

資料 2 - 2

| 泊発電所 3 号炉 審査資料 | |
|----------------|-----------------|
| 資料番号 | SAE742-9 r. 6.0 |
| 提出年月日 | 令和5年4月20日 |

泊発電所 3 号炉
重大事故等対策の有効性評価
比較表

7.4.2 全交流動力電源喪失

令和 5 年 4 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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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 |
|--|--|---|--|------|
| 比較結果等を取りまとめた資料 | | | | |
| 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 : 下記1件 ・SFP注水操作開始がSFPの沸騰開始前に可能になるようにタイムチャートを修正（第7.4.2.3図）【比較表 P43】 | | | | |
| 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送電系統又は所内主発電設備の故障等により、外部電源が喪失するとともに、非常用所内電源系統が機能喪失する。また、従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し、原子炉補機冷却水が必要な機器に供給できなくなることに伴い、余熱除去系による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送電系統又は所内発電設備の故障等により、外部電源が喪失するとともに、非常用所内電源系統が機能喪失する。また、従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し、原子炉補機冷却水が必要な機器に供給できなくなることに伴い、余熱除去系による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送電系統又は所内主発電設備の故障等により、外部電源が喪失するとともに、非常用所内電源系統が機能喪失する。また、従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し、原子炉補機冷却水が必要な機器に供給できなくなることに伴い、余熱除去系による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次冷却材の蒸発に伴い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 |

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

| | | | | |
|------------|------------|-------------|---------|------|
| 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 |
|---------------------|---|---|---|--|
| 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、蓄圧タンク、恒設代替低圧注水ポンプ及び充てん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、大容量ポンプを用いて高圧注入ポンプ及び格納容器再循環ユニットへ冷却水として海水を通水することで、高圧注入ポンプによる高圧代替再循環及び格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。 | 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、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプ、充てん/高圧注入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、大容量ポンプを用いて余熱除去ポンプ及び格納容器再循環ユニットへ冷却水として海水を通水することで、余熱除去ポンプによる低圧代替再循環及び格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。 | 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、初期の対策として代替格納容器スプレイポンプ及び充てん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可搬型大型送水ポンプ車を用いて高圧注入ポンプ及び格納容器再循環ユニットへ冷却水として海水を通水することで、高圧注入ポンプを用いた高圧代替再循環による炉心冷却及び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（女海と同様） ・泊は非プースティングプラントであり、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象において高圧再循環を実施することが可能である（大飯と同様） |
| 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外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却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を上回ることはなく、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を上回ることはなく、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を維持する。 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を上回ることはなく、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半喉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

・泊、大飯、高浜のプラント設備の相違以外で、上記2-3)に記載した事項以外の主な相違はない

2-5) 相違理由の省略

| 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 | — |
| | 空冷式非常用発電装置 | 空冷式非常用発電装置 | 代替非常用発電機 | — |
| | 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一充てんポンプ（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 | — |
| 記載表現の相違 | 大容量ポンプ | 大容量ポンプ | 可搬型大型送水ポンプ車 | — |
| | 1次冷却系 動作 | 1次系 作動 | 1次冷却系 動作 | （大飯と同様） （大飯と同様） |

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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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>5.2 全交流動力電源喪失</p> <p>5.2.1 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「全交流動力電源喪失」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、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故のみ」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「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に送電系統又は所内発電設備の故障等により、外部電源が喪失するとともに、非常用所内電源系統が機能喪失する。また、従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し、原子炉補機冷却水が必要な機器に供給できなくなることに伴い、余熱除去系による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。</p> | <p>5.2 全交流動力電源喪失</p> <p>5.2.1 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「全交流動力電源喪失」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、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故のみ」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「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に送電系統又は所内発電設備の故障等により、外部電源が喪失するとともに、非常用所内電源系統が機能喪失する。また、従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し、原子炉補機冷却水が必要な機器に供給できなくなることに伴い、余熱除去系による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。</p> | <p>5.2 全交流動力電源喪失</p> <p>5.2.1 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「全交流動力電源喪失」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「外部電源喪失+直流電源喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」、②「外部電源喪失+交流電源喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」、③「外部電源喪失+直流電源喪失」及び④「外部電源喪失+交流電源喪失」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「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失することにより、原子炉の注水機能及び除熱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、全交流動力電源が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、全交流動力電源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</p> | <p>7.4.2 全交流動力電源喪失</p> <p>7.4.2.1 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「全交流動力電源喪失」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、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」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「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失することにより、従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し、原子炉補機冷却水が必要な機器に供給できなくなることに伴い、余熱除去系による余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1次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、炉心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、全交流動力電源が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、全交流動力電源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</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（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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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>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って除熱を行う。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」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、蓄圧タンク、恒設代替低圧注水ポンプ及び充電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、大容量ポンプを用いて高圧注入ポンプ及び格納容器再循環ユニットへ冷却水として海水を通過することで、高圧注入ポンプによる高圧代替再循環及び格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。</p> <p>対策の概略系統図を第5.2.1図に、対応手順の概要を第5.2.2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、重大事故等対策の設備と手順の関係を第5.2.1表に示す。</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次系保有水量を確保し、燃料損傷を防止することが必要となる。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って除熱を行う。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」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、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプ、充電／高圧注入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、大容量ポンプを用いて余熱除去ポンプ及び格納容器再循環ユニットへ冷却水として海水を通過することで、余熱除去ポンプによる低圧代替再循環及び格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。</p> <p>対策の概略系統図を第5.2.1.1図に、対応手順の概要を第5.2.1.2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、重大事故等対策の設備と手順の関係を第5.2.1.1表に示す。</p> | <p>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、常設代替交流電源設備による電源供給、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水を行うことによって、燃料損傷の防止を図る。また、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）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「全交流動力電源喪失」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、初期の対策として常設代替交流電源設備による給電手段、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水手段を整備する。また、安定状態に向けた対策として原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱手段を整備する。</p> <p>これらの対策の概略系統図を第5.2.1図及び第5.2.2図に、手順の概要を第5.2.3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5.2.1表に示す。</p> | <p>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、代替非常用発電機による電源供給、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って、燃料損傷の防止を図る。また、高圧注入ポンプを用いた高圧代替再循環及び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及び原子炉格納容器を除熱する。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」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、初期の対策として代替格納容器スプレイポンプ及び充電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可搬型大型送水ポンプ車を用いて高圧注入ポンプ及び格納容器再循環ユニットへ冷却水として海水を通過することで、高圧注入ポンプを用いた高圧代替再循環による炉心冷却及び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>これらの対策の概略系統図を第7.4.2.1図に、手順の概要を第7.4.2.2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7.4.2.1表に示す。</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、また誤操作や誤動作の防止や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） 【高浜】 設計の相違 ・泊は非プースティンがプラントであり、高圧再循環に余熱除去系を使用しないため、余熱</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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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>本事故シーケンスグループのうち、「5.2.2(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。この必要な要員と作業項目について第5.2.3図に示す。</p> <p>a. 全交流動力電源喪失の判断</p> <p>外部電源が喪失しディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失の判断を行う。</p> | <p>本事故シーケンスグループのうち、「5.2.2(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に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急安全対策要員、本部要員及び召集要員で構成され、合計62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後の6時間後までは、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8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10名、関係各所に通報連絡等を行う本部要員が6名である。召集要員に期待する事象発生後の6時間後以降に必要な召集要員は36名である。この必要な要員と作業項目について第5.2.1.3図に示す。</p> <p>a. 全交流動力電源喪失の判断</p> <p>外部電源が喪失しディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失の判断を行う。</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現場操作を行う重大事故等対応要員で構成され、合計28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名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は17名である。必要な要員と作業項目について第5.2.4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、28名で対処可能である。</p> <p>a. 全交流動力電源喪失による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）停止確認</p> <p>原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。</p> <p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による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、残留熱除去系ポンプ出口流量で</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、災害対策要員（支援）及び災害対策本部要員で構成され、合計20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9名、災害対策要員（支援）が2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7.4.2.3図に示す。</p> <p>a. 全交流動力電源喪失の判断</p> <p>外部電源が喪失しディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「0V」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失の判断を行う。また、蓄電池（非常用）による非常用直流母線への給電を確認する。</p> | <p>除去系が機能喪失している本事故象において高圧再循環を実施することが可能である（大飯と同様）</p> <p>【大飯、高浜】体制の相違</p> <p>・大飯及び高浜がワイヤラントなのに対して、泊はソングラントのため少ない要員数となっている。また、主にサポート系故障時に実施する作業については、設備構成等の相違により泊は対応が少なく（フェイスレス取付、仮設水機配備等が不要）、比較的少人数での対応が可能となっている。</p> <p>【大飯、高浜】設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】記載方針の相違</p> <p>・泊は他のSBO事象と同様に非常用直流母線への</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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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. 早期の電源回復不能判断及び対応</p> <p>中央制御室からの操作による非常用母線の電源回復に失敗することで、早期の電源回復不能と判断し、空冷式非常用発電装置、恒設代替低圧注水ポンプ、B充てんポンプ（自己冷却）、アニュラス空気浄化系ダンパへの作動空気供給、大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用循環系のダンパ開放及び送水車の準備を行う。</p> | <p>b. 早期の電源回復不能判断及び対応</p> <p>中央制御室からの操作による非常用母線の電源回復に失敗することで、早期の電源回復不能と判断し、空冷式非常用発電装置、恒設代替低圧注水ポンプ、B充てん/高圧注入ポンプ（自己冷却）、アニュラス空気浄化設備ダンパへの作動空気供給、大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用循環系のダンパ開放及び消防ポンプの準備を行う。</p> | <p>ある。</p> <p>b. 早期の電源回復不能判断及び対応準備</p> <p>中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線(6.9kV)の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、原子炉補機代替冷却水系及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の準備を開始する。</p> | <p>b. 早期の電源回復不能判断及び対応</p> <p>中央制御室からの操作による非常用母線の電源回復に失敗することで、早期の電源回復不能と判断し、代替非常用発電機、代替格納容器スプレイポンプ、B-充てんポンプ（自己冷却）、アニュラス空気浄化設備の空気作動弁への代替空気供給、格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用循環系のダンパ開放及び可搬型大型送水ポンプ車の準備を行う。</p> | <p>給電確認を明確化する（伊方と同様）</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> |
| <p>c. 余熱除去機能喪失の判断</p> <p>余熱除去流量等のパラメータにより余熱除去機能喪失を判断する。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>c. 余熱除去機能喪失の判断</p> <p>余熱除去流量等のパラメータにより余熱除去機能喪失を判断する。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>c. 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</p> <p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止により原子炉水温が100℃に到達し、原子炉圧力が上昇することから、原子炉圧力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。</p> <p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による原子炉水温の上昇を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力容器温度である。</p> <p>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>c. 余熱除去機能喪失の判断</p> <p>低圧注入流量等のパラメータにより余熱除去機能喪失を判断する。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>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> |
| <p>d. 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。</p> <p>(添付資料 5.1.1)</p> | <p>d. 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。</p> <p>(添付資料 5.1.1)</p> | <p>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>d. 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。</p> <p>(添付資料7.4.1.1)</p> | <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（伊方と同様）</p> |
| <p>f. 原子炉格納容器隔離操作</p> <p>放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、電源回復後、原子炉格納容器隔離を行う。</p> | <p>f. 原子炉格納容器隔離操作</p> <p>放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、電源回復後、原子炉格納容器隔離を行う。</p> | <p>d. 低圧代替注水系（常設）（復水移送</p> | <p>e. 原子炉格納容器隔離操作</p> <p>放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、電源回復後、原子炉格納容器隔離を行う。</p> | |
| <p>g. 炉心注水及び1次冷却系保有水確保</p> | <p>g. 炉心注水及び1次系保有水確保操作</p> | | <p>f. 炉心注水及び1次冷却系保有水確保</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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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>操作</p> <p>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。</p> <p>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）からの蒸散により崩壊熱を除去する。</p> <p>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>また、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水が行えない場合、B充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水を行う。</p> <p>(添付資料 5.1.2)</p> <p>【比較のため移動】</p> | <p>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。</p> <p>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）からの蒸散により崩壊熱を除去する。</p> <p>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>また、恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水が行えない場合、B充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による炉心注水を行う。</p> <p>(添付資料5.1.17)</p> <p>【比較のため移動】</p> | <p>ポンプ)による原子炉注水</p> <p>中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備による交流電源供給を開始する。また、復水移送ポンプ1台を手動起動し、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水を開始する。これにより、原子炉水位が回復する。</p> <p>低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系ヘッドスプレイライン洗浄流量）等である。</p> | <p>操作</p> <p>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）からの蒸発により崩壊熱を除去する。</p> <p>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>また、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水が行えない場合、B一充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水を行う。</p> <p>(添付資料 7.4.2.1)</p> <p>g. 燃料取替用水ピットによる炉心注水</p> <p>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実施する。</p> <p>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>(添付資料 7.4.2.2)</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</p> | <p>【大飯、高浜】設計の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・相違理由は前述どおり（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>【大飯、高浜】設計の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・全交流動力電源喪失時は、泊は重力注水より代替格納容器スプレイポンプの方が短時間で注水でき、また確実に注水できるため、重力注水の優先順位が異なる <p>【大飯、高浜】設備名称の相違</p> |
| <p>e. 燃料取替用水ピットによる炉心注水</p> <p>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。</p> <p>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>(添付資料 5.2.1)</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>格納容器圧力（広域）計指示が上昇し 39.0kPa[gage]となれば、アンユラ</p> | <p>e. 燃料取替用水タンクによる炉心注水</p> <p>炉心水位を回復させるため、燃料取替用水タンク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。</p> <p>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>(添付資料 5.2.1)</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]となれば、アンユラ</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</p> | <p>【大飯、高浜】設計の相違</p> <p>【大飯、高浜】設備名称の相違</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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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>ス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策のため、現場でアニュラス空気浄化系ダンパの代替空気供給（窒素ボンベ接続）を行い、アニュ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、現場で中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。</p> <p>アニュ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. 高圧代替再循環による炉心冷却</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、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、格納容器再循環サンプル水位（広域）計指示が56%以上であること及び大容量ポンプによるB高圧注入ポンプへの海水通水ラインによりポンプへ海水が通水されていることを確認し、格納容器再循環サンプルからB高圧注入ポンプを経て炉心注水する高圧代替再循環運転に切り替え、炉心注水を継続する。</p> <p>高圧代替再循環による炉心冷却に必要な計装設備は高圧注入流量等である。</p> | <p>ス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策のため、アニュ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>アニュ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. 低圧代替再循環による炉心冷却</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、燃料取替用水タンク水位計指示が16%到達、格納容器再循環サンプル水位計指示が67%以上であること及び大容量ポンプによるB余熱除去ポンプへの海水通水ラインによりポンプへ海水が通水されていることを確認し、格納容器再循環サンプルから余熱除去ポンプを経て炉心へ注水する低圧代替再循環運転に切り替え炉心冷却を継続する。</p> <p>低圧代替再循環による炉心冷却に必要な計装設備は余熱除去流量等である。</p> | <p>e. 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>原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転を再開する。</p> <p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転の再開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）による原子炉の低圧状態維持を停止するため、逃がし安</p> | <p>部の水素滞留防止及び被ばく低減対策のため、現場でアニュラス空気浄化設備の空気作動弁への代替空気供給（窒素ボンベ接続）及びダンパの手動開操作を行い、Bアニュ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、現場で中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。</p> <p>アニュ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. 高圧代替再循環による炉心冷却</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イ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、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、格納容器再循環サンプル水位（広域）指示が71%以上であること及び可搬型大型送水ポンプ車によるA高圧注入ポンプ（海水冷却）への海水通水ラインによりポンプへ海水が通水されていることを確認し、格納容器再循環サンプルからA高圧注入ポンプ（海水冷却）を経て炉心注水する高圧代替再循環運転に切り替え、炉心注水を継続する。</p> <p>高圧代替再循環による炉心冷却に必要な計装設備は、高圧注入流量等である。</p> | <p>【大飯、高浜】設計の相違</p> <p>【高浜】記載方針の相違</p> <p>【大飯、高浜】設計・手順の相違</p> <p>・泊はアニュラス空気浄化ファンの起動のためダンパの手動開操作が必要</p> <p>【大飯、高浜】設備名称の相違</p> <p>【高浜】設計の相違</p> <p>・相違理由は前述どおり</p> <p>（2ページ参照）</p> <p>【大飯、高浜】設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】設計の相違</p> <p>・燃料取替用水ピットの切替水位設定の差異</p> <p>【高浜】設計の相違</p> <p>・相違理由は前述どおり</p> <p>（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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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>j. 格納容器内自然対流冷却 長期対策として、大容量ポンプを用いたA、D格納容器再循環ユニットへの海水通水により、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。 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>k. 原子炉補機冷却水系の復旧作業 緊急安全対策要員等の作業時間や原子炉補機冷却水系の機能喪失要因を考慮し、予備品の海水ポンプモータによる対応を行うこと等で、原子炉補機冷却水系の復旧を図る。</p> | <p>j. 格納容器内自然対流冷却 長期対策として、大容量ポンプを用いたA、B格納容器再循環ユニットへの海水通水により、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。 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>k. 原子炉補機冷却系の復旧作業 召集要員の作業時間や原子炉補機冷却水系の機能喪失要因を考慮し、予備品の海水ポンプモータによる対応を行うこと等で、原子炉補機冷却水系の復旧を図る。</p> | <p>全弁（自動減圧機能）を全閉とする。</p> | <p>j. 格納容器内自然対流冷却 可搬型大型送水ポンプ車を用いたC、D-格納容器再循環ユニットへの海水通水により、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。 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>k. 原子炉補機冷却水系の復旧作業 参集要員等の作業時間や原子炉補機冷却水系の機能喪失要因を考慮し、予備品の原子炉補機冷却海水ポンプ電動機による対応を行うこと等で、原子炉補機冷却水系の復旧を図る。</p> | <p>【大飯、高浜】 対応要員の相違 【大飯、高浜】 設備名称の相違</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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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>5.2.2 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外部電源が喪失する事故」であるが、「外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失する事故」との従属性を考慮し、「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」である。</p> <p>なお、非常用所内交流電源の復旧に伴い、電源供給機能が復旧することも考えられるが、復旧により中央制御室での操作が可能となることで現場操作にかかる作業、要員等の必要な作業項目と要員</p> | <p>7.4.2.2 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、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外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失する事故」であるが、「外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失する事故」との従属性を考慮し、「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」である。</p> <p>なお、非常用所内交流電源の復旧に伴い、電源供給機能が復旧することも考えられるが、復旧により中央制御室での操作が可能となることで現場操作にかかる作業、要員等の必要な作業項目と要員</p> | <p>5.2.2 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、「外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。</p> <p>なお、「5.1 崩壊熱除去機能喪失」で考慮している事故シーケンス「崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」は、事象進展が同様なので併せて本重要事故シーケンスにおいて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。</p> <p>本評価で想定するプラント状態においては、崩壊熱、原子炉冷却材及び注水手段の多様性の観点から、「POS-APCV/RPV開放及び原子炉ウエル滴水への移行状態」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>7.4.2.2 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外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失する事故」であるが、「外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失する事故」との従属性を考慮し、「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」である。</p> <p>本評価で想定す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, 7.4.2.6)</p> <p>なお、非常用所内交流電源の復旧に伴い、電源供給機能が復旧することも考えられるが、復旧により中央制御室での操作が可能となることで現場操作にかかる作業、要員等の必要な作業項目と要員</p> | <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪】 設計の相違 ・相違理由は前述どおり (2ページ参照)</p> <p>【大阪、高浜】 記載箇所の相違（女川実績の反映） ・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</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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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>は少なくなることから、本重要事故シーケンスに対する有効性評価により、あわせて措置の有効性を確認する。</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、本重要事故シーケンス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>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第5.2.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。 (添付資料 5.2.2)</p> | <p>は少なくなることから、本重要事故シーケンスに対する有効性評価により、併せて措置の有効性を確認する。</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、本重要事故シーケンス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>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第5.2.2.1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。 (添付資料 5.2.2)</p> | <p>また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンス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>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第5.2.2表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス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>は少なくなることから、本重要事故シーケンスに対する有効性評価により、あわせて措置の有効性を確認する。</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、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、本重要事故シーケンス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>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.4.2.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。 (添付資料 7.4.2.3)</p> <p>a. 初期条件</p> | <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・相違理由は前述どおり (2ページ参照)</p> <p>【女川】 評価手法の相違 ・女川は解析コードを使用せずに評価をしているため評価条件と記載</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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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) 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>(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 実操作では低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）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。大</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>(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>【大飯、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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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) 起因事象 起因事象として、外部電源喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却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。 起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。</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</p> | <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象 起因事象として、外部電源喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却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。 起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。</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</p> | <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象 起因事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源が喪失するものとする。また、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）が機能喪失することにより、崩壊熱除去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。 起因事象として、外部電源を喪失するものとしている。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> | <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象 起因事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、全交流動力電源が喪失するものとする。また、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）が機能喪失することにより、余熱除去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。 起因事象として、外部電源を喪失するものとしている。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</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】 設計の相違 ・相違理由は前述どおり （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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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>(1 基当たり)</p> <p>(b) 恒設代替低圧注水ポンプの原子炉への注水流量 原子炉停止 72 時間後を事象開始として、「5.2.2(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、代替交流電源の準備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原子炉への注水操作は、事象発生の検知及び判断、代替交流電源の準備並び</p> | <p>(1 基当たり)</p> <p>(b) 恒設代替低圧注水ポンプの原子炉への注水流量 原子炉停止の 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、代替交流電源の準備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原子炉への注水操作は、事象発生の検知及び判断、代替交流電源の準備並び</p> | <p>(a) 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ） 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水流量は 100m³/h とする。</p> <p>(b) 原子炉補機代替冷却水系 伝熱容量は 16MW（原子炉冷却材温度 154℃、海水温度 26℃において）とする。</p> <p>(c) 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) 常設代替交流電源設備による交流電源の供給は、事象発生 20 分後に開始するものとする。</p> <p>(b) 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水準備操作は事象発生 25 分までに完了する</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 原子炉停止 72 時間後を事象開始として、「7.4.2.2(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発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) 代替非常用発電機による交流電源の供給は、事象発生 25 分後に開始するものとする。</p> <p>(b) 代替格納容器スプレイポンプの原子炉への注水操作は、事象発生の検知及び判断、代替交流電源の準備</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】 記載方針の相違（女川実績の反映） 【大阪、高浜】 設計の相違 ・相違理由は前述どおり （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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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>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後の時間として、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</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第5.2.2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5.2.4図から第5.2.12図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い、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へ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し、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>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後の時間として、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</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第5.2.1.2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5.2.2.1図から第5.2.2.9図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い、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。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へ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し、</p> | <p>が、原子炉注水操作は事象発生2時間後から開始する。</p> <p>(c) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）は、軸受等の冷却が必要となるため、原子炉補機代替冷却水系の準備が完了する事象発生24時間後から開始する。</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第5.2.5図に、原子炉水位と線量率の関係を第5.2.6図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、全交流動力電源喪失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。</p> <p>常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、事象発生から2時間経過した時点で、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水を行うことによって、原子炉水位は燃料有効長頂部の約4.2m上まで低下することとまる。原子炉水位回復後は、蒸発量に応じた注水を実施することによって、原子炉水位を通常運転水位付近に維持することができる。</p> <p>事象発生から24時間経過した時点で、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱を開始することによって、原子炉水温は低下する。</p> | <p>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</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第7.4.2.2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7.4.2.4図から第7.4.2.12図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い、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>【大阪、高浜】 設計の相違 ・相違理由は前述どおり（2ページ参照） 【大阪、高浜】 解析条件の相違</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> |

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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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>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、炉心水位を確保することができる。</p> <p>(添付資料 5.1.5、5.2.3)</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>炉心上端ボイド率は第5.2.5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く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</p> | <p>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、炉心水位を確保することができる。</p> <p>(添付資料 5.2.3、5.1.4)</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>炉心上端ボイド率は第5.2.2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く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</p> | <p>原子炉水位は、第5.2.5図に示すとおり、燃料有効長頂部の約4.2m上まで低下するとどまり、燃料は冠水を維持する。</p> <p>原子炉圧力容器は未開放であり、第5.2.6図に示すとおり、必要な遮蔽^{※2}を確保でき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>なお、事象発生前に現場にいた作業員の退避における放射線影響については現場環境が悪化する前に退避が可能であるため、影響はない。</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 7.4.1.4、7.4.2.4)</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>炉心上端ボイド率は第7.4.2.5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く燃料は冠水を維持する。</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の方が大きくなることにより、一時的に反応度は</p> | <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・相違理由は前述どおり (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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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>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、ほう素価値が取替炉心で大きく変わらないことから、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5.2.12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5.2.9図及び第5.2.11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、高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転に切り替え、炉心注水を継続すること、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原子炉格納容器の除熱を継続することで、燃料の健全</p> | <p>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、ほう素価値が取替炉心で大きく変わらないことから、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5.2.2.9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5.2.2.6図及び第5.2.2.8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、余熱除去ポンプによる低圧代替再循環運転に切り替え、炉心注水を継続すること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燃料の健全性を維持できる。</p> | <p>事象発生2時間後から、常設代替交流電源設備により電源を供給された低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の安定した原子炉注水を継続することから、長期的に原子炉压力容器及び原子炉格納容器の安定状態を維持できる。</p> | <p>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、ほう素価値が取替炉心で大きく変わらないことから、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7.4.2.12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7.4.2.9図及び第7.4.2.11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、高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転に切り替え、炉心注水を継続すること及び格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により除熱を継続することで、燃料の健全性を維持でき</p> | <p>【大阪、高浜】 評価結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【高浜】 設計の相違 ・相違理由は前述どおり (2ページ参照)</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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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>性を維持できる。</p> <p>(添付資料 5.1.8、5.2.4、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>(添付資料 5.1.11、5.1.12、5.2.5)</p> | <p>(添付資料 5.1.7、5.2.4、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>(添付資料 5.1.8、5.1.9、5.2.5)</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>※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。全交流動力電源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。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</p> | <p>る。</p> <p>(添付資料 7.4.1.7、7.4.1.9、7.4.2.5)</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】 記載箇所の相違（女川実績の反映） ・泊は同様の記載を「(1)有効性評価の方法」に記載</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・具体的に評価した評価項目をまとめて記載</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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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>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, 5.1.6, 5.1.7, 5.2.1)</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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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>5.2.3 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ものとする。</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次冷却系保有水量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/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。しかし、炉心水位を起点に開始する操作はないことから、運転員等操作時間に与える影</p> | <p>5.2.3 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ものとする。</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次系保有水量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/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。しかし、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> | <p>5.2.3 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全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）等による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、常設代替交流電源設備による受電及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水操作とする。</p> | <p>7.4.2.3 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全交流動力電源が喪失し、余熱除去系による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/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。しかし、炉心水位を起点に開始する操作はないことから、運転員等操作時間に与える影</p> | <p>【大阪、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映） 【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・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 ・相違理由は前述どおり （2ページ参照） 【高浜】 記載方針の相違</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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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>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2.2.8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5.2.2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</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、解析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5.1.12)</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5.2.2.1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</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5.2.2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</p> | <p>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7.4.2.8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7.4.2.2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</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】 記載表現の相違(女川実績の反映)</p> <p>【高浜】</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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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>評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 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、炉心水位を起点と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>値)に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 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、炉心水位を起点と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>果を以下に示す。</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、注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の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、注水操作や給電操作は原子炉水温に依</p> | <p>る影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 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、炉心水位を起点と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>記載内容の相違 ・注は個別解析のため、標準値に係る記載をしない（大阪と同様）</p> <p>【大阪、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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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>じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の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、注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作であることから、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、注水操作や給電操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の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</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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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>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、評価条件の不確かさとして、原子炉压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、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、必要な遮蔽を確保できる水位（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、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</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>【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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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>停止1日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、本時間に対して作業員が現場から避難するまでの時間及び原子炉注水までの時間は確保されているため放射線の遮蔽は維持され、原子炉水位が燃料有効長頂部を下回ることないことから、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、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、</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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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. 操作条件 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</p> | <p>b. 操作条件 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</p> | <p>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は大きくなる。</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気圧であり、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、沸騰開始時間は遅くなり、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は大きくなる^{※3}。</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>※3 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 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</p> | <p>b. 操作条件 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</p> | <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違</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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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>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5.2.3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5.2.3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>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パラメータに与える影響を確認する。</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5.2.1.2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5.2.1.2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>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>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水準備操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から25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、常設代替交流電源設備からの受電操作時間は、時間余裕を含めて設定されていることから、実態の運転操作においては、評価上の受電完了時間と比べ短くなる可能性があり、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水操作は、事象発生から2時間後に開始する。運転員等操作時間に与える影響として、時間余裕を含めて設定され</p> | <p>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、事象発生後の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>【大阪 高浜】 設計の相違 ・相違理由は前述どおり (2 ページ参照)</p> <p>【大阪 高浜】 評価方針の相違 (女川 緑字/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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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) 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>(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>ていることから、実態の運転操作においては、評価上の想定よりも短くなる可能性があり、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の原子炉補機代替冷却水系の運転操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から24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、原子炉補機代替冷却水系の準備は、9時間を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了することで操作開始時間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。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系統（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水操作は、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、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の原子炉補機代替冷却水系の運転操作は、運転員等操作時間に与える影響として、操作開始時間は評価上の想定より早まる可能性があるが、原子炉への注水をすでに実施していることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>(添付資料 5.1.2, 5.1.7, 5.2.2)</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>【大阪、高浜】 設計の相違 ・相違理由は前述どおり (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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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>(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 5.2.13 図及び第 5.2.14 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、事象発生の約 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、事象発生の 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 5.2.15 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、事象発生の 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>(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操作の操作時間余裕としては、第 5.2.3.1 図及び第 5.2.3.2 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、事象発生の約 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 5.2.3.3 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>(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>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水操作は、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事象発生から約 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が 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>操作条件の原子炉補機代替冷却水系運転操作は、事象発生 24 時間後の操作であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。仮に、操作が遅れる場合は、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉への注水を継続する。</p> <p>(添付資料 5.1.2, 5.1.7, 5.2.2)</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 7.4.2.13 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>【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 ・相違理由は前述どおり (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</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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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。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 5.2.6)</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。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 5.2.6)</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。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。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 7.4.2.7)</p> | <p>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 ・相違理由は前述どおり （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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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>5.2.4 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「全交流動力電源喪失」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、「5.2.1(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「全交流動力電源喪失」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。ただし、燃料のうち送水車用燃料（軽油）については共用であるため、3号炉及び4号炉の合計の消費量を評価する。</p> <p>a. 水源</p> <p>燃料取替用水ピット（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代替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高圧代替再循環運転が可能であるため、燃料取替用水ピットへの補給は不</p> | <p>5.2.4 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「全交流動力電源喪失」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「5.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり62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「全交流動力電源喪失」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。ただし、燃料のうち消防ポンプ用燃料（ガソリン）については共用であるため、3号炉及び4号炉の合計の消費量を評価する。</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代替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る。この間に、格納容器再循環サンプを水源とした低圧代替再循環運転が可能であるため、燃料取替用水タンクへの補給は不</p> | <p>5.2.4 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「全交流動力電源喪失」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「5.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり28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「全交流動力電源喪失」において、水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>(添付資料5.2.3)</p> <p>a. 水源</p> <p>低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水については、7日間の対応を考慮すると、約534m³の水が必要である。</p> <p>水源として、復水貯蔵タンクに約1,192m³の水量を保有している。これにより、注水によって復水貯蔵タンクを枯渇させることなく、必要な水量を</p> | <p>7.4.2.4 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「全交流動力電源喪失」において、重大事故等対策時における必要な要員は「7.4.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり20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35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「全交流動力電源喪失」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>燃料取替用水ピット（1,700m³：有効水量）を水源とする代替格納容器ブレイポンプによる代替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高圧代替再循環運転が可能であるため、燃料取替用水ピットへの補給は不</p> | <p>【大阪、高浜】 体制の相違 ・要員体制の相違</p> <p>【大阪、高浜】 評価条件の相違 ・泊3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 ・燃料取替用水ピ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 【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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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>要である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>(a) 重油</p> <p>空冷式非常用発電装置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日間の運転継続には約133.4kℓ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>要である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>(a) 重油</p> <p>空冷式非常用発電装置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日間の運転継続には約133.4kℓ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>確保可能であり、7日間の継続実施が可能である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、事象発生後7日間の運転継続に約414kℓの軽油が必要となる。</p> <p>大容量送水ポンプ（タイプⅠ）による復水貯蔵タンクへの給水については、保守的に事象発生直後からの大容量送水ポンプ（タイプⅠ）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約32kℓの軽油が必要となる。</p> <p>原子炉補機代替冷却水系については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約42kℓ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、常設代替交流電源設備による電源供給、大容量送水ポンプ（タイプⅠ）による復水貯蔵タンクへの給水及び原子炉補機代替冷却水系の運転について、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</p> | <p>不要である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>代替非常用発電機による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続には約138.1kℓ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20.9kℓの軽油が必要となる。</p> | <p>設計の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・再循環運転の相違理由は前述どおり (2ページ参照) <p>【大阪、高浜】</p> <p>設計の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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>【大阪、高浜】</p> <p>設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】</p> <p>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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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>大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却については、事象発生後の13.6時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約47.9kℓ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184.4kℓとなるが、「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のうち、使用可能量(548kℓ)にて供給可能である。</p> <p>(b) 軽油</p> <p>送水車による使用済燃料ピットへの海水注水については、3号炉、4号炉それぞれ事象発生後の6.3時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約4,771ℓの軽油が必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要な軽油は、これらを合計して約9,542ℓとなるが、「6.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、発電所構内に備蓄している軽油21,000ℓにて供給可能である。</p> | <p>大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却については、事象発生後の13.5時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約47.9kℓ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184.1kℓの重油が必要となるが「6.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯蔵タンク等の合計油量のうち、使用可能量(420kℓ)にて供給可能である。</p> <p>(b) ガソリン</p> <p>使用済燃料ピットへ海水を補給するための消防ポンプについては、3号炉、4号炉それぞれ事象発生後の18時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約1,507ℓのガソリンが必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要なガソリンは、合計して約3,014ℓとなるが、「6.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、発電所構内に備蓄しているガソリン12,150ℓにて供給可能である。</p> | <p>あることから、7日間の継続が可能である（合計使用量約505kℓ）。</p> <p>【再掲】</p> <p>大容量送水ポンプ(タイプI)による復水貯蔵タンクへの給水については、保守的に事象発生直後からの大容量送水ポンプ(タイプI)の運転を想定すると、7日間の運転継続に約32kℓの軽油が必要となる。</p> <p>【再掲】</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、常設代替交流電源設備による電源供給、大容量送水ポンプ(タイプI)による復水貯蔵タンクへの給水及び原子炉補機代替冷却水系の運転について、7日間の継続が可能である。</p> | <p>可搬型大型送水ポンプ車による格納容器内自然対流冷却については、事象発生後の10.5時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約11.4kℓの軽油が必要となる。</p> <p>可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの海水注水については、保守的に事象発生直後からの可搬型大型送水ポンプ車の運転を想定すると、7日間の運転継続に約12.5kℓ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(約540kℓ)及び燃料タンク(SA)(約50kℓ)にて合計約590kℓ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、代替非常用発電機による電源供給、緊急時対策所への電源供給、可搬型大型送水ポンプ車による格納容器内自然対流冷却及び使用済燃料ピットへの海水注水について、7日間の継続が可能である（合計使用量約182.9kℓ）。</p> | <p>【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違 ・泊は使用する油が軽油のみのため合計油量を最後に記載</p> <p>【高浜】 記載表現の相違</p> <p>【大阪、高浜】 評価方針の相違(女川実機の反映)</p> <p>・泊は燃料の評価条件に基づき保守的に事象発生直後からの運転を想定して必要な油量を評価</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違(女川実機の反映)</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・貯油槽容量の相違</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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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>c. 電源</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及びその他負荷として約1,759kW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 5.2.7)</p> | <p>c. 電源</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及びその他負荷として約438kW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 5.2.7)</p> | <p>c. 電源</p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として約4,440kW必要となるが、常用連続運用仕様である約6,000kW未満となることから、必要負荷に対しての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>所内常設蓄電式直流電源設備の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、不要な直流負荷の切り離しを行うことにより、事象発生後24時間の直流電源供給が可能である。</p> | <p>c. 電源</p> <p>代替非常用発電機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1,638kW必要となるが、代替非常用発電機の給電容量2,760kW(3,450kVA)未満となることから、必要負荷に対しての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>蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、不要な直流負荷の切り離しを行うことにより、事象発生後24時間の直流電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料 7.4.2.8)</p> | <p>【大阪、高浜】設計の相違</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】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>・緊急時及び蓄電池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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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>5.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉運転停止中に送電系統の故障等により、外部電源が喪失するとともに、非常用所内交流電源系統が機能喪失する。また、従属的に原子炉補機冷却機能が喪失が発生し、原子炉補機冷却水が必要な機器に供給できなくなることに伴い、余熱除去系による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「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策は、短期対策として蓄圧タンク、恒設代替低圧注水ポンプ及び充てんポンプによる炉心注水する手段を、長期対策として大容量ポンプを用いて高圧注入ポンプ及び格納容器再循環ユニットへ冷却水として海水を通水することで、高圧注入ポンプによる高圧代替再循環及び格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却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「全交流動力電源喪失」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外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」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、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</p> | <p>5.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉運転停止中に送電系統の故障等により、外部電源が喪失するとともに、非常用所内交流電源が機能喪失する。また、従属的に原子炉補機冷却機能が喪失が発生し、原子炉補機冷却水が必要な機器に供給できなくなることに伴い、余熱除去系による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「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策は、短期対策として蓄圧タンク、恒設代替低圧注水ポンプ及び充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水する手段を、長期対策として大容量ポンプを用いて余熱除去ポンプ及び格納容器再循環ユニットへ冷却水として海水を通水することで、余熱除去ポンプによる低圧代替再循環及び格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却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「全交流動力電源喪失」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外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」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、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</p> | <p>5.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系等による崩壊熱除去機能が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「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策としては、初期の対策として、常設代替交流電源設備による交流電源供給手段、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失+交流電源喪失+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、常設代替交流電源設備による交流電源供給、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水及び原子炉補機代替冷却水系</p> | <p>7.4.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、余熱除去系による余熱除去機能が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「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策としては、初期の対策として、代替格納容器スプレイポンプ及びB-充てんポンプ（自己冷却）による炉心注水する手段、安定状態に向けた対策として、可搬型大型送水ポンプ車を用いてA-高圧注入ポンプ（海水冷却）及び格納容器再循環ユニットへ冷却水として海水を通水することで、A-高圧注入ポンプ（海水冷却）を用いた高圧代替再循環による炉心冷却及び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している。</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」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外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」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、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】 設計の相違 ・相違理由は前述どおり (2ページ参照)</p> <p>【高浜】 設計の相違 ・相違理由は前述どおり (2ページ参照)</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・相違理由は前述どおり</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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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>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、本事故シナシナ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、全交流動力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、事故シナシナグループ「全交流動力電源喪失」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ナシナグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。</p> | <p>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、本事故シナシナ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、全交流動力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、事故シナシナグループ「全交流動力電源喪失」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ナシナグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。</p> | <p>を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による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>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、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水及び原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による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ナシナグループ「全交流動力電源喪失」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ナシナグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。</p> | <p>(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> <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 ・泊では文内で重複する表現のため記載していない（伊方と同様）</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・相違理由は前述どおり (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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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>第5.2.1表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について（3/3）</p> <table border="1" data-bbox="241 209 465 1070"> <thead> <tr> <th>手順</th> <th>実施内容</th> <th>重大事故等対策設備</th> <th>対策設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1. 燃料容器内自然冷却設備</td> <td>・燃料容器として、本装置ポンプを用いたA、D燃料容器内自然冷却ポンプへの海水送水により、燃料容器内自然冷却設備を稼働させることにより、燃料容器内の温度を継続的に低減させる。</td> <td>A、D燃料容器内自然冷却ポンプ 燃料容器内自然冷却ポンプ 燃料容器内自然冷却ポンプ</td> <td>燃料容器内自然冷却ポンプ 燃料容器内自然冷却ポンプ 燃料容器内自然冷却ポンプ</td> </tr> <tr> <td>2. 原子炉隔離後冷却水の確保</td> <td>・緊急安全対策要員等の作業時間や原子炉隔離後冷却水の確保に必要となる作業を考慮し、予備品の海水ポンプモータによる対応を行うこと等により、原子炉隔離後冷却水の確保を図る。</td> <td>予備品の海水ポンプモータ</td> <td>予備品の海水ポンプモータ</td> </tr> </tbody> </table> <p>【1】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備</p> | 手順 | 実施内容 | 重大事故等対策設備 | 対策設備 | 1. 燃料容器内自然冷却設備 | ・燃料容器として、本装置ポンプを用いたA、D燃料容器内自然冷却ポンプへの海水送水により、燃料容器内自然冷却設備を稼働させることにより、燃料容器内の温度を継続的に低減させる。 | A、D燃料容器内自然冷却ポンプ 燃料容器内自然冷却ポンプ 燃料容器内自然冷却ポンプ | 燃料容器内自然冷却ポンプ 燃料容器内自然冷却ポンプ 燃料容器内自然冷却ポンプ | 2. 原子炉隔離後冷却水の確保 | ・緊急安全対策要員等の作業時間や原子炉隔離後冷却水の確保に必要となる作業を考慮し、予備品の海水ポンプモータによる対応を行うこと等により、原子炉隔離後冷却水の確保を図る。 | 予備品の海水ポンプモータ | 予備品の海水ポンプモータ | <p>第5.2.1.1表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について（3/4）</p> <table border="1" data-bbox="629 225 909 839"> <thead> <tr> <th>手順</th> <th>実施内容</th> <th>重大事故等対策設備</th> <th>対策設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1. 燃料容器内自然冷却設備</td> <td>・燃料容器として、燃料容器ポンプが停止した場合は、燃料容器内自然冷却ポンプによる海水送水により、燃料容器内自然冷却設備を稼働させることにより、燃料容器内の温度を継続的に低減させる。</td> <td>燃料容器ポンプ 燃料容器ポンプ</td> <td>燃料容器ポンプ 燃料容器ポンプ</td> </tr> <tr> <td>2. 原子炉隔離後冷却水の確保</td> <td>・緊急安全対策要員等の作業時間や原子炉隔離後冷却水の確保に必要となる作業を考慮し、予備品の海水ポンプモータによる対応を行うこと等により、原子炉隔離後冷却水の確保を図る。</td> <td>予備品の海水ポンプモータ</td> <td>予備品の海水ポンプモータ</td> </tr> </tbody> </table> <p>【1】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備</p> <p>第5.2.1.1表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について（4/4）</p> <table border="1" data-bbox="949 225 1032 839"> <thead> <tr> <th>手順</th> <th>実施内容</th> <th>重大事故等対策設備</th> <th>対策設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1. 燃料容器内自然冷却設備</td> <td>・燃料容器として、燃料容器ポンプが停止した場合は、燃料容器内自然冷却ポンプによる海水送水により、燃料容器内自然冷却設備を稼働させることにより、燃料容器内の温度を継続的に低減させる。</td> <td>燃料容器ポンプ 燃料容器ポンプ</td> <td>燃料容器ポンプ 燃料容器ポンプ</td> </tr> </tbody> </table> <p>【1】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備</p> | 手順 | 実施内容 | 重大事故等対策設備 | 対策設備 | 1. 燃料容器内自然冷却設備 | ・燃料容器として、燃料容器ポンプが停止した場合は、燃料容器内自然冷却ポンプによる海水送水により、燃料容器内自然冷却設備を稼働させることにより、燃料容器内の温度を継続的に低減させる。 | 燃料容器ポンプ 燃料容器ポンプ | 燃料容器ポンプ 燃料容器ポンプ | 2. 原子炉隔離後冷却水の確保 | ・緊急安全対策要員等の作業時間や原子炉隔離後冷却水の確保に必要となる作業を考慮し、予備品の海水ポンプモータによる対応を行うこと等により、原子炉隔離後冷却水の確保を図る。 | 予備品の海水ポンプモータ | 予備品の海水ポンプモータ | 手順 | 実施内容 | 重大事故等対策設備 | 対策設備 | 1. 燃料容器内自然冷却設備 | ・燃料容器として、燃料容器ポンプが停止した場合は、燃料容器内自然冷却ポンプによる海水送水により、燃料容器内自然冷却設備を稼働させることにより、燃料容器内の温度を継続的に低減させる。 | 燃料容器ポンプ 燃料容器ポンプ | 燃料容器ポンプ 燃料容器ポンプ | <p>第7.4.2.1表 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について（3/3）</p> <table border="1" data-bbox="1563 240 1939 1070"> <thead> <tr> <th>手順</th> <th>実施内容</th> <th>重大事故等対策設備</th> <th>対策設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1. 高圧代用ポンプによる炉心冷却</td> <td>・燃料容器内自然冷却ポンプが停止した場合、高圧代用ポンプによる炉心冷却を行うことにより、燃料容器内の温度を継続的に低減させる。</td> <td>高圧代用ポンプ</td> <td>高圧代用ポンプ</td> </tr> <tr> <td>2. 燃料容器内自然冷却設備</td> <td>・燃料容器として、燃料容器ポンプが停止した場合は、燃料容器内自然冷却ポンプによる海水送水により、燃料容器内自然冷却設備を稼働させることにより、燃料容器内の温度を継続的に低減させる。</td> <td>燃料容器ポンプ 燃料容器ポンプ</td> <td>燃料容器ポンプ 燃料容器ポンプ</td> </tr> </tbody> </table> <p>【1】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備</p> | 手順 | 実施内容 | 重大事故等対策設備 | 対策設備 | 1. 高圧代用ポンプによる炉心冷却 | ・燃料容器内自然冷却ポンプが停止した場合、高圧代用ポンプによる炉心冷却を行うことにより、燃料容器内の温度を継続的に低減させる。 | 高圧代用ポンプ | 高圧代用ポンプ | 2. 燃料容器内自然冷却設備 | ・燃料容器として、燃料容器ポンプが停止した場合は、燃料容器内自然冷却ポンプによる海水送水により、燃料容器内自然冷却設備を稼働させることにより、燃料容器内の温度を継続的に低減させる。 | 燃料容器ポンプ 燃料容器ポンプ | 燃料容器ポンプ 燃料容器ポンプ | <p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】 名称等の相違 ・設備仕様等の差異により「手順」「重大事故等対策設備」の記載、名称が異なる</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・泊でも女川同様、重大事故等対策設備（設計基準超過）の分類を導入する予定であり、整理出稼次第、有効性評価欄へ反映する</p> |
| 手順 | 実施内容 | 重大事故等対策設備 | 対策設備 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1. 燃料容器内自然冷却設備 | ・燃料容器として、本装置ポンプを用いたA、D燃料容器内自然冷却ポンプへの海水送水により、燃料容器内自然冷却設備を稼働させることにより、燃料容器内の温度を継続的に低減させる。 | A、D燃料容器内自然冷却ポンプ 燃料容器内自然冷却ポンプ 燃料容器内自然冷却ポンプ | 燃料容器内自然冷却ポンプ 燃料容器内自然冷却ポンプ 燃料容器内自然冷却ポンプ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2. 原子炉隔離後冷却水の確保 | ・緊急安全対策要員等の作業時間や原子炉隔離後冷却水の確保に必要となる作業を考慮し、予備品の海水ポンプモータによる対応を行うこと等により、原子炉隔離後冷却水の確保を図る。 | 予備品の海水ポンプモータ | 予備品の海水ポンプモータ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 手順 | 実施内容 | 重大事故等対策設備 | 対策設備 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1. 燃料容器内自然冷却設備 | ・燃料容器として、燃料容器ポンプが停止した場合は、燃料容器内自然冷却ポンプによる海水送水により、燃料容器内自然冷却設備を稼働させることにより、燃料容器内の温度を継続的に低減させる。 | 燃料容器ポンプ 燃料容器ポンプ | 燃料容器ポンプ 燃料容器ポンプ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2. 原子炉隔離後冷却水の確保 | ・緊急安全対策要員等の作業時間や原子炉隔離後冷却水の確保に必要となる作業を考慮し、予備品の海水ポンプモータによる対応を行うこと等により、原子炉隔離後冷却水の確保を図る。 | 予備品の海水ポンプモータ | 予備品の海水ポンプモータ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 手順 | 実施内容 | 重大事故等対策設備 | 対策設備 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1. 燃料容器内自然冷却設備 | ・燃料容器として、燃料容器ポンプが停止した場合は、燃料容器内自然冷却ポンプによる海水送水により、燃料容器内自然冷却設備を稼働させることにより、燃料容器内の温度を継続的に低減させる。 | 燃料容器ポンプ 燃料容器ポンプ | 燃料容器ポンプ 燃料容器ポンプ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 手順 | 実施内容 | 重大事故等対策設備 | 対策設備 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1. 高圧代用ポンプによる炉心冷却 | ・燃料容器内自然冷却ポンプが停止した場合、高圧代用ポンプによる炉心冷却を行うことにより、燃料容器内の温度を継続的に低減させる。 | 高圧代用ポンプ | 高圧代用ポンプ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2. 燃料容器内自然冷却設備 | ・燃料容器として、燃料容器ポンプが停止した場合は、燃料容器内自然冷却ポンプによる海水送水により、燃料容器内自然冷却設備を稼働させることにより、燃料容器内の温度を継続的に低減させる。 | 燃料容器ポンプ 燃料容器ポンプ | 燃料容器ポンプ 燃料容器ポンプ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

第5.2.2表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
 (燃料取出前のミッドループレープ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用内交直流電源が喪失し、原子炉停機が追加機能が喪失する事象) (1/2)

| | |
|-------------------|---|
| 項目 | 主要解析条件 |
| 炉内コード | M-RELEAPS |
| 原子炉停止後の時間 | 72時間 |
| 1次冷却材圧力 (初期) | 本気圧 (OMP+1step) |
| 1次冷却材循環温度 (初期) | 93℃ (保安規定モード) |
| 1次冷却材水位 (初期) | 原子炉格納箱出入口 配置中心高さ+200mm |
| 炉心温度 (初期) | FP、日本原子力発電所標準 アクチビド、ORIGEN2 (サイクル末期を規定) |
| 1次冷却材開口部 (初期) | 加圧器安全弁2開放外し |
| 2次冷却材の性能 (初期) | 2次冷却材からの冷却なし |

注1 燃料取出前1日または定期検査終了後1日以内の期間を示している。運転運転条件における原子炉の出力は定期検査終了後及び定期検査開始前1日から16時間以内を低下させるが、運転評価は原子炉システムのより厳格な出力を想定する保守的計算条件を適用している。

注2 平均炉心サイクル末期の炉心平均温度に対して、ばらつきとして10%の保守性を考慮

高浜発電所3/4号炉

第5.2.2.1表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
 (燃料取出前のミッドループレープ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用内交直流電源が喪失し、原子炉停機追加機能が喪失する事象) (1/2)

| | |
|-------------------|---|
| 項目 | 主要解析条件 |
| 炉内コード | M-RELEAPS |
| 原子炉停止後の時間 | 55時間 |
| 1次冷却材圧力 (初期) | 本気圧 (OMP+1step) |
| 1次冷却材循環温度 (初期) | 93℃ (保安規定モード) |
| 1次冷却材水位 (初期) | 原子炉格納箱出入口 配置中心高さ+400mm |
| 炉心温度 (初期) | FP、日本原子力発電所標準 アクチビド、ORIGEN2 (サイクル末期を規定) |
| 1次冷却材開口部 (初期) | 加圧器安全弁2開放外し |
| 2次冷却材の性能 (初期) | 2次冷却材からの冷却なし |

注1 燃料取出前1日または定期検査終了後1日以内の期間を示している。運転運転条件における原子炉の出力は定期検査終了後及び定期検査開始前1日から16時間以内を低下させるが、運転評価は原子炉システムのより厳格な出力を想定する保守的計算条件を適用している。

注2 平均炉心サイクル末期の炉心平均温度に対して、ばらつきとして10%の保守性を考慮

女川原子力発電所2号炉

第5.2.2.2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失)

| | | |
|-------------------|---|---------------|
| 項目 | 主要解析条件 | 設備名称の相違 |
| 原子炉停止後の時間 | 72時間 | 燃料格納箱の中心高さを規定 |
| 1次冷却材圧力 (初期) | 本気圧 (OMP+1step) | 1次冷却材循環温度を規定 |
| 1次冷却材循環温度 (初期) | 93℃ (保安規定モード) | 1次冷却材水位を規定 |
| 1次冷却材水位 (初期) | 原子炉格納箱出入口 配置中心高さ+400mm | 炉心温度を規定 |
| 炉心温度 (初期) | FP、日本原子力発電所標準 アクチビド、ORIGEN2 (サイクル末期を規定) | 1次冷却材開口部を規定 |
| 1次冷却材開口部 (初期) | 加圧器安全弁2開放外し | 2次冷却材の性能を規定 |

注1 燃料取出前1日または定期検査終了後1日以内の期間を示している。運転運転条件における原子炉の出力は定期検査終了後及び定期検査開始前1日から16時間以内を低下させるが、運転評価は原子炉システムのより厳格な出力を想定する保守的計算条件を適用している。

注2 平均炉心サイクル末期の炉心平均温度に対して、ばらつきとして10%の保守性を考慮

泊発電所3号炉

第7.4.2.2表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
 (燃料取出前のミッドループレープ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用内交直流電源が喪失し、原子炉停機追加機能が喪失する事象) (1/2)

| | |
|-------------------|---|
| 項目 | 主要解析条件 |
| 炉内コード | M-RELEAPS |
| 原子炉停止後の時間 | 72時間 |
| 1次冷却材圧力 (初期) | 本気圧 (OMP+1step) |
| 1次冷却材循環温度 (初期) | 93℃ (保安規定モード) |
| 1次冷却材水位 (初期) | 原子炉格納箱出入口 配置中心高さ+100mm |
| 炉心温度 (初期) | FP、日本原子力発電所標準 アクチビド、ORIGEN2 (サイクル末期を規定) |
| 1次冷却材開口部 (初期) | 加圧器安全弁2開放外し |
| 2次冷却材の性能 (初期) | 2次冷却材からの冷却なし |

注1 燃料取出前1日または定期検査終了後1日以内の期間を示している。運転運転条件における原子炉の出力は定期検査終了後及び定期検査開始前1日から16時間以内を低下させるが、運転評価は原子炉システムのより厳格な出力を想定する保守的計算条件を適用している。

注2 平均炉心サイクル末期の炉心平均温度に対して、ばらつきとして10%の保守性を考慮

相違理由

【大坂、高浜】
 設計の相違
 ・泊、詳細解析であり、設備仕様も異なることから「主要解析条件」及び「条件設定の考え方」の記載が一部異なる

【大坂、高浜】
 名称等の相違

【大坂】
 評価条件の相違
 ・原子炉停止後の時間の条件設定の考え方は、泊が保守的に水抜き開始時点からさらに余裕をみた時間を設定しているのに対して、大坂は崩壊熱と水位で評価条件を整合させる観点から水抜き完了までの時間に余裕をみた時間を設定（考え方は高浜、伊方と同様）

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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

第 5.2.2 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
 (燃料取出前のミッドグループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故) (2/2)

| 項目 | 主要解析条件 |
|---------------|---|
| 起回事象 | 外部電源喪失 |
| 安全機能の喪失に対する規定 | 非常用所内交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失 |
| 外部電源 | 外部電源なし |
| 蓄圧タンク蓄積圧力 | 1.03MPa [bara] [最低蓄積圧力] |
| 蓄圧タンク残存水量 | 26.0m ³ (1.1 庫当たり) [最低残存水量] |
| 蓄積圧力 | 2.0m ³ /h |
| 原子炉への注水流量 | 1 庫目：事故発生後の 60 分後 2 庫目：事故発生後の 100 分後 3 庫目：事故発生後の 140 分後 |
| 原子炉への注水流量 | 1 庫目：事故発生後の 60 分後 2 庫目：事故発生後の 100 分後 3 庫目：事故発生後の 140 分後 |
| 原子炉への注水流量 | 1 庫目：事故発生後の 60 分後 2 庫目：事故発生後の 100 分後 3 庫目：事故発生後の 140 分後 |
| 原子炉への注水流量 | 1 庫目：事故発生後の 60 分後 2 庫目：事故発生後の 100 分後 3 庫目：事故発生後の 140 分後 |

*：3 庫目運転中の燃料棒束となる割合を考慮し、全 4 庫のうち、1 庫には動作しない。

第 5.2.2.1 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
 (燃料取出前のミッドグループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故) (2/2)

| 項目 | 主要解析条件 |
|---------------|---|
| 起回事象 | 外部電源喪失 |
| 安全機能の喪失に対する規定 | 非常用所内交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失 |
| 外部電源 | 外部電源なし |
| 蓄圧タンク蓄積圧力 | 1.03MPa [bara] [最低蓄積圧力] |
| 蓄圧タンク残存水量 | 29.0m ³ (1.1 庫当たり) [最低残存水量] |
| 蓄積圧力 | 20m ³ /h |
| 原子炉への注水流量 | 1 庫目：事故発生後の 60 分後 2 庫目：事故発生後の 100 分後 |
| 原子炉への注水流量 | 1 庫目：事故発生後の 60 分後 2 庫目：事故発生後の 100 分後 |
| 原子炉への注水流量 | 1 庫目：事故発生後の 60 分後 2 庫目：事故発生後の 100 分後 |
| 原子炉への注水流量 | 1 庫目：事故発生後の 60 分後 2 庫目：事故発生後の 100 分後 |

*：3 庫目運転中の燃料棒束となる割合を考慮し、全 4 庫のうち、1 庫には動作しない。

第 7.4.2.2 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
 (燃料取出前のミッドグループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故) (2/2)

| 項目 | 主要解析条件 |
|---------------|---|
| 起回事象 | 外部電源喪失 |
| 安全機能の喪失に対する規定 | 非常用所内交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失 |
| 外部電源 | 外部電源なし |
| 蓄圧タンク蓄積圧力 | 1.03MPa [bara] [最低蓄積圧力] |
| 蓄圧タンク残存水量 | 29.0m ³ (1.1 庫当たり) [最低残存水量] |
| 蓄積圧力 | 20m ³ /h |
| 原子炉への注水流量 | 1 庫目：事故発生後の 60 分後 2 庫目：事故発生後の 100 分後 |
| 原子炉への注水流量 | 1 庫目：事故発生後の 60 分後 2 庫目：事故発生後の 100 分後 |
| 原子炉への注水流量 | 1 庫目：事故発生後の 60 分後 2 庫目：事故発生後の 100 分後 |
| 原子炉への注水流量 | 1 庫目：事故発生後の 60 分後 2 庫目：事故発生後の 100 分後 |

*：3 庫目運転中の燃料棒束となる割合を考慮し、全 4 庫のうち、1 庫には動作しない。

泊発電所 3 号炉

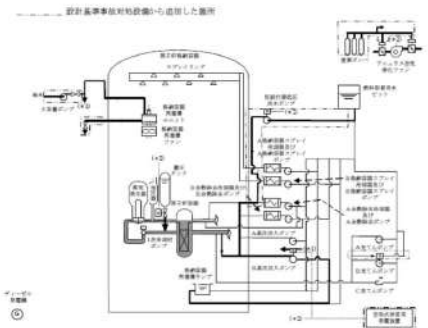
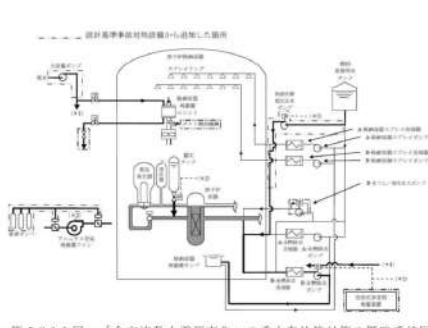
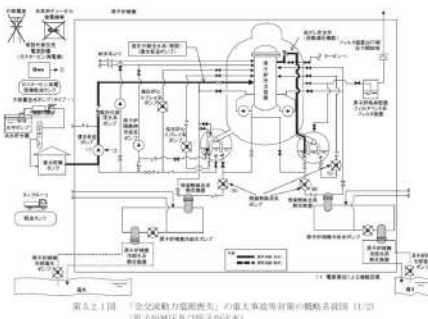
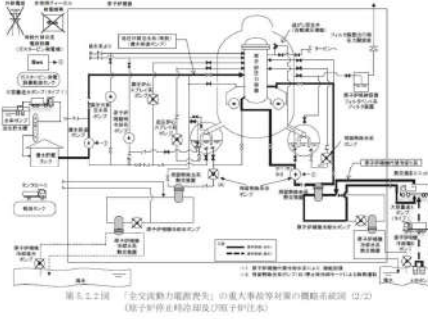
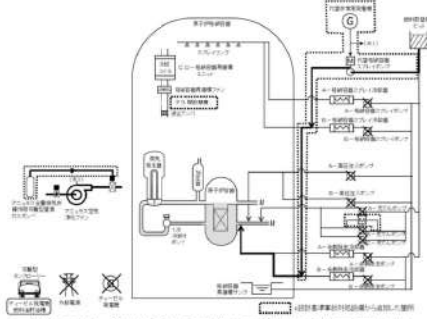
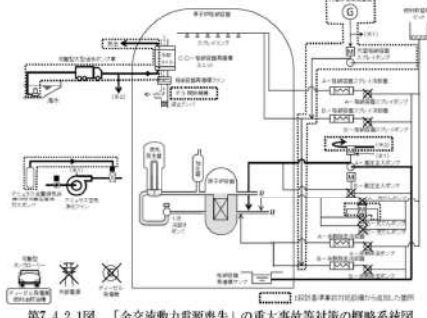
| 項目 | 主要解析条件 |
|---------------|---|
| 起回事象 | 外部電源喪失 |
| 安全機能の喪失に対する規定 | 非常用所内交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失 |
| 外部電源 | 外部電源なし |
| 蓄圧タンク蓄積圧力 | 1.03MPa [bara] [最低蓄積圧力] |
| 蓄圧タンク残存水量 | 26.0m ³ (1.1 庫当たり) [最低残存水量] |
| 蓄積圧力 | 2.0m ³ /h |
| 原子炉への注水流量 | 1 庫目：事故発生後の 60 分後 2 庫目：事故発生後の 100 分後 3 庫目：事故発生後の 140 分後 |
| 原子炉への注水流量 | 1 庫目：事故発生後の 60 分後 2 庫目：事故発生後の 100 分後 3 庫目：事故発生後の 140 分後 |
| 原子炉への注水流量 | 1 庫目：事故発生後の 60 分後 2 庫目：事故発生後の 100 分後 3 庫目：事故発生後の 140 分後 |
| 原子炉への注水流量 | 1 庫目：事故発生後の 60 分後 2 庫目：事故発生後の 100 分後 3 庫目：事故発生後の 140 分後 |

相違理由

【大飯、高浜】
 設計の相違
 ・泊：詳細解析であり、設備仕様も異なることから「主要解析条件」及び「条件設定の考え方」の記載が一部異なる
 【大飯、高浜】
 名称等の相違

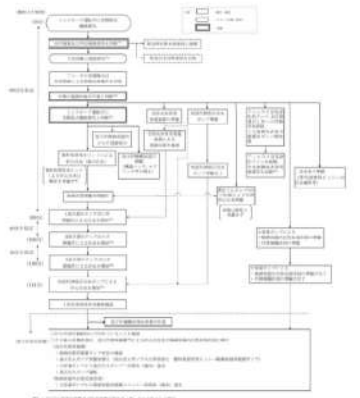
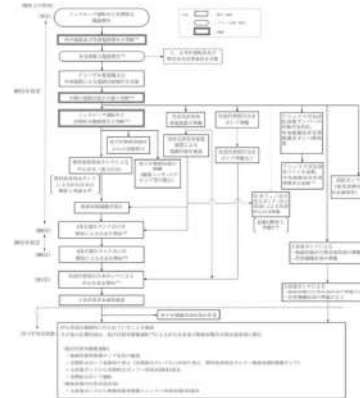
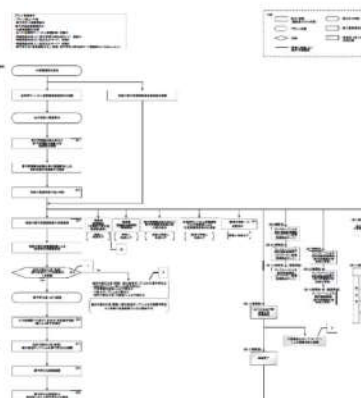
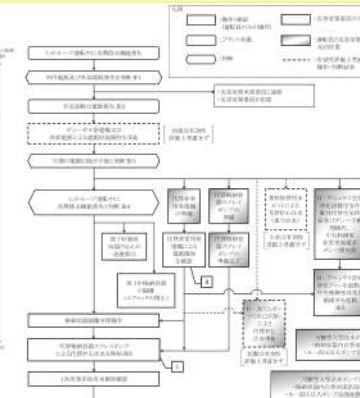
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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>設計基準事故対応施設から選取した箇所</p> <p>第5.2.1図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図</p> |  <p>設計基準事故対応施設から選取した箇所</p> <p>第5.2.1.1図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図</p> |  <p>第5.2.1図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (原子炉減圧及び炉予冷注水)</p>  <p>第5.2.2図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/2) (原子炉停止冷却設備及び炉予冷注水)</p> |  <p>設計基準事故対応施設から選取した箇所</p> <p>第7.4.2.1図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (炉心注水)</p>  <p>設計基準事故対応施設から選取した箇所</p> <p>第7.4.2.1図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/2) (高圧代替蒸騰器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（女川図録の反映）</p> <p>・対応手順に忠じた概略系統図とし、図のタイトルで識別</p> <p>・外部電源、ディーゼル発電機を追記</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）

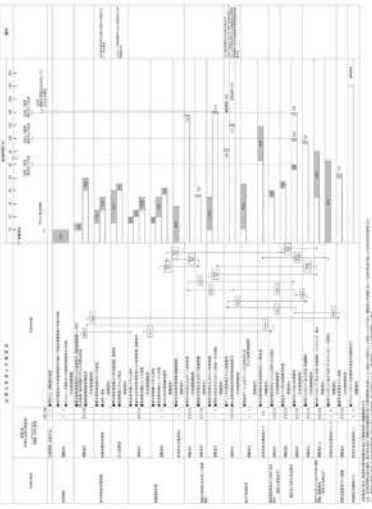
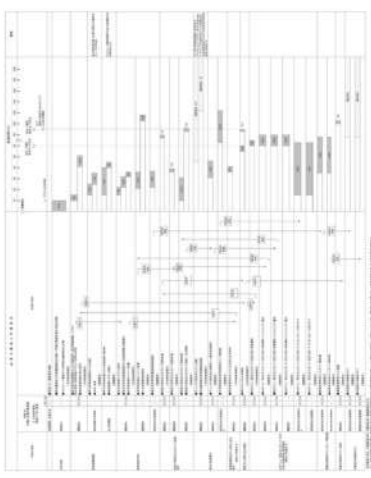
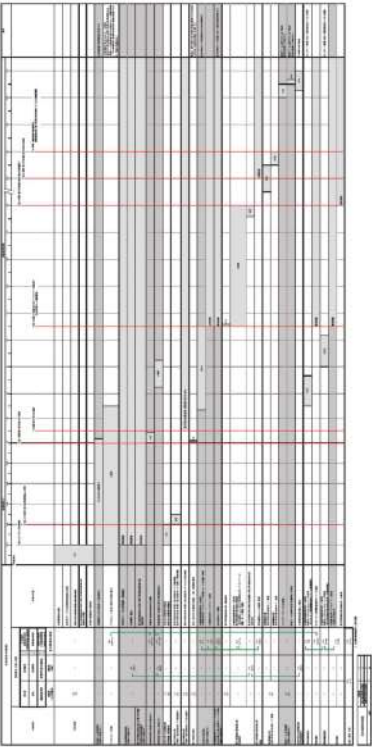
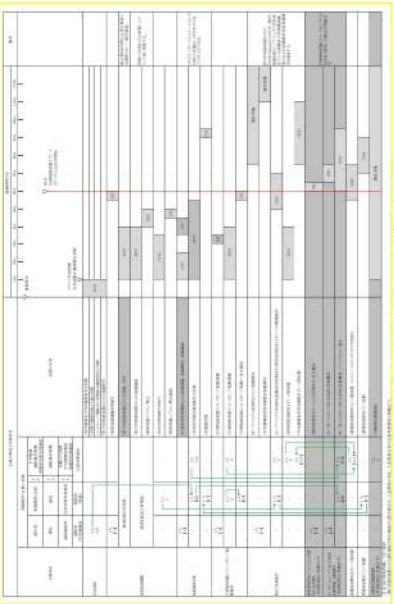
7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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5.2.2回 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 (「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用炉内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」の事象進展)</p> |  <p>第5.2.1.2回 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 (「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用炉内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」の事象進展)</p> |  <p>第5.2.2回 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要</p> |  <p>第7.4.2.2回 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 (「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用炉内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却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災害対策要員が行う作業を分けて記載 ・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> |

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

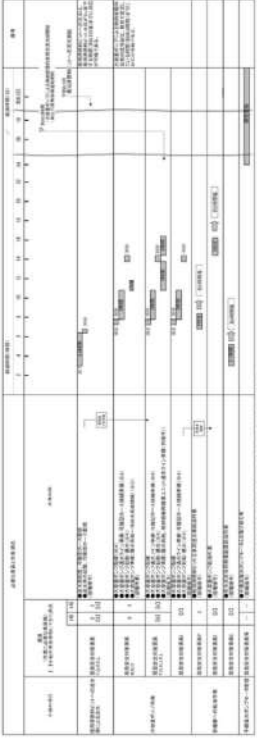
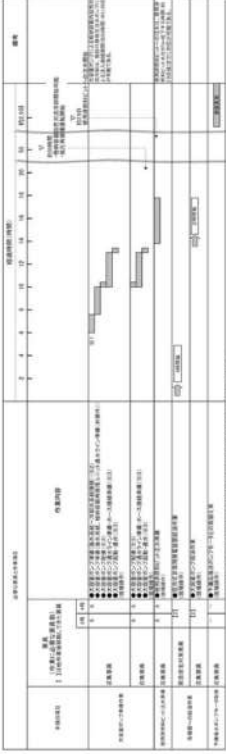
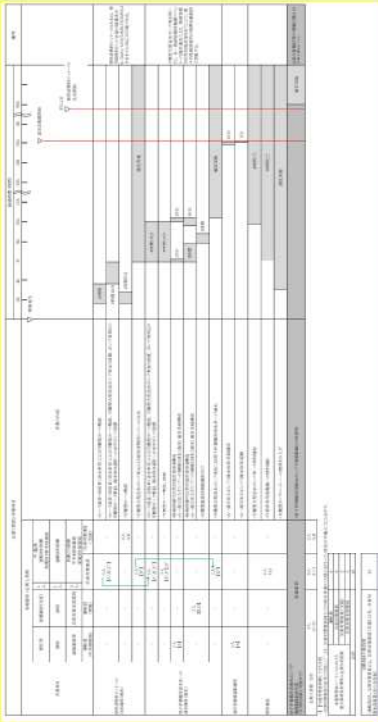
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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3.2.3図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間 (燃料取出前のミッドグループ運転中に外部電源が喪失するとともに、非常用炉内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故) (1/2)</p> |  <p>第3.2.1.3図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間 (燃料取出前のミッドグループ運転中に外部電源が喪失するとともに、非常用炉内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故) (1/2)</p> |  |  <p>第3.1.1.1図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間 (燃料取出前のミッドグループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用炉内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故) (1/2)</p> | <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川技録の反映） ・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</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 名称等の相違</p> |

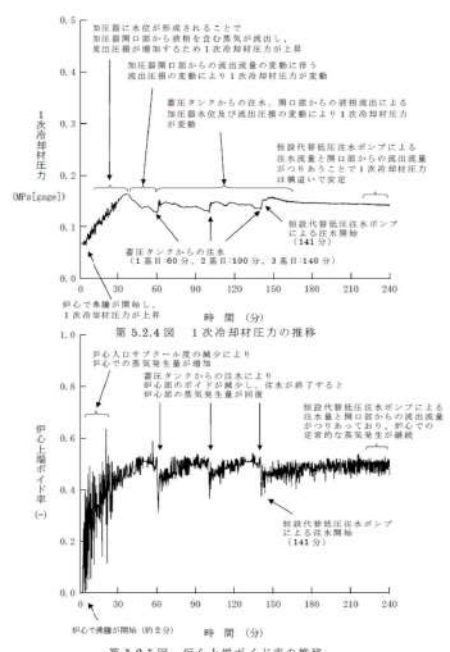
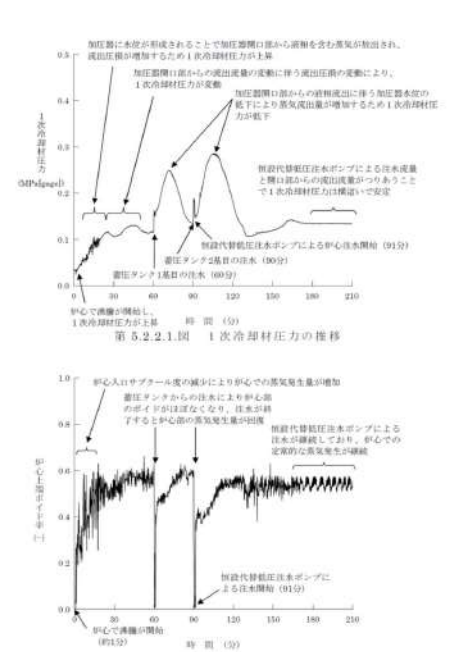
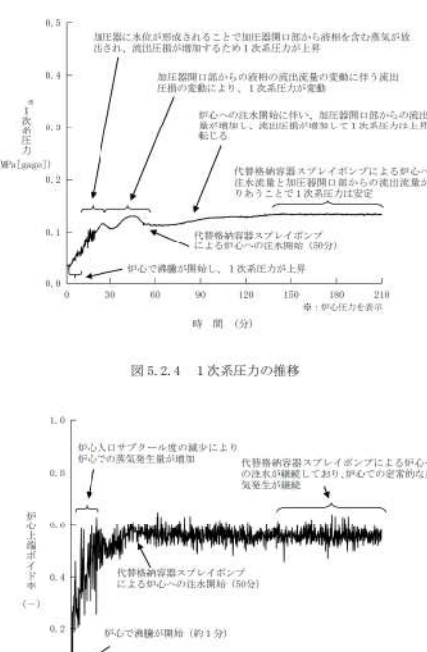
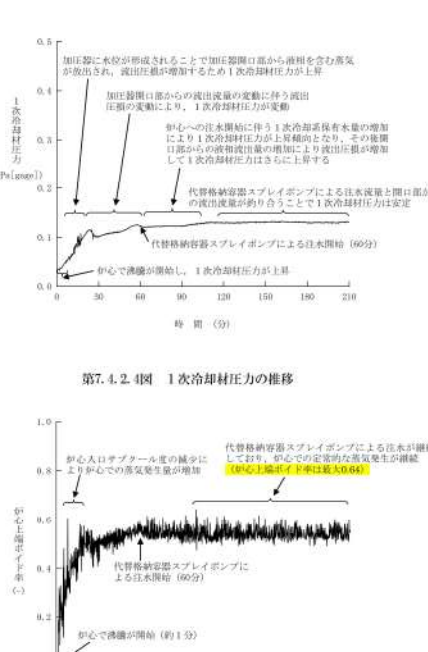
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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 5.2.3 図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間 (燃料取出前のミッドグループ運転中に外部電源が喪失するとともに、非常用炉内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故)(2/2)</p> |  <p>第 5.2.1.3 図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間 (燃料取出前のミッドグループ運転中に外部電源が喪失するとともに、非常用炉内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故)(2/2)</p> | <p>女川原子力発電所2号炉の対応は、大阪・高浜と類似している。図表は、事故発生時の電源喪失状況を示している。</p> |  <p>第7.4.2.3 図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間 (燃料取出前のミッドグループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用炉内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故)(2/2)</p> | <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川抜粋の反映） ・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</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 解析結果の相違</p> <p>【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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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5.2.4図 1次冷却材圧力の推移</p> <p>第5.2.5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5.2.2.1図 1次冷却材圧力の推移</p> <p>第5.2.2.2図 炉心上端ボイド率の推移</p> | <p>女川原子力発電所2号炉</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5.2.4 1次系圧力の推移</p> <p>図5.2.5 炉心上端ボイド率の推移</p> | <p>泊発電所3号炉</p>  <p>第7.4.2.4図 1次冷却材圧力の推移</p> <p>第7.4.2.5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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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5.2.6図 開口部からの流出流量と注水流量の推移</p> <p>第5.2.7図 加圧器頂部クオリティの推移</p> | <p>高浜発電所3/4号炉</p> <p>第5.2.3図 開口部からの流出流量と注水流量の推移</p> <p>第5.2.4図 加圧器頂部クオリティの推移</p> | <p>女川原子力発電所2号炉</p> <p>図5.2.6 開口部からの流出流量と注水流量の推移</p> <p>図5.2.7 加圧器頂部クオリティの推移</p> | <p>泊発電所3号炉</p> <p>第7.4.2.6図 開口部からの流出流量と注水流量の推移</p> <p>第7.4.2.7図 加圧器頂部クオリティの推移</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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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5.2.8図 原子炉容器内水位の推移</p> | <p>高浜発電所3/4号炉</p> <p>第5.2.2.5図 原子炉容器内水位の推移</p> | <p>女川原子力発電所2号炉</p> <p>図5.2.8 原子炉容器内水位の推移</p> | <p>泊発電所3号炉</p> <p>第7.4.2.8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>加圧器開口部からの二相流出により1次冷却系保有水量が減少</p> <p>第5.2.9図 1次冷却系保有水量の推移</p> | <p>加圧器水位上昇により開口部からの二相流出が増加し1次冷却系保有水量が減少</p> <p>第5.2.2.6図 1次系保有水量の推移</p> | <p>加圧器水位上昇により開口部からの二相流出により1次冷却系保有水量が減少</p> <p>図5.2.9 1次系保有水量の推移</p> | <p>加圧器水位上昇により開口部からの二相流出により1次冷却系保有水量が減少</p> <p>第7.4.2.9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> |

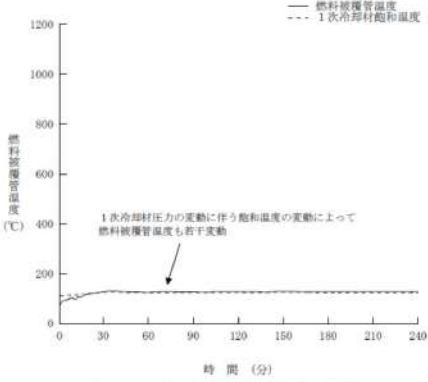
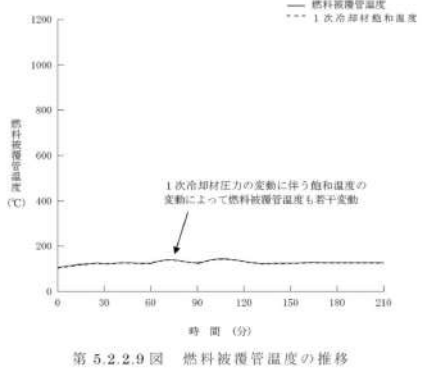
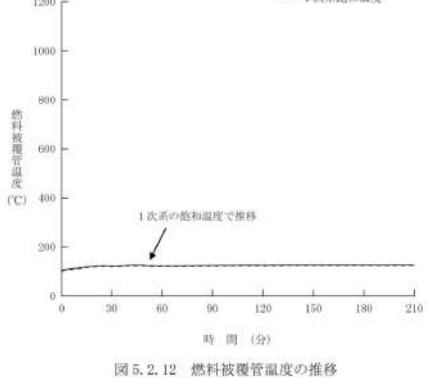
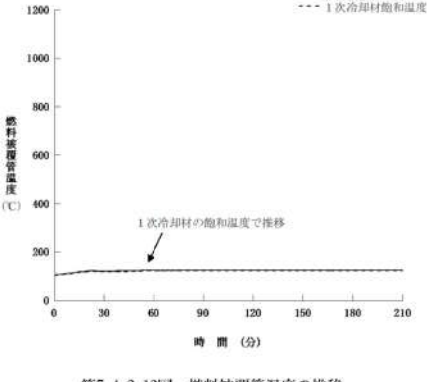
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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 5.2.10 図 加圧器水位の推移</p> | <p>第 5.2.2.7 図 加圧器水位の推移</p> | <p>図 5.2.10 加圧器水位の推移</p> | <p>第7.4.2.10図 加圧器水位の推移</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 5.2.11 図 1次冷却材温度の推移</p> | <p>第 5.2.2.8 図 1次冷却材温度の推移</p> | <p>図 5.2.11 1次系温度の推移</p> | <p>第7.4.2.11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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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5.2.12図 燃料被覆管温度の推移</p> |  <p>第5.2.2.9図 燃料被覆管温度の推移</p> |  <p>図5.2.12 燃料被覆管温度の推移</p> |  <p>第7.4.2.12図 燃料被覆管温度の推移</p> | <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p> |

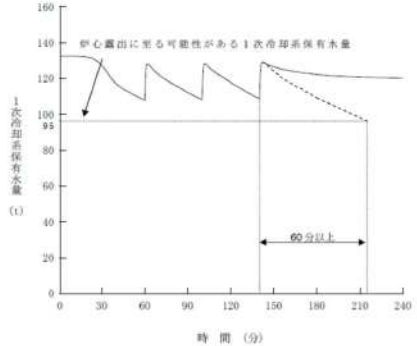
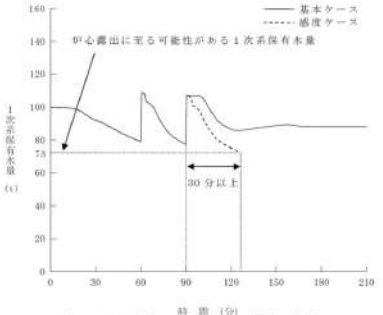
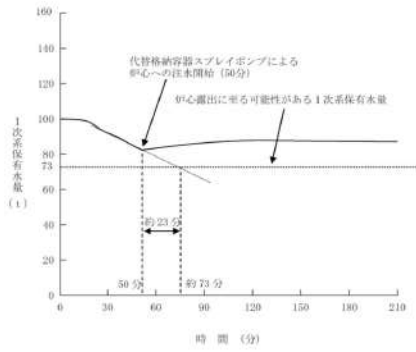
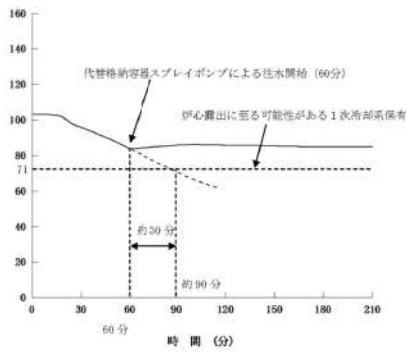
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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 5.2.13 図 燃料温度分布の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）</p> | <p>第 5.2.3.1 図 燃料温度分布の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）</p> | | | |
| <p>第 5.2.14 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 5.2.3.2 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> |

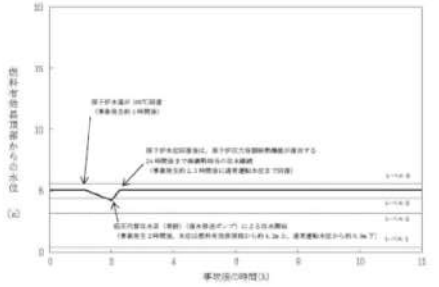
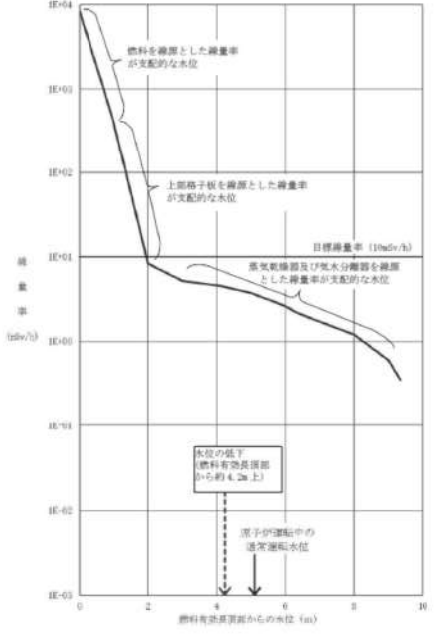
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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 5.2.15 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 5.2.3.3 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 5.2.13 1次系保有水量の推移 (炉心注水操作時間余裕確認)</p> <p>【ここまで伊方3号炉の記載】</p> |  <p>第7.4.2.13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> |

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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

| 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5.2.5図 原子炉水位の推移</p>  <p>第5.2.6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（大阪、高浜と同様）</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）

7.4.2 全交流動力電源喪失（停止中）（添付資料 7.4.2.1 運転停止中の全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失時の炉心注水手段）

| 玄海発電所3 / 4号炉 添付資料 5.2.2 | 泊発電所3号炉 添付資料 7.4.2.1 | 相違理由 | | | | | | | | |
|--|---|--------------|--|---|---|------------------------|--------------|--|---|---|
| <p>運転停止中の全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時の炉心注水手段</p> <p>ミッドループ運転期間中において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失事象が発生した場合の原子炉への注水手段については、常設電動注入ポンプによる代替炉心注入のほか、蓄圧タンクによる原子炉への注水（その後続く常設電動注入ポンプによる代替炉心注入）が考えられる。</p> <p>当社においては、以下に示す原子炉への注水手段の比較、原子炉停止時の蓄圧タンク運用見直しに対する検討より総合的に判断した結果、常設電動注入ポンプによる代替炉心注入にて対応することとしている。</p> <p>1. 原子炉への注水手段の比較検討</p> <p>以下の比較結果より、原子炉への注水までの操作時間はほぼ同じであり、燃料損傷防止及び継続的な炉心冷却の観点ではどちらの手段も有効である。</p> <table border="1" data-bbox="302 678 918 997"> <thead> <tr> <th>常設電動注入ポンプによる代替炉心注入</th> <th>蓄圧タンクによる炉心注入</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td> ○常設電動注入ポンプによる代替炉心注入に関する考察 ①事象発生から約50分で常設電動注入ポンプの準備を完了し注水開始可能。 ②常設電動注入ポンプにより、燃料取替用水タンク（ビット）のほう酸水を継続的に注入することができ、長期にわたり炉心の冷却が維持できる。（3.7m³/hで注水し、事象発生から約53.8時間後まで注水可能。その後は代替再循環による冷却となる。） </td> <td> ○蓄圧タンクによる炉心注入に関する考察 ①蓄圧タンクによる炉心注入は、大容量空冷式発電機からの給電準備・起動操作、出口弁の操作準備時間等を考慮し、事象発生後約25分で実施可能。 ②蓄圧タンク水を炉心注入する場合、1基当たり約25分間の炉心冷却に寄与でき、4基注入を考慮すると、常設電動注入ポンプの準備までに約100分の操作余裕を確保可能。（継続的な炉心冷却には常設電動注入ポンプが必要） </td> </tr> </tbody> </table> <p>2. 原子炉停止時の蓄圧タンク運用見直しに対する検討</p> <p>【現状の運用】</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉停止操作において、蓄圧タンク出口弁は1次冷却系の降温降圧操作の中で、1次冷却系統圧力が6.89MPa以下になった後に閉止し、誤作動防止管理のため、電源を切とする運用にしている。 蓄圧タンクは、運転モード5（RCS温度93℃以下）に到達し、原子炉格納容器パージ後（格納容器への立ち入りが可能となった時点以降）N₂を放出し大気開放としている。 <p>上記の運用を変更し、ミッドループ運転まで蓄圧タンク圧力を4.04MPaに保持（待機）した場合、加圧器満水時に蓄圧タンク出口弁が誤開した場合の低温過加圧防護設備動作やミッドループ運転時に出口弁が誤開した場合の作業安全性について配慮する必要がある。</p> | 常設電動注入ポンプによる代替炉心注入 | 蓄圧タンクによる炉心注入 | ○常設電動注入ポンプによる代替炉心注入に関する考察 ①事象発生から約50分で常設電動注入ポンプの準備を完了し注水開始可能。 ②常設電動注入ポンプにより、燃料取替用水タンク（ビット）のほう酸水を継続的に注入することができ、長期にわたり炉心の冷却が維持できる。（3.7m ³ /hで注水し、事象発生から約53.8時間後まで注水可能。その後は代替再循環による冷却となる。） | ○蓄圧タンクによる炉心注入に関する考察 ①蓄圧タンクによる炉心注入は、大容量空冷式発電機からの給電準備・起動操作、出口弁の操作準備時間等を考慮し、事象発生後約25分で実施可能。 ②蓄圧タンク水を炉心注入する場合、1基当たり約25分間の炉心冷却に寄与でき、4基注入を考慮すると、常設電動注入ポンプの準備までに約100分の操作余裕を確保可能。（継続的な炉心冷却には常設電動注入ポンプが必要） | <p>運転停止中の全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失時の炉心注水手段</p> <p>ミッドループ運転期間中において、全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失事象が発生した場合の炉心注水手段については、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水のほか、蓄圧タンクによる炉心注水（その後続く代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水）が考えられる。</p> <p>当社においては、以下に示す炉心注水手段の比較、原子炉停止時の蓄圧タンク運用見直しに対する検討より総合的に判断した結果、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水にて対応することとしている。</p> <p>1. 炉心注水手段の比較検討</p> <p>以下の比較結果より、炉心注水までの操作時間はほぼ同じであり、燃料損傷防止及び継続的な炉心冷却の観点ではどちらの手段も有効である。</p> <p>表1 炉心注水手段の比較</p> <table border="1" data-bbox="1198 694 1870 997"> <thead> <tr> <th>代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水</th> <th>蓄圧タンクによる炉心注水</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td> ○代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水に関する考察 ①事象発生から約60分で代替格納容器スプレイポンプの準備を完了し注水開始可能。 ②代替格納容器スプレイポンプにより、燃料取替用水ビットのほう酸水を継続的に注入することができ、長期にわたり炉心の冷却が維持できる。（29m³/hで注水し、事象発生から約59.6時間後まで注水可能。その後は代替再循環による冷却となる。） </td> <td> ○蓄圧タンクによる炉心注水に関する考察 ①蓄圧タンクによる炉心注水は、代替非常用発電機からの給電準備・起動操作、出口弁の操作準備時間等を考慮し、事象発生後約60分で実施可能。 ②蓄圧タンク水を炉心注水する場合、1基当たり約30分間の炉心冷却に寄与でき、3基注水を考慮すると、代替格納容器スプレイポンプの準備までに約90分の操作余裕を確保可能。（継続的な炉心冷却には代替格納容器スプレイポンプが必要） </td> </tr> </tbody> </table> <p>2. 原子炉停止時の蓄圧タンク運用見直しに対する検討</p> <p>【現状の運用】</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉停止操作において、蓄圧タンク出口弁は1次冷却系の降温降圧操作の中で、RCS圧力6.89MPaにて閉止した後、誤作動防止管理のため、電源を切とする運用にしている。 蓄圧タンクは、運転モード5（RCS温度93℃以下）に到達し、原子炉格納容器パージ後（原子炉格納容器への立ち入りが可能となった時点以降）N₂を放出し大気開放としている。 <p>上記の運用を変更し、ミッドループ運転まで蓄圧タンク圧力を4.4MPaに保持（待機）した場合、加圧器満水時に蓄圧タンク出口弁が誤開した場合の低温過加圧防護設備動作やミッドループ運転時に出口弁が誤開した場合の作業安全性について配慮する必要がある。</p> | 代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水 | 蓄圧タンクによる炉心注水 | ○代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水に関する考察 ①事象発生から約60分で代替格納容器スプレイポンプの準備を完了し注水開始可能。 ②代替格納容器スプレイポンプにより、燃料取替用水ビットのほう酸水を継続的に注入することができ、長期にわたり炉心の冷却が維持できる。（29m ³ /hで注水し、事象発生から約59.6時間後まで注水可能。その後は代替再循環による冷却となる。） | ○蓄圧タンクによる炉心注水に関する考察 ①蓄圧タンクによる炉心注水は、代替非常用発電機からの給電準備・起動操作、出口弁の操作準備時間等を考慮し、事象発生後約60分で実施可能。 ②蓄圧タンク水を炉心注水する場合、1基当たり約30分間の炉心冷却に寄与でき、3基注水を考慮すると、代替格納容器スプレイポンプの準備までに約90分の操作余裕を確保可能。（継続的な炉心冷却には代替格納容器スプレイポンプが必要） | <p>※泊と同様の資料構成としている玄海3 / 4号炉と比較</p> <p>設備名称の相違</p> |
| 常設電動注入ポンプによる代替炉心注入 | 蓄圧タンクによる炉心注入 | | | | | | | | | |
| ○常設電動注入ポンプによる代替炉心注入に関する考察 ①事象発生から約50分で常設電動注入ポンプの準備を完了し注水開始可能。 ②常設電動注入ポンプにより、燃料取替用水タンク（ビット）のほう酸水を継続的に注入することができ、長期にわたり炉心の冷却が維持できる。（3.7m ³ /hで注水し、事象発生から約53.8時間後まで注水可能。その後は代替再循環による冷却となる。） | ○蓄圧タンクによる炉心注入に関する考察 ①蓄圧タンクによる炉心注入は、大容量空冷式発電機からの給電準備・起動操作、出口弁の操作準備時間等を考慮し、事象発生後約25分で実施可能。 ②蓄圧タンク水を炉心注入する場合、1基当たり約25分間の炉心冷却に寄与でき、4基注入を考慮すると、常設電動注入ポンプの準備までに約100分の操作余裕を確保可能。（継続的な炉心冷却には常設電動注入ポンプが必要） | | | | | | | | | |
| 代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水 | 蓄圧タンクによる炉心注水 | | | | | | | | | |
| ○代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水に関する考察 ①事象発生から約60分で代替格納容器スプレイポンプの準備を完了し注水開始可能。 ②代替格納容器スプレイポンプにより、燃料取替用水ビットのほう酸水を継続的に注入することができ、長期にわたり炉心の冷却が維持できる。（29m ³ /hで注水し、事象発生から約59.6時間後まで注水可能。その後は代替再循環による冷却となる。） | ○蓄圧タンクによる炉心注水に関する考察 ①蓄圧タンクによる炉心注水は、代替非常用発電機からの給電準備・起動操作、出口弁の操作準備時間等を考慮し、事象発生後約60分で実施可能。 ②蓄圧タンク水を炉心注水する場合、1基当たり約30分間の炉心冷却に寄与でき、3基注水を考慮すると、代替格納容器スプレイポンプの準備までに約90分の操作余裕を確保可能。（継続的な炉心冷却には代替格納容器スプレイポンプが必要） | | | | | | | | | |

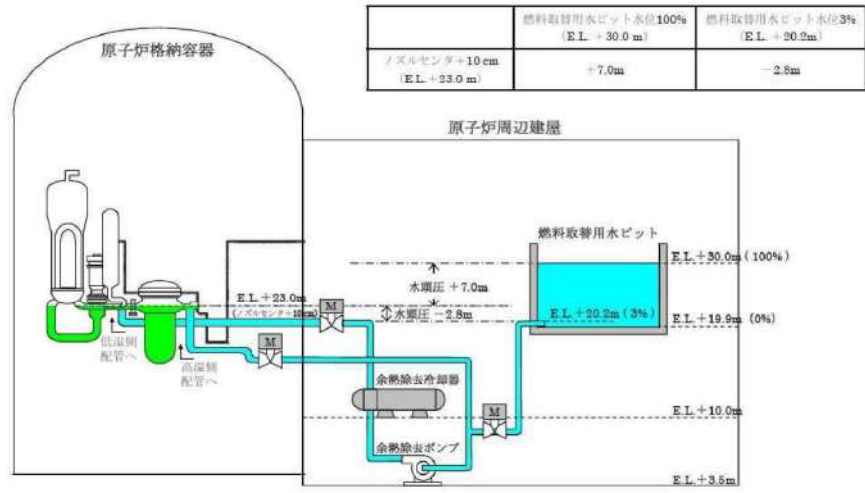
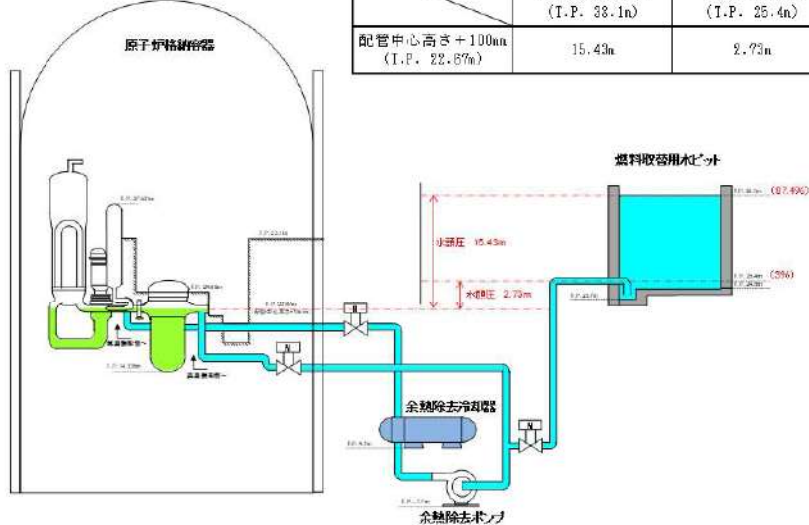
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.2 全交流動力電源喪失（停止中）（添付資料 7.4.2.1 運転停止中の全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失時の炉心注水手段）

| 玄海発電所3 / 4号炉 | 泊発電所3号炉 | 相違理由 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|--|---|--|---|----|---------------------------------|-----------------------------------|---|-----------------------------------|--|--|---|---|---|--|--------------------------|---|---|--|--|--|---|---|---|--|------|---|---|---|--|--|--|--------------------------|-----------------------------|-------------------------------------|----|-----------------------------------|-------------------------------------|--|-------------------------------------|--|--|---|---|---|--|--------------------------|--|--|---|---|--|---|---|---|--|------|---|---|---|--|--|
| <p>保安規定記載内容（参考）</p> <p>第45条 低温過加圧防護（モード4【130℃以下】、5及び6【原子炉容器の蓋が閉められている状態】） 蓄圧タンク全基が隔離されていること。隔離解除は蓄圧タンク圧力<RCS圧力を条件に、1基毎に許容される。</p> <p>第50条 蓄圧タンク（モード1、2及び3【RCS圧力>6.89MPa】） 蓄圧タンク出口弁が全開であること。</p> | <p>保安規定記載内容（参考）</p> <p>第45条 ・低温過加圧防護（モード4【130℃以下】、5及び6【RV蓋が閉められている状態】） ・蓄圧タンク全基が隔離されていること。隔離解除は蓄圧タンク圧力<RCS圧力を条件に、1基毎に許容される。</p> <p>第50条 ・蓄圧タンク（モード1、2及び3【RCS圧力>6.89MPa】）蓄圧タンクの全ての出口隔離弁が全開であること。</p> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>3. 検討結果</p> <p>当社においては、ミッドループ運転期間中における全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失事象が発生した場合の原子炉への注水手段について、常設電動注入ポンプによる代替炉心注入を実施することとしているが、蓄圧タンクの保有水を、緊急時の水源として備えておくことに関する可能性について検討した。</p> <p>検討の結果、ミッドループ運転中に蓄圧タンクの圧力を保持することは、補給源の多様性という面では有利であるが、以下の理由により蓄圧タンク注入には期待しないこととした。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○蓄圧タンクが誤動作した場合、開口部より1次冷却材が流出し、現場作業者の放射性物質による汚染が懸念されること。 ○長期的な1次系保有水の確保には、常設電動注入ポンプによる注水が必要なこと。 ○1次系保有水の補給手段は、燃料取替用水タンク（ピット）による重力注入についても期待することができ、補給手段が多様化されていること。 | <p>3. 検討結果</p> <p>当社においては、ミッドループ運転期間中における全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失事象が発生した場合の炉心注水手段について、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水を実施することとしているが、蓄圧タンクの保有水を、緊急時の水源として備えておくことに関する可能性について検討した。</p> <p>検討の結果、ミッドループ運転中に蓄圧タンクの圧力を保持することは、補給源の多様性という面では有利であるが、以下の理由により蓄圧タンク注入には期待しないこととした。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○蓄圧タンクが誤動作した場合、開口部より1次冷却材が流出し、現場作業者の放射性物質による汚染が懸念されること。 ○長期的な1次冷却系保有水の確保には、代替格納容器スプレイポンプによる注水が必要なこと。 ○1次冷却系保有水の補給手段は、燃料取替用水ピットによる重力注水についても期待することができ、補給手段が多様化されていること。 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>検討内容</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>炉心注水に蓄圧タンクを使用しない場合（大気開放）</th> <th>炉心注水に蓄圧タンクを使用する場合（4.4MPa保持）</th> <th>炉心注水に蓄圧タンクを使用する場合（低圧にて保持）（例：1.0MPa）</th> <th>備考</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>低温過加圧防護の作動による保有水液相放出（加圧器満水時の場合）</td> <td>誤って蓄圧タンク出口弁を開けた場合でも低温過加圧防護は作動しない。</td> <td>誤って蓄圧タンク出口弁を開けた場合、蓄圧タンク圧力が高圧のため、炉心注水時1次冷却材系統が加圧され低温過加圧防護が作動し、1次冷却材が系外へ放出される懸念がある。</td> <td>誤って蓄圧タンク出口弁を開けた場合でも低温過加圧防護は作動しない。</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td>○</td> <td>×</td> <td>○</td> <td></td> </tr> <tr> <td>作業の安全性確保（ミッドループ運転期間中の場合）</td> <td>誤操作防止対策として、弁閉止状態で電源「切」亦本体にはチェーンロックを施し、更にタグ表示にて注意喚起を行っている。</td> <td>誤って蓄圧タンク出口弁を開けた場合、蓄圧タンク圧力が高圧のため、炉心注水により急激なRCS水位上昇が発生し、開口部から1次冷却材が漏えいする可能性が高く現場作業者の汚染並びに現場の汚染が懸念される。</td> <td>誤って蓄圧タンク出口弁を開けた場合、炉心注水によるRCS水位上昇は緩やかなものの、開口部から1次冷却材の漏えいが起きる恐れがあり、現場作業者の汚染並びに現場の汚染が懸念される。</td> <td>【ミッドループ期間中作業】 キャビティ養生作業 動運へい取付作業</td> </tr> <tr> <td></td> <td>○</td> <td>×</td> <td>△</td> <td></td> </tr> <tr> <td>総合判定</td> <td>○</td> <td>×</td> <td>△</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> | | 炉心注水に蓄圧タンクを使用しない場合（大気開放） | 炉心注水に蓄圧タンクを使用する場合（4.4MPa保持） | 炉心注水に蓄圧タンクを使用する場合（低圧にて保持）（例：1.0MPa） | 備考 | 低温過加圧防護の作動による保有水液相放出（加圧器満水時の場合） | 誤って蓄圧タンク出口弁を開けた場合でも低温過加圧防護は作動しない。 | 誤って蓄圧タンク出口弁を開けた場合、蓄圧タンク圧力が高圧のため、炉心注水時1次冷却材系統が加圧され低温過加圧防護が作動し、1次冷却材が系外へ放出される懸念がある。 | 誤って蓄圧タンク出口弁を開けた場合でも低温過加圧防護は作動しない。 | | | ○ | × | ○ | | 作業の安全性確保（ミッドループ運転期間中の場合） | 誤操作防止対策として、弁閉止状態で電源「切」亦本体にはチェーンロックを施し、更にタグ表示にて注意喚起を行っている。 | 誤って蓄圧タンク出口弁を開けた場合、蓄圧タンク圧力が高圧のため、炉心注水により急激なRCS水位上昇が発生し、開口部から1次冷却材が漏えいする可能性が高く現場作業者の汚染並びに現場の汚染が懸念される。 | 誤って蓄圧タンク出口弁を開けた場合、炉心注水によるRCS水位上昇は緩やかなものの、開口部から1次冷却材の漏えいが起きる恐れがあり、現場作業者の汚染並びに現場の汚染が懸念される。 | 【ミッドループ期間中作業】 キャビティ養生作業 動運へい取付作業 | | ○ | × | △ | | 総合判定 | ○ | × | △ | | <p>表2 検討内容</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>炉心注水に蓄圧タンクを使用しない場合（大気開放）</th> <th>炉心注水に蓄圧タンクを使用する場合（4.4MPa保持）</th> <th>炉心注水に蓄圧タンクを使用する場合（低圧にて保持）（例：1.0MPa）</th> <th>備考</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>低温過加圧防護機器の作動による保有水液相放出（加圧器満水時の場合）</td> <td>誤って蓄圧タンク出口弁を開けた場合でも低温過加圧防護機器は作動しない。</td> <td>誤って蓄圧タンク出口弁を開けた場合、蓄圧タンク圧力が高圧のため、炉心注水時1次冷却材系統が加圧され低温過加圧防護機器が作動し1次冷却材が系外へ放出される懸念がある。</td> <td>誤って蓄圧タンク出口弁を開けた場合でも低温過加圧防護機器は作動しない。</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td>○</td> <td>×</td> <td>○</td> <td></td> </tr> <tr> <td>作業の安全性確保（ミッドループ運転期間中の場合）</td> <td>誤操作防止対策として、蓄圧タンク出口弁操作を閉ロックし、蓄圧タンク出口弁閉止状態で蓄圧タンク出口弁の電源を「切」としている。</td> <td>誤って蓄圧タンク出口弁を開けた場合、蓄圧タンク圧力が高圧のため、炉心注水により急激なRCS水位上昇が発生し、作業等による開口部から漏洩する恐れがあり、現場作業者の汚染並びに現場の汚染が懸念される。</td> <td>誤って蓄圧タンク出口弁を開けた場合、炉心注水によるRCS水位上昇は緩やかなものの、作業等による開口部から漏洩が起きる恐れがあり、現場作業者の汚染並びに現場の汚染が懸念される。</td> <td>【ミッドループ期間中作業】 ・キャビティ前清掃 ・配管及び支持構造物点検 ・原子炉容器点検 ・燃料取扱設備点検 ・蒸気発生器点検 ・RCPモータ点検 ・燃料関連機器点検 ・炉内核計測装置点検</td> </tr> <tr> <td></td> <td>○</td> <td>×</td> <td>△</td> <td></td> </tr> <tr> <td>総合判定</td> <td>○</td> <td>×</td> <td>△</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> | | 炉心注水に蓄圧タンクを使用しない場合（大気開放） | 炉心注水に蓄圧タンクを使用する場合（4.4MPa保持） | 炉心注水に蓄圧タンクを使用する場合（低圧にて保持）（例：1.0MPa） | 備考 | 低温過加圧防護機器の作動による保有水液相放出（加圧器満水時の場合） | 誤って蓄圧タンク出口弁を開けた場合でも低温過加圧防護機器は作動しない。 | 誤って蓄圧タンク出口弁を開けた場合、蓄圧タンク圧力が高圧のため、炉心注水時1次冷却材系統が加圧され低温過加圧防護機器が作動し1次冷却材が系外へ放出される懸念がある。 | 誤って蓄圧タンク出口弁を開けた場合でも低温過加圧防護機器は作動しない。 | | | ○ | × | ○ | | 作業の安全性確保（ミッドループ運転期間中の場合） | 誤操作防止対策として、蓄圧タンク出口弁操作を閉ロックし、蓄圧タンク出口弁閉止状態で蓄圧タンク出口弁の電源を「切」としている。 | 誤って蓄圧タンク出口弁を開けた場合、蓄圧タンク圧力が高圧のため、炉心注水により急激なRCS水位上昇が発生し、作業等による開口部から漏洩する恐れがあり、現場作業者の汚染並びに現場の汚染が懸念される。 | 誤って蓄圧タンク出口弁を開けた場合、炉心注水によるRCS水位上昇は緩やかなものの、作業等による開口部から漏洩が起きる恐れがあり、現場作業者の汚染並びに現場の汚染が懸念される。 | 【ミッドループ期間中作業】 ・キャビティ前清掃 ・配管及び支持構造物点検 ・原子炉容器点検 ・燃料取扱設備点検 ・蒸気発生器点検 ・RCPモータ点検 ・燃料関連機器点検 ・炉内核計測装置点検 | | ○ | × | △ | | 総合判定 | ○ | × | △ | | |
| | 炉心注水に蓄圧タンクを使用しない場合（大気開放） | 炉心注水に蓄圧タンクを使用する場合（4.4MPa保持） | 炉心注水に蓄圧タンクを使用する場合（低圧にて保持）（例：1.0MPa） | 備考 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 低温過加圧防護の作動による保有水液相放出（加圧器満水時の場合） | 誤って蓄圧タンク出口弁を開けた場合でも低温過加圧防護は作動しない。 | 誤って蓄圧タンク出口弁を開けた場合、蓄圧タンク圧力が高圧のため、炉心注水時1次冷却材系統が加圧され低温過加圧防護が作動し、1次冷却材が系外へ放出される懸念がある。 | 誤って蓄圧タンク出口弁を開けた場合でも低温過加圧防護は作動しない。 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | ○ | × | ○ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 作業の安全性確保（ミッドループ運転期間中の場合） | 誤操作防止対策として、弁閉止状態で電源「切」亦本体にはチェーンロックを施し、更にタグ表示にて注意喚起を行っている。 | 誤って蓄圧タンク出口弁を開けた場合、蓄圧タンク圧力が高圧のため、炉心注水により急激なRCS水位上昇が発生し、開口部から1次冷却材が漏えいする可能性が高く現場作業者の汚染並びに現場の汚染が懸念される。 | 誤って蓄圧タンク出口弁を開けた場合、炉心注水によるRCS水位上昇は緩やかなものの、開口部から1次冷却材の漏えいが起きる恐れがあり、現場作業者の汚染並びに現場の汚染が懸念される。 | 【ミッドループ期間中作業】 キャビティ養生作業 動運へい取付作業 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | ○ | × | △ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 総合判定 | ○ | × | △ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 炉心注水に蓄圧タンクを使用しない場合（大気開放） | 炉心注水に蓄圧タンクを使用する場合（4.4MPa保持） | 炉心注水に蓄圧タンクを使用する場合（低圧にて保持）（例：1.0MPa） | 備考 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 低温過加圧防護機器の作動による保有水液相放出（加圧器満水時の場合） | 誤って蓄圧タンク出口弁を開けた場合でも低温過加圧防護機器は作動しない。 | 誤って蓄圧タンク出口弁を開けた場合、蓄圧タンク圧力が高圧のため、炉心注水時1次冷却材系統が加圧され低温過加圧防護機器が作動し1次冷却材が系外へ放出される懸念がある。 | 誤って蓄圧タンク出口弁を開けた場合でも低温過加圧防護機器は作動しない。 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | ○ | × | ○ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 作業の安全性確保（ミッドループ運転期間中の場合） | 誤操作防止対策として、蓄圧タンク出口弁操作を閉ロックし、蓄圧タンク出口弁閉止状態で蓄圧タンク出口弁の電源を「切」としている。 | 誤って蓄圧タンク出口弁を開けた場合、蓄圧タンク圧力が高圧のため、炉心注水により急激なRCS水位上昇が発生し、作業等による開口部から漏洩する恐れがあり、現場作業者の汚染並びに現場の汚染が懸念される。 | 誤って蓄圧タンク出口弁を開けた場合、炉心注水によるRCS水位上昇は緩やかなものの、作業等による開口部から漏洩が起きる恐れがあり、現場作業者の汚染並びに現場の汚染が懸念される。 | 【ミッドループ期間中作業】 ・キャビティ前清掃 ・配管及び支持構造物点検 ・原子炉容器点検 ・燃料取扱設備点検 ・蒸気発生器点検 ・RCPモータ点検 ・燃料関連機器点検 ・炉内核計測装置点検 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | ○ | × | △ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 総合判定 | ○ | × | △ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

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）

7.4.2 全交流動力電源喪失（停止中）（添付資料 7.4.2.2 RCS への燃料取替用水ピット重力注水について）

| 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 5.2.1</p> <p style="text-align: center;">RCS への燃料取替用水ピット重力注水について</p> <p>大飯3, 4号炉のRCSへの燃料取替用水ピット重力注水について以下に示す。燃料取替用水ピットによる重力注水については、燃料取替用水ピット側と炉心側の水頭差及び1次冷却材圧力等がバランスする水位まで燃料取替用水ピットによる重力注水は継続する。</p>  <table border="1" data-bbox="526 494 1030 582"> <tr> <td></td> <td>燃料取替用水ピット水位100% (E.L. +30.0 m)</td> <td>燃料取替用水ピット水位3% (E.L. +20.2m)</td> </tr> <tr> <td>ノズルセンター+10 cm (E.L. +23.0 m)</td> <td>+7.0m</td> <td>-2.8m</td> </tr> </table> <p>(重力注水経路)</p> <ul style="list-style-type: none"> 燃料取替用水ピット→余熱除去ポンプスルー→1次冷却系低温側配管 燃料取替用水ピット→余熱除去ポンプ入ロライン→1次冷却系高温側配管 | | 燃料取替用水ピット水位100% (E.L. +30.0 m) | 燃料取替用水ピット水位3% (E.L. +20.2m) | ノズルセンター+10 cm (E.L. +23.0 m) | +7.0m | -2.8m | <p style="text-align: center;">添付資料 7.4.2.2</p> <p style="text-align: center;">RCS への燃料取替用水ピット重力注水について</p> <p>泊3号炉のRCSへの燃料取替用水ピット重力注水について以下に示す。燃料取替用水ピットによる重力注水については、燃料取替用水ピット側と炉心側の水頭差及び1次冷却材圧力等がバランスする水位まで燃料取替用水ピットによる重力注水は継続する。</p>  <table border="1" data-bbox="1467 454 1948 566"> <tr> <td></td> <td>燃料取替用水ピット水位87.4% (I.P. 38.1n)</td> <td>燃料取替用水ピット水位3% (I.P. 25.4n)</td> </tr> <tr> <td>配管中心高さ+100mm (I.P. 22.87m)</td> <td>15.43m</td> <td>2.73m</td> </tr> </table> <p>(重力注水経路)</p> <ul style="list-style-type: none"> 燃料取替用水ピット→余熱除去ポンプスルー→1次冷却系低温側配管 燃料取替用水ピット→余熱除去ポンプ入ロライン→1次冷却系高温側配管 | | 燃料取替用水ピット水位87.4% (I.P. 38.1n) | 燃料取替用水ピット水位3% (I.P. 25.4n) | 配管中心高さ+100mm (I.P. 22.87m) | 15.43m | 2.73m | <p style="text-align: center;">記載表現の相違</p> |
| | 燃料取替用水ピット水位100% (E.L. +30.0 m) | 燃料取替用水ピット水位3% (E.L. +20.2m) | | | | | | | | | | | | |
| ノズルセンター+10 cm (E.L. +23.0 m) | +7.0m | -2.8m | | | | | | | | | | | | |
| | 燃料取替用水ピット水位87.4% (I.P. 38.1n) | 燃料取替用水ピット水位3% (I.P. 25.4n) | | | | | | | | | | | | |
| 配管中心高さ+100mm (I.P. 22.87m) | 15.43m | 2.73m | | | | | | | | | | | | |

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

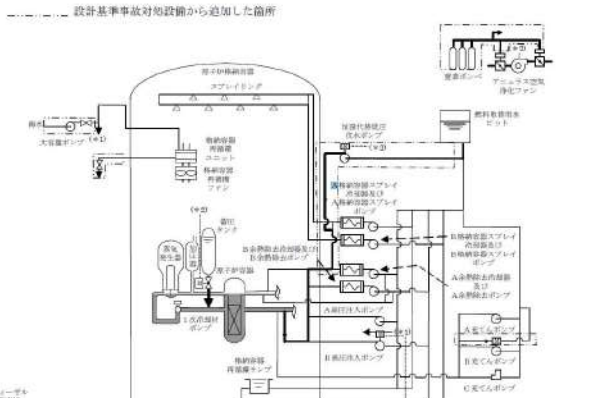
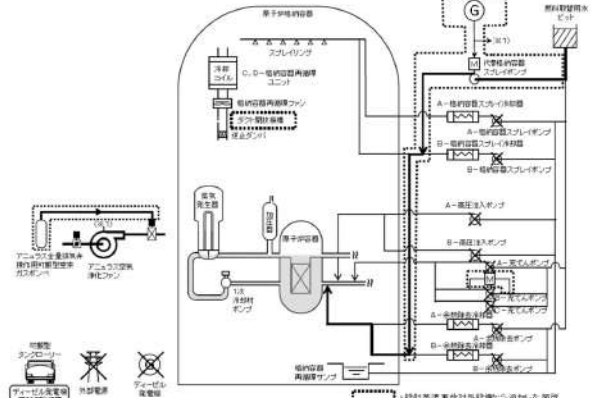
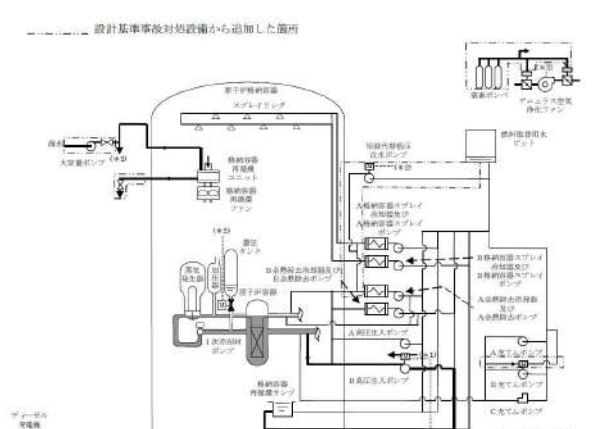
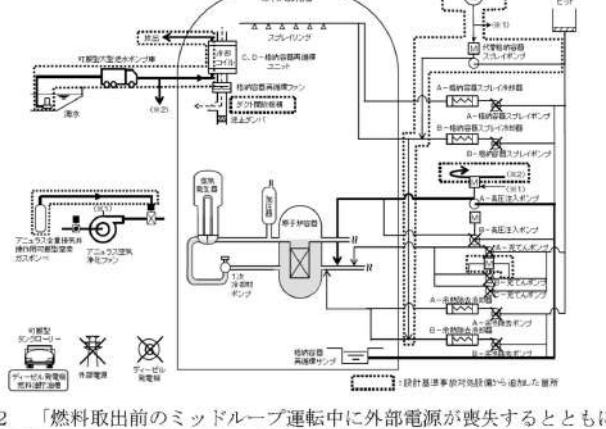
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.2 全交流動力電源喪失（停止中）（添付資料 7.4.2.3 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（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 |
|--|----------------------------------|---------------------------|--|-------------------------------|---------------------------|---|
| 添付資料 5.2.2 | | | 添付資料 7.4.2.3 | | | |
| <p>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（全交流動力電源喪失）</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外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却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>第1表 システム熱水力解析用データ（全交流動力電源喪失）</p> | | | <p>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（全交流動力電源喪失）</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外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却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>第1表 システム熱水力解析用データ（全交流動力電源喪失）</p> | | | |
| 名 称 | 数 値 | 解析上の取り扱い | 名 称 | 数 値 | 解析上の取り扱い | |
| (1) 初期条件 | | | (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 | 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 | 記載表現の相違 ・泊は本文第7.4.2.2表の主要解析条件の表に記載を合わせた。 |
| 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 | 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 | 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 | 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 | 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 | | | (2) 事象収束に重要な機器・操作関連 | | | 解析条件の相違 ・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） |
| 1) 蓄圧タンク | | | 1) 代替格納容器スプレイポンプ | | | |
| 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 | 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 個数 | 3基 | 設計値に余裕をみた基数 | ii 注入流量 | 29m ³ /h | 蒸散量を上回る流量 | |
| 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 | | | | |

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）

7.4.2 全交流動力電源喪失（停止中）（添付資料 7.4.2.4 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 添付資料 5.2.3 | 泊発電所3号炉 添付資料 7.4.2.4 | 相違理由 |
|---|---|------|
| <p>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「全交流動力電源喪失」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外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却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外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却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>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「全交流動力電源喪失」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外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却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外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却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>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「全交流動力電源喪失」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外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却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2 「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却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>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「全交流動力電源喪失」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外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却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2 「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（高圧代替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

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）

7.4.2 全交流動力電源喪失（停止中）（添付資料 7.4.2.5 安定状態について）

| 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: center;">添付資料 5.2.4</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>全交流動力電源喪失（燃料取出前のミッドループ運転中に全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失）時における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次冷却系保有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次冷却系保有水量及び1次冷却材温度は第5.2.9図及び第5.2.11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5.2.12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>高圧代替再循環運転及び格納容器内自然対流冷却による長期安定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、高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転に切り替え、炉心注水を継続すること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燃料の健全性を維持できる。</p> </div> | <p style="text-align: center;">添付資料 5.2.1</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>運転停止中の全交流動力電源喪失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、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始した後、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水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、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）により原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行することができ、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。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: center;">添付資料 7.4.2.5</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>全交流動力電源喪失（燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故）時における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次冷却系保有水量は第7.4.2.9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7.4.2.11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7.4.2.12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、高圧注入ポンプによる高圧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。また、高圧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> | |

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

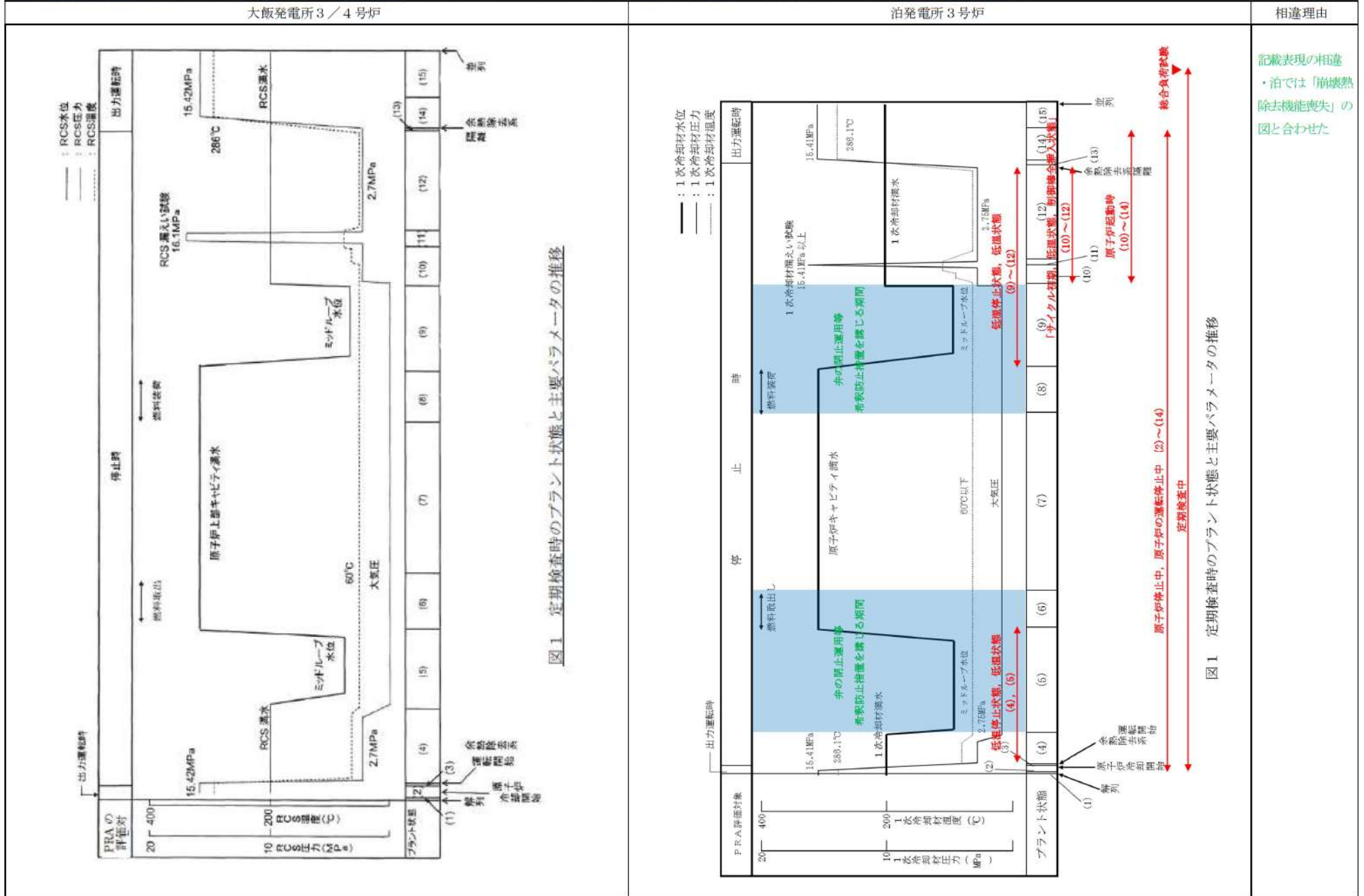
7.4.2 全交流動力電源喪失（停止中）（添付資料 7.4.2.6 燃料取出前のミッドループ運転中以外のプラント状態での評価項目に対する影響について（全交流動力電源喪失））

| 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 5.2.5</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 （「全交流動力電源喪失」）</p> <p>重要事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」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外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却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 7.4.2.6</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 （全交流動力電源喪失）</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」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外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却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全ての評価項目を満足できる。</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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.2 全交流動力電源喪失（停止中）（添付資料 7.4.2.6 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（全交流動力電源喪失）



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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.2 全交流動力電源喪失（停止中）（添付資料 7.4.2.6 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（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>プラント状態</p> <p>燃料有効長頂部配水</p> <p>燃料槽の運転水位が維持できる</p> <p>運転停止中の評価項目</p> <p>未境界の確保</p> | | <p>燃料有効長頂部配水</p> <p>燃料槽の運転水位が維持できる</p> <p>運転停止中の評価項目</p> <p>未境界の確保</p> | | |
| 1 | 部分出力運転状態 | <ul style="list-style-type: none"> 出力運転時と同じ騒音手段がある。(全交流動力電源喪失に対する騒音設備には、ECCS自動起動信号ブロックの影響はない) 出力運転時と比較して1次系保水水量は同等であるが、排熱熱は小さい。そのため、出力運転時の有効性評価にて、燃料有効長頂部は冠水状態を維持できることを確認している。 | <ul style="list-style-type: none"> 部分出力運転状態の炉心は冠水状態であるが、この状態で1次冷卻系の熱除去機能が喪失し1次冷卻材の温度が上昇した場合でも、減速材温度低下傾向があるため、この状態から制御棒挿入により炉心を高温度で未境界とする事ができる。 1次冷卻材へのほうろく水注入により、キセノン濃度変化に対して高温度停止状態の炉心は保安規定により停止余裕が確保されており、未境界状態である。また、1次冷卻材へのほうろく水注入により、キセノン濃度変化に対して、高温度状態で十分境界未達を維持できる。 一方、1次冷卻材は過圧されていることから1次冷卻材の密度変化はわずかなため、1次冷卻材密度低下に伴う正の反応度増進効果はプラント状態5での評価条件を考慮してもおおよそかわり影響は小さい。 | |
| 2 | 高温停止状態（非常用炉心冷却設備作動信号ブロックまで） | <ul style="list-style-type: none"> 出力運転時と比較して1次系保水水量は同等であるが、排熱熱は小さい。そのため、出力運転時の有効性評価にて、燃料有効長頂部は冠水状態を維持できることを確認している。 | <ul style="list-style-type: none"> 部分出力運転状態の炉心は冠水状態であるが、この状態で1次冷卻系の熱除去機能が喪失し1次冷卻材の温度が上昇した場合でも、減速材温度低下傾向があるため、この状態から制御棒挿入により炉心を高温度で未境界とする事ができる。また、1次冷卻材へのほうろく水注入により、キセノン濃度変化に対して、高温度状態で十分境界未達を維持できる。 高温停止状態の炉心は保安規定により停止余裕が確保されており、未境界状態である。また、1次冷卻材へのほうろく水注入により、キセノン濃度変化に対して、高温度状態で十分境界未達を維持できる。 一方、1次冷卻材は過圧されていることから1次冷卻材の密度変化はわずかなため、1次冷卻材密度低下に伴う正の反応度増進効果はプラント状態5での評価条件を考慮してもおおよそかわり影響は小さい。 | |
| 3 | 高温停止状態（非常用炉心冷却設備作動信号ブロック以降）から燃料取出開始まで | <ul style="list-style-type: none"> 出力運転時と比較して1次系保水水量は同等であるが、排熱熱は小さい。そのため、出力運転時の有効性評価にて、燃料有効長頂部は冠水状態を維持できることを確認している。 | <ul style="list-style-type: none"> 部分出力運転状態の炉心は冠水状態であるが、この状態で1次冷卻系の熱除去機能が喪失し1次冷卻材の温度が上昇した場合でも、減速材温度低下傾向があるため、この状態から制御棒挿入により炉心を高温度で未境界とする事ができる。また、1次冷卻材へのほうろく水注入により、キセノン濃度変化に対して、高温度状態で十分境界未達を維持できる。 高温停止状態の炉心は保安規定により停止余裕が確保されており、未境界状態である。また、1次冷卻材へのほうろく水注入により、キセノン濃度変化に対して、高温度状態で十分境界未達を維持できる。 一方、1次冷卻材は過圧されていることから1次冷卻材の密度変化はわずかなため、1次冷卻材密度低下に伴う正の反応度増進効果はプラント状態5での評価条件を考慮してもおおよそかわり影響は小さい。 | |
| 4 | 余熱除去型による冷却状態①（1次系は減水状態） | <ul style="list-style-type: none"> プラント状態5より排熱熱が小さく、1次系保水水量も多く、1次冷卻材に開口部がないため、プラント状態5よりも炉心露出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。 | <ul style="list-style-type: none"> プラント状態5より排熱熱が小さく、また、1次系保水水量が多い。したがって、ボイラの発生が少なくなるため、1次冷卻材密度低下に伴う正の反応度増進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。 | |
| 5 | 余熱除去型による冷却状態②（ミッドループ運転状態） | <ul style="list-style-type: none"> 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。 | <ul style="list-style-type: none"> 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減水状態①（燃料取出） | <ul style="list-style-type: none"> プラント状態5より排熱熱が小さく、1次系保水水量も多く、1次冷卻材に開口部がないため、プラント状態5よりも炉心露出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。 | <ul style="list-style-type: none"> プラント状態5より排熱熱が小さく、また、1次系保水水量が多い。したがって、ボイラの発生が少なくなるため、1次冷卻材密度低下に伴う正の反応度増進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。 | |

※○：原子炉容器蓋を配置している状態 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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.2 全交流動力電源喪失（停止中）（添付資料 7.4.2.6 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（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 |
|---|--|--------------------|--------|---|-----------|--------------------|--------|------|
| プラント状態 | 燃料有効長頂部冠本 | 燃料槽の水位が維持できる水位の確保* | 未境界の確保 | プラント状態 | 燃料有効長頂部冠本 | 燃料槽の水位が維持できる水位の確保* | 未境界の確保 | |
| 7 燃料取出状態 | | | | | | | | |
| 8 原子炉上層キャビティ満水状態② (燃料装荷) | ・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。 | ○ | ○ | ○ | |
| 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、プラント状態5より崩壊熱が小さいため、プラント状態5に包絡される。 | ○ | ○ | ・原子炉停炉後の取り付け時は崩壊熱がプラント状態5より小さいため、かつ、炉心上部の広範囲に有水量の低下が速いことから放射線への影響が問題となることはない。 | ○ | ○ | ○ | |
| 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ことから、プラント状態5に包絡される。 | ○ | ○ | ○ | |
| 11 1次冷却系循環停止状態 | | ○ | ○ | | ○ | ○ | ○ | |
| 12 余熱除去系による冷却状態④ (1次系は満水状態) | | ○ | ○ | | ○ | ○ | ○ | |
| 13 余熱除去系隔離から高温停止状態（非常用炉心冷却設備動作信号ブロック解除まで） | | ○ | ○ | ・原子炉停炉後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。 | ○ | ○ | ○ | |
| 14 高温停止状態（非常用炉心冷却設備動作信号ブロック解除から） | | ○ | ○ | ・プラント状態1~3と同じ | ○ | ○ | ○ | |
| 15 部分出力運転状態 | | ○ | ○ | | ○ | ○ | ○ | |

※○：原子炉停炉後を配置している状態 ○：原子炉停炉後を取り外している状態

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）

7.4.2 全交流動力電源喪失（停止中）（添付資料 7.4.2.7 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（全交流動力電源喪失））

| 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 5.2.6</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 （全交流動力電源喪失）</p> <p>「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却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 5.2.2</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 全交流動力電源喪失）</p> | <p style="text-align: right;">添付資料 7.4.2.7</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 （全交流動力電源喪失）</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外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却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> | |

7.4.2 全交流動力電源喪失（停止中）（添付資料 7.4.2.7 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（全交流動力電源喪失）

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 | | | | 女川原子力発電所2号炉 | | | | 泊発電所3号炉 | | | | 相違理由 | |
|------------|-------------|-----------------|------------------|------------------|------------------|-------------------|--|------------------|------------------|------------------|-------------------|--|------------------|
| 分類 | 重要現象 | 解析モデル | 不確かさ | 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 | 評価項目となるパラメータによる影響 | 解析条件を基準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よる影響 | 不確かさ | 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 | 評価項目となるパラメータによる影響 | 解析条件を基準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よる影響 | 相違理由 |
| | | | 入力値に含まれる | | | | | | | | | | |
| 1号炉系 | 伊心 | 保潔動 | 保潔動モデル | 保潔動モデル | 保潔動モデル | 保潔動モデル | 保潔動モデル | 保潔動モデル | 保潔動モデル | 保潔動モデル | 保潔動モデル | 保潔動モデル | |
| | | 燃料棒表面熱伝達 | 燃料棒表面熱伝達モデル | 燃料棒表面熱伝達モデル | 燃料棒表面熱伝達モデル | 燃料棒表面熱伝達モデル | 燃料棒表面熱伝達モデル | 燃料棒表面熱伝達モデル | 燃料棒表面熱伝達モデル | 燃料棒表面熱伝達モデル | 燃料棒表面熱伝達モデル | 燃料棒表面熱伝達モデル | 燃料棒表面熱伝達モデル |
| 1号炉系 | 伊心 | 沸騰・ポイド事変化 | 沸騰・ポイド事変化 | 沸騰・ポイド事変化 | 沸騰・ポイド事変化 | 沸騰・ポイド事変化 | 沸騰・ポイド事変化 | 沸騰・ポイド事変化 | 沸騰・ポイド事変化 | 沸騰・ポイド事変化 | 沸騰・ポイド事変化 | 沸騰・ポイド事変化 | |
| | | 蒸気動圧入ポンプによる伊心注水 | ボイドモデル 流動模式 | ボイドモデル 流動模式 | ボイドモデル 流動模式 | ボイドモデル 流動模式 | ボイドモデル 流動模式 | ボイドモデル 流動模式 | ボイドモデル 流動模式 | ボイドモデル 流動模式 | ボイドモデル 流動模式 | ボイドモデル 流動模式 | ボイドモデル 流動模式 |
| 1号炉系 | ECCS蓄圧タンク注入 | ポンプ特性モデル | ポンプ特性モデル | ポンプ特性モデル | ポンプ特性モデル | ポンプ特性モデル | ポンプ特性モデル | ポンプ特性モデル | ポンプ特性モデル | ポンプ特性モデル | ポンプ特性モデル | ポンプ特性モデル | |
| | | ECCS蓄圧タンク注入 | 安全系モデル (ECCS) | 安全系モデル (ECCS) | 安全系モデル (ECCS) | 安全系モデル (ECCS) | 安全系モデル (ECCS) | 安全系モデル (ECCS) | 安全系モデル (ECCS) | 安全系モデル (ECCS) | 安全系モデル (ECCS) | 安全系モデル (ECCS) | 安全系モデル (ECCS) |

表1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータによる影響

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.2 全交流動力電源喪失（停止中）（添付資料 7.4.2.7 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（全交流動力電源喪失））

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）

| 項目 | 解析条件（初期条件）の不確かさ | 解析条件 | 解析条件の考え方 | 運転条件等発生時に与える影響 | 評価項目となるパラメータに与える影響 |
|---------------|--|--|---|--|--|
| 原子炉停止後の期間 | 72時間 270時間以上 （定期検査工後始） | 72時間 270時間以上 （定期検査工後始） | 初期条件として、原子炉停止後の期間を72時間とし、270時間以上とする。定期検査工後始は、定期検査工後始の開始時刻から、定期検査工後始の終了時刻までの期間とする。定期検査工後始の開始時刻は、定期検査工後始の開始時刻から、定期検査工後始の終了時刻までの期間とする。定期検査工後始の終了時刻は、定期検査工後始の終了時刻とする。 | 解析条件に対しては、定期検査工後始の開始時刻から、定期検査工後始の終了時刻までの期間とする。定期検査工後始の開始時刻は、定期検査工後始の開始時刻から、定期検査工後始の終了時刻までの期間とする。定期検査工後始の終了時刻は、定期検査工後始の終了時刻とする。 | 解析条件に対しては、定期検査工後始の開始時刻から、定期検査工後始の終了時刻までの期間とする。定期検査工後始の開始時刻は、定期検査工後始の開始時刻から、定期検査工後始の終了時刻までの期間とする。定期検査工後始の終了時刻は、定期検査工後始の終了時刻とする。 |
| 1次冷却炉圧力（初期） | 7.0MPa(表圧) | 7.0MPa(表圧) | 7.0MPa(表圧)とし、初期条件として設定。 | 解析条件に対しては、7.0MPa(表圧)とし、初期条件として設定。 | 解析条件に対しては、7.0MPa(表圧)とし、初期条件として設定。 |
| 1次冷却炉炉心温度（初期） | 89℃ | 89℃ | 89℃とし、初期条件として設定。 | 解析条件に対しては、89℃とし、初期条件として設定。 | 解析条件に対しては、89℃とし、初期条件として設定。 |
| 1次冷却炉炉水位（初期） | 原子炉炉心水位 配管中心高さ+200mm | 原子炉炉心水位 配管中心高さ+200mm | 原子炉炉心水位とし、初期条件として設定。 | 解析条件に対しては、原子炉炉心水位とし、初期条件として設定。 | 解析条件に対しては、原子炉炉心水位とし、初期条件として設定。 |
| 炉心循環機 | FP：日本原子力発電所 アクチビティ：ORIGENY （アクチビティ制御を想定） | FP：日本原子力発電所 アクチビティ：ORIGENY （アクチビティ制御を想定） | FP：日本原子力発電所とし、初期条件として設定。 | 解析条件に対しては、FP：日本原子力発電所とし、初期条件として設定。 | 解析条件に対しては、FP：日本原子力発電所とし、初期条件として設定。 |
| 1次冷却炉出口温度 | 加圧冷却炉外し 3温度計外し | 加圧冷却炉外し 3温度計外し | 加圧冷却炉外しとし、初期条件として設定。 | 解析条件に対しては、加圧冷却炉外しとし、初期条件として設定。 | 解析条件に対しては、加圧冷却炉外しとし、初期条件として設定。 |
| 2次冷却炉炉心温度 | 2次冷却炉炉心水位 炉心水位 | 2次冷却炉炉心水位 炉心水位 | 2次冷却炉炉心水位とし、初期条件として設定。 | 解析条件に対しては、2次冷却炉炉心水位とし、初期条件として設定。 | 解析条件に対しては、2次冷却炉炉心水位とし、初期条件として設定。 |

| 項目 | 解析条件（初期条件）の不確かさ | 解析条件 | 解析条件の考え方 | 運転条件等発生時に与える影響 | 評価項目となるパラメータに与える影響 |
|-------------|---|---|--------------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| 原子炉炉心温度（初期） | 約14MPa （9×9燃料 炉心） 約14MPa （9×9燃料 炉心） 停止1日（仮） | 約14MPa （9×9燃料 炉心） 約14MPa （9×9燃料 炉心） 停止1日（仮） | 約14MPaとし、初期条件として設定。 | 解析条件に対しては、約14MPaとし、初期条件として設定。 | 解析条件に対しては、約14MPaとし、初期条件として設定。 |
| 炉心循環機 | FP：日本原子力発電所 アクチビティ：ORIGENY （アクチビティ制御を想定） | FP：日本原子力発電所 アクチビティ：ORIGENY （アクチビティ制御を想定） | FP：日本原子力発電所とし、初期条件として設定。 | 解析条件に対しては、FP：日本原子力発電所とし、初期条件として設定。 | 解析条件に対しては、FP：日本原子力発電所とし、初期条件として設定。 |
| 1次冷却炉出口温度 | 加圧冷却炉外し 3温度計外し | 加圧冷却炉外し 3温度計外し | 加圧冷却炉外しとし、初期条件として設定。 | 解析条件に対しては、加圧冷却炉外しとし、初期条件として設定。 | 解析条件に対しては、加圧冷却炉外しとし、初期条件として設定。 |
| 2次冷却炉炉心温度 | 2次冷却炉炉心水位 炉心水位 | 2次冷却炉炉心水位 炉心水位 | 2次冷却炉炉心水位とし、初期条件として設定。 | 解析条件に対しては、2次冷却炉炉心水位とし、初期条件として設定。 | 解析条件に対しては、2次冷却炉炉心水位とし、初期条件として設定。 |

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 全交流動力電源喪失）（1/3）

| 項目 | 解析条件（初期条件）の不確かさ | 解析条件 | 解析条件の考え方 | 運転条件等発生時に与える影響 | 評価項目となるパラメータに与える影響 |
|-------------|---|---|--------------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| 原子炉炉心温度（初期） | 約14MPa （9×9燃料 炉心） 約14MPa （9×9燃料 炉心） 停止1日（仮） | 約14MPa （9×9燃料 炉心） 約14MPa （9×9燃料 炉心） 停止1日（仮） | 約14MPaとし、初期条件として設定。 | 解析条件に対しては、約14MPaとし、初期条件として設定。 | 解析条件に対しては、約14MPaとし、初期条件として設定。 |
| 炉心循環機 | FP：日本原子力発電所 アクチビティ：ORIGENY （アクチビティ制御を想定） | FP：日本原子力発電所 アクチビティ：ORIGENY （アクチビティ制御を想定） | FP：日本原子力発電所とし、初期条件として設定。 | 解析条件に対しては、FP：日本原子力発電所とし、初期条件として設定。 | 解析条件に対しては、FP：日本原子力発電所とし、初期条件として設定。 |
| 1次冷却炉出口温度 | 加圧冷却炉外し 3温度計外し | 加圧冷却炉外し 3温度計外し | 加圧冷却炉外しとし、初期条件として設定。 | 解析条件に対しては、加圧冷却炉外しとし、初期条件として設定。 | 解析条件に対しては、加圧冷却炉外しとし、初期条件として設定。 |
| 2次冷却炉炉心温度 | 2次冷却炉炉心水位 炉心水位 | 2次冷却炉炉心水位 炉心水位 | 2次冷却炉炉心水位とし、初期条件として設定。 | 解析条件に対しては、2次冷却炉炉心水位とし、初期条件として設定。 | 解析条件に対しては、2次冷却炉炉心水位とし、初期条件として設定。 |

表2 解析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（1/2）

| 項目 | 解析条件（初期条件）の不確かさ | 解析条件 | 解析条件の考え方 | 運転条件等発生時に与える影響 | 評価項目となるパラメータに与える影響 |
|-------------|---|---|--------------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| 原子炉炉心温度（初期） | 約14MPa （9×9燃料 炉心） 約14MPa （9×9燃料 炉心） 停止1日（仮） | 約14MPa （9×9燃料 炉心） 約14MPa （9×9燃料 炉心） 停止1日（仮） | 約14MPaとし、初期条件として設定。 | 解析条件に対しては、約14MPaとし、初期条件として設定。 | 解析条件に対しては、約14MPaとし、初期条件として設定。 |
| 炉心循環機 | FP：日本原子力発電所 アクチビティ：ORIGENY （アクチビティ制御を想定） | FP：日本原子力発電所 アクチビティ：ORIGENY （アクチビティ制御を想定） | FP：日本原子力発電所とし、初期条件として設定。 | 解析条件に対しては、FP：日本原子力発電所とし、初期条件として設定。 | 解析条件に対しては、FP：日本原子力発電所とし、初期条件として設定。 |
| 1次冷却炉出口温度 | 加圧冷却炉外し 3温度計外し | 加圧冷却炉外し 3温度計外し | 加圧冷却炉外しとし、初期条件として設定。 | 解析条件に対しては、加圧冷却炉外しとし、初期条件として設定。 | 解析条件に対しては、加圧冷却炉外しとし、初期条件として設定。 |
| 2次冷却炉炉心温度 | 2次冷却炉炉心水位 炉心水位 | 2次冷却炉炉心水位 炉心水位 | 2次冷却炉炉心水位とし、初期条件として設定。 | 解析条件に対しては、2次冷却炉炉心水位とし、初期条件として設定。 | 解析条件に対しては、2次冷却炉炉心水位とし、初期条件として設定。 |

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

7.4.2 全交流動力電源喪失（停止中）（添付資料 7.4.2.7 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（全交流動力電源喪失））

表2 解析条件を最雑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（2/2）

| 項目 | 解析条件（事故条件、機器条件）の不確かさ | | 条件設定の考え方 | 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 |
|--------|----------------------|--------------------------------------|---|--|--|
| | 解析条件 | 機器条件 | | | |
| 事故条件 | 起回事故 | 外部電源喪失 | 起回事故として、外部電源喪失が発生するものとして設定。 | 解析条件と最雑条件が同等であることから、運転員等操作時間には影響はない。 | 解析条件と最雑条件が同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 |
| | 安全機能の喪失に対する仮定 | 非常用内交流電源喪失 原子炉建屋内設備電源喪失 | 非常用内交流電源喪失 原子炉建屋内設備電源喪失 | 非常用内交流電源喪失、原子炉建屋内設備電源喪失が同等であることから、運転員等操作時間には影響はない。 | 解析条件と最雑条件が同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 |
| 機器条件 | 外部電源 | 外部電源なし | 起回事故として、外部電源が喪失するものとしている。 | 解析条件と最雑条件が同等であることから、運転員等操作時間には影響はない。 | 解析条件と最雑条件が同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 |
| | 駆動タンク保水圧力 | 1.0MPa[gage] (最低保水圧力) | 最低の保水圧力を設定。 | 解析条件と最雑条件が同等であることから、運転員等操作時間には影響はない。 | 解析条件と最雑条件が同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 |
| 運転員等条件 | 駆動タンク保水水量 | 260m ³ (1基当り) (最低保水水量) | 約27.0m ³ (1基当り) (通常運転時保水水量) | 解析条件と最雑条件が同等であることから、運転員等操作時間には影響はない。 | 解析条件と最雑条件が同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 |
| | 相対保水圧力（原子炉建屋の注水水量） | 25m ³ /h | | 解析条件と最雑条件が同等であることから、運転員等操作時間には影響はない。 | 解析条件と最雑条件が同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 |

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 評価条件を最雑条件とした場合の運転員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 全交流動力電源喪失）（2/3）

| 項目 | 評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ | | 条件設定の考え方 | 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 |
|--------|------------------------|--------------------------------------|---|--|--|
| | 解析条件 | 機器条件 | | | |
| 事故条件 | 起回事故 | 外部電源喪失 | 起回事故として、外部電源喪失が発生するものとして設定。 | 解析条件と最雑条件が同等であることから、運転員等操作時間には影響はない。 | 解析条件と最雑条件が同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 |
| | 安全機能の喪失に対する仮定 | 非常用内交流電源喪失 原子炉建屋内設備電源喪失 | 非常用内交流電源喪失 原子炉建屋内設備電源喪失 | 非常用内交流電源喪失、原子炉建屋内設備電源喪失が同等であることから、運転員等操作時間には影響はない。 | 解析条件と最雑条件が同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 |
| 機器条件 | 外部電源 | 外部電源なし | 起回事故として、外部電源が喪失するものとしている。 | 解析条件と最雑条件が同等であることから、運転員等操作時間には影響はない。 | 解析条件と最雑条件が同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 |
| | 駆動タンク保水圧力 | 1.0MPa[gage] (最低保水圧力) | 最低の保水圧力を設定。 | 解析条件と最雑条件が同等であることから、運転員等操作時間には影響はない。 | 解析条件と最雑条件が同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 |
| 運転員等条件 | 駆動タンク保水水量 | 260m ³ (1基当り) (最低保水水量) | 約27.0m ³ (1基当り) (通常運転時保水水量) | 解析条件と最雑条件が同等であることから、運転員等操作時間には影響はない。 | 解析条件と最雑条件が同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 |
| | 相対保水圧力（原子炉建屋の注水水量） | 25m ³ /h | | 解析条件と最雑条件が同等であることから、運転員等操作時間には影響はない。 | 解析条件と最雑条件が同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 |

表2 解析条件を最雑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（2/2）

| 項目 | 解析条件（事故条件、機器条件）の不確かさ | | 条件設定の考え方 | 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 |
|--------|----------------------|--------------------------------------|---|--|--|
| | 解析条件 | 機器条件 | | | |
| 事故条件 | 起回事故 | 外部電源喪失 | 起回事故として、外部電源喪失が発生するものとして設定。 | 解析条件と最雑条件が同等であることから、運転員等操作時間には影響はない。 | 解析条件と最雑条件が同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 |
| | 安全機能の喪失に対する仮定 | 非常用内交流電源喪失 原子炉建屋内設備電源喪失 | 非常用内交流電源喪失 原子炉建屋内設備電源喪失 | 非常用内交流電源喪失、原子炉建屋内設備電源喪失が同等であることから、運転員等操作時間には影響はない。 | 解析条件と最雑条件が同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 |
| 機器条件 | 外部電源 | 外部電源なし | 起回事故として、外部電源が喪失するものとしている。 | 解析条件と最雑条件が同等であることから、運転員等操作時間には影響はない。 | 解析条件と最雑条件が同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 |
| | 駆動タンク保水圧力 | 1.0MPa[gage] (最低保水圧力) | 最低の保水圧力を設定。 | 解析条件と最雑条件が同等であることから、運転員等操作時間には影響はない。 | 解析条件と最雑条件が同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 |
| 運転員等条件 | 駆動タンク保水水量 | 260m ³ (1基当り) (最低保水水量) | 約27.0m ³ (1基当り) (通常運転時保水水量) | 解析条件と最雑条件が同等であることから、運転員等操作時間には影響はない。 | 解析条件と最雑条件が同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 |
| | 相対保水圧力（原子炉建屋の注水水量） | 25m ³ /h | | 解析条件と最雑条件が同等であることから、運転員等操作時間には影響はない。 | 解析条件と最雑条件が同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 |

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

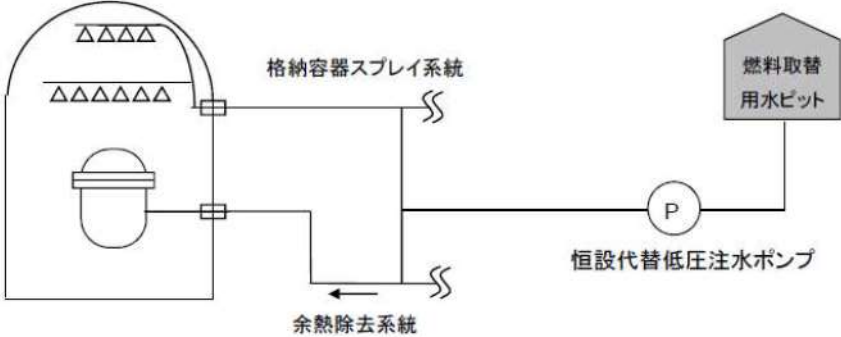
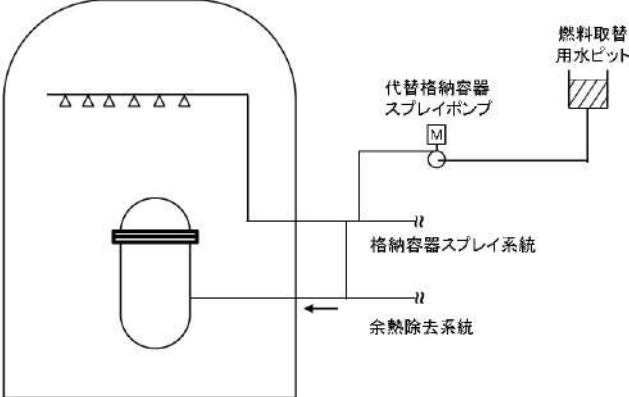
7.4.2 全交流動力電源喪失 (停止中) (添付資料 7.4.2.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について (全交流動力電源喪失))

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)

Table with 4 columns: 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. The table contains detailed technical comparisons between power plants regarding emergency power loss scenarios.

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）

7.4.2 全交流動力電源喪失（停止中）（添付資料 7.4.2.8 水源、燃料、電源負荷評価結果について（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 5.2.7</p> <p style="text-align: center;">燃料、水源、電源負荷評価結果について（停止時全交流動力電源喪失）</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における全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失】</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） 1,860 m³÷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>  <p style="text-align: center;">系統概略図</p> | <p style="text-align: right;">添付資料 7.4.2.8</p> <p style="text-align: center;">水源、燃料、電源負荷評価結果について（全交流動力電源喪失）</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外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故】</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） ・1,700m³÷29m³/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時間後までに可搬型大型送水ポンプ車、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+高圧再循環運転に移行することで対応可能。</p>  <p style="text-align: center;">図 系統概略図</p> | <p>記載順の相違</p> <p>記載表現の相違</p> <p>設計の相違</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）

7.4.2 全交流動力電源喪失（停止中）（添付資料 7.4.2.8 水源、燃料、電源負荷評価結果について（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 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|--|---|----|--|------|-------|-----|-----|---------------------------------|--------------------------------------|---|---|---|--|--|----------------------------------|---|---|--|----------------------------------|----------------------------------|----|---|--|---|---|--|--|------|----|--|----|-----|-----|-----|-------------------|--|--|-------------------|--|--|---|--|--|----|-----------------------------|--|----|--|--|
| 2. 燃料消費に関する評価 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全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失】 プラント状況：3、4号炉停止中。 事象：全交流動力電源喪失は全ユニット発災を想定する。 | | | 2. 燃料消費に関する評価 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外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故】 | | | | 設計の相違 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <table border="1"> <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>空冷DG（3号炉用2台）起動 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約 3970/h（定格負荷）×2台×24h×7日間=約 133,3920</td> <td>空冷DG（4号炉用2台）起動 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約 3970/h（定格負荷）×2台×24h×7日間=約 133,3920</td> </tr> <tr> <td>事象発生直後～7日間（=168h）</td> <td>緊急時対策所用発電機（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 18.10/h×1台×24h×7日間=約 3,0410</td> <td>緊急時対策所用発電機（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 18.10/h×1台×24h×7日間=約 3,0410</td> </tr> <tr> <td>事象発生後 13.6h 後～事象発生後 7日間（=154.4h）</td> <td>大容量ポンプ（3,4号炉用1台）起動 燃費約 3100/h（定格負荷）×（154.4h）=約 47,8640</td> <td>大容量ポンプ（3,4号炉用予備1台）起動 燃費約 3100/h（定格負荷）×（154.4h）=約 47,8640</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>7日間 3号炉で消費する重油量の合計 約 184,2970</td> <td>7日間 4号炉で消費する重油量の合計 約 184,2970</td> </tr> <tr> <td>結果</td> <td colspan="2">3号炉に備蓄している重油量の使用可能量は548k0（重油タンク（160k0、2基）、燃料油貯蔵タンク（114k0、2基）の合計）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使用可能量は548k0（重油タンク（160k0、2基）、燃料油貯蔵タンク（114k0、2基）の合計）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） | 空冷DG（3号炉用2台）起動 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約 3970/h（定格負荷）×2台×24h×7日間=約 133,3920 | 空冷DG（4号炉用2台）起動 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約 3970/h（定格負荷）×2台×24h×7日間=約 133,3920 | 事象発生直後～7日間（=168h） | 緊急時対策所用発電機（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 18.10/h×1台×24h×7日間=約 3,0410 | 緊急時対策所用発電機（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 18.10/h×1台×24h×7日間=約 3,0410 | 事象発生後 13.6h 後～事象発生後 7日間（=154.4h） | 大容量ポンプ（3,4号炉用1台）起動 燃費約 3100/h（定格負荷）×（154.4h）=約 47,8640 | 大容量ポンプ（3,4号炉用予備1台）起動 燃費約 3100/h（定格負荷）×（154.4h）=約 47,8640 | 合計 | 7日間 3号炉で消費する重油量の合計 約 184,2970 | 7日間 4号炉で消費する重油量の合計 約 184,2970 | 結果 | 3号炉に備蓄している重油量の使用可能量は548k0（重油タンク（160k0、2基）、燃料油貯蔵タンク（114k0、2基）の合計）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使用可能量は548k0（重油タンク（160k0、2基）、燃料油貯蔵タンク（114k0、2基）の合計）であることから、7日間は十分に対応可能 | <table border="1"> <thead> <tr> <th>燃料種別</th> <th colspan="2">軽油</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 colspan="2">代替非常用発電機起動 （保守的に事象発生直後からの起動を想定） 燃費約 411 L/h（定格負荷） ×2台×24h×7日間 = 約 138.1kL</td> </tr> <tr> <td>事象発生直後～7日間（=168h）</td> <td colspan="2">緊急時対策所用発電機（指揮所用及び特機所用各1台の計2台、1～3号炉用）起動 （保守的に事象発生直後からの起動を想定） 燃費約 62.2L/h×1台+62.2L/h×1台×24h×7日間=20,899.2L = 約 20.9kL</td> </tr> <tr> <td>事象発生 9.8h 後～7日間（=158.2h） <格納容器内自然対流冷却></td> <td colspan="2">可搬型大型送水ポンプ車起動 燃費約 72 L/h（最大負荷）×1台×158.2h = 約 11.4kL</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td colspan="2">7日間で消費する軽油量の合計 約 182.9kL</td> </tr> <tr> <td>結果</td> <td colspan="2">ディーゼル発電機燃料油貯油槽（約 540kL）及び燃料タンク（SA）（約 50kL）の合計約 590kLにて供給可能</td> </tr> </tbody> </table> | | | 燃料種別 | 軽油 | | 号炉 | 3号炉 | 4号炉 | 時系列 | 事象発生直後～7日間（=168h） | 代替非常用発電機起動 （保守的に事象発生直後からの起動を想定） 燃費約 411 L/h（定格負荷） ×2台×24h×7日間 = 約 138.1kL | | 事象発生直後～7日間（=168h） | 緊急時対策所用発電機（指揮所用及び特機所用各1台の計2台、1～3号炉用）起動 （保守的に事象発生直後からの起動を想定） 燃費約 62.2L/h×1台+62.2L/h×1台×24h×7日間=20,899.2L = 約 20.9kL | | 事象発生 9.8h 後～7日間（=158.2h） <格納容器内自然対流冷却> | 可搬型大型送水ポンプ車起動 燃費約 72 L/h（最大負荷）×1台×158.2h = 約 11.4kL | | 合計 | 7日間で消費する軽油量の合計 約 182.9kL | | 結果 | ディーゼル発電機燃料油貯油槽（約 540kL）及び燃料タンク（SA）（約 50kL）の合計約 590kLにて供給可能 | |
| 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） | 空冷DG（3号炉用2台）起動 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約 3970/h（定格負荷）×2台×24h×7日間=約 133,3920 | 空冷DG（4号炉用2台）起動 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約 3970/h（定格負荷）×2台×24h×7日間=約 133,3920 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 事象発生直後～7日間（=168h） | 緊急時対策所用発電機（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 18.10/h×1台×24h×7日間=約 3,0410 | 緊急時対策所用発電機（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 18.10/h×1台×24h×7日間=約 3,0410 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 事象発生後 13.6h 後～事象発生後 7日間（=154.4h） | 大容量ポンプ（3,4号炉用1台）起動 燃費約 3100/h（定格負荷）×（154.4h）=約 47,8640 | 大容量ポンプ（3,4号炉用予備1台）起動 燃費約 3100/h（定格負荷）×（154.4h）=約 47,8640 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 合計 | 7日間 3号炉で消費する重油量の合計 約 184,2970 | 7日間 4号炉で消費する重油量の合計 約 184,2970 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 結果 | 3号炉に備蓄している重油量の使用可能量は548k0（重油タンク（160k0、2基）、燃料油貯蔵タンク（114k0、2基）の合計）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使用可能量は548k0（重油タンク（160k0、2基）、燃料油貯蔵タンク（114k0、2基）の合計）であることから、7日間は十分に対応可能 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 燃料種別 | 軽油 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 号炉 | 3号炉 | 4号炉 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 時系列 | 事象発生直後～7日間（=168h） | 代替非常用発電機起動 （保守的に事象発生直後からの起動を想定） 燃費約 411 L/h（定格負荷） ×2台×24h×7日間 = 約 138.1kL | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 事象発生直後～7日間（=168h） | 緊急時対策所用発電機（指揮所用及び特機所用各1台の計2台、1～3号炉用）起動 （保守的に事象発生直後からの起動を想定） 燃費約 62.2L/h×1台+62.2L/h×1台×24h×7日間=20,899.2L = 約 20.9kL | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 事象発生 9.8h 後～7日間（=158.2h） <格納容器内自然対流冷却> | 可搬型大型送水ポンプ車起動 燃費約 72 L/h（最大負荷）×1台×158.2h = 約 11.4kL | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 合計 | 7日間で消費する軽油量の合計 約 182.9kL | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 結果 | ディーゼル発電機燃料油貯油槽（約 540kL）及び燃料タンク（SA）（約 50kL）の合計約 590kLにて供給可能 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <table border="1"> <thead> <tr> <th>燃料種別</th> <th colspan="2">軽油</th> </tr> <tr> <th>号炉</th> <th>3号炉</th> <th>4号炉</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">時系列</td> <td>事象発生後 6.3h 後～事象発生後 7日間（=161.7h）</td> <td>3号送水車起動 燃費約 210/h×161.7h=約 3,3960</td> <td>4号送水車起動 燃費約 210/h×161.7h=約 3,3960</td> </tr> <tr> <td>事象発生後 6.3h 後～事象発生後 7日間（=161.7h）</td> <td>3号水中ポンプ起動 燃費約 8.50/h×161.7h=約 1,3750</td> <td>4号水中ポンプ起動 燃費約 8.50/h×161.7h=約 1,3750</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td colspan="2">7日間 3,4号炉で消費する軽油量の合計 約 9,5420</td> </tr> <tr> <td>結果</td> <td colspan="2">発電所に備蓄している軽油量の合計は 21,0000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 | 軽油 | | 号炉 | 3号炉 | 4号炉 | 時系列 | 事象発生後 6.3h 後～事象発生後 7日間（=161.7h） | 3号送水車起動 燃費約 210/h×161.7h=約 3,3960 | 4号送水車起動 燃費約 210/h×161.7h=約 3,3960 | 事象発生後 6.3h 後～事象発生後 7日間（=161.7h） | 3号水中ポンプ起動 燃費約 8.50/h×161.7h=約 1,3750 | 4号水中ポンプ起動 燃費約 8.50/h×161.7h=約 1,3750 | 合計 | 7日間 3,4号炉で消費する軽油量の合計 約 9,5420 | | 結果 | 発電所に備蓄している軽油量の合計は 21,0000であることから、7日間は十分に対応可能 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 燃料種別 | 軽油 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 号炉 | 3号炉 | 4号炉 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 時系列 | 事象発生後 6.3h 後～事象発生後 7日間（=161.7h） | 3号送水車起動 燃費約 210/h×161.7h=約 3,3960 | 4号送水車起動 燃費約 210/h×161.7h=約 3,3960 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 事象発生後 6.3h 後～事象発生後 7日間（=161.7h） | 3号水中ポンプ起動 燃費約 8.50/h×161.7h=約 1,3750 | 4号水中ポンプ起動 燃費約 8.50/h×161.7h=約 1,3750 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 合計 | 7日間 3,4号炉で消費する軽油量の合計 約 9,5420 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 結果 | 発電所に備蓄している軽油量の合計は 21,0000であることから、7日間は十分に対応可能 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

