹ kJ	約4.3×10 ⁹ kJ																									
重要事故シーケンス	原子炉格納容器内温度 110℃到達時刻（約 2.6×10 ⁹ kJ 相当）	原子炉格納容器圧力が最高使用圧力到達時刻（約 4.3×10 ⁹ kJ 相当）																									
崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失	約 40 時間後	約 66 時間後																									
原子炉冷却材の流出	約 290 時間後	約 480 時間後																									

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.9 運転停止中における原子炉格納容器の健全性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図1 「余熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の原子炉格納容器内への放出エネルギー積算値</p>	<p>図1 「余熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の原子炉格納容器内への放出エネルギー積算値</p>	
<p>図2 「原子炉冷却材の流出」の原子炉格納容器内への放出エネルギー積算値</p>	<p>図2 「原子炉冷却材の流出」の原子炉格納容器内への放出エネルギー積算値</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

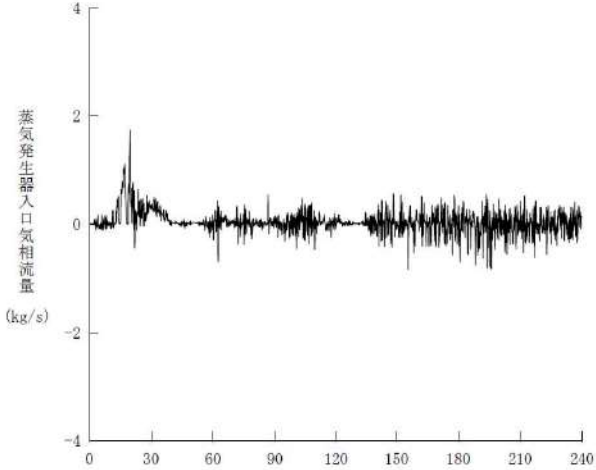
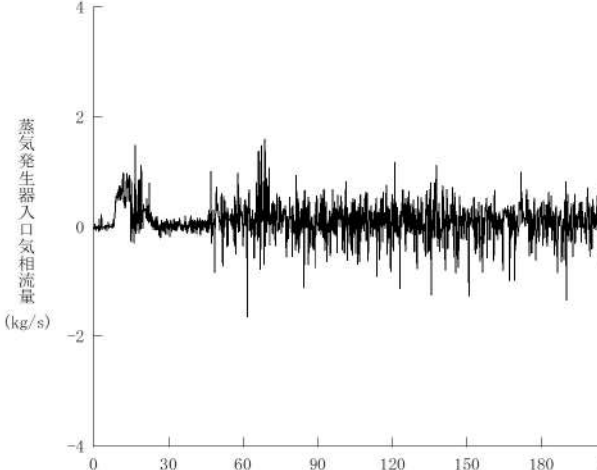
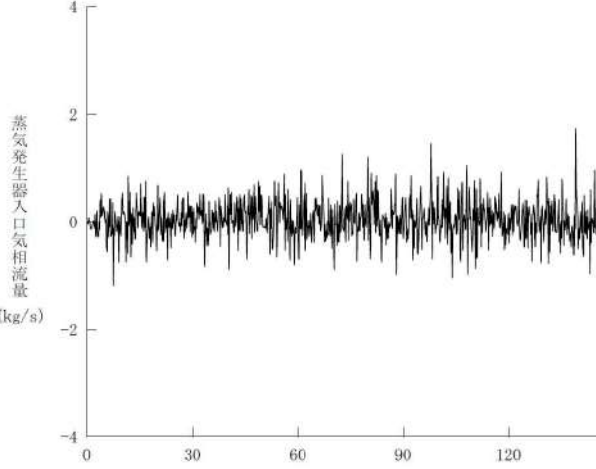
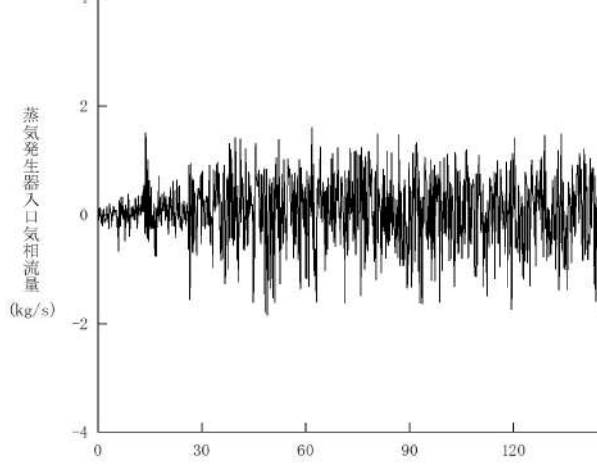
泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.10 蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置した場合の影響について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.11</p> <p style="text-align: center;">蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置した場合の影響について</p> <p>運転停止中の事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」では、蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置していないものとして有効性評価を行っている。しかしながら、実際のミッドループ運転時には、蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置する状況も考えられるため、設置した場合の評価項目となるパラメータに与える影響を確認した。</p> <p>蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置する場合、「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」時には、炉心崩壊熱による発生蒸気は蒸気発生器へ流入しないことから、設置しない場合と比べて1次冷却系の開口部からの流出流量は大きくなる。しかし、現状の評価である蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置しない場合においても、図1に示すとおり蒸気発生器への流入は流量の数%程度であり、1次冷却系の開口部からの流出が支配的となるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>また、「原子炉冷却材の流出」時には、同様に設置しない場合と比べて1次冷却系開口部及び流出口からの流出流量は大きくなるが、現状の評価である蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置しない場合においても、図2に示すとおり蒸気発生器への流入は発生蒸気流量の数%程度であり、1次冷却系の開口部及び流出口からの流出が支配的となるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>さらに、蒸気発生器出入口ノズル蓋はミッドループ水位到達後からある程度時間が経過したところで設置するため、現状の評価で想定している崩壊熱より小さくなることから、評価項目となるパラメータに与える影響はさらに小さくなる方向となる。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.4.1.10</p> <p style="text-align: center;">蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置した場合の影響について</p> <p>運転停止中の事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」では、蒸気発生器の冷却材入口ノズル及び冷却材出口ノズルの内面シール型ノズル蓋（以下「蒸気発生器出入口ノズル蓋」という。）を設置していないものとして有効性評価を行っている。しかしながら、実際のミッドループ運転時には、蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置する状況も考えられるため、設置した場合の評価項目となるパラメータに与える影響を確認した。</p> <p>蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置する場合、「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」時には、炉心崩壊熱による発生蒸気は蒸気発生器へ流入しないことから、設置しない場合と比べて1次冷却系の開口部からの流出流量は大きくなる。しかし、現状の評価である蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置しない場合においても、図1に示すとおり蒸気発生器への流入は流量の数%程度であり、1次冷却系の開口部からの流出が支配的となるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>また、「原子炉冷却材の流出」時には、同様に設置しない場合と比べて1次冷却系開口部及び流出口からの流出流量は大きくなるが、現状の評価である蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置しない場合においても、図2に示すとおり蒸気発生器への流入は発生蒸気流量の数%程度であり、1次冷却系の開口部及び流出口からの流出が支配的となるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>さらに、蒸気発生器出入口ノズル蓋はミッドループ水位到達後からある程度時間が経過したところで設置するため、現状の評価で想定している崩壊熱より小さくなることから、評価項目となるパラメータに与える影響はさらに小さくなる方向となる。</p>	<p style="text-align: center;">記載表現の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.10 蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置した場合の影響について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p style="text-align: center;">時間 (分)</p>	 <p style="text-align: center;">時間 (分)</p>	
<p>図1 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の蒸気発生器入口気相流量の推移</p>	<p>図1 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の蒸気発生器入口気相流量の推移</p>	
 <p style="text-align: center;">時間 (分)</p>	 <p style="text-align: center;">時間 (分)</p>	
<p>図2 原子炉冷却材の流出時の蒸気発生器入口気相流量の推移</p>	<p>図2 原子炉冷却材の流出時の蒸気発生器入口気相流量の推移</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.11 キャビティ満水時における事故影響の緩和手段について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.12</p> <p style="text-align: center;">キャビティ満水時における事故影響の緩和手段について</p> <p>1. キャビティ満水状態における事象進展について</p> <p>キャビティ満水状態とは、ミッドループ運転後に燃料取替用水ピット水をキャビティ側に移行させた後、1系統の余熱除去系によって崩壊熱除去を行っている状態である。</p> <p>キャビティ満水状態の1次系保有水量は、遮蔽設計における設計基準線量率に相当する水位^{※1}（炉心上端より約4m以上に相当）よりも上部に980m³以上確保されており、「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」が発生した場合は、事象発生後約7.3時間で沸騰を開始し、約17m³/時間の速度で蒸散が進み、約57時間で遮蔽設計基準値に相当する水位まで低下する。</p> <p>また、「原子炉冷却材の流出」が発生した場合は、有効性評価における想定と同様に燃料取替用水ピット戻り配管からの流出が継続するとした場合、約2時間で同水位まで低下するが、原子炉キャビティ水位の低下及び燃料取替用水ピット水位の上昇により流出を早期に検知し、漏えい箇所の特定制及び隔離等により流出停止の措置を講じることが可能である。</p> <p>また、燃料取替用水ピット戻り配管以外からの流出を想定した場合においても、サンプル水位の上昇、ピット水位の上昇等により流出を早期に検知し、同様の措置を講じることが可能である。</p> <p>※1 使用済燃料ピットの燃料損傷防止に係る有効性評価においては、事象発生後にピット近傍で注水等の対応操作に当たる要員の過度の被ばくを防止するため、使用済燃料ピット中央表面の線量率が、燃料取替時の燃料取替建屋内の遮蔽設計基準値(第IV区分:0.15mSv/h未満)となるように遮蔽水位を設定して評価をしている。一方、キャビティ満水状態における想定事象発生時にはCV内での対応操作は必要とならないが、同様の水位を必要遮蔽厚として設定した。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.4.1.11</p> <p style="text-align: center;">キャビティ満水時における事故影響の緩和手段について</p> <p>1. キャビティ満水状態における事象進展について</p> <p>キャビティ満水状態とは、ミッドループ運転後に燃料取替用水ピット水をキャビティ側に移行させた後、1系統の余熱除去系によって崩壊熱除去を行っている状態である。</p> <p>キャビティ満水状態の1次冷却系保有水量は、遮蔽設計における設計基準線量率に相当する水位^{※1}（炉心上端より約4m以上に相当）よりも上部に約1,000m³確保されており、「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」が発生した場合は、事象発生後約7.5時間で沸騰を開始し、約15m³/時間の速度で蒸散が進み、約63時間で遮蔽設計基準値に相当する水位まで低下する。</p> <p>また、「原子炉冷却材の流出」が発生した場合は、有効性評価における想定と同様に燃料取替用水ピット戻り配管からの流出が継続するとした場合、約2時間で同水位まで低下するが、原子炉キャビティ水位の低下及び燃料取替用水ピット水位の上昇により流出を早期に検知し、漏えい箇所の特定制及び隔離等により流出停止の措置を講じることが可能である。</p> <p>また、燃料取替用水ピット戻り配管以外からの流出を想定した場合においても、サンプル水位の上昇、ピット水位の上昇等により流出を早期に検知し、同様の措置を講じることが可能である。</p> <p>※1 使用済燃料ピットの燃料損傷防止に係る有効性評価においては、事象発生後にピット近傍で注水等の対応操作に当たる要員の過度の被ばくを防止するため、使用済燃料ピット中央表面の線量率が、燃料取替時の燃料取替建屋内の遮蔽設計基準値(第IV区分:0.15mSv/h未満)となるように遮蔽水位を設定して評価をしている。一方、キャビティ満水状態における想定事象発生時には原子炉格納容器内での対応操作は必要とならないが、同様の水位を必要遮蔽厚として設定した。</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.11 キャビティ満水時における事故影響の緩和手段について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																										
<p>2. 運転停止時における有効性評価上の要求事項について</p> <p>運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド（以下、審査ガイドという）の要求事項に対して、ミッドループ運転状態及びキャビティ満水状態における評価項目を表1に示す。</p> <p>下表のとおりキャビティ満水状態においては、遮蔽設計基準値に相当する水位に対する確認が必要であり、次項にその結果を示す。</p> <p>表1 ミッドループ運転状態及びキャビティ満水状態における評価項目について</p> <table border="1" data-bbox="156 446 1030 829"> <thead> <tr> <th></th> <th></th> <th>ミッドループ運転</th> <th>キャビティ満水 (モード外を除く)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">プラント 状態</td> <td>原子炉容器 開口状態</td> <td>上蓋あり</td> <td>上蓋なし</td> </tr> <tr> <td>純水ライン</td> <td>隔離</td> <td>隔離</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">審査ガイド の要求 事項</td> <td>(a)燃料冠水</td> <td>確認が必要</td> <td>燃料露出より前に遮蔽 必要厚さに到達するた め、(b)で評価する。</td> </tr> <tr> <td>(b)遮蔽厚</td> <td>原子炉容器上蓋が閉止されている 状態であることから問題ない。^{※2}</td> <td>確認が必要</td> </tr> <tr> <td>(c)未臨界</td> <td>純水による希釈は発生しない。また、 炉心で沸騰が生じたとしても反応度への影響は軽微であり、未臨界を維持していることを確認している。</td> <td>同左</td> </tr> </tbody> </table> <p>※2 ミッドループ運転状態における炉心からの放射線の遮蔽効果</p> <p>ミッドループ運転状態において水位が燃料有効部上端まで低下した場合を想定し、原子炉容器上蓋、上部炉心支持板等の炉内構造物による遮蔽効果を考慮して線量率を評価したところ、原子炉容器上蓋表面において 0.084mSv/h となり、燃料取替時における遮蔽設計区分（第IV区分：0.15mSv/h 未満）となった。</p> <p>したがって、遮蔽維持のための水位(炉心上端より約 4m 以上に相当)と同等の遮蔽効果を有しているため、ミッドループ運転状態においては燃料冠水状態を維持することで、遮蔽厚さに対する要求事項を満足している。</p>			ミッドループ運転	キャビティ満水 (モード外を除く)	プラント 状態	原子炉容器 開口状態	上蓋あり	上蓋なし	純水ライン	隔離	隔離	審査ガイド の要求 事項	(a)燃料冠水	確認が必要	燃料露出より前に遮蔽 必要厚さに到達するた め、(b)で評価する。	(b)遮蔽厚	原子炉容器上蓋が閉止されている 状態であることから問題ない。 ^{※2}	確認が必要	(c)未臨界	純水による希釈は発生しない。また、 炉心で沸騰が生じたとしても反応度への影響は軽微であり、未臨界を維持していることを確認している。	同左	<p>2. 運転停止時における有効性評価上の要求事項について</p> <p>運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド（以下、審査ガイドという）の要求事項に対して、ミッドループ運転状態及びキャビティ満水状態における評価項目を表1に示す。</p> <p>下表のとおりキャビティ満水状態においては、遮蔽設計基準値に相当する水位に対する確認が必要であり、次項にその結果を示す。</p> <p>表1 ミッドループ運転状態及びキャビティ満水状態における評価項目について</p> <table border="1" data-bbox="1198 454 1825 837"> <thead> <tr> <th></th> <th></th> <th>ミッドループ運転</th> <th>キャビティ満水 (モード外を除く)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">プラント 状態</td> <td>原子炉容器 開口状態</td> <td>上蓋あり</td> <td>上蓋なし</td> </tr> <tr> <td>純水ライン</td> <td>隔離</td> <td>隔離</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">審査ガイド の要求 事項</td> <td>(a)燃料冠水</td> <td>確認が必要</td> <td>燃料露出より前に遮蔽必要 厚さに到達するため、(b) で評価する。</td> </tr> <tr> <td>(b)遮蔽厚</td> <td>原子炉容器上蓋が閉止されて いる状態であることから 問題ない。^{※2}</td> <td>確認が必要</td> </tr> <tr> <td>(c)未臨界</td> <td>純水による希釈は発生しない。 また、炉心で沸騰が生じた としても反応度への影響は 軽微であり、未臨界を維持 していることを確認して いる。</td> <td>同左</td> </tr> </tbody> </table> <p>※2 ミッドループ運転状態における炉心からの放射線の遮蔽効果</p> <p>ミッドループ運転状態において水位が燃料有効部上端まで低下した場合を想定し、原子炉容器上蓋、上部炉心支持板等の炉内構造物による遮蔽効果を考慮して線量率を評価したところ、原子炉容器上蓋表面において 0.084mSv/h となり、燃料取替時における遮蔽設計区分（第IV区分：0.15mSv/h 未満）となった。</p> <p>したがって、遮蔽維持のための水位(炉心上端より約 4m 以上に相当)と同等の遮蔽効果を有しているため、ミッドループ運転状態においては燃料冠水状態を維持することで、遮蔽厚さに対する要求事項を満足している。</p>			ミッドループ運転	キャビティ満水 (モード外を除く)	プラント 状態	原子炉容器 開口状態	上蓋あり	上蓋なし	純水ライン	隔離	隔離	審査ガイド の要求 事項	(a)燃料冠水	確認が必要	燃料露出より前に遮蔽必要 厚さに到達するため、(b) で評価する。	(b)遮蔽厚	原子炉容器上蓋が閉止されて いる状態であることから 問題ない。 ^{※2}	確認が必要	(c)未臨界	純水による希釈は発生しない。 また、炉心で沸騰が生じた としても反応度への影響は 軽微であり、未臨界を維持 していることを確認して いる。	同左	
		ミッドループ運転	キャビティ満水 (モード外を除く)																																									
プラント 状態	原子炉容器 開口状態	上蓋あり	上蓋なし																																									
	純水ライン	隔離	隔離																																									
審査ガイド の要求 事項	(a)燃料冠水	確認が必要	燃料露出より前に遮蔽 必要厚さに到達するた め、(b)で評価する。																																									
	(b)遮蔽厚	原子炉容器上蓋が閉止されている 状態であることから問題ない。 ^{※2}	確認が必要																																									
	(c)未臨界	純水による希釈は発生しない。また、 炉心で沸騰が生じたとしても反応度への影響は軽微であり、未臨界を維持していることを確認している。	同左																																									
		ミッドループ運転	キャビティ満水 (モード外を除く)																																									
プラント 状態	原子炉容器 開口状態	上蓋あり	上蓋なし																																									
	純水ライン	隔離	隔離																																									
審査ガイド の要求 事項	(a)燃料冠水	確認が必要	燃料露出より前に遮蔽必要 厚さに到達するため、(b) で評価する。																																									
	(b)遮蔽厚	原子炉容器上蓋が閉止されて いる状態であることから 問題ない。 ^{※2}	確認が必要																																									
	(c)未臨界	純水による希釈は発生しない。 また、炉心で沸騰が生じた としても反応度への影響は 軽微であり、未臨界を維持 していることを確認して いる。	同左																																									

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.11 キャビティ満水時における事故影響の緩和手段について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>3. キャビティ満水状態における事故影響の緩和手段について</p> <p>キャビティ満水状態においては、事象発生後、十分な時間余裕を有しており、更に、運転中の余熱除去系統の機能喪失に備えて、もう片系統の余熱除去系統を待機状態としておくことを社内規定で定めており、以下のとおり事象収束が可能である。</p> <p>(1) 事象発生後の手順</p> <p>①余熱除去系統の機能喪失事象が発生した場合（図1）</p> <p>運転中の余熱除去系統（A-RHRとする。）が機能喪失した場合、ポンプのトリップ信号、キャビティ水位計等により事象発生を検知し、待機状態の余熱除去系統(B-RHR)によって崩壊熱の除去を行うことができる。</p> <p>このため、キャビティ水位の有意な低下は発生しない。</p> <p>また、運転操作としては、ミッドループ運転状態のような蓄圧タンクによる注水（事象発生後60分後、100分後、140分後で実施）又は恒設代替低圧注水ポンプによる注水（事象発生後141分後で実施）等の操作を実施する必要がなく運転操作の観点でもミッドループ運転状態の方が厳しい。</p> <p>②全交流動力電源喪失事象が発生した場合（図2）</p> <p>事象発生後、キャビティ水位は低下するが、空冷式非常用発電装置による電源回復後は、A-RHR又はB-RHRポンプを起動させることで、崩壊熱の除去を行うことができる。</p> <p>仮に事象発生後24時間後にRHRポンプを起動させた場合、その間の蒸散量を考慮しても、キャビティの保有水量は700m³以上確保されている。</p> <p>また、運転操作としても、①と同様にミッドループ運転状態の方が厳しい。</p> <p>③原子炉冷却材の流出事象が発生した場合（図1）</p> <p>事象発生後、系統からの漏えいや流出に対して様々な検知方法が整備されており、キャビティ水位の低下を早期に検知できる。燃料取替用水ピット戻り配管からの流出の場合は、流出箇所の特定制後は中央制御室操作による電動弁の閉止およびRHRポンプの停止操作等により事象を収束させることができる。^{*3}</p> <p>事象収束後は、A-RHR又はB-RHRポンプを用いて（1）と同様の手順で崩壊熱の除去を行うことができる。</p> <p>対応手順と所要時間を図3に示す。事象発生後30分（状況判断10分+格納容器隔離10分+漏えい箇所隔離操作10分）で流出停止が可能であり、その間の流出量を考慮してもキャビティの保有水量は900m³以上確保されている。</p> <p>なお、燃料取替用水ピット戻り配管以外からの流出の場合は、系統隔離のための現場操作を伴うことも考えられるが、2時間以内に十分操作可能である。</p>	<p>3. キャビティ満水状態における事故影響の緩和手段について</p> <p>キャビティ満水状態においては、事象発生後、十分な時間余裕を有しており、更に、運転中の余熱除去系統の機能喪失に備えて、もう片系統の余熱除去系統を待機状態としておくことを社内規定で定めており、以下のとおり事象収束が可能である。</p> <p>(1) 事象発生後の手順</p> <p>①余熱除去系統の機能喪失事象が発生した場合（図1）</p> <p>運転中の余熱除去系統（A-余熱除去ポンプとする。）が機能喪失した場合、ポンプのトリップ信号、キャビティ水位計等により事象発生を検知し、待機状態の余熱除去系統（B-余熱除去ポンプ）によって崩壊熱の除去を行うことができる。</p> <p>このため、キャビティ水位の有意な低下は発生しない。</p> <p>また、運転操作としては、ミッドループ運転状態のような代替格納容器スプレイポンプによる注水を事象発生後60分で実施する必要がなく運転操作の観点でもミッドループ運転状態の方が厳しい。</p> <p>②全交流動力電源喪失事象が発生した場合（図2）</p> <p>事象発生後、キャビティ水位は低下するが、代替非常用発電機による電源回復後は、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水、可搬型大型送水ポンプ車による高圧注入ポンプ補機冷却水通水及び格納容器内自然対流冷却によって、崩壊熱の除去及び低下した水位の回復を行うことができる。</p> <p>仮に事象発生後24時間に代替格納容器スプレイポンプを起動させた場合、その間の蒸発量を考慮しても、キャビティの保有水量は600m³以上確保されている。</p> <p>また、運転操作としても、①と同様にミッドループ運転状態の方が厳しい。</p> <p>③原子炉冷却材の流出事象が発生した場合（図1）</p> <p>事象発生後、系統からの漏えいや流出に対して様々な検知方法が整備されており、キャビティ水位の低下を早期に検知できる。燃料取替用水ピット戻り配管からの流出の場合は、流出箇所の特定制後は中央制御室操作による電動弁の閉止及び余熱除去ポンプの停止操作等により事象を収束させることができる。^{*3}</p> <p>事象収束後は、A-余熱除去ポンプ又はB-余熱除去ポンプを用いて（1）と同様の手順で崩壊熱の除去を行うことができる。</p> <p>対応手順と所要時間を図3に示す。事象発生後20分（状況判断10分+格納容器隔離5分+漏えい箇所隔離操作5分）で流出停止が可能であり、その間の流出量を考慮してもキャビティの保有水量は800m³以上確保されている。</p> <p>なお、燃料取替用水ピット戻り配管以外からの流出の場合は、系統隔離のための現場操作を伴うことも考えられるが、2時間以内に十分操作可能である。</p>	<p>設備の相違</p> <p>設計の相違</p> <p>・代替交流電源設備による余熱除去ポンプの起動は出来ないため炉心注水等を実施（伊方と同様）</p> <p>想定時間の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.11 キャビティ満水時における事故影響の緩和手段について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																								
<p>※3 系統構成上考えられる流出経路は、余熱除去系統と化学体積制御系等があるが、有効性評価においては、最大流出流量として余熱除去系統の燃料取替用水ピットへの戻り配管（8インチ配管）を誤開した場合を想定している。この場合に流出した冷却材は燃料取替用水ピットからの補給ラインによって余熱除去ポンプによりキャビティへ移送することで水量を回復させることができる。</p> <p>一方、その他の化学体積制御系統等から流出した場合は、流出量は小さく十分な時間余裕があり、さらに事象が発生したとしても補助建屋サンプ又は格納容器サンプの水位上昇等により早期に検知することができる。</p>	<p>※3 系統構成上考えられる流出経路は、余熱除去系統と化学体積制御系統等があるが、有効性評価においては、最大流出流量として余熱除去系統の燃料取替用水ピットへの戻り配管（8インチ配管）を誤開した場合を想定している。この場合に流出した冷却材は燃料取替用水ピットからの補給ラインによって余熱除去ポンプによりキャビティへ移送することで水量を回復させることができる。</p> <p>一方、その他の化学体積制御系統等から流出した場合は、流出量は小さく十分な時間余裕があり、さらに事象が発生したとしても補助建屋サンプタンク又は格納容器サンプの水位上昇等により早期に検知することができる。</p>																									
<p>表2 ミッドループ運転状態及びキャビティ満水状態における事象収束操作</p>	<p>表2 ミッドループ運転及びキャビティ満水状態における事象収束操作</p>																									
<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>ミッドループ運転</th> <th>キャビティ満水 (モード外を除く)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>① 余熱除去系統の機能喪失事象</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生後速やかに検知できる。 炉心水位は低下し、事象発生後60分、100分、140分で蓄圧タンク注入、141分で恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を実施する。 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生後速やかに検知できる。 待機状態のRHRを運転させることで、有意な水位低下は発生しない。 ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注水等の運転操作が不要である。 </td> </tr> <tr> <td>② 全交流動力電源喪失</td> <td>同上</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生後速やかに検知できる。 仮に事象発生後24時間後にRHRポンプを起動させたとし、その間の蒸散量を考慮してもキャビティの保有水量は700m³以上確保されている。 ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注水等の運転操作が不要である。 </td> </tr> <tr> <td>③ 原子炉冷却材の流出</td> <td> 事象発生後約3分後にRHRポンプがトリップする。炉心水位は低下するが約23分後に充てんポンプによる炉心注水を実施し、水位は回復する。 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生後10分後に流出箇所を特定できる。 事象発生後30分後に流出停止した場合、その間の流出量を考慮してもキャビティの保有水量は900m³以上確保されている。 ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注水等の運転操作が不要である。（図3） </td> </tr> </tbody> </table>		ミッドループ運転	キャビティ満水 (モード外を除く)	① 余熱除去系統の機能喪失事象	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後速やかに検知できる。 炉心水位は低下し、事象発生後60分、100分、140分で蓄圧タンク注入、141分で恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を実施する。 	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後速やかに検知できる。 待機状態のRHRを運転させることで、有意な水位低下は発生しない。 ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注水等の運転操作が不要である。 	② 全交流動力電源喪失	同上	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後速やかに検知できる。 仮に事象発生後24時間後にRHRポンプを起動させたとし、その間の蒸散量を考慮してもキャビティの保有水量は700m³以上確保されている。 ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注水等の運転操作が不要である。 	③ 原子炉冷却材の流出	事象発生後約3分後にRHRポンプがトリップする。炉心水位は低下するが約23分後に充てんポンプによる炉心注水を実施し、水位は回復する。	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後10分後に流出箇所を特定できる。 事象発生後30分後に流出停止した場合、その間の流出量を考慮してもキャビティの保有水量は900m³以上確保されている。 ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注水等の運転操作が不要である。（図3） 	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>ミッドループ運転</th> <th>キャビティ満水 (モード外を除く)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>① 余熱除去系統の機能喪失事象</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生後速やかに検知できる。 炉心水位は低下し、事象発生後60分で代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を実施する。 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生後速やかに検知できる。 待機状態のRHRを運転させることで、有意な水位低下は発生しない 代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を実施し、蒸発により低下した水位を回復させる。 ミッドループ運転状態の場合に比べて炉心注水等の運転操作に時間的余裕がある。 </td> </tr> <tr> <td>② 全交流動力電源喪失</td> <td>同上</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生後速やかに検知できる。 仮に事象発生後24時間後に代替格納容器スプレイポンプを起動させたとし、その間の蒸発量を考慮してもキャビティの保有水量は600m³以上確保されている。 ミッドループ運転状態の場合に比べて炉心注水等の運転操作に時間的余裕がある。 </td> </tr> <tr> <td>③ 原子炉冷却材の流出</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生後約2分で余熱除去ポンプがトリップする。 炉心水位は低下するが約22分で充てんポンプによる炉心注水を実施し、水位は回復する。 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生後10分で流出箇所を特定できる。 事象発生後20分で流出停止した場合、その間の流出量を考慮してもキャビティの保有水量は800m³以上確保されている。（図4） </td> </tr> </tbody> </table>		ミッドループ運転	キャビティ満水 (モード外を除く)	① 余熱除去系統の機能喪失事象	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後速やかに検知できる。 炉心水位は低下し、事象発生後60分で代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を実施する。 	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後速やかに検知できる。 待機状態のRHRを運転させることで、有意な水位低下は発生しない 代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を実施し、蒸発により低下した水位を回復させる。 ミッドループ運転状態の場合に比べて炉心注水等の運転操作に時間的余裕がある。 	② 全交流動力電源喪失	同上	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後速やかに検知できる。 仮に事象発生後24時間後に代替格納容器スプレイポンプを起動させたとし、その間の蒸発量を考慮してもキャビティの保有水量は600m³以上確保されている。 ミッドループ運転状態の場合に比べて炉心注水等の運転操作に時間的余裕がある。 	③ 原子炉冷却材の流出	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後約2分で余熱除去ポンプがトリップする。 炉心水位は低下するが約22分で充てんポンプによる炉心注水を実施し、水位は回復する。 	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後10分で流出箇所を特定できる。 事象発生後20分で流出停止した場合、その間の流出量を考慮してもキャビティの保有水量は800m³以上確保されている。（図4） 	
	ミッドループ運転	キャビティ満水 (モード外を除く)																								
① 余熱除去系統の機能喪失事象	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後速やかに検知できる。 炉心水位は低下し、事象発生後60分、100分、140分で蓄圧タンク注入、141分で恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を実施する。 	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後速やかに検知できる。 待機状態のRHRを運転させることで、有意な水位低下は発生しない。 ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注水等の運転操作が不要である。 																								
② 全交流動力電源喪失	同上	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後速やかに検知できる。 仮に事象発生後24時間後にRHRポンプを起動させたとし、その間の蒸散量を考慮してもキャビティの保有水量は700m³以上確保されている。 ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注水等の運転操作が不要である。 																								
③ 原子炉冷却材の流出	事象発生後約3分後にRHRポンプがトリップする。炉心水位は低下するが約23分後に充てんポンプによる炉心注水を実施し、水位は回復する。	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後10分後に流出箇所を特定できる。 事象発生後30分後に流出停止した場合、その間の流出量を考慮してもキャビティの保有水量は900m³以上確保されている。 ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注水等の運転操作が不要である。（図3） 																								
	ミッドループ運転	キャビティ満水 (モード外を除く)																								
① 余熱除去系統の機能喪失事象	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後速やかに検知できる。 炉心水位は低下し、事象発生後60分で代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を実施する。 	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後速やかに検知できる。 待機状態のRHRを運転させることで、有意な水位低下は発生しない 代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を実施し、蒸発により低下した水位を回復させる。 ミッドループ運転状態の場合に比べて炉心注水等の運転操作に時間的余裕がある。 																								
② 全交流動力電源喪失	同上	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後速やかに検知できる。 仮に事象発生後24時間後に代替格納容器スプレイポンプを起動させたとし、その間の蒸発量を考慮してもキャビティの保有水量は600m³以上確保されている。 ミッドループ運転状態の場合に比べて炉心注水等の運転操作に時間的余裕がある。 																								
③ 原子炉冷却材の流出	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後約2分で余熱除去ポンプがトリップする。 炉心水位は低下するが約22分で充てんポンプによる炉心注水を実施し、水位は回復する。 	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後10分で流出箇所を特定できる。 事象発生後20分で流出停止した場合、その間の流出量を考慮してもキャビティの保有水量は800m³以上確保されている。（図4） 																								
<p>(注) ミッドループ運転状態とキャビティ満水状態において運転操作のために確保されている総要員数は同じ。</p>	<p>(注) ミッドループ運転状態とキャビティ満水状態において運転操作のために確保されている総要員数は同じ。</p>																									

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

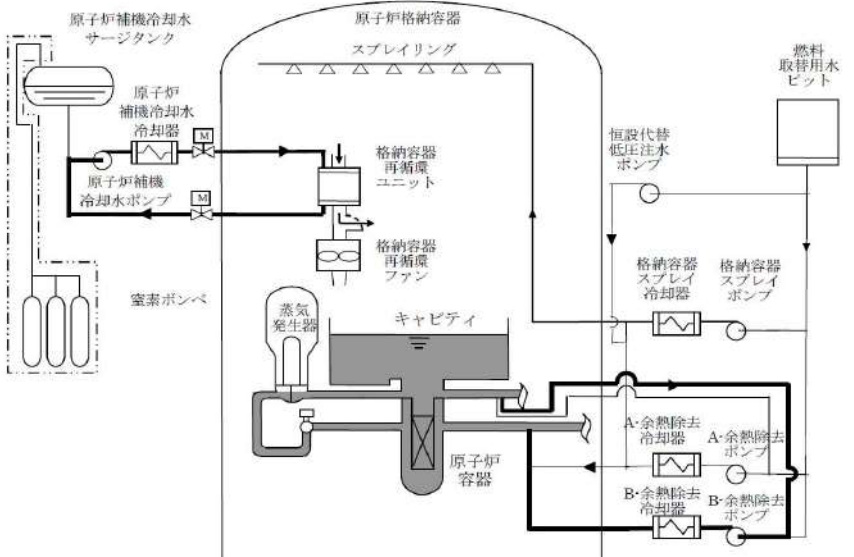
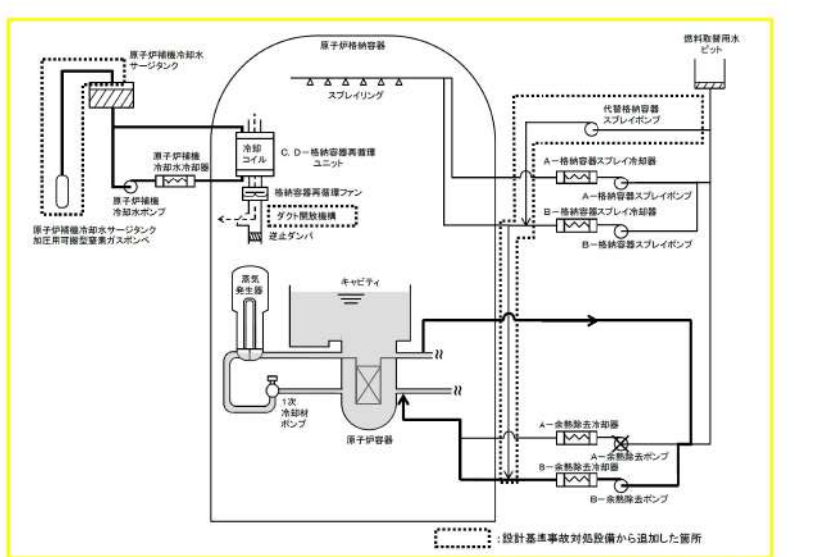
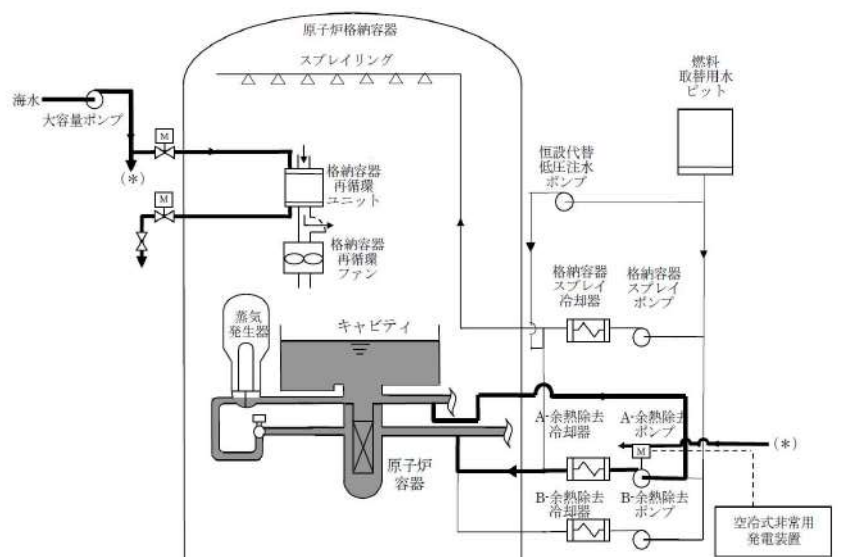
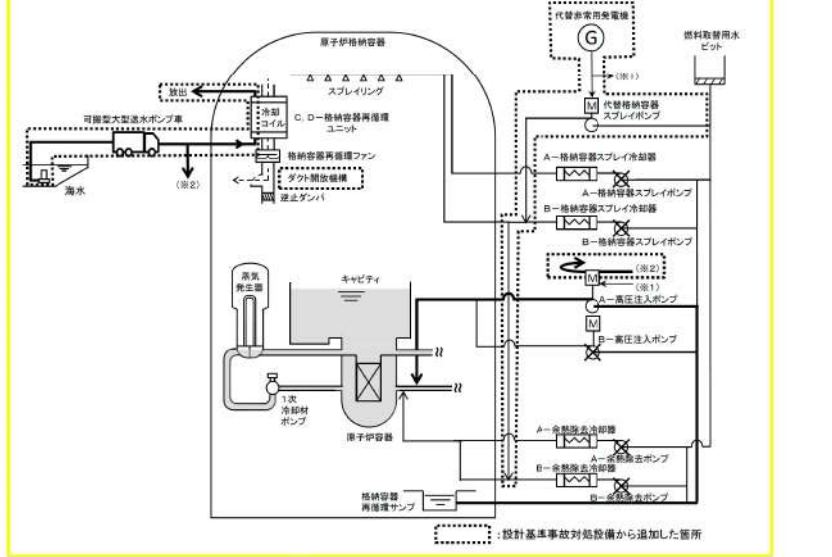
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.11 キャビティ満水時における事故影響の緩和手段について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(2) 格納容器への影響</p> <p>事象発生後、キャビティ水の蒸散により格納容器圧力・温度が上昇傾向になったとしても、ミッドループ運転状態と同様に最終ヒートシンクとなる機器（大容量ポンプ及び格納容器再循環ユニット）を機能要求していることから、格納容器内自然対流冷却による格納容器の除熱を維持できる。</p> <p>4. まとめ</p> <p>3. 項で示したとおり、キャビティ満水状態においては、事象発生後、十分な時間余裕を有しており、さらに、運転操作の観点でも、ミッドループ運転状態の方が必要な操作が多いことから、ミッドループ運転状態を対象として有効性評価を実施している。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>(2) 原子炉格納容器への影響</p> <p>事象発生後、キャビティ水の蒸発により原子炉格納容器圧力及び温度が上昇傾向になったとしても、ミッドループ運転状態と同様に最終ヒートシンクとなる機器（可搬型大型送水ポンプ車及び格納容器再循環ユニット）を機能要求していることから、格納容器内自然対流冷却による原子炉格納容器の除熱を維持できる。</p> <p>4. まとめ</p> <p>3. 項で示したとおり、キャビティ満水状態においては、事象発生後、十分な時間余裕を有しており、さらに、運転操作の観点でも、ミッドループ運転状態の方が必要な操作が多いことから、ミッドループ運転状態を対象として有効性評価を実施している。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.11 キャビティ満水時における事故影響の緩和手段について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>図1 重大事故対策概要図（崩壊熱除去機能喪失、原子炉冷却材の流出の場合）</p>	 <p>図1 重大事故対策概要図（崩壊熱除去機能喪失、原子炉冷却材の流出の場合）</p>	
 <p>図2 重大事故対策概要図（全交流動力電源喪失の場合）</p>	 <p>図2 重大事故対策概要図（全交流動力電源喪失の場合）</p>	

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失 (余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失) (添付資料 7.4.1.11 キャビティ満水時における事故影響の緩和手段について)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 緑字：記載表現、設備名称の相違 (実質的な相違なし)

大飯発電所3/4号炉

泊発電所3号炉

相違理由

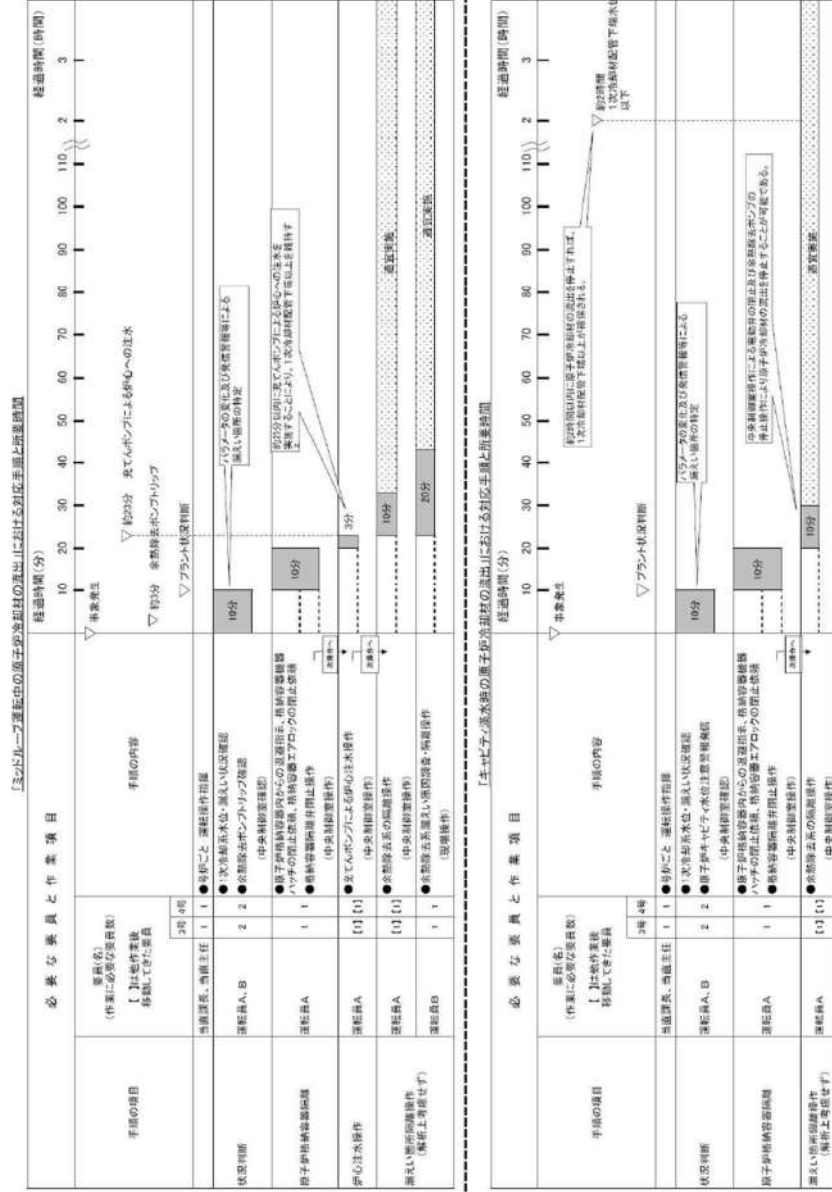


図3 キャビティ満水時の原子炉冷却材の流出における対応手順と所要時間

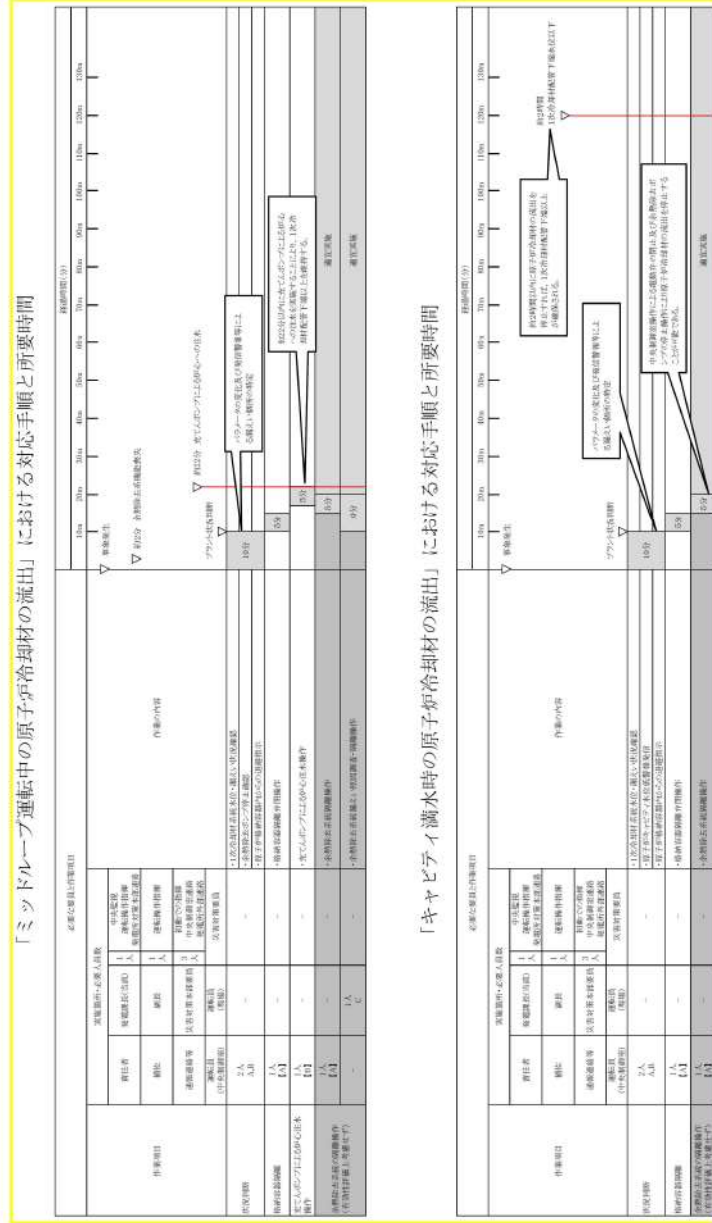


図3 キャビティ満水状態の原子炉冷却材流出事象における対応手順と所要時間

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.12 燃料取出前のミッドループ運転中以外のプラント状態での評価項目に対する影響について（崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）））

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 5. 1. 13</p> <p style="text-align: center;">燃料取出前のミッドループ運転中以外のプラント状態での評価項目に対する影響について （「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」）</p> <p>重要事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、炉心崩壊熱及び1次系保有水量の観点から、「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」を重要事故シーケンスとして有効性評価を実施し、評価項目を満足することを確認している。</p> <p>原子炉の運転停止中は主発電機の解列から並列までの期間であり、この期間中はプラントの状態が様々に変化する。このためプラントの運転状態、1次系の開放状態、1次系保有水量、崩壊熱及び保守点検状況などに応じた緩和設備の状態等に応じて、図1に示すとおり、プラントの状態を適切に区分した上で、燃料取出前のミッドループ運転中以外の期間について、評価項目に対する影響を確認した。</p> <p>表1に示すとおり、余熱除去系による冷却を行っているプラント状態においては、炉心崩壊熱及び1次系保有水量の観点から、燃料取出前のミッドループ運転時の状態が評価項目である燃料有効長頂部の冠水、放射線遮へいが維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して最も厳しい想定であり、運転停止中の他のプラント状態においても全ての評価項目を満足できる。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7. 4. 1. 12</p> <p style="text-align: center;">燃料取出前のミッドループ運転中以外のプラント状態での評価項目に対する影響について （崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」）</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、炉心崩壊熱及び1次冷却系保有水量の観点から、「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」を重要事故シーケンスとして有効性評価を実施し、評価項目を満足することを確認している。</p> <p>原子炉の運転停止中は主発電機の解列から並列までの期間であり、この期間中はプラントの状態が様々に変化する。このためプラントの運転状態、1次冷却系の開放状態、1次冷却系保有水量、崩壊熱及び保守点検状況などに応じた緩和設備の状態等に応じて、図1に示すとおり、プラントの状態を適切に区分した上で、燃料取出前のミッドループ運転中以外の期間について、評価項目に対する影響を確認した。</p> <p>表1に示すとおり、余熱除去系による冷却を行っているプラント状態においては、炉心崩壊熱及び1次冷却系保有水量の観点から、燃料取出前のミッドループ運転時の状態が評価項目である燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮へいが維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して最も厳しい想定であり、運転停止中の他のプラント状態においても全ての評価項目を満足できる。</p>	<p style="text-align: center;">記載表現の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失 (余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失) (添付資料 7.4.1.12 燃料取出前のミッドループ運転中以外のプラント状態での評価項目に対する影響について (崩壊熱除去機能喪失 (余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)))

赤字: 設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字: 記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 緑字: 記載表現、設備名称の相違 (実質的な相違なし)

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図1 定期検査時のプラント状態と主要パラメータの推移</p>	<p>図1 定期検査時のプラント状態と主要パラメータの推移</p>	<p>相違理由</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.12 燃料取出前のミッドループ運転中以外のプラント状態での評価項目に対する影響について（崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失））

大飯発電所3 / 4号炉		泊発電所3号炉		相違理由
プラント状態	燃料有効長頂部冠水	放射線の遮へい維持できる水位の確保	放射線の遮へい維持できる水位の確保	
1 部分出力運転状態		運転停止中の評価項目	運転停止中の評価項目	
2 高温停止状態（非常用炉心冷却装置動作信号ブロックまで）	・2次冷却系により崩壊熱を除去している期間であり、運転停止中の事故シナリオグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」は発生しないため、評価対象外である。	放射線の遮へい維持できる水位の確保	放射線の遮へい維持できる水位の確保	
3 原炉停止状態（非常用炉心冷却装置動作信号ブロック以降）から余熱除去運転開始まで		○	○	
4 余熱除去系による冷却状態①（1次系は還水状態）	・プラント状態5より崩壊熱が大きい時、1次冷却系が1次系保水水量が多く、かつ、1次冷却系に開口部がないため、プラント状態5より1次系保水水量が多いため、プラント状態5に包絡される。	○	○	
5 余熱除去系による冷却状態②（ミッドループ運転状態）	・有効性評価にて評価項目を満足することを確認している。	○	○	
6 原子炉上部キャビティ還水状態①（燃料取出）	・プラント状態5より崩壊熱が小さく、1次系保水水量も多いため、1次冷却系に保水水量の低下が深いことから、プラント状態5に包絡される。	○	○	

※○：原子炉容器ふたを設置している状態 ー：原子炉容器ふたを取り外している状態

大飯発電所3 / 4号炉		泊発電所3号炉		相違理由
プラント状態	燃料有効長頂部冠水	放射線の遮へい維持できる水位の確保	放射線の遮へい維持できる水位の確保	
1 部分出力運転状態		運転停止中の評価項目	運転停止中の評価項目	
2 高温停止状態	2次冷却系により崩壊熱を除去している期間であり、運転停止中の事故シナリオグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」は発生しないため、評価対象外である。	放射線の遮へい維持できる水位の確保	放射線の遮へい維持できる水位の確保	
3 高温停止状態（非常用炉心冷却装置動作信号ブロックまで）		○	○	
4 ROR系による冷却状態①（1次冷却系は還水状態）	・プラント状態5より崩壊熱が高いが、1次冷却系保水水量が多く、かつ、1次冷却系に開口部がないため、プラント状態5よりも炉心開口部に対して余裕がある。したがって、プラント状態5に包絡される。	○	○	
5 ROR系による冷却状態②（ミッドループ運転状態）	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している。	○	○	
6 原子炉キャビティ還水（燃料取出し）	崩壊熱が低く、1次冷却系保水水量も多いため、1次冷却系保水水量の減少が浅いことから、プラント状態5に包絡される。	○	○	

※○：原子炉容器蓋を設置している状態 ー：原子炉容器蓋を取り外している状態

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.12 燃料取出前のミッドループ運転中以外のプラント状態での評価項目に対する影響について（崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）））

大飯発電所3 / 4号炉				泊発電所3号炉				相違理由
プラント状態	燃料有効長頂面冠水	放射線の差へいが維持できる水位の確保*	運転停止中の評価項目	燃料有効長頂面冠水	放射線の差へいが維持できる水位の確保*	運転停止中の評価項目		
7 燃料取出状態			評価対象外					
8 原子炉上堰チャピア/満水状態②（燃料表前）	・プラント状態5より崩壊熱が小さく、1次系保有水量も多いため、1次系保有水量の低下が速いことからプラント状態5に包絡される。	—	・プラント状態5より崩壊熱が小さく、1次系保有水量も多いため、1次系保有水量の低下が速いことから、プラント状態5に包絡される。 ・原子炉容器ふたの取り付け時は崩壊熱がプラント状態5よりも小さく、かつ、炉心上部の広範囲に水が循環されており、1次系保有水量の低下が速いことから放射線差へいが問題となることはない。					
9 余熱除去系による冷却状態③（ミッドループ運転状態）	・1次系保有水量はプラント状態5と同等であるが、崩壊熱がプラント状態5より小さいため、プラント状態5に包絡される。	—	・プラント状態5より崩壊熱が小さいことから、プラント状態5に包絡される。 ・原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、かつ、プラント状態5より1次系保有水量が多いため、プラント状態5に包絡される。					
10 余熱除去系による冷却状態④（1次系は満水状態）	・プラント状態5より崩壊熱が小さく、1次系保有水量も多いため、1次系保有水量の低下が速いことからプラント状態5に包絡される。	○	・プラント状態5より崩壊熱が小さいため、1次系保有水量が減少し、プラント状態5に包絡される。					
11 1次冷却系調えい状態	・プラント状態1~3と同じ	○	・原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、かつ、プラント状態5より1次系保有水量が多いため、プラント状態5に包絡される。					
12 余熱除去系による冷却状態④（1次系は満水状態）	・プラント状態5より崩壊熱が小さく、1次系保有水量も多いため、1次系保有水量の低下が速いことからプラント状態5に包絡される。	○	・プラント状態5より崩壊熱が小さいため、1次系保有水量が減少し、プラント状態5に包絡される。					
13 余熱除去系高備から高温停止状態（非常用炉心冷却設備動作信号ロック解除まで）	・プラント状態1~3と同じ							
14 高温停止状態（非常用炉心冷却設備動作信号ロック解除から）								
15 部分出力運転状態								

※○：原子炉容器ふたを設置している状態 ー：原子炉容器ふたを取り外している状態

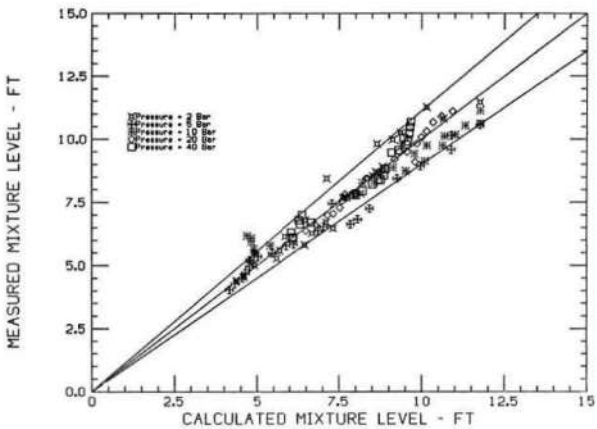
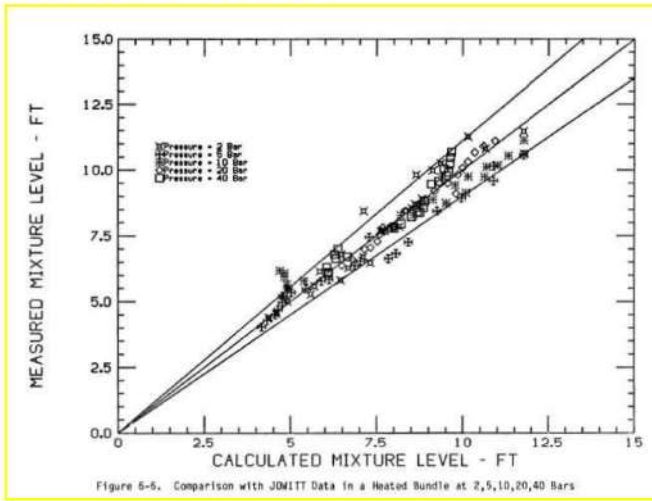
表1 各プラント状態における評価項目に対する影響（崩壊熱除去機能喪失）（2/2）

プラント状態	燃料有効長頂面冠水	放射線の差へいが維持できる水位の確保*	運転停止中の評価項目
7 燃料取出し状態			評価対象外
8 原子炉チャピア/満水状態②（燃料表前）	崩壊熱が低く、1次冷却系保有水量も多いため、1次冷却系保有水量の減少が速いことからプラント状態5に包絡される。	—	崩壊熱が低く、1次冷却系保有水量も多いため、1次冷却系保有水量の減少が速いことからプラント状態5に包絡される。 プラント状態5より崩壊熱が低く、ボイドの発生が少なくなるため、1次冷却材密度低下に伴う正の反応度補償効果は小さくなることから、プラント状態5に包絡される。
9 4R系による冷却状態③（ミッドループ運転状態）	1次冷却系保有水量は同等であるが、崩壊熱が低いため、プラント状態5に包絡される。	—	プラント状態5と同じ。 原子炉容器蓋は閉止されている状態であり、かつ、プラント状態5より1次冷却系保有水量が多いため、プラント状態5に包絡される。
10 4R系による冷却状態④（1次冷却系は満水状態）	崩壊熱が低く、1次冷却系保有水量も多いため、1次冷却系保有水量の減少が速いことからプラント状態5に包絡される。	○	崩壊熱が低く、ボイドの発生が少なくなるため、1次冷却材密度低下に伴う正の反応度補償効果は小さくなることから、プラント状態5に包絡される。
11 1次冷却系調えい状態（4R系は隔離）	プラント状態1~3と同じ。	○	原子炉容器蓋は閉止されている状態であり、かつ、プラント状態5より1次冷却系保有水量が多いため、プラント状態5に包絡される。
12 4R系による冷却状態⑤（1次冷却系は満水状態）	崩壊熱が低く、1次冷却系保有水量も多いため、1次冷却系保有水量の減少が速いことからプラント状態5に包絡される。	○	崩壊熱が低く、ボイドの発生が少なくなるため、1次冷却材密度低下に伴う正の反応度補償効果は小さくなることから、プラント状態5に包絡される。
13 4R系高備から高温停止状態			
14 高温停止状態（非常用炉心冷却設備動作信号ロック解除）			
15 部分出力運転状態			

※○：原子炉容器蓋を設置している状態 ー：原子炉容器蓋を取り外している状態

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.13 運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」のM-RELAP5 コードの不確かさについて）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 5. 1. 14</p> <p>運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」のM-RELAP5 コードの不確かさについて</p> <p>運転停止中の事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」では、運転中の重要事故シーケンスと異なり、1次冷却材圧力が低圧で推移する。</p> <p>このような低圧条件下において、M-RELAP5 コードの炉心水位の不確かさは図1に示す通り±10%程度である^[1]。</p> <p>したがって、炉心高さが約4mであることから炉心水位の不確かさは最大でも±0.4m程度となる。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」について評価した結果、図2及び図3のとおり最も低くなる原子炉容器内水位は、「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の場合で炉心上端から約1.1mの高さ位置、「原子炉冷却材の流出」の場合で炉心上端から約1.3mの高さ位置である。したがって、原子炉容器内水位は炉心上端より約0.4m以上高い位置に維持されており、コードにおける炉心水位の不確かさを考慮しても炉心の冠水は維持されるため、この不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。</p> <p><参考文献></p> <p>[1] A Full-Range Drift-Flux Correlation for Vertical Flows (Revision 1), EPRI NP-3989-SR Revision 1 Special Report September 1986</p>  <p>図1 M-RELAP5の炉心水位の不確かさについて</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7. 4. 1. 13</p> <p>運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」のM-RELAP5 コードの不確かさについて</p> <p>運転停止中の事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」では、運転中の重要事故シーケンスと異なり、1次冷却材圧力が低圧で推移する。</p> <p>このような低圧条件下において、M-RELAP5 コードの炉心水位の不確かさは図1に示す通り±10%程度である^[1]。</p> <p>したがって、炉心高さが約4mであることから炉心水位の不確かさは最大でも±0.4m程度となる。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」について評価した結果、図2及び図3のとおり最も低くなる原子炉容器内水位は、「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の場合で炉心上端から約1.0mの高さ位置、「原子炉冷却材の流出」の場合で炉心上端から約1.2mの高さ位置である。したがって、原子炉容器内水位は炉心上端より約0.4m以上高い位置に維持されており、コードにおける炉心水位の不確かさを考慮しても炉心の冠水は維持されるため、この不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。</p> <p><参考文献></p> <p>[1] A Full-Range Drift-Flux Correlation for Vertical Flows (Revision 1), EPRI NP-3989-SR Revision 1 Special Report September 1986</p>  <p>図1 M-RELAP5の炉心水位の不確かさについて</p>	<p>相違理由</p> <p>解析結果の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.13 運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」のM・RELAP5 コードの不確かさについて）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>大飯発電所3 / 4号炉</p> <p>蓄圧タンク注水開始(1基目) (60分) 蓄圧タンク注水開始 (2基目) (100分) 蓄圧タンク注水開始 (3基目) (140分) 恒設代替低圧注水ポンプによる注水開始 (141分)</p> <p>最低水位：約 4.84m (約 100分) 炉心上端：約 3.66m ⇒炉心上端から 約 1.1m</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる注水流量と開口部からの流出流量が釣り合うことで、炉心水位が安定</p> <p>時間 (分) *：気泡炉心水位を表示</p>	<p>泊発電所3号炉</p> <p>代替格納容器スプレイポンプによる注水開始 (60分)</p> <p>代替格納容器スプレイポンプによる注水が継続しており、炉心での定常的な蒸気発生が継続し、炉心水位が安定</p> <p>最低水位：約 4.70m (約 24分) 炉心上端：約 3.66m ⇒炉心上端から 約 1.0m</p> <p>時間 (分) *：気泡炉心水位を表示</p>	
<p>図2 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の原子炉容器内水位の推移</p>	<p>図2 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の原子炉容器内水位の推移</p>	
<p>大飯発電所3 / 4号炉</p> <p>充てんポンプによる注水開始 (約23分)</p> <p>最低水位：約 4.99m (約 99分) 炉心上端：約 3.66m ⇒炉心上端から 約 1.3m</p> <p>時間 (分) *：気泡炉心水位を表示</p>	<p>泊発電所3号炉</p> <p>充てんポンプによる注水開始 (約22分)</p> <p>最低水位：約 4.84m (約 83分) 炉心上端：約 3.66m ⇒炉心上端から 約 1.2m</p> <p>時間 (分) *：気泡炉心水位を表示</p>	
<p>図3 原子炉冷却材の流出時の原子炉容器内水位の推移</p>	<p>図3 原子炉冷却材の流出時の原子炉容器内水位の推移</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

（添付資料 7.4.1.14 運転停止中における崩壊熱除去機能喪失時又は全交流動力電源喪失時の炉心注水時間の時間余裕について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 5. 1. 15</p> <p style="text-align: center;">運転停止中における崩壊熱除去機能喪失時または全交流動力電源喪失時の炉心注水時間の時間余裕について</p> <p>1. はじめに</p> <p>運転停止中に崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）または全交流動力電源喪失が発生した場合において、1次冷却系保有水量を確保し炉心露出を防止する観点から蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を実施することとしており、その操作の時間余裕について確認した。</p> <p>2. 影響確認</p> <p>蓄圧タンクによる炉心注水操作は、炉心露出までに実施すれば問題ことから、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水がない場合における解析を実施した。解析条件については表1のとおりであり、また、主要なパラメータの推移の申請解析との比較について図1～2のとおりである。図1～2に示すとおり、運転停止時崩壊熱除去機能喪失時及び全交流動力電源喪失時に炉心露出、燃料被覆管のヒートアップが開始するまでには、約32分の操作時間余裕がある。</p> <p>また、3基目の蓄圧タンクによる炉心注水後の1次冷却系保有水量の推移が2基目の蓄圧タンクによる炉心注水後の1次冷却系保有水量の推移と同様の推移をするものとして、炉心が露出する可能性がある1次冷却系保有水量となるまでの時間を概算した。図3に示すとおり、恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の操作時間余裕としては、60分以上の操作時間余裕がある。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7. 4. 1. 14</p> <p style="text-align: center;">運転停止中における崩壊熱除去機能喪失時又は全交流動力電源喪失時の炉心注水時間の時間余裕について</p> <p>1. はじめに</p> <p>運転停止中に崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）又は全交流動力電源喪失が発生した場合において、1次冷却系保有水量を確保し炉心露出を防止する観点から代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を実施することとしており、その操作の時間余裕について確認した。</p> <p>2. 影響確認</p> <p>代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水操作は、炉心露出までに実施すれば問題ないことから、図1の1次冷却系保有水量応答から確認できるとおり、炉心崩壊熱の低下により1次冷却系からの漏えい率は減少するが、保守的に1次冷却系からの漏えい率を炉心注水時間時点（事象発生から60分後）のまま維持するものとして概算した結果、運転停止時崩壊熱除去機能喪失時及び全交流動力電源喪失時に燃料被覆管温度が上昇し炉心露出に至る可能性がある1次冷却系保有水量である約71[t]となるまでには、約30分の時間余裕がある。</p> <div style="text-align: center;"> </div> <p style="text-align: center;">図1 1次冷却系保有水量の推移</p>	<p>設計の相違</p> <p>評価方法の相違</p> <p>・泊は蓄圧タンクを用いないことから炉心注水の時間余裕を解析結果から概算して算出するのに対して、大飯は蓄圧タンクを用いることから感度解析により時間余裕を確認している（評価方法は伊方と同様であり、伊方は約23分の時間余裕）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

（添付資料 7.4.1.14 運転停止中における崩壊熱除去機能喪失時又は全交流動力電源喪失時の炉心注水時間の時間余裕について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【以降、泊と同様に炉心注水開始時間を10分遅らせた感度解析を実施している 玄海3 / 4号炉の記載】</p> <p>【参考】崩壊熱除去機能喪失時の炉心注水時間の感度解析について</p> <p>(1) 感度解析ケース 運転停止中における崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）では、早期に充てんポンプにより注水することとしていることから、同シーケンスの充てんポンプの注水開始時間が遅れた場合の影響を確認するため、感度解析を実施した。</p> <p>感度解析：充てんポンプの注水開始時間 【事象発生+50分】⇒【事象発生+60分】</p> <p>(2) 解析結果 主要な解析条件及び事象進展の比較表を表1に示す。また、主要なパラメータの解析結果を図2～図4から、以下のことを確認した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・図2、図4の結果から、充てんポンプによる注水開始時間を遅らせることにより、1次系保有水量の回復に遅れが生じるが、炉心は露出することはなく、安定に至る挙動に大きな差異はない。 ・図4の結果から、基本ケースと同様に、燃料被覆管温度は初期から大きく上昇することはない、燃料被覆管温度の差異はない。 <p>(3) 結論 (2)を踏まえた解析、手順への影響確認結果を図5に示すが、充てんポンプによる代替炉心注水操作時間に余裕のあることが確認できた。</p>	<p>【参考】炉心注水時間の感度解析について</p> <p>(1) 感度解析ケース 運転停止中における崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）又は全交流動力電源喪失では、早期に代替格納容器スプレイポンプにより炉心注水することとしていることから、同シーケンスの代替格納容器スプレイポンプの注水開始時間が遅れた場合の影響を確認するため、感度解析を実施した。</p> <p>感度解析：代替格納容器スプレイポンプの注水開始時間 【事象発生+60分】⇒【事象発生+70分】</p> <p>(2) 解析結果 主要な解析条件及び事象進展の比較表を表1に示す。また、主要なパラメータの解析結果を図2～図4から、以下のことを確認した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・図2、図4の結果から、代替格納容器スプレイポンプによる注水開始時間を遅らせることにより、1次冷却系保有水量の回復に遅れが生じるが、炉心は露出することはない、安定に至る挙動に大きな差異はない。 ・図4の結果から、基本ケースと同様に、燃料被覆管温度は初期から大きく上昇することはない、燃料被覆管温度の差異はない。 <p>(3) 結論 (2)を踏まえた解析、手順への影響確認結果を図5に示すが、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水操作時間に余裕のあることが確認できた。</p>	<p>対策設備の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

（添付資料 7.4.1.14 運転停止中における崩壊熱除去機能喪失時又は全交流動力電源喪失時の炉心注水時間の時間余裕について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																												
<p>表1 基本ケースと感度解析ケースの主要解析条件の相違 【崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）】</p> <table border="1" data-bbox="181 280 987 756"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>基本ケース</th> <th>感度解析ケース</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>解析コード</td> <td>M-RELAP5</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>原子炉停止後の時間</td> <td>72時間</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>1次系圧力（初期）</td> <td>大気圧（0MPa[gage]）</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>1次冷却材高温側温度（初期）</td> <td>93℃</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>1次冷却材水位（初期）</td> <td>原子炉容器出入口 配管中心高さ+20cm</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>炉心崩壊熱</td> <td>FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>充てんポンプの 原子炉への注水流量</td> <td>37m³/h</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>充てんポンプ作動</td> <td>事象発生から50分後</td> <td>事象発生から60分後</td> </tr> <tr> <td>1次系開口部</td> <td>加圧器安全弁3個取り外し</td> <td>←</td> </tr> </tbody> </table> <p>*：2次系からの冷却は仮定していない</p>	項目	基本ケース	感度解析ケース	解析コード	M-RELAP5	←	原子炉停止後の時間	72時間	←	1次系圧力（初期）	大気圧（0MPa[gage]）	←	1次冷却材高温側温度（初期）	93℃	←	1次冷却材水位（初期）	原子炉容器出入口 配管中心高さ+20cm	←	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	←	充てんポンプの 原子炉への注水流量	37m ³ /h	←	充てんポンプ作動	事象発生から50分後	事象発生から60分後	1次系開口部	加圧器安全弁3個取り外し	←	<p>表1 基本ケースと感度解析ケースの主要解析条件の相違 【崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）、 全交流動力電源喪失】</p> <table border="1" data-bbox="1106 312 1912 782"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>基本ケース</th> <th>感度解析ケース</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>解析コード</td> <td>M-RELAP5</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>原子炉停止後の時間</td> <td>72時間</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>1次冷却材圧力（初期）</td> <td>大気圧（0MPa[gage]）</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>1次冷却材高温側温度（初期）</td> <td>93℃</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>1次冷却材水位（初期）</td> <td>原子炉容器出入口 配管中心高さ+100mm</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>炉心崩壊熱</td> <td>FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>代替格納容器スプレイポンプの 原子炉への注水流量</td> <td>29m³/h</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>代替格納容器スプレイポンプ作動</td> <td>事象発生から60分後</td> <td>事象発生から70分後</td> </tr> <tr> <td>1次冷却系開口部</td> <td>加圧器安全弁3個取り外し 加圧器のベント弁1個開放</td> <td>←</td> </tr> </tbody> </table> <p>*：2次冷却系からの冷却は仮定していない</p>	項目	基本ケース	感度解析ケース	解析コード	M-RELAP5	←	原子炉停止後の時間	72時間	←	1次冷却材圧力（初期）	大気圧（0MPa[gage]）	←	1次冷却材高温側温度（初期）	93℃	←	1次冷却材水位（初期）	原子炉容器出入口 配管中心高さ+100mm	←	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	←	代替格納容器スプレイポンプの 原子炉への注水流量	29m ³ /h	←	代替格納容器スプレイポンプ作動	事象発生から60分後	事象発生から70分後	1次冷却系開口部	加圧器安全弁3個取り外し 加圧器のベント弁1個開放	←	
項目	基本ケース	感度解析ケース																																																												
解析コード	M-RELAP5	←																																																												
原子炉停止後の時間	72時間	←																																																												
1次系圧力（初期）	大気圧（0MPa[gage]）	←																																																												
1次冷却材高温側温度（初期）	93℃	←																																																												
1次冷却材水位（初期）	原子炉容器出入口 配管中心高さ+20cm	←																																																												
炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	←																																																												
充てんポンプの 原子炉への注水流量	37m ³ /h	←																																																												
充てんポンプ作動	事象発生から50分後	事象発生から60分後																																																												
1次系開口部	加圧器安全弁3個取り外し	←																																																												
項目	基本ケース	感度解析ケース																																																												
解析コード	M-RELAP5	←																																																												
原子炉停止後の時間	72時間	←																																																												
1次冷却材圧力（初期）	大気圧（0MPa[gage]）	←																																																												
1次冷却材高温側温度（初期）	93℃	←																																																												
1次冷却材水位（初期）	原子炉容器出入口 配管中心高さ+100mm	←																																																												
炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	←																																																												
代替格納容器スプレイポンプの 原子炉への注水流量	29m ³ /h	←																																																												
代替格納容器スプレイポンプ作動	事象発生から60分後	事象発生から70分後																																																												
1次冷却系開口部	加圧器安全弁3個取り外し 加圧器のベント弁1個開放	←																																																												

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

（添付資料 7.4.1.14 運転停止中における崩壊熱除去機能喪失時又は全交流動力電源喪失時の炉心注水時間の時間余裕について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図2 1次系圧力の推移</p>	<p>図2 1次冷却材圧力の推移</p>	
<p>図3 1次系保有水量の推移</p>	<p>図3 1次冷却系保有水量の推移</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

（添付資料 7.4.1.14 運転停止中における崩壊熱除去機能喪失時又は全交流動力電源喪失時の炉心注水時間の時間余裕について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図4 燃料被覆管温度の推移</p>	<p>図4 燃料被覆管温度の推移</p>	
<p>図5 感度解析ケースの解析、手順への影響確認結果</p>	<p>図5 感度解析ケースの解析、手順への影響確認結果</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.15 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について）

大阪発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.16</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について （崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失））</p> <p>重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価を表1から表3に示す。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.8</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価について （運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.4.1.15</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について （崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失））</p> <p>重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価を表1から表3に示す。</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.15 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について）

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

表2 解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (1/2)

項目	解析条件 (1) 解析条件 (2) 解析条件 (3)	解析条件 (1) 解析条件 (2) 解析条件 (3)	解析条件 (1) 解析条件 (2) 解析条件 (3)	解析条件 (1) 解析条件 (2) 解析条件 (3)	解析条件 (1) 解析条件 (2) 解析条件 (3)
炉子炉圧力 (初期)	720kPa	720kPa	720kPa	720kPa	720kPa
1次冷却炉圧力 (初期)	10.0MPa (10.0MPa)	10.0MPa (10.0MPa)	10.0MPa (10.0MPa)	10.0MPa (10.0MPa)	10.0MPa (10.0MPa)
1次冷却炉圧力 (初期)	90°C (90°C)	90°C (90°C)	90°C (90°C)	90°C (90°C)	90°C (90°C)
1次冷却炉水位 (初期)	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm
炉子炉水位 (初期)	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm
炉子炉水位 (初期)	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm
炉子炉水位 (初期)	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm

表1 評価条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (運転停止中 崩壊熱除去機能喪失) (1/3)

項目	評価条件 (初期、事故及び復旧)	評価設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉子炉圧力 (初期)	720kPa	炉子炉圧力 (初期) 720kPa	炉子炉圧力 (初期) 720kPa	炉子炉圧力 (初期) 720kPa
1次冷却炉圧力 (初期)	10.0MPa (10.0MPa)	1次冷却炉圧力 (初期) 10.0MPa	1次冷却炉圧力 (初期) 10.0MPa	1次冷却炉圧力 (初期) 10.0MPa
1次冷却炉圧力 (初期)	90°C (90°C)	1次冷却炉圧力 (初期) 90°C	1次冷却炉圧力 (初期) 90°C	1次冷却炉圧力 (初期) 90°C
1次冷却炉水位 (初期)	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm
炉子炉水位 (初期)	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm
炉子炉水位 (初期)	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm

表2 解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (1/2)

項目	解析条件 (1) 解析条件 (2) 解析条件 (3)	解析条件 (1) 解析条件 (2) 解析条件 (3)	解析条件 (1) 解析条件 (2) 解析条件 (3)	解析条件 (1) 解析条件 (2) 解析条件 (3)	解析条件 (1) 解析条件 (2) 解析条件 (3)
炉子炉圧力 (初期)	720kPa	720kPa	720kPa	720kPa	720kPa
1次冷却炉圧力 (初期)	10.0MPa (10.0MPa)	10.0MPa (10.0MPa)	10.0MPa (10.0MPa)	10.0MPa (10.0MPa)	10.0MPa (10.0MPa)
1次冷却炉圧力 (初期)	90°C (90°C)	90°C (90°C)	90°C (90°C)	90°C (90°C)	90°C (90°C)
1次冷却炉水位 (初期)	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm
炉子炉水位 (初期)	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm
炉子炉水位 (初期)	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm	炉子炉水位入口 炉子炉水位出口 + 200mm

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.15 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について）

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所3/4号炉		女川原子力発電所2号炉		泊発電所3号炉		相違理由
表1 評価条件を最悪条件とした場合の運転員操作及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）（3/3）						
項目	評価条件（初期、事故及び機器劣化）の不確かさ	評価設定の考え方		運転員等操作時間による影響		評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最悪条件	評価条件と最悪条件が同値であることから、事象発生前に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最悪条件が同値であることから、事象発生前に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	
原因事象、安全機能の喪失に対する仮定	機器劣化	機器劣化	機器劣化	運転中の残留熱除去系（原子炉停止時の冷却モード）の故障を想定	評価条件と最悪条件が同値であることから、事象発生前に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最悪条件が同値であることから、事象発生前に影響はなく、評価項目となるパラメータに対する影響はない。
事象条件	外部電源なし	外部電源なし	事故事象ごと	外部電源の有無は、事故発生前に評価済みであることから、種類の評価の観点で厳しい外部電源なしを仮定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象発生前は同じであることから、運転員等操作時間による影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象発生前は同じであることから、評価項目となるパラメータに対する影響はない。
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）	1,130m ³ /hで注水	1,130m ³ /hで注水	1,130m ³ /hで注水	低圧注水系の設計値として仮定	評価条件と最悪条件が同値であることから、事象発生前に影響はなく、運転員等操作時間による影響はない。	評価条件と最悪条件が同値であることから、事象発生前に影響はなく、評価項目となるパラメータに対する影響はない。
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）	真空換熱器1基当たり約8,800（原子炉冷却材温度52℃、凝水温度20℃）	真空換熱器1基当たり約8,800（原子炉冷却材温度52℃、凝水温度20℃）	真空換熱器1基当たり約8,800（原子炉冷却材温度52℃、凝水温度20℃）	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の設計値として設定 （原子炉水位四面取付は崩壊熱相当の注水を蒸発させることで冷却を確保するが、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の冷却能力は、注水が不足する可能性があるため、注水が不足する可能性がある）	評価条件と最悪条件が同値であることから、事象発生前に影響はなく、運転員等操作時間による影響はない。	評価条件と最悪条件が同値であることから、事象発生前に影響はなく、評価項目となるパラメータに対する影響はない。

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.15 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について）

表3 操作条件が要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		条件設定の考え方	要員の配置による他の操作に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕
	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響				
運転員等操作時間	1 項目：事象発生後、エアロック閉止後、3 項目：事象発生後、100分後、3 項目：事象発生後の40分後	1 項目：CV減速、エアロック閉止後、3 項目：事象発生後の40分後	運転員等操作時間として、事象発生後及び操作開始時に運転員が1名以上必要となること、100分、3 項目は140分を想定して設定。	運転員等操作時間として、事象発生後及び操作開始時に運転員が1名以上必要となること、100分、3 項目は140分を想定して設定。	運転員等操作時間として、事象発生後及び操作開始時に運転員が1名以上必要となること、100分、3 項目は140分を想定して設定。	運転員等操作時間として、事象発生後及び操作開始時に運転員が1名以上必要となること、100分、3 項目は140分を想定して設定。
運転員等操作時間	3 項目の運転員が1名以上必要となること、100分、3 項目は140分後	3 項目の運転員が1名以上必要となること、100分、3 項目は140分後	運転員等操作時間として、事象発生後及び操作開始時に運転員が1名以上必要となること、100分、3 項目は140分を想定して設定。	運転員等操作時間として、事象発生後及び操作開始時に運転員が1名以上必要となること、100分、3 項目は140分を想定して設定。	運転員等操作時間として、事象発生後及び操作開始時に運転員が1名以上必要となること、100分、3 項目は140分を想定して設定。	運転員等操作時間として、事象発生後及び操作開始時に運転員が1名以上必要となること、100分、3 項目は140分を想定して設定。

表2 運転員等操作時間による影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（運転員等機能喪失）

項目	運転員等操作時間による影響		運転員等機能喪失による影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕
	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響			
運転員等操作時間	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等機能喪失による影響	運転員等機能喪失による影響	運転員等機能喪失による影響
運転員等操作時間	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等機能喪失による影響	運転員等機能喪失による影響	運転員等機能喪失による影響

表3 運転員等操作時間による影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕

項目	運転員等操作時間による影響		評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	相違理由
	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響			
運転員等操作時間	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等機能喪失による影響	運転員等機能喪失による影響	運転員等機能喪失による影響
運転員等操作時間	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等機能喪失による影響	運転員等機能喪失による影響	運転員等機能喪失による影響

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

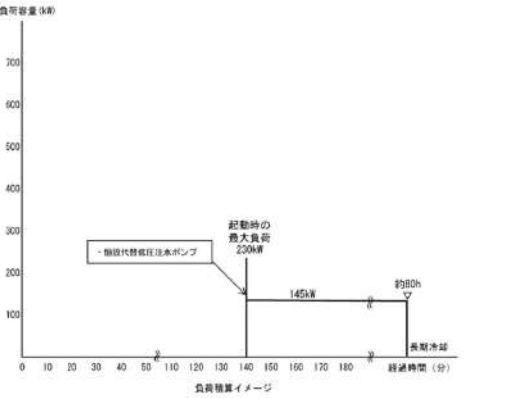
7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.16 水源、燃料評価結果について（崩壊熱除去機能喪失））

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.17</p> <p style="text-align: center;">燃料、水源、電源負荷評価結果について（停止時余熱除去機能喪失）</p> <p>1. 水源に関する評価（炉心注水） 重要事故シーケンス【燃料取出前のミッドループ運転中における余熱除去機能喪失】</p> <p>○水源 燃料取替用水ピット：1,860m³（有効水量）</p> <p>○水使用パターン 恒設代替低圧注水ポンプ：28m³/h 事故後約141分（2.3時間）以降運転</p> <p>○時間評価（燃料取替用水ピットが枯渇するまでの時間評価） 1,860m³÷28m³/h=約66.4時間（事故後約68.7時間）</p> <p>○水源評価結果 事故後約68.7時間までに大容量ポンプ、格納容器再循環ユニットによる自然対流冷却＋再循環運転に移行することで対応可能。</p> <div data-bbox="197 925 985 1244" data-label="Diagram"> </div> <p style="text-align: center;">系統概略図</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.4.1.16</p> <p style="text-align: center;">水源、燃料評価結果について（崩壊熱除去機能喪失）</p> <p>1. 水源に関する評価（炉心注水） 重要事故シーケンス【燃料取出前のミッドループ運転中における崩壊熱除去機能喪失】</p> <p>○水源 ・燃料取替用水ピット：約1,700m³（有効水量）</p> <p>○水使用パターン ・代替格納容器スプレイポンプ：29m³/h 事象発生60分（1時間）以降運転</p> <p>○時間評価（燃料取替用水ピットが枯渇するまでの時間評価） ・1,700 m³ ÷ 29 m³/h = 約58.6時間（事象発生約59.6時間後）</p> <p>○水源評価結果 事象発生約59.6時間後までに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＋代替再循環運転に移行することで対応可能。</p> <div data-bbox="1164 877 1859 1308" data-label="Diagram"> </div> <p style="text-align: center;">図 系統概略図</p>	<p>記載順・評価内容の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>評価結果の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.16 水源、燃料評価結果について（崩壊熱除去機能喪失））

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																															
<p>2. 燃料消費に関する評価</p> <p>重要事故シーケンス【燃料取出前のミッドループ運転中における余熱除去機能喪失】</p> <p>プラント状況：3、4号炉停止中。</p> <p>事象：外部電源が喪失してディーゼル発電機から給電を想定し、事象発生後7日間ディーゼル発電機が全出力で運転した場合を想定する。</p> <table border="1" data-bbox="168 359 1030 829"> <thead> <tr> <th>燃料種別</th> <th colspan="2">重油</th> </tr> <tr> <th>号炉</th> <th>3号炉</th> <th>4号炉</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">時系列</td> <td>事象発生直後～7日間 (=168h)</td> <td>非常用DG (3号炉用2台) 起動 (事象発生後自動起動、燃費については定格負荷を想定=事象発生後～事象発生後7日間(168h)) A-DG：燃費約 1,770kWh/h×168h=約 297,360kWh B-DG：燃費約 1,770kWh/h×168h=約 297,360kWh 合計：約 594,720kWh</td> <td>非常用DG (4号炉用2台) 起動 (事象発生後自動起動、燃費については定格負荷を想定=事象発生後～事象発生後7日間(168h)) A-DG：燃費約 1,770kWh/h×168h=約 297,360kWh B-DG：燃費約 1,770kWh/h×168h=約 297,360kWh 合計：約 594,720kWh</td> </tr> <tr> <td>事象発生直後～7日間 (=168h)</td> <td>緊急時対策用発電機 (3,4号炉用1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 18.1kWh/h×1台×24h×7日間=約 3,041kWh</td> <td>緊急時対策用発電機 (3,4号炉用予備1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 18.1kWh/h×1台×24h×7日間=約 3,041kWh</td> </tr> <tr> <td>事象発生直後～事象発生後69h</td> <td>空冷DG (3号炉用1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 100kWh/h×1台×69h=約 6,900kWh</td> <td>空冷DG (4号炉用1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 100kWh/h×1台×69h=約 6,900kWh</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>7日間 3号炉で消費する重油量 約 604,661kL</td> <td>7日間 4号炉で消費する重油量 約 604,661kL</td> </tr> <tr> <td>結果</td> <td>3号炉に備蓄している重油量の合計は重油タンク (160kL、2基) 燃料油貯蔵タンク (150kL、2基) の合計より 620kL であることから、7日間は十分に対応可能</td> <td>4号炉に備蓄している重油量の合計は重油タンク (160kL、2基) 燃料油貯蔵タンク (150kL、2基) の合計より 620kL であることから、7日間は十分に対応可能</td> </tr> </tbody> </table>	燃料種別	重油		号炉	3号炉	4号炉	時系列	事象発生直後～7日間 (=168h)	非常用DG (3号炉用2台) 起動 (事象発生後自動起動、燃費については定格負荷を想定=事象発生後～事象発生後7日間(168h)) A-DG：燃費約 1,770kWh/h×168h=約 297,360kWh B-DG：燃費約 1,770kWh/h×168h=約 297,360kWh 合計：約 594,720kWh	非常用DG (4号炉用2台) 起動 (事象発生後自動起動、燃費については定格負荷を想定=事象発生後～事象発生後7日間(168h)) A-DG：燃費約 1,770kWh/h×168h=約 297,360kWh B-DG：燃費約 1,770kWh/h×168h=約 297,360kWh 合計：約 594,720kWh	事象発生直後～7日間 (=168h)	緊急時対策用発電機 (3,4号炉用1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 18.1kWh/h×1台×24h×7日間=約 3,041kWh	緊急時対策用発電機 (3,4号炉用予備1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 18.1kWh/h×1台×24h×7日間=約 3,041kWh	事象発生直後～事象発生後69h	空冷DG (3号炉用1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 100kWh/h×1台×69h=約 6,900kWh	空冷DG (4号炉用1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 100kWh/h×1台×69h=約 6,900kWh	合計	7日間 3号炉で消費する重油量 約 604,661kL	7日間 4号炉で消費する重油量 約 604,661kL	結果	3号炉に備蓄している重油量の合計は重油タンク (160kL、2基) 燃料油貯蔵タンク (150kL、2基) の合計より 620kL であることから、7日間は十分に対応可能	4号炉に備蓄している重油量の合計は重油タンク (160kL、2基) 燃料油貯蔵タンク (150kL、2基) の合計より 620kL であることから、7日間は十分に対応可能	<p>2. 燃料消費に関する評価</p> <p>重要事故シーケンス【燃料取出前のミッドループ運転中における崩壊熱除去機能喪失】</p> <p>事象：外部電源が喪失してディーゼル発電機から給電を想定し、事象発生後7日間ディーゼル発電機が全出力で運転した場合を想定する。</p> <table border="1" data-bbox="1097 359 1915 734"> <thead> <tr> <th>燃料種別</th> <th>軽油</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">時系列</td> <td>ディーゼル発電機 (事象発生後、自動起動、燃費については定格出力にて、事象発生後～7日間を想定) $V = \frac{N \times c \times H}{\gamma} \times 2 \text{台}$ $= \frac{5,600 \times 0.2311 \times 168}{825} \times 2 \text{台}$ $= \text{約 } 527.1 \text{ kL}$</td> </tr> <tr> <td>緊急時対策用発電機 (指所用及び特機所用各1台の計2台、1～3号が用) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 24.4kWh/h×1台+19.3kWh/h×1台×24h×7日間=7,342kWh = 約 7.4kL</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>7日間で消費する軽油量の合計 約 534.5kL</td> </tr> <tr> <td>結果</td> <td>ディーゼル発電機燃料油貯蔵槽の油量 (540kL) にて供給可能</td> </tr> </tbody> </table> <p>※ ディーゼル発電機重油消費量計算式</p> $V = \frac{N \times c \times H}{\gamma}$ <p> V: 重油必要容量 (kL) N: 発電機定格出力 (kW) = 5,600 H: 運転時間 (h) = 168 (7日間) γ: 燃料油の密度 (kg/kL) = 825 c: 燃料消費率 (kg/kWh) = 0.2311 </p>	燃料種別	軽油	時系列	ディーゼル発電機 (事象発生後、自動起動、燃費については定格出力にて、事象発生後～7日間を想定) $V = \frac{N \times c \times H}{\gamma} \times 2 \text{台}$ $= \frac{5,600 \times 0.2311 \times 168}{825} \times 2 \text{台}$ $= \text{約 } 527.1 \text{ kL}$	緊急時対策用発電機 (指所用及び特機所用各1台の計2台、1～3号が用) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 24.4kWh/h×1台+19.3kWh/h×1台×24h×7日間=7,342kWh = 約 7.4kL	合計	7日間で消費する軽油量の合計 約 534.5kL	結果	ディーゼル発電機燃料油貯蔵槽の油量 (540kL) にて供給可能	<p>設計の相違</p> <p>・泊の代替格納容器スプレッドはディーゼル発電機により受電が可能なため評価対象外（玄海と同様）</p>
燃料種別	重油																																
号炉	3号炉	4号炉																															
時系列	事象発生直後～7日間 (=168h)	非常用DG (3号炉用2台) 起動 (事象発生後自動起動、燃費については定格負荷を想定=事象発生後～事象発生後7日間(168h)) A-DG：燃費約 1,770kWh/h×168h=約 297,360kWh B-DG：燃費約 1,770kWh/h×168h=約 297,360kWh 合計：約 594,720kWh	非常用DG (4号炉用2台) 起動 (事象発生後自動起動、燃費については定格負荷を想定=事象発生後～事象発生後7日間(168h)) A-DG：燃費約 1,770kWh/h×168h=約 297,360kWh B-DG：燃費約 1,770kWh/h×168h=約 297,360kWh 合計：約 594,720kWh																														
	事象発生直後～7日間 (=168h)	緊急時対策用発電機 (3,4号炉用1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 18.1kWh/h×1台×24h×7日間=約 3,041kWh	緊急時対策用発電機 (3,4号炉用予備1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 18.1kWh/h×1台×24h×7日間=約 3,041kWh																														
	事象発生直後～事象発生後69h	空冷DG (3号炉用1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 100kWh/h×1台×69h=約 6,900kWh	空冷DG (4号炉用1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 100kWh/h×1台×69h=約 6,900kWh																														
合計	7日間 3号炉で消費する重油量 約 604,661kL	7日間 4号炉で消費する重油量 約 604,661kL																															
結果	3号炉に備蓄している重油量の合計は重油タンク (160kL、2基) 燃料油貯蔵タンク (150kL、2基) の合計より 620kL であることから、7日間は十分に対応可能	4号炉に備蓄している重油量の合計は重油タンク (160kL、2基) 燃料油貯蔵タンク (150kL、2基) の合計より 620kL であることから、7日間は十分に対応可能																															
燃料種別	軽油																																
時系列	ディーゼル発電機 (事象発生後、自動起動、燃費については定格出力にて、事象発生後～7日間を想定) $V = \frac{N \times c \times H}{\gamma} \times 2 \text{台}$ $= \frac{5,600 \times 0.2311 \times 168}{825} \times 2 \text{台}$ $= \text{約 } 527.1 \text{ kL}$																																
	緊急時対策用発電機 (指所用及び特機所用各1台の計2台、1～3号が用) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 24.4kWh/h×1台+19.3kWh/h×1台×24h×7日間=7,342kWh = 約 7.4kL																																
合計	7日間で消費する軽油量の合計 約 534.5kL																																
結果	ディーゼル発電機燃料油貯蔵槽の油量 (540kL) にて供給可能																																
<p>3. 電源に関する評価</p> <p>負荷リスト 大飯3 (4)号炉空冷式非常用発電装置(1825kVA×2台(給電容量：2920kW))</p> <p><燃料取出前のミッドループ運転中における余熱除去機能喪失></p> <table border="1" data-bbox="201 1061 504 1157"> <caption>主要負荷リスト</caption> <thead> <tr> <th>主要機器名称</th> <th>容量 (kW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>駆動代替圧注水ポンプ</td> <td>145</td> </tr> <tr> <td>合計 (kW)</td> <td>145</td> </tr> </tbody> </table> 	主要機器名称	容量 (kW)	駆動代替圧注水ポンプ	145	合計 (kW)	145																											
主要機器名称	容量 (kW)																																
駆動代替圧注水ポンプ	145																																
合計 (kW)	145																																

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.17 運転停止中における通常時のプラント監視について）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																		
<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.1</p> <p style="text-align: center;">運転停止中における通常時のプラント監視について</p> <p>運転停止中における通常時のプラント監視項目のうち、以下の項目に関するものについての概要を表1に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・「崩壊熱除去機能喪失」の事故シーケンスにおける運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の停止確認 ・「原子炉冷却材の流出」の事故シーケンスにおける原子炉冷却材の流出の確認 <p style="text-align: center;">表1 運転停止中における通常時のプラント監視項目の概要</p> <table border="1" data-bbox="192 539 1003 1061"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>監視対象^{※1} （下線：重大事故等対処設備）</th> <th>監視方法</th> <th>確認頻度</th> <th>異常発生に伴う警報^{※2}確認</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転状態</td> <td>残留熱除去系の運転状態</td> <td>パラメータ確認 現場状態確認</td> <td>1回/時間 現場パトロール時（1回/日）</td> <td>・系統故障警報の発生時（ポンプトリップ、ポンプ過負荷/地絡）</td> </tr> <tr> <td>原子炉水温</td> <td>・原子炉圧力容器温度 ・<u>残留熱除去系熱交換器入口温度</u> ・CUW再生熱交換器入口温度 ・原子炉再循環ポンプ入口温度</td> <td>パラメータ確認</td> <td>1回/時間</td> <td></td> </tr> <tr> <td>原子炉水位</td> <td>・<u>原子炉水位（広帯域）</u> ・<u>原子炉水位（SA広帯域）</u> ・原子炉水位（狭帯域、停止域、定検時水張り用）</td> <td>パラメータ確認 現場状態確認</td> <td>1回/時間 現場パトロール時（1回/日）</td> <td>・水位高の警報消灯時（原子炉水位（狭帯域）） ・水位低の警報発生時（原子炉水位（広帯域、狭帯域））</td> </tr> <tr> <td>圧力抑制室水位</td> <td>・<u>圧力抑制室水位</u></td> <td>パラメータ確認</td> <td>1回/時間</td> <td>・水位高の警報発生時（圧力抑制室水位）</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 施設定期検査中において点検により監視できない期間がある ※2 施設定期検査中において点検により警報を発報しない期間がある</p>	項目	監視対象 ^{※1} （下線：重大事故等対処設備）	監視方法	確認頻度	異常発生に伴う警報 ^{※2} 確認	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転状態	残留熱除去系の運転状態	パラメータ確認 現場状態確認	1回/時間 現場パトロール時（1回/日）	・系統故障警報の発生時（ポンプトリップ、ポンプ過負荷/地絡）	原子炉水温	・原子炉圧力容器温度 ・ <u>残留熱除去系熱交換器入口温度</u> ・CUW再生熱交換器入口温度 ・原子炉再循環ポンプ入口温度	パラメータ確認	1回/時間		原子炉水位	・ <u>原子炉水位（広帯域）</u> ・ <u>原子炉水位（SA広帯域）</u> ・原子炉水位（狭帯域、停止域、定検時水張り用）	パラメータ確認 現場状態確認	1回/時間 現場パトロール時（1回/日）	・水位高の警報消灯時（原子炉水位（狭帯域）） ・水位低の警報発生時（原子炉水位（広帯域、狭帯域））	圧力抑制室水位	・ <u>圧力抑制室水位</u>	パラメータ確認	1回/時間	・水位高の警報発生時（圧力抑制室水位）	<p style="text-align: right;">添付資料 7.4.1.17</p> <p style="text-align: center;">運転停止中における通常時のプラント監視について</p> <p>運転停止中における通常時のプラント監視項目のうち、以下の項目に関するものについての概要を表1に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・「崩壊熱除去機能喪失」の事故シーケンスにおける運転中の余熱除去系の停止確認 ・「原子炉冷却材の流出」の事故シーケンスにおける原子炉冷却材の流出の確認 <p style="text-align: center;">表1 運転停止中における通常時のプラント監視項目の概要</p> <table border="1" data-bbox="1084 539 1928 1088"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>監視対象^{※1} （下線：重大事故等対処設備）</th> <th>監視方法</th> <th>確認頻度</th> <th>異常発生に伴う警報^{※2}確認</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>余熱除去系の運転状態</td> <td>余熱除去系の運転状態</td> <td>パラメータ確認 現場状態確認</td> <td>1回/時間 現場パトロール時（1回/日）</td> <td>・系統故障警報の発生時（ポンプトリップ、ポンプ過負荷/地絡、ポンプ出口圧力高/流量低）</td> </tr> <tr> <td>1次冷却材温度</td> <td>・<u>1次冷却材温度（広域—高温側）</u> ・<u>1次冷却材温度（広域—低温側）</u> ・炉心出口温度 ・余熱除去冷却器入口温度</td> <td>パラメータ確認</td> <td>1回/時間</td> <td></td> </tr> <tr> <td>1次冷却材水位</td> <td>・<u>加圧器水位</u> ・<u>原子炉容器水位</u> ・1次冷却系統ループ水位</td> <td>パラメータ確認 現場状態確認</td> <td>1回/時間 現場パトロール時（1回/日）</td> <td>・水位低の警報発生時（加圧器水位、1次冷却系統ループ水位）</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内の水位</td> <td>・<u>格納容器再循環サンプ水位（狭域）</u> ・<u>原子炉下部キャビティ水位</u></td> <td>パラメータ確認</td> <td>1回/時間</td> <td>・水位高の警報発生時（原子炉下部キャビティ水位）</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 施設定期検査中において点検により監視できない期間がある ※2 施設定期検査中において点検により警報を発報しない期間がある</p>	項目	監視対象 ^{※1} （下線：重大事故等対処設備）	監視方法	確認頻度	異常発生に伴う警報 ^{※2} 確認	余熱除去系の運転状態	余熱除去系の運転状態	パラメータ確認 現場状態確認	1回/時間 現場パトロール時（1回/日）	・系統故障警報の発生時（ポンプトリップ、ポンプ過負荷/地絡、ポンプ出口圧力高/流量低）	1次冷却材温度	・ <u>1次冷却材温度（広域—高温側）</u> ・ <u>1次冷却材温度（広域—低温側）</u> ・炉心出口温度 ・余熱除去冷却器入口温度	パラメータ確認	1回/時間		1次冷却材水位	・ <u>加圧器水位</u> ・ <u>原子炉容器水位</u> ・1次冷却系統ループ水位	パラメータ確認 現場状態確認	1回/時間 現場パトロール時（1回/日）	・水位低の警報発生時（加圧器水位、1次冷却系統ループ水位）	原子炉格納容器内の水位	・ <u>格納容器再循環サンプ水位（狭域）</u> ・ <u>原子炉下部キャビティ水位</u>	パラメータ確認	1回/時間	・水位高の警報発生時（原子炉下部キャビティ水位）	<p style="text-align: center;">設備名称の相違</p>
項目	監視対象 ^{※1} （下線：重大事故等対処設備）	監視方法	確認頻度	異常発生に伴う警報 ^{※2} 確認																																																
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転状態	残留熱除去系の運転状態	パラメータ確認 現場状態確認	1回/時間 現場パトロール時（1回/日）	・系統故障警報の発生時（ポンプトリップ、ポンプ過負荷/地絡）																																																
原子炉水温	・原子炉圧力容器温度 ・ <u>残留熱除去系熱交換器入口温度</u> ・CUW再生熱交換器入口温度 ・原子炉再循環ポンプ入口温度	パラメータ確認	1回/時間																																																	
原子炉水位	・ <u>原子炉水位（広帯域）</u> ・ <u>原子炉水位（SA広帯域）</u> ・原子炉水位（狭帯域、停止域、定検時水張り用）	パラメータ確認 現場状態確認	1回/時間 現場パトロール時（1回/日）	・水位高の警報消灯時（原子炉水位（狭帯域）） ・水位低の警報発生時（原子炉水位（広帯域、狭帯域））																																																
圧力抑制室水位	・ <u>圧力抑制室水位</u>	パラメータ確認	1回/時間	・水位高の警報発生時（圧力抑制室水位）																																																
項目	監視対象 ^{※1} （下線：重大事故等対処設備）	監視方法	確認頻度	異常発生に伴う警報 ^{※2} 確認																																																
余熱除去系の運転状態	余熱除去系の運転状態	パラメータ確認 現場状態確認	1回/時間 現場パトロール時（1回/日）	・系統故障警報の発生時（ポンプトリップ、ポンプ過負荷/地絡、ポンプ出口圧力高/流量低）																																																
1次冷却材温度	・ <u>1次冷却材温度（広域—高温側）</u> ・ <u>1次冷却材温度（広域—低温側）</u> ・炉心出口温度 ・余熱除去冷却器入口温度	パラメータ確認	1回/時間																																																	
1次冷却材水位	・ <u>加圧器水位</u> ・ <u>原子炉容器水位</u> ・1次冷却系統ループ水位	パラメータ確認 現場状態確認	1回/時間 現場パトロール時（1回/日）	・水位低の警報発生時（加圧器水位、1次冷却系統ループ水位）																																																
原子炉格納容器内の水位	・ <u>格納容器再循環サンプ水位（狭域）</u> ・ <u>原子炉下部キャビティ水位</u>	パラメータ確認	1回/時間	・水位高の警報発生時（原子炉下部キャビティ水位）																																																

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 5.1.2 運転停止中の蓄圧タンクによる炉心注水について（大飯））

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料5.1.2</p> <p><u>運転停止中の蓄圧タンクによる炉心注水について</u></p> <p>運転停止中における炉心注水手段として注水手段の多様性の観点から蓄圧タンクによる炉心注水についても整備しており、以下に蓄圧タンクによる炉心注水について説明する。</p> <p>1. 運転停止中における蓄圧タンクの誤動作及び誤操作について</p> <p>運転停止中において1次冷却材圧力が6.89MPa以下となれば、低温過加圧防止の観点から、蓄圧タンク出口弁を閉止し、さらに当該弁の電源を開放することにより駆動源が無い状態としていることから、出口弁の誤動作によって炉心注水が行われることはない。</p> <p>また、誤操作の観点においては、①現場にて当該弁の電源を投入する②中央制御室の操作スイッチで開操作を行う、という2つのステップを踏む必要があることから、意図的に実施しない限り、蓄圧タンクによる炉心注水が行われることはない。</p> <p>2. 作業員の原子炉格納容器外への退避と蓄圧タンクによる炉心注水開始について</p> <p>作業員が原子炉格納容器から退避を完了するまでの時間については、事象発生の45分後（プラント状況判断に10分、退避指示5分、退避完了30分）に可能であることを確認している。</p> <p>なお、運転停止中に「崩壊熱除去機能喪失」または「全交流電源喪失」が発生した場合においては、事象発生の60分後に1基目、100分後に2基目、140分後に3基目の蓄圧タンクによる炉心注水（141分後以降については恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を継続）を実施することで、燃料損傷防止対策の有効性を確認している。蓄圧タンクによる炉心注水については作業員退避後実施する手順としているが、上記のとおり、1基目の炉心注水開始前に余裕を持って作業員退避を完了することが可能であり、作業員安全の観点からも有効性評価における想定は妥当である。</p> <p>上記の理由から、意図的に蓄圧タンクによる炉心注水を実施しない限り、不必要な炉心注水が行われることはないことや、蓄圧タンクによる炉心注水時の作業員の原子炉格納容器からの退避状況を鑑みた結果、蓄圧タンクによる炉心注水を整備していることは有効である。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p style="text-align: center;">【該当する資料なし】</p>	<p>※蓄圧タンクによる炉心注水に関する添付資料であり泊は蓄圧タンクを使用しないため添付資料を作成していない（玄海と同様）</p>

【凡例】 ○：記載あり
 ×：記載なし
 (○)：本文の資料の他箇所に記載
 △：他本文の資料などに記載

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

プラント		泊3号炉作成状況		まとめ資料の作成を不要とした理由	まとめ資料または比較表を新たに作成することとした理由 もしくは 記載の充実を図ることとした理由	比較表を作成していない理由
女川	泊	まとめ資料	比較表			
本文	本文	○	○			
添付資料5.1.1 運転停止中における通常時のプラント監視について	添付資料7.4.1.17 運転停止中における通常時のプラント監視について	×→○	×→○		改めて女川の資料内容を確認し、泊にも同様の資料が必要と判断したため	
添付資料5.1.2 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における燃料有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について		×	×	女川は解析コードを使用していないため本添付資料にて計算方法を示しているが、泊は解析コードを使用しているため、まとめ資料の作成は不要と判断		まとめ資料を作成していない
添付資料5.1.3 重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定	添付資料 7.4.1.12 燃料取出前のミッドループ運転中以外のプラント状態での評価項目に対する影響について（崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失））	○	×→○			（比較表による一言一句による比較（図表は除く）は同じPWRプラントである大飯3／4号炉の添付資料と実施）
添付資料5.1.4 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失評価における崩壊熱設定の考え方		×	×	泊では崩壊熱も考慮してプラント運転状態から重要事故シーケンスを選定していることから、まとめ資料の作成は不要と判断		まとめ資料を作成していない
添付資料5.1.5 安定状態について	添付資料 7.4.1.8 安定状態について	○	×→○			（比較表による一言一句による比較（図表は除く）は同じPWRプラントである大飯3／4号炉の添付資料と実施するが、安定状態の考え方は女川を踏襲することから女川も含めた3連比較表とする）
添付資料5.1.6 原子炉停止中における崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の格納容器の影響について	添付資料 7.4.1.9 運転停止中における原子炉格納容器の健全性について	○	×→○			（比較表による一言一句による比較（図表は除く）は同じPWRプラントである大飯3／4号炉の添付資料と実施）
添付資料5.1.7 原子炉停止中 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について	添付資料 7.4.1.1 ミッドループ運転中の事故時におけるC/V内作業員の避難について 添付資料 7.4.1.5 ミッドループ運転中の線量率について	○	×→○			（比較表による一言一句による比較（図表は除く）は同じPWRプラントである大飯3／4号炉の添付資料と実施）
添付資料5.1.8 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）	添付資料 7.4.1.15 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失））	○	×→○			（比較表による一言一句による比較（図表は除く）は同じPWRプラントである大飯3／4号炉の添付資料と実施するが、操作条件の不確かさの考え方は女川を踏襲することから女川も含めた3連比較表とする）
添付資料5.1.9 7日間における燃料評価結果について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）	添付資料 7.4.1.16 水源、燃料評価結果について（崩壊熱除去機能喪失）	○	×→○			（比較表による一言一句による比較（図表は除く）は同じPWRプラントである大飯3／4号炉の添付資料と実施）
	添付資料 7.4.1.2 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について（崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失））	○	×→○			
	添付資料 7.4.1.3 重要事故シーケンスでの重大事故等対策の複合系統図について	○	×→○			
	添付資料 7.4.1.4 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」及び「全交流動力電源喪失」の単動説明について	○	×→○			（比較表による一言一句による比較（図表は除く）は同じPWRプラントであり、蓄圧注入手段をとらず単動が泊と類似している伊方3号炉の添付資料と実施）
	添付資料 7.4.1.6 運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」事象における未燃性について	○	×→○			
	添付資料 7.4.1.7 格納容器再循環サブ水位が再循環切替水位に到達するまでの時間について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失・全交流動力電源喪失）	○	×→○			
	添付資料 7.4.1.10 蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置した場合の影響について	○	×→○			
	添付資料 7.4.1.11 キャビティ満水時における事故影響の緩和手段について	○	×→○			
	添付資料 7.4.1.13 運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」のM-REIAPSコードの不確かさについて	○	×→○			
	添付資料 7.4.1.14 運転停止中における崩壊熱除去機能喪失時又は全交流動力電源喪失時の炉心注水時間の時間余裕について	○	×→○			