

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAE712-9 r. 4.0
提出年月日	令和4年8月31日

泊発電所3号炉

重大事故等対策の有効性評価 比較表

7.1.2 全交流動力電源喪失

令和4年8月
北海道電力株式会社

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）

7.1.2 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	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
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7.1.2.4図、第7.1.2.5図)【比較表P67、69】				
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、「差異の説明」欄に差異理由を記載しているプラントを【高浜】【大飯】と記載している				
・ 女川は「全交流動力電源喪失」を4つの事故シーケンスグループ(長期TB、TBU、TBD、TBP)に細分化している。泊の「全交流動力電源喪失」は「RCPシールLOCAが発生する場合」と「RCPシールLOCAが発生しない場合」の2つの事故シーケンスで評価している。参考までに24時間の交流電源喪失を想定する泊の「RCPシールLOCAが発生しない場合」の横に女川の「長期TB」を掲載する。				
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	泊発電所3号炉	高浜発電所3/4号炉	差異の説明
事故シーケンスグループの特徴	原子炉の出力運転中に、送電系統又は所内主発電設備の故障等により、外部電源が喪失し、常用系補機である1次冷却材ポンプ等が機能喪失するとともに、非常用所内交流電源系統が機能喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水、高圧注入系及び低圧注入系による炉心注水、原子炉補機冷却水ポンプによる最終ヒートシンクへの熱の輸送、中央制御室からの主蒸気逃がし弁操作による1次系の減温、減圧及び補助給水ピットへの補給ができなくなる。また、従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し、補機冷却水が必要な機器に期待できなくなるとともに、RCPシール部へのシール水注水機能及びサーマルバリアの冷却機能が喪失することから、RCPシール部からの1次冷却材の漏えい等により1次系保有水量の減少が生じ、炉心損傷に至る。			差異なし (補助給水ピットの設備名称がプラントにより異なるが事故シーケンスグループの特徴は同一)

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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
2-3) 有効性評価の主な項目 (2/2)				
項目	大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3/4号炉	差異の説明
炉心損傷防止対策	炉心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、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水並びに充てんポンプによる炉心注水を整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、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、高圧注入系による高圧代替再循環並びに補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備する。	炉心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、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次系強制冷却、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水並びに充てんポンプによる炉心注水を整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、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、高圧注入系による高圧再循環並びに補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備する。	炉心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、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次系強制冷却、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水並びに充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水を整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、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、高圧注入系及び低圧注入系による再循環並びに補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備する。	差異なし (代替炉心注水及び炉心注水に使用するポンプが異なる。また、高浜はブースティングプラントのため再循環に低圧注入系及び高圧注入系を使用する。)
重要事故シーケンス	「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」及びRCPシールLOCAが発生しない「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」			差異なし
有効性評価の結果 (評価項目等) a. RCPシールLOCAが発生する場合(上段) b. RCPシールLOCAが発生しない場合(下段)	燃料被覆管温度：炉心は冠水状態にあることから初期値(約390℃)以下にとどまり、1200℃以下となる <u>1次冷却材圧力</u> ：初期値(約15.9MPa[gage])以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウダリにかかる圧力は約16.3MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回る <u>原子炉格納容器圧力及び温度</u> ：RCPシール部からの1次冷却材の漏えいにより上昇するが、事象発生後24時間時点で原子炉格納容器の最高使用圧力(0.39MPa[gage])及び最高使用温度(144℃)を下回っている	燃料被覆管温度：炉心は冠水状態にあることから初期値(約380℃)以下にとどまり、1,200℃以下となる <u>1次冷却材圧力</u> ：初期値(約15.9MPa[gage])以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウダリにかかる圧力は約16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍(20.592MPa[gage])を下回る <u>原子炉格納容器圧力及び温度</u> ：RCPシール部からの1次冷却材の漏えいにより上昇するが、事象発生後24時間時点で原子炉格納容器の最高使用圧力(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回っている	燃料被覆管温度：炉心は冠水状態にあることから初期値(約380℃)以下にとどまり、1200℃以下となる <u>1次冷却材圧力</u> ：初期値(約15.9MPa[gage])以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウダリにかかる圧力は約16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回る <u>原子炉格納容器圧力及び温度</u> ：RCPシール部からの1次冷却材の漏えいにより上昇するが、事象発生後24時間時点で原子炉格納容器の最高使用圧力(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回っている	差異なし (設計の相違により評価値やCVの最高使用圧力等が異なるが、何れも判断基準を下回る)
	燃料被覆管温度：炉心は冠水状態にあることから初期値(約390℃)以下にとどまり、1200℃以下となる <u>1次冷却材圧力</u> ：初期値(約15.9MPa[gage])以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウダリにかかる圧力は約16.3MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回る <u>原子炉格納容器圧力及び温度</u> ：RCPシール部からの漏えいが停止するまでに原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであり、第2.2.26図及び第2.2.27図に示す「全交流動力電源喪失(RCPシールLOCAが発生する場合)」の原子炉格納容器圧力及び温度の最高値である約0.130MPa[gage]及び約100℃に比べて厳しくなることから、原子炉格納容器最高使用圧力(0.39MPa[gage])及び最高使用温度(144℃)を下回る	燃料被覆管温度：炉心は冠水状態にあることから初期値(約380℃)以下にとどまり、1,200℃以下となる <u>1次冷却材圧力</u> ：初期値(約15.9MPa[gage])以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウダリにかかる圧力は約16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍(20.592MPa[gage])を下回る <u>原子炉格納容器圧力及び温度</u> ：RCPシール部からの漏えいが停止するまでに原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであり、「a. RCPシールLOCAが発生する場合」に比べ厳しくなることから、原子炉格納容器最高使用圧力(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回る	燃料被覆管温度：炉心は冠水状態にあることから初期値(約380℃)以下にとどまり、1200℃以下となる <u>1次冷却材圧力</u> ：初期値(約15.9MPa[gage])以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウダリにかかる圧力は約16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回る <u>原子炉格納容器圧力及び温度</u> ：RCPシール部からの漏えいが停止するまでに原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであり、「全交流動力電源喪失(RCPシールLOCAが発生する場合)」に比べ厳しくなることから、原子炉格納容器最高使用圧力(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回る	差異なし (設計の相違により評価値やCVの最高使用圧力等が異なるが、何れも判断基準を下回る)

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

7.1.2 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	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
2-4) 主な差異 (RCP シール LOCA が発生しない場合)				
項目	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3/4号炉	差異の説明
RCP シール部からの漏えい率 (初期)	1次冷却材ポンプ1台当たり、定格圧力において約4.8m ³ /h (21gpm 相当) とし、その漏えい率相当となる口径約0.3cm (約0.13インチ) を設定	1次冷却材ポンプ1台当たり、定格圧力において約1.5m ³ /h とし、その漏えい率相当となる口径約0.2cm (約0.07インチ) を設定	1次冷却材ポンプ1台当たり、定格圧力において約4.8m ³ /h (21gpm 相当) とし、その漏えい率相当となる口径約0.3cm (約0.13インチ) を設定	設計の相違 ・大飯、高浜はW社製 RCP、泊はMHI製 RCP を用いている。大飯、高浜はWCAP-15603 に基づく値を評価に用い、泊はWCAP-15603 を参考にした上で国内実機評価に基づく値を使用している。
事象進展	事象発生の約11時間後に1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]に到達した段階でその状態を維持する。代替交流電源確立の10分後に蓄圧タンクの出口弁を閉止した後、さらに10分後に2次冷却系強制冷却を再開する。事象発生の約25時間後に、1次冷却材圧力が0.83MPa[gage]に到達した段階で、1次冷却材ポンプ封水戻りラインに設置されている逃がし弁が吹き止まることで、RCP シール部からの漏えいは停止し、事象発生の約26時間後に1次冷却材圧力が約0.7MPa[gage]に到達する。	事象発生の約26時間後に1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]に到達した段階でその状態を維持する。1次冷却材圧力約1.7MPa[gage]到達10分後に蓄圧タンクの出口弁を閉止した後、さらに10分後に2次系強制冷却を再開する。事象発生の約28時間後に、1次冷却材圧力が0.83MPa[gage]に到達した段階で、1次冷却材ポンプ封水戻りラインに設置されている逃がし弁が吹き止まることで、RCP シール部からの漏えいは停止し、事象発生の約31時間後に1次冷却材圧力が約0.7MPa[gage]に到達する。	事象発生の約13時間後に1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]に到達した段階でその状態を維持する。代替交流電源確立の10分後に蓄圧タンクの出口弁を閉止した後、さらに10分後に2次系強制冷却を再開する。事象発生の約25時間後に、1次冷却材圧力が0.83MPa[gage]に到達した段階で、1次冷却材ポンプ封水戻りラインに設置されている逃がし弁が吹き止まることで、RCP シール部からの漏えいは停止し、事象発生の約27時間後に1次冷却材圧力が約0.7MPa[gage]に到達する。	解析結果の相違 ・蓄圧タンク出口弁の閉止は、代替交流電源確立又は1次冷却材圧力約1.7MPa到達10分後に実施する。大飯、高浜は代替交流電源確立の10分後に蓄圧タンクの出口弁を閉止するが、泊はRCP シークリーク量が、大飯、高浜より少なく1次冷却材圧力の下降が緩やかになり1.7MPa到達が代替交流電源確立よりも遅くなるため、蓄圧タンク出口弁閉止の起因が異なる。
・RCP シール LOCA が発生する場合には泊、大飯、高浜のプラント設備の相違による差異以外で、上記2-3)に記載した事項以外の主な差異はない				
2-5) 差異の識別の省略				
<ul style="list-style-type: none"> ➢ 1次系 (泊、高浜) ⇔ 1次冷却系 (大飯) ➢ 2次系 (泊、高浜) ⇔ 2次冷却系 (大飯) ➢ 減少 (泊) ⇔ 低下 (大飯、高浜) ➢ 蒸発 (泊) ⇔ 蒸散 (大飯、高浜) ➢ 作動 (泊、高浜) ⇔ 動作 (大飯) 				

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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>2.2 全交流動力電源喪失</p> <p>2.2.1 事故シークエンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シークエンスグループ内の事故シークエンス</p> <p>事故シークエンスグループ「全交流動力電源喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シークエンスは、「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) 事故シークエンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シークエンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の出力運転中に、送電系統又は所内主発電設備の故障等により、外部電源が喪失し、常用系補機である1次冷却材ポンプ等が機能喪失するとともに、非常用所内交流電源系統が機能喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水、高圧注入系及び低圧注入系による炉心注水、原子炉補機冷却水ポンプによる最終ヒートシンクへの熱の輸送、中央制御室からの主蒸気逃がし弁操作による1次冷却系の減温、減圧及び復水ピットへの補給ができなくなる。また、従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し、補機冷却水が必要な機器に期待できなくなるとともに、RCPシール部へのシール水注水機能及びサーマルバリアの冷却機能が喪失することから、RCPシール部からの1次冷却材の漏えい等により1次冷却系保有水量の減少</p>	<p>7.1.2 全交流動力電源喪失</p> <p>7.1.2.1 事故シークエンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シークエンスグループ内の事故シークエンス</p> <p>事故シークエンスグループ「全交流動力電源喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シークエンスは、「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」のみである。</p> <p>(2) 事故シークエンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シークエンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の出力運転中に、送電系統又は所内主発電設備の故障等により、外部電源が喪失し、常用系補機である1次冷却材ポンプ等が機能喪失するとともに、非常用所内交流電源系統が機能喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水、高圧注入系及び低圧注入系による炉心注水、原子炉補機冷却水ポンプによる最終ヒートシンクへの熱の輸送、中央制御室からの主蒸気逃がし弁操作による1次系の減温、減圧及び補助給水ピットへの補給ができなくなる。また、従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し、補機冷却水が必要な機器に期待できなくなるとともに、RCPシール部へのシール水注水機能及びサーマルバリアの冷却機能が喪失することから、RCPシール部からの1次冷却材の漏えい等により1次系保有水</p>	<p>2.2 全交流動力電源喪失</p> <p>2.2.1 事故シークエンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シークエンスグループ内の事故シークエンス</p> <p>事故シークエンスグループ「全交流動力電源喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シークエンスは、「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) 事故シークエンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シークエンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の出力運転中に、送電系統又は所内主発電設備の故障等により、外部電源が喪失し、常用系補機である1次冷却材ポンプ等が機能喪失するとともに、非常用所内交流電源系統が機能喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水、高圧注入系及び低圧注入系による炉心注水、原子炉補機冷却水ポンプによる最終ヒートシンクへの熱の輸送、中央制御室からの主蒸気逃がし弁操作による1次系の減温、減圧及び復水タンクへの補給ができなくなる。また、従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し、補機冷却水が必要な機器に期待できなくなるとともに、RCPシール部へのシール水注水機能及びサーマルバリアの冷却機能が喪失することから、RCPシール部からの1次冷却材の漏えい等により1次系保有水</p>	<p>2.3 全交流動力電源喪失</p> <p>2.3.1 全交流動力電源喪失（長期 TB）</p> <p>2.3.1.1 事故シークエンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シークエンスグループ内の事故シークエンス</p> <p>事故シークエンスグループ「全交流動力電源喪失（長期 TB）」に含まれる事故シークエンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗（蓄電池枯渇後 RCIC停止）」である。</p> <p>(2) 事故シークエンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シークエンスグループ「全交流動力電源喪失（長期 TB）」では、外部電源及び全ての非常用ディーゼル発電機等の喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して、原子炉隔離時冷却系に期待できなくなることを想定する。</p> <p>このため、逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、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炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シークエンスグループは、外部電源及び全ての非常用ディーゼル発電機等が喪失した状態において、直流電源が枯渇した以降の原子炉圧力容器内への注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シークエンスグループで</p>	<p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</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）

7.1.2 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>が生じ、炉心損傷に至る。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、2次冷却系を強制的に減圧することにより1次冷却系を減温、減圧し、炉心注水を行うことにより、炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより除熱を行う。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策 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、炉心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、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水並びに充てんポンプによる炉心注水を整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、格納容器再</p>	<p>量の減少が生じ、炉心損傷に至る。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、2次系を強制的に減圧することにより1次系を減温、減圧し、炉心注水を行うことにより、炉心損傷を防止する。長期的には最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより除熱を行う。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策 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、炉心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、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次系強制冷却、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水並びに充てんポンプによる炉心注水を整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、格</p>	<p>の減少が生じ、炉心損傷に至る。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、2次系を強制的に減圧することにより1次系を減温、減圧し、炉心注水を行うことにより、炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより除熱を行う。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策 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、炉心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、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次系強制冷却、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水並びに充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水を整備する。また、長期的な冷却を可能とする</p>	<p>ある。</p> <p>このため、重大事故等対策の有効性評価には、直流電源及び交流電源供給機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、所内常設蓄電式直流電源設備から電源を給電した原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって事象発生 24時間後まで炉心を冷却し、常設代替交流電源設備による給電、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による注水の準備が完了したところで逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）により、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による注水の準備が完了した以降は原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。</p> <p>また、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期 TB）」における機能喪失に対して、炉心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、初期の対策として原子炉隔離時冷却系による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポン</p>	<p>【大飯、高浜】 設備名称の相違 【高浜】 設備名称の相違</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）

7.1.2 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却、高圧注入系による高圧代替再循環並びに補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備する。</p> <p>対策の概略系統図を第2.2.1図に、対応手順の概要を第2.2.2図から第2.2.4図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第2.2.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループのうち「2.2.2(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46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12名（1号炉及び2号炉中央制御室要員2名を含む。）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26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2.2.5図及び第2.2.6図に示す。</p>	<p>納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却、高圧注入系による高圧再循環並びに補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備する。</p> <p>対策の概略系統図を第7.1.2.1図に、対応手順の概要を第7.1.2.2図及び第7.1.2.3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手順の関係を第7.1.2.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループのうち「7.1.2.2(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事象発生3時間まで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、災害対策要員及び災害対策本部要員で構成され、合計15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が、中央監視・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6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。また、事象発生3時間以降に追加に必要な要員は、可搬型タンクローリーによる燃料補給を行うための参集要員2名である。必要な要員と作業項目について第7.1.2.4図及び第7.1.2.5図に示す。</p>	<p>ため、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、高圧注入系及び低圧注入系による再循環並びに補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備する。</p> <p>対策の概略系統図を第2.2.1.1図に、対応手順の概要を第2.2.1.2図から第2.2.1.4図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第2.2.1.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループのうち「2.2.2(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、本部要員及び召集要員で構成され、合計70名である。その内訳は以下のとおりである。召集要員に期待しない事象発生6時間後までは、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16名（内1号炉及び2号炉中央制御室要員6名）、発電所構内に常駐している要員のうち緊急安全対策要員が22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6時間後以降に必要な召集要員は24名である。この必要な要員と作業項目について第2.2.1.5図及び第2.2.1.6図に示す。</p>	<p>ブ）及び原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。</p> <p>また、格納容器の健全性を維持するため、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（サブプレッションプール水冷却モード）による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2.3.1.1図から第2.3.1.3図に、手順の概要を第2.3.1.4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2.3.1.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員で構成され、合計30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5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2.3.1.5図に示す。</p>	<p>【高浜】 設計の相違 ・泊は非ブースティングプラントであり、高圧再循環には余熱除去系を使用しない設計（大飯と同様）</p> <p>【大飯、高浜】 体制の相違 ・要員体制の差異</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>a. 全交流動力電源喪失及びプラントトリップの確認</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を判断するとともに、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。</p> <p>プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>また、主蒸気隔離を行い、主蒸気圧力等のループ間偏差により、2次冷却材喪失、蒸気発生器伝熱管漏えいの兆候を継続的に確認する。なお、蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う場合、2次冷却材喪失又は蒸気発生器伝熱管漏えいの兆候が確認されれば、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による炉心冷却を行う。 (添付資料 2.2.1)</p> <p>b. タービン動補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認</p> <p>蒸気発生器水位低下によりタービン動補助給水ポンプが起動し、補助給水流量が確立することを確認する。</p> <p>補助給水流量確立の確認に必要な計装設備は、蒸気発生器補助給水流量等である。</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応</p>	<p>a. 全交流動力電源喪失及びプラントトリップの確認</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を判断するとともに、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。また、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。</p> <p>プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>また、主蒸気隔離を行い、主蒸気ライン圧力等のループ間偏差により、2次冷却材喪失、蒸気発生器伝熱管漏えいの兆候を継続的に確認する。なお、蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う場合、2次冷却材喪失又は蒸気発生器伝熱管漏えいの兆候が確認されれば、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁により炉心冷却を行う。 (添付資料 7.1.2.1)</p> <p>b. タービン動補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認</p> <p>蒸気発生器水位低下等によりタービン動補助給水ポンプが起動し、補助給水流量が確立することを確認する。</p> <p>補助給水流量確立の確認に必要な計装設備は、補助給水流量等である。</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応</p>	<p>a. 全交流動力電源喪失及びプラントトリップの確認</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を判断するとともに、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。</p> <p>プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>また、主蒸気隔離を行い、主蒸気圧力等のループ間偏差により、2次冷却材喪失、蒸気発生器伝熱管漏えいの兆候を継続的に確認する。なお、蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う場合、2次冷却材喪失又は蒸気発生器伝熱管漏えいの兆候が確認されれば、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁により炉心冷却を行う。 (添付資料 2.2.1)</p> <p>b. タービン動補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認</p> <p>蒸気発生器水位低下によりタービン動補助給水ポンプが起動し、補助給水流量が確立することを確認する。</p> <p>補助給水流量確立の確認に必要な計装設備は、蒸気発生器補助給水流量等である。</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応</p>	<p>a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認</p> <p>外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失する。これにより所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。</p> <p>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水</p> <p>原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</p> <p>原子炉隔離時冷却系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）、原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量等である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。 (添付資料 2.2.1)</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応</p>	<p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違</p> <p>・泊では蓄電池（非常用）による給電確認を明確化（伊方と同様）</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違</p> <p>・泊は「常用母線電源電圧低」でも起動する可能性があるため等と記載</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</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）

7.1.2 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>中央制御室からの非常用母線の電源回復操作に失敗し、早期の電源回復不能と判断した場合には、全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応も想定して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）、加圧器逃がし弁及びアニュラス空気浄化系ダンパへの作動空気供給、使用済燃料ピットの注水確保、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並びに送水車の準備を開始する。</p> <p>また、安全系補機の非常用母線からの切離しを実施し、その後、空冷式非常用発電装置を起動する。空冷式非常用発電装置の起動が完了すれば、空冷式非常用発電装置から非常用母線への給電操作を実施することにより、非常用母線への給電を開始する。</p> <p style="text-align: center;">（添付資料 2.2.2）</p> <p>d. 1次冷却材漏えいの判断</p> <p>加圧器水位及び圧力の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納容器内エアモニタの上昇等により、1次冷却材漏えいの判断を行う。</p>	<p>中央制御室からの非常用母線の電源回復操作に失敗し、早期の電源回復不能と判断した場合には、全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応も想定して代替非常用発電機、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系の空気作動弁への代替空気供給、使用済燃料ピットへの注水確保、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並びに中央制御室非常用循環系のダンパ開放の準備を開始する。</p> <p>また、安全系補機の非常用母線からの切り離しを実施し、その後、代替非常用発電機を起動する。代替非常用発電機から非常用母線への給電操作を実施することにより、非常用母線への給電を開始する。</p> <p>d. 1次冷却材漏えいの判断</p> <p>加圧器水位・圧力の低下、原子炉格納容器圧力・温度の上昇、格納容器サンプ・格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納容器内エアモニタの上昇等により、1次冷却材漏えいの判断を行う。</p>	<p>中央制御室からの非常用母線の電源回復操作に失敗し、早期の電源回復不能と判断した場合には、全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応も想定して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）、加圧器逃がし弁及びアニュラス空気浄化系ダンパへの作動空気供給、使用済燃料ピットの注水確保、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並びに消防ポンプの準備を開始する。</p> <p>また、安全系補機の非常用母線からの切り離しを実施し、その後、空冷式非常用発電装置を起動する。空冷式非常用発電装置の起動が完了すれば、空冷式非常用発電装置から非常用母線への給電操作を実施することにより、非常用母線への給電を開始する。</p> <p>d. 1次冷却材漏えいの判断</p> <p>加圧器水位・圧力の低下、原子炉格納容器圧力・温度の上昇、格納容器サンプ・格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納容器内エアモニタの上昇等により、1次冷却材漏えいの判断を行う。</p>	<p>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及び原子炉補機代替冷却水系の準備を開始する。</p> <p>d. 125V 直流電源負荷切離し</p> <p>原子炉隔離時冷却系で使用している所内常設蓄電池式直流電源設備（125V蓄電池）の枯渇を防止するため、事象発生から1時間経過するまでに中央制御室にて125V 直流負荷の切離しを実施する。また、事象発生から8時間後に制御建屋内にて125V 直流負荷の切離しを実施することにより24時間 にわたって125V 直流電源の供給を行う。</p> <p>e. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p>常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により必要な電動弁操作（復水貯蔵タンク常用、非常用給水管連絡ライン止め弁の開操作及びバイパス流防止のため緊急時隔離弁等の開操作）による系統構成及び復水移送ポンプ1台の起動を行う。また、原子炉への注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入隔離弁等）が開動作可能であることを確認する。</p> <p>低圧代替注水系（常設）（復水移送</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>・「加圧器逃がし弁の準備」は、2次系強制冷却が実施できない場合を想定したものであり、この準備操作は格納容器過温破損シナリオで実施するため、泊は本事業では記載しない</p> <p>【大飯、高浜】 手順の相違</p> <p>・補助給水ピット（復水ピット、復水タンク）への補給のため</p> <p>大飯、高浜は送水車、消防ポンプの準備を開始するが、泊は格納容器内自然対流冷却に使用する可搬型大型送水ポンプ車で補助給水ピットへ給水する</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>1次冷却材漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。 (添付資料 2.2.1、2.2.3、2.2.4)</p> <p>e. 補助給水系機能維持の判断 すべての蒸気発生器補助給水流量計指示の合計が 125m³/h 以上であることを確認する。 補助給水系機能維持の判断に必要な計装設備は蒸気発生器補助給水流量等である。</p> <p>f. 1次冷却材ポンプシール戻り隔離弁等の閉操作 充てんポンプの起動時における1次冷却材ポンプシール温度急変等を防止するために、1次冷却材ポンプシール戻り隔離弁及び格納容器隔離弁の閉操作を行う。また、非常用炉心冷却設備作動信号の発信に伴い、動作する格納容器隔離弁の閉を確認する。 なお、隔離弁の電源が回復していない場合は、現場にて閉操作する。</p> <p>g. 不要直流電源負荷切離し 空冷式非常用発電装置による非常用母線への給電不能を判断した場合には、長時間の直流電源供給を可能とするため、不要直流電源負荷の切離しを実施する。また、非常用母線の停電状態が8時間継続すれば、残りの定められた直流負荷の切離しを行い、蓄電池による直流給電が事象発生時の24時間後まで継続可能な処置を行う。 (添付資料 2.2.2)</p>	<p>1次冷却材漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。 (添付資料 7.1.2.2)</p> <p>e. 補助給水系の機能維持の判断 すべての補助給水流量指示の合計が 80 m³/h 以上であることを確認する。 補助給水系の機能維持の判断に必要な計装設備は補助給水流量等である。</p> <p>f. 1次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁等の閉止 充てんポンプの起動時の1次冷却材ポンプシール温度急変等を防止するために、1次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁及び格納容器隔離弁の閉止を行う。また、非常用炉心冷却設備作動信号の発信に伴い動作する格納容器隔離弁の閉止を確認する。 なお、隔離弁の電源が回復していない場合は、現場にて閉止する。</p> <p>g. 不要直流電源負荷切離し 代替非常用発電機による非常用母線への給電不能を判断した場合には、長時間の直流電源供給を可能とするため、不要直流電源負荷の切り離しを実施する。また、非常用母線の停電状態が8時間継続すれば、残りの定められた直流負荷の切り離しを行い、蓄電池による直流給電が事象発生時の24時間後まで継続可能な処置を行う。 (添付資料 7.1.2.5)</p>	<p>1次冷却材漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。 (添付資料 2.2.3、2.2.4)</p> <p>e. 補助給水系の機能維持の判断 すべての蒸気発生器補助給水流量計指示の合計が 80m³/h 以上であることを確認する。 補助給水系の機能維持の判断に必要な計装設備は蒸気発生器補助給水流量等である。</p> <p>f. 1次冷却材ポンプシール戻り隔離弁等の閉止 充てん/高圧注入ポンプの起動時の1次冷却材ポンプシール温度急変等を防止するために、1次冷却材ポンプシール戻り隔離弁及び格納容器隔離弁の閉止を行う。また、非常用炉心冷却設備作動信号の発信に伴い動作する格納容器隔離弁の閉止を確認する。 なお、隔離弁の電源が回復していない場合は、現場にて閉止する。</p> <p>g. 不要直流電源負荷切離し 空冷式非常用発電装置による非常用母線への給電不能を判断した場合には、長時間の直流電源供給を可能とするため、不要直流電源負荷の切り離しを実施する。また、非常用母線の停電状態が8時間継続すれば、残りの定められた直流負荷の切り離しを行い、蓄電池による直流給電が事象発生時の24時間後まで継続可能な処置を行う。 (添付資料 2.2.2)</p>	<p>ポンプ)による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁(自動減圧機能)2個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。 原子炉急速減圧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>f. 低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水 逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)の系統圧力を下回ると、原子炉への注水が開始され、原子炉水位が回復する。 低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉水位回復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。 原子炉水位回復後は、原子炉水位は原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。</p> <p>g. 残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)運転 原子炉補機代替冷却水系による補機冷却水を確保後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)運転を開始する。 残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)運転を確認するために必要な計装設備は、サブプレッションプール水温度等である。</p>	<p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪】 設計の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</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）

7.1.2 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>h. 蒸気発生器2次側による炉心冷却</p> <p>事象発生後 30 分以内を目安に主蒸気逃がし弁を現場にて手動で開操作することで、1次冷却材圧力計指示 1.7MPa[gage]（1次冷却材高温側温度（広域）計指示 208℃）を目標に減温、減圧を行う。また、目標値となれば温度、圧力を維持する。</p> <p>また、その後の蒸気発生器への注水量確保として、送水車による復水ピットへの補給を行う。</p> <p>蒸気発生器2次側による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p> <p>（添付資料 2.2.5、2.2.6）</p>	<p>h. 蒸気発生器2次側による炉心冷却</p> <p>事象発生後 30 分以内を目安に主蒸気逃がし弁を現場にて手動で開放することで、1次冷却材圧力（広域）指示 1.7MPa[gage]（1次冷却材温度（広域—高温側）指示 208℃）を目標に減温、減圧を行う。また、目標値となれば温度、圧力を維持する。</p> <p>また、その後の蒸気発生器への注水量確保として、可搬型大型送水ポンプ車による補助給水ピットへの供給を行う。</p> <p>蒸気発生器2次側による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材温度（広域—高温側）等である。</p> <p>（添付資料 7.1.2.4）</p>	<p>h. 蒸気発生器2次側による炉心冷却</p> <p>事象発生後 30 分以内を目安に主蒸気逃がし弁を現場にて手動で開放することで、1次冷却材圧力計指示 1.7MPa[gage]（1次冷却材高温側温度（広域）計指示 208℃）を目標に減温、減圧を行う。また、目標値となれば温度、圧力を維持する。</p> <p>また、その後の蒸気発生器への注水量確保として、消防ポンプによる復水タンクへの供給を行う。</p> <p>蒸気発生器2次側による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p> <p>（添付資料 2.2.5）</p>	<p>h. 残留熱除去系（低压注水モード）による原子炉注水</p> <p>残留熱除去系（低压注水モード）による原子炉注水を開始し、低压代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水を停止する。</p> <p>残留熱除去系（低压注水モード）運転による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、残留熱除去系ポンプ出口流量等である。</p> <p>原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低压注水モード）運転から残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転に切り替える。</p> <p>残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転時に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合は、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）の運転を停止し、残留熱除去系（低压注水モード）による原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）の運転を再開する。</p> <p>以降、炉心冷却及び格納容器除熱は、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系により継続的に行う。</p>	<p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 手順の相違 ・泊はアンユ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 【大飯、高浜】 設備名称の相違</p>
<p>i. 蓄圧注入系動作の確認</p> <p>1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。</p> <p>蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力である。</p>	<p>i. 蓄圧注入系動作の確認</p> <p>1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。</p> <p>蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力（広域）である。</p>	<p>i. 蓄圧注入系動作の確認</p> <p>1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。</p> <p>蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力である。</p>		<p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p>
<p>j. 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>アンユラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場でアンユ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、アンユラス空気浄化ファンを起動する。</p> <p>また、中央制御室の作業環境確保のため、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>j. 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>アンユラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場でアンユラス空気浄化系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-アンユラス空気浄化ファンを起動する。</p> <p>また、中央制御室の作業環境確保のため、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>j. 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>アンユラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場でアンユ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、アンユラス空気浄化ファンを起動する。</p> <p>また、中央制御室の作業環境確保のため、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>		

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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>k. 蓄圧タンク出口弁閉操作</p> <p>1 次冷却材圧力計指示が 1.7MPa[gage]（1次冷却材高温側温度（広域）計指示 208℃）になれば、その状態を維持し、空冷式非常用発電装置により電源が供給されることを確認し、蓄圧タンク出口弁を閉操作する。蓄圧タンク出口弁閉操作に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p> <p style="text-align: center;">（添付資料 2.2.5）</p> <p>1. 蒸気発生器2次側による炉心冷却の再開</p> <p>蓄圧タンク出口弁の閉を確認後、1次冷却材圧力計指示 0.7MPa[gage]（1次冷却材高温側温度（広域）計指示 170℃）を目標に、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却を再開し、目標値となれば温度、圧力を維持する。</p> <p>蒸気発生器2次側による炉心冷却の再開に必要な計装設備は1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p> <p>m. 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプの準備が完了し、1次冷却材圧力計指示 0.7MPa[gage]（1次冷却材高温側温度（広域）計指示 170℃）となれば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行う。ただし、恒設代替低圧注水ポンプの準備が早く整った場合は1次冷却材圧力計指示が 0.7MPa[gage]以上で</p>	<p>k. 蓄圧タンク出口弁閉止</p> <p>1 次冷却材圧力（広域）指示が 1.7MPa[gage]（1次冷却材温度（広域—高温側）指示 208℃）になれば、その状態を維持し、代替非常用発電機により電源が供給されることを確認し、蓄圧タンク出口弁を閉止する。蓄圧タンク出口弁閉止に必要な計装設備は、1次冷却材圧力（広域）等である。</p> <p style="text-align: center;">（添付資料 7.1.2.6）</p> <p>1. 蒸気発生器2次側による炉心冷却の再開</p> <p>蓄圧タンク出口弁の閉止確認後、1次冷却材圧力（広域）指示 0.7MPa[gage]（1次冷却材温度（広域—高温側）指示 170℃）を目標に、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次系強制冷却を再開し、目標値となれば温度・圧力を維持する。</p> <p>蒸気発生器2次側による炉心冷却の再開に必要な計装設備は1次冷却材温度（広域—高温側）等である。</p> <p>m. 代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水</p> <p>代替格納容器スプレイポンプの準備が完了し、1次冷却材圧力（広域）指示 0.7MPa[gage]（1次冷却材温度（広域—高温側）指示 170℃）となれば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行う。ただし、代替格納容器スプレイポンプの準備が早く整った場合は1次冷却材圧力（広域）</p>	<p>k. 蓄圧タンク出口弁閉止</p> <p>1 次冷却材圧力計指示が 1.7MPa[gage]（1次冷却材高温側温度（広域）計指示 208℃）になれば、その状態を維持し、空冷式非常用発電装置により電源が供給されることを確認し、蓄圧タンク出口弁を閉止する。蓄圧タンク出口弁閉止に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p> <p style="text-align: center;">（添付資料 2.2.6）</p> <p>1. 蒸気発生器2次側による炉心冷却の再開</p> <p>蓄圧タンク出口弁の閉止確認後、1次冷却材圧力計指示 0.7MPa[gage]（1次冷却材高温側温度（広域）計指示 170℃）を目標に、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次系強制冷却を再開し、目標値となれば温度・圧力を維持する。</p> <p>蒸気発生器2次側による炉心冷却の再開に必要な計装設備は1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p> <p>m. 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプの準備が完了し、1次冷却材圧力計指示 0.7MPa[gage]（1次冷却材高温側温度（広域）計指示 170℃）となれば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代替炉心注水を行う。ただし、恒設代替低圧注水ポンプの準備が早く整った場合は1次冷却材圧力計指示が 0.7MPa[gage]</p>	<p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</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）

7.1.2 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>あっても、ポンプ吐出圧力以下であれば、代替炉心注水を開始する。</p> <p>なお、恒設代替低圧注水ポンプによる注水流量は、早期に1次冷却系保有水量を回復させるように調整する。</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。</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。 (添付資料 2.2.7)</p> <p>n. 格納容器内自然対流冷却及び高圧代替再循環運転</p> <p>RCP シール LOCA が発生している場合、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、B高圧注入ポンプへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却及び高圧代替再循環運転を行う。</p>	<p>指示が 0.7MPa[gage]以上であっても、ポンプ吐出圧力以下であれば、炉心注水を開始する。</p> <p>なお、代替格納容器スプレイポンプによる注水流量は、早期に1次系保有水量を回復させるように調整する。</p> <p>代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水に必要な計装設備は、代替格納容器スプレイポンプ出口積算流量等である。</p> <p>また、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水が行えない場合、B一充てんポンプ（自己冷却）による炉心注水を行う。 (添付資料 7.1.2.3)</p> <p>n. 格納容器内自然対流冷却及び高圧再循環運転</p> <p>RCP シール LOCA が発生している場合、長期対策として、可搬型大型送水ポンプ車を用いたC、D一格納容器再循環ユニット及びA一高圧注入ポンプへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却及び高圧再循環運転を行う。</p>	<p>以上であっても、ポンプ吐出圧力以下であれば、炉心注水を開始する。</p> <p>なお、恒設代替低圧注水ポンプによる注水流量は、早期に1次系保有水量を回復させるように調整する。</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。</p> <p>また、恒設代替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。 (添付資料 2.2.7)</p> <p>n. 格納容器内自然対流冷却並びに低圧代替再循環運転及び高圧代替再循環運転</p> <p>RCP シール LOCA が発生している場合、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、B余熱除去ポンプ及びC充てん/高圧注入ポンプへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却及び低圧代替再循環運転又は高圧代替再循環運転を行う。 (添付資料 2.2.8)</p>	<p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり（3ページ参照）</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【高浜】 記載内容の相違 ・高浜では添付資料 2.2.8 にて、大容量ポンプ車の運用変更（SWP 代替機能と放水機能の兼用をとりやめ、各々整備）を説明。泊は当初より可搬型大型送水ポン</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>海水通水が完了すれば、格納容器内自然対流冷却を行う。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%）到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が56%以上であることを確認し、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水から手動により高圧代替再循環運転へ切り替え、炉心冷却を行う。</p> <p>格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器圧力（広域）等であり、高圧代替再循環運転に必要な計装設備は、高圧注入流量等である。</p> <p>o. 蒸気発生器2次側による炉心冷却の継続 長期対策として、外部電源が回復すればタービン動補助給水ポンプから電動補助給水ポンプへの切替えを行い、</p>	<p>海水通水が完了すれば、格納容器内自然対流冷却を行う。また、燃料取替用水ピット水位指示 16.5%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）指示 71%以上を確認し、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水から手動により高圧再循環運転へ切り替え、炉心冷却を行う。</p> <p>格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、原子炉格納容器圧力等であり、高圧再循環運転に必要な計装設備は、高圧注入流量等である。</p> <p>o. 蒸気発生器2次側による炉心冷却の継続 長期対策として、タービン動補助給水ポンプから電動補助給水ポンプへの切替えを行い、蒸気発生器2次側によ</p>	<p>海水通水が完了すれば、格納容器内自然対流冷却を行う。また、燃料取替用水タンク水位計指示 16%到達及び格納容器再循環サンプ広域水位計指示 67%以上を確認し、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水から手動により低圧代替再循環運転又は高圧代替再循環運転へ切り替え、炉心冷却を行う。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 2.2.9)</p> <p>格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器広域圧力等であり、低圧代替再循環運転及び高圧代替再循環運転に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。</p> <p>o. 蒸気発生器2次側による炉心冷却の継続 長期対策として、外部電源が回復すればタービン動補助給水ポンプから電動補助給水ポンプへの切り替えを</p>	<p>ブ車を各々整備しており運用変更は実施していない。</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・燃料取替用水ピットの切替水位設定の差異</p> <p>【高浜】 設計の相違 ・高浜では添付資料 2.2.9 にて、ブースティングプラントでは高圧再循環には低圧注入系も必要なことを記載。泊は非ブースティングプラントのため、この添付資料は作成していない。</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり（3ページ参照）</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違 ・泊の電動補助給水</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）

7.1.2 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>蒸気発生器2次側による炉心冷却を継続的に行う。</p> <p>蒸気発生器2次側による炉心冷却の継続に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p> <p>p. 原子炉補機冷却水系の復旧作業</p> <p>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>(添付資料 2.2.8)</p>	<p>る炉心冷却を継続的に行う。</p> <p>蒸気発生器2次側による炉心冷却の継続に必要な計装設備は、1次冷却材温度（広域-高温側）等である。</p> <p>p. 原子炉補機冷却系の復旧作業</p> <p>原子炉補機冷却水系統の機能喪失要因や復旧作業時間を考慮し、参集要員が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統の復旧を図る。</p>	<p>行い、蒸気発生器2次側による炉心冷却を継続的に行う。</p> <p>蒸気発生器2次側による炉心冷却の継続に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p> <p>p. 原子炉補機冷却系の復旧作業</p> <p>召集要員の作業時間や原子炉補機冷却水系統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統の復旧を図る。</p> <p>(添付資料 2.2.10)</p>	<p>ポンプは代替非常用発電機から給電する場合もあるため「外部電源が回復すれば」とは記載していない</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> <ul style="list-style-type: none"> ・機能喪失要因に基づいて復旧の作業時間を考慮した上で復旧作業を実施するため、主語を明確化 <p>【大飯、高浜】 添付資料の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・大飯及び高浜の添付資料の内容は、泊では技術的能力まとめ資料1.5で整理している 	

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>2.2.2 炉心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、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」及びRCPシールLOCAが発生しない「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」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及び要員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・ボイド率変化及び気液分離・対向流、1次冷却系における冷却材流量変化、冷却材放出、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離・対向流、圧力損失、ECCS強制注入及びECCS蓄圧タンク注入並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達、冷却材放出及び2次側給水が重要現象となる。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。また、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失時に、RCPシールLOCAの発生に伴う1次冷却材流出が生じるため、長期的な原子炉格納容器の健全性確</p>	<p>7.1.2.2 炉心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、「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し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」及びRCPシールLOCAが発生しない「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」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及び要員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・ボイド率変化及び気液分離・対向流、1次冷却系における冷却材流量変化、冷却材放出、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離・対向流、圧力損失、ECCS強制注入及びECCS蓄圧タンク注入、並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達、冷却材放出及び2次側給水が重要現象となる。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。また、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失時に、RCPシールLOCAの発生に伴う1次冷却材流出が生じるため、長期的な原子炉格納容器</p>	<p>2.2.2 炉心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、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」及びRCPシールLOCAが発生しない「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」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及び要員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・ボイド率変化及び気液分離・対向流、1次冷却系における冷却材流量変化、冷却材放出、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離・対向流、圧力損失、ECCS強制注入及びECCS蓄圧タンク注入、並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達、冷却材放出及び2次側給水が重要現象となる。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。また、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失時に、RCPシールLOCAの発生に伴う1次冷却材流出が生じるため、長期的な原子炉格納容</p>	<p>2.3.1.2 炉心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、外部電源喪失を起因事象とし、全ての非常用ディーゼル発電機等を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能が喪失する「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗（蓄電池枯渇後RCIC停止）」である。</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、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及び三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）及びECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達及びサプレッション・プール冷却が重要現象となる。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長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER及びシビアアクシデント総合解析コード</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）

7.1.2 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>保についても重要となる。よって、これらの応答の重要現象である原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導を適切に評価することが可能である原子炉格納容器内圧解析コードCOCOにより原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度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2.2.2表及び第2.2.3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。</p> <p>(添付資料 2.2.9)</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象</p> <p>起回事象として、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</p> <p>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>の健全性確保についても重要となる。よって、これらの応答の重要現象である原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導を適切に評価することが可能である原子炉格納容器内圧解析コードCOCOにより原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度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7.1.2.2表及び第7.1.2.3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。</p> <p>(添付資料7.1.2.9)</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象</p> <p>起回事象として、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</p> <p>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>器の健全性確保についても重要となる。よって、これらの応答の重要現象である原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導を適切に評価することが可能である原子炉格納容器内圧解析コードCOCOにより原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度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2.2.2.1表及び第2.2.2.2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。</p> <p>(添付資料2.2.11)</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象</p> <p>起回事象として、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</p> <p>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>MAAPにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器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2.3.1.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象</p> <p>起回事象として、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</p> <p>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</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>(c) 外部電源 「(a) 起因事象」に示すとおり、外部電源なしを想定する。</p> <p>(d) RCP シール部からの漏えい率 RCPシール部からの漏えい率は、全シールの機能喪失を仮定し、WCAP-15603における最大の漏えい率の値として、1次冷却材ポンプ1台当たり、定格圧力において約109m³/h (480gpm相当) とし、その漏えい率相当となる口径約1.4cm (約0.6インチ) を設定する。また、1次冷却材ポンプ4台からの漏えいを考慮するものとする。なお、ラビリンス部の抵抗のみを考慮した場合においても、ラビリンス部の構造健全性が維持されることを確認している。</p> <p>RCPシールLOCAの発生を想定しない場合のRCPシール部が健全な場合の漏えい率は、1次冷却系への注水が必要とならない漏えい率として、WCAP-15603のうちシールが健全な場合の漏えい率の値として、1次冷却材ポンプ1台当たり、定格圧力において約4.8m³/h (21gpm相当) とし、その漏えい率相当となる口径約0.3cm (約0.13インチ) を設定する。また、1次冷却材ポンプ4台からの漏えいを考慮するものとする。</p>	<p>(c) 外部電源 「(a) 起因事象」に示すとおり、外部電源無しを想定する。</p> <p>(d) RCP シール部からの漏えい率 RCPシール部からの漏えい率は、全シールの機能喪失を仮定し、シール部や配管等の抵抗を考慮せず、それ以外で最も狭い流路であるサーマルバリア付近のラビリンス部の抵抗のみを考慮して評価した値を上回る値として、1次冷却材ポンプ1台当たり、定格圧力において約109m³/h (480gpm) とし、その漏えい率相当となる口径約1.6cm (約0.6インチ) を設定する。また、1次冷却材ポンプ3台からの漏えいを考慮するものとする。なお、ラビリンス部の抵抗のみを考慮した場合においても、ラビリンス部の構造健全性が維持されることを確認している。</p> <p>RCPシールLOCAの発生を想定しない場合のRCPシール部が健全な場合の漏えい率は、全交流動力電源喪失時の1次冷却材温度及び圧力を考慮し、封水戻りライン等からの漏えい率を評価した結果を上回る値として、1次冷却材ポンプ1台当たり、定格圧力において約1.5m³/h とし、その漏えい率相当となる口径約0.2cm (約0.07インチ) を設定する。また、1次冷却材ポンプ3台からの漏えいを考慮するものとする。</p>	<p>(c) 外部電源 「(a) 起因事象」に示すとおり、外部電源無しを想定する。</p> <p>(d) RCP シール部からの漏えい率 RCPシール部からの漏えい率は、全シールの機能喪失を仮定し、WCAP-15603 における最大の漏えい率の値として、1次冷却材ポンプ1台当たり、定格圧力において約109m³/h (480gpm相当) とし、その漏えい率相当となる口径約1.6cm (約0.6インチ) を設定する。また、1次冷却材ポンプ3台からの漏えいを考慮するものとする。なお、ラビリンス部の抵抗のみを考慮した場合においても、ラビリンス部の構造健全性が維持されることを確認している。</p> <p>RCP シール LOCA の発生を想定しない場合の RCP シール部が健全な場合の漏えい率は、1次系への注水が必要とならない漏えい率として、WCAP-15603 のうちシールが健全な場合の漏えい率の値として、1次冷却材ポンプ1台当たり、定格圧力において約4.8m³/h (21gpm 相当) とし、その漏えい率相当となる口径約0.3cm (約0.13インチ) を設定する。また、1次冷却材ポンプ3台からの漏えいを考慮するものとする。</p>	<p>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>【大阪、高浜】 設計の相違 ・大阪、高浜はW社製RCP、泊はMHI製RCPを用いている。大阪、高浜はWCAP-15603に基づく値を評価に用い、泊はWCAP-15603を参考にした上で国内実機評価に基づく値を使用している。(伊方と同様) 【大阪】 設計の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・同上</p>	

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

7.1.2 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
(添付資料 2.2.10、2.2.11、2.2.24) b. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) タービン動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、事象発生 60 秒後に 4 基の蒸気発生器に合計 200m ³ /h の流量で注水するものとする。 (b) 主蒸気逃がし弁 2次冷却系強制冷却として主蒸気逃がし弁 4 個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁 1 個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の 10%を処理するものとする。 (添付資料 2.2.24) (c) 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については、蓄圧注入のタイミングを遅くすることで、1次冷却系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また、初期保有水量については、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) 26.9m ³ (1基当たり) (添付資料 2.2.12)	(添付資料 7.1.2.10、7.1.2.11) b. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) タービン動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、解析上は事象発生 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 80m ³ /h の流量で注水するものとする。 (b) 主蒸気逃がし弁 2次系強制冷却として主蒸気逃がし弁 3 個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁 1 個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の 10%を処理するものとする。 (c) 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については、蓄圧注入のタイミングを遅くすることで、1次系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また、初期保有水量については、 評価項目となるパラメータに与える影響を確認した上で、 最小保有水量を用いる。 蓄圧タンクの保持圧力 (最低保持圧力) 4.04MPa[gage] 蓄圧タンクの保有水量 (最小保有水量) 29.0m ³ (1基当たり) (添付資料 7.1.2.12)	(添付資料 2.2.12、2.2.13) b. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) タービン動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、解析上は事象発生 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 160m ³ /h の流量で注水するものとする。 (b) 主蒸気逃がし弁 2次系強制冷却として主蒸気逃がし弁 3 個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁 1 個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の 10%を処理するものとする。 (c) 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については、蓄圧注入のタイミングを遅くすることで、1次系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また、初期保有水量については、 評価項目となるパラメータに与える影響を確認した上で、 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) 29.0m ³ (1基当たり) (添付資料 2.2.14)	b. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、主蒸気止め弁閉信号によるものとする。 (b) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系は、原子炉水位低（レベル 2）で自動起動し、90.8m ³ /h（7.86MPa[gage] ～ 1.04MPa[gage] において）の流量で注水するものとする。 (c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁（逃がし弁機能）にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には逃がし安全弁（自動減圧機能）（2 個）を使用するものとし、容量として、1 個当たり定格主蒸気流量の約 8%を処理するものとする。 (d) 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）は事象発生から24時間後に手動起動し、逃がし安全弁による原子炉減圧後に、最大130m ³ /hの流量で原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。 (e) 残留熱除去系（低圧注水モード） 残留熱除去系（低圧注水モード）は、1,136m ³ /h（0.14MPa[dif] において）（最大1,191m ³ /h）の流量で注	【大飯、高浜】 設計の相違 【大飯】 設計の相違 【大飯】 添付資料の相違 ・解析コードへの入力に関する資料であり審査には添付不要と判断 【大飯】 記載方針の相違 【大飯】 設計の相違

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）

7.1.2 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>(d) 恒設代替低圧注水ポンプの原子炉への注水流量</p> <p>運転員等による炉心注水操作を実施するに当たっての余裕を考慮した時点として、安定状態到達後に1次冷却材温度及び圧力の維持を行う1次冷却材圧力0.7MPa[gage]到達時点を選定し、この時点で炉心注水を開始することにより、想定する漏えい流量に対して炉心損傷防止が可能な流量として、30m³/hを設定する。</p> <p>(添付資料2.2.13)</p>	<p>(d) 代替格納容器スプレイポンプの原子炉への注水流量</p> <p>運転員等による炉心注水操作を実施するに当たっての余裕を考慮した時点として、安定状態到達後に1次冷却材温度及び圧力の維持を行う1次冷却材圧力0.7MPa[gage]到達時点を選定し、この時点で炉心注水を開始することにより、想定する漏えい流量に対して炉心損傷防止が可能な流量として、30m³/hを設定する。</p> <p>(添付資料7.1.2.7)</p>	<p>(d) 恒設代替低圧注水ポンプの原子炉への注水流量</p> <p>運転員等による炉心注水操作を実施するに当たっての余裕を考慮した時点として、安定状態到達後に1次冷却材温度及び圧力の維持を行う1次冷却材圧力0.7MPa[gage]到達時点を選定し、この時点で炉心注水を開始することにより、想定する漏えい流量に対して炉心損傷防止が可能な流量として、30m³/hを設定する。</p> <p>(添付資料2.2.15)</p>	<p>水するものとする。なお、低圧注水モードによる原子炉注水は、サブプレッションプール水冷却モードと同じ残留熱除去系ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。</p> <p>(f) 残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)</p> <p>原子炉水位を原子炉水位高(レベル8)まで上昇させた後に、実施するものとする。</p> <p>また、伝熱容量は、熱交換器1基当たり16MW(サブプレッションプール水温154℃、海水温度26℃において)とする。</p> <p>(g) 原子炉補機代替冷却水系</p> <p>伝熱容量は16MW(サブプレッションプール水温154℃、海水温度26℃において)とする。</p>	<p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p>
<p>(e) RCP シール部からの漏えい停止</p> <p>RCP シールLOCA が発生しない場合において、1次冷却材ポンプ封水戻りライン逃がし弁の閉止圧力である0.83MPa[gage]で漏えいが停止するものとする。</p>	<p>(e) RCP シール部からの漏えい停止</p> <p>RCP シール LOCA が発生しない場合において、1次冷却材ポンプ封水戻りライン逃がし弁の閉止圧力である0.83MPa[gage]で漏えいが停止するものとする。</p>	<p>(e) RCP シール部からの漏えい停止</p> <p>RCP シール LOCA が発生しない場合において、1次冷却材ポンプ封水戻りライン逃がし弁の閉止圧力である0.83MPa[gage]で漏えいが停止するものとする。</p>	<p>(g) 原子炉補機代替冷却水系</p> <p>伝熱容量は16MW(サブプレッションプール水温154℃、海水温度26℃において)とする。</p>	
<p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>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) 2次冷却系強制冷却は、主蒸気逃がし弁の現場開操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して、事象発生後の30分後に開始するものとする。</p> <p>(b) 代替交流電源は、RCP シール LOCA が発生する場合においては事象発生後の60分後に確立するものとし、RCP シール LOCA が発生しない場合においては交流電源が24時間使用できないものとして、事象発生後の24時間</p>	<p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>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) 2次系強制冷却は、主蒸気逃がし弁の現場開操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して、事象発生後の30分後に開始するものとする。</p> <p>(b) 代替交流電源は、RCP シール LOCA が発生する場合においては事象発生後の60分後に確立するものとし、RCP シール LOCA が発生しない場合においては交流電源が24時間使用できないものとして、事象発生後の</p>	<p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>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) 2次系強制冷却は、主蒸気逃がし弁の現場開操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して、事象発生後の30分後に開始するものとする。</p> <p>(b) 代替交流電源は、RCP シール LOCA が発生する場合においては事象発生後の60分後に確立するものとし、RCP シール LOCA が発生しない場合においては交流電源が24時間使用できないものとして、事象発生後の</p>	<p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>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) 交流電源は24時間使用できないものとし、事象発生から24時間後に常設代替交流電源設備によって供給を開始する。</p> <p>(b) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、事象発生から24時間後に開始する。</p> <p>(c) 原子炉補機代替冷却水系運転操作は、事象発生から25時間後に開</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）

7.1.2 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>後に確立するものとする。 (添付資料 2.2.8)</p> <p>(c) 1次冷却材温度の維持は、蒸気発生器2次側冷却による1次冷却系の自然循環を阻害する窒素の混入を防止するために、1次冷却系に窒素が注入される圧力である約 1.2MPa[gage]に対して 0.5MPa の余裕を考慮し、約 1.7MPa[gage]の飽和温度である 208℃に到達した段階でその状態を維持するものとする。 (添付資料 2.2.6、2.2.14)</p> <p>(d) 蓄圧タンク出口弁の開操作は、1次冷却材圧力約 1.7MPa[gage]到達及び代替交流電源の確立から、10分後に実施するものとする。 (添付資料 2.2.5)</p> <p>(e) 2次冷却系強制冷却の再開は、主蒸気逃がし弁の調整操作を考慮して、蓄圧タンク出口弁の閉止から 10分後に再開し、1次冷却材温度が 170℃に到達した段階でその状態を維持するものとする。 (添付資料 2.2.6)</p> <p>(f) タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。</p> <p>(g) RCP シール LOCA が発生する場合には、1次冷却材圧力が 0.7MPa[gage]に到達すれば、恒設代替低圧注水ポンプによる原子炉への</p>	<p>24時間後に確立するものとする。 (添付資料 7.1.2.5)</p> <p>(c) 1次冷却材温度の維持は、蒸気発生器2次側冷却による1次系の自然循環を阻害する窒素の混入を防止するために、1次系に窒素が注入される圧力である約 1.2MPa[gage]に対して 0.5MPa の余裕を考慮し、約 1.7MPa[gage]の飽和温度である 208℃に到達した段階でその状態を維持するものとする。 (添付資料 7.1.2.4、7.1.2.13)</p> <p>(d) 蓄圧タンク出口弁の開操作は、1次冷却材圧力約 1.7MPa[gage]到達及び代替交流電源の確立から、10分後に実施するものとする。 (添付資料 7.1.2.6)</p> <p>(e) 2次系強制冷却再開は、主蒸気逃がし弁の調整操作を考慮して、蓄圧タンク出口弁の閉止から 10分後に再開し、1次冷却材温度が 170℃に到達した段階でその状態を維持するものとする。 (添付資料 7.1.2.4)</p> <p>(f) タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。</p> <p>(g) RCP シール LOCA が発生する場合には、1次冷却材圧力が 0.7MPa[gage]に到達すれば、代替格納容器スプレイポンプによる原子</p>	<p>24時間後に確立するものとする。 (添付資料 2.2.2)</p> <p>(c) 1次冷却材温度の維持は、蒸気発生器2次側冷却による1次系の自然循環を阻害する窒素の混入を防止するために、1次系に窒素が注入される圧力である約 1.2MPa[gage]に対して約 0.5MPa の余裕を考慮し、約 1.7MPa[gage]の飽和温度である 208℃に到達した段階でその状態を維持するものとする。 (添付資料 2.2.5、2.2.16)</p> <p>(d) 蓄圧タンク出口弁の開操作は、1次冷却材圧力約 1.7MPa[gage]到達及び代替交流電源の確立から、10分後に実施するものとする。 (添付資料 2.2.6)</p> <p>(e) 2次系強制冷却の再開は、主蒸気逃がし弁の調整操作を考慮して、蓄圧タンク出口弁の閉止から 10分後に再開し、1次冷却材温度が 170℃に到達した段階でその状態を維持するものとする。 (添付資料 2.2.5)</p> <p>(f) タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。</p> <p>(g) RCP シール LOCA が発生する場合には、1次冷却材圧力が 0.7MPa[gage]に到達すれば、恒設代替低圧注水ポンプによる原子炉への</p>	<p>始する。</p> <p>(d) 原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作及び残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱操作は、事象発生から 25時間後に開始する。</p> <p>(e) 原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作は、残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）に到達した場合に開始する。</p>	<p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>注水を開始するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>a. RCP シール LOCA が発生する場合</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第 2.2.3 図に、1 次冷却材圧力、1 次冷却材温度、1 次冷却系保有水量、原子炉容器内水位、燃料被覆管温度等の 1 次冷却系パラメータの推移を第 2.2.7 図から第 2.2.17 図に、2 次冷却系圧力、蒸気発生器水位等の 2 次冷却系パラメータの推移を第 2.2.18 図から第 2.2.23 図に示すとともに、原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度の原子炉格納容器パラメータの推移を第 2.2.24 図及び第 2.2.25 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 1 次冷却材ポンプの母線電圧が低下することで、「1 次冷却材ポンプ回転数低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。</p>	<p>炉への注水を開始するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>a. RCP シール LOCA が発生する場合</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.1.2.2 図に、1 次冷却材圧力、1 次冷却材温度、1 次系保有水量、原子炉容器内水位、燃料被覆管温度等の 1 次系パラメータの推移を第 7.1.2.6 図から第 7.1.2.16 図に、2 次系圧力、蒸気発生器水位等の 2 次系パラメータの推移を第 7.1.2.17 図から第 7.1.2.22 図に示すとともに、原子炉格納容器圧力及び温度の原子炉格納容器パラメータの推移を第 7.1.2.23 図及び第 7.1.2.24 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 1 次冷却材ポンプの母線電圧が低下することで、「1 次冷却材ポンプ電源電圧低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止</p>	<p>の注水を開始するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>a. RCP シール LOCA が発生する場合</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第 2.2.1.3 図に、1 次冷却材圧力、1 次冷却材温度、1 次系保有水量、炉心水位、燃料被覆管温度等の 1 次系パラメータの推移を第 2.2.2.1 図から第 2.2.2.11 図に、2 次系圧力、蒸気発生器水位等の 2 次系パラメータの推移を第 2.2.2.12 図から第 2.2.2.17 図に示すとともに、原子炉格納容器圧力及び温度の原子炉格納容器パラメータの推移を第 2.2.2.18 図及び第 2.2.2.19 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 1 次冷却材ポンプの母線電圧が低下することで、「1 次冷却材ポンプ電源電圧低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止</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圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）^{※1}、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内保有水量の推移を第 2.3.1.6 図から第 2.3.1.11 図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第 2.3.1.12 図から第 2.3.1.14 図に、格納容器圧力、格納容器温度、サブプレッションプール水位及びサブプレッションプール水温の推移を第 2.3.1.15 図から第 2.3.1.18 図に示す。</p> <p>※1 シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、ECCS の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、原子炉水位計（燃料域）にて監視する。原子炉水位計（燃料域）は、シュラウド内を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>外部電源喪失に伴い、主蒸気止め弁閉信号が発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。</p>	<p>【大阪】 記載表現の相違</p> <p>【大阪】 設計の相違</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>また、全交流動力電源喪失と同時に原子炉補機冷却機能喪失及びRCPシールLOCAの発生を仮定しているため、1次冷却材圧力は徐々に低下する。事象発生約1分後にタービン動補助給水ポンプが自動起動することで蒸気発生器の保有水量は回復し、事象発生約30分後に主蒸気逃がし弁の開操作による2次冷却系強制冷却を開始し、1次冷却系を減温、減圧することで、事象発生約40分後に蓄圧注入系が動作する。事象発生約54分後に1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]に到達した段階で、その状態を維持する。その後、事象発生約70分後に蓄圧タンクの出口弁を閉止した後、事象発生約80分後に2次冷却系強制冷却を再開する。事象発生約2.2時間後に、1次冷却材圧力が0.7MPa[gage]に到達した段階で、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1次冷却系の保有水量は回復する。</p> <p>(添付資料 2.2.15)</p>	<p>する。また、全交流動力電源喪失と同時に原子炉補機冷却機能喪失及びRCPシールLOCAの発生を仮定しているため、1次冷却材圧力は徐々に低下する。事象発生約1分後にタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が開始されることで蒸気発生器の保有水量は回復し、事象発生約30分後に主蒸気逃がし弁の開放による2次系強制冷却を開始し、1次系を減温、減圧することで、事象発生約39分後に蓄圧注入系が動作する。事象発生約55分後に1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]に到達した段階で、その状態を維持する。その後、事象発生約70分後に蓄圧タンクの出口弁を閉止した後、事象発生約80分後に2次系強制冷却を再開する。事象発生約2.2時間後に、1次冷却材圧力が0.7MPa[gage]に到達した段階で、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1次系の保有水量は回復する。</p> <p>(添付資料 7.1.2.14)</p>	<p>する。また、全交流動力電源喪失と同時に原子炉補機冷却機能喪失及びRCPシールLOCAの発生を仮定しているため、1次冷却材圧力は徐々に低下する。事象発生約1分後にタービン動補助給水ポンプが自動起動することで蒸気発生器の保有水量は回復し、事象発生約30分後に主蒸気逃がし弁の開放による2次系強制冷却を開始し、1次系を減温、減圧することで、事象発生約38分後に蓄圧注入系が動作する。事象発生約52分後に1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]に到達した段階で、その状態を維持する。その後、事象発生約70分後に蓄圧タンクの出口弁を閉止した後、事象発生約80分後に2次系強制冷却を再開する。事象発生約2.2時間後に、1次冷却材圧力が0.7MPa[gage]に到達した段階で、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1次系の保有水量は回復する。</p> <p>(添付資料 2.2.17)</p>	<p>外部電源喪失により自動起動する非常用ディーゼル発電機等が起動しないことにより、全交流動力電源喪失に至る。</p> <p>併せて、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、除熱機能喪失が発生する。</p> <p>再循環ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに2台全てがトリップする。</p> <p>所内常設蓄電式直流電源設備は、中央制御室において簡易な操作で負荷の切離しを行うことで8時間、その後、必要な負荷以外を切り離して残り16時間の合計24時間にわたり、重大事故等の対応に必要な設備に電源を供給する。</p> <p>(添付資料 2.3.1.1)</p> <p>この間、原子炉隔離時冷却系が原子炉炉水位低（レベル2）での自動起動及び原子炉炉水位高（レベル8）でのトリップを繰り返すことにより、原子炉炉水位は適切に維持される。</p> <p>(添付資料 2.3.1.2)</p> <p>事象発生から24時間経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、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）2個を手動開することで、原子炉の急速減圧を実施し、原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水を開始する。</p> <p>原子炉の急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉炉水位は低下するが、低圧代替注水系（常設）</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>(b) 評価項目等</p> <p>燃料被覆管温度は第 2.2.17 図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値（約 390℃）以下にとどまり、1200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p> <p>1次冷却材圧力は第2.2.7図に示すとおり、初期値（約15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.3MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍（20.59MPa[gage]）を下回る。</p> <p>原子炉格納容器圧力及び温度は、第2.2.24図及び第2.2.25図に示すとおり、RCPシール部からの1次冷却材の漏えいにより上昇するが、事象発生後24時間時点で原子炉格納容器の</p>	<p>(b) 評価項目等</p> <p>燃料被覆管温度は第 7.1.2.16 図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値（約 380℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p> <p>1次冷却材圧力は第7.1.2.6図に示すとおり、初期値（約 15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍（20.592MPa[gage]）を下回る。</p> <p>原子炉格納容器圧力及び温度は、第7.1.2.23図及び第7.1.2.24図に示すとおり、RCPシール部からの1次冷却材の漏えいにより上昇するが、事象発生後24時間時点で原子炉</p>	<p>(b) 評価項目等</p> <p>燃料被覆管温度は第 2.2.2.11 図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値（約 380℃）以下にとどまり、1200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p> <p>1次冷却材圧力は第 2.2.2.1 図に示すとおり、初期値（約 15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の 1.2 倍（20.59MPa[gage]）を下回る。</p> <p>原子炉格納容器圧力及び温度は、第2.2.2.18図及び第2.2.2.19図に示すとおり、RCPシール部からの1次冷却材の漏えいにより上昇するが、事象発生後 24 時間時点で原子</p>	<p>（復水移送ポンプ）による原子炉注水が開始すると回復する。</p> <p>崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。</p> <p>そのため、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を行う。</p> <p>格納容器除熱は、事象発生から 25 時間経過した時点で実施する。</p> <p>なお、蒸気の流入によってサブプレッションプール水温が上昇することを考慮し、その確実な運転継続を確保する観点から、原子炉隔離時冷却系の水源は復水貯蔵タンクとする。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第 2.3.1.12 図に示すとおり、初期値（約 309℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、第 2.3.1.6 図に示すとおり、逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動により、約 7.47MPa[gage] 以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても、約 7.77MPa[gage] 以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失してい</p>	<p>差異の説明</p> <p>【大阪】 解析結果の相違</p> <p>【大阪】 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違</p> <p>・泊は既許可の設置変更許可申請書記載値の桁数が多い</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>最高使用圧力(0.39MPa[gage])及び最高使用温度(144℃)を下回っている。</p> <p>その後は、蒸気発生器による炉心冷却、高圧代替再循環運転を行うとともに、第2.2.26図及び第2.2.27図に示すとおり、事象発生約81時間後に原子炉格納容器雰囲気温度100℃に到達後、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開始することにより、原子炉格納容器圧力及び温度はそれぞれ約0.130MPa[gage]及び約100℃で維持される。</p> <p>(添付資料2.2.16)</p> <p>第2.2.7図から第2.2.9図に示すとおり、事象発生約4時間後に高温の停止状態になり、1次冷却系保有水量が安定し、安定停止状態に至る。その後も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、再循環運転等を継続することで安定停止状態を維持できる。</p> <p>(添付資料2.2.17)</p> <p>なお、海水系統の復旧により原子炉補機冷却機能の復旧に期待できる場合には、格納容器スプレイ系により格納容器スプレイ再循環運転を行うことでさらなる原子炉格納容器圧力及び温度の低下を促進させることが可能である。</p> <p>(添付資料2.2.8)</p>	<p>格納容器の最高使用圧力(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回っている。</p> <p>その後は、蒸気発生器による炉心冷却、高圧再循環運転を行うことで、第7.1.2.25図及び第7.1.2.26図に示すとおり、事象発生約81時間後に原子炉格納容器雰囲気温度110℃に到達後、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開始することにより、原子炉格納容器圧力及び温度は低下傾向を示している。</p> <p>(添付資料7.1.2.8)</p> <p>第7.1.2.6図から第7.1.2.8図に示すとおり、事象発生約4時間後に高温の停止状態になり、1次系保有水量が安定し、安定停止状態に至る。その後も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、高圧注入ポンプによる高圧再循環運転等を継続することで安定停止状態を維持できる。</p> <p>(添付資料7.1.2.15)</p> <p>なお、海水系統の復旧により原子炉補機冷却機能の復旧に期待できる場合には、格納容器スプレイ系により格納容器スプレイ再循環運転を行うことで更なる原子炉格納容器圧力及び温度の低下を促進させることが可能である。</p>	<p>炉格納容器の最高使用圧力(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回っている。</p> <p>その後は、蒸気発生器による炉心冷却、再循環運転を行うことで、第2.2.2.20図及び第2.2.2.21図に示すとおり、事象発生約75時間後に原子炉格納容器雰囲気温度110℃に到達後、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開始することにより、原子炉格納容器圧力及び温度は低下傾向を示している。</p> <p>(添付資料2.2.18)</p> <p>第2.2.2.1図から第2.2.2.3図に示すとおり、事象発生約4時間後に高温の停止状態になり、1次系保有水量が安定し、安定停止状態に至る。その後も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、再循環運転等を継続することで安定停止状態を維持できる。</p> <p>(添付資料2.2.19)</p> <p>なお、海水系統の復旧により原子炉補機冷却機能の復旧に期待できる場合には、格納容器スプレイ系により格納容器スプレイ再循環運転を行うことで更なる原子炉格納容器圧力及び温度の低下を促進させることが可能である。</p> <p>(添付資料2.2.20)</p>	<p>るため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を行うことにより、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約0.366MPa[gage]及び約153℃に抑えられ、格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p>(添付資料2.3.1.3)</p> <p>第2.3.1.7図に示すとおり、低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による注水継続により炉心がおおむね冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、25時間後に原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を実施することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料2.3.1.4)</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p>	<p>【大阪】 設計の相違</p> <p>【高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり(3ページ参照)</p> <p>【大阪】 設計の相違</p> <p>【大阪】 解析結果の相違</p> <p>【高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり(3ページ参照)</p> <p>【大阪、高浜】 添付資料の相違 ・高浜の添付資料2.2.20は、SBO(RCPシールリーク)時の</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>b. RCP シール LOCA が発生しない場合</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第 2.2.4 図に、1 次冷却材圧力、1 次冷却材温度、1 次冷却系保有水量、原子炉容器内水位、燃料被覆管温度等の 1 次冷却系パラメータの推移を第 2.2.28 図から第 2.2.36 図に、2 次冷却系圧力、蒸気発生器水位等の 2 次冷却系パラメータの推移を第 2.2.37 図から第 2.2.42 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 1 次冷却材ポンプの母線電圧が低下することで、「1 次冷却材ポンプ回転数低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。また、全交流動力電源喪失と同時に原子炉補機冷却機能喪失を想定するが、RCP シール LOCA は発生しないことから 1 次冷却系は高圧で維持される。</p> <p>事象発生後の 1 分後にタービン動補助給水ポンプが自動起動することで蒸気発生器の保有水量は回復し、事象発生後の 30 分後に主蒸気逃がし弁の開操作による 2 次冷却系強制冷却を開始し、1 次冷却系を減温、減圧することで、事象発生後の約 63 分後に蓄圧注入系が動作する。</p> <p>事象発生後の約 11 時間後に 1 次冷却材圧力が約 1.7MPa[gage]に到達した段階でその状態を維持する。代替交流電源確立の 10 分後に蓄圧タンクの出口弁を閉止した後、さらに 10 分後に 2 次冷却系強制冷却を再</p>	<p>b. RCP シール LOCA が発生しない場合</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.1.2.3 図に、1 次冷却材圧力、1 次冷却材温度、1 次系保有水量、原子炉容器内水位、燃料被覆管温度等の 1 次系パラメータの推移を第 7.1.2.27 図から第 7.1.2.35 図に、2 次系圧力、蒸気発生器水位等の 2 次系パラメータの推移を第 7.1.2.36 図から第 7.1.2.41 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 1 次冷却材ポンプの母線電圧が低下することで、「1 次冷却材ポンプ電源電圧低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。また、全交流動力電源喪失と同時に原子炉補機冷却機能喪失を想定するが、RCP シール LOCA は発生しないことから 1 次系は高圧で維持される。</p> <p>事象発生後の約 1 分後にタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が始まることで蒸気発生器の保有水量は回復し、事象発生後の 30 分後に主蒸気逃がし弁の開放による 2 次系強制冷却を開始し、1 次系を減温、減圧することで、事象発生後の約 60 分後に蓄圧注入系が動作する。</p> <p>事象発生後の約 26 時間後に 1 次冷却材圧力が約 1.7MPa[gage]に到達した段階でその状態を維持する。1 次冷却材圧力約 1.7MPa[gage]到達 10 分後に蓄圧タンクの出口弁を閉止した後、さらに 10 分後に 2 次系</p>	<p>b. RCP シール LOCA が発生しない場合</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第 2.2.1.4 図に、1 次冷却材圧力、1 次冷却材温度、1 次系保有水量、炉心水位、燃料被覆管温度等の 1 次系パラメータの推移を第 2.2.2.22 図から第 2.2.2.30 図に、2 次系圧力、蒸気発生器水位等の 2 次系パラメータの推移を第 2.2.2.31 図から第 2.2.2.36 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 1 次冷却材ポンプの母線電圧が低下することで、「1 次冷却材ポンプ電源電圧低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。また、全交流動力電源喪失と同時に原子炉補機冷却機能喪失を想定するが、RCP シール LOCA は発生しないことから 1 次系は高圧で維持される。</p> <p>事象発生後の約 1 分後にタービン動補助給水ポンプが自動起動することで蒸気発生器の保有水量は回復し、事象発生後の 30 分後に主蒸気逃がし弁の開放による 2 次系強制冷却を開始し、1 次系を減温、減圧することで、事象発生後の約 60 分後に蓄圧注入系が動作する。</p> <p>事象発生後の約 13 時間後に 1 次冷却材圧力が約 1.7MPa[gage]に到達した段階でその状態を維持する。代替交流電源確立の 10 分後に蓄圧タンクの出口弁を閉止した後、さらに 10 分後に 2 次系強制冷却を再開す</p>	<p>安定状態を示す添付資料であるため、引用箇所を変更 (泊添付資料 7.1.2.16)</p> <p>・大阪の添付資料 2.2.8 の内容は、泊は技術的能力まとめ資料 1.5 で整理している</p> <p>【大阪】設計の相違</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> <p>【大阪、高浜】解析結果の相違</p> <p>・蓄圧タンク出口弁の閉止は、代替交流</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）

7.1.2 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>開する。事象発生約25時間後に、1次冷却材圧力が0.83MPa[gage]に到達した段階で、1次冷却材ポンプ封水戻りラインに設置されている逃がし弁が吹き止まることで、RCPシール部からの漏えいは停止し、事象発生約26時間後に1次冷却材圧力が約0.7MPa[gage]に到達する。</p> <p>(添付資料2.2.15、2.2.23)</p> <p>(b) 評価項目等</p> <p>燃料被覆管温度は第2.2.36図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値(約390℃)以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p> <p>1次冷却材圧力は第2.2.28図に示すとおり、初期値(約15.9MPa[gage])以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約16.3MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回る。</p> <p>また、RCPシール部からの漏えいが停止するまでに原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであり、第2.2.26図及び第2.2.27図に示す「全交流動力電源喪失(RCPシールLOCAが発生する場合)」の原子炉格納容器圧力及び温度の最高値である約0.130MPa[gage]及び約100℃に比べて厳しくなることから、原子炉格納容器最高使用圧力(0.39MPa[gage])及び最高使用温度(14</p>	<p>強制冷却を再開する。事象発生約28時間後に、1次冷却材圧力が0.83MPa[gage]に到達した段階で、1次冷却材ポンプ封水戻りラインに設置されている逃がし弁が吹き止まることで、RCPシール部からの漏えいは停止し、事象発生約31時間後に1次冷却材圧力が約0.7MPa[gage]に到達する。</p> <p>(添付資料7.1.2.14)</p> <p>(b) 評価項目等</p> <p>燃料被覆管温度は第7.1.2.35図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値(約380℃)以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p> <p>1次冷却材圧力は第7.1.2.27図に示すとおり、初期値(約15.9MPa[gage])以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回る。</p> <p>また、RCPシール部からの漏えいが停止するまでに原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであり、「a.RCPシールLOCAが発生する場合」に比べ厳しくなることから、原子炉格納容器最高使用圧力(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回る。</p>	<p>る。事象発生約25時間後に、1次冷却材圧力が0.83MPa[gage]に到達した段階で、1次冷却材ポンプ封水戻りラインに設置されている逃がし弁が吹き止まることで、RCPシール部からの漏えいは停止し、事象発生約27時間後に1次冷却材圧力が約0.7MPa[gage]に到達する。</p> <p>(添付資料2.2.17)</p> <p>(b) 評価項目等</p> <p>燃料被覆管温度は第2.2.2.30図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値(約380℃)以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p> <p>1次冷却材圧力は第2.2.2.22図に示すとおり、初期値(約15.9MPa[gage])以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回る。</p> <p>また、RCPシール部からの漏えいが停止するまでに原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであり、「全交流動力電源喪失(RCPシールLOCAが発生する場合)」に比べ厳しくなることから、原子炉格納容器最高使用圧力(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回る。</p>	<p>電源確立又は1次冷却材圧力約1.7MPa到達10分後に実施する。泊はRCPシークリーク量が、大飯、高浜より少なく1次冷却材圧力の下降が緩やかになり1.7MPa到達が代替交流電源確立よりも遅くなるため、蓄圧タンク出口弁閉止の起因が異なる。</p> <p>【大飯】 解析結果の相違</p> <p>【大飯】 解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・泊は既許可の設置変更許可申請書記載値の桁数が多い</p> <p>【大飯】 記載方針の相違</p> <p>【大飯】 設計の相違</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）

7.1.2 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>4℃)を下回る。</p> <p>第2.2.28図及び第2.2.29図に示すとおり、事象発生の約26時間後に高温の停止状態になり、安定停止状態に至る。その後も主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を継続することで、安定停止状態を維持できる。</p> <p>(添付資料2.2.18)</p> <p>なお、海水系統の復旧により原子炉補機冷却機能の復旧に期待できる場合には、格納容器スプレイ系により格納容器スプレイ再循環運転を行うことでさらなる原子炉格納容器圧力及び温度の低下を促進させることが可能である。</p>	<p>第7.1.2.27図及び第7.1.2.28図に示すとおり、事象発生の約31時間後に高温の停止状態になり、安定停止状態に至る。その後も主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を継続することで、安定停止状態を維持できる。</p> <p>(添付資料7.1.2.16)</p> <p>なお、海水系統の復旧により原子炉補機冷却機能の復旧に期待できる場合には、格納容器スプレイ系により格納容器スプレイ再循環運転を行うことで更なる原子炉格納容器圧力及び温度の低下を促進させることが可能である。</p>	<p>第2.2.2.22図及び第2.2.2.23図に示すとおり、事象発生の約27時間後に高温の停止状態になり、安定停止状態に至る。その後も主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を継続することで、安定停止状態を維持できる。</p> <p>(添付資料2.2.20)</p> <p>なお、海水系統の復旧により原子炉補機冷却機能の復旧に期待できる場合には、格納容器スプレイ系により格納容器スプレイ再循環運転を行うことで更なる原子炉格納容器圧力及び温度の低下を促進させることが可能である。</p>		<p>【大飯、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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>2.2.3 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、運転員等操作時間を与える影響、評価項目となるパラメータを与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である2次冷却系強制冷却操作により1次冷却系の減温、減圧率を調整できることが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、2次冷却系強制冷却開始後の1次冷却材温度を指標に調整操作を行う1次冷却材温度及び圧力の維持、1次冷却材圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉操作、蓄圧タンク出口弁閉止を起点とする2次冷却系強制冷却の再開、1次冷却材圧力を起点とする恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水とする。</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. 運転員等操作時間を与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で 40%程度</p>	<p>7.1.2.3 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、運転員等操作時間を与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である2次系強制冷却操作により1次系の減温、減圧率を調整できることが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生後の30分後に操作を行う2次系強制冷却、2次系強制冷却開始後の1次冷却材温度を指標に調整操作を行う1次冷却材温度及び圧力の維持、1次冷却材圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止、蓄圧タンク出口弁閉止を起点とする2次系強制冷却の再開、1次冷却材圧力を起点とする代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水とする。</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. 運転員等操作時間を与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で 40%程</p>	<p>2.2.3 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、運転員等操作時間を与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である2次系強制冷却操作により1次系の減温、減圧率を調整できることが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、2次系強制冷却開始後の1次冷却材温度を指標に調整操作を行う1次冷却材温度及び圧力の維持、1次冷却材圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止、蓄圧タンク出口弁閉止を起点とする2次系強制冷却の再開、1次冷却材圧力を起点とする恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水とする。</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. 運転員等操作時間を与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で 40%程</p>	<p>2.3.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間を与える影響、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>全交流動力電源喪失（長期 TB）では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給機能が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくなることが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えられとされる操作として、常設直流電源負荷切離し操作、原子炉補機代替冷却水系運転操作とする。</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. 運転員等操作時間を与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合は燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小</p>	<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違 -泊は38ページ「(3) 操作時間余裕の把握」の記載と整合を図っている（伊方と同様） 【大阪、高浜】 設備名称の相違</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</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、ORNL/THTF 試験解析等の結果から、炉心水位について最大で 0.3m 低く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、全交流動力電源喪失では、初期の漏えい量が実機的设计漏えい量となるように入力で調整するため、運転員等操作時間に与える影響はない。一方、Marviken 試験解析の結果から、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%～+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却材温度及び圧力の低下が抑制されることから、1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等操作の開始が遅くなる。</p>	<p>度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面での熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</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、ORNL/THTF 試験解析の結果から、炉心水位について最大で 0.3m 低く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、全交流動力電源喪失では、初期の漏えい量が実機的设计漏えい量となるように入力で調整するため、運転員等操作時間に与える影響はない。一方、Marviken 試験解析の結果から、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%～+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等操作の開始が遅くなる。</p>	<p>度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面での熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</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、ORNL/THTF 試験解析の結果から、炉心水位について最大で 0.3m 低く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、全交流動力電源喪失では、初期の漏えい量が実機的设计漏えい量となるように入力で調整するため、運転員等操作時間に与える影響はない。一方、Marviken 試験解析の結果から、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%～+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等操作の開始が遅くなる。</p>	<p>さい。操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>【大阪】 記載方針の相違</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）

7.1.2 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることから、1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等操作の開始が早くなる。</p> <p>1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱が実際よりも小さくなることにより、1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることから、1次冷却材圧力を起点とする恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水操作の開始が早くなる。</p> <p>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることから、1次冷却材温度及び圧力を起点としている蓄圧タンク出口弁閉止等操作の開始が早くなる。</p>	<p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次系強制冷却による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることから、1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等操作の開始が早くなる。</p> <p>1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱が実際よりも小さくなることにより、1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることから、1次冷却材圧力を起点とする代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水操作の開始が早くなる。</p> <p>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次系強制冷却による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることから、1次冷却材温度及び圧力を起点としている蓄圧タンク出口弁閉止等操作の開始が早くなる。</p>	<p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次系強制冷却による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることから、1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等操作の開始が早くなる。</p> <p>1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱が実際よりも小さくなることにより、1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることから、1次冷却材圧力を起点とする恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水操作の開始が早くなる。</p> <p>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次系強制冷却による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることから、1次冷却材温度及び圧力を起点としている蓄圧タンク出口弁閉止等操作の開始が早くなる。</p>		<p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表 r.4.0

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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係るヒートシンク熱伝達モデル及びヒートシンク内熱伝導モデルは、CVTR Test-3 試験解析の結果から、原子炉格納容器圧力のピーク圧力について最大で1.6倍程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について最大で20℃程度高く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、原子炉格納容器圧力及び温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2. 2. 19)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度</p>	<p>原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係るヒートシンク熱伝達モデル及びヒートシンク内熱伝導モデルは、CVTR Test-3 試験解析の結果から、原子炉格納容器圧力のピーク圧力について最大で1.6倍程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について最大で20℃程度高く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、原子炉格納容器圧力及び温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程</p>	<p>原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係るヒートシンク熱伝達モデル及びヒートシンク内熱伝導モデルは、CVTR Test-3 試験解析の結果から、原子炉格納容器圧力のピーク圧力について最大で1.6倍程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について最大で20℃程度高く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、原子炉格納容器圧力及び温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程</p>	<p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。</p> <p>しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できており、また、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さく、また、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2. 3. 1. 5)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析お</p>	<p>【大阪】 記載箇所の相違 ・添付資料の参照箇所の相違（泊、高浜は後半で参照）</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなることから、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>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、ORNL/THTF 試験解析等の結果から、炉心水位について最大で 0.3m 低く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の炉心水位は解析結果に比べて高くなることから、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>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、全交流動力電源喪失では、初期の漏えい量が実機的设计漏えい量となるように入力で調整するため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。一方、Marviken 試験解析の結果から、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%～+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系保有水量の低下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>度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面での熱伝達は解析結果に比べて大きくなり燃料被覆管温度は低くなることから、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>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、ORNL/THTF 試験解析の結果から、炉心水位について最大で 0.3m 低く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の炉心水位は解析結果に比べて高くなることから、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>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、全交流動力電源喪失では、初期の漏えい量が実機的设计漏えい量となるように入力で調整するため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。一方、Marviken 試験解析の結果から、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%～+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、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>度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面での熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなることから、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>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、ORNL/THTF 試験解析の結果から、炉心水位について最大で 0.3m 低く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の炉心水位は解析結果に比べて高くなることから、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>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、全交流動力電源喪失では、初期の漏えい量が実機的设计漏えい量となるように入力で調整するため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。一方、Marviken 試験解析の結果から、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%～+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい流量は解析結果に比べて少なくなり、1次系保有水量の低下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>いても、原子炉水位はおおむね有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309C）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価するが、原子炉水位はおおむね有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309C）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。</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）

7.1.2 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却操作等による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるため、漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の低下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>1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱が実際よりも小さくなることにより、1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるため、漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の低下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>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるため、漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が</p>	<p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次系強制冷却操作等による減圧時の1次冷却材圧力について0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるため、漏えい量が少なくなり、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>1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱が実際よりも小さくなることにより、1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるため、漏えい量が少なくなり、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>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次系強制冷却による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるため、漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の減少が</p>	<p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次系強制冷却操作等による減圧時の1次冷却材圧力について0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるため、漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の低下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>1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱が実際よりも小さくなることにより、1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるため、漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の低下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>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次系強制冷却による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるため、漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の低下が</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）

7.1.2 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>下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>原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係るヒートシンク熱伝達モデル及びヒートシンク内熱伝導モデルは、CVTR Test-3 試験解析の結果から、原子炉格納容器圧力のピーク圧力について最大で1.6倍程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について最大で20℃程度高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は解析結果に比べて低くなることから、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 style="text-align: right;">(添付資料 2. 2. 19)</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2.2.2表及び第2.2.3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</p>	<p>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>原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係るヒートシンク熱伝達モデル及びヒートシンク内熱伝導モデルは、CVTR Test-3 試験解析の結果から、原子炉格納容器圧力のピーク圧力について最大で1.6倍程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について最大で20℃程度高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は解析結果に比べて低くなることから、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>(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7.1.2.2表及び第7.1.2.3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</p>	<p>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>原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係るヒートシンク熱伝達モデル及びヒートシンク内熱伝導モデルは、CVTR Test-3 試験解析の結果から、原子炉格納容器圧力のピーク圧力について最大で1.6倍程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について最大で20℃程度高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は解析結果に比べて低くなることから、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>(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2.2.2.1表及び第2.2.2.2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</p>	<p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。</p> <p>しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2. 3. 1. 5)</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2.3.1.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解</p>	<p>【大飯】 記載箇所の相違 ・添付資料の参照箇所の相違（泊、高浜は後半で参照）</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）

7.1.2 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>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及びRCP シール部からの漏えい率並びに評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる蓄圧タンク初期保有水量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</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次冷却材温度及び圧力の低下が早くなり、主蒸気逃がし弁を用いた調整による1次冷却材温度及び圧力の目標到達時間や1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等の操作開始が早くなる。</p> <p>RCP シール部からの漏えい率を最確値とした場合、解析条件で設定し</p>	<p>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及びRCP シール部からの漏えい率並びに評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる蓄圧タンク初期保有水量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</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崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなり、主蒸気逃がし弁を用いた調整による1次冷却材温度及び圧力の目標到達時間や1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等の操作開始が早くなる。</p> <p>RCP シール部からの漏えい率を最確値とした場合、解析条件で設定</p>	<p>価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱（標準値）及びRCP シール部からの漏えい率、標準値として設定している蒸気発生器2次側保有水量、並びに評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる蓄圧タンク初期保有水量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</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崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなり、主蒸気逃がし弁を用いた調整による1次冷却材温度及び圧力の目標到達時間や1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等の操作開始が早くなる。</p> <p>RCP シール部からの漏えい率を最確値とした場合、解析条件で設定</p>	<p>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項目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</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42.0kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 31GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器</p>	<p>【高浜】 記載内容の相違 ・泊は個別解析のため、標準値に係る記載をしない（大飯と同様）</p>

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

7.1.2 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>ている漏えい率より小さくなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が遅くなり、主蒸気逃がし弁を用いた調整による1次冷却材温度及び圧力の目標到達時間や1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等の操作開始が遅くなる。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与え</p>	<p>している漏えい率より小さくなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が遅くなり、主蒸気逃がし弁を用いた調整による1次冷却材温度及び圧力の目標到達時間や1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等の操作開始が遅くなる。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与</p>	<p>している漏えい率より小さくなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が遅くなり、主蒸気逃がし弁を用いた調整による1次冷却材温度及び圧力の目標到達時間や1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等の操作開始が遅くなる。</p> <p>蒸気発生器2次側保有水量を最確値とした場合、解析条件で設定している保有水量より多くなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなり、主蒸気逃がし弁を用いた調整による1次冷却材温度及び圧力の目標到達時間や1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等の操作開始が早くなる。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与</p>	<p>圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順(原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること)に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の炉心流量、原子炉水位、サプレッションプール水位及び格納容器圧力は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、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>機器条件の逃がし安全弁は、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している弁数より多くなり、急速減圧時の減圧時間が短くなることで低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)の注水開始時間が早くなるが、操作手順(原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること)に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)及び残留熱除去系(低圧注水モード)は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整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>(添付資料 2.3.1.5)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与</p>	<p>【高浜】 評価方針の相違 ・泊は個別解析のため不確かさの影響評価の対象外(大飯と同様)</p>

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

7.1.2 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>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次冷却材の蒸散率が低下することで、1次冷却系保有水量の低下が抑制され、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>RCP シール部からの漏えい率を最確値とした場合、解析条件で設定している漏えい率より小さくなるため、1次冷却系保有水量の低下が抑制され、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>蓄圧タンクの初期保有水量を最確値とした場合、解析条件で設定している初期保有水量より多くなるため、蓄圧タンク気相部の初期体積が</p>	<p>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崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸発率が低下することで、1次系保有水量の減少が抑制され、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>RCPシール部からの漏えい率を最確値とした場合、解析条件で設定している漏えい率より小さくなるため、1次系保有水量の減少が抑制され、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>蓄圧タンクの初期保有水量を最確値とした場合、解析条件で設定している初期保有水量より多くなるため、蓄圧タンク気相部の初期体積が</p>	<p>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崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率が低下することで、1次系保有水量の低下が抑制され、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>RCP シール部からの漏えい率を最確値とした場合、解析条件で設定している漏えい率より小さくなるため、1次系保有水量の低下が抑制され、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>蒸気発生器2次側保有水量を最確値とした場合、解析条件で設定している保有水量より多くなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなり、1次系保有水量の低下が抑制され、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>蓄圧タンクの初期保有水量を最確値とした場合、解析条件で設定している初期保有水量より多くなるため、蓄圧タンク気相部の初期体積が</p>	<p>える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42.0kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度上昇は緩和されるが、原子炉水位はおおむね有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることはいないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33Gwd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 31Gwd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなり、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>初期条件の炉心流量、原子炉水位、サプレッションプール水位及び格納容器圧力は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、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>機器条件の逃がし安全弁は、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定してい</p>	<p>【高浜】 評価方針の相違 ・泊は個別解析のため不確かさの影響評価の対象外（大飯と同様）</p>

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

7.1.2 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>小さくなり、注水に伴う気相部圧力の低下が大きくなることから、1次冷却系への注水量の観点から厳しくなるが、1次冷却材圧力約0.7MPa[gage]到達による安定状態維持時点の保有水量に対して、蓄圧タンクによる1次冷却系への注水期間中の保有水量が十分多いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 2.2.12)</p> <p>なお、本重要事故シーケンスよりも原子炉格納容器内に大きなエネルギーが放出される「2.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」において、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により除熱できることを確認していることから、本重要事故シーケンスでも長期的な除熱は可能であり、このことは第 2.2.26 図及び第 2.2.27 図でも確認できる。さらに、格納容器再循環ユニットの除熱特性を設計値とした場合、「2.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」の感度解析結果が示すとおり、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は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>(添付資料 2.2.19)</p> <p>b. 操作条件</p>	<p>小さくなり、注水に伴う気相部圧力の低下が大きくなることから、1次系への注水量の観点から厳しくなるが、1次冷却材圧力約0.7MPa[gage]到達による安定状態維持時点の保有水量に対して、蓄圧タンクによる1次系への注水期間中の保有水量が十分多いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 7.1.2.12)</p> <p>なお、本重要事故シーケンスよりも原子炉格納容器内に大きなエネルギーが放出される「7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」において、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により除熱できることを確認していることから、本重要事故シーケンスでも長期的な除熱は可能であり、このことは第 7.1.2.25 図及び第 7.1.2.26 図でも確認できる。さらに、格納容器再循環ユニットの除熱特性について、粗フィルタを取り外した場合、「7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」の感度解析結果が示すとおり、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は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. 操作条件</p>	<p>小さくなり、注水に伴う気相部圧力の低下が大きくなることから、1次系への注水量の観点から厳しくなるが、1次冷却材圧力約0.7MPa[gage]到達による安定状態維持時点の保有水量に対して、蓄圧タンクによる1次系への注水期間中の保有水量が十分多いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 2.2.14)</p> <p>なお、本重要事故シーケンスよりも原子炉格納容器内に大きなエネルギーが放出される「2.4 原子炉格納容器除熱機能喪失」において、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により除熱できることを確認していることから、本重要事故シーケンスでも長期的な除熱は可能であり、このことは第 2.2.2.20 図及び第 2.2.2.21 図でも確認できる。さらに、格納容器再循環ユニットの除熱特性を設計値とした場合、「2.4 原子炉格納容器除熱機能喪失」の感度解析結果が示すとおり、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は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. 操作条件</p>	<p>る弁数より多くなり、急速減圧時の減圧時間が短くなることで低压代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の注水開始時間が早くなることにより、原子炉水位の回復が早くなることから、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>機器条件の低压代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び残留熱除去系（低压注水モード）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、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>(添付資料 2.3.1.5)</p> <p>b. 操作条件</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・泊は基本ケースに粗フィルタがある場合の設計値を使用しており、感度解析における評価条件の明確化を図った（伊方と同様）</p> <p>【大飯】 記載箇所の相違 ・添付資料の参照箇所の相違（泊、高浜は後半で参照）</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）

7.1.2 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となる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>2次冷却系強制冷却は、第 2.2.5 図及び第 2.2.6 図に示すとおり、現場での操作であるが、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>1次冷却材温度及び圧力の維持は、第 2.2.5 図及び第 2.2.6 図に示すとおり、現場での操作であるが、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>蓄圧タンク出口弁の開操作は、第 2.2.5 図及び第 2.2.6 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>2次冷却系強制冷却再開は、第 2.2.5 図及び第 2.2.6 図に示すとおり、現場での操作であるが、同一の運転員等による事象進展上重複する</p>	<p>操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となる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>2次系強制冷却は、第 7.1.2.4 図及び第 7.1.2.5 図に示すとおり、現場での操作であるが、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>1次冷却材温度及び圧力の維持は、第 7.1.2.4 図及び第 7.1.2.5 図に示すとおり、現場での操作であるが、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>蓄圧タンク出口弁の開止は、第 7.1.2.4 図及び第 7.1.2.5 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>2次系強制冷却再開は、第 7.1.2.4 図及び第 7.1.2.5 図に示すとおり、現場での操作であるが、同一の運転員等による事象進展上重</p>	<p>操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となる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>2次系強制冷却は、第 2.2.1.5 図及び第 2.2.1.6 図に示すとおり、現場での操作であるが、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>1次冷却材温度及び圧力の維持は、第 2.2.1.5 図及び第 2.2.1.6 図に示すとおり、現場での操作であるが、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>蓄圧タンク出口弁の開止は、第 2.2.1.5 図及び第 2.2.1.6 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>2次系強制冷却再開は、第 2.2.1.5 図及び第 2.2.1.6 図に示すとおり、現場での操作であるが、同一の運転員等による事象進展上重</p>	<p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が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>操作条件の常設直流電源負荷切離し操作は、解析上の操作開始時間として事象発生 1 時間後までに切離し及び事象発生 8 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、実態の運転操作においては、全交流動力電源喪失の認知時間は早まる可能性があることから、実態の操作開始時間が早くなる場合が考えられるが、炉心は冠水維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>操作条件の原子炉補機代替冷却水系運転操作は、解析上の操作開始時間として事象発生 25 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、事象発生 10 時間後に作業を開始し、作業時間に 15 時間を想定することで、合計 25 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>	

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）

7.1.2 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉 (添付資料 2.3.1.5)	差異の説明
<p>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の起動は、第2.2.5図及び第2.2.6図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>事象発生を起点とする2次冷却系強制冷却開始は、解析上の操作開始時間に対して、運用として実際に見込まれる操作時間は早く、このように操作開始が早くなる場合は1次冷却系からの漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されるため、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>事象発生又は蓄圧タンク出口弁閉止を起点とする2次冷却系強制冷却による1次冷却材温度維持は、運転員の主蒸気逃がし弁の開度調整によるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>蓄圧タンク出口弁の開操作は、1次冷却材圧力約 1.7MPa[gage]にて蓄圧タンク出口弁を開操作すること及び1次冷却材圧力は主蒸気逃がし弁により調整す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>復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>代替格納容器スプレイポンプの起動は、第7.1.2.4図及び第7.1.2.5図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>事象発生を起点とする2次系強制冷却開始は、解析上の操作開始時間に対して、運用として実際に見込まれる操作時間は早く、このように操作開始が早くなる場合は1次系からの漏えい量が少なくなり、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>事象発生又は蓄圧タンク出口弁閉止を起点とする2次系強制冷却による1次冷却材温度維持は、運転員の主蒸気逃がし弁の開度調整によるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>蓄圧タンク出口弁の開止は、1次冷却材圧力約 1.7MPa[gage]にて蓄圧タンク出口弁を開止すること及び1次冷却材圧力は主蒸気逃がし弁により調整す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>復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の起動は、第2.2.1.5図及び第2.2.1.6図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>事象発生を起点とする2次系強制冷却開始は、解析上の操作開始時間に対して、運用として実際に見込まれる操作時間は早く、このように操作開始が早くなる場合は1次系からの漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の低下が抑制されるため、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>事象発生又は蓄圧タンク出口弁閉止を起点とする2次系強制冷却による1次冷却材温度維持は、運転員の主蒸気逃がし弁の開度調整によるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>蓄圧タンク出口弁の開止は、1次冷却材圧力約 1.7MPa[gage]にて蓄圧タンク出口弁を開止すること及び1次冷却材圧力は主蒸気逃がし弁により調整す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>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の常設直流電源負荷切離し操作は、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は解析上の設定よりも早まる可能性があることから、その場合直流電源設備の枯渇時間を遅延できるが、枯渇しなければ評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>操作条件の原子炉補機代替冷却水系運転操作は、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は解析上の想定より早まる可能性があり、この場合、格納容器圧力及び温度を早期に低下させ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>なお、常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から24時間後に制限する場合、原子炉補機代替冷却水系運転操作開始時間のみが早まったとしても、常設代替交流電源設</p>	<p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</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）

7.1.2 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>蓄圧タンク出口弁閉止後の2次冷却系強制冷却再開は、炉心崩壊熱等の不確かさにより1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなると、主蒸気逃がし弁を用いた調整による目標到達時間が早くなることで操作開始が早くなる。また、本操作は解析上の操作開始時間に対して、運用として実際に見込まれる操作時間は早く、このように操作開始が早くなる場合には1次冷却系からの漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。一方、冷却材放出における臨界流モデル等の不確かさにより、1次冷却系からの漏えい率が少なくなると主蒸気逃がし弁を用いた調整による目標到達時間が遅くなり、これに伴い操作開始は遅くなる。操作開始が遅くなる場合は、1次冷却系からの漏えい率と操作遅れ時間の程度によ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と考えられる。「2.2.3(3)操作時間余裕の把握」において、事象発生後の30分後の2次冷却系強制冷却開始の操作時間余裕を感度解析により確認しており、蓄圧タンク出口弁閉止後の2次冷却系強制冷却再開も同程度の遅れに対して、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 2.2.20)</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水操作の影響については、蓄圧タンク出口弁閉止後の2次冷却系強制冷却再開と同様であり、操作</p>	<p>蓄圧タンク出口弁閉止後の2次冷却系強制冷却再開は、炉心崩壊熱の不確かさ等により1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなると、主蒸気逃がし弁を用いた調整による目標到達時間が早くなることで操作開始が早くなる。また、本操作は解析上の操作開始時間に対して、運用として実際に見込まれる操作時間は早く、このように操作開始が早くなる場合には1次系からの漏えい量が少なくなり、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。一方、冷却材放出における臨界流モデルの不確かさ等により、1次系からの漏えい率が少なくなると主蒸気逃がし弁を用いた調整による目標到達時間が遅くなり、これに伴い操作開始は遅くなる。操作開始が遅くなる場合は、1次系からの漏えい率と操作遅れ時間の程度によ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と考えられる。「(3)操作時間余裕の把握」において、事象発生後の30分後の2次冷却系強制冷却開始の操作時間余裕を感度解析により確認しており、蓄圧タンク出口弁閉止後の2次冷却系強制冷却再開も、同程度の遅れに対して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 7.1.2.18)</p> <p>代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水操作の影響については、蓄圧タンク出口弁閉止後の2次冷却系強制冷却再開と同様であり、操作</p>	<p>蓄圧タンク出口弁閉止後の2次冷却系強制冷却再開は、炉心崩壊熱の不確かさ等により1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなると、主蒸気逃がし弁を用いた調整による目標到達時間が早くなることで操作開始が早くなる。また、本操作は解析上の操作開始時間に対して、運用として実際に見込まれる操作時間は早く、このように操作開始が早くなる場合には1次系からの漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の低下が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。一方、冷却材放出における臨界流モデルの不確かさ等により、1次系からの漏えい率が少なくなると主蒸気逃がし弁を用いた調整による目標到達時間が遅くなり、これに伴い操作開始は遅くなる。操作開始が遅くなる場合は、1次系からの漏えい率と操作遅れ時間の程度によ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と考えられる。「(3)操作時間余裕の把握」において、事象発生後の30分後の2次冷却系強制冷却開始の操作時間余裕を感度解析により確認しており、蓄圧タンク出口弁閉止後の2次冷却系強制冷却再開も同程度の遅れに対して、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 2.2.21)</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水操作の影響については、蓄圧タンク出口弁閉止後の2次冷却系強制冷却再開と同様であり、操作</p>	<p>備から受電する設備を運転できないため、評価項目となるパラメータに影響しない。</p> <p>(添付資料 2.3.1.5)</p>	<p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</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）

7.1.2 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>開始が早くなる場合には、炉心への注水のタイミングが早くなることから1次冷却系保有水量の低下が抑制されることで評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、操作開始が遅くなる場合は、「2.2.3(3) 操作時間余裕の把握」において、炉心注水が遅れた場合の操作時間余裕を評価しており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握 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>2次冷却系強制冷却の実施時間に対する時間余裕を確認するため、解析上の開始時間は事象発生後30分後であるのに対し、事象発生後60分後に開始する場合の感度解析結果を第2.2.43図から第2.2.46図に示す。その結果、1次冷却系の減温、減圧が遅くなることで、1次冷却系からの漏えい量が多くなり、1次冷却系保有水量の低下が早くなるが、評価項目となるパラメータに対して十分余裕があり、事象発生から約60分の操作時間余裕があることを確認した。なお、本感度解析から蓄圧タンク出口弁閉止後の2次冷却系強制冷却再開についても同程度の操作時間余裕がある。</p> <p>(添付資料2.2.20) 蓄圧タンク出口弁の閉操作の操作時間余裕としては、第2.2.47図に示すとおり、1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]か</p>	<p>操作開始が早くなる場合には、炉心への注水のタイミングが早くなることから1次系保有水量の減少が抑制されることで評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、操作開始が遅くなる場合は、「(3) 操作時間余裕の把握」において、炉心注水が遅れた場合の操作時間余裕を評価しており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握 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>2次系強制冷却の開始時間に対する時間余裕を確認するため、解析上の開始時間は事象発生後30分後であるのに対し、事象発生後60分後に開始する場合の感度解析結果を第7.1.2.42図から第7.1.2.45図に示す。その結果、1次系の減温、減圧が遅くなることで、1次系からの漏えい量が多くなり、1次系保有水量の減少が早くなるが、評価項目となるパラメータに対して十分余裕があり、事象発生から約60分の操作時間余裕があることを確認した。なお、本感度解析から蓄圧タンク出口弁閉止後の2次系強制冷却再開についても同程度の操作時間余裕がある。</p> <p>(添付資料7.1.2.18) 蓄圧タンク出口弁の閉止の操作時間余裕としては、第7.1.2.46図に示すとおり、1次冷却材圧力が約</p>	<p>開始が早くなる場合には、炉心への注水のタイミングが早くなることから1次系保有水量の低下が抑制されることで評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、操作開始が遅くなる場合は、「(3) 操作時間余裕の把握」において、炉心注水が遅れた場合の操作時間余裕を評価しており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握 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>2次系強制冷却の実施時間に対する時間余裕を確認するため、解析上の開始時間は事象発生後30分後であるのに対し、事象発生後60分後に開始する場合の感度解析結果を第2.2.3.1図から第2.2.3.4図に示す。その結果、1次系の減温、減圧が遅くなることで、1次系からの漏えい量が多くなり、1次系保有水量の低下が早くなるが、評価項目となるパラメータに対して十分余裕があり、事象発生から約60分の操作時間余裕があることを確認した。なお、本感度解析から蓄圧タンク出口弁閉止後の2次系強制冷却再開についても同程度の操作時間余裕がある。</p> <p>(添付資料2.2.21) 蓄圧タンク出口弁の閉止の操作時間余裕としては、第2.2.3.5図に示すとおり、1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]</p>	<p>(3) 操作時間余裕の把握 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>操作条件の常設直流電源負荷切離し操作（中央制御室内操作）については、事象発生から20分後までに実施可能であるが、事象発生から1時間後までに常設直流電源負荷切離し操作（中央制御室内操作）が実施できれば、直流電源が枯渇することはないことから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の常設直流電源負荷切離し操作（現場操作）については、事象発生8時間後から操作時間60分で実施するものとしており、蓄電池による給電時間評価においては、負荷切離しの対象となる負荷について9.5時間給電を継続する条件としていることから、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については、原子炉補機代替冷却水系の運転開始までの時間は事象発</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）

7.1.2 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>ら、蓄圧タンク内の窒素が1次冷却系内に注入される圧力 1.2MPa[gage]に達するまでの時間を1次冷却材圧力が約 1.7MPa[gage]到達時点の圧力低下を維持するものとして概算した。その結果、約 10 分の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(添付資料 2.2.14)</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水の操作時間余裕としては、第 2.2.48 図に示すとおり、1次冷却材圧力が2次冷却系強制冷却再開操作時点のまま維持するものとして概算した。その結果、約 1.1 時間の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(添付資料 2.2.21)</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、運転員による主蒸気逃がし弁の開度調整により1次冷却材温度の維持及び減温、減圧を行うこと等により、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>1.7MPa[gage]から、蓄圧タンク内の窒素が1次系内に注入される圧力 1.2MPa[gage]に達するまでの時間を1次冷却材圧力が約 1.7MPa[gage]到達時点の圧力低下を維持するものとして概算した。その結果、約 13 分の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(添付資料 7.1.2.13)</p> <p>代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水の操作時間余裕としては、第 7.1.2.47 図に示すとおり、1次系保有水量が炉心露出に至る可能性のある水量に減少するまでの時間を、1次冷却材圧力が2次系強制冷却再開操作時点のまま維持するものとして概算した。その結果、約 1.6 時間の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(添付資料 7.1.2.19)</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、運転員による主蒸気逃がし弁の開度調整により1次冷却材温度の維持及び減温、減圧を行うこと等により、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>から、蓄圧タンク内の窒素が1次系内に注入される圧力 1.2MPa[gage]に達するまでの時間を1次冷却材圧力が約 1.7MPa[gage]到達時点の圧力低下を維持するものとして概算した。その結果、操作時間余裕として約 14 分の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(添付資料 2.2.16)</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水の操作時間余裕としては、第 2.2.3.6 図に示すとおり、1次冷却材圧力が2次系強制冷却再開操作時点のまま維持するものとして概算した。その結果、操作時間余裕として約 0.7 時間の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(添付資料 2.2.22)</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、運転員による主蒸気逃がし弁の開度調整により1次冷却材温度の維持及び減温、減圧を行うこと等により、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>生から 25 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 2.3.1.5)</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</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>・記載内容を明確化 (伊方と同様)</p> <p>【大飯、高浜】 評価結果の相違</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、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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>	

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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
(添付資料 2. 2. 19)	(添付資料 7. 1. 2. 17)	(添付資料 2. 2. 22)		

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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>2.2.4 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>事故シナシケンスグループ「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、「2.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり46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>事故シナシケンスグループ「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、号炉間の事故シナシ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>なお、重要事故シナシケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及び RCP シール LOCA が発生する事故」及び、RCP シール LOCA が発生しない「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」において、</p>	<p>7.1.2.4 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>事故シナシケンスグループ「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事象発生3時間までに必要な要員は、「7.1.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり15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」に示す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）の合計33名で対処可能である。また、事象発生3時間以降に必要な参集要員は2名であり、発電所構外から3時間以内に参集可能な要員の2名で確保可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シナシケンスグループ「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」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>なお、重要事故シナシケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及び RCP シール LOCA が発生する事故」及び、RCP シール LOCA が発生しない「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」にお</p>	<p>2.2.4 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>事故シナシケンスグループ「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、「2.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり70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>事故シナシケンスグループ「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、号炉間の事故シナシ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>なお、重要事故シナシケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及び RCP シール LOCA が発生する事故」及び、RCP シール LOCA が発生しない「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」にお</p>	<p>2.3.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シナシケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期 TB）」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「2.3.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり30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30名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シナシケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期 TB）」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」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 2.3.1.6）</p>	<p>【大阪、高浜】 体制の相違 ・要員体制の差異</p> <p>【大阪、高浜】 評価条件の相違 ・泊はシングルプラント評価のためツインプラントでの評価である大阪、高浜とは評価条件が異なる（女川と同様）</p>

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）

7.1.2 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>資源の評価上厳しくなる「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及び RCP シール LOCA が発生する事故」の評価結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>燃料取替用水ピット (1,860m³: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 64.2 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要である。</p> <p>復水ピット (1,035m³:有効水量) を水源とするタービン動補助給水ポンプを用いた蒸気発生器への注水による2次冷却系の冷却については、復水ピットが枯渇するまでの約 18.7 時間の注水継続が可能である。なお、6.7 時間以降は、復水ピットに送水車 (約 300m³/h (1 台当たり)) による補給を行う。</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</p>	<p>いて、資源の評価上厳しくなる「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及び RCP シール LOCA が発生する事故」の評価結果を以下に示す。</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スプ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 58.8 時間後までの注水継続が可能であり、この間に格納容器再循環サンプを水源とした高圧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要である。</p> <p>補助給水ピット (570m³:有効水量) を水源とするタービン動補助給水ポンプを用いた蒸気発生器への注水による2次系冷却については、補助給水ピットが枯渇するまでの約 7.4 時間の注水継続が可能である。なお、約 7 時間以降は、補助給水ピットに可搬型大型送水ポンプ車による補給を行う。</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、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 138.1kℓの軽油が必要となる。</p> <p>緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの</p>	<p>いて、資源の評価上厳しくなる「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及び RCP シール LOCA が発生する事故」の評価結果を以下に示す。</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 55.5 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要である。</p> <p>復水タンク (646m³:有効水量) を水源とするタービン動補助給水ポンプを用いた蒸気発生器への注水による2次系冷却については、復水タンクが枯渇するまでの約 12.5 時間の注水継続が可能である。なお、4 時間以降は、復水タンクに消防ポンプ (約 46m³/h (1 台当たり)) 等による補給を行う。</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</p>	<p>a. 水源</p> <p>原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系 (常設) (復水移送ポンプ) による原子炉注水については、7日間の対応を考慮すると、合計約 760m³ の水が必要となる。</p> <p>水源として、復水貯蔵タンクに約 1,192m³ の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。</p> <p>残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水及び残留熱除去系 (サブプレッションプール水冷却モード) による格納容器除熱については、サブプレッションチェンバ内のプール水を水源とし、循環することから、水源が枯渇することはない。</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、7日間の運転継続に約 414kℓ の軽油が必要となる。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</p>	<p>【高浜】 設備名称の相違 【大飯、高浜】 設計の相違 ・燃料取替用水ピット (タリ) 水量の差異により注水継続時間が異なる 【高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (3 ページ参照) 【大飯、高浜】 設備名称の相違 【大飯、高浜】 設計の相違 ・補助給水ピット (復水タリ/ピット) 水量の差異により注水継続時間が異なる ・補給に用いる設備が異なる 【大飯、高浜】 設計の相違 ・泊は軽油のみを使用する 【大飯、高浜】 設備名称の相違</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）

7.1.2 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>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>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>送水車による復水ピットへの蒸気発生器注水用の海水補給及び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10,107ℓ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、</p>	<p>運転を想定して、7日間の運転継続に約7.4kℓの軽油が必要となる。</p> <p>補助給水ピットへの補給及び使用済燃料ピットへの注水については事象発生約7時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約11.6kℓが必要となる。</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、事象発生約14時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約11.1kℓ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168.2kℓとなるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおりディーゼル発電機燃料油貯油槽の油量(540kℓ)にて供給可能である。</p> <p>追而</p> <p>追而理由【3号炉原子炉建屋西側を經由したルートの設定変更】</p> <p>以降の「追而」標記の追而理由は、上記と同様であることから省略する。</p>	<p>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>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、事象発生の14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、燃料油貯油そうの合計油量のうち、使用可能量(420kℓ)にて供給可能である。</p> <p>(b) ガソリン</p> <p>蒸気発生器給水用の海水を復水タンクへ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の4時間後からの運転を想定して、3号炉については約3,574ℓ、4号炉については約4,468ℓのガソリンが必要となる。</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</p>	<p>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。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>【大飯、高浜】 設計の相違</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>【大飯、高浜】 設計の相違</p> <p>・貯油槽容量の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違</p> <p>・泊は軽油のみを使用する</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>これらを合計して約20,214kℓ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>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 2. 2. 22)</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及びその他負荷として約 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) にて供給可能である。</p> <p>(添付資料7.1.2.20)</p>	<p>リンは、これらを合計して約11,056ℓ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>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 1,200kW 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2.2.24)</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 4,485kW 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、必要負荷に対する電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所への電源供給を行う電源車（緊急時対策所用）についても、必要負荷に対する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 2. 3. 1. 1)</p>	<p>【大阪、高浜】 設備名称の相違 【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>【女川】 記載方針の相違 ・泊では各設備の設計方針は SA まとめ資料で説明しており改めて有効性評価には記載しない方針 ・緊急所の電源:SA61 条にて緊急時対策所用発電機 1 台で電源供給可能な容量を有すること ・蓄電池の容量:SA57 条にて蓄電池（非常用）は負荷の切り離しを行うことにより 8 時間にわたり電力の供給が可能な設計であり後備蓄電池と組み合わせることで 24 時間にわたり電力の供給を行うことが可能な設計であること</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）

7.1.2 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>2.2.5 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、RCP シール部からの1次冷却材の漏えい等により1次冷却系保有水量の減少が継続し、炉心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」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水並びに充てんポンプによる炉心注水、長期対策として格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却、高圧注入系による高圧代替再循環並びに補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備している。</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「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」及びRCPシールLOCAが発生しない「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」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、運転員等操作によるタービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた2次冷却系強制冷却並びに恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を実施することにより、炉心が露出</p>	<p>7.1.2.5 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、RCP シール部からの1次冷却材の漏えい等により1次系保有水量の減少が継続し、炉心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」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次系強制冷却、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水並びに充てんポンプによる炉心注水、長期対策として格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却、高圧注入系による高圧再循環並びに補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備している。</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「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」及びRCPシールLOCAが発生しない「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」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、運転員等操作によるタービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた2次系強制冷却並びに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により、炉心が</p>	<p>2.2.5 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、RCP シール部からの1次冷却材の漏えい等により1次系保有水量の減少が継続し、炉心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」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次系強制冷却、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水並びに充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水、長期対策として格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却、高圧注入系及び低圧注入系による再循環並びに補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備している。</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「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」及びRCPシールLOCAが発生しない「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」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、運転員等操作によるタービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた2次系強制冷却並びに恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を実施することにより、炉心が露出</p>	<p>2.3.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期TB）」では、外部電源及び全ての非常用ディーゼル発電機等の喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池が枯渇して原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心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（長期TB）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系等による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段並びに原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による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（長期TB）」の重要事故シーケンス「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗（蓄電池枯渇後RCIC停止）」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、蓄電池の容量増強に伴う原子炉隔離時冷却系の長時間運転、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による</p>	<p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【高浜】 設計の相違</p> <p>・差異理由は前述どおり（3ページ参照）</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</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）

7.1.2 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>ることはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定停止状態を維持できる。</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>重大事故等対策時に必要な要員は、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、代替炉心注水等の炉心損傷防止対策は、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>露出することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定停止状態を維持できる。</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>発電所災害対策要員は、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、代替炉心注水等の炉心損傷防止対策は、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>することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定停止状態を維持できる。</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>重大事故等対策時に必要な要員は、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、代替炉心注水等の炉心損傷防止対策は、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>原子炉注水、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧並びに原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員、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、原子炉隔離時冷却系等による原子炉注水、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、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（長期 TB）」に対して有効である。</p>	<p>【大飯、高浜】 要員名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・泊では文章内で重 護する表現のため記 載してない（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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

第2.2.1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（1/7）

種別及び種別	内容	対策	対策の相違	対策の相違
4. 全交流動力電源喪失時の炉内冷却システム	<ul style="list-style-type: none"> 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 	<ul style="list-style-type: none"> 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 	<ul style="list-style-type: none"> 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 	<ul style="list-style-type: none"> 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。

【1】は有効性評価上相違しない重大事故等対策設備

泊発電所3号炉

第2.2.1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（1/7）

種別及び種別	内容	対策	対策の相違	対策の相違
4. 全交流動力電源喪失時の炉内冷却システム	<ul style="list-style-type: none"> 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 	<ul style="list-style-type: none"> 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 	<ul style="list-style-type: none"> 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 	<ul style="list-style-type: none"> 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。

【1】は有効性評価上相違しない重大事故等対策設備

高浜発電所3/4号炉

第2.2.1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（1/7）

種別及び種別	内容	対策	対策の相違	対策の相違
4. 全交流動力電源喪失時の炉内冷却システム	<ul style="list-style-type: none"> 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 	<ul style="list-style-type: none"> 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 	<ul style="list-style-type: none"> 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 	<ul style="list-style-type: none"> 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。

【1】は有効性評価上相違しない重大事故等対策設備

女川原子力発電所2号炉

第2.2.1表 「全交流動力電源喪失（長期工B）」の重大事故等対策について（1/2）

種別及び種別	内容	対策	対策の相違	対策の相違
4. 全交流動力電源喪失時の炉内冷却システム	<ul style="list-style-type: none"> 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 	<ul style="list-style-type: none"> 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 	<ul style="list-style-type: none"> 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 	<ul style="list-style-type: none"> 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。 炉内冷却システムの稼働は、炉内冷却システムの稼働を前提として行われる。

【1】は有効性評価上相違しない重大事故等対策設備

差異の説明

【大阪、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

【大阪、高浜】
 記載方針の相違
 ・「a. 全交流動力電源喪失及びプラントトリップの確認」の手順では、泊は蓄電池（非常用）による給電確認を明確化（伊方と同様）

・「c. 早期の電源回復不能判断及び対応」の手順の「加圧器連がし弁の準備」は、2次系強制冷却が実施できない場合を想定したものであり、この準備操作は格納器過温破損シナリオで実施するため、泊は本事象では記載しない

7.1.2 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）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明																																																																
<p>第 2.2.1.1 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(2/7)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>手続</th> <th>要約</th> <th>対策設備</th> <th>相違設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>4. 1次冷却系圧力低下の抑制</td> <td>・ 加圧器水位及び圧力の低下、原子炉冷却系圧力及び流量の低下、熱交換器ヤブ及び冷却器ヤブからの上昇等により、1次冷却系圧力低下の抑制を行う。</td> <td>・ 加圧器水位・圧力の低下、原子炉冷却系圧力・流量の低下、熱交換器ヤブ・熱交換器ヤブからの上昇等により、1次冷却系圧力低下の抑制を行う。</td> <td>・ 加圧器水位・圧力の低下、原子炉冷却系圧力・流量の低下、熱交換器ヤブ・熱交換器ヤブからの上昇等により、1次冷却系圧力低下の抑制を行う。</td> </tr> <tr> <td>5. 冷却系圧力低下の抑制</td> <td>・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。</td> <td>・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。</td> <td>・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。</td> </tr> <tr> <td>6. 冷却系圧力低下の抑制</td> <td>・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。</td> <td>・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。</td> <td>・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。</td> </tr> </tbody> </table>	手続	要約	対策設備	相違設備	4. 1次冷却系圧力低下の抑制	・ 加圧器水位及び圧力の低下、原子炉冷却系圧力及び流量の低下、熱交換器ヤブ及び冷却器ヤブからの上昇等により、1次冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 加圧器水位・圧力の低下、原子炉冷却系圧力・流量の低下、熱交換器ヤブ・熱交換器ヤブからの上昇等により、1次冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 加圧器水位・圧力の低下、原子炉冷却系圧力・流量の低下、熱交換器ヤブ・熱交換器ヤブからの上昇等により、1次冷却系圧力低下の抑制を行う。	5. 冷却系圧力低下の抑制	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	6. 冷却系圧力低下の抑制	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	<p>第 2.2.1.1 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(2/7)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>手続</th> <th>要約</th> <th>対策設備</th> <th>相違設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>4. 1次冷却系圧力低下の抑制</td> <td>・ 加圧器水位・圧力の低下、原子炉冷却系圧力・流量の低下、熱交換器ヤブ・熱交換器ヤブからの上昇等により、1次冷却系圧力低下の抑制を行う。</td> <td>・ 加圧器水位・圧力の低下、原子炉冷却系圧力・流量の低下、熱交換器ヤブ・熱交換器ヤブからの上昇等により、1次冷却系圧力低下の抑制を行う。</td> <td>・ 加圧器水位・圧力の低下、原子炉冷却系圧力・流量の低下、熱交換器ヤブ・熱交換器ヤブからの上昇等により、1次冷却系圧力低下の抑制を行う。</td> </tr> <tr> <td>5. 冷却系圧力低下の抑制</td> <td>・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。</td> <td>・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。</td> <td>・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。</td> </tr> <tr> <td>6. 冷却系圧力低下の抑制</td> <td>・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。</td> <td>・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。</td> <td>・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。</td> </tr> </tbody> </table>	手続	要約	対策設備	相違設備	4. 1次冷却系圧力低下の抑制	・ 加圧器水位・圧力の低下、原子炉冷却系圧力・流量の低下、熱交換器ヤブ・熱交換器ヤブからの上昇等により、1次冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 加圧器水位・圧力の低下、原子炉冷却系圧力・流量の低下、熱交換器ヤブ・熱交換器ヤブからの上昇等により、1次冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 加圧器水位・圧力の低下、原子炉冷却系圧力・流量の低下、熱交換器ヤブ・熱交換器ヤブからの上昇等により、1次冷却系圧力低下の抑制を行う。	5. 冷却系圧力低下の抑制	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	6. 冷却系圧力低下の抑制	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	<p>第 2.2.1.1 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(2/7)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>手続</th> <th>要約</th> <th>対策設備</th> <th>相違設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>4. 1次冷却系圧力低下の抑制</td> <td>・ 加圧器水位・圧力の低下、原子炉冷却系圧力・流量の低下、熱交換器ヤブ・熱交換器ヤブからの上昇等により、1次冷却系圧力低下の抑制を行う。</td> <td>・ 加圧器水位・圧力の低下、原子炉冷却系圧力・流量の低下、熱交換器ヤブ・熱交換器ヤブからの上昇等により、1次冷却系圧力低下の抑制を行う。</td> <td>・ 加圧器水位・圧力の低下、原子炉冷却系圧力・流量の低下、熱交換器ヤブ・熱交換器ヤブからの上昇等により、1次冷却系圧力低下の抑制を行う。</td> </tr> <tr> <td>5. 冷却系圧力低下の抑制</td> <td>・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。</td> <td>・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。</td> <td>・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。</td> </tr> <tr> <td>6. 冷却系圧力低下の抑制</td> <td>・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。</td> <td>・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。</td> <td>・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。</td> </tr> </tbody> </table>	手続	要約	対策設備	相違設備	4. 1次冷却系圧力低下の抑制	・ 加圧器水位・圧力の低下、原子炉冷却系圧力・流量の低下、熱交換器ヤブ・熱交換器ヤブからの上昇等により、1次冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 加圧器水位・圧力の低下、原子炉冷却系圧力・流量の低下、熱交換器ヤブ・熱交換器ヤブからの上昇等により、1次冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 加圧器水位・圧力の低下、原子炉冷却系圧力・流量の低下、熱交換器ヤブ・熱交換器ヤブからの上昇等により、1次冷却系圧力低下の抑制を行う。	5. 冷却系圧力低下の抑制	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	6. 冷却系圧力低下の抑制	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	<p>第 2.3.1.1 表 「全交流動力電源喪失(長期I B)」の重大事故等対策について(2/2)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>手続</th> <th>要約</th> <th>対策設備</th> <th>相違設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1. 冷却系圧力低下の抑制</td> <td>・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。</td> <td>・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。</td> <td>・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。</td> </tr> <tr> <td>2. 冷却系圧力低下の抑制</td> <td>・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。</td> <td>・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。</td> <td>・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。</td> </tr> <tr> <td>3. 冷却系圧力低下の抑制</td> <td>・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。</td> <td>・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。</td> <td>・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。</td> </tr> </tbody> </table>	手続	要約	対策設備	相違設備	1. 冷却系圧力低下の抑制	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	2. 冷却系圧力低下の抑制	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	3. 冷却系圧力低下の抑制	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	<p>【大阪、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>
手続	要約	対策設備	相違設備																																																																	
4. 1次冷却系圧力低下の抑制	・ 加圧器水位及び圧力の低下、原子炉冷却系圧力及び流量の低下、熱交換器ヤブ及び冷却器ヤブからの上昇等により、1次冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 加圧器水位・圧力の低下、原子炉冷却系圧力・流量の低下、熱交換器ヤブ・熱交換器ヤブからの上昇等により、1次冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 加圧器水位・圧力の低下、原子炉冷却系圧力・流量の低下、熱交換器ヤブ・熱交換器ヤブからの上昇等により、1次冷却系圧力低下の抑制を行う。																																																																	
5. 冷却系圧力低下の抑制	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。																																																																	
6. 冷却系圧力低下の抑制	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。																																																																	
手続	要約	対策設備	相違設備																																																																	
4. 1次冷却系圧力低下の抑制	・ 加圧器水位・圧力の低下、原子炉冷却系圧力・流量の低下、熱交換器ヤブ・熱交換器ヤブからの上昇等により、1次冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 加圧器水位・圧力の低下、原子炉冷却系圧力・流量の低下、熱交換器ヤブ・熱交換器ヤブからの上昇等により、1次冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 加圧器水位・圧力の低下、原子炉冷却系圧力・流量の低下、熱交換器ヤブ・熱交換器ヤブからの上昇等により、1次冷却系圧力低下の抑制を行う。																																																																	
5. 冷却系圧力低下の抑制	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。																																																																	
6. 冷却系圧力低下の抑制	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。																																																																	
手続	要約	対策設備	相違設備																																																																	
4. 1次冷却系圧力低下の抑制	・ 加圧器水位・圧力の低下、原子炉冷却系圧力・流量の低下、熱交換器ヤブ・熱交換器ヤブからの上昇等により、1次冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 加圧器水位・圧力の低下、原子炉冷却系圧力・流量の低下、熱交換器ヤブ・熱交換器ヤブからの上昇等により、1次冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 加圧器水位・圧力の低下、原子炉冷却系圧力・流量の低下、熱交換器ヤブ・熱交換器ヤブからの上昇等により、1次冷却系圧力低下の抑制を行う。																																																																	
5. 冷却系圧力低下の抑制	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。																																																																	
6. 冷却系圧力低下の抑制	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。																																																																	
手続	要約	対策設備	相違設備																																																																	
1. 冷却系圧力低下の抑制	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。																																																																	
2. 冷却系圧力低下の抑制	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。																																																																	
3. 冷却系圧力低下の抑制	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。	・ 冷却系圧力低下の抑制は、冷却系圧力低下の抑制を行う。																																																																	

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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

第 2.2.1 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（4/7）

制御及び操作	手順	重大事故等対策設備	
		常設設備	計装設備
j. アニユラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動	・アニユラス部の本器循環防止及び駆抜け感測対策として、現場でアニユラス空気浄化系ダンパの代替空気供給（運転ポンプ稼働）を行い、アニユラス空気浄化系を起動する。 ・中央制御室非常用循環系を起動し、現場で中央制御室非常用循環系ダンパの閉鎖を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。	アニユラス空気浄化ファン アニユラス空気浄化フィルタ 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環系ダンパ 中央制御室非常用循環系ポンプ 中央制御室非常用循環系フィルター コントクト 空冷式非常用発電機 燃料油貯蔵タンク 燃料油タンク出口弁	運転ポンプ (代替制御用空気供給用) タンクローリー
k. 蓄圧タンク出口弁閉鎖	・1次冷却材圧力指示が 1.7MPa[gage] (1次冷却材高圧側温度 (広域) 計指示 208℃) になれば、その状態を維持し、空冷式非常用発電機により電源が供給されることを確認し、蓄圧タンク出口弁を閉鎖する。	蓄圧タンク出口弁	1次冷却材圧力 1次冷却材高圧側温度 (広域) 1次冷却材高圧側温度 (広域)

【 】 は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備

第 7.1.2.1 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（4/7）

制御及び操作	手順	重大事故等対策設備	
		常設設備	計装設備
j. アニユラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動	・アニユラス部の本器循環防止及び駆抜け感測対策として、現場でアニユラス空気浄化系の空気浄化ダンパの代替空気供給（運転ポンプ稼働）及びダンパへの手動閉鎖動作を行い、B-アニユラス空気浄化ファンを起動する。 ・中央制御室非常用循環系を起動し、現場で中央制御室非常用循環系ダンパの閉鎖を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。	B-アニユラス空気浄化ファン B-アニユラス空気浄化フィルタ ユニタ 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環系ユニット 中央制御室非常用循環系ダンパ 中央制御室非常用循環系フィルター ネット 代替非常用発電機 アイゼン発電機燃料油タンク	アニユラス各部体幹用可搬型空気ガスボンベ 可搬型タンクローリー
k. 蓄圧タンク出口弁閉鎖	・1次冷却材圧力 (広域) 指示が 1.7MPa[gage] (1次冷却材高圧側温度 (広域) 計指示 208℃) になれば、その状態を維持し、代替非常用発電機により電源が供給されることを確認し、蓄圧タンク出口弁を閉鎖する。	蓄圧タンク出口弁	1次冷却材圧力 (広域) 1次冷却材高圧側温度 (広域) 1次冷却材高圧側温度 (広域)

【 】 は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備

第 2.2.1.1 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（4/7）

制御及び操作	手順	重大事故等対策設備	
		常設設備	計装設備
j. アニユラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動	・アニユラス部の本器循環防止及び駆抜け感測対策として、現場でアニユラス空気浄化系ダンパの代替空気供給（運転ポンプ稼働）を行い、アニユラス空気浄化ファンを起動する。 ・中央制御室非常用循環系を起動し、現場で中央制御室非常用循環系ダンパの閉鎖を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。	アニユラス空気浄化ファン アニユラス空気浄化フィルタ 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環系ユニット 中央制御室非常用循環系ダンパ 中央制御室非常用循環系ポンプ 中央制御室非常用循環系フィルター ネット 空冷式非常用発電機 燃料油貯蔵タンク	運転ポンプ (アニユラス浄化系非常用) タンクローリー
k. 蓄圧タンク出口弁閉鎖	・1次冷却材圧力指示が 1.7MPa[gage] (1次冷却材高圧側温度 (広域) 計指示 208℃) になれば、その状態を維持し、空冷式非常用発電機により電源が供給されることを確認し、蓄圧タンク出口弁を閉鎖する。	蓄圧タンク出口弁	1次冷却材圧力 1次冷却材高圧側温度 (広域) 1次冷却材高圧側温度 (広域)

【 】 は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備

女川原子力発電所2号炉

差異の説明

【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
 【大飯、高浜】
 手順の相違
 ・「j. アニユラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動」の手順では、泊はアニユラス空気浄化ファンの起動のためダンパの手動閉鎖が必要

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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

第 2.2.1.1 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（6/7）

対策及び備考	時期	重大事故等対策設備	
		冷却設備	昇降設備
a. 蒸気発生炉内自然冷却設備の運転及び高圧代替再循環運転 ・ B 炉内圧力(4.5 MPa)を監視し、低圧化を図る。低圧化が確認された場合は、B 炉内圧力(4.5 MPa)を監視し、低圧化を図る。低圧化が確認された場合は、B 炉内圧力(4.5 MPa)を監視し、低圧化を図る。	運転時	燃料供給用海水 燃料供給用海水 (降水処理用) 降降水処理用海水 降降水処理用海水 降降水処理用海水	燃料供給用海水 降降水処理用海水 (降水処理用) 降降水処理用海水 降降水処理用海水
b. 蒸気発生炉 2 次側における中心弁閉鎖の検出	運転時	蒸気発生炉 2 次側における中心弁閉鎖の検出	降降水処理用海水 降降水処理用海水 (降水処理用) 降降水処理用海水

【1】は有効性評価上補償しない重大事故等対策設備

第 7.1.2.1 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（6/7）

対策及び備考	時期	重大事故等対策設備	
		冷却設備	昇降設備
a. 燃料供給炉内自然冷却設備の運転及び高圧代替再循環運転 ・ B 炉内圧力(4.5 MPa)を監視し、低圧化を図る。低圧化が確認された場合は、B 炉内圧力(4.5 MPa)を監視し、低圧化を図る。	運転時	燃料供給用海水 燃料供給用海水 (降水処理用) 降降水処理用海水 降降水処理用海水	燃料供給用海水 降降水処理用海水 (降水処理用) 降降水処理用海水
b. 蒸気発生炉 2 次側における中心弁閉鎖の検出	運転時	蒸気発生炉 2 次側における中心弁閉鎖の検出	降降水処理用海水 降降水処理用海水 (降水処理用) 降降水処理用海水

【1】は有効性評価上補償しない重大事故等対策設備

高浜発電所3/4号炉

第 2.2.1.1 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（6/7）

対策及び備考	時期	重大事故等対策設備	
		冷却設備	昇降設備
a. 燃料供給炉内自然冷却設備の運転及び高圧代替再循環運転 ・ B 炉内圧力(4.5 MPa)を監視し、低圧化を図る。低圧化が確認された場合は、B 炉内圧力(4.5 MPa)を監視し、低圧化を図る。	運転時	燃料供給用海水 燃料供給用海水 (降水処理用) 降降水処理用海水 降降水処理用海水	燃料供給用海水 降降水処理用海水 (降水処理用) 降降水処理用海水
b. 蒸気発生炉 2 次側における中心弁閉鎖の検出	運転時	蒸気発生炉 2 次側における中心弁閉鎖の検出	降降水処理用海水 降降水処理用海水 (降水処理用) 降降水処理用海水

【1】は有効性評価上補償しない重大事故等対策設備

女川原子力発電所2号炉

差異の説明

【大坂、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
 【高浜】
 設計の相違
 ・「n. 格納容器内自然対流冷却及び高圧再循環運転」では、泊は非ブースティングプラントであり高圧再循環には余熱除去系が不要であるため低圧代替再循環が不要（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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明																																							
<p>第 2.2.1 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（7 / 7）</p> <table border="1" data-bbox="302 247 414 1093"> <thead> <tr> <th rowspan="2">判断及び操作</th> <th rowspan="2">手順</th> <th colspan="3">重大事故等対策設備</th> </tr> <tr> <th>常設設備</th> <th>可搬設備</th> <th>非常設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>p. 原子炉補機冷却水系の復旧作業</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 緊急安全対策重要器具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アーターによる対応を行うこと等、原子炉補機冷却水系の復旧を図る。 </td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table> <p>【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備</p>	判断及び操作	手順	重大事故等対策設備			常設設備	可搬設備	非常設備	p. 原子炉補機冷却水系の復旧作業	<ul style="list-style-type: none"> 緊急安全対策重要器具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アーターによる対応を行うこと等、原子炉補機冷却水系の復旧を図る。 	-	-	-	<p>第 7.1.2.1 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（7 / 7）</p> <table border="1" data-bbox="761 231 884 1093"> <thead> <tr> <th rowspan="2">判断及び操作</th> <th rowspan="2">手順</th> <th colspan="3">重大事故等対策設備</th> </tr> <tr> <th>常設設備</th> <th>可搬設備</th> <th>非常設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>p. 原子炉補機冷却水系の復旧作業</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 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アーターによる対応を行うこと等、原子炉補機冷却水系の復旧を図る。 </td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table> <p>【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備</p>	判断及び操作	手順	重大事故等対策設備			常設設備	可搬設備	非常設備	p. 原子炉補機冷却水系の復旧作業	<ul style="list-style-type: none"> 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アーターによる対応を行うこと等、原子炉補機冷却水系の復旧を図る。 	-	-	-	<p>第 2.2.1.1 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（7 / 7）</p> <table border="1" data-bbox="1243 239 1355 1093"> <thead> <tr> <th rowspan="2">判断及び操作</th> <th rowspan="2">手順</th> <th colspan="3">重大事故等対策設備</th> </tr> <tr> <th>常設設備</th> <th>可搬設備</th> <th>非常設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>p. 原子炉補機冷却水系の復旧作業</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 作業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アーターによる対応を行うこと等、原子炉補機冷却水系の復旧を図る。 </td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table> <p>【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備</p>	判断及び操作	手順	重大事故等対策設備			常設設備	可搬設備	非常設備	p. 原子炉補機冷却水系の復旧作業	<ul style="list-style-type: none"> 作業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アーターによる対応を行うこと等、原子炉補機冷却水系の復旧を図る。 	-	-	-	<p>【大阪、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>【大阪、高浜】 記載方針の相違 ・「p. 原子炉補機冷却系の復旧作業」の手順については、機能喪失要因に基づいて復旧の作業時間を考慮した上で復旧作業を実施するため、主語を明確化している</p>	
判断及び操作			手順	重大事故等対策設備																																							
	常設設備	可搬設備		非常設備																																							
p. 原子炉補機冷却水系の復旧作業	<ul style="list-style-type: none"> 緊急安全対策重要器具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アーターによる対応を行うこと等、原子炉補機冷却水系の復旧を図る。 	-	-	-																																							
判断及び操作	手順	重大事故等対策設備																																									
		常設設備	可搬設備	非常設備																																							
p. 原子炉補機冷却水系の復旧作業	<ul style="list-style-type: none"> 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アーターによる対応を行うこと等、原子炉補機冷却水系の復旧を図る。 	-	-	-																																							
判断及び操作	手順	重大事故等対策設備																																									
		常設設備	可搬設備	非常設備																																							
p. 原子炉補機冷却水系の復旧作業	<ul style="list-style-type: none"> 作業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アーターによる対応を行うこと等、原子炉補機冷却水系の復旧を図る。 	-	-	-																																							

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

第 2.2.2 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
 (外部電源喪失+非常用内交直電機喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールドLOCA) (2/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原因事象	外部電源喪失	外部電源喪失が発生するものとして設定。
安全機能の喪失に対する仮定	非常用内交直電機喪失 原子炉補機冷却機能喪失	非常用内交直電機が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設定。
外部電源	外部電源なし	電源喪失として、高圧電源が喪失するものとしている。
RCPシールドからの漏えい率（初期）	約 100g/h (1.0kg/day) (1.0kg/day) 約 1.4kg (約 0.01g/s) (1.4kg/day)	初期の圧力において、約 100g/h (1.0kg/day) の設計漏えい率を想定し、約 1.4kg (約 0.01g/s) の設計漏えい率を想定して設定。
原子炉トリップ信号	1. 低冷却ポンジ圧降下検出 (定数値の 92%)、応答時間 0.5 秒 2. 低冷却ポンジ圧降下検出 (定数値の 92%)、応答時間 0.5 秒	WCAP-15003 における最大の漏えい率の値として設定。 トリップ設定値に許容誤差を考慮した仮定の値として、原子炉トリップ検出を決定。抽出流量や原子炉冷却ポンジの動作時間から、原子炉トリップ検出を決定。抽出流量や原子炉冷却ポンジの動作時間から、原子炉トリップ検出を決定。
タービン駆動補助水ポンジ	事業年度の 60 秒後に注水開始	タービンの駆動補助水ポンジの動作時間は、原子炉トリップ発生から、原子炉トリップ発生後 60 秒後に注水開始と仮定して設定。
主蒸気減圧弁容量	200m ³ /h (蒸気発生器 4 基合計) 定額主蒸気発生器 (4-ループ当たり) の 10% (1.0kg/day)	タービンの駆動補助水ポンジの動作時間は、原子炉トリップ発生から、原子炉トリップ発生後 60 秒後に注水開始と仮定して設定。
蓄圧タンク保持圧力	4.03MPa (abs) (最低保持圧力)	タービンの駆動補助水ポンジの動作時間は、原子炉トリップ発生から、原子炉トリップ発生後 60 秒後に注水開始と仮定して設定。
蓄圧タンク保有水量	25.0m ³ (最低保有水量)	タービンの駆動補助水ポンジの動作時間は、原子炉トリップ発生から、原子炉トリップ発生後 60 秒後に注水開始と仮定して設定。
加圧代替系圧力	0.7MPa (abs) (最低保持圧力)	タービンの駆動補助水ポンジの動作時間は、原子炉トリップ発生から、原子炉トリップ発生後 60 秒後に注水開始と仮定して設定。
ポンジの原子炉への注水流量	30m ³ /h	タービンの駆動補助水ポンジの動作時間は、原子炉トリップ発生から、原子炉トリップ発生後 60 秒後に注水開始と仮定して設定。

第 7.1.2.2 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
 (外部電源喪失+非常用内交直電機喪失+原子炉補機冷却機能の喪失及び RCPシールドLOCA) (2/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原因事象	外部電源喪失	外部電源喪失が発生するものとして設定。
安全機能の喪失に対する仮定	非常用内交直電機喪失 原子炉補機冷却機能喪失	非常用内交直電機が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設定。
外部電源	外部電源なし	電源喪失として、高圧電源が喪失するものとしている。
RCPシールドからの漏えい率（初期）	約 100g/h (1.0kg/day) (1.0kg/day) 約 1.4kg (約 0.01g/s) (1.4kg/day)	初期の圧力において、約 100g/h (1.0kg/day) の設計漏えい率を想定し、約 1.4kg (約 0.01g/s) の設計漏えい率を想定して設定。
原子炉トリップ信号	1. 低冷却ポンジ圧降下検出 (定数値の 92%)、応答時間 0.5 秒 2. 低冷却ポンジ圧降下検出 (定数値の 92%)、応答時間 0.5 秒	WCAP-15003 における最大の漏えい率の値として設定。 トリップ設定値に許容誤差を考慮した仮定の値として、原子炉トリップ検出を決定。抽出流量や原子炉冷却ポンジの動作時間から、原子炉トリップ検出を決定。
タービン駆動補助水ポンジ	事業年度の 60 秒後に注水開始	タービンの駆動補助水ポンジの動作時間は、原子炉トリップ発生から、原子炉トリップ発生後 60 秒後に注水開始と仮定して設定。
主蒸気減圧弁容量	200m ³ /h (蒸気発生器 4 基合計) 定額主蒸気発生器 (4-ループ当たり) の 10% (1.0kg/day)	タービンの駆動補助水ポンジの動作時間は、原子炉トリップ発生から、原子炉トリップ発生後 60 秒後に注水開始と仮定して設定。
蓄圧タンク保持圧力	4.03MPa (abs) (最低保持圧力)	タービンの駆動補助水ポンジの動作時間は、原子炉トリップ発生から、原子炉トリップ発生後 60 秒後に注水開始と仮定して設定。
蓄圧タンク保有水量	25.0m ³ (最低保有水量)	タービンの駆動補助水ポンジの動作時間は、原子炉トリップ発生から、原子炉トリップ発生後 60 秒後に注水開始と仮定して設定。
加圧代替系圧力	0.7MPa (abs) (最低保持圧力)	タービンの駆動補助水ポンジの動作時間は、原子炉トリップ発生から、原子炉トリップ発生後 60 秒後に注水開始と仮定して設定。
ポンジの原子炉への注水流量	30m ³ /h	タービンの駆動補助水ポンジの動作時間は、原子炉トリップ発生から、原子炉トリップ発生後 60 秒後に注水開始と仮定して設定。

第 2.2.1 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
 (外部電源喪失+非常用内交直電機喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールドLOCA) (2/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原因事象	外部電源喪失	外部電源喪失が発生するものとして設定。
安全機能の喪失に対する仮定	非常用内交直電機喪失 原子炉補機冷却機能喪失	非常用内交直電機が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設定。
外部電源	外部電源なし	電源喪失として、高圧電源が喪失するものとしている。
RCPシールドからの漏えい率（初期）	約 100g/h (1.0kg/day) (1.0kg/day) 約 1.4kg (約 0.01g/s) (1.4kg/day)	初期の圧力において、約 100g/h (1.0kg/day) の設計漏えい率を想定し、約 1.4kg (約 0.01g/s) の設計漏えい率を想定して設定。
原子炉トリップ信号	1. 低冷却ポンジ圧降下検出 (定数値の 92%)、応答時間 0.5 秒 2. 低冷却ポンジ圧降下検出 (定数値の 92%)、応答時間 0.5 秒	WCAP-15003 における最大の漏えい率の値として設定。 トリップ設定値に許容誤差を考慮した仮定の値として、原子炉トリップ検出を決定。抽出流量や原子炉冷却ポンジの動作時間から、原子炉トリップ検出を決定。
タービン駆動補助水ポンジ	事業年度の 60 秒後に注水開始	タービンの駆動補助水ポンジの動作時間は、原子炉トリップ発生から、原子炉トリップ発生後 60 秒後に注水開始と仮定して設定。
主蒸気減圧弁容量	200m ³ /h (蒸気発生器 4 基合計) 定額主蒸気発生器 (4-ループ当たり) の 10% (1.0kg/day)	タービンの駆動補助水ポンジの動作時間は、原子炉トリップ発生から、原子炉トリップ発生後 60 秒後に注水開始と仮定して設定。
蓄圧タンク保持圧力	4.03MPa (abs) (最低保持圧力)	タービンの駆動補助水ポンジの動作時間は、原子炉トリップ発生から、原子炉トリップ発生後 60 秒後に注水開始と仮定して設定。
蓄圧タンク保有水量	25.0m ³ (最低保有水量)	タービンの駆動補助水ポンジの動作時間は、原子炉トリップ発生から、原子炉トリップ発生後 60 秒後に注水開始と仮定して設定。
加圧代替系圧力	0.7MPa (abs) (最低保持圧力)	タービンの駆動補助水ポンジの動作時間は、原子炉トリップ発生から、原子炉トリップ発生後 60 秒後に注水開始と仮定して設定。
ポンジの原子炉への注水流量	30m ³ /h	タービンの駆動補助水ポンジの動作時間は、原子炉トリップ発生から、原子炉トリップ発生後 60 秒後に注水開始と仮定して設定。

【大飯、高浜】
 設計の相違
 ・泊は個別解析であり、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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

第 2.2.2 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
 (外部電源喪失+非常用内交流電源喪失+原子炉隔離冷却機能喪失+RCPPシールドLOCA) (3/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
2号炉冷却炉閉鎖時 (主蒸気発生が7号炉)	事象発生から30分後	運転員等検出時間として、事象発生後の検出及び判別は10分、主蒸気発生し時の発出時間中に20分を想定して設定。
1次冷却炉温度、圧力の検出	1次冷却炉温度 208℃ (約1700kPa)到達時 及び 1次冷却炉温度 170℃ (約1070kPa)到達時	208℃については、高気圧発生時2号炉冷却炉による1次冷却炉の自然循環を期待するおそれがある運轉の悪化を防止するため、運転員等検出時間として、1次冷却炉温度170℃の検出を考慮して設定。また、170℃については、高気圧発生への切り替えを主考慮して設定。
運転タンク出口閉鎖	1次冷却炉圧力約1.7MPa(gage)到達 及び代替交流電源喪失(40分)の10分後	運転員等検出時間として、運転タンク出口閉鎖の検出後である代替交流電源喪失の検出及び判別は10分を想定して設定。
2号炉冷却炉閉鎖時 (主蒸気発生が7号炉)	運転タンク出口閉鎖から10分後	運転員等検出時間として、主蒸気発生し時の運転員等検出に10分を想定して設定。
補助給水設備の調整	高気圧発生警報発生後	運転員操作として高気圧発生警報発生後以内に維持するよう設定。
相設低圧配管圧力水ポンプ起動	1次冷却炉圧力0.7MPa(gage)到達時	運転員等による代替給水は水循環を改善するに当たっては、安全を考慮した地点として、安全設備に考慮し、1次の0.7MPa(gage)到達後に注水を実施するものとして設定。

第7.1.1.2.2表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
 (外部電源喪失+非常用内交流電源発生時+原子炉隔離冷却機能の喪失及び
 RCPPシールドLOCAが発生する事故) (3/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
2号炉冷却炉閉鎖時 (主蒸気発生が7号炉)	事象発生から30分後	運転員等検出時間として、事象発生後の検出及び判別は10分、主蒸気発生し時の運転員等検出に20分を想定して設定。
1次冷却炉温度、圧力の検出	1次冷却炉温度 208℃ (約1700kPa)到達時 及び 1次冷却炉温度 170℃ (約1070kPa)到達時	208℃については、高気圧発生時2号炉冷却炉による1次冷却炉の自然循環を期待するおそれがある運轉の悪化を防止するため、運転員等検出時間として、1次冷却炉温度170℃の検出を考慮して設定。また、170℃については、高気圧発生への切り替えを主考慮して設定。
運転タンク出口閉鎖	1次冷却炉圧力約1.7MPa(gage)到達 及び代替交流電源喪失(40分)の10分後	運転員等検出時間として、運転タンク出口閉鎖の検出後である代替交流電源喪失の検出及び判別は10分を想定して設定。
2号炉冷却炉閉鎖時 (主蒸気発生が7号炉)	運転タンク出口閉鎖から10分後	運転員等検出時間として、主蒸気発生し時の運転員等検出に10分を想定して設定。
補助給水設備の調整	高気圧発生警報発生後	運転員操作として高気圧発生警報発生後以内に維持するよう設定。
代替低圧配管スプレッドポンプ起動	1次冷却炉圧力0.7MPa(gage)到達時	運転員等による代替給水は水循環を改善するに当たっては、安全を考慮した地点として、安全設備に考慮し、1次の0.7MPa(gage)到達後に注水を実施するものとして設定。

緑字は条件設定が既述の記載から導き出されたものである

第 2.2.2.1 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
 (外部電源喪失+非常用内交流電源喪失+原子炉隔離冷却機能喪失+RCPPシールドLOCA) (3/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
2号炉冷却炉閉鎖時 (主蒸気発生が7号炉)	事象発生から30分後	運転員等検出時間として、事象発生後の検出及び判別は10分、主蒸気発生し時の発出時間中に20分を想定して設定。
1次冷却炉温度、圧力の検出	1次冷却炉温度 208℃ (約1.7MPa(gage))到達時 及び 1次冷却炉温度 170℃ (約0.7MPa(gage))到達時	208℃については、高気圧発生時2号炉冷却炉による1次冷却炉の自然循環を期待するおそれがある運轉の悪化を防止するため、運転員等検出時間として、1次冷却炉温度170℃の検出を考慮して設定。また、170℃については、高気圧発生への切り替えを主考慮して設定。
運転タンク出口閉鎖	1次冷却炉圧力約1.7MPa(gage)到達 及び代替交流電源喪失(40分)の10分後	運転員等検出時間として、運転タンク出口閉鎖の検出後である代替交流電源喪失の検出及び判別は10分を想定して設定。
2号炉冷却炉閉鎖時 (主蒸気発生が7号炉)	運転タンク出口閉鎖から10分後	運転員等検出時間として、主蒸気発生し時の運転員等検出に10分を想定して設定。
補助給水設備の調整	高気圧発生警報発生後	運転員操作として高気圧発生警報発生後以内に維持するよう設定。
相設低圧配管圧力水ポンプ起動	1次冷却炉圧力0.7MPa(gage)到達時	運転員等による代替給水は水循環を改善するに当たっては、安全を考慮した地点として、安全設備に考慮し、1次の0.7MPa(gage)到達後に注水を実施するものとして設定。

大阪発電所3 / 4号炉

泊発電所3号炉

高浜発電所3 / 4号炉

女川原子力発電所2号炉

差異の説明

【大阪、高浜】
 設計の相違
 ・泊は個別解析であり、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

【大阪、高浜】
 名称等の相違

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

第 2.2.3 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
 (外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補給冷却機能喪失) (1/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード 炉心出力 (初期)	M-RE-LAP.5	本報発表条件「クレーン」で想定する炉心出力は既述する通り、炉心出力の低下による影響を適切に算定するため、炉心出力は既述する通りと仮定する。
炉心出力 (初期)	100[MG,411MW]×1.02	本報発表条件「クレーン」で想定する炉心出力は既述する通り、炉心出力の低下による影響を適切に算定するため、炉心出力は既述する通りと仮定する。
1次冷却炉圧力 (初期)	15.41±0.21MPa[gage]	炉心出力が既述する通りである場合、1次冷却炉圧力は炉心出力に比例して変動する。1次冷却炉圧力は炉心出力に比例して変動する。
1次冷却炉平均温度 (初期)	307.1±2.2℃	炉心出力が既述する通りである場合、1次冷却炉平均温度は炉心出力に比例して変動する。1次冷却炉平均温度は炉心出力に比例して変動する。
炉心周縁部	FP:日本原子力発電所 アクチニド:ORIGEN2 (サイクル末期を規定)	炉心周縁部の炉心出力は炉心出力に比例して変動する。炉心周縁部の炉心出力は炉心出力に比例して変動する。
蒸気発生器 2次側冷却水量 (初期)	50t (1基当たり)	設計値として設定。

第 7.1.2.3 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
 (外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補給冷却機能喪失) (1/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	R-HI-M5	本報発表条件「クレーン」の仮定である炉心出力に比例する炉心出力を想定する。
炉心出力 (初期)	100% (2.652MW) × 1.02	炉心出力は既述する通りである場合、炉心出力は既述する通りと仮定する。
1次冷却炉圧力 (初期)	15.41±0.21MPa[gage]	炉心出力が既述する通りである場合、1次冷却炉圧力は炉心出力に比例して変動する。1次冷却炉圧力は炉心出力に比例して変動する。
1次冷却炉平均温度 (初期)	306.9°C±2.2°C	炉心出力が既述する通りである場合、1次冷却炉平均温度は炉心出力に比例して変動する。1次冷却炉平均温度は炉心出力に比例して変動する。
炉心周縁部	FP:日本原子力発電所 アクチニド:ORIGEN2 (サイクル末期を規定)	炉心周縁部の炉心出力は炉心出力に比例して変動する。炉心周縁部の炉心出力は炉心出力に比例して変動する。

第 2.2.2.2 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
 (外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補給冷却機能喪失) (1/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	M-RE-LAP.5	本報発表条件「クレーン」の仮定である炉心出力に比例する炉心出力を想定する。
炉心出力 (初期)	100% (2.652MW) × 1.02	炉心出力は既述する通りである場合、炉心出力は既述する通りと仮定する。
1次冷却炉圧力 (初期)	15.41±0.21MPa[gage]	炉心出力が既述する通りである場合、1次冷却炉圧力は炉心出力に比例して変動する。1次冷却炉圧力は炉心出力に比例して変動する。
1次冷却炉平均温度 (初期)	302.2±2.2℃	炉心出力が既述する通りである場合、1次冷却炉平均温度は炉心出力に比例して変動する。1次冷却炉平均温度は炉心出力に比例して変動する。
炉心周縁部	FP:日本原子力発電所 アクチニド:ORIGEN2 (サイクル末期を規定)	炉心周縁部の炉心出力は炉心出力に比例して変動する。炉心周縁部の炉心出力は炉心出力に比例して変動する。
蒸気発生器 2次側冷却水量 (初期)	48t (1基当たり)	設計値として設定。

高浜発電所3/4号炉

女川原子力発電所2号炉

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
炉心出力 (初期)	2,430MW	定常運転炉心出力として設定
炉心温度	315.4±10°F	定常運転炉心温度として設定
炉心入口サブクール度	約 27°C	熱交換器による設計
炉心圧力	約 127°C	熱交換器による設計
炉心圧力	約 127°C	熱交換器による設計
燃料	3 × 3燃料 (A型)	設計値として設定
最大出力	44,948kW	定常運転時の出力として設定
炉心停止後の熱電熱	約 1,000 - 1,100 MW (熱電熱 200MW)	炉心停止後の炉心出力を考慮して設定
炉心周縁部 (ライクウェル)	7,500W	炉心周縁部の設計として設定
炉心周縁部 (プレッショントラップ)	5,100W	炉心周縁部の設計として設定
炉心周縁部 (ライクウェル)	57°C	炉心周縁部の設計として設定
炉心周縁部 (プレッショントラップ)	57°C	炉心周縁部の設計として設定
炉心周縁部	57°C	炉心周縁部の設計として設定
炉心周縁部	57°C	炉心周縁部の設計として設定
炉心周縁部	57°C	炉心周縁部の設計として設定
炉心周縁部	57°C	炉心周縁部の設計として設定
炉心周縁部	57°C	炉心周縁部の設計として設定

第 2.3.1.2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期 T B)) (2/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
炉心出力 (初期)	2,430MW	定常運転炉心出力として設定
炉心温度	315.4±10°F	定常運転炉心温度として設定
炉心入口サブクール度	約 27°C	熱交換器による設計
炉心圧力	約 127°C	熱交換器による設計
炉心圧力	約 127°C	熱交換器による設計
燃料	3 × 3燃料 (A型)	設計値として設定
最大出力	44,948kW	定常運転時の出力として設定
炉心停止後の熱電熱	約 1,000 - 1,100 MW (熱電熱 200MW)	炉心停止後の炉心出力を考慮して設定
炉心周縁部 (ライクウェル)	7,500W	炉心周縁部の設計として設定
炉心周縁部 (プレッショントラップ)	5,100W	炉心周縁部の設計として設定
炉心周縁部 (ライクウェル)	57°C	炉心周縁部の設計として設定
炉心周縁部 (プレッショントラップ)	57°C	炉心周縁部の設計として設定
炉心周縁部	57°C	炉心周縁部の設計として設定
炉心周縁部	57°C	炉心周縁部の設計として設定
炉心周縁部	57°C	炉心周縁部の設計として設定
炉心周縁部	57°C	炉心周縁部の設計として設定
炉心周縁部	57°C	炉心周縁部の設計として設定

【大坂、高浜】
 設計の相違
 ・泊は個別解析であり、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

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 r.4.0

7.1.2 全交流動力電源喪失

第 2.2.3 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件

(外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補助給水機能喪失) (2/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起回事象	外部電源喪失	外部電源喪失が発生するものとして設定。
安全機能の喪失に対する設定	非常用所内交流電源喪失 原子炉補助給水機能喪失	非常用所内交流電源の喪失し、原子炉補助給水機能の喪失するものとして設定。
外部電源	外部電源なし	起回事象として、外部電源が喪失するものとしている。
RCブレイク発生からの減圧1年(初期)	約 4.8MPa (1.21MPa) (1分当たり) 約 3.5MPa (0.88MPa) (1分当たり) 約 0.5MPa (0.12MPa) (1分当たり) (事業発生直からの減圧(1分あたり))	WCAP-150000のうちローラーストップを考慮した減圧1年の値として設定。
原子炉トリップ信号	1次冷却材ポンプ回転数低下 (定常時の95%、応答時間1.0秒)	トリップ発生時にトリップ発生を考慮した減圧1年の値として設定。 トリップ発生時にトリップ発生を考慮した減圧1年の値として設定。 トリップ発生時にトリップ発生を考慮した減圧1年の値として設定。 トリップ発生時にトリップ発生を考慮した減圧1年の値として設定。
タービン補助給水ポンプ	事業発生時の60秒後に日本調停 200%/h (最大発生量4割合) 定常時10%/h (1期当たり)の 10% (1期当たり)	タービンの補助給水ポンプの作動時間は、発生直後とタービンの定常運転時に各各を考慮して設定。
主蒸気減圧弁の容量	1次冷却材ポンプ回転数低下 (定常時の95%、応答時間1.0秒)	タービンの補助給水ポンプの設計値 25000h/年から、5.0ニフロー後 5000hを仮定した値により設定。
原子炉タンク貯留圧力	1.03MPa (1.03MPa)	タービンの補助給水ポンプの設計値 25000h/年から、5.0ニフロー後 5000hを仮定した値により設定。
原子炉タンク貯留水量	3000m ³ (1.5割当たり)	タービンの補助給水ポンプの設計値 25000h/年から、5.0ニフロー後 5000hを仮定した値により設定。
減圧タンク貯留圧力	0.43MPa (0.43MPa)	タービンの補助給水ポンプの設計値 25000h/年から、5.0ニフロー後 5000hを仮定した値により設定。
減圧タンク貯留水量	0.43MPa (0.43MPa)	タービンの補助給水ポンプの設計値 25000h/年から、5.0ニフロー後 5000hを仮定した値により設定。

第 7.1.2.3 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件

(外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補助給水機能喪失) (2/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起回事象	外部電源喪失	外部電源喪失が発生するものとして設定。
安全機能の喪失に対する設定	非常用所内交流電源喪失 原子炉補助給水機能喪失	非常用所内交流電源の喪失し、原子炉補助給水機能の喪失するものとして設定。
外部電源	外部電源なし	起回事象として、外部電源が喪失するものとしている。
RCブレイク発生からの減圧1年(初期)	約 4.8MPa (1.21MPa) (1分当たり) 約 3.5MPa (0.88MPa) (1分当たり) 約 0.5MPa (0.12MPa) (1分当たり) (事業発生直からの減圧(1分あたり))	WCAP-150000のうちローラーストップを考慮した減圧1年の値として設定。
原子炉トリップ信号	1次冷却材ポンプ回転数低下 (定常時の95%、応答時間1.0秒)	トリップ発生時にトリップ発生を考慮した減圧1年の値として設定。 トリップ発生時にトリップ発生を考慮した減圧1年の値として設定。 トリップ発生時にトリップ発生を考慮した減圧1年の値として設定。
タービン補助給水ポンプ	事業発生時の60秒後に日本調停 200%/h (最大発生量4割合) 定常時10%/h (1期当たり)の 10% (1期当たり)	タービンの補助給水ポンプの作動時間は、発生直後とタービンの定常運転時に各各を考慮して設定。
主蒸気減圧弁の容量	1次冷却材ポンプ回転数低下 (定常時の95%、応答時間1.0秒)	タービンの補助給水ポンプの設計値 25000h/年から、5.0ニフロー後 5000hを仮定した値により設定。
原子炉タンク貯留圧力	1.03MPa (1.03MPa)	タービンの補助給水ポンプの設計値 25000h/年から、5.0ニフロー後 5000hを仮定した値により設定。
原子炉タンク貯留水量	3000m ³ (1.5割当たり)	タービンの補助給水ポンプの設計値 25000h/年から、5.0ニフロー後 5000hを仮定した値により設定。
減圧タンク貯留圧力	0.43MPa (0.43MPa)	タービンの補助給水ポンプの設計値 25000h/年から、5.0ニフロー後 5000hを仮定した値により設定。
減圧タンク貯留水量	0.43MPa (0.43MPa)	タービンの補助給水ポンプの設計値 25000h/年から、5.0ニフロー後 5000hを仮定した値により設定。

第 2.2.2 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件

(外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補助給水機能喪失) (2/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起回事象	外部電源喪失	外部電源喪失が発生するものとして設定。
安全機能の喪失に対する設定	非常用所内交流電源喪失 原子炉補助給水機能喪失	非常用所内交流電源の喪失し、原子炉補助給水機能の喪失するものとして設定。
外部電源	外部電源なし	起回事象として、外部電源が喪失するものとしている。
RCブレイク発生からの減圧1年(初期)	約 4.8MPa (1.21MPa) (1分当たり) 約 3.5MPa (0.88MPa) (1分当たり) 約 0.5MPa (0.12MPa) (1分当たり) (事業発生直からの減圧(1分あたり))	WCAP-150000のうちローラーストップを考慮した減圧1年の値として設定。
原子炉トリップ信号	1次冷却材ポンプ回転数低下 (定常時の95%、応答時間1.0秒)	トリップ発生時にトリップ発生を考慮した減圧1年の値として設定。 トリップ発生時にトリップ発生を考慮した減圧1年の値として設定。 トリップ発生時にトリップ発生を考慮した減圧1年の値として設定。
タービン補助給水ポンプ	事業発生時の60秒後に日本調停 200%/h (最大発生量4割合) 定常時10%/h (1期当たり)の 10% (1期当たり)	タービンの補助給水ポンプの作動時間は、発生直後とタービンの定常運転時に各各を考慮して設定。
主蒸気減圧弁の容量	1次冷却材ポンプ回転数低下 (定常時の95%、応答時間1.0秒)	タービンの補助給水ポンプの設計値 25000h/年から、5.0ニフロー後 5000hを仮定した値により設定。
原子炉タンク貯留圧力	1.03MPa (1.03MPa)	タービンの補助給水ポンプの設計値 25000h/年から、5.0ニフロー後 5000hを仮定した値により設定。
原子炉タンク貯留水量	3000m ³ (1.5割当たり)	タービンの補助給水ポンプの設計値 25000h/年から、5.0ニフロー後 5000hを仮定した値により設定。
減圧タンク貯留圧力	0.43MPa (0.43MPa)	タービンの補助給水ポンプの設計値 25000h/年から、5.0ニフロー後 5000hを仮定した値により設定。
減圧タンク貯留水量	0.43MPa (0.43MPa)	タービンの補助給水ポンプの設計値 25000h/から、5.0ニフロー後 5000hを仮定した値により設定。

第 2.3.1.2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期T B)) (3/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉トリップ信号	1次冷却材ポンプ回転数低下 (定常時の95%、応答時間1.0秒)	トリップ発生時にトリップ発生を考慮した減圧1年の値として設定。 トリップ発生時にトリップ発生を考慮した減圧1年の値として設定。 トリップ発生時にトリップ発生を考慮した減圧1年の値として設定。
タービン補助給水ポンプ	事業発生時の60秒後に日本調停 200%/h (最大発生量4割合) 定常時10%/h (1期当たり)の 10% (1期当たり)	タービンの補助給水ポンプの作動時間は、発生直後とタービンの定常運転時に各各を考慮して設定。
主蒸気減圧弁の容量	1次冷却材ポンプ回転数低下 (定常時の95%、応答時間1.0秒)	タービンの補助給水ポンプの設計値 25000h/年から、5.0ニフロー後 5000hを仮定した値により設定。
原子炉タンク貯留圧力	1.03MPa (1.03MPa)	タービンの補助給水ポンプの設計値 25000h/年から、5.0ニフロー後 5000hを仮定した値により設定。
原子炉タンク貯留水量	3000m ³ (1.5割当たり)	タービンの補助給水ポンプの設計値 25000h/年から、5.0ニフロー後 5000hを仮定した値により設定。
減圧タンク貯留圧力	0.43MPa (0.43MPa)	タービンの補助給水ポンプの設計値 25000h/から、5.0ニフロー後 5000hを仮定した値により設定。
減圧タンク貯留水量	0.43MPa (0.43MPa)	タービンの補助給水ポンプの設計値 25000h/から、5.0ニフロー後 5000hを仮定した値により設定。

【大飯、高浜】
 設計の相違
 ・泊は個別解析であり、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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

第 2.2.3 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
 (外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補給冷却機能喪失) (3/3)

項目	主要解析条件	
	事象発生から30分後	条件設定の考え方
2次冷却系強制冷却開始 (主蒸気発生し昇膜)	事象発生から30分後	運転員等検知時間として、事象発生後約10分以内に10分、主蒸気発生し昇膜の強制操作に20分を想定して設定。
交流電源喪失	事象発生から24時間後	—
1次冷却材温度・圧力の保持	1次冷却材温度 208℃ (約 1.7MPa[gage]) 到達時 1次冷却材圧力 170℃ (約 0.7MPa[gage]) 到達時	208℃については、蒸気発生機2次側冷却材による1次冷却材の自然循環を期待するおそれがある蒸気の流入を防止するために、蓄圧タンクから1次側冷却材を必要量注入するとして設定。また、170℃については、冷却剤注入への切り替え等を考慮して設定。
蓄圧タンク出口弁閉止	1次冷却材圧力約 1.7MPa[gage]到達及び体積交流電源喪失 (24時間) から10分後	運転員等検知時間として、蓄圧タンク出口弁の駆動機である体積交流電源喪失の検知及び判断に10分を想定して設定。
2次冷却系強制冷却開始 (主蒸気発生し昇膜)	蓄圧タンク出口弁閉止から10分後	運転員等検知時間として、主蒸気発生し昇膜の強制操作に10分を想定して設定。
補助給水流量の調整	蒸気発生器領域水位内	運転員等検知時間として、蒸気発生器領域水位内に維持するように設定。

第 7.1.2.3 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
 (外部電源喪失時+非常用所内交流電源喪失+原子炉補給冷却機能喪失) (3/3)

項目	条件設定の考え方	
	事象発生から30分後	運転員等検知時間として、蒸気発生機2次側冷却材による1次冷却材の自然循環を期待するおそれがある蒸気の流入を防止するために、蓄圧タンクから1次側冷却材を必要量注入するとして設定。また、170℃については、冷却剤注入への切り替え等を考慮して設定。
2次冷却系強制冷却開始 (主蒸気発生し昇膜)	事象発生から30分後	運転員等検知時間として、蒸気発生機2次側冷却材による1次冷却材の自然循環を期待するおそれがある蒸気の流入を防止するために、蓄圧タンクから1次側冷却材を必要量注入するとして設定。また、170℃については、冷却剤注入への切り替え等を考慮して設定。
交流電源喪失	事象発生から24時間後	—
1次冷却材温度・圧力の保持	1次冷却材温度 208℃ (約 1.7MPa[gage]) 到達時 1次冷却材圧力 170℃ (約 0.7MPa[gage]) 到達時	208℃については、蒸気発生機2次側冷却材による1次冷却材の自然循環を期待するおそれがある蒸気の流入を防止するために、蓄圧タンクから1次側冷却材を必要量注入するとして設定。また、170℃については、冷却剤注入への切り替え等を考慮して設定。
蓄圧タンク出口弁閉止	1次冷却材圧力約 1.7MPa[gage]到達及び体積交流電源喪失 (24時間) から10分後	運転員等検知時間として、蓄圧タンク出口弁の駆動機である体積交流電源喪失の検知及び判断に10分を想定して設定。
2次冷却系強制冷却開始 (主蒸気発生し昇膜)	蓄圧タンク出口弁閉止から10分後	運転員等検知時間として、主蒸気発生し昇膜の強制操作に10分を想定して設定。
補助給水流量の調整	蒸気発生器領域水位内	運転員等検知時間として、蒸気発生器領域水位内に維持するように設定。

最大事故影響評価に反映する事業者

第 2.2.2.2 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
 (外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補給冷却機能喪失) (3/3)

項目	条件設定の考え方	
	事象発生から30分後	運転員等検知時間として、蒸気発生機2次側冷却材による1次冷却材の自然循環を期待するおそれがある蒸気の流入を防止するために、蓄圧タンクから1次側冷却材を必要量注入するとして設定。また、170℃については、冷却剤注入への切り替え等を考慮して設定。
2次冷却系強制冷却開始 (主蒸気発生し昇膜)	事象発生から30分後	運転員等検知時間として、蒸気発生機2次側冷却材による1次冷却材の自然循環を期待するおそれがある蒸気の流入を防止するために、蓄圧タンクから1次側冷却材を必要量注入するとして設定。また、170℃については、冷却剤注入への切り替え等を考慮して設定。
交流電源喪失	事象発生から24時間後	—
1次冷却材温度・圧力の保持	1次冷却材温度 208℃ (約 1.7MPa[gage]) 到達時 1次冷却材圧力 170℃ (約 0.7MPa[gage]) 到達時	208℃については、蒸気発生機2次側冷却材による1次冷却材の自然循環を期待するおそれがある蒸気の流入を防止するために、蓄圧タンクから1次側冷却材を必要量注入するとして設定。また、170℃については、冷却剤注入への切り替え等を考慮して設定。
蓄圧タンク出口弁閉止	1次冷却材圧力約 1.7MPa[gage]到達及び体積交流電源喪失 (24時間) から10分後	運転員等検知時間として、蓄圧タンク出口弁の駆動機である体積交流電源喪失の検知及び判断に10分を想定して設定。
2次冷却系強制冷却開始 (主蒸気発生し昇膜)	蓄圧タンク出口弁閉止から10分後	運転員等検知時間として、主蒸気発生し昇膜の強制操作に10分を想定して設定。
補助給水流量の調整	蒸気発生器領域水位内	運転員等検知時間として、蒸気発生器領域水位内に維持するように設定。

最大事故影響評価に反映する事業者

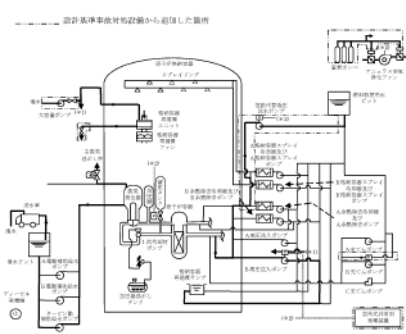
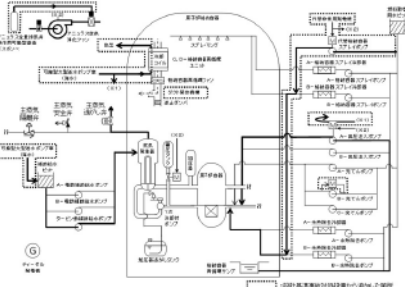
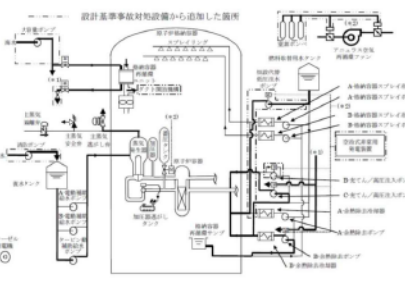
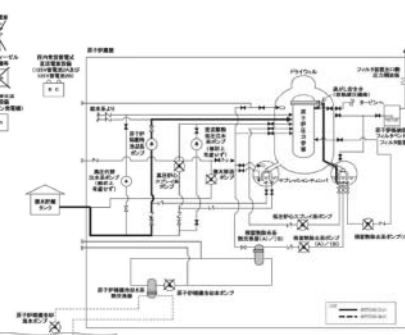
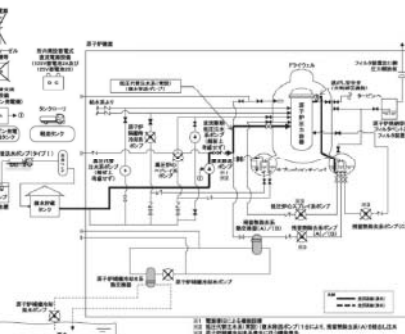
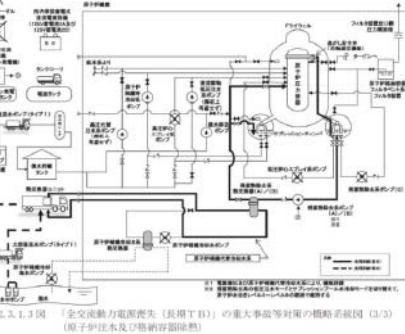
女川原子力発電所2号炉

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
設計代替交流電源喪失からの交流電源喪失	事象発生24時間後	本事業シナリオの前提条件として設定
原子炉補給冷却材系運転	事象発生24時間後	設計代替交流電源喪失からの交流電源喪失として設定
原子炉補給冷却材系運転	事象発生24時間後	原子炉補給冷却材系運転の準備時間及び設計代替交流電源喪失からの交流電源喪失として設定
原子炉補給冷却材系運転	事象発生24時間後	原子炉補給冷却材系運転の準備時間及び設計代替交流電源喪失からの交流電源喪失として設定

【大飯、高浜】
 設計の相違
 ・泊は個別解析であり、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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
 <p>設計基準事故対応設備から起した箇所</p> <p>第 2.2.1 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>第 7.1.2.1 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>設計基準事故対応設備から起した箇所</p> <p>第 2.2.1.1 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>設計基準事故対応設備から起した箇所</p> <p>第 2.3.1.1 図 「全交流動力電源喪失（長期T時）」の重大事故等対策の概略系統図 (1/3) (原子炉注水)</p>  <p>設計基準事故対応設備から起した箇所</p> <p>第 2.3.1.2 図 「全交流動力電源喪失（長期T時）」の重大事故等対策の概略系統図 (2/3) (原子炉急凍減圧及び原子炉注水)</p>  <p>設計基準事故対応設備から起した箇所</p> <p>第 2.3.1.3 図 「全交流動力電源喪失（長期T時）」の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (原子炉注水及び熱貯留断熱)</p>	<p>【大阪、高浜】 設計の相違</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>図 2.2.2 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 (判定プロセス) (1/2)</p>		<p>図 2.2.1.2 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 (判定プロセス) (1/2)</p>		<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違 ・泊は事象判定プロセスを第7.1.2.2図に含めている（川内と同様）</p>

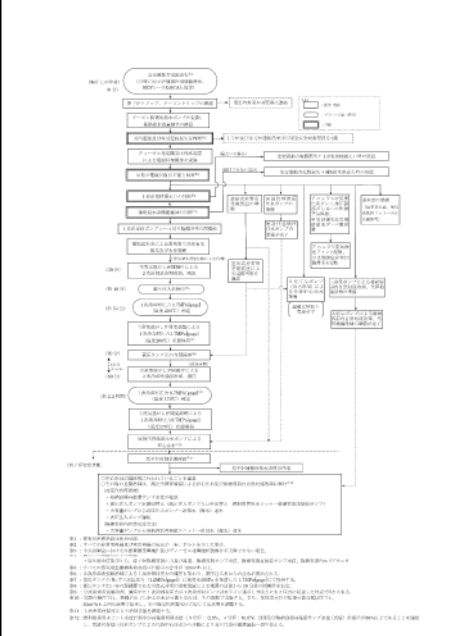
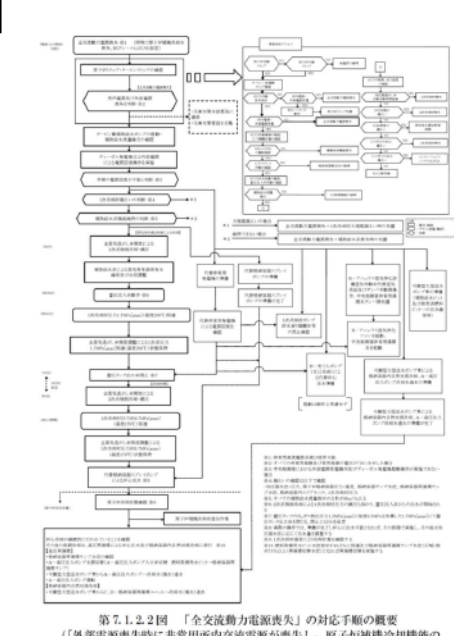
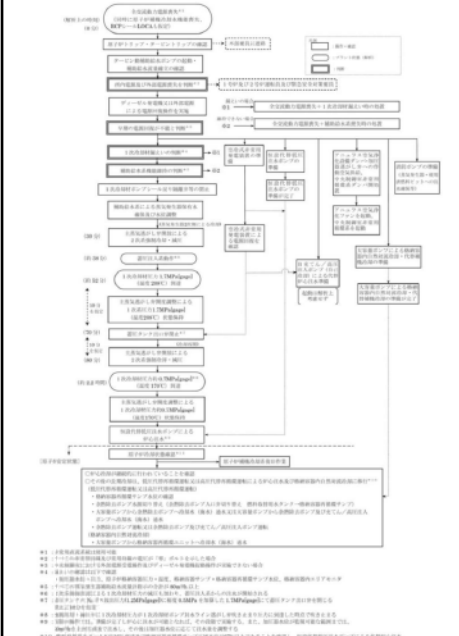
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>図 2.2.2.2 第 2.2.2.2 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 (判定プロセス) (2 / 2)</p>		<p>図 2.2.1.2 第 2.2.1.2 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 (判定プロセス) (2 / 2)</p>		<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違 ・泊は事象判定プロセスを第 7.1.2.2 図に含めている（川内と同様）</p>

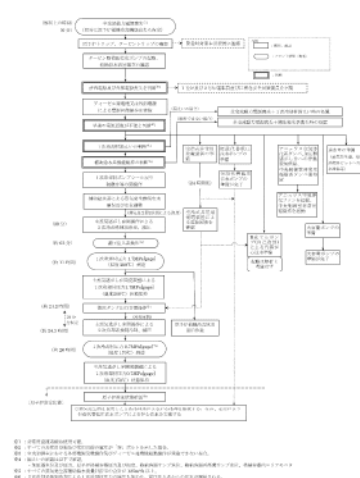
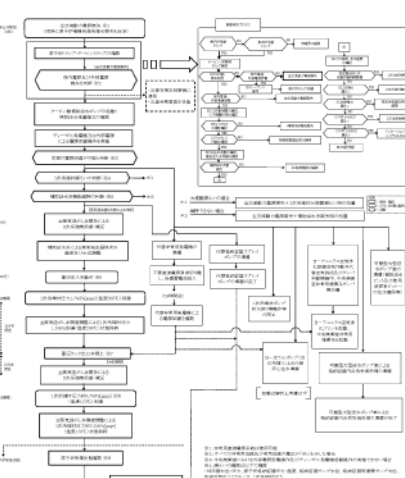
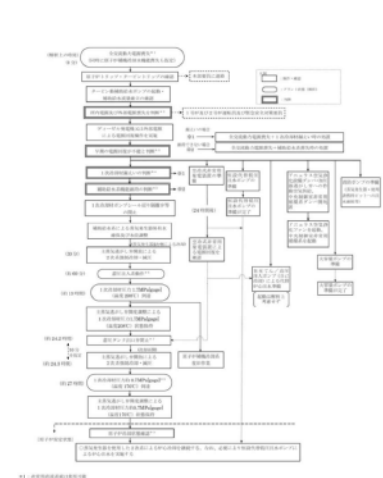
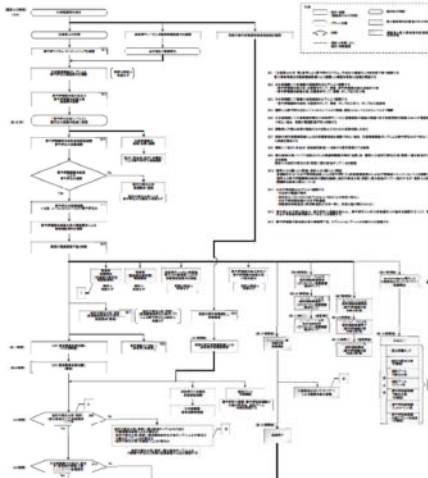
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
 <p>第 2.2.3 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 (「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子が補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA」の事象進展)</p>	 <p>第 7.1.2.2 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 (「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子が補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」の事象進展)</p>	 <p>第 2.2.1.3 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 (「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子が補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA」の事象進展)</p>		<p>【大阪、高浜】 設計の相違 解析結果の相違 【大阪、高浜】 名称等の相違</p>

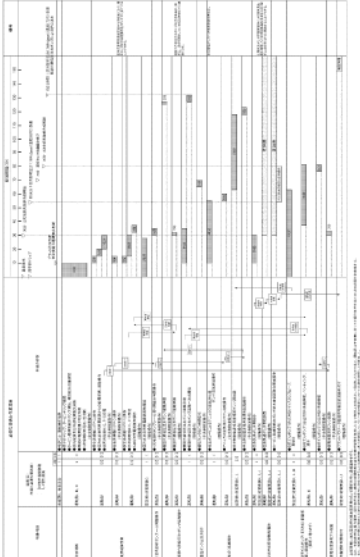
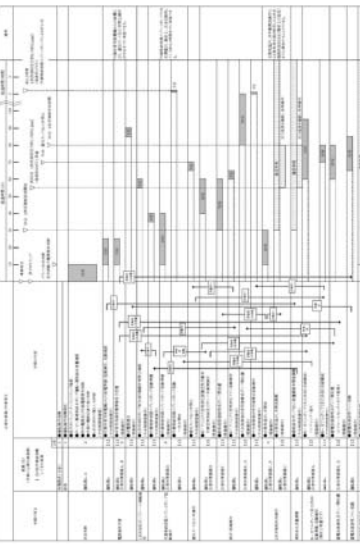
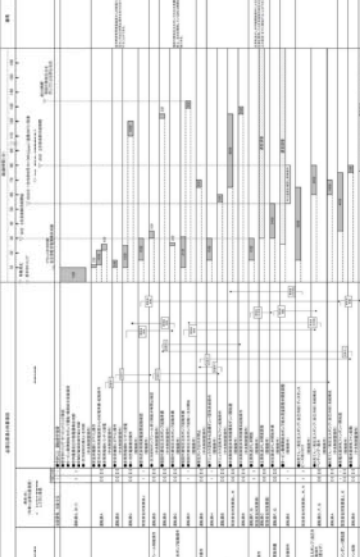
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
 <p>第 2.2.4 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 （「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失 ＋原子炉補機冷却機能喪失」の事象進展）</p>	 <p>第 7.1.2.3 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 （「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、 原子炉補機冷却機能が喪失する事故」の事象進展）</p>	 <p>第 2.2.1.4 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 （「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失」の事象進展）</p>	 <p>第 2.2.1.4 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要</p>	<p>【大阪、高浜】 設計の相違 解析結果の相違 【大阪、高浜】 名称等の相違</p>

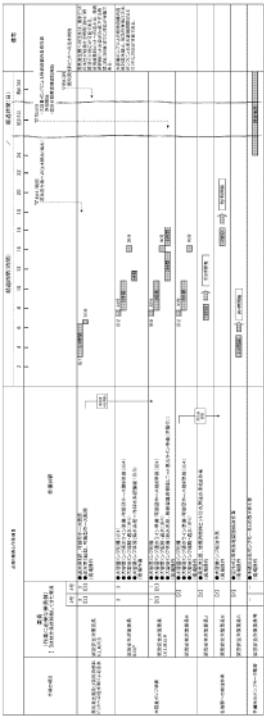
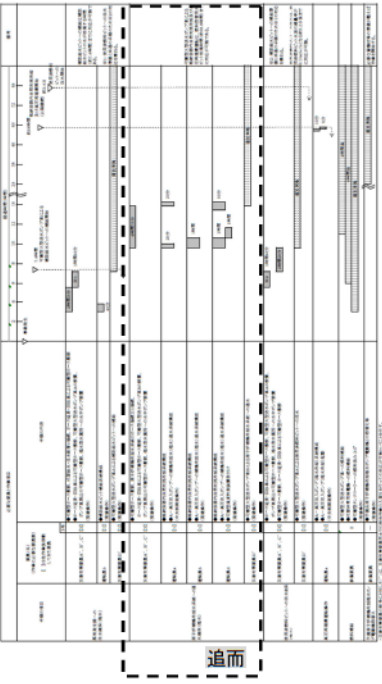
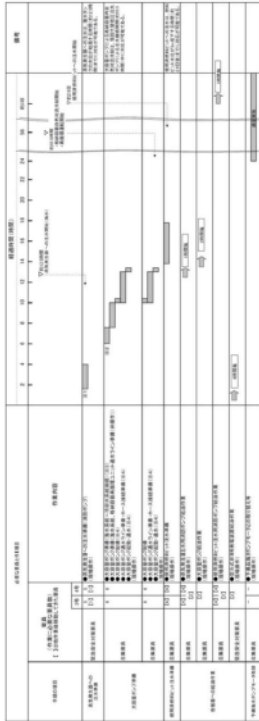
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
 <p>第 2.2.1.5 図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間 (外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールドLOCA) (1/2)</p>	 <p>第 7.1.2.1 図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間 (外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及び RCP シールド LOCA が発生する事故) (1/2)</p>	 <p>第 2.2.1.5 図 全交流動力電源喪失の作業と所要時間 (外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールドLOCA) (1/2)</p>		<p>【大阪、高浜】 設計の相違 解析結果の相違 【大阪、高浜】 名称等の相違</p>

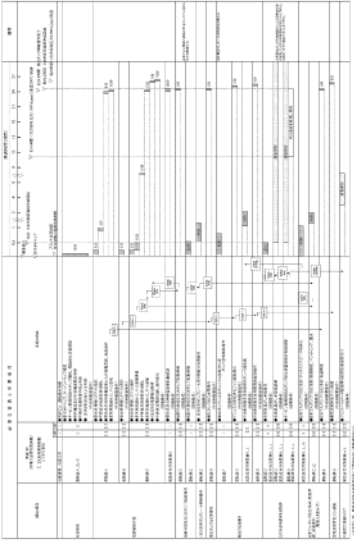
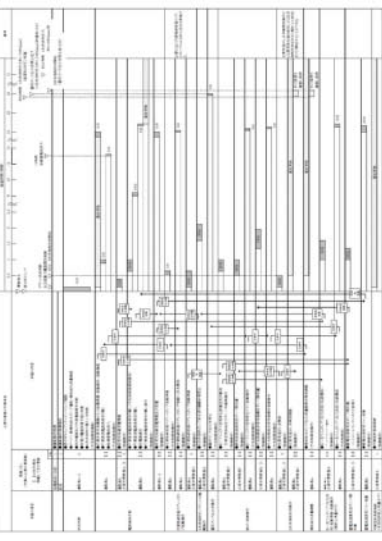
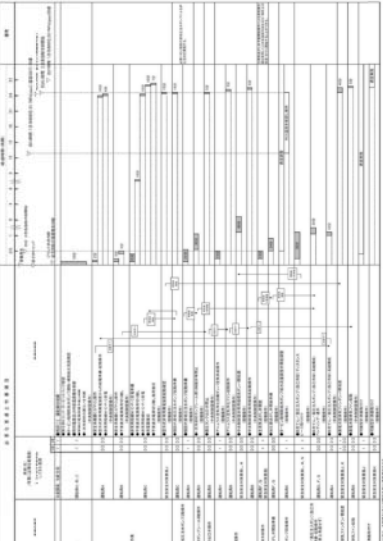
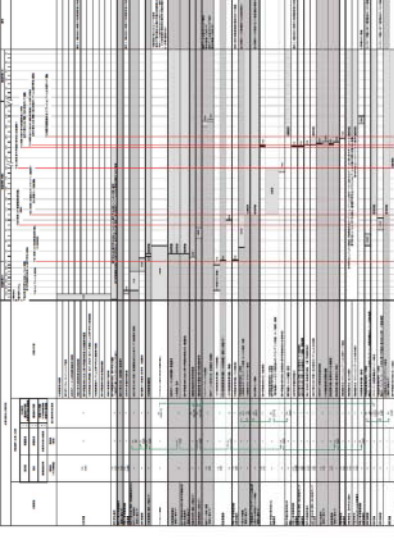
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
 <p>第 2.2.5 図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間 (外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールドLOCA) (2/2)</p>	 <p>第 7.1.2.1 図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間 (外部電源喪失時+非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及び RCPシールドLOCAが発生する事故) (2/2)</p>	 <p>第 2.2.1.3 図 全交流動力電源喪失の作業と所要時間 (外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールドLOCA) (2/2)</p>		<p>【大阪、高浜】 設計の相違 解析結果の相違 【大阪、高浜】 名称等の相違</p>

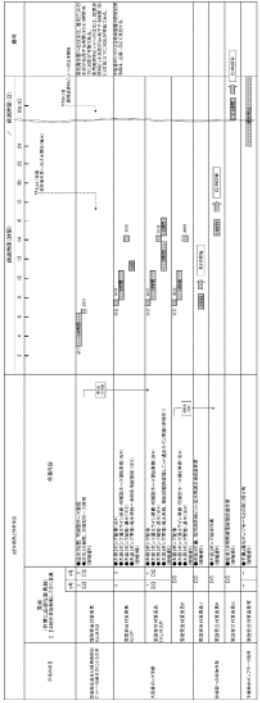
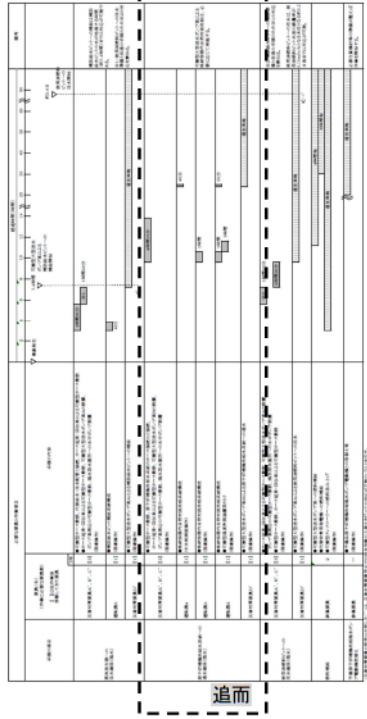
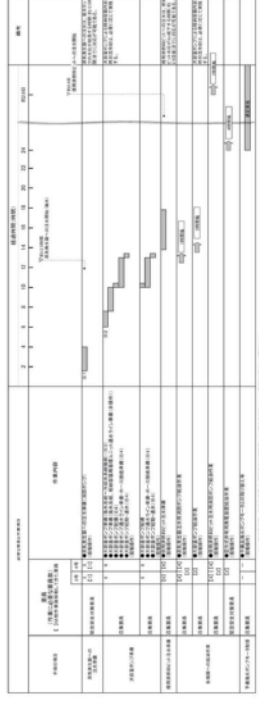
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
 <p>第2.2.6図 全交流動力電源喪失の作業と所要時間 (外部電源喪失+非常用内交電機喪失+原子炉補機冷却機喪失) (1/2)</p>	 <p>第7.1.2.5図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間 (外部電源喪失時に非常用内交電機が喪失し、原子炉補機冷却機が喪失する事故) (1/2)</p>	 <p>第2.2.1.6図 全交流動力電源喪失の作業と所要時間 (外部電源喪失+非常用内交電機喪失+原子炉補機冷却機喪失) (1/2)</p>	 <p>第2.2.1.1.6図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間</p>	<p>【大阪、高浜】 設計の相違 解析結果の相違 【大阪、高浜】 名称等の相違</p>

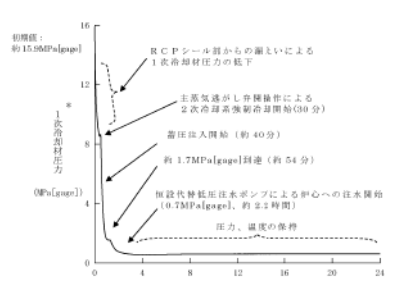
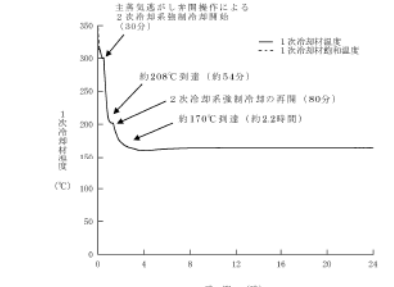
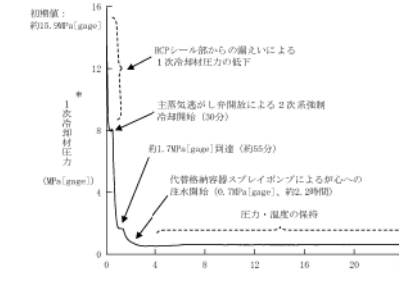
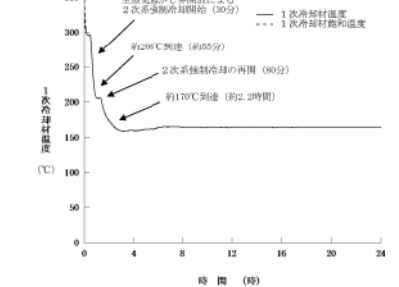
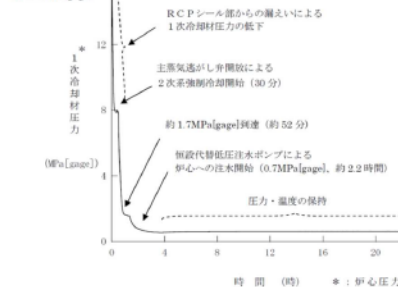
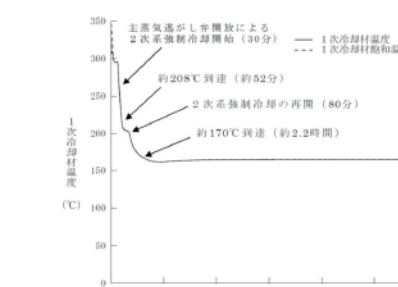
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
 <p>第 2.2.6 図 全交流動力電源喪失の作業と所要時間 (外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失) (2 / 2)</p>	 <p>第 7.1.2.5 図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間 (外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故) (2 / 2)</p> <p>追而</p>	 <p>第 2.2.1.6 図 全交流動力電源喪失の作業と所要時間 (外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失) (2 / 2)</p>		<p>【大阪、高浜】 設計の相違 解析結果の相違 【大阪、高浜】 名称等の相違</p>

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

7.1.2 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
 <p>初期値：約15.9MPa(gage) RCPシール部からの漏えいによる1次冷却材圧力の低下 主蒸気逃がし弁開放による2次系強制冷却開始(30分) 蓄圧器投入開始(約40分) 約1.7MPa(gage)到達(約54分) 恒設代替低圧注水ポンプによる炉心への注水開始(0.7MPa(gage), 約2.2時間) 圧力・温度の保持</p> <p>時間(時) *：炉心圧力を表示</p> <p>第2.2.2.7図 1次冷却材圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>  <p>主蒸気逃がし弁開放による2次系強制冷却開始(30分) 約208°C到達(約54分) 2次冷却系強制冷却の再開(80分) 約170°C到達(約2.2時間)</p> <p>時間(時)</p> <p>第2.2.2.8図 1次冷却材温度の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	 <p>初期値：約15.9MPa(gage) RCPシール部からの漏えいによる1次冷却材圧力の低下 主蒸気逃がし弁開放による2次系強制冷却開始(30分) 約1.7MPa(gage)到達(約55分) 代替格納容器スプレイングによる炉心への注水開始(0.7MPa(gage), 約2.2時間) 圧力・温度の保持</p> <p>時間(時) *：炉心圧力を表示</p> <p>第7.1.2.6図 1次冷却材圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>  <p>主蒸気逃がし弁開放による2次系強制冷却開始(30分) 約208°C到達(約55分) 2次系強制冷却の再開(80分) 約170°C到達(約2.2時間)</p> <p>時間(時)</p> <p>第7.1.2.7図 1次冷却材温度の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	 <p>初期値：約15.9MPa(gage) RCPシール部からの漏えいによる1次冷却材圧力の低下 主蒸気逃がし弁開放による2次系強制冷却開始(30分) 約1.7MPa(gage)到達(約52分) 恒設代替低圧注水ポンプによる炉心への注水開始(0.7MPa(gage), 約2.2時間) 圧力・温度の保持</p> <p>時間(時) *：炉心圧力を表示</p> <p>第2.2.2.1図 1次冷却材圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>  <p>主蒸気逃がし弁開放による2次系強制冷却開始(30分) 約208°C到達(約52分) 2次系強制冷却の再開(80分) 約170°C到達(約2.2時間)</p> <p>時間(時)</p> <p>第2.2.2.2図 1次冷却材温度の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大飯、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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>第 2.2.9 図 1次冷却系保有水量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>第 7.1.2.8 図 1次系保有水量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>第 2.2.2.3 図 1次系保有水量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>		<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.2.10 図 蓄圧注入流量積算値の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>第 7.1.2.9 図 蓄圧注入流量積算値の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>第 2.2.2.4 図 蓄圧注入流量積算値の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>第 2.2.11 図 漏えい流量と注水流量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>第 7.1.2.10 図 漏えい流量と注水流量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>第 2.2.2.5 図 漏えい流量と注水流量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>		<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.2.12 図 RCPシール部からの漏えいのクオリティの推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>第 7.1.2.11 図 RCPシール部からの漏えいのクオリティの推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>第 2.2.2.6 図 RCPシール部からの漏えいのクオリティの推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>ループ流量（1ループ分） (kg/s)</p> <p>時間 (時)</p>	<p>ループ流量（1ループ分） (kg/s)</p> <p>時間 (時)</p>	<p>ループ流量（1ループ分） (kg/s)</p> <p>時間 (時)</p>		
<p>第 2.2.13 図 1次冷却材流量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>第 7.1.2.12 図 1次冷却材流量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>第 2.2.2.7 図 1次冷却材流量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>		
<p>炉心出口流量 (kg/s)</p> <p>時間 (時)</p>	<p>炉心出口流量 (kg/s)</p> <p>時間 (時)</p>	<p>炉心出口流量 (kg/s)</p> <p>時間 (時)</p>		
<p>第 2.2.14 図 炉心出口流量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>第 7.1.2.13 図 炉心出口流量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>第 2.2.2.8 図 炉心出口流量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>		<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>

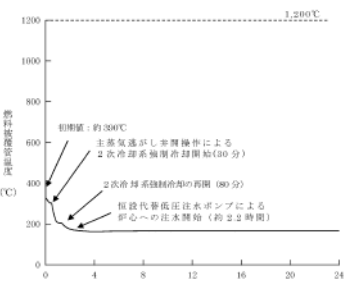
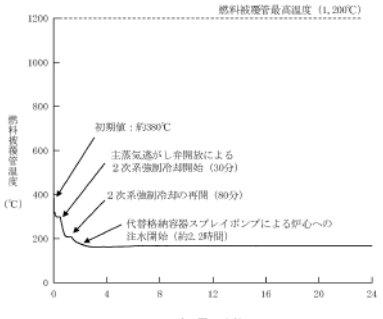
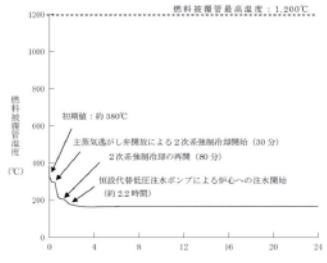
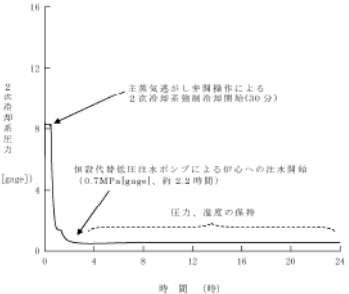
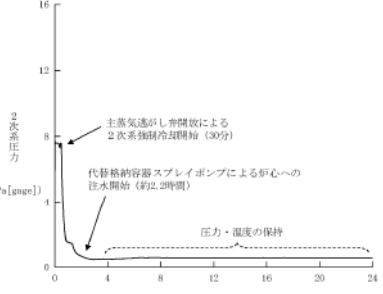
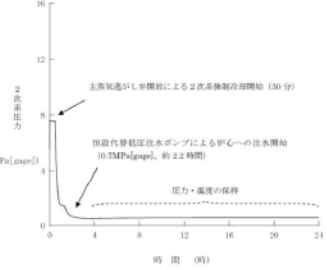
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>第 2.2.15 図 炉心上端ボイド率の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>第 7.1.2.14 図 炉心上端ボイド率の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>第 2.2.2.9 図 炉心上端ボイド率の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>		<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.2.16 図 原子炉容器内水位の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>第 7.1.2.15 図 原子炉容器内水位の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>第 2.2.2.10 図 原子炉容器内水位の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>		<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>

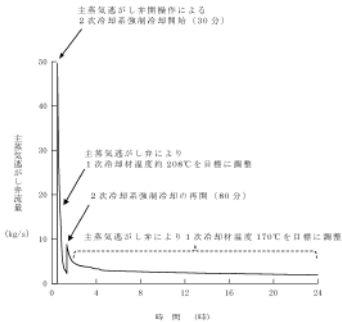
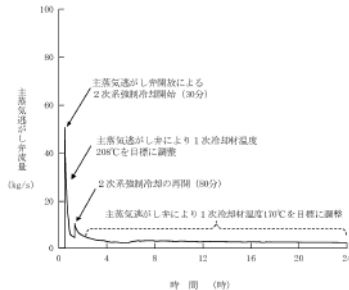
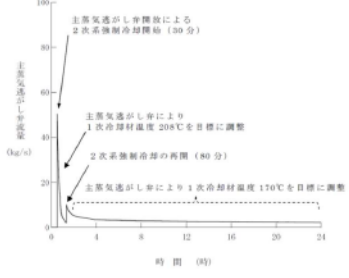
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
 <p>第 2.2.17 図 燃料被覆管温度の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	 <p>第 7.1.2.16 図 燃料被覆管温度の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	 <p>第 2.2.2.11 図 燃料被覆管温度の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>		<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>
 <p>第 2.2.18 図 2次冷却系圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	 <p>第 7.1.2.17 図 2次系圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	 <p>第 2.2.2.12 図 2次系圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>		<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>

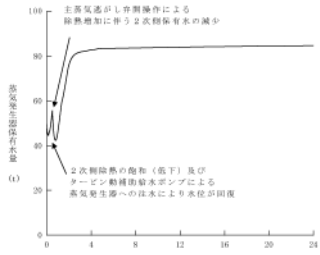
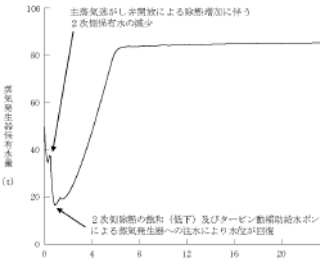
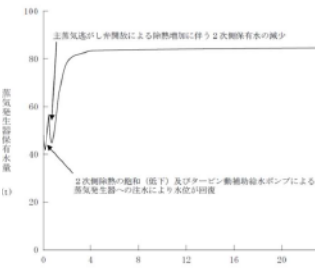
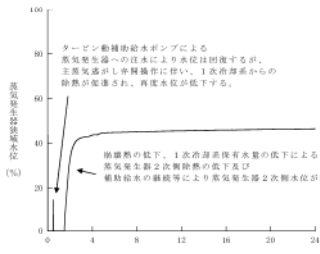
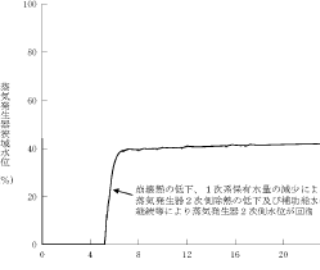
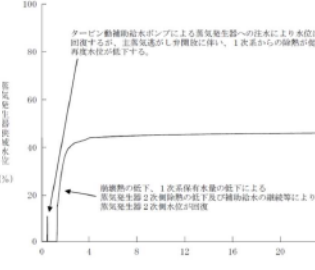
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
 <p>第 2.2.19 図 主蒸気逃がし弁流量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	 <p>第 7.1.2.18 図 主蒸気逃がし弁流量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	 <p>第 2.2.2.13 図 主蒸気逃がし弁流量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>	

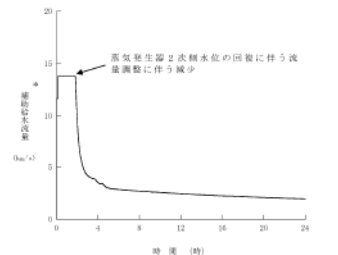
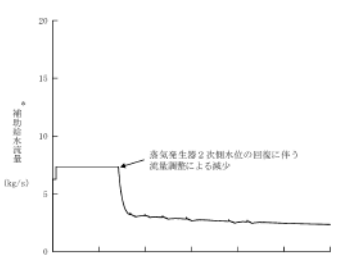
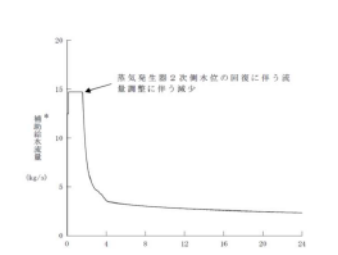
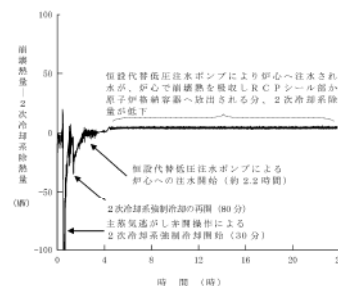
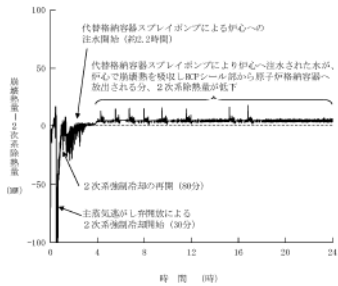
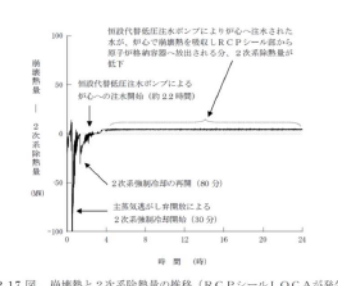
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
 <p>第 2.2.20 図 蒸気発生器保有水量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	 <p>第 7.1.2.19 図 蒸気発生器保有水量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	 <p>第 2.2.2.14 図 蒸気発生器保有水量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>		<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・泊は補助給水流量が少ないため、蒸気発生器保有水量の回復が遅くなる</p>
 <p>第 2.2.21 図 蒸気発生器水位の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	 <p>第 7.1.2.20 図 蒸気発生器狭域水位の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	 <p>第 2.2.2.15 図 蒸気発生器水位の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>		<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・泊は補助給水流量が少ないため、蒸気発生器水位の回復が遅くなる</p>

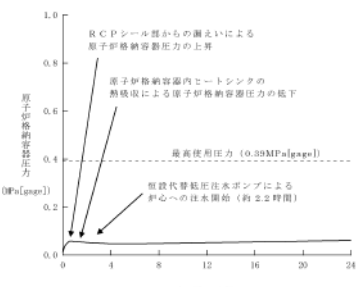
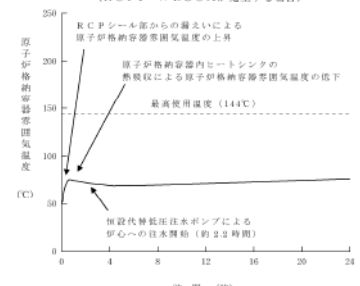
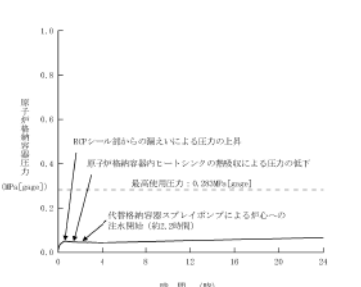
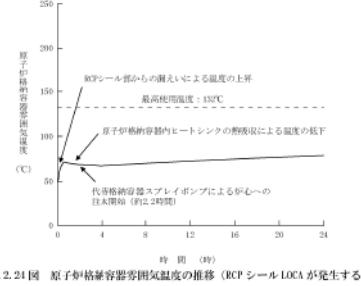
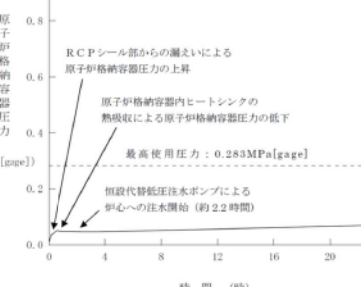
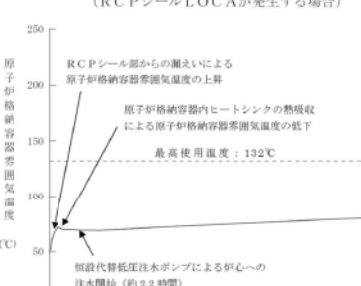
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
 <p>第 2.2.22 図 補助給水流量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	 <p>第 7.1.2.21 図 補助給水流量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	 <p>第 2.2.2.16 図 補助給水流量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>		<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・タービン動補助 給水ポンプ流量の 差異により、事象 初期の最大流量が 異なる</p>
 <p>第 2.2.23 図 崩壊熱と2次冷却系除熱量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	 <p>第 7.1.2.22 図 崩壊熱と2次系除熱量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	 <p>第 2.2.2.17 図 崩壊熱と2次系除熱量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
 <p>第 2.2.24 図 原子炉格納容器圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>  <p>第 2.2.25 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	 <p>第 7.1.2.23 図 原子炉格納容器圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>  <p>第 7.1.2.24 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	 <p>第 2.2.2.18 図 原子炉格納容器圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>  <p>第 2.2.2.19 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>	

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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>第 2.2.26 図 原子炉格納容器圧力の長期間の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>第 7.1.2.25 図 原子炉格納容器圧力の長期間の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>第 2.2.2.20 図 原子炉格納容器圧力の長期間の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>第 7.1.2.26 図 原子炉格納容器雰囲気温度の長期間の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.2.27 図 原子炉格納容器雰囲気温度の長期間の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>第 7.1.2.26 図 原子炉格納容器雰囲気温度の長期間の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>第 2.2.2.21 図 原子炉格納容器雰囲気温度の長期間の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>大阪発電所3/4号炉</p> <p>第 2.2.28 図 1次冷却材圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p> <p>第 2.2.29 図 1次冷却材温度の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>泊発電所3号炉</p> <p>第 7.1.2.27 図 1次冷却材圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p> <p>第 7.1.2.28 図 1次冷却材温度の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>高浜発電所3/4号炉</p> <p>第 2.2.2.22 図 1次冷却材圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p> <p>第 2.2.2.23 図 1次冷却材温度の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>女川原子力発電所2号炉</p> <p>(事象進展が異なるため、以下、事象進展図は比較のためではなく参考までに記載)</p> <p>第 2.3.1.6 図 原子炉圧力の推移</p> <p>第 2.3.1.7 図 原子炉水位 (シールド内水位) の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>

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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>第 2.2.30 図 1次冷却系保有水量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第 7.1.2.29 図 1次系保有水量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第 2.2.2.24 図 1次系保有水量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第 2.3.1.8 図 原子炉水位 (シュワウド内炉内水位) の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.2.31 図 漏えい流量と注水流量の積算値の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第 7.1.2.30 図 漏えい流量と注水流量の積算値の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第 2.2.2.25 図 漏えい流量と注水流量の積算値の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第 2.3.1.9 図 注水流量の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・泊はRCPシールリーク量(初期値)が少ないため、漏えい流量積算値が少なくなる(大阪、高浜:W社製RCP, 泊:MHI製RCP)</p>

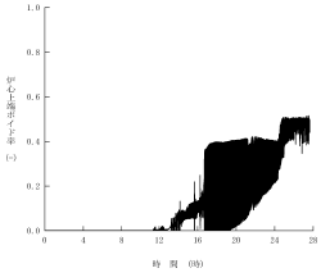
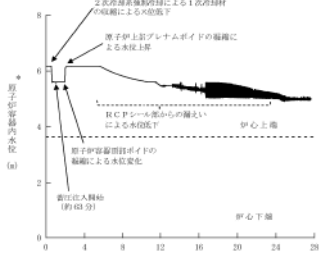
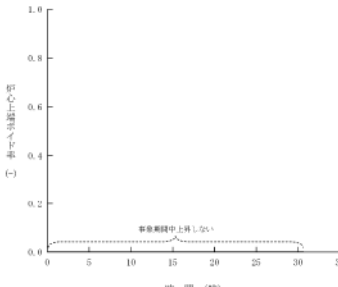
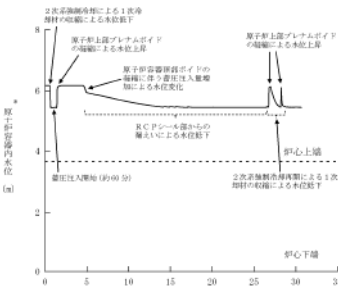
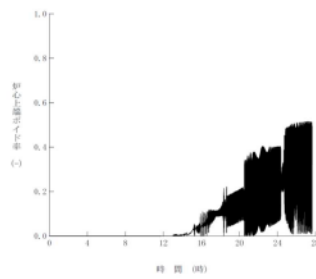
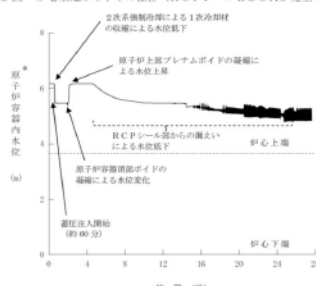
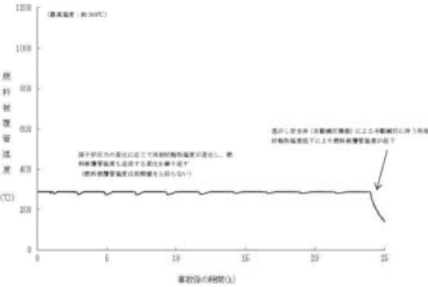
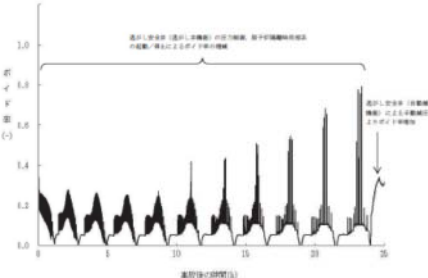
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>第 2.2.32 図 漏えい流量と注水流量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第 7.1.2.31 図 漏えい流量と注水流量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第 2.2.26 図 漏えい流量と注水流量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第 2.3.1.10 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.2.33 図 1次冷却材流量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第 7.1.2.32 図 1次冷却材流量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第 2.2.27 図 1次冷却材流量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第 2.3.1.11 図 原子炉圧力容器内保水水量の推移</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
 <p>第 2.2.34 図 炉心上端ボイド率の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>  <p>第 2.2.35 図 原子炉容器内水位の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	 <p>第 7.1.2.33 図 炉心上端ボイド率の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>  <p>第 7.1.2.34 図 原子炉容器内水位の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	 <p>第 2.2.2.28 図 炉心上端ボイド率の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>  <p>第 2.2.2.29 図 原子炉容器内水位の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	 <p>第 2.3.1.12 図 燃料被覆管温度の推移</p>  <p>第 2.3.1.13 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>

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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>第 2.2.36 図 燃料被覆管温度の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第 7.1.2.35 図 燃料被覆管温度の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第 2.2.2.30 図 燃料被覆管温度の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第 2.3.1.14 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.2.37 図 2次冷却系圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第 7.1.2.36 図 2次冷却系圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第 2.2.2.31 図 2次冷却系圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>第 2.2.38 図 主蒸気逃がし弁流量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第 7.1.2.37 図 主蒸気逃がし弁流量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第 2.2.32 図 主蒸気逃がし弁流量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>		<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.2.39 図 蒸気発生器保水水量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第 7.1.2.38 図 蒸気発生器保水水量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第 2.1.2.33 図 蒸気発生器保水水量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>		<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・泊は補助給水量が少ないため、蒸気発生器保水水量の回復が遅くなる。</p>

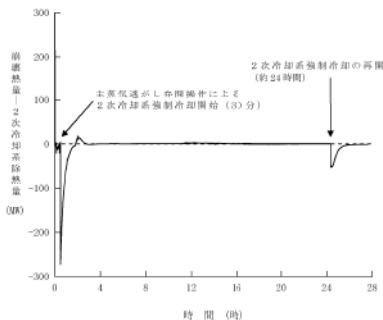
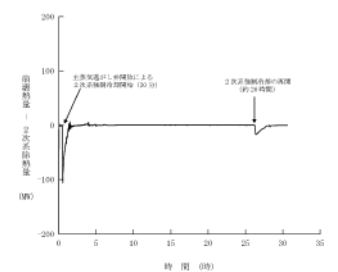
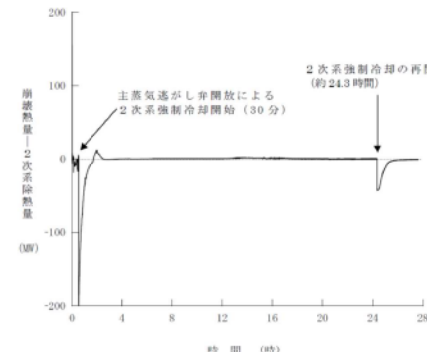
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
				<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・泊は補助給水量が少ないため、蒸気発生器水位の回復が遅くなる。</p>
<p>第 2.2.40 図 蒸気発生器水位の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第 7.1.2.39 図 蒸気発生器水位の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第 2.2.34 図 蒸気発生器水位の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>		<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・タービン動機補助給水ポンプ流量の差異により、事象初期の最大流量が異なる</p>
<p>第 2.2.41 図 補助給水流量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第 7.1.2.40 図 補助給水流量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第 2.2.35 図 補助給水流量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
 <p>第 2.2.42 図 崩壊熱量と2次冷却系除熱量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	 <p>第 7.1.2.41 図 崩壊熱量と2次系除熱量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	 <p>第 2.2.2.36 図 崩壊熱量と2次系除熱量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>第 2.2.43 図 1次冷却材圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合) (主蒸気逃がし弁操作開始の時間余裕確認)</p>	<p>第 7.1.2.42 図 1次冷却材圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合) (主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認)</p>	<p>第 2.2.3.1 図 1次系圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合) (主蒸気逃がし弁操作開始の時間余裕確認)</p>		<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.2.44 図 2次冷却系圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合) (主蒸気逃がし弁操作開始の時間余裕確認)</p>	<p>第 7.1.2.43 図 2次系圧力の推移比較 (RCPシールLOCAが発生する場合) (主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認)</p>	<p>第 2.2.3.2 図 2次系圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合) (主蒸気逃がし弁操作開始の時間余裕確認)</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>燃料被覆管最高温度: 1,200°C</p> <p>主蒸気逃がし弁開操作による 2次冷却系強制冷却開始 (30分, 60分)</p> <p>2次冷却系強制冷却の再開 (80分, 約104分)</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる炉心への 注水開始 (約2.2時間, 約2.6時間)</p> <p>時間 (時)</p>	<p>燃料被覆管最高温度: 1,200°C</p> <p>主蒸気逃がし弁開放による2次系 強制冷却開始 (30分, 60分)</p> <p>2次系強制冷却の再開 (80分, 約102分)</p> <p>代替格納容器スプレイポンプによる炉心への 注水開始 (約2.2時間, 約2.4時間)</p> <p>時間 (時)</p>	<p>燃料被覆管最高温度: 1,200°C</p> <p>主蒸気逃がし弁開放による 2次系強制冷却開始 (30分, 60分)</p> <p>2次系強制冷却の再開 (80分, 約102分)</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる炉心への 注水開始 (約2.2時間, 約2.5時間)</p> <p>時間 (時)</p>		<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.2.45 図 燃料被覆管温度の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合) (主蒸気逃がし弁操作開始の時間余裕確認)</p>	<p>第 7.1.2.44 図 燃料被覆管温度の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合) (主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認)</p>	<p>第 2.2.3.3 図 燃料被覆管温度の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合) (主蒸気逃がし弁操作開始の時間余裕確認)</p>		
<p>主蒸気逃がし弁開操作による2次冷却系強制冷却開始 (30分, 60分)</p> <p>1次冷却材圧力約1.7MPa(gage)到達 (約54分, 約84分)</p> <p>蓄圧タンク出口弁閉止 (70分, 約94分)</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる炉心への 注水開始 (約2.2時間, 約2.6時間)</p> <p>1次冷却材圧力約0.7MPa(gage), 1次冷却材温度を 70°Cに維持するよう主蒸気逃がし弁を調整することから、 漏えい流量が一定となる。また、炉心注水流量も一定で あることから、同様の保有水量で安定</p> <p>蓄圧注入開始 (約40分, 約69分)</p> <p>時間 (時)</p>	<p>主蒸気逃がし弁開放による2次系強制冷却開始 (30分, 60分)</p> <p>1次冷却材圧力約1.7MPa(gage)到達 (約55分, 約82分)</p> <p>蓄圧タンク出口弁閉止 (70分, 約92分)</p> <p>代替格納容器スプレイポンプによる炉心への 注水開始 (約2.2時間, 約2.4時間)</p> <p>代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水に より、二相状態の顕熱流が液相相状態となること で漏えい流量が一時的に増加</p> <p>蓄圧注入開始 (約38分, 約67分)</p> <p>時間 (時)</p>	<p>主蒸気逃がし弁開放による2次系強制冷却開始 (30分, 60分)</p> <p>1次冷却材圧力約1.7MPa(gage)到達 (約52分, 約82分)</p> <p>蓄圧タンク出口弁閉止 (70分, 約92分)</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる炉心への 注水開始 (約2.2時間, 約2.5時間)</p> <p>1次冷却材圧力約0.7MPa(gage), 1次冷却材温度を 70°Cに維持するよう主蒸気逃がし弁を調整することから、 漏えい流量は一定となる。また、炉心注水流量も一定で あることから、同様の保有水量で安定</p> <p>蓄圧注入開始 (約38分, 約67分)</p> <p>時間 (時)</p>		<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.2.46 図 1次冷却系保有水量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合) (主蒸気逃がし弁操作開始の時間余裕確認)</p>	<p>第 7.1.2.45 図 1次冷却系保有水量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合) (主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認)</p>	<p>第 2.2.3.4 図 1次冷却系保有水量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合) (主蒸気逃がし弁操作開始の時間余裕確認)</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>第 7.1.2.47 図 1次冷却材圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合) (蓄圧タンク出口弁閉止操作開始の時間余裕確認)</p>	<p>第 7.1.2.46 図 1次冷却材圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合) (蓄圧タンク出口弁閉止操作時間余裕確認)</p>	<p>第 2.2.3.5 図 1次冷却材圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合) (蓄圧タンク出口弁閉止操作開始の時間余裕確認)</p>		<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.2.48 図 1次冷却系保水水量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合) (代替炉心注水操作開始の時間余裕確認)</p>	<p>第 7.1.2.47 図 1次系保水水量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合) (代替炉心注水操作時間余裕確認)</p>	<p>第 2.2.3.6 図 1次系保水水量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合) (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</p>

泊発電所3号炉 審査取りまとめ資料 比較対象プラントの選定について

本資料は、泊発電所3号炉（以降、「泊3号炉」という。）のプラント側審査において地震・津波側審査の進捗を待つ期間があったことを踏まえた、審査取りまとめ資料（以降、「まとめ資料」という。）の比較対象プラントの選定について整理を行うものである。

- 整理を行う経緯は、以下の通り
 - 泊3号炉のプラント側審査が地震・津波側審査の進捗待ちとなった期間において、他社プラントの新規制基準適合性審査が実施され、まとめ資料の充実が図られた。
 - 泊3号炉が、まとめ資料一式を提出した2017年3月時点での新規制基準適合性審査はPWRプラントが中心であったが、現在はBWRプラントが中心となっており、それぞれの炉型の審査結果が積み上がった状況にある。
 - 泊3号炉はPWRであり、PWR特有の設備等を有することから、まとめ資料に先行の審査内容を反映する際には、単純に直近の許可済みBWRプラントを反映するのではなく、適切な比較対象プラントを選定した上で反映する必要がある。

- 比較対象プラントを選定する考え方は、以下の通り。

【基準適合に係る設計を反映するために比較するプラント（基本となる比較対象プラント）選定の考え方】

各条文・審査項目の要求を満たすための設備構成・仕様、環境、運用を踏まえ、許可済みプラントの中から、新しい実績のプラントを選定する。具体的には以下の通り。

- ✓ 炉型に拠らず共通的な内容については、泊3号炉の地震・津波側審査が進捗した時点（2021年7月）で直近に許可済みであった女川2号炉を比較対象として先行審査知見の取り込みを行う。なお、同時期に審査が行われ、女川2号炉に次いで許可を受けた島根2号炉については、女川2号炉と島根2号炉の差異を確認し、島根2号炉との差異の中で泊3号炉の基準適合を示すために必要なものは反映する。
- ✓ 炉型固有の設備等を有する場合については、PWRプラントの新規制基準適合性審査の最終実績である大飯3/4号炉を選定する。
- ✓ 個別の設計事項に相似性がある場合（例えば3ループ特有の設計等）、大飯3/4号炉以外の適切なプラントを選定する。

【先行審査知見^{*1}を反映するために比較するプラント選定の考え方】

炉型に拠らないことから、まとめ資料を作成している時点で最新の許可済みプラントとする。具体的には以下の通り。

- ✓ 泊3号炉の地震・津波側審査が進捗した時点（2021年7月）で直近に許可済みであった女川2号炉を比較対象として先行審査知見の取り込みを行う。なお、同時期に

審査が行われ、女川 2 号炉に次いで許可を受けた島根 2 号炉については、女川 2 号炉と島根 2 号炉の差異を確認し、島根 2 号炉との差異の中で泊 3 号炉の基準適合を示すために必要なものは反映する。

※ 1 主な事項は、以下の通り

- ✓ これまでの審査の中で適正化された記載
- ✓ 基準適合性を示すための説明の範囲、深さ
- ✓ 設置（変更）許可申請書に記載する範囲、深さ

- 上述に基づく検討結果として、「基準適合に係る設計」と「先行審査知見」を反映するために選定した比較対象プラント一覧とその選定理由を別紙 1 に、条文・審査項目毎の詳細を別紙 2 に示す。
 - 別紙 1：比較対象プラント一覧
 - 別紙 2：比較対象プラント選定の詳細

以上

比較対象プラント一覧

凡例		
●大飯3/4号炉	●女川2号炉	●それ以外の場合

主な審査項目	ステータス	基準適合に係る設計を反映するための比較		先行審査知見を反映するための比較対象	比較表の様式
		比較対象	選定理由		
解析コード	概ね説明済み	有効性評価で使用する解析コードはプラント型式により相違しており、審査もPWR合同/BWR合同で実施済み。			
CV温度圧力	概ね説明済み	大飯3/4号炉 伊方3号炉	大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績 伊方3号炉：「3ループプラント」【PWR鋼製格納容器】	女川2号炉	泊-伊方-大飯
2次冷却系からの除熱機能喪失	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜
全交流動力電源喪失	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜-女川
原子炉補機冷却機能喪失	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜
原子炉格納容器の除熱機能喪失	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜
原子炉停止機能喪失	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜-女川
ECCS注水機能喪失	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜-女川
ECCS再循環機能喪失	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜
格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA、蒸気発生器伝熱管破損）	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜-女川
過圧破損	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜-女川
過温破損	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜
DCH	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜-女川
FCI	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜-女川
MCCI	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜-女川
水素燃焼	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜-女川
想定事故 1	概ね説明済み	大飯3/4号炉	PWRとBWRの使用済燃料ピット（プール）配置の相違などによって、重大事故等への対応に用いる具体的な手順及び設備設計が異なるため、PWRの最終審査実績である大飯3/4号炉を選定	女川2号炉	大飯-泊-女川
想定事故 2	概ね説明済み	大飯3/4号炉	PWRとBWRの使用済燃料ピット（プール）配置の相違などによって、重大事故等への対応に用いる具体的な手順及び設備設計が異なるため、PWRの最終審査実績である大飯3/4号炉を選定	女川2号炉	大飯-泊-女川

プラント

有効性評価（第37条）

PSA

CV

SFP

比較対象プラント一覧

凡例		
●大飯3/4号炉	●女川2号炉	●それ以外の場合

主な審査項目	ステータス	基準適合に係る設計を反映するための比較		先行審査知見を反映するための比較対象	比較表の様式
		比較対象	選定理由		
停止時	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜-女川
	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜-女川
	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜-女川
	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜-女川

比較対象プラント選定の詳細（有効性評価）

【7.1.2：全交流電源喪失（運転中）】

項目		内容
基準適合に係る設計を 反映するために 比較するプラント	プラント名	高浜3 / 4号炉、大飯3 / 4号炉
	具体的理由	<p>【高浜3 / 4号炉】</p> <ul style="list-style-type: none"> 高浜3 / 4号炉は泊3号炉と有効性評価の対策・事象進展等が同様であるPWR3ループプラントであり、基準適合性を網羅的に比較可能 また、PWRにおける再稼働審査の最終審査実績である大飯3 / 4号炉と同一の電力会社のプラントであり、資料構成等も類似しているため効果的に比較可能 <p>【大飯3 / 4号炉】</p> <ul style="list-style-type: none"> 大飯3 / 4号炉はPWRにおける再稼働審査の最終審査実績であり、基準への適合性を網羅的に比較可能
先行審査知見を 反映するために 比較するプラント	プラント名	女川2号炉
	反映すべき知見を得るための主な方法	<p>① 比較表による比較：比較表に掲載し、先行審査知見（基準適合上で考慮すべき事項、記載内容の充実を図るべき点）の比較・整理を行い、その結果、必要な内容が記載されていることを確認した。（文言単位の比較は行わない）</p> <p>② 資料構成の比較※：当該条文のまとめ資料の構成について比較・整理を行い、その結果、必要な資料が充足していることを確認した。</p>
	（当該方法の選定理由）	<p>① 当該条文は、原子炉施設に共通の要求に係る条文であり、文章構成も類似の部分があることから、比較表形式での比較により先行審査知見の確認が可能のため。</p> <p>② 資料の文章構成が異なる場合であっても、資料構成の比較・整理により基準適合の説明のために必要な資料の充足性を確認することが可能のため。</p>

※ 女川2号炉との資料構成の比較に加え、PWRの先行審査実績の取り込みの総括として、大飯3 / 4号炉のまとめ資料の作成状況（資料構成と内容）を条文・審査項目毎に確認し、基準適合性の網羅的な説明に必要な資料が揃っていることを確認する。

泊発電所3号炉 設置変更許可申請に係る審査取りまとめ資料の比較表に係るステイタス整理表

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

7.1.2 全交流動力電源喪失（運転中）

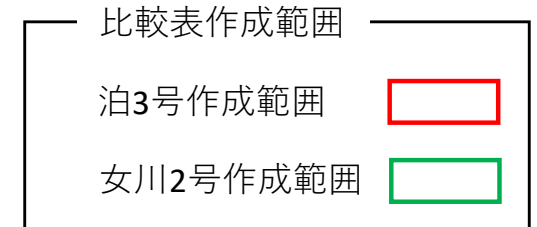
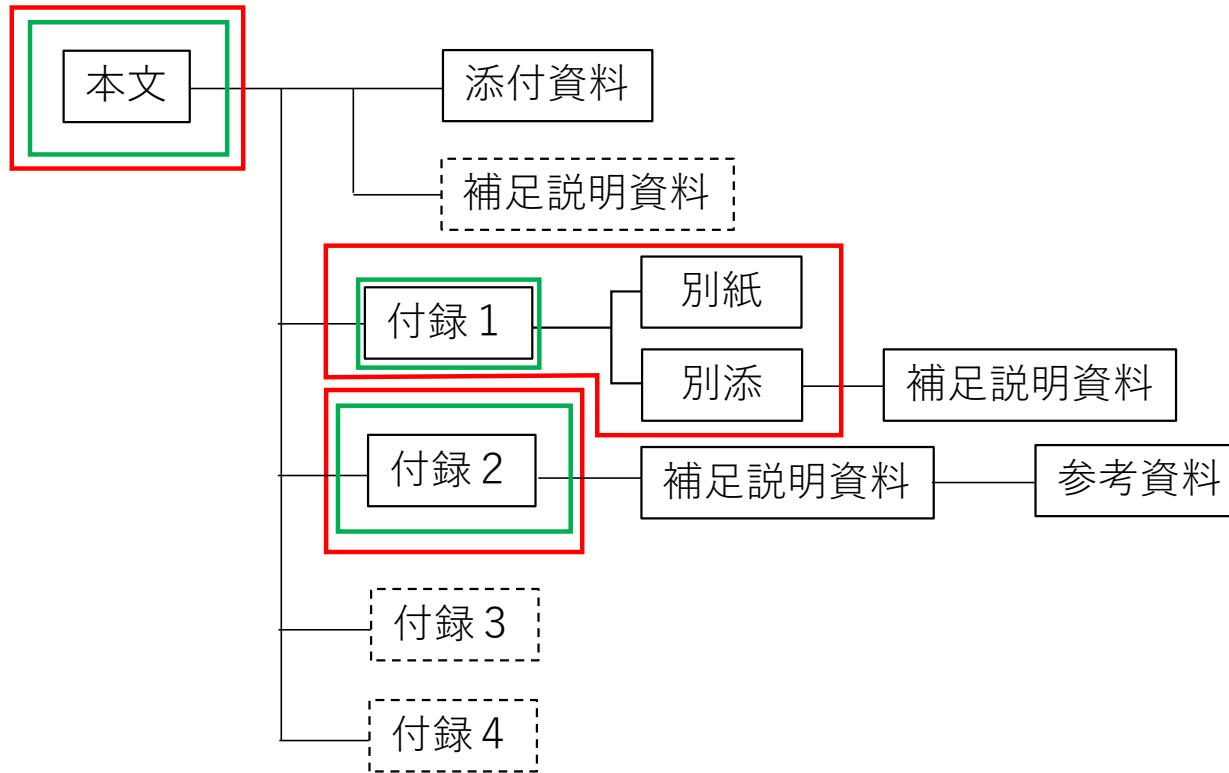
プラント		泊3号炉 作成状況		まとめ資料の作成を不要とした理由	まとめ資料または比較表を新たに作成することとした理由 もしくは 記載の充実を図ることとした理由	比較表を作成していない理由
女川	泊	まとめ資料	比較表			
本文	本文	○	○			
添付資料2.3.1.1 蓄電池による給電時間評価結果について	添付資料 7.1.2.5 蓄電池の給電時間評価	○	×			添付資料は、対策の有効性を確認するための補足的な内容を記載したものであるため、比較表を作成していない。
添付資料2.3.1.2 全交流動力電源喪失後24時間の原子炉隔離時冷却系の運転継続の妥当性について		×	×	RCICに関してはBWR固有の設備のためまとめ資料の作成は不要と判断		まとめ資料を作成していない
添付資料2.3.1.3 逃がし安全弁に係る解析と実態の違い及びその影響について		×	×	SRVに関してはBWR固有の設備のためまとめ資料の作成は不要と判断		
添付資料2.3.1.4 安定状態について	添付資料 7.1.2.16 安定停止状態について②	○	×			
添付資料2.3.1.5 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（長期TB））	添付資料 7.1.2.17 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）	○	×			
添付資料2.3.1.6 7日間における水源、燃料、電源負荷評価結果について（全交流動力電源喪失（長期TB））	添付資料 7.1.2.20 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）	○	×			
添付資料2.3.1.7 原子炉再循環ポンプからのリークについて		×	×	原子炉再循環ポンプに関してはBWR固有の設備のためまとめ資料の作成は不要と判断		
	添付資料 7.1.2.1 蒸気発生器細管の健全性に係る初期判断パラメータ	○	×			
	添付資料 7.1.2.2 RCPシールLOCAが発生する場合としない場合の運転員操作等への影響	○	×			
	添付資料 7.1.2.3 代替格納容器スプレイポンプの注入先切替え操作及びB-充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水操作について	○	×			
	添付資料 7.1.2.4 2次系強制冷却における温度目標について	○	×			
	添付資料 7.1.2.6 蓄圧タンク出口弁閉止タイミングについて	○	×			添付資料は、対策の有効性を確認するための補足的な内容を記載したものであるため、比較表を作成していない。
	添付資料 7.1.2.7 代替格納容器スプレイポンプの炉心注水流量の設定について	○	×			
	添付資料 7.1.2.8 全交流動力電源喪失時の原子炉格納容器圧力及び温度の長期安定確認について	○	×			
	添付資料 7.1.2.9 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件（全交流動力電源喪失）	○	×			
	添付資料 7.1.2.10 RCPシール部からの漏えい量の設定根拠について	○	×			
	添付資料 7.1.2.11 RCPシール部からの漏えい量による炉心露出への影響	○	×			
	添付資料 7.1.2.12 全交流動力電源喪失における蓄圧タンク初期条件設定の影響	○	×			
	添付資料 7.1.2.13 全交流動力電源喪失時の蓄圧タンク出口弁閉止に関する窒素混入の影響について	○	×			
	添付資料 7.1.2.14 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	○	×			
	添付資料 7.1.2.15 安定停止状態について①	○	×			
	添付資料 7.1.2.18 全交流動力電源喪失（RCPシールLOCAが発生する場合）の感度解析について	○	×			
	添付資料 7.1.2.19 全交流動力電源喪失時の代替炉心注水操作の時間余裕について	○	×			

泊発電所3号炉 設置変更許可申請に係る審査取りまとめ資料の比較表に係るステイタス整理表

添付資料2.3.2.1 全交流動力電源喪失後24時間の高圧代替注水系の運転継続の妥当性について		×	×	TBU、TBD、TBPはBWR固有の事故シーケンスグループのため、泊ではまとめ資料を作成していない。	まとめ資料を作成していない
添付資料2.3.2.2 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（TBU））		×	×		
添付資料2.3.2.3 注水操作の時間余裕について		×	×		
添付資料2.3.2.4 7日間における水源評価結果について（全交流動力電源喪失（TBU））		×	×		
添付資料2.3.3.1 全交流動力電源喪失後24時間の高圧代替注水系の運転継続の妥当性について		×	×		
添付資料2.3.3.2 平均出力燃料集合体で燃料被覆管最高温度が発生する理由について		×	×		
添付資料2.3.3.3 安定状態について		×	×		
添付資料2.3.3.4 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（TBD））		×	×		
添付資料2.3.3.5 7日間における水源、電源負荷評価結果について（全交流動力電源喪失（TBD））		×	×		
添付資料2.3.4.1 全交流動力電源喪失後24時間の原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）の運転継続の妥当性について		×	×		
添付資料2.3.4.2 安定状態について		×	×		
添付資料2.3.4.3 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（TBP））		×	×		
添付資料2.3.4.4 減圧・注水操作の時間余裕について		×	×		
添付資料2.3.4.5 7日間における水源、電源負荷評価結果について（全交流動力電源喪失（TBP））		×	×		

泊3号炉 比較表の作成範囲

37条 有効性評価



※ () 書きは泊と女川で資料名が異なる場合の女川の資料名称
破線の四角は泊になく、女川にしかない資料

◆資料構成、資料概要、比較表を作成していない理由については次ページ参照

泊3号炉 比較表の作成範囲

37条 有効性評価

資料構成	資料概要	比較表を作成していない理由
本文	設置変更許可申請書本文及び添付書類十に記載する内容を記載した資料	
添付資料	基本方針及び各対策の有効性を確認するために必要となる補足的な内容を記載した資料	添付資料は、対策の有効性を確認するための補足的な内容を記載したものであるため、比較表を作成していない。
(補足説明資料)	基本方針及び各対策の有効性を確認するために必要となる補足的な内容を記載した資料	本資料は女川が各審査会合時点での設備・手順等の内容を記載した資料であり、女川特有の資料であるため、まとめ資料を作成していないことから、比較表もない。
付録1	事故シーケンスグループ等の選定について記載した資料（後日提出）	
別紙	付録1の補足的な説明資料	
別添	個別プラントのPRA評価	
別紙（補足説明資料）	別添の補足的な説明資料	個別プラントのPRA評価を補足する内容を記載しているものであるため、比較表を作成していない。

泊 3 号炉 比較表の作成範囲

3 7 条 有効性評価

資料構成	資料概要	比較表を作成していない理由
付録 2	原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価について記載した資料	
補足説明資料、参考資料	付録 2 の具体的評価を記載した資料及び補足的な説明資料	<p>基準適合性を確認するために必要な基本方針及び各対策の有効性は本文、付録 2 に記載しており、比較表を作成し、差異について考察している。</p> <p>補足説明資料及び参考資料は、プラント固有の具体的評価結果を記載しているため、比較表を作成していない。</p>
(付録 3)	解析コードに関する説明資料	<p>解析コードの資料に関してはPWRとBWRで使用する解析コードや妥当性説明が異なること、また、PWRでは解析コードに関する審査資料が公開文献化されており、泊では公開文献を引用する資料構成としていることから、まとめ資料を作成していないことから、比較表もない。</p>
(付録 4)	原子炉格納容器からエアロゾル粒子が漏えいする際の捕集効果に関する資料	<p>PWRではエアロゾル粒子の捕集効果に期待していないため作成不要と判断し、まとめ資料を作成していないことから、比較表もない。</p>