

資料 2 - 2

泊発電所 3 号炉 審査資料	
資料番号	SAE712-9 r.6.0
提出年月日	令和5年3月8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 5 年 3 月
北海道電力株式会社

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
比較結果等を取りまとめた資料				
1. 先行審査実績等を踏まえた泊3号炉まとめ資料の変更状況(2017年3月以降)				
1-1) 設計方針・運用・体制などを変更し、まとめ資料を修正した箇所と理由				
a. 大飯3/4号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし				
b. 女川2号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし				
c. 他社審査会合の指摘事項等を確認した結果、変更したもの : なし				
d. 当社が自主的に変更したもの : 下記1件				
・SFP注水操作開始がSFPの沸騰開始前に可能になるようにタイムチャートを修正(第7.1.2.5図(2/2)、第7.1.2.6図(2/2))【比較表P75、77】				
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。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(1/3)				
項目	大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
事故シーケンスグループの特徴	原子炉の出力運転中に、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次冷却系保有水量の減少が生じ、炉心損傷に至る。			相違なし (補助給水ピットの設定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

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
2-3) 有効性評価の主な項目 (2/3)				
項目	大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
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、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。	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、初期の対策として補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却、代替格納容器スプレイポンプによる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し、安定状態に向けた対策として、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継続する。また、原子炉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高圧注入系による高圧代替再循環、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並びに格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却による原子炉格納容器除熱手段を整備する。	対策に相違なし （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。） 記載表現の相違（女川実績の反映） ・泊では初期の対策及び安定状態に向けた対策を明確化
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」			相違なし
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）	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 1次冷却材圧力：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 原子炉格納容器圧力及び温度：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、1200℃以下となる 1次冷却材圧力：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 原子炉格納容器圧力及び温度：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℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる 1次冷却材圧力：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]以下であり、最高使用圧力の1.2倍（20.592MPa[gage]）を十分下回る 原子炉格納容器圧力及び温度：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	相違なし （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	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
2-3) 有効性評価の主な項目 (3/3)				
<p>項目</p> <p>有効性評価の結果 (評価項目等) b. RCP シール LOCA が発生しない場合</p>	<p>大飯発電所3/4号炉</p> <p>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 1次冷却材圧力：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 原子炉格納容器圧力及び温度：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℃に比べて厳しくならないことから、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</p>	<p>高浜発電所3/4号炉</p> <p>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 1次冷却材圧力：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 原子炉格納容器圧力及び温度：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)」に比べ厳しくならないことから、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>泊発電所3号炉</p> <p>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℃)を上回ることなく、1,200℃以下となる 1次冷却材圧力：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]以下であり、最高使用圧力の1.2倍(20.592MPa[gage])を十分下回る 原子炉格納容器圧力及び温度：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7.1.2.26図及び第7.1.2.27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0.179MPa[gage]及び約110℃に比べて厳しくならないことから、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>相違理由</p> <p>相違なし (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)</p>
2-4) 主な差異 (RCP シール LOCA が発生しない場合)				
<p>項目</p> <p>RCP シール部からの漏えい率(初期)</p>	<p>大飯発電所3/4号炉</p> <p>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</p>	<p>高浜発電所3/4号炉</p> <p>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</p>	<p>泊発電所3号炉</p> <p>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</p>	<p>相違理由</p> <p>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。(伊方と同様)</p>
<p>項目</p> <p>事象進展</p>	<p>大飯発電所3/4号炉</p> <p>事象発生約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じた後、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>高浜発電所3/4号炉</p> <p>事象発生約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じた後、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>泊発電所3号炉</p> <p>事象発生約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じた後、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>相違理由</p> <p>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シークリーク量が泊より少なく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>・RCPシールLOCAが発生する場合に関しては泊、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</p>				

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
2-5) 相違理由の省略				
相違理由	大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違が生じている理由
設備名称の相違	恒設代替低圧注水ポンプ	恒設代替低圧注水ポンプ	代替格納容器スプレイポンプ	—
	充てんポンプ	充てん/高圧注入ポンプ	充てんポンプ	—
	B 充てんポンプ (自己冷却)	B 充てん/高圧注入ポンプ (自己冷却)	B 充てんポンプ (自己冷却)	—
	燃料取替用水ビット	燃料取替用水タンク	燃料取替用水ビット	—
	復水ビット	復水タンク	補助給水ビット	—
	空冷式非常用発電装置	空冷式非常用発電装置	代替非常用発電機	—
	送水車	消防ポンプ	可搬型大型送水ポンプ車	—
	大容量ポンプ	大容量ポンプ	可搬型大型送水ポンプ車	—
記載表現の相違	1次冷却系	1次系	1次冷却系	(大飯と同様)
	2次冷却系	2次系	2次冷却系	(大飯と同様)
	閉操作/閉	閉止/閉止	閉操作/閉	(大飯と同様)
	開操作	開放	開操作	(大飯と同様)
	切離し	切り離し	切り離し	複数語の送り仮名はそれぞれの単独語の送り仮名を付けるのがより適正と判断
	代替炉心注水	炉心注水	代替炉心注水	(大飯と同様)
	低下	低下	減少	1次冷却系の保有"水量"に対して低下ではなく減少がより適正と判断
	蒸散	蒸散	蒸発	泊では「蒸発」で統一
動作	作動	動作	(大飯と同様)	

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

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>2.2 全交流動力電源喪失</p> <p>2.2.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」のみである。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の出力運転中に、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。</p> <p>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、減圧及び復水ビ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</p>	<p>2.2 全交流動力電源喪失</p> <p>2.2.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」のみである。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の出力運転中に、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。</p> <p>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</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 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期 TB）」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「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) 事故シーケ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>7.1.2 全交流動力電源喪失</p> <p>7.1.2.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に含まれる事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の出力運転中に、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とを想定する。</p> <p>このため、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、減圧及び補助給水ビ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</p>	<p>※相違が生じているが相違理由を省略しているものについては比較結果をとりまとめた資料を参照</p> <p>【大飯、高浜】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】記載箇所の相違（女川実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>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が生じ、炉心損傷に至る。</p> <p>したがって、本事故シークェンスグループでは、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。</p> <p>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>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。</p> <p>したがって、本事故シークェンスグループでは、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。</p> <p>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>本事故シークェンスグループは、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ェンスグループである。</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、本事故シークェンスグループでは、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>ことから、緩和措置がとられない場合には、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生じ、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シークェンスグループは、外部電源及び全てのディーゼル発電機が喪失した状態において、蓄圧注入系以外の原子炉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ェンスグループである。</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、本事故シークェンスグループでは、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、減圧するとともに、代替非常用発電機から電源を給電した代替格納容器スプレイポンプ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、格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却による原子炉格納容器除熱を実施する。</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</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	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して、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。</p> <p>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。</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</p>	<p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して、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。</p> <p>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。</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</p>	<p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（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</p>	<p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して、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、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B-充てんポンプ（自己冷却）による炉心注水を整備し、安定状態に向けた対策として、A-高圧注入ポンプによる高圧代替再循環を整備し、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蒸気発生器による炉心冷却を継続する。</p> <p>また、原子炉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C、D-格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却による原子炉格納容器除熱手段を整備する。</p> <p>これらの対策の概略系統図を第7.1.2.1図に、手順の概要を第7.1.2.2図から第7.1.2.4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操作手順の関係を第7.1.2.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、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16名である。その内訳は次のとおりであ</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</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、高圧代替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（参集要員の記載についてはKK67、東二と同</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	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>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>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</p>	<p>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後の6時間後までは、中央制御室の運転員が、中央監視・指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員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後の6時間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>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</p>	<p>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>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>る。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う発電課長（当直）及び副長の2名、運転操作対応を行う運転員4名である。発電所構内に常駐している要員のうち、災害対策要員が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7.1.2.5図及び第7.1.2.6図に示す。</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</p>	<p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違</p> <p>・泊では蓄電池（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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>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 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>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ユ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処置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</p>	<p>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 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>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ユ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</p>	<p>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 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。 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。 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。</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備 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>し弁による炉心冷却を行う。 (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 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>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）、アニユ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、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処置並びに可搬型大型送水ポンプ車による補助給水ピットへの補給の準備を開始する。</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</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・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（伊方と同様）</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 ・「加圧器逃がし弁の準備」は、2次冷却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、泊は本事象</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	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>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。 (添付資料 2.2.2)</p> <p>d. 1次冷却材漏えいの判断 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、格納容器内エリ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。 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</p>	<p>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 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、格納容器内エリ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。 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</p>		<p>常用発電機を起動する。代替非常用発電機の起動が完了すれば、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。 (添付資料 7.1.2.5)</p> <p>d. 1次冷却材漏えいの判断 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、格納容器内エリ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。 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 7.1.2.1、7.1.2.2、7.1.2.21)</p> <p>e. 補助給水系機能維持の判断 すべての補助給水流量指示の合計が 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次冷却材ポンプ封水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</p>	<p>では記載しない(伊方と同様)</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違 【大飯】 設計の相違</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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>いは場合は、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後の24時間後まで継続可能な処置を行う。</p> <p>(添付資料 2.2.2)</p> <p>h. 蒸気発生器2次側による炉心冷却 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>いは場合は、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後の24時間後まで継続可能な処置を行う。</p> <p>(添付資料 2.2.2)</p> <p>h. 蒸気発生器2次側による炉心冷却 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>d. 125V 直流電源負荷切離し 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部にて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 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閉操作）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。</p> <p>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</p>	<p>いは場合は、現場にて閉操作する。</p> <p>g. 不要直流電源負荷切離し 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（非常用）及び後備蓄電池による直流給電が事象発生後の24時間後まで継続可能な処置を行う。</p> <p>(添付資料 7.1.2.5)</p> <p>h. 蒸気発生器2次側による炉心冷却 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（広域）計指示1.7MPa[gage]（1次冷却材温度（広域-高温側）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、可搬型大型送水ポンプ車による補助給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次冷却材温度（広域-高温側）等である。</p> <p>(添付資料 7.1.2.4、7.1.2.6)</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・泊は2つの異なる蓄電池を使用して24時間の直流給電を継続するため明確に記載</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>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>i. 蓄圧注入系動作の確認 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。 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>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 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プの代替空気供給（窒素ポンベ接続）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プの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。</p> <p>k. 蓄圧タンク出口弁閉操作 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。 （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>i. 蓄圧注入系動作の確認 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。 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>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 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プの代替空気供給（窒素ポンベ接続）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プの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。</p> <p>k. 蓄圧タンク出口弁閉止 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。 （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>る。</p>	<p>i. 蓄圧注入系動作の確認 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。 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>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 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（窒素ポンベ接続）及びダンプ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。 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プの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。</p> <p>k. 蓄圧タンク出口弁閉操作 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（広域）等である。 （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>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設計・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プの手動開操作が必要</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>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>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</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]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</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</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位は</p>	<p>蓄圧タンク出口弁の閉を確認後、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次冷却系強制冷却を再開し、目標値となれば温度及び圧力を維持する。</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）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、代替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次冷却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</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>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>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压代替再循環運転</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高压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压代替再循環運転を行う。</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压代替再循環運転へ切り替え、炉心冷却を行う。</p>	<p>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压代替再循環運転</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／高压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压代替再循環運転を行う。 (添付資料 2.2.8)</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压代替再循環運転へ切り替え、炉心冷却を行う。</p>	<p>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>代替炉心注水を行う。 (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压代替再循環運転</p> <p>RCP シール LOCA が発生している場合、安定状態に向けた対策として、可搬型大型送水ポンプ車を用いたC、D一格納容器再循環ユニット及びA一格納容器再循環サ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压代替再循環運転を行う。</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が再循環切替水位16.5%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）指示71%以上であることを確認し、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压代替再循環運転へ切り替え、炉心冷却を行う。</p>	<p>相違理由</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】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【高浜】 添付資料の相違 ・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プ車を各々整備しており運用変更は実施していない。</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、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>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>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</p> <p>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、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>(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</p> <p>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>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</p> <p>原子炉補機代替冷却水系による補機冷却水を確認後、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。</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>h. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始し、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水を停止する。</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</p> <p>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、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次冷却材温度（広域－高温側）等である。</p>	<p>【高浜】 添付資料の相違 ・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代替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。 (大飯と同様)</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【高浜】 設計の相違 ・差異理由は前記とおり (3 ページ参照)</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違 (女川実績の反映) ・泊では長期対策という記載はしない方針</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

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>p. 原子炉補機冷却水系の復旧作業 緊急安全対策要員等の作業時間や原子炉補機冷却水系の機能喪失要因を考慮し、予備品の海水ポンプモータによる対応を行うこと等で、原子炉補機冷却水系の復旧を図る。</p>	<p>p. 原子炉補機冷却系の復旧作業 召集要員の作業時間や原子炉補機冷却水系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>残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、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（低圧注水モード）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（低圧注水モード）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>以降、炉心冷却はA-1高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転により継続的に行い、また、原子炉格納容器除熱はC、D-1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継続的に行う。</p> <p>p. 原子炉補機冷却水系の復旧作業 召集要員等の作業時間や原子炉補機冷却水系の機能喪失要因を考慮し、予備品の原子炉補機冷却海水ポンプ電動機による対応を行うこと等で、原子炉補機冷却水系の復旧を図る。</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・炉心冷却と格納容器除熱を異なる手段で実施するため女川のLOCA時注水機能喪失の記載を参考とした</p> <p>【大飯、高浜】 対応要員の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
(添付資料 2.2.8)	(添付資料 2.2.10)		(添付資料 7.1.2.22)	

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

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>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。</p> <p>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、</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。</p> <p>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、</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。</p> <p>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</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>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「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。</p> <p>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、</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【女川】 重要現象の相違 ・重要事故シーケンス及び使用する解析コードの相違により重要現象が異なる</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p> <p>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>燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p> <p>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>デント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力、原子炉炉水位、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>燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p> <p>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、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>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(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>(c) 外部電源</p> <p>「(a) 起回事象」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</p> <p>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</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>(c) 外部電源</p> <p>「(a) 起回事象」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</p> <p>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</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するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定する。起回事象として、外部電源を喪失するものとしている。</p> <p>【参考：伊方3号炉】</p> <p>(d) RCP シール部からの漏えい率</p> <p>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</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、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>ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、全交流動力電源が喪失するものとする。また、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）が機能喪失することにより、崩壊熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定する。起回事象として、外部電源を喪失するものとしている。</p> <p>(d) RCP シール部からの漏えい率</p> <p>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</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 評価表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・大飯、高浜はIW社製RCP、泊はMHI製RCPを用いている。大飯、高浜はWCAP-15603に</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(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、ラピリス部の抵抗のみを考慮した場合においても、ラピリ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。 (添付資料2.2.10、2.2.11、2.2.24)</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(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200m³/hの流量で注水するものとする。</p>	<p>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、ラピリス部の抵抗のみを考慮した場合においても、ラピリ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。 (添付資料2.2.12、2.2.13)</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(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160m³/hの流量で注水するものとする。</p>	<p>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0.6inch)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、ラピリス部の抵抗のみを考慮した場合においても、ラピリス部の構造健全性は維持される。</p> <p>RCP シール LOCA の発生を想定せず、RCPシール部が機能維持している場合の漏えい率は、全交流動力電源喪失時の1次系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0.07inch)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。 (添付資料2.2.9、2.2.10)</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(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。</p> <p>(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、90.8m³/h(7.8MPa[gage])～1.04MPa[gage]においての流量で注水するものとする。</p>	<p>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、ラピリス部の抵抗のみを考慮した場合においても、ラピリ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。 (添付資料7.1.2.10、7.1.2.11、7.1.2.23)</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉トリップ信号 原子炉トリップは、1次冷却材ポンプ電源電圧低信号によるものとする。</p> <p>(b) 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3基の蒸気発生器に合計80m³/hの流量で注水するものとする。</p>	<p>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) 【大飯】 設計の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・同上</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・泊は指標を満足する</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

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(b) 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)</p> <p>(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. 9m³ (1 基当たり) (添付資料 2. 2. 12)</p> <p>(d) 恒設代替低圧注水ポンプの原子炉への注水流量 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</p>	<p>(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。</p> <p>(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. 0m³ (1 基当たり) (添付資料 2. 2. 14)</p> <p>(d) 恒設代替低圧注水ポンプの原子炉への注水流量 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</p>	<p>(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁（逃がし弁機能）にて、原子炉冷却材圧力パ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。</p> <p>(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 130m³/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。</p> <p>(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, 136m³/h (0. 14MPa[dif])において（最大 1, 191m³/h）の流量で注水するものとする。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） 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>(c) 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 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。 (添付資料 7. 1. 2. 23)</p> <p>(d) 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) 29. 0m³ (1 基当たり) (添付資料 7. 1. 2. 12)</p> <p>(e) 代替格納容器スプレイポンプの原子炉への注水流量 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</p>	<p>範囲で設計の合理化を図ったためポンプ容量が小さい</p> <p>【大飯】 設計の相違</p> <p>【高浜】 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>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。 (添付資料 2.2.13)</p> <p>(e) RCP シール部からの漏えい停止 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>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 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</p>	<p>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。 (添付資料 2.2.15)</p> <p>(e) RCP シール部からの漏えい停止 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>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3(5) 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 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</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 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 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</p>	<p>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。 (添付資料 7.1.2.7)</p> <p>(f) RCP シール部からの漏えい停止 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>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 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。</p> <p>(b) 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、RCP シール LOCA が発生しない場合においては24時間使用できないものとして、事象発生後の24時間後に代替非常用発電機によって供給を開始する。 (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次冷却系</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違(女川実績の反映) ・操作条件の記載の語尾を「する」に統一</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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>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閉操作は、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注水を開始するものとする。</p>	<p>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閉止は、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注水を開始するものとする。</p>	<p>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>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。 (添付資料7.1.2.4、7.1.2.13)</p> <p>(d) 蓄圧タンク出口弁の閉操作は、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。 (添付資料7.1.2.6)</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。 (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。</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炉への注水を開始する。</p>	<p>相違理由</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(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。また、全交流動力電源喪失と同時に原子炉</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2.2.1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、原子炉は自動停止する。また、全交流動力電源喪失と同時に原子炉</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>外部電源喪失により自動起動する</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7.1.2.3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7.1.2.7図から第7.1.2.17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7.1.2.18図から第7.1.2.23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7.1.2.24図及び第7.1.2.25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</p>	<p>【高浜】 記載表現の相違</p> <p>【大飯】 設計の相違 ・原子炉トリップ信号の相違（高浜と同様）</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>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、事象発生の約40分後に蓄圧注入系が動作する。事象発生の約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、事象発生の70分後に蓄圧タンクの出口弁を閉止した後、事象発生の80分後に2次冷却系強制冷却を再開する。事象発生の約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>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、事象発生の約38分後に蓄圧注入系が作動する。事象発生の約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、事象発生の70分後に蓄圧タンクの出口弁を閉止した後、事象発生の80分後に2次系強制冷却を再開する。事象発生の約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>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水位低（レベル2）での自動起動及び原子炉水位高（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水位は低下するが、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水</p>	<p>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、事象発生の約39分後に蓄圧注入系が動作する。事象発生の約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、事象発生の70分後に蓄圧タンクの出口弁を閉止した後、事象発生の80分後に2次冷却系強制冷却を再開する。事象発生の約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次冷却系の保有水量は回復する。</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【女川】 事象進展の相違 ・RCPシールLOCAが発生する場合は通常操作で早期に交流電源が確立するため、交流電源の記載は女川同様に24時間後に供給を開始するRCPシールLOCAが発生しない事象に記載</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(添付資料2.2.15)</p> <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</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 2.2.2.11 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</p>	<p>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。原子炉冷却材圧力パウ</p>	<p>RCP シール部から1次冷却材が原子炉格納容器内に漏えいすることにより、原子炉格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。</p> <p>そのため、格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却による原子炉格納容器除熱を行う。</p> <p>原子炉格納容器除熱は、事象発生から約 81 時間経過した時点で実施する。</p> <p>(添付資料7.1.2.14, 7.1.2.24)</p> <p>(b) 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は第 7.1.2.17 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 380℃）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>1次冷却材圧力は第7.1.2.7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、1次</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・原子炉格納容器の事象進展に関しても記載</p> <p>【大飯、高浜】 添付資料の相違（女川実績の反映） ・SBO 後 24 時間の間に期待しているタービン動補助給水ポンプ及び代替格納容器スプレイポンプの運転継続の妥当性に関して整理した資料を作成</p> <p>【大飯】 解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・燃料被覆管の酸化量に関して具体的な数字を記載</p> <p>【大飯】</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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>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</p>	<p>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</p>	<p>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って、原子炉格納容器バウ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</p>	<p>冷却材圧力と1次冷却材ポンプ吐出部との差(高々約0.3MPa)を考慮しても、約16.2MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍(20.592MPa[gage])を十分下回る。</p> <p>原子炉格納容器圧力及び温度は、第7.1.2.24図及び第7.1.2.25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、高圧代替再循環運転を行うとともに、第7.1.2.26図及び第7.1.2.27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それぞれ約0.135MPa[gage]及び約102℃で維持される。</p> <p>(添付資料7.1.2.8)</p> <p>第7.1.2.15図及び第7.1.2.16図に示すとおり、代替格納容器スプレイポンプによる注水継続により炉心は露出することなく冷却が維持される。その後は、約51時間後にA—高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転を、約81時間後にC、D—格納容器再循</p>	<p>解析結果の相違 【大飯、高浜】 記載方針の相違(女川実績の反映) 【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・注は既許可の設置変更許可申請書記載値の桁数が多い 【大飯】 設計の相違 ・CVの構造が泊・高浜が鋼製CVに対して大飯がPCCVのため異なる 【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】 設計の相違 ・再循環ユニットのダクト開放機構が開放する温度設定が異なる 【大飯、高浜】 解析結果の相違 【大飯、高浜】 記載方針の相違(女川実績の反映) 【高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>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>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>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>環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却による原子炉格納容器除熱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>(添付資料7.1.2.22)</p> <p>本評価では、「6.2.1.2 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>り(3ページ参照)</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違(女川実績の反映) ・具体的に評価した評価項目をまとめて記載</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>b. 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</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</p>	<p>【参考のため再掲】</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>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</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 7.1.2.4 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 7.1.2.28 図から第 7.1.2.36 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 7.1.2.37 図から第 7.1.2.42 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</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯】 設計の相違 ・原子炉トリップ信号の相違（高浜と同様）</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>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>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操作による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>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水位低（レベル2）での自動起動及び原子炉水位高（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水位</p>	<p>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60分後に蓄圧注入系が動作する。</p> <p>蓄電池（非常用）及び後備蓄電池は、中央制御室及び中央制御室隣接箇所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 7.1.2.5)</p> <p>事象発生から24時間経過した時点で、代替非常用発電機による交流電源の供給を開始する。</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次冷</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯】 解析結果の相違 【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・直流電源の供給について記載</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・代替交流電源の供給について記載</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 【大飯、高浜】 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</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>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>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>は低下するが、低圧代替注水系(常設)(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</p>	<p>却系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、7.1.2.24)</p> <p>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るが、原子炉格納容器の圧力が上昇した場合は格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却による原子炉格納容器除熱を行う。</p>	<p>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シーリング量が約1.5m³/h/台と大飯、高浜の約4.8m³/h/台に比べ小さく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、高浜】 添付資料の相違(女川実績の反映) ・SBO後24時間の間に期待しているタービン動補助給水ポンプ及び代替格納容器スプレイポンプの運転継続の妥当性に関して整理した資料を作成</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違(女川実績の反映) ・原子炉格納容器の事象進展に関しても記載</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(b) 評価項目等</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</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、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 2.2.2.22 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</p>	<p>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って、原子炉格納容器バウンダリに</p>	<p>(b) 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は第 7.1.2.36 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 380℃）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>1次冷却材圧力は第 7.1.2.28 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、1次冷却材圧力と 1次冷却材ポンプ吐出部との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても、約 16.2MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍（20.592MPa[gage]）を十分下回る。</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 7.1.2.26 図及び第 7.1.2.27 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</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯】 解析結果の相違 【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・燃料被覆管の酸化量に関して具体的な数字を記載</p> <p>【大飯】 解析結果の相違 【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） 【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>【高浜】 記載方針の相違（大飯と同様）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>温度の最高値である約0.130MPa[gage]及び約100℃に比べて厳しくならないことから、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。</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>(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回る。</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>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>及び温度の最高値である約0.179MPa[gage]及び約110℃に比べて厳しくならないことから、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>第7.1.2.34図及び第7.1.2.35図に示すとおり、蓄圧注入により炉心は露出することなく冷却が維持される。その後は、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却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>本評価では、「6.2.1.2 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>【大飯】 解析結果の相違</p> <p>【大飯】 設計の相違 ・CVの構造が泊・高浜が鋼製CVに対して大飯がPCCVのため最高使用圧力及び温度が異なる</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違(女川実績の反映) ・具体的に評価した評価項目をまとめて記載</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>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、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である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。</p> <p>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>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、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である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。</p> <p>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>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、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>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、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。</p> <p>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ると考えられる操作として、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>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、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>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とが特徴である。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、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ると考えられる操作として、事象発生の30分後に操作を行う2次冷却系強制冷却、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>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・操作の特徴ではなく事故の特徴について記載</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・泊は47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）</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	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>a. 運転員等操作時間に与える影響</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の設計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</p>	<p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における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の設計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</p>	<p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における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には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。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>a. 運転員等操作時間に与える影響</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の設計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</p>	<p>【女川】 重要現象の相違 ・重要事故シーケンス及び使用する解析コードの相違により重要現象が異なるため、不確かさの考察が異なる</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>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>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</p>	<p>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。よって、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>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</p>		<p>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が、操作手順（1次冷却材圧力の目標値到達後の閉止操作及び閉止後の2次冷却系強制冷却の再開）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>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が、操作手順（1次冷却材圧力の目標値到達後の閉止操作及び閉止後の2次冷却系強制冷却の再開）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>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</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・運転員等操作時間に与える影響について詳細に記載</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・運転員等操作時間に与える影響について詳細に記載</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>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>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</p>	<p>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>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</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</p>	<p>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が、操作手順（1次冷却材圧力の目標値到達後の起動操作）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>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が、操作手順（1次冷却材圧力の目標値到達後の閉止操作及び閉止後の2次冷却系強制冷却の再開）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>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</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・運転員等操作時間に与える影響について詳細に記載</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・運転員等操作時間に与える影響について詳細に記載</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>える影響はない。</p> <p>(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</p>	<p>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</p>	<p>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>(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。有効性評価解析においても、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 309℃）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</p>	<p>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</p>	<p>【大綱】 記載箇所の相違 ・不確かさに関する添付資料の参照箇所の相違（泊、高浜は(4)まとめて参照しており、他事象とも整合）</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

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>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の設計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>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</p>	<p>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、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。</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、初期の漏えい量が実機の設計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、モデルは二相臨界流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>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、</p>	<p>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℃）を上回ることにはないことから、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>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の設計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</p>	<p>【高浜】 記載方針の相違</p> <p>【高浜】 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>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</p>	<p>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</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</p>	<p>くなり、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>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>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</p>	<p>相違理由</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>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>(添付資料 2.2.19)</p>	<p>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>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>(添付資料 2.3.1.5)</p>	<p>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>【大飯】 記載箇所の相違 ・不確かさに関する添付資料の参照箇所の相違（泊、高浜は(4)まとめて参照しており、他事象とも整合）</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

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(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。</p> <p>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炉心崩壊</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価する。</p> <p>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</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。</p> <p>また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる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</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、最確条件とした場合の影響を評価する。</p> <p>また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及び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>初期条件の原子炉停止後の炉心崩壊熱を最確条件とした場合、解析</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>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>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>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</p>	<p>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、サブ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</p>	<p>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が、操作手順（1次冷却材圧力の目標値到達後の閉止操作及び閉止後の2次冷却系強制冷却の再開）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>事故条件のRCPシール部からの漏えい率を最確条件とした場合、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が、操作手順（1次冷却材圧力の目標値到達後の閉止操作及び閉止後の2次冷却系強制冷却の再開）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>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・運転員等操作時間に与える影響について詳細に記載</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・運転員等操作時間に与える影響について詳細に記載</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	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率が低下することで、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>なる。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している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>(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</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の原子炉停止後の炉心崩壊熱を最確条件とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率が低下することで、1次冷却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>事故条件のRCPシール部からの漏えい率を最確条件とした場合、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>相違理由</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>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</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2.2.20図及び第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</p>	<p>位、サブ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>機器条件の蓄圧タンクの初期保有水量を最確条件とした場合、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 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7.1.2.26図及び第7.1.2.27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、</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> <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</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>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>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>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>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>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の确实さ」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</p>	<p>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>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「操作の确实さ」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2次冷却系強制冷却開始は、解析上の操作開始時間として事象発生30分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実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。このため運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p>	<p>の設計値を使用しており、感度解所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 ・不確かさに関する添付資料の参照箇所の相違（泊、高浜は(4)まとめで参照しており、他事象とも整合）</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>1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閉操作は、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</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閉止は、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複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプの起動は、第2.2.1.5図及び第2.2.1.6図</p>	<p>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> <p>(添付資料2.3.1.5)</p>	<p>操作条件の1次冷却材温度及び圧力の保持操作は、解析上の操作開始時間として1次冷却材温度208℃(約1.7MPa[gage])到達時及び1次冷却材温度170℃(約0.7MPa[gage])到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間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も小さい。</p> <p>操作条件の蓄圧タンク出口弁の閉操作は、解析上の操作開始時間として1次冷却材圧力約1.7MPa[gage]到達時及び代替交流電源確立時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早くなる場合が考えられるが、当該操作は主蒸気逃がし弁の開度調整により1次冷却材圧力を調整しつつ蓄圧タンク出口弁を閉止するものであり、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>操作条件の2次冷却系強制冷却再開は、解析上の操作開始時間として蓄圧タンク出口弁閉止から10分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間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も小さい。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイポンプの起動操作は、解析上の操</p>	<p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>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>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</p>	<p>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閉止は、1次冷却材圧力約 1.7MPa[gage]にて蓄圧タンク出口弁を閉止すること及び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>蓄圧タンク出口弁閉止後の2次系強制冷却再開は、炉心崩壊熱の不</p>	<p>女川原子力発電所2号炉</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</p>	<p>作開始時間として1次冷却材圧力0.7MPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間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も小さい。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の2次冷却系強制冷却開始は、運転員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>操作条件の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とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の蓄圧タンク出口弁の開操作は、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が、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2次冷却系強制冷却再開は、運転員等操作時間に与える</p>	<p>実績の反映)</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違 (女川 実績の反映)</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違 (女川 実績の反映)</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違 (女川 実績の反映)</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違 (女川</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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>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。</p> <p>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、</p>	<p>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。</p> <p>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、事象発生の30分後の2次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次系強制冷却再開と同様であり、操作</p>	<p>に影響しない。</p> <p>(添付資料 2.3.1.5)</p>	<p>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が、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>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。「(3) 操作時間余裕の把握」において、事象発生の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>操作条件の代替格納容器スプレイポンプの起動操作は、運転員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</p>	<p>実績の反映)</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違(女川 実績の反映)</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>操作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。</p> <p>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>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。</p> <p>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>早まる可能性があることから、その場合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、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次冷却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。</p> <p>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>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。</p> <p>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の30分後であるのに対し、事象発生後の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)</p> <p>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</p>	<p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。</p> <p>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の30分後であるのに対し、事象発生後の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)</p> <p>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]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</p>	<p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の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</p>	<p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の2次冷却系強制冷却開始については、2次冷却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の30分後であるのに対し、事象発生後の60分後に開始する場合の感度解析結果を第7.1.2.43図から第7.1.2.46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分の時間余裕がある。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時間余裕がある。</p> <p>(添付資料7.1.2.18)</p> <p>操作条件の蓄圧タンク出口弁閉止については、蓄圧タンク出口弁の閉操作の操作時間余裕としては、第7.1.2.47図に示すとおり、1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]から、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13分の時間余裕がある。</p> <p>(添付資料7.1.2.13)</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイポンプ起動については、代替格納容器スプレ</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川</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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>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>(添付資料 2.2.19)</p>	<p>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>(添付資料 2.2.22)</p>	<p>却水系の運転開始までの時間は事象発生から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>(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。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p>	<p>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7.1.2.48図に示すとおり、1次冷却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1.6時間の時間余裕がある。</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操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員による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、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 7.1.2.17)</p>	<p>実績の反映</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・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>【大飯、高浜】 評価方針の相違 (女川 実績の反映)</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違 (女川 実績の反映)</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	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>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>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「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>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>また、水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。ただし、燃料のうち送水車用燃料（軽油）については共用であるため、3号炉及び4号炉の合計の消費量を評価する。</p> <p>なお、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</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>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「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>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>また、水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。ただし、燃料のうち消防ポンプ用燃料（ガソリン）については共用であるため、3号炉及び4号炉の合計の消費量を評価する。</p> <p>なお、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</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>事故シーケンスグループ「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>事故シーケンスグループ「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>(添付資料 2.3.1.6)</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>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、重大事故等対策時における事象発生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16名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している中央制御室の運転員、災害対策本部要員、災害対策要員及び災害対策要員（支援）の33名で対処可能である。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>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>なお、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</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】 体制の相違 ・要員体制の差異（参集要員の記載についてはKK67、東二と同様）</p> <p>【大飯、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 大飯、高浜とは評価条件が異なる（女川と同様）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>補機冷却機能が喪失する事故」において、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 (1,860m³: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</p>	<p>補機冷却機能が喪失する事故」において、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</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>補機冷却機能が喪失する事故」において、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より事象発生の約 51 時間後に燃料取替用水ピット水位が 16.5%となるが、この時点で格納容器再循環サンプ水位（広域）は71%以上となるため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に移行することが可能である。したがって、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</p>	<p>相違理由</p> <p>【女川】 設計の相違 ・女川と PWR では事故対応手段が異なる。PWR では炉心注水に関しては再循環運転に移行するために補給不要であり、2 次冷却系の冷却に関しては補助給水ピットが枯渇する前までに補給する。</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・燃料取替用水ピットへの補給は不要である理由について詳細に記載 【高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述とおり (3 ページ参照) 【大飯、高浜】 設計の相違 ・補助給水ピット（復水</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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>る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 (a) 重油 空冷式非常用発電装置による電源供給については、事象発生直後の運転を想定して、7日間の運転継続には約133.4kθ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、事象発生直後の運転を想定して、7日間の運転継続に約3.1kθの重油が必要となる。</p> <p>【比較のため再掲】 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約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10,107θの軽油が必要となる。</p>	<p>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 (a) 重油 空冷式非常用発電装置による電源供給については、事象発生直後の運転を想定して、7日間の運転継続には約133.4kθ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、事象発生直後の運転を想定して、7日間の運転継続に約2.8kθの重油が必要となる。</p> <p>【比較のため再掲】 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約4時間後からの運転を想定して、3号炉については約3,574θ、4号炉については約4,468θ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約18時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約1,507θのガソリンが必要となる。</p>	<p>b. 燃料 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。</p> <p>【比較のため記載箇所を移動】 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>よる2次冷却系の冷却については、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（約300m³/h（1台当たり））による海水補給を行う。</p> <p>b. 燃料 代替非常用発電機による電源供給については、保守的に事象発生直後の運転を想定すると、7日間の運転継続に約138.1kLの軽油が必要となる。</p> <p>緊急時対策所への電源供給については、保守的に事象発生直後の緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、7日間の運転継続に約7.4kLの軽油が必要となる。</p> <p>可搬型大型送水ポンプ車による補助給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、事象発生約7時間後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約11.6kLの軽油が必要となる。</p>	<p>ク/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</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・海は軽油のみを使用する</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） 【大飯、高浜】 設備名称の相違 【大飯、高浜】 設計の相違</p> <p>【高浜】 記載方針の相違 【大飯、高浜】 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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却については、事象発生後の13.6時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約47.9kℓの重油が必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約184.4kℓ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 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後の6.3時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約10,107ℓの軽油が必要となる。</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、事象発生後の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、燃料油貯蔵タンク及び重油タンクの合計油量のうち、使用可能量(420kℓ)にて供給可能である。</p> <p>(b) ガソリン 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後の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。 使用済燃料ピットへ海水を補給するための消防ポンプについては、3号炉、4号炉それぞれ事象発生後の18時間後からの運転を想定して、7</p>	<p>大容量送水ポンプ(タイプI)による復水貯蔵タンクへの給水については、保守的に事象発生直後からの大容量送水ポンプ(タイプI)の運転を想定すると、7日間の運転継続に約32kℓの軽油が必要となる。 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。 軽油タンク(約755kℓ)及びガスタービン発電設備軽油タンク(約300kℓ)にて合計約1,055kℓの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給、大容量送水ポンプ(タイプI)による復水貯蔵タンクへの給水及び原子炉補機代替冷却水系の運転について、7日間の継続が可能である。</p>	<p>可搬型大型送水ポンプ車による格納容器内自然対流冷却については、事象発生後約14時間後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約11.1kℓの軽油が必要となる。</p> <p>ディーゼル発電機燃料油貯油槽にて約540kℓの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、代替非常用発電機による電源供給、緊急時対策所への電源供給、可搬型大型送水ポンプ車による補助給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並びに格納容器内自然対流冷却について、7日間の継続が可能である(合計使用量約168.2kℓ)。</p>	<p>【大飯、高浜】 設計の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・貯油槽容量の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・泊は軽油のみを使用する</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>7日間の運転継続に必要な軽油は、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 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>日間の運転継続に約1,507ℓのガソリンが必要となる。 7日間の運転継続に必要なガソリンは、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 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 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、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所への電源供給を行う電源車（緊急時対策所用）についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>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>c. 電源 代替非常用発電機の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として約1,638kW必要となるが、代替非常用発電機の給電容量2,760kW(3,450kVA)未満となることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所への電源供給を行う緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、不要な直流負荷の切離しを行うことにより、事象発生後24時間の直流電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料7.1.2.20)</p>	<p>【大飯、高浜】 設計の相違 【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） 【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・緊急所及び蓄電池の評価結果についても記載</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>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</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>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、初期の対策として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、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B-充てんポンプ（自己冷却）による炉心注水、安定状態に向けた対策としてC、D-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、A-高圧注入ポンプによる高圧代替再循環を整備している。</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</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</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>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>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>重大事故等対策時に必要な要員は、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、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、事故シーケンスグループ「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ーケンスに対して有効であり、事故シーケンスグループ「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、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、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、事故シーケンスグループ「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ーケンスに対して有効であり、事故シーケンスグループ「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ーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期TB）」に対して有効である。</p>	<p>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、災害対策本部要員、災害対策要員及び災害対策要員（支援）にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、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、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水、C、D一格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・具体的な炉心損傷防止対策を記載</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																												
<p>図 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 (1/7)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>対策項目</th> <th>大飯</th> <th>高浜</th> <th>女川</th> <th>泊</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1. 外部電源喪失時の緊急発電機出力確保</td> <td>緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保</td> <td>緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保</td> <td>緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保</td> <td>緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保</td> </tr> <tr> <td>2. 緊急発電機出力確保装置の出力確保</td> <td>緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保</td> <td>緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保</td> <td>緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保</td> <td>緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保</td> </tr> </tbody> </table> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川と同様） ・泊でも女川同様、重大事故等対処設備（設計基礎段階）の分類を導入する予定であり、整理出来次第、有効性評価側へ反映する</p> <p>【大飯、高浜】 名称等の相違</p>	対策項目	大飯	高浜	女川	泊	1. 外部電源喪失時の緊急発電機出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	2. 緊急発電機出力確保装置の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	<p>図 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 (1/7)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>対策項目</th> <th>大飯</th> <th>高浜</th> <th>女川</th> <th>泊</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1. 外部電源喪失時の緊急発電機出力確保</td> <td>緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保</td> <td>緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保</td> <td>緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保</td> <td>緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保</td> </tr> <tr> <td>2. 緊急発電機出力確保装置の出力確保</td> <td>緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保</td> <td>緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保</td> <td>緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保</td> <td>緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保</td> </tr> </tbody> </table> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川と同様） ・泊でも女川同様、重大事故等対処設備（設計基礎段階）の分類を導入する予定であり、整理出来次第、有効性評価側へ反映する</p> <p>【大飯、高浜】 名称等の相違</p>	対策項目	大飯	高浜	女川	泊	1. 外部電源喪失時の緊急発電機出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	2. 緊急発電機出力確保装置の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	<p>図 7.1.2.1 表 「全交流動力電源喪失（長期工事）」の重大事故等対策について (1/2)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>対策項目</th> <th>大飯</th> <th>高浜</th> <th>女川</th> <th>泊</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1. 外部電源喪失時の緊急発電機出力確保</td> <td>緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保</td> <td>緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保</td> <td>緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保</td> <td>緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保</td> </tr> <tr> <td>2. 緊急発電機出力確保装置の出力確保</td> <td>緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保</td> <td>緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保</td> <td>緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保</td> <td>緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保</td> </tr> </tbody> </table> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川と同様） ・泊でも女川同様、重大事故等対処設備（設計基礎段階）の分類を導入する予定であり、整理出来次第、有効性評価側へ反映する</p> <p>【大飯、高浜】 名称等の相違</p>	対策項目	大飯	高浜	女川	泊	1. 外部電源喪失時の緊急発電機出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	2. 緊急発電機出力確保装置の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	<p>図 7.1.2.1 表 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について (1/6)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>対策項目</th> <th>大飯</th> <th>高浜</th> <th>女川</th> <th>泊</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1. 外部電源喪失時の緊急発電機出力確保</td> <td>緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保</td> <td>緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保</td> <td>緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保</td> <td>緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保</td> </tr> <tr> <td>2. 緊急発電機出力確保装置の出力確保</td> <td>緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保</td> <td>緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保</td> <td>緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保</td> <td>緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保</td> </tr> </tbody> </table> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川と同様） ・泊でも女川同様、重大事故等対処設備（設計基礎段階）の分類を導入する予定であり、整理出来次第、有効性評価側へ反映する</p> <p>【大飯、高浜】 名称等の相違</p>	対策項目	大飯	高浜	女川	泊	1. 外部電源喪失時の緊急発電機出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	2. 緊急発電機出力確保装置の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川と同様） ・泊でも女川同様、重大事故等対処設備（設計基礎段階）の分類を導入する予定であり、整理出来次第、有効性評価側へ反映する</p> <p>【大飯、高浜】 名称等の相違</p>
対策項目	大飯	高浜	女川	泊																																																												
1. 外部電源喪失時の緊急発電機出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保																																																												
2. 緊急発電機出力確保装置の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保																																																												
対策項目	大飯	高浜	女川	泊																																																												
1. 外部電源喪失時の緊急発電機出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保																																																												
2. 緊急発電機出力確保装置の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保																																																												
対策項目	大飯	高浜	女川	泊																																																												
1. 外部電源喪失時の緊急発電機出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保																																																												
2. 緊急発電機出力確保装置の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保																																																												
対策項目	大飯	高浜	女川	泊																																																												
1. 外部電源喪失時の緊急発電機出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保																																																												
2. 緊急発電機出力確保装置の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保	緊急発電機出力確保装置（EG）の出力確保																																																												

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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（3/7）

判断及び操作	手順	寄与設備	可搬設備	出張設備
a. 不要直流電源自働停止	<ul style="list-style-type: none"> 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、不要直流電源自働停止の切替しを実施する。 非常用母線の停電発生が 8 時間継続すれば、操縦室からの出稼された非常用電源の切替しを行い、操縦室による必要処置を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 非常用電源 30 分以内を目安に非常用送電が正常な状態で手動で開断すること、1 次冷却母線圧力計指示 1.2MPa (range) (1 次冷却母線高圧保護温度 (広域) 計指示 208℃) を目標に減速、減圧を行う。 また、目標値となれば減速、圧力を維持する。 その後の蒸気発生器への注水再開として、送水車による送水スタートへの検討を行う。 	送水車 磨油ドラム缶	1 次冷却母線高圧保護温度 (広域) 1 次冷却母線低圧保護温度 (広域) 1 次冷却母線圧力 蒸気発生器補助給水保護温度 (広域) 蒸気発生器注水水位 (広域) 蒸気発生器注水水位 (広域) 1 次冷却母線圧力
b. 蒸気発生器 2 次側による冷却	<ul style="list-style-type: none"> 1 次冷却母線圧力の低下に伴い、蒸気発生器が動作することを確認する。 			
1. 蒸気発生器 2 次側による冷却	<ul style="list-style-type: none"> 1 次冷却母線圧力の低下に伴い、蒸気発生器が動作することを確認する。 			

【 】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（3/7）

判断及び操作	手順	重大事故等対策設備			
		寄与設備	可搬設備	計装設備	
a. 不要直流電源自働停止	<ul style="list-style-type: none"> 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、不要直流電源自働停止の切替しを実施する。 非常用母線の停電発生が 8 時間継続すれば、操縦室からの出稼された非常用電源の切替しを行い、操縦室による必要処置を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 非常用送電が正常な状態で手動で開断すること、1 次冷却母線圧力計指示 1.2MPa (range) (1 次冷却母線高圧保護温度 (広域) 計指示 208℃) を目標に減速、減圧を行う。 また、目標値となれば減速、圧力を維持する。 その後の蒸気発生器への注水再開として、送水車による送水スタートへの検討を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 1 次冷却母線高圧保護温度 (広域) 1 次冷却母線低圧保護温度 (広域) 1 次冷却母線圧力 蒸気発生器補助給水保護温度 (広域) 蒸気発生器注水水位 (広域) 蒸気発生器注水水位 (広域) 1 次冷却母線圧力 		
b. 蒸気発生器 2 次側による冷却	<ul style="list-style-type: none"> 1 次冷却母線圧力の低下に伴い、蒸気発生器が動作することを確認する。 				
1. 蒸気発生器 2 次側による冷却	<ul style="list-style-type: none"> 1 次冷却母線圧力の低下に伴い、蒸気発生器が動作することを確認する。 				

【 】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

第 7.1.2.1 表 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について（3/6）

判断及び操作	手順	重大事故等対策設備		
		寄与設備	可搬設備	計装設備
a. 不要直流電源自働停止	<ul style="list-style-type: none"> 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、不要直流電源自働停止の切替しを実施する。 非常用母線の停電発生が 8 時間継続すれば、操縦室からの出稼された非常用電源の切替しを行い、操縦室による必要処置を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 非常用送電が正常な状態で手動で開断すること、1 次冷却母線圧力計指示 1.2MPa (range) (1 次冷却母線高圧保護温度 (広域) 計指示 208℃) を目標に減速、減圧を行う。 また、目標値となれば減速、圧力を維持する。 その後の蒸気発生器への注水再開として、送水車による送水スタートへの検討を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 1 次冷却母線高圧保護温度 (広域) 1 次冷却母線低圧保護温度 (広域) 1 次冷却母線圧力 蒸気発生器補助給水保護温度 (広域) 蒸気発生器注水水位 (広域) 蒸気発生器注水水位 (広域) 1 次冷却母線圧力 	
b. 蒸気発生器 2 次側による冷却	<ul style="list-style-type: none"> 1 次冷却母線圧力の低下に伴い、蒸気発生器が動作することを確認する。 			
1. 蒸気発生器 2 次側による冷却	<ul style="list-style-type: none"> 1 次冷却母線圧力の低下に伴い、蒸気発生器が動作することを確認する。 			

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備

泊発電所 3 号炉

判断及び操作	手順	重大事故等対策設備		
		寄与設備	可搬設備	計装設備
a. 不要直流電源自働停止	<ul style="list-style-type: none"> 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、不要直流電源自働停止の切替しを実施する。 非常用母線の停電発生が 8 時間継続すれば、操縦室からの出稼された非常用電源の切替しを行い、操縦室による必要処置を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 非常用送電が正常な状態で手動で開断すること、1 次冷却母線圧力計指示 1.2MPa (range) (1 次冷却母線高圧保護温度 (広域) 計指示 208℃) を目標に減速、減圧を行う。 また、目標値となれば減速、圧力を維持する。 その後の蒸気発生器への注水再開として、送水車による送水スタートへの検討を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 1 次冷却母線高圧保護温度 (広域) 1 次冷却母線低圧保護温度 (広域) 1 次冷却母線圧力 蒸気発生器補助給水保護温度 (広域) 蒸気発生器注水水位 (広域) 蒸気発生器注水水位 (広域) 1 次冷却母線圧力 	
b. 蒸気発生器 2 次側による冷却	<ul style="list-style-type: none"> 1 次冷却母線圧力の低下に伴い、蒸気発生器が動作することを確認する。 			
1. 蒸気発生器 2 次側による冷却	<ul style="list-style-type: none"> 1 次冷却母線圧力の低下に伴い、蒸気発生器が動作することを確認する。 			

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備

【大飯、高浜】
 記載方針の相違（女川送電機との相違）
 ・泊でも女川同様、重大事故等対策設備（設計基礎仕様）の分類を導入する予定であり、整理出来次第、有効性評価欄へ反映する
 【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

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）

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																							
<p>第 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 (6/7)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>有期及び無期</th> <th>方針</th> <th>実施設備</th> <th>評価設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td> <p>9. 重要設備の保守点検体制 ・RCF（ローテーション）を定めて、重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。</p> </td> <td> <p>・RCF（ローテーション）を定めて、重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。</p> </td> <td> <p>・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。</p> </td> <td> <p>・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。</p> </td> </tr> </tbody> </table>	有期及び無期	方針	実施設備	評価設備	<p>9. 重要設備の保守点検体制 ・RCF（ローテーション）を定めて、重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。</p>	<p>・RCF（ローテーション）を定めて、重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。</p>	<p>・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。</p>	<p>・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。</p>	<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 (6/7)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>有期及び無期</th> <th>方針</th> <th>実施設備</th> <th>評価設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td> <p>9. 重要設備の保守点検体制 ・RCF（ローテーション）を定めて、重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。</p> </td> <td> <p>・RCF（ローテーション）を定めて、重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。</p> </td> <td> <p>・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。</p> </td> <td> <p>・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。</p> </td> </tr> </tbody> </table>	有期及び無期	方針	実施設備	評価設備	<p>9. 重要設備の保守点検体制 ・RCF（ローテーション）を定めて、重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。</p>	<p>・RCF（ローテーション）を定めて、重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。</p>	<p>・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。</p>	<p>・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。</p>	<p>第 7.1.2.1 表 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について (6/6)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>有期及び無期</th> <th>方針</th> <th>実施設備</th> <th>評価設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td> <p>9. 重要設備の保守点検体制 ・RCF（ローテーション）を定めて、重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。</p> </td> <td> <p>・RCF（ローテーション）を定めて、重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。</p> </td> <td> <p>・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。</p> </td> <td> <p>・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。</p> </td> </tr> </tbody> </table>	有期及び無期	方針	実施設備	評価設備	<p>9. 重要設備の保守点検体制 ・RCF（ローテーション）を定めて、重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。</p>	<p>・RCF（ローテーション）を定めて、重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。</p>	<p>・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。</p>	<p>・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川交戦の反映） ・泊でも女川同様、重大事故等対処設備（設計基礎拡張）の分類を導入する予定であり、整理出来次第、有効性評価欄へ反映する</p> <p>【大飯、高浜】 名称等の相違 ・設備仕様等の差異により「手順」「重大事故等対処設備」の記載、名称が異なる</p>
有期及び無期	方針	実施設備	評価設備																								
<p>9. 重要設備の保守点検体制 ・RCF（ローテーション）を定めて、重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。</p>	<p>・RCF（ローテーション）を定めて、重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。</p>	<p>・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。</p>	<p>・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。</p>																								
有期及び無期	方針	実施設備	評価設備																								
<p>9. 重要設備の保守点検体制 ・RCF（ローテーション）を定めて、重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。</p>	<p>・RCF（ローテーション）を定めて、重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。</p>	<p>・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。</p>	<p>・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。</p>																								
有期及び無期	方針	実施設備	評価設備																								
<p>9. 重要設備の保守点検体制 ・RCF（ローテーション）を定めて、重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。</p>	<p>・RCF（ローテーション）を定めて、重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。</p>	<p>・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。</p>	<p>・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。 ・重要設備の保守点検体制を確保し、保守点検体制の向上を図る。</p>																								

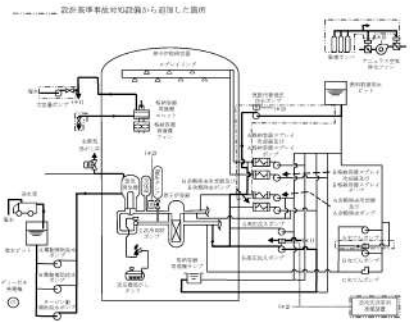
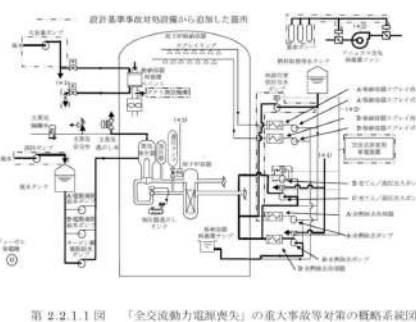
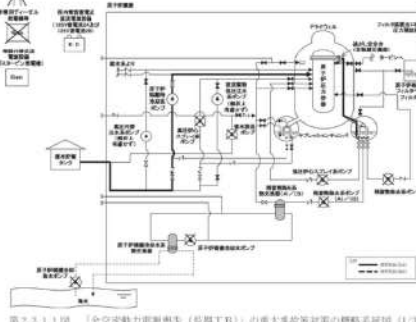
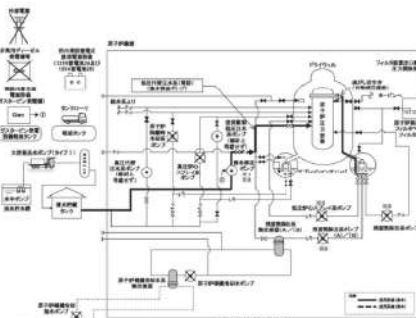
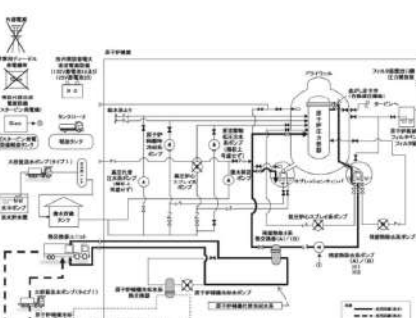
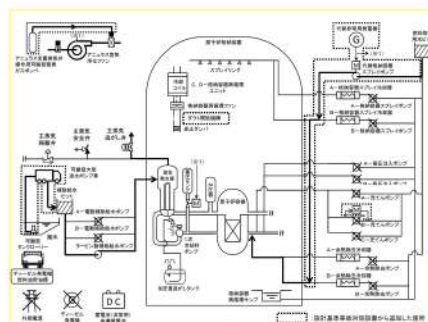
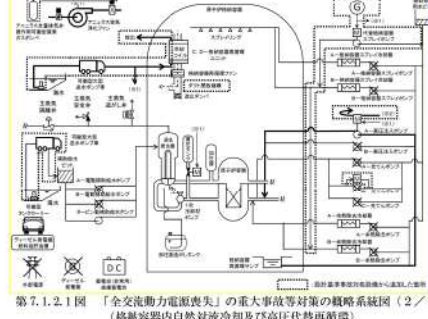
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																				
<p>第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="293 244 400 1086"> <thead> <tr> <th rowspan="2">判断及び操作</th> <th rowspan="2">手順</th> <th colspan="2">重大事故等対応設備</th> </tr> <tr> <th>常設設備</th> <th>非常設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>炉内炉外機器冷却水系の冷却作業</td> <td> ・緊急停止後、緊急冷却水の供給時間や炉内炉外機器冷却水系の機器停止時刻を考慮し、冷却水の温度上昇がワークオーバーによる劣化を行うこと等、炉内炉外機器冷却水系の動作を確認する。 </td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> </tbody> </table> <p>【 】は有効性評価上顕示しない重大事故等対応設備</p>	判断及び操作	手順	重大事故等対応設備		常設設備	非常設備	炉内炉外機器冷却水系の冷却作業	・緊急停止後、緊急冷却水の供給時間や炉内炉外機器冷却水系の機器停止時刻を考慮し、冷却水の温度上昇がワークオーバーによる劣化を行うこと等、炉内炉外機器冷却水系の動作を確認する。	—	—	<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="770 244 878 1099"> <thead> <tr> <th rowspan="2">判断及び操作</th> <th rowspan="2">手順</th> <th colspan="2">重大事故等対応設備</th> </tr> <tr> <th>常設設備</th> <th>非常設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>炉内炉外機器冷却水系の冷却作業</td> <td> ・目標時間の作業時間や炉内炉外機器冷却水系の機器停止原因を考慮し、冷却水の温度上昇がワークオーバーによる劣化を行うこと等、炉内炉外機器冷却水系の動作を確認する。 </td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> </tbody> </table> <p>【 】は有効性評価上顕示しない重大事故等対応設備</p>	判断及び操作	手順	重大事故等対応設備		常設設備	非常設備	炉内炉外機器冷却水系の冷却作業	・目標時間の作業時間や炉内炉外機器冷却水系の機器停止原因を考慮し、冷却水の温度上昇がワークオーバーによる劣化を行うこと等、炉内炉外機器冷却水系の動作を確認する。	—	—			<p>【大飯、高浜】 名称等の相違 ・設備仕様等の差異により「手順」「重大事故等対応設備」の記載、名称が異なる</p>
判断及び操作			手順	重大事故等対応設備																				
	常設設備	非常設備																						
炉内炉外機器冷却水系の冷却作業	・緊急停止後、緊急冷却水の供給時間や炉内炉外機器冷却水系の機器停止時刻を考慮し、冷却水の温度上昇がワークオーバーによる劣化を行うこと等、炉内炉外機器冷却水系の動作を確認する。	—	—																					
判断及び操作	手順	重大事故等対応設備																						
		常設設備	非常設備																					
炉内炉外機器冷却水系の冷却作業	・目標時間の作業時間や炉内炉外機器冷却水系の機器停止原因を考慮し、冷却水の温度上昇がワークオーバーによる劣化を行うこと等、炉内炉外機器冷却水系の動作を確認する。	—	—																					

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>設計基準事故対応設備から追加した箇所</p> <p>第 2.2.1 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故対策の戦略系統図</p>	 <p>設計基準事故対応設備から追加した箇所</p> <p>第 2.2.1.1 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故対策の戦略系統図</p>	 <p>設計基準事故対応設備から追加した箇所</p> <p>第 2.3.1.1 図 「全交流動力電源喪失（初期T日）」の重大事故対策の戦略系統図（1/3） （原子炉注水）</p>  <p>設計基準事故対応設備から追加した箇所</p> <p>第 2.3.1.2 図 「全交流動力電源喪失（長期T日）」の重大事故対策の戦略系統図（2/3） （原子炉急減圧及び原子炉注水）</p>  <p>設計基準事故対応設備から追加した箇所</p> <p>第 2.3.1.3 図 「全交流動力電源喪失（長期T日）」の重大事故対策の戦略系統図（3/3） （原子炉注水及び格納容器除熱）</p>	 <p>設計基準事故対応設備から追加した箇所</p> <p>第 7.1.2.1 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故対策の戦略系統図（1/2） （2次冷却系強制冷却及び代替炉心注水）</p>  <p>設計基準事故対応設備から追加した箇所</p> <p>第 7.1.2.1 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故対策の戦略系統図（2/2） （格納容器内自然対流冷却及び高压代替炉心注水）</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川支援の反映） ・対応手段に応じた概略系統列とし、図のタイトルで識別 ・外部電源、蓄電池、可搬型タンクローリー、貯油槽を追記</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違</p> <p>【大飯、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	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図 2.2.2.2 回 「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 2.2.2.2 回 「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 2.2.2.2 回 「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 7.1.2.2 回 「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>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・使用する手順の構成の相違より示し、方が異なる部分はあるが、事象判別プロセスとしての内容は同等</p>

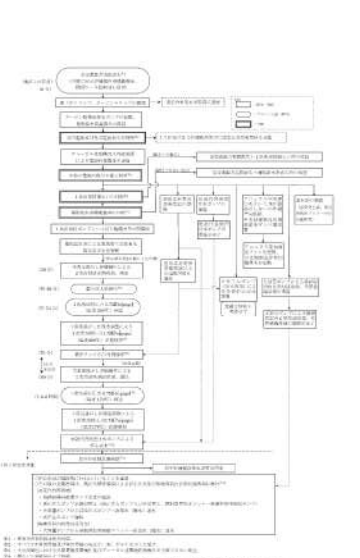
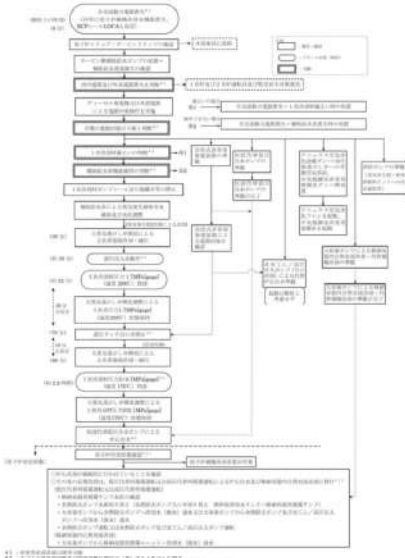

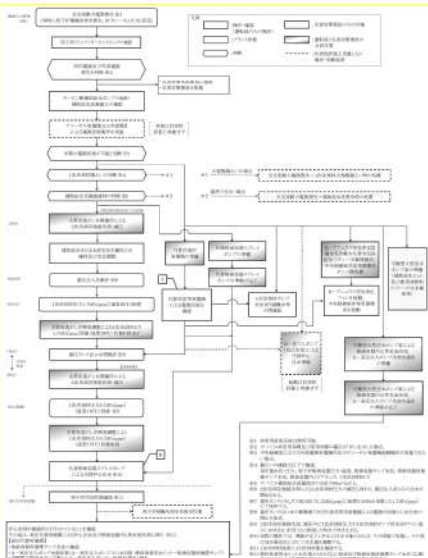
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第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>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>第7.1.2.2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>第7.1.2.2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>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・使用する手順の構成の相違により示しているが、事象判別プロセスとしての内容は同等</p>

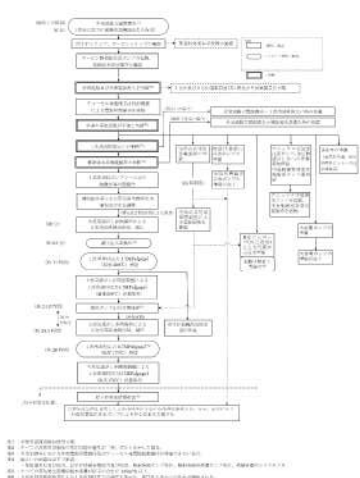
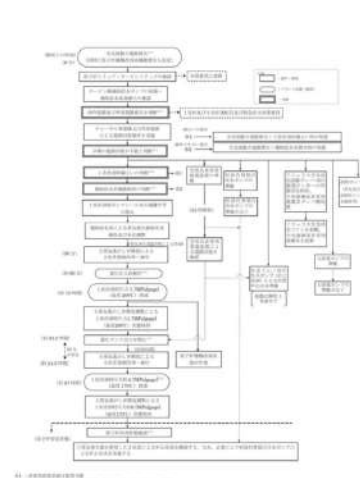
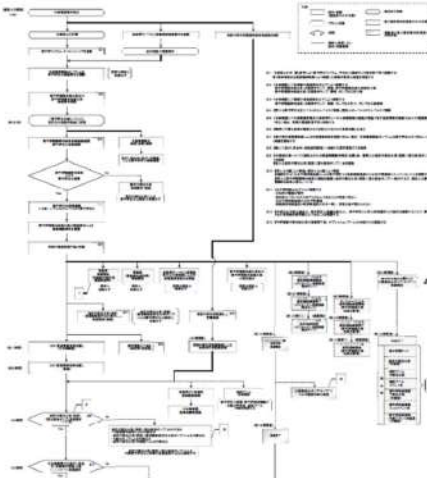
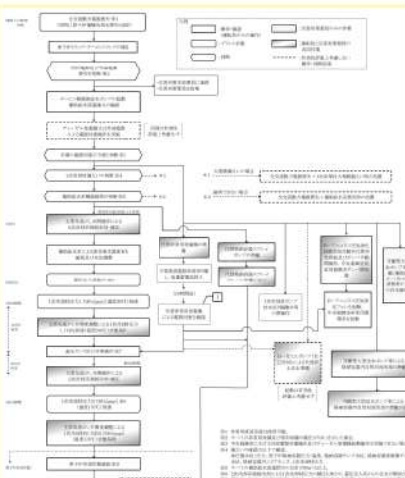
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第 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+原子炉補機冷却機能喪失 +RCPシールLOCA」の事象進展)</p>	 <p>第 2.2.1.8 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 +RCPシールLOCA」の事象進展)</p>	 <p>第 2.2.1.8 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 +RCPシールLOCA」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の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」の事象進展)</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川支線の反映） ・凡例に記載のとおり運転員及び災害対策要員が行う作業を分けて記載 ・有効性評価上考慮しない操作・判断結果を破線で記載 ・有効性評価の対象とはしていないが、ほかに取り得る手段を記載</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 解析結果の相違</p> <p>【大飯、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	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第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（表層1号）」の対応手順の概要</p>	 <p>第7.1.2.1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象」の事象進展）</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川支援の反映） ・凡例に記載のとおり運転員及び災害対策要員が行う作業を分けて記載 ・有効性評価上考慮しない操作・判断結果を破線で記載 ・有効性評価の対象とはしていないが、ほかに取り得る手段を記載</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 解析結果の相違 【大飯、高浜】 名称等の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第 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+非常用内交電電源喪失+原子炉制御設備用機組電源失+RCFシールド LOCA) (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+非常用内交電電源喪失+原子炉制御設備用機組電源失+RCFシールド LOCA) (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電源が喪失し、原子炉制御設備用機組の喪失及び RCFシールド LOCAが発生する事象) (1/2)</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川支線への反映） ・運転員を中央制御室と現場に分けて記載 ・有効性評価上考慮しない作業を色分けして記載</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】 名称等の相違</p>

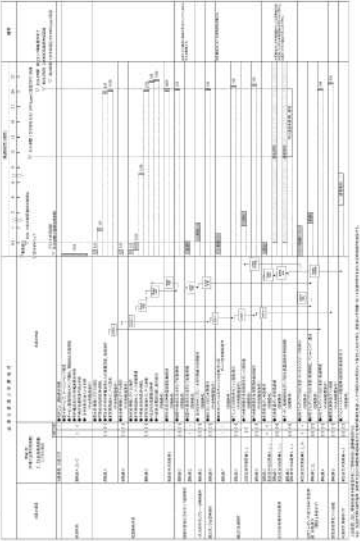
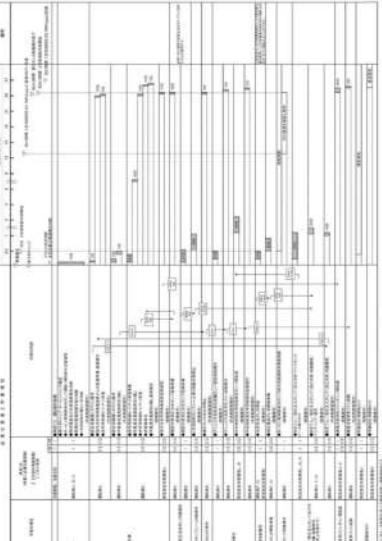
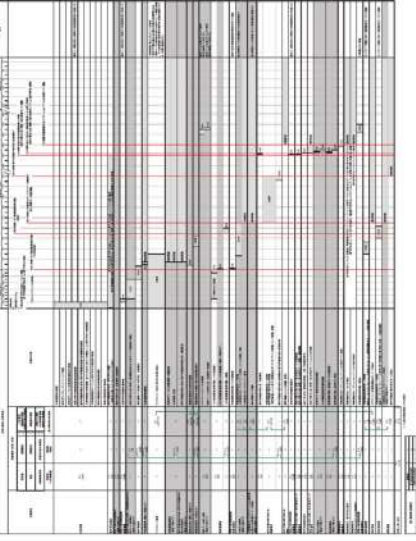
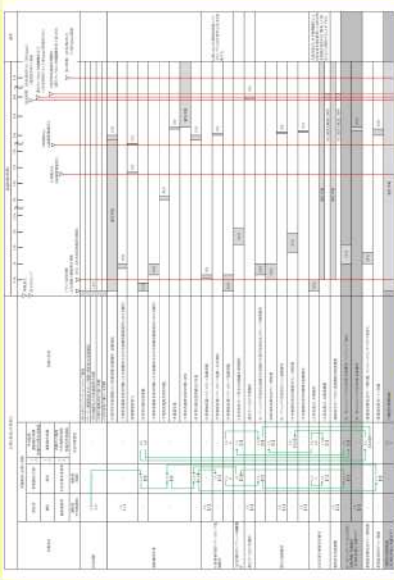
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第 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+非常用内交流電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールドアウト) (2/2)</p>	<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+非常用内交流電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールドアウト) (2/2)</p>		<p>第 7.1.2 表例 「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流電源喪失し原子炉補機冷却機能の喪失及び RCP シールドアウトが発生する事象) (2/2)</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川支援の反映） ・運転員を中央制御室と現場に分けて記載 ・有効性評価上考慮しない作業を色分けして記載 ・要員数に関して表の下に整理して記載</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】 名称等の相違</p>

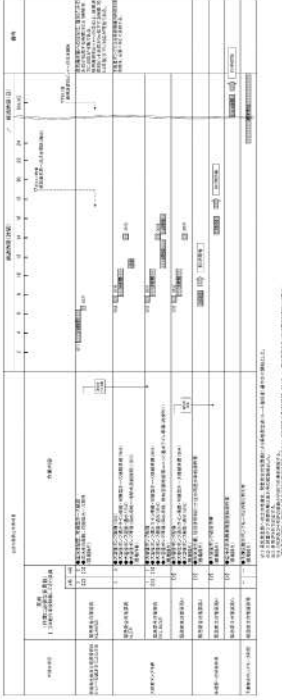
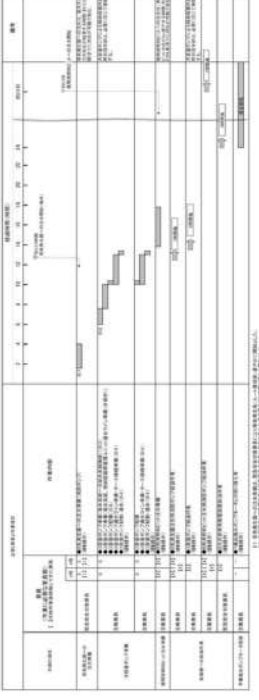
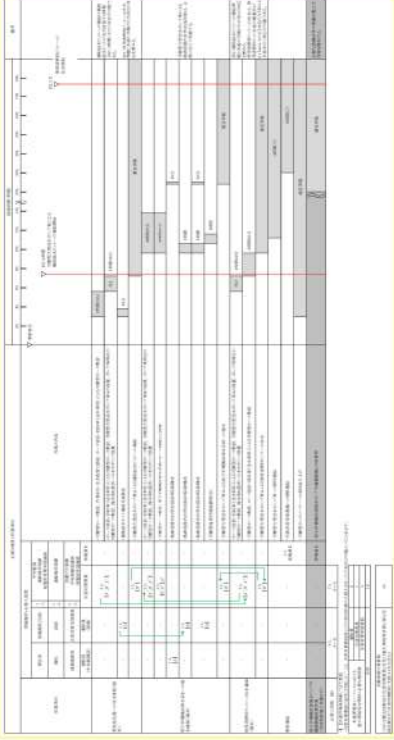
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第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+原子炉補給設備の故障による喪失) (1/2)</p>	 <p>第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+原子炉補給設備の故障による喪失) (1/2)</p>	 <p>第2.1.3図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間</p>	 <p>第7.1.2.6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+原子炉補給設備の故障による喪失) (1/2)</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川支援の反映） ・運転員を中央制御室と現場に分けて記載 ・有効性評価上考慮しない作業を色分けして記載</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 解析結果の相違</p> <p>【大飯、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	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第 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 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>第 7.1.2 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>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川支援の反映） ・運転員を中央制御室と現場に分けて記載 ・有効性評価上考慮しない作業を色分けして記載 ・要員数に関して表の下に整理して記載</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 解析結果の相違</p> <p>【大飯、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	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>大阪発電所3/4号炉</p> <p>初相値：約15.5MPa(gage)</p> <p>RCPシール部からの漏えいによる1次冷却材圧力の低下</p> <p>主蒸気逃がし弁開放による2次冷却系強制冷却開始(30分)</p> <p>蒸圧注入開始(約40分)</p> <p>約1.7MPa(gage)到達(約54分)</p> <p>恒設代替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)</p> <p>圧力・温度の保持</p> <p>時間(時)</p> <p>※：炉心圧力を表示</p> <p>第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次冷却系強制冷却開始(30分)</p> <p>約208°C到達(約54分)</p> <p>2次冷却系強制冷却の再開(80分)</p> <p>約170°C到達(約2.2時間)</p> <p>時間(時)</p> <p>第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>高浜発電所3/4号炉</p> <p>初相値：約15.9MPa(gage)</p> <p>RCPシール部からの漏えいによる1次冷却材圧力の低下</p> <p>主蒸気逃がし弁開放による2次冷却系強制冷却開始(30分)</p> <p>約1.7MPa(gage)到達(約52分)</p> <p>恒設代替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)</p> <p>圧力・温度の保持</p> <p>時間(時)</p> <p>※：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次冷却系強制冷却開始(30分)</p> <p>約208°C到達(約52分)</p> <p>2次冷却系強制冷却の再開(80分)</p> <p>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>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(シェッド内水位)の推移</p>	<p>泊発電所3号炉</p> <p>初相値：約15.9MPa(gage)</p> <p>RCPシール部からの漏えいによる1次冷却材圧力の低下</p> <p>主蒸気逃がし弁開放による2次冷却系強制冷却開始(30分)</p> <p>蒸圧注入開始(約50分)</p> <p>約1.7MPa(gage)到達(約55分)</p> <p>恒設代替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)</p> <p>圧力・温度の保持</p> <p>時間(時)</p> <p>※：炉心圧力を表示</p> <p>第7.1.2.7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次冷却系強制冷却開始(30分)</p> <p>約208°C到達(約55分)</p> <p>2次冷却系強制冷却の再開(80分)</p> <p>約170°C到達(約2.2時間)</p> <p>1次冷却材圧力の上昇に伴い、飽和状態にある1次冷却材温度が上昇</p> <p>時間(時)</p> <p>第7.1.2.8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>【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

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第 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 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>第 2.3.1.8 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移</p>	<p>第 7.1.2.9 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>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・4時間以降の挙動の差異については、 泊のSG出口側配管が大飯・高浜に比べて浅いために、水位が配管の水平管高さまで低下し、一時的に蒸気がRCPシール部から抜けるために振動するもの</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 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>第 2.3.1.9 図 注水流量の推移</p>	<p>第 7.1.2.10 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>【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

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>大飯発電所3/4号炉</p> <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 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>高浜発電所3/4号炉</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>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>女川原子力発電所2号炉</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>第 2.3.1.11 図 原子炉圧力容器内保有水量の推移</p>	<p>泊発電所3号炉</p> <p>第 7.1.2.11 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 7.1.2.12 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>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・4時間以降の挙動の差異については、 泊のSG出口側配管が大飯・高浜に比べて浅いために、水位が配管の水平管高さまで低下し、一時的にRCPシール部から蒸気が抜け質量流量が低下する</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・4時間以降の挙動の差異については、 泊のSG出口側配管が大飯・高浜に比べて浅いために、水位が配管の水平管高さまで低下し、一時的にRCPシール部から蒸気が抜けクオリティが増加する</p>

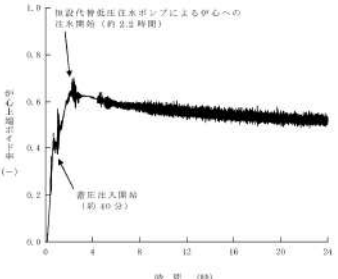
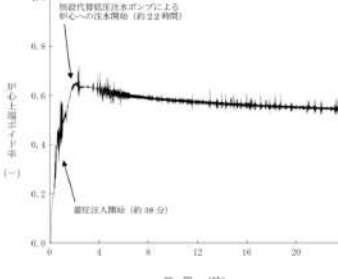
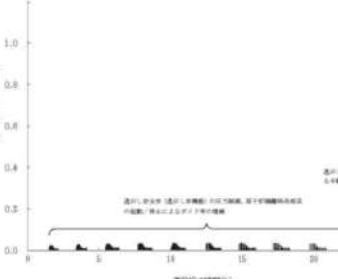
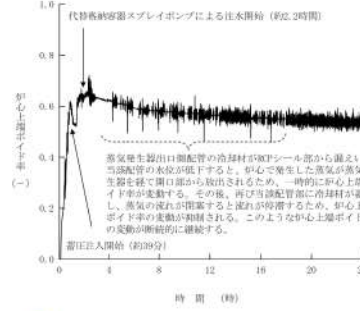
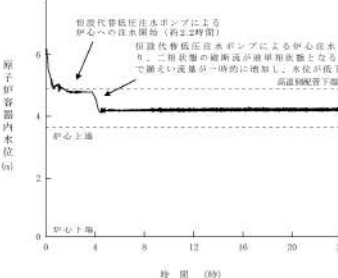
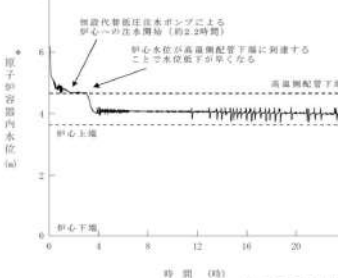
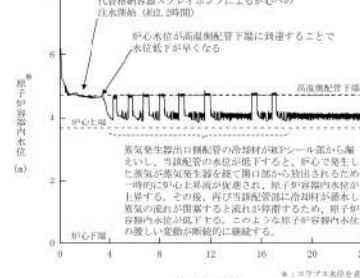
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第 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 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>第 2.3.1.12 図 燃料被覆管温度の推移</p>	<p>第 7.1.2.13 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>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・4時間以降の挙動の差異については、泊のSG出口側配管が大阪・高浜に比べて浅いため、水位が配管の水平管高さまで低下し、一時的にRCPシール部から蒸気が受け流量が変動する</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 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>第 2.3.1.13 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p>	<p>第 7.1.2.14 図 炉心出口流量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>

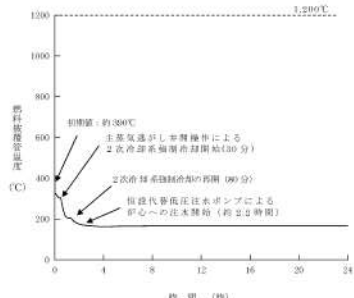
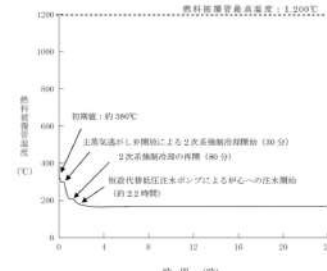
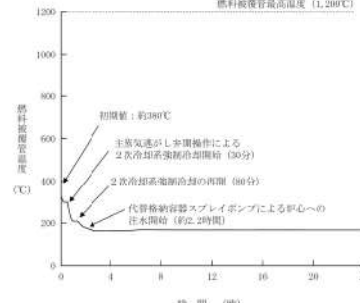
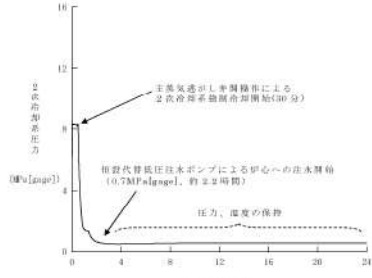
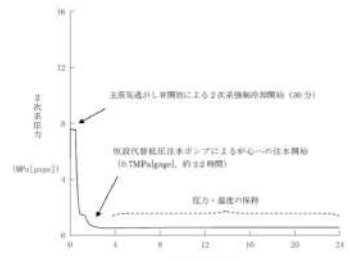
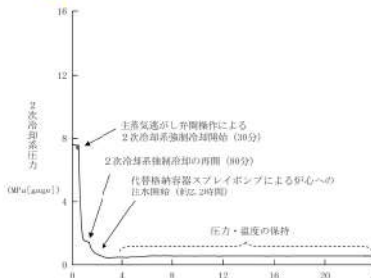
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第 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 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>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>第 7.1.2.15 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>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・4時間以降の挙動の差異については、泊のSG 出口側配管が大飯・高浜に比べて浅いために、水位が配管の水平管高さまで低下し、一時的にRCP シー部から蒸気が逃げ炉心上端ボイド率が変動する</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 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>第 7.1.2.16 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>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・4時間以降の挙動の差異については、泊のSG 出口側配管が大飯・高浜に比べて浅いために、水位が配管の水平管高さまで低下し、一時的にRCP シー部から蒸気が逃げ炉心上昇流が促進され原子炉容器内水位が上昇する</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

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>燃料被覆管温度の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	 <p>燃料被覆管温度の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>		 <p>燃料被覆管温度の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>
 <p>2次冷却系圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	 <p>2次冷却系圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>		 <p>2次冷却系圧力の推移 (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>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
				<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>
<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 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>第 7.1.2.19 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>	

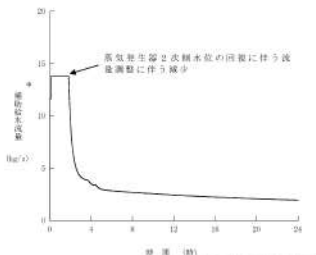
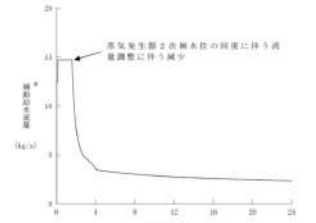
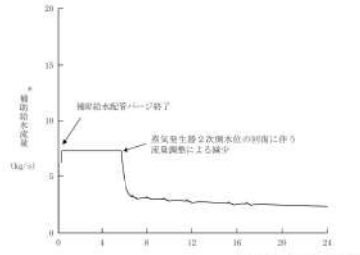
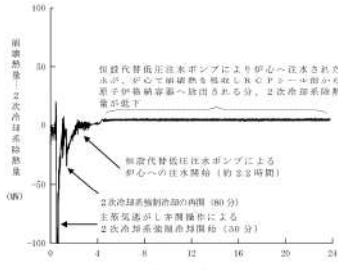
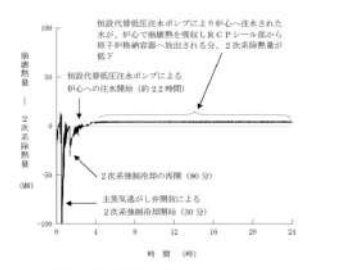
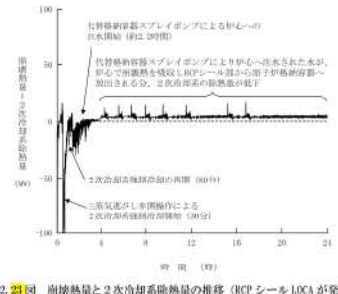
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第 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 2.2.21 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 2.2.21 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 7.1.2.20 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>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・泊は補助給水流 量が80m³/hと、大 飯の200m³/h、高浜 の160m³/hに比べ 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 蒸気発生器保有水量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>第 2.2.21 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 2.2.21 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 7.1.2.21 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80m³/hと、大 飯の200m³/h、高浜 の160m³/hに比べ 少ないため、蒸気 発生器保有水量の 回復が遅くなる</p>

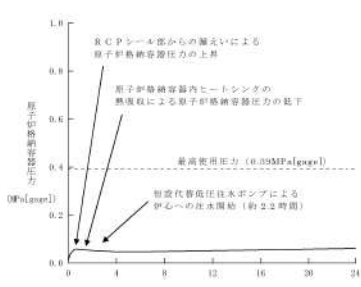
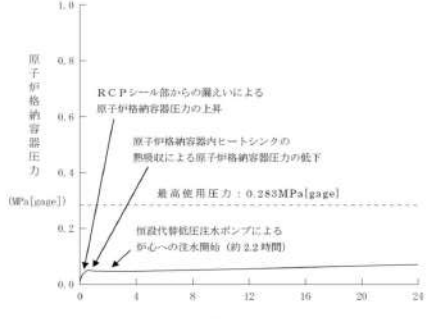
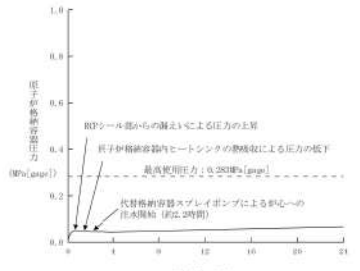
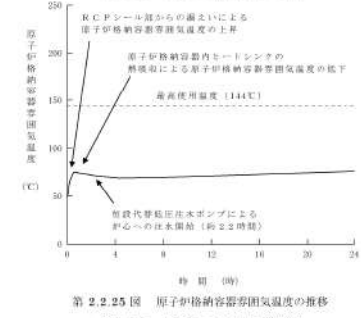
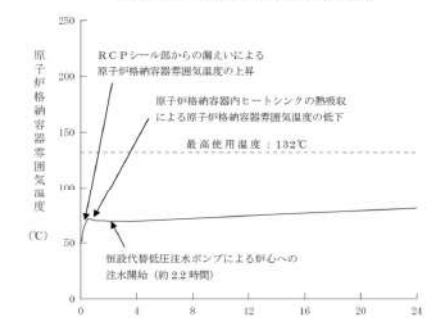
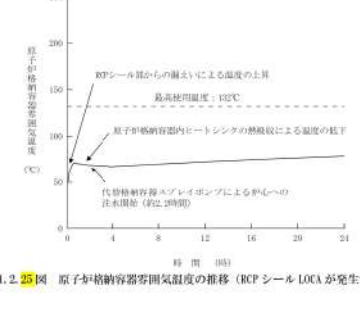
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第 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 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>第 7.1.2.22 図 補助給水流量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>【大飯、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（泊 80m³/h、大飯 200m³/h、高浜 160m³/h）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 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>第 7.1.2.23 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>【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

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第 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 2.2.2.18 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 7.1.2.24 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>【大飯、高浜】 解析結果の相違</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 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>第 7.1.2.25 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>【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

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第 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 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 7.1.2.25 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 7.1.2.27 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>【大飯、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 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>	<p>第 7.1.2.25 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 7.1.2.27 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>【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

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>大飯発電所3/4号炉</p> <p>初期値：約15.9MPa(gage) RCPシール漏れからの漏えいによる1次冷却材圧力の低下 主蒸気発生し昇降操作による2次冷却材循環ポンプ停止(30分) 蓄圧タンク出口弁閉止(約4分) 蓄圧タンク出口弁閉止(約10分) 原子炉上段プレナムボイドの凝縮(約11時間) 約1.7MPa(gage)到達(約11時間) 約0.8MPa(gage)到達(約25時間) 約0.7MPa(gage)到達(約28時間)</p>	<p>高浜発電所3/4号炉</p> <p>初期値：約15.9MPa(gage) RCPシール漏れからの漏えいによる1次冷却材圧力の低下 主蒸気発生し昇降操作による2次冷却材循環ポンプ停止(30分) 蓄圧タンク出口弁閉止(約4分) 蓄圧タンク出口弁閉止(約10分) 原子炉上段プレナムボイドの凝縮(約11時間) 約1.7MPa(gage)到達(約11時間) 約0.8MPa(gage)到達(約25時間) 約0.7MPa(gage)到達(約28時間)</p>	<p>女川原子力発電所2号炉</p> <p>【比較のため RCP シールリーク量が泊と同様の伊方発電所3号炉の過渡応答図を記載】</p> <p>初期値：約15.9MPa(gage) RCPシール漏れからの漏えいによる1次冷却材の低下 主蒸気発生し昇降操作による2次冷却材循環ポンプ停止(30分) 蓄圧タンク出口弁閉止(約4分) 蓄圧タンク出口弁閉止(約10分) 原子炉上段プレナムボイドの凝縮(約11時間) 約1.7MPa(gage)到達(約11時間) 約0.8MPa(gage)到達(約25時間) 約0.7MPa(gage)到達(約28時間)</p>	<p>泊発電所3号炉</p> <p>初期値：約15.9MPa(gage) RCPシール漏れからの漏えいによる1次冷却材圧力の低下 主蒸気発生し昇降操作による2次冷却材循環ポンプ停止(30分) 蓄圧タンク出口弁閉止(約4分) 蓄圧タンク出口弁閉止(約10分) 原子炉上段プレナムボイドの凝縮(約11時間) 約1.7MPa(gage)到達(約11時間) 約0.8MPa(gage)到達(約25時間) 約0.7MPa(gage)到達(約28時間)</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</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>主蒸気発生し昇降操作による2次冷却材循環ポンプ停止(30分) 200°C到達(約2時間) 170°C到達(約25時間) 2次冷却材循環ポンプの再開(蓄圧タンク出口弁閉止後10分) 約170°C到達(約27時間)</p>	<p>第 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>主蒸気発生し昇降操作による2次冷却材循環ポンプ停止(30分) 200°C到達(約2時間) 170°C到達(約27時間)</p>	<p>図2.2.29 1次系圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p> <p>主蒸気発生し昇降操作による2次冷却材循環ポンプ停止(30分) 200°C到達(約7時間) 170°C到達(約31時間)</p>	<p>第 7.1.2.28 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>主蒸気発生し昇降操作による2次冷却材循環ポンプ停止(30分) 200°C到達(約4時間) 170°C到達(約27時間)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・大飯・高浜のRCPシールリーク量が泊の約1.5m³/h/台に対して約4.8m³/h/台と多いために、約12時間以降は高温側配管に気相が流入し二相自然循環となる。このため蒸気発生器に流入する上記の凝縮による除熱の影響が大きくなり高温側配管と低温側配管の温度差が小さくなる。一方泊はリーク量が小さく単相自然循環が維持されているため温度が一定となっている。</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>主蒸気発生し昇降操作による2次冷却材循環ポンプ停止(30分) 200°C到達(約2時間) 170°C到達(約25時間) 2次冷却材循環ポンプの再開(蓄圧タンク出口弁閉止後10分) 約170°C到達(約27時間)</p>	<p>第 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>主蒸気発生し昇降操作による2次冷却材循環ポンプ停止(30分) 200°C到達(約2時間) 170°C到達(約27時間)</p>	<p>図2.2.30 1次系温度の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p> <p>主蒸気発生し昇降操作による2次冷却材循環ポンプ停止(30分) 200°C到達(約7時間) 170°C到達(約31時間)</p>	<p>第 7.1.2.29 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>主蒸気発生し昇降操作による2次冷却材循環ポンプ停止(30分) 200°C到達(約4時間) 170°C到達(約27時間)</p>	<p>相違理由</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>1次冷却系保有水量の推移</p> <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>1次冷却系保有水量の推移</p> <p>第 2.2.2.24 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>【比較のため RCP シールリーク量が泊と同様の伊方発電所3号炉の過渡応答図を記載】</p> <p>1次冷却系保有水量の推移</p> <p>図2.2.31 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>1次冷却系保有水量の推移</p> <p>第 7.1.2.30 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>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>漏えい流量と注水流量の積算値の推移</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>漏えい流量と注水流量の積算値の推移</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>漏えい流量と注水流量の積算値の推移</p> <p>図2.2.32 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>漏えい流量と注水流量の積算値の推移</p> <p>第 7.1.2.31 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>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・泊はRCPシールリーク量が約1.5m³/h/台と大飯・高浜の約1.8m³/h/台に比べ少ないため、漏えい流量積算値が少なくなる（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

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>大飯発電所3/4号炉</p> <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>高浜発電所3/4号炉</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>女川原子力発電所2号炉</p> <p>【比較のため RCP シールリーク量が泊と同様の四方発電所3号炉の過渡応答図を記載】</p> <p>図2.2.33 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>泊発電所3号炉</p> <p>第 7.1.2.32 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>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>大飯発電所3/4号炉</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>高浜発電所3/4号炉</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>女川原子力発電所2号炉</p> <p>図2.2.34 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>泊発電所3号炉</p> <p>第 7.1.2.33 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>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p> <p>・大飯・高浜のRCPシールリーク量が泊の約1.5m³/h/台に対して約4.8m³/h/台と多いために、事象後半に二相自然循環の状態に至り流体振動が生じている。(詳細は大飯の添付資料 2.2.23参照)</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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>大飯発電所3 / 4号炉</p> <p>第 2.2.24 図 炉心上部ボイド率の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p> <p>第 2.2.25 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>高浜発電所3 / 4号炉</p> <p>第 2.2.2.28 図 炉心上部ボイド率の推移 (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>女川原子力発電所2号炉</p> <p>【比較のため RCP シールリーク量が泊と同様の伊方発電所3号炉の過渡応答図を記載】</p> <p>第 2.2.33 図 炉心上部ボイド率の推移 (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>泊発電所3号炉</p> <p>第 7.1.2.34 図 炉心上部ボイド率の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p> <p>第 7.1.2.35 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>【大飯・高浜】 解析結果の相違 ・大飯・高浜の RCP シールリーク量が泊の約 1.5m³/h/台に対して約 4.8m³/h/台と多いために、事象後半に二相自然循環の状態に至りボイド率に振動が生じている。(詳細は大飯の添付資料 2.2.23 参照)</p> <p>【大飯・高浜】 解析結果の相違 ・大飯・高浜の RCP シールリーク量が泊の約 1.5m³/h/台に対して約 4.8m³/h/台と多いために、事象後半に二相自然循環の状態に至り原子炉容器内水位に振動が生じている。(詳細は大飯の添付資料 2.2.23 参照)</p>

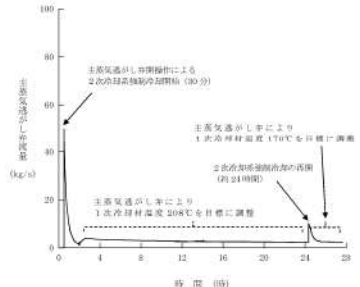
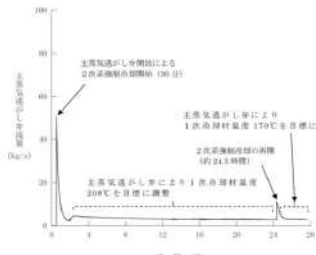
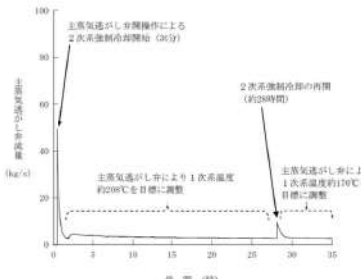
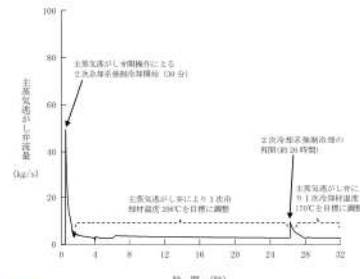
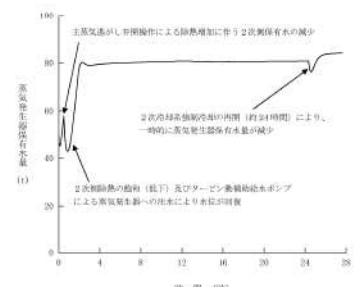
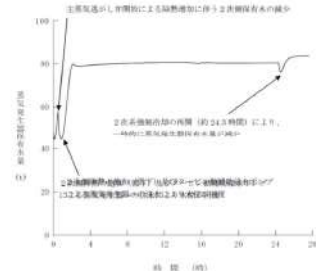
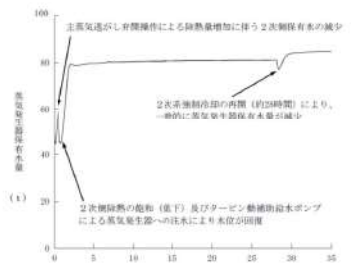
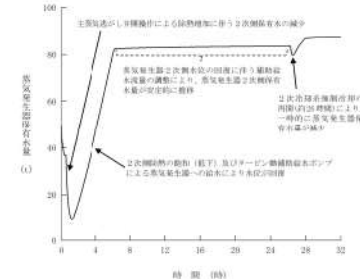
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		<p>【比較のため RCP シールリーク量が泊と同様の伊方発電所3号炉の過渡応答図を記載】</p>		<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>
<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 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>図2.2.37 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 7.1.2.36 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>【大飯、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 2.2.2.31 図 2次系圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>図2.2.38 2次系圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第 7.1.2.37 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>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>大阪発電所3/4号炉</p>  <p>第 2.2.38 回 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>高浜発電所3/4号炉</p>  <p>第 2.2.2.32 回 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>【比較のため RCP シールリーク量が泊と同様の伊方発電所3号炉の過渡応答図を記載】</p>  <p>図2.2.39 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>泊発電所3号炉</p>  <p>第 7.1.2.38 回 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 回 蒸気発生器保有水量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p> 	<p>第 2.2.2.33 回 蒸気発生器保有水量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p> 	<p>図2.2.40 蒸気発生器保有水量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p> 	<p>第 7.1.2.39 回 蒸気発生器保有水量の推移 (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80m³/hと、大阪の200m³/h、高浜の160m³/hに比べ少ないため、蒸気発生器保有水量の回復が遅くなる。</p>

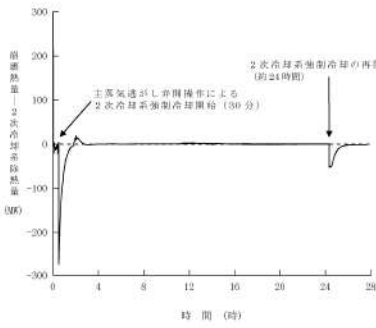
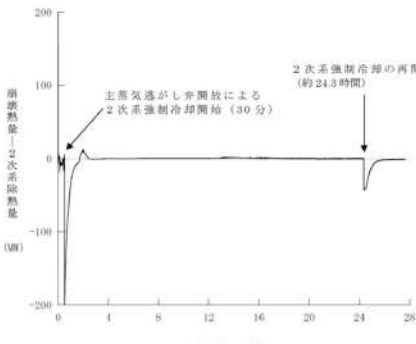
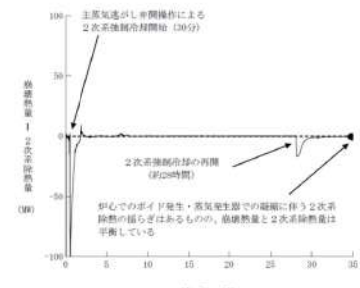
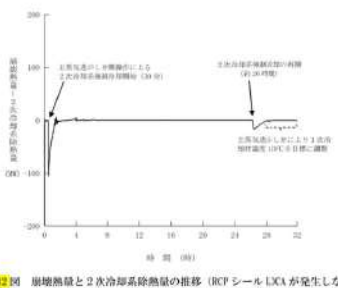
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>タービン動機給水ポンプによる蒸気発生器への注水により水位は回復するが、主蒸気送りが正常動作に伴い、1次系からの熱が伝達され、再度水位が低下</p> <p>2次系循環冷却水の再開（約24時間）により、蒸気発生器の冷却不足のため、蒸気発生器2次側管内にボイドが増加することによる一時的な水位上昇</p> <p>炉熱の低下、1次系保水容量の低下による蒸気発生器2次側熱熱の低下及び補助給水の継続等により蒸気発生器2次側水位が回復</p>	<p>タービン動機給水ポンプによる蒸気発生器への注水により水位は回復するが、主蒸気送りが正常動作に伴い、1次系からの熱が伝達され、再度水位が低下</p> <p>2次系循環冷却水の再開（約24時間）により、蒸気発生器が冷却不足のため、蒸気発生器2次側管内にボイドが増加することによる一時的な水位上昇</p> <p>炉熱の低下、1次系保水容量の低下による蒸気発生器2次側熱熱の低下及び補助給水の継続等により蒸気発生器2次側水位が回復</p>	<p>【比較のため RCP シールリーク量が泊と同様の四方発電所3号炉の過渡応答図を記載】</p> <p>タービン動機給水ポンプによる蒸気発生器への注水により水位は回復するが、主蒸気送りが正常動作に伴い、1次系からの熱が伝達され、再度水位が低下</p> <p>2次系循環冷却水の再開（約24時間）により蒸気発生器が冷却不足のため、蒸気発生器2次側管内にボイドが増加することによる一時的な水位上昇</p> <p>炉熱の低下、1次系保水容量の減少による蒸気発生器2次側熱熱の低下、補助給水の継続等により蒸気発生器2次側水位が回復</p>	<p>2次系循環冷却水の再開（約24時間）により、蒸気発生器が冷却不足のため、蒸気発生器2次側管内にボイドが増加することによる一時的な水位上昇</p> <p>炉熱の低下、1次系保水容量の減少による蒸気発生器2次側熱熱の低下及び補助給水の継続等により蒸気発生器2次側水位が回復</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・泊は補助給水流量が80m³/hと、大飯の200m³/h、高浜の160m³/hに比べ少ないため、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>蒸気発生器2次側水位の回復に伴い、流量調整を行うことによる減少</p> <p>2次系循環冷却水の再開（約24時間）に伴う流量調整による増加</p>	<p>第 2.2.2.34 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>蒸気発生器2次側水位の回復に伴い、流量調整を行うことによる減少</p> <p>2次系循環冷却水の再開（約24時間）に伴う流量調整による増加</p>	<p>図2.2.41 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>蒸気発生器2次側水位の回復に伴い、流量調整を行うことによる減少</p> <p>2次系循環冷却水の再開に伴う流量調整による増加</p>	<p>第 7.1.2.40 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>補助給水配管へが断り</p> <p>蒸気発生器2次側水位の回復に伴い、流量調整を行うことによる減少</p> <p>2次系循環冷却水の再開に伴う流量調整による増加</p>	<p>【大飯、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（泊 80m³/h、大飯200m³/h、高浜160m³/h）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>蒸気発生器1基当たりの補助給水流量</p>	<p>第 2.2.2.35 図 補助給水流量の推移（RCPシールLOCAが発生しない場合）</p> <p>蒸気発生器1基当たりの補助給水流量</p>	<p>図2.2.42 補助給水流量の推移（RCPシールLOCAが発生しない場合）</p> <p>蒸気発生器1基当たりの補助給水流量</p>	<p>第 7.1.2.41 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>蒸気発生器1基当たりの補助給水流量</p>	

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第 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 2.2.2.36 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>【比較のため RCP シールリーク量が泊と同様の伊方発電所3号炉の過渡応答図を記載】</p>  <p>図2.2.43 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 7.1.2.2 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>【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

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第 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 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>第 7.1.2.43 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時間余裕確認）</p>	<p>第 7.1.2.44 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時間余裕確認）</p>	<p>【大飯、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 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>第 7.1.2.44 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時間余裕確認）</p>	<p>第 7.1.2.44 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時間余裕確認）</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>

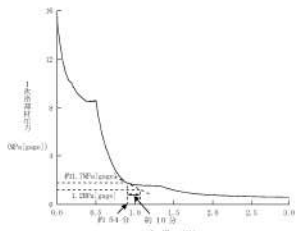
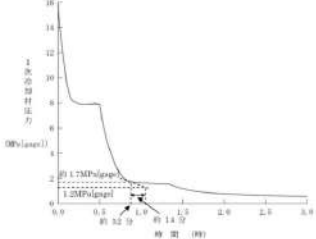
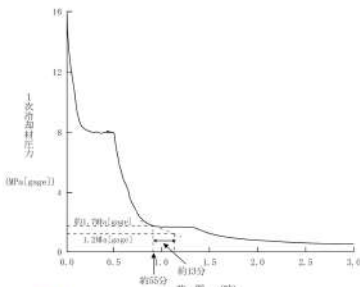
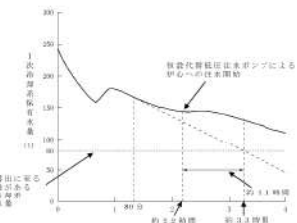
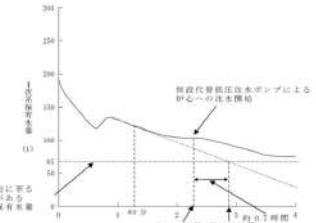
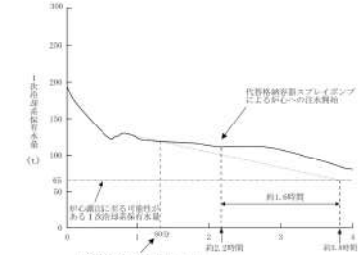
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
				<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.2.4.5 図 燃料被覆管温度の推移 (RCP シェル LOCA が発生する場合) (主蒸気速がし弁操作開始の時間余裕確認)</p>	<p>第 2.2.3.3 図 燃料被覆管温度の推移 (RCP シェル LOCA が発生する場合) (主蒸気速がし弁操作開始の時間余裕確認)</p>		<p>第 7.1.2.45 図 燃料被覆管温度の推移 (RCP シェル LOCA が発生する場合) (主蒸気速がし弁操作時間余裕確認)</p>	
				<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.2.4.6 図 1次冷却系保有水量の推移 (RCP シェル LOCA が発生する場合) (主蒸気速がし弁操作開始の時間余裕確認)</p>	<p>第 2.2.3.4 図 1次冷却系保有水量の推移 (RCP シェル LOCA が発生する場合) (主蒸気速がし弁操作開始の時間余裕確認)</p>		<p>第 7.1.2.46 図 1次冷却系保有水量の推移 (RCP シェル LOCA が発生する場合) (主蒸気速がし弁操作時間余裕確認)</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	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第 2.2.47 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 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>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 2.2.3.6 図 1次保水量の推移 (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 7.1.2.48 図 1次冷却系保水量の推移 (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>【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（添付資料 7.1.2.1 1次冷却材漏えいに係る初期判断パラメータ）

大飯発電所3/4号炉		泊発電所3号炉		相違理由
添付資料 2.2.1		添付資料 7.1.2.1		
1次冷却材漏えいに係る初期判断パラメータについて		1次冷却材漏えいに係る初期判断パラメータについて		
1次冷却材漏えいに係る事象の判断は、添付-1～3のパラメータにより総合的に判断する。 なお、加圧器圧力および加圧器水位の低下は、共通事象として発生する。		1次冷却材漏えいに係る事象の判断は、添付-1～3のパラメータにより総合的に判断する。 なお、加圧器圧力および加圧器水位の低下は、共通事象として発生する。		
添付-1		添付-1		
○格納容器内での1次冷却材漏えいに係る判断パラメータ一覧		○格納容器内での1次冷却材漏えいに係る判断パラメータ一覧		
判断パラメータ	チャンネル数	全交流電源喪失時 監視可否	電源	備考
加圧器水位	4	○	A, B, C, D計装用電源	
加圧器圧力	4	○	A, B, C, D計装用電源	
格納容器内高レンジ エリアモニタ	4	○	C, D計装用電源	高レンジ、低レンジ（各2台）
格納容器じんあいモニタ	1	×	E1計装用電源	サンプリング盤は原子炉コントロールセンタより給電されるため不可
格納容器ガスモニタ	1	×	E1計装用電源	サンプリング盤は原子炉コントロールセンタより給電されるため不可
格納容器エアロック 区域エリアモニタ	1	○	E1計装用電源	
炉内計装区域 エリアモニタ	1	○	E1計装用電源	
格納容器サンプ水位	1	×	E1計装用電源	F1計器用電源が復旧対象外のため不可
格納容器再循環サンプ水位	4	○	C, D計装用電源	広域、狭域（各2台）
凝縮液量測定装置水位	1	○	E1計装用電源	
主蒸気圧力	4/ループ	○	A, B, C, D計装用電源	
格納容器圧力	4	○	A, B, C, D計装用電源	広域
格納容器内温度	2	○	A, B計装用電源	
添付-2		添付-2		
○蒸気発生器細管破損に係る判断パラメータ一覧		○蒸気発生器細管破損に係る判断パラメータ一覧		
判断パラメータ	チャンネル数	全交流電源喪失時 監視可否	電源	備考
加圧器水位	4	○	A, B, C, D計装用電源	
加圧器圧力	4	○	A, B, C, D計装用電源	
主蒸気圧力	4/ループ	○	A, B, C, D計装用電源	
蒸気発生器水位	4/ループ	○	A, B, C, D計装用電源	狭域
復水器空気抽出器 ガスモニタ	1	×	E1計装用電源	サンプリング盤は原子炉コントロールセンタより給電されるため不可
蒸気発生器ブローダウン 水モニタ	1	×	E1計装用電源	SBO時はサンプリングクーラ冷却水が喪失のため不可
高感度型主蒸気管モニタ	1/ループ	×	E1計装用電源	低出力時には、放射線レベルが低下し、検出できない可能性があるため不可

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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（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）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">添付資料 2.2.4</p> <p style="text-align: center;">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</p> <p>1. RCPシールLOCAが発生する場合としない場合の差異について</p> <p>RCPシールLOCAが発生する場合とRCPシールLOCAが発生しない場合との差異としては、以下のとおりである。</p> <p>RCPシールLOCAが発生する場合については、RCPシール部からの漏えい量が多いため、1次冷却系保有水量は減少するが、蓄圧注入及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水により1次冷却系保有水量を維持することができ、図1及び図2に示すとおり、炉心は冠水している。</p> <p>RCPシールLOCAが発生しない場合については、RCPシール部からの漏えい量が少ないため、蓄圧注入により十分な1次冷却系保有水量を維持することができ、図3及び図4に示すとおり、炉心は冠水している。</p> <p>本事象に対する炉心冷却は、蒸気発生器を用いた2次冷却系強制冷却により実施することから、破断サイズが小さいほど1次冷却系保有水量が多くなり、炉心冷却の観点で有利な傾向となることが確認できる。</p> <p>なお、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解析上の相違点は、以下の表1に示すとおりであり、解析条件に関連する項目としては、RCPシール部からの漏えい量、電源復旧の取り扱い、RCPシール部からの漏えい停止に関する取扱い及び炉心注水の考慮となる。</p> <p>2. RCPシールLOCAが事象進展中に発生した場合の対応操作について</p> <p>RCPシールLOCAが発生しない場合における短期の対応操作とRCPシールLOCAが発生する場合における短期の対応操作に差異はなく、2次冷却系強制冷却を実施することとなる。</p> <p>RCPシールLOCAが発生しない場合の事象進展中にRCPシールLOCAが発生した場合には、1次冷却材圧力の低下等によりRCPシールLOCAと判断する。その後、リーク量の増加に伴う圧力低下速度の上昇に対応するために、1次冷却材圧力を共通の目標圧力（1.7MPa[gage]又は0.7MPa[gage]）への整定に向けて、主蒸気逃がし弁開度を絞る等の対応操作をとる。</p> <p>なお、RCPシールLOCAが発生しない場合の対応操作とRCPシールLOCAが発生する場合の対応操作は、長期対策が異なる。</p> <p>RCPシールLOCAが発生する場合の長期対策は、高圧代替再循環運転と格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却であり、その長期対策へ向かって操作対応ができるように手順を整備している。</p> <p>RCPシールLOCAが発生しない場合の長期対策は、蒸気発生器による炉心冷却継続である。RCPシールLOCAが発生していないことによりRCPシールLOCAが発生する場合の対応操作よりも時間的余裕*があり、外部電源の復旧による既設設備の復旧や事故対応の重大事故等対処設備（大容量ポンプ）による最終ヒートシンクの復旧を想定した手順として整備している。また、RCPシール</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.1.2.2</p> <p style="text-align: center;">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</p> <p>1. RCPシールLOCAが発生する場合としない場合の差異について</p> <p>RCPシールLOCAが発生する場合とRCPシールLOCAが発生しない場合との差異としては、以下のとおりである。</p> <p>RCPシールLOCAが発生する場合については、RCPシール部からの漏えい量が多いため、1次冷却系保有水量は減少するが、蓄圧注入及び代替格納容器スプレィポンプによる炉心注水により1次冷却系保有水量を維持することができ、図1及び図2に示すとおり、炉心は冠水している。</p> <p>RCPシールLOCAが発生しない場合については、RCPシール部からの漏えい量が少ないため、蓄圧注入により十分な1次冷却系保有水量を維持することができ、図3及び図4に示すとおり、炉心は冠水している。</p> <p>本事象に対する炉心冷却は、蒸気発生器を介した2次冷却系強制冷却により実施することから、破断サイズが小さいほど1次冷却系の保有水量が多くなり、炉心冷却の観点で有利な傾向となることが確認できる。</p> <p>なお、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解析上の相違点は、以下の表1に示すとおりであり、解析条件に関連する項目としては、RCPシール部からの漏えい量、電源復旧の取扱い、RCPシール部からの漏えい停止に関する取扱い及び炉心注水の考慮となる。</p> <p>2. RCPシールLOCAが事象進展中に発生した場合の対応操作について</p> <p>RCPシールLOCAが発生しない場合における短期の対応操作とRCPシールLOCAが発生する場合における短期の対応操作に差異はなく、2次冷却系強制冷却を実施することとなる。</p> <p>RCPシールLOCAが発生しない場合の事象進展中にRCPシールLOCAが発生した場合には、1次冷却材圧力の低下等によりRCPシールLOCAと判断する。その後、リーク量の増加に伴う圧力低下速度の上昇に対応するために、1次冷却材圧力を共通の目標設定圧力（1.7MPa [gage] 又は0.7MPa [gage]）への整定に向けて、主蒸気逃がし弁開度を絞る等の対応操作をとる。</p> <p>なお、RCPシールLOCAが発生しない場合の対応操作とRCPシールLOCAが発生する場合の対応操作は、長期対策が異なる。</p> <p>RCPシールLOCAが発生する場合は、高圧再循環運転と格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により安定状態を確立し、また、安定状態を維持する。したがって、その安定状態へ向かって操作対応ができるように手順を整備している。</p> <p>RCPシールLOCAが発生しない場合は、蒸気発生器による炉心冷却継続である。RCPシールLOCAが発生していないことによりRCPシールLOCAが発生する場合の対応操作よりも時間的余裕*があるため、外部電源の復旧による既設設備の復旧や事故対応の重大事故等対処設備（可搬型大型送水ポンプ車）による最終ヒートシンクの復旧により安定状態を確立し、また、安定状態を維持する。したがって、こ</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（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）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																
LOCAが発生していないことより、通常の停止操作に移行する手順として整備している。(図5及び図6参照)	れらの手順を整備している。また、RCP シールLOCA が発生していないことより、通常の停止操作に移行する手順として整備している。(図5及び図6参照)																																																	
※：解析では24時間後に交流電源が復旧することとしているが炉心損傷には至らない。	※：解析では24時間後に交流電源が復旧することとしているが炉心損傷には至らない。																																																	
表1 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解析上の相違点	表1 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解析上の相違点																																																	
<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>RCPシールLOCAが発生する場合</th> <th>RCPシールLOCAが発生しない場合</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>RCPシール部からの漏えい量</td> <td>定格圧力で約109m³/h相当 (1台当たり)</td> <td>定格圧力で約4.8m³/h/台相当 (1台当たり)</td> </tr> <tr> <td>交流電源確立</td> <td>事象発生後60分後 (空冷式非常用発電装置)</td> <td>事象発生後24時間後 (空冷式非常用発電装置、外部電源)</td> </tr> <tr> <td>漏えい停止圧力</td> <td>考慮しない</td> <td>0.83MPa</td> </tr> <tr> <td>恒設代替低圧注水ポンプ起動</td> <td>1次冷却材圧力0.7MPa[gage]到達時</td> <td>考慮しない</td> </tr> <tr> <td>①初期の1次冷却材圧力低下量</td> <td>大きい</td> <td>小さい</td> </tr> <tr> <td>②1.7MPa[gage]までの到達時間</td> <td>約54分</td> <td>約11時間</td> </tr> <tr> <td>③0.7MPa[gage]までの到達時間</td> <td>約2.2時間</td> <td>約26時間</td> </tr> </tbody> </table>		RCPシールLOCAが発生する場合	RCPシールLOCAが発生しない場合	RCPシール部からの漏えい量	定格圧力で約109m ³ /h相当 (1台当たり)	定格圧力で約4.8m ³ /h/台相当 (1台当たり)	交流電源確立	事象発生後60分後 (空冷式非常用発電装置)	事象発生後24時間後 (空冷式非常用発電装置、外部電源)	漏えい停止圧力	考慮しない	0.83MPa	恒設代替低圧注水ポンプ起動	1次冷却材圧力0.7MPa[gage]到達時	考慮しない	①初期の1次冷却材圧力低下量	大きい	小さい	②1.7MPa[gage]までの到達時間	約54分	約11時間	③0.7MPa[gage]までの到達時間	約2.2時間	約26時間	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>RCPシールLOCAが発生する場合</th> <th>RCPシールLOCAが発生しない場合</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>RCPシール部からの漏えい量</td> <td>定格圧力で約109m³/h相当 (1台当たり)</td> <td>定格圧力で約1.5m³/h相当 (1台当たり)</td> </tr> <tr> <td>交流電源確立</td> <td>事象発生80分後 (代替非常用発電機)</td> <td>事象発生24時間後 (代替非常用発電機、外部電源)</td> </tr> <tr> <td>漏えい停止圧力</td> <td>考慮しない</td> <td>0.83MPa[gage]</td> </tr> <tr> <td>代替格納容器スプレイポンプ起動</td> <td>1次冷却材圧力0.7MPa[gage]到達時</td> <td>考慮しない</td> </tr> <tr> <td>①初期のRCS圧力低下量</td> <td>大きい</td> <td>小さい</td> </tr> <tr> <td>②1.7MPa[gage]までの到達時間</td> <td>約55分</td> <td>約28時間</td> </tr> <tr> <td>③0.7MPa[gage]までの到達時間</td> <td>約2.2時間</td> <td>約31時間</td> </tr> </tbody> </table>		RCPシールLOCAが発生する場合	RCPシールLOCAが発生しない場合	RCPシール部からの漏えい量	定格圧力で約109m ³ /h相当 (1台当たり)	定格圧力で約1.5m ³ /h相当 (1台当たり)	交流電源確立	事象発生80分後 (代替非常用発電機)	事象発生24時間後 (代替非常用発電機、外部電源)	漏えい停止圧力	考慮しない	0.83MPa[gage]	代替格納容器スプレイポンプ起動	1次冷却材圧力0.7MPa[gage]到達時	考慮しない	①初期のRCS圧力低下量	大きい	小さい	②1.7MPa[gage]までの到達時間	約55分	約28時間	③0.7MPa[gage]までの到達時間	約2.2時間	約31時間	
	RCPシールLOCAが発生する場合	RCPシールLOCAが発生しない場合																																																
RCPシール部からの漏えい量	定格圧力で約109m ³ /h相当 (1台当たり)	定格圧力で約4.8m ³ /h/台相当 (1台当たり)																																																
交流電源確立	事象発生後60分後 (空冷式非常用発電装置)	事象発生後24時間後 (空冷式非常用発電装置、外部電源)																																																
漏えい停止圧力	考慮しない	0.83MPa																																																
恒設代替低圧注水ポンプ起動	1次冷却材圧力0.7MPa[gage]到達時	考慮しない																																																
①初期の1次冷却材圧力低下量	大きい	小さい																																																
②1.7MPa[gage]までの到達時間	約54分	約11時間																																																
③0.7MPa[gage]までの到達時間	約2.2時間	約26時間																																																
	RCPシールLOCAが発生する場合	RCPシールLOCAが発生しない場合																																																
RCPシール部からの漏えい量	定格圧力で約109m ³ /h相当 (1台当たり)	定格圧力で約1.5m ³ /h相当 (1台当たり)																																																
交流電源確立	事象発生80分後 (代替非常用発電機)	事象発生24時間後 (代替非常用発電機、外部電源)																																																
漏えい停止圧力	考慮しない	0.83MPa[gage]																																																
代替格納容器スプレイポンプ起動	1次冷却材圧力0.7MPa[gage]到達時	考慮しない																																																
①初期のRCS圧力低下量	大きい	小さい																																																
②1.7MPa[gage]までの到達時間	約55分	約28時間																																																
③0.7MPa[gage]までの到達時間	約2.2時間	約31時間																																																

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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（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）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>主蒸気逃がし弁開放による2次冷却系強制冷却開始 (30分)</p> <p>1次冷却材圧力約1.7MPa(gage)到達 (約54分)</p> <p>蓄圧タンク出口弁閉止 (70分)</p> <p>2次冷却系強制冷却の再開 (80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)</p> <p>二相状態にあったRCPシール部からの滲えいが、恒設代替低圧注水ポンプからの代替炉心注水により冷水が注水されるため液相状態となり、流体密度の増加によりリーク流量が増加して代替炉心注水流量を上回るため、1次冷却系保有水量が減少</p> <p>蓄圧注入開始 (約40分)</p> <p>1次冷却系保有水量 (t)</p> <p>時間 (時)</p>	<p>主蒸気逃がし弁開放による2次冷却系強制冷却開始 (30分)</p> <p>1次冷却材圧力約1.7MPa(gage)到達 (約66分)</p> <p>蓄圧タンク出口弁閉止 (70分)</p> <p>2次冷却系強制冷却の再開 (80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)</p> <p>二相状態にあったRCPシール部からの滲えいが、代替低圧注水ポンプからの代替炉心注水により冷水が注水されるため液相状態となり、流体密度の増加によりリーク流量が増加して代替炉心注水流量を上回るため、1次冷却系保有水量が減少</p> <p>蓄圧注入開始 (約39分)</p> <p>1次冷却系保有水量 (t)</p> <p>時間 (時)</p>	
<p>図1 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>図1 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>恒設代替低圧注水ポンプによる注水開始 (約2.2時間)</p> <p>蓄圧注入開始 (約40分)</p> <p>炉心上端ボイド率 (-)</p> <p>時間 (時)</p>	<p>代替低圧注水ポンプによる注水開始 (約2.2時間)</p> <p>蓄圧注入開始 (約39分)</p> <p>炉心上端ボイド率 (-)</p> <p>時間 (時)</p>	
<p>図2 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>図2 炉心上端ボイド率の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	

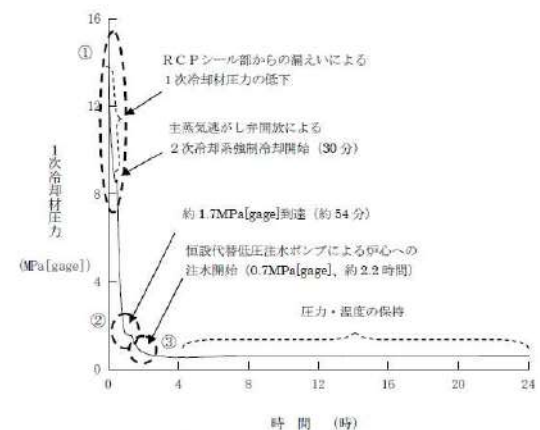
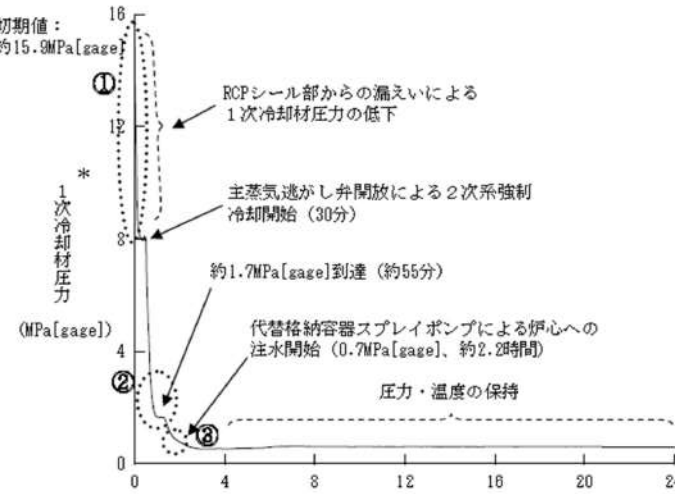
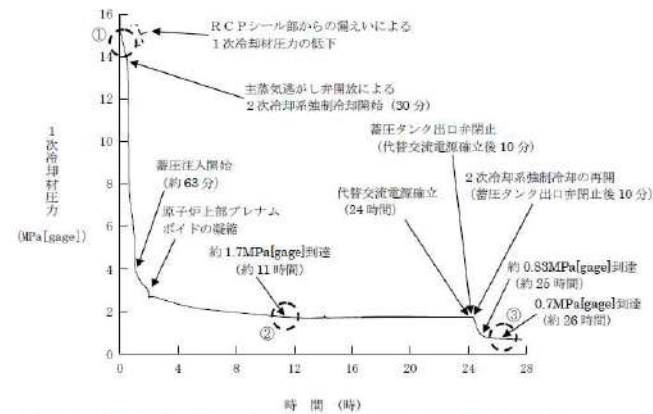
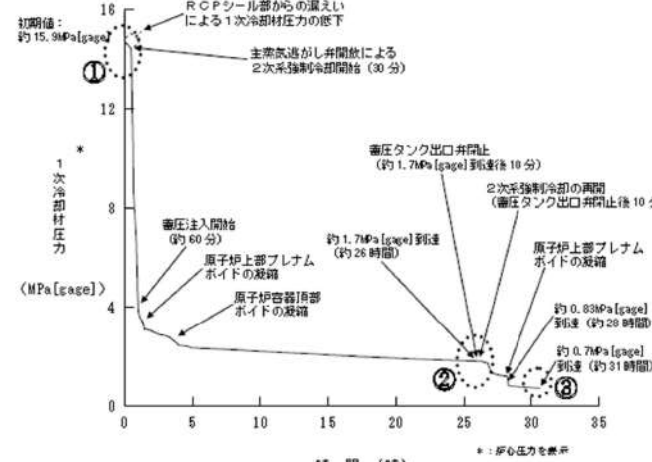
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2. 全交流動力電源喪失（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）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図3 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>図3 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>図4 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>図4 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>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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（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）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>図5 1次冷却材圧力の推移（RCPシールLOCAが発生する場合）</p>	 <p>図5 1次冷却材圧力の推移（RCPシールLOCAが発生する場合）</p>	
 <p>図6 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>図6 1次冷却材圧力の推移（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（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）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">添付資料 2.2.7</p> <p style="text-align: center;">恒設代替低圧注水ポンプの注水先切替え操作及び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</p> <p>1. 操作概要</p> <p>全交流動力電源喪失時において1次冷却材喪失事象に至らない漏えい又は漏えいがない場合は、炉心損傷防止のため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。</p> <p>炉心注水を行っている間に炉心出口温度計指示 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示 $1 \times 10^6 \text{mSv/h}$ 以上により炉心損傷と判断すれば、注水先を格納容器スプレイに切り替えるとともに炉心損傷の進展防止及び緩和のため、B-充てんポンプ自己冷却運転による代替炉心注水を行う。</p> <p>(1) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水から代替格納容器スプレイへの切替え手順</p> <p>a. 中央制御室にて恒設代替低圧注水ポンプの電源確保のため、空冷式非常用発電装置の起動操作を行う。</p> <p>b. 現場にて恒設代替低圧注水ポンプを起動し、代替炉心注水を開始する。</p> <p>c. 中央制御室にて炉心の冷却状態を継続的に監視する。</p> <p>d. 事象進展により炉心損傷と判断した場合は、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を炉心注水から格納容器スプレイへ切り替える。</p> <p>(a) 中央制御室にてA格納容器スプレイ冷却器出口格納容器隔離弁を開操作する。</p> <p>(b) 中央制御室にてAM用代替再循環ライン第2電動弁を開操作する。</p> <p>(c) 中央制御室にて原子炉格納容器の冷却状態を継続的に監視する。</p> <p>(2) B-充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水手順</p> <p>a. 中央制御室及び現場にてB-充てんポンプ（自己冷却）の系統構成及び現場にてディスタンスピース取替えを実施する。</p> <p>b. 系統構成及びディスタンスピース取替え完了後は、事象進展に備える。</p> <p>c. 炉心損傷を判断した場合は、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を格納容器スプレイに切替え後、代替炉心注水を開始する。</p> <p>(a) 中央制御室にてB-充てんポンプを起動し、代替炉心注水を開始する。</p> <p>(b) 中央制御室にて炉心の冷却状態を継続的に監視する。</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.1.2.3</p> <p style="text-align: center;">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</p> <p>1. 操作概要</p> <p>全交流動力電源喪失時において1次冷却材喪失事象（大破断）に至らない漏えい又は漏えいがない場合は、炉心損傷防止のため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。</p> <p>炉心注水を行っている間に炉心出口温度計指示 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示 $1 \times 10^6 \text{mSv/h}$ 以上により炉心損傷と判断すれば、注入先を格納容器スプレイに切り替えるとともに炉心損傷の進展防止及び緩和のため、B-充てんポンプ自己冷却運転による代替炉心注水を行う。</p> <p>(1) 代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水から代替格納容器スプレイへの切替え手順</p> <p>a. 中央制御室及び現場にて代替格納容器スプレイポンプの系統構成（炉心注入）実施する。</p> <p>b. 代替格納容器スプレイポンプを起動し、代替炉心注水を開始する。</p> <p>c. 中央制御室にて炉心の冷却状態を継続的に監視する。</p> <p>d. 事象進展により炉心損傷と判断した場合は、代替格納容器スプレイポンプの注入先を炉心注水から格納容器スプレイへ切り替える</p> <p>(a) 中央制御室にてB-格納容器スプレイ冷却器出口C/V外側隔離弁を開操作する。</p> <p>(b) 現場にて代替格納容器スプレイポンプ出口ラインの切替えを行う。</p> <p>(c) 中央制御室にて余熱除去BラインC/V外側隔離弁を開操作する。</p> <p>(d) 中央制御室にて原子炉格納容器の冷却状態を継続的に監視する。</p> <p>(2) B-充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水手順</p> <p>a. 中央制御室及び現場にてB-充てんポンプ（自己冷却）の系統構成実施する。</p> <p>b. 系統構成完了後は、事象進展に備える。</p> <p>c. 炉心損傷を判断した場合は、代替格納容器スプレイポンプの注入先を格納容器スプレイに切替え後、代替炉心注水を開始する。</p> <p>(a) 中央制御室にてB-充てんポンプを起動し、代替炉心注水を開始する。</p> <p>(b) 中央制御室にて炉心の冷却状態を継続的に監視する。</p>	<p>記載方針の相違</p> <p>設計の相違</p> <p>設計の相違</p> <p>設計の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（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）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>2. 必要要員数及び操作時間</p> <p>(1) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水</p> <p>a. 現場</p> <p>(a) 恒設代替低圧注水ポンプ起動準備 必要要員数：1名/1ユニット 操作時間（想定）：25分 操作時間（実績）：20分</p> <p>(b) 恒設代替低圧注水ポンプ起動操作～注水開始 必要要員数：1名/1ユニット 操作時間（想定）：5分 操作時間（実績）：1分</p> <p>b. 中央制御室</p> <p>(a) 恒設代替低圧注水ポンプ電源準備 必要要員数：1名/1ユニット 操作時間（想定）：5分 操作時間（実績）：1分</p> <p>(b) 恒設代替低圧注水ポンプ起動準備 必要要員数：1名/1ユニット 操作時間（想定）：2分 操作時間（実績）：1分</p> <p>(2) B-充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水準備</p> <p>a. 現場</p> <p>(a) B-充てんポンプ（自己冷却）ディスタンスピース取り付け 必要要員数：3名/1ユニット 操作時間（想定）：63分 操作時間（実績）：60分</p> <p>(b) B-充てんポンプ（自己冷却）系統構成、ベンティング、通水 必要要員数：2名/1ユニット 操作時間（想定）：45分 操作時間（実績）：38分</p> <p>b. 中央制御室</p> <p>(a) B-充てんポンプ（自己冷却）系統構成 必要要員数：1名/1ユニット 操作時間（想定）：5分 操作時間（実績）：2分</p>	<p>2. 必要要員数及び操作時間</p> <p>(1) 代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水</p> <p>a. 現場</p> <p>(a) 代替格納容器スプレイポンプ系統構成（炉心注水） 必要要員数：2名 操作時間（想定）：30分 操作時間（実績）：27分</p> <p>(b) 代替格納容器スプレイポンプ系統構成・起動操作 必要要員数：1名 操作時間（想定）：5分 操作時間（実績）：3分</p> <p>b. 中央制御室</p> <p>(a) 代替格納容器スプレイポンプ系統構成 必要要員数：1名 操作時間（想定）：5分 操作時間（実績）：3分</p> <p>(2) B-充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水準備</p> <p>a. 現場</p> <p>(a) B-充てんポンプ（自己冷却）系統構成 必要要員数：2名 操作時間（想定）：35分 操作時間（実績）：30分</p> <p>b. 中央制御室</p> <p>(a) B-充てんポンプ（自己冷却）系統構成 必要要員数：1名 操作時間（想定）：10分 操作時間（実績）：3分</p>	<p>設計の相違</p> <p>設計の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（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）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																
<p>(3) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水から代替格納容器スプレイへの切替え</p> <p>必要要員数：1名/1ユニット</p> <p>操作時間（想定）：5分</p> <p>操作時間（実績）：3分</p> <p>(4) B-充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水</p> <p>必要要員数：1名/1ユニット</p> <p>操作時間（想定）：3分</p> <p>操作時間（実績）：2分</p> <p>3. 必要な要員と作業項目</p>	<p>(3) 代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水から代替格納容器スプレイへの切替え</p> <p>a. 現場</p> <p>(a) 代替格納容器スプレイポンプ系統構成</p> <p>必要要員数：1名</p> <p>操作時間（想定）：20分</p> <p>操作時間（実績）：12分</p> <p>b. 中央制御室</p> <p>(a) 代替格納容器スプレイポンプ系統構成</p> <p>必要要員数：1名</p> <p>操作時間（想定）：5分</p> <p>操作時間（実績）：2分</p> <p>(4) B-充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水</p> <p>a. 中央制御室</p> <p>(a) B-充てんポンプ（自己冷却）系統構成</p> <p>必要要員数：1名</p> <p>操作時間（想定）：5分</p> <p>操作時間（実績）：3分</p> <p>3. 必要な要員と作業項目</p>	<p>設計の相違</p>																																																
<table border="1"> <thead> <tr> <th>必要要員と作業項目</th> <th>経過時間(分)</th> <th>備考</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>手帳の内容</td> <td>10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130 140 150</td> <td></td> </tr> <tr> <td>要員数 (作業に必要な要員数)</td> <td>1</td> <td></td> </tr> <tr> <td>運転員A</td> <td>10分</td> <td>10分</td> </tr> <tr> <td>運転員B</td> <td>10分</td> <td>10分</td> </tr> <tr> <td>運転員C</td> <td>10分</td> <td>10分</td> </tr> <tr> <td>運転員D</td> <td>10分</td> <td>10分</td> </tr> <tr> <td>緊急事故対策要員K, L, M</td> <td>3分</td> <td>3分</td> </tr> </tbody> </table>	必要要員と作業項目	経過時間(分)	備考	手帳の内容	10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130 140 150		要員数 (作業に必要な要員数)	1		運転員A	10分	10分	運転員B	10分	10分	運転員C	10分	10分	運転員D	10分	10分	緊急事故対策要員K, L, M	3分	3分	<table border="1"> <thead> <tr> <th>必要要員と作業項目</th> <th>経過時間(分)</th> <th>備考</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>手帳の内容</td> <td>10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130 140 150</td> <td></td> </tr> <tr> <td>要員数 (作業に必要な要員数)</td> <td>1</td> <td></td> </tr> <tr> <td>運転員A</td> <td>10分</td> <td>10分</td> </tr> <tr> <td>運転員B</td> <td>10分</td> <td>10分</td> </tr> <tr> <td>運転員C</td> <td>10分</td> <td>10分</td> </tr> <tr> <td>運転員D</td> <td>10分</td> <td>10分</td> </tr> <tr> <td>緊急事故対策要員K, L, M</td> <td>3分</td> <td>3分</td> </tr> </tbody> </table>	必要要員と作業項目	経過時間(分)	備考	手帳の内容	10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130 140 150		要員数 (作業に必要な要員数)	1		運転員A	10分	10分	運転員B	10分	10分	運転員C	10分	10分	運転員D	10分	10分	緊急事故対策要員K, L, M	3分	3分	<p>設計の相違</p>
必要要員と作業項目	経過時間(分)	備考																																																
手帳の内容	10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130 140 150																																																	
要員数 (作業に必要な要員数)	1																																																	
運転員A	10分	10分																																																
運転員B	10分	10分																																																
運転員C	10分	10分																																																
運転員D	10分	10分																																																
緊急事故対策要員K, L, M	3分	3分																																																
必要要員と作業項目	経過時間(分)	備考																																																
手帳の内容	10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130 140 150																																																	
要員数 (作業に必要な要員数)	1																																																	
運転員A	10分	10分																																																
運転員B	10分	10分																																																
運転員C	10分	10分																																																
運転員D	10分	10分																																																
緊急事故対策要員K, L, M	3分	3分																																																

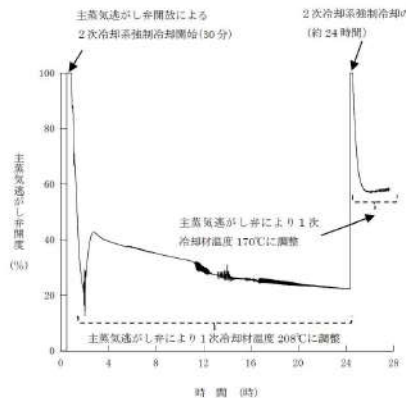
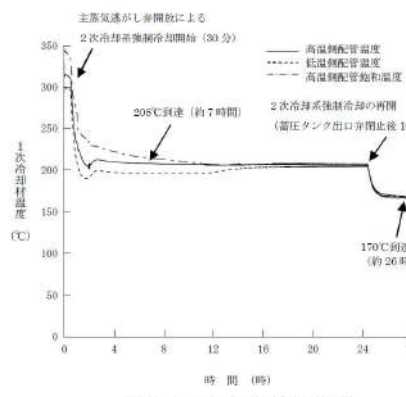
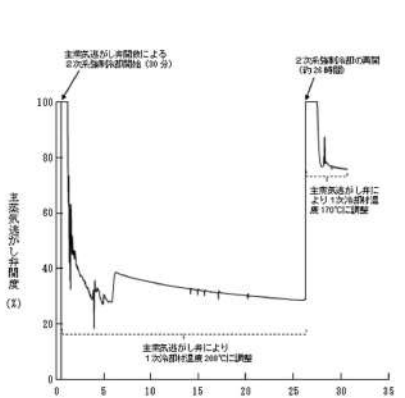
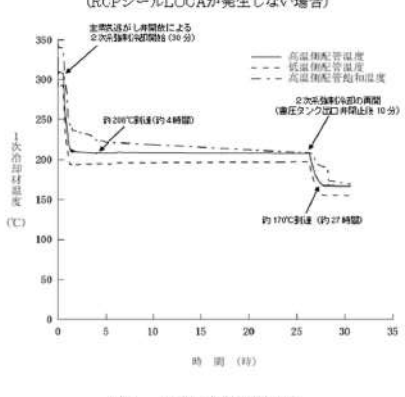
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.4 2次冷却系強制冷却における温度目標について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">添付資料 2.2.6</p> <p style="text-align: center;">2次冷却系強制冷却における温度目標について</p> <p>全交流動力電源喪失時のプラント停止操作として、2次冷却系強制冷却により1次冷却系の減温及び減圧を実施する。この際、いくつかの1次冷却材温度（208℃及び170℃）で操作をホールドすることとしている。これらの目標温度設定の考え方と解析上の取り扱いをまとめた。</p> <p>1. 2次冷却系強制冷却における温度目標 208℃について 「全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失」事象が発生した際の2次冷却系強制冷却操作に関する最初の1次冷却材温度目標値を208℃としている。 蓄圧タンク出口弁を閉止する際の1次冷却材圧力は、1次冷却系への窒素ガスの混入を防止する観点から、1次冷却系への窒素ガス混入圧力である約1.2MPa[gage]に対して、0.5MPaの余裕を考慮して約1.7MPa[gage]としている。この約1.7MPa[gage]の飽和温度である208℃を2次冷却系強制冷却における目標温度とすることで、1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]以下となることを防止するとともに、1次冷却材圧力の低下に応じて蓄圧タンク保有水を可能な限り1次冷却系へ注水することができる。 解析上の取り扱いとしては、主蒸気逃がし弁を用いた2次冷却系強制冷却を開始した後、1次冷却材温度208℃を目標として当該弁の開度を調整して冷却を継続する。解析においては、1次冷却系高温側配管温度と目標温度である208℃の偏差に基づくPI制御*により主蒸気逃がし弁の開度調整を行っている。RCPシールLOCAが発生しない場合の解析結果を図1、図2に示す。</p> <p>2. 2次冷却系強制冷却再開後における温度目標 170℃について 約1.7MPa[gage]の飽和温度である208℃で温度維持した後、空冷式非常用発電装置からの電源供給により蓄圧タンク出口弁を閉止すれば、1次冷却材温度170℃を目標として2次冷却系強制冷却を再開する。 2次冷却系強制冷却再開後における1次冷却材温度の目標温度を0.7MPa[gage]の飽和温度である約170℃とすることで、RCP封水戻りラインに設置している安全弁の閉止圧力よりも1次冷却材圧力を低くし、安全弁からの漏えいを停止することができるとともに、1次冷却系と同様に2次冷却系の圧力も0.7MPa[gage]となることから、タービン動補助給水ポンプを継続的に運転することが可能となる。また、170℃は余熱除去系への接続が可能な温度である。プラントをスムーズに低温停止状態に移行、維持するためには、余熱除去系を使用した冷却手段を確保する必要がある。従って、1次冷却材圧力及び温度を0.7MPa[gage]、170℃の安定した状態で、蒸気発生器による冷却状態から余熱除去系による冷却への切替について、プラント状況を十分に把握した上で早期に実施できるよう準備を行うものである。</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.1.2.4</p> <p style="text-align: center;">2次冷却系強制冷却における温度目標について</p> <p>全交流動力電源喪失時のプラント停止（1次冷却系の減温・減圧）操作は、2次冷却系強制冷却により1次冷却系の減温及び減圧を実施する。この際、いくつかの温度状態（208℃及び170℃）で操作をホールドすることとしている。これらの目標温度設定の考え方と解析上の取り扱いをまとめた。</p> <p>1. 2次冷却系強制冷却における温度目標 208℃について 「全交流動力電源喪失+補機冷却水の喪失」事象が発生した際の2次冷却系強制冷却操作に関する1次冷却材温度目標値を208℃としている。 蓄圧タンク出口弁を閉止する際の1次冷却材圧力は、1次冷却系への窒素ガスの混入を防止する観点から、1次冷却系への窒素ガス混入圧力である約1.2MPa[gage]に対して、0.5MPaの余裕を考慮して約1.7MPa[gage]としている。この約1.7MPa[gage]の飽和温度である208℃を2次冷却系強制冷却における目標温度とすることで、1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]以下となることを防止するとともに、1次冷却材圧力の低下に応じて蓄圧タンク保有水を可能な限り1次冷却系へ注水することができる。 解析上の取り扱いとしては、主蒸気逃がし弁を用いた2次冷却系強制冷却を開始した後、1次冷却材温度208℃を目標として当該弁の開度を調整して冷却を継続する。解析においては、1次冷却系高温側配管温度と目標温度である208℃の偏差に基づくPI制御*により主蒸気逃がし弁の開度調整を行っている。RCPシールLOCAが発生しない場合の解析結果を図1及び図2に示す。また、当該模擬と運転操作の関係について別紙に示す。</p> <p>2. 2次冷却系強制冷却再開後における目標温度 170℃について 約1.7MPa[gage]の飽和温度である208℃の状態温度維持した後、代替非常用発電機等からの電源供給により蓄圧タンク出口弁を閉止すれば、1次冷却材温度170℃を目標として2次冷却系強制冷却を再開する。 2次冷却系強制冷却再開後における1次冷却材温度の目標温度を0.7MPa[gage]の飽和温度である約170℃とすることで、RCP封水戻りラインに設置している安全弁の閉止圧力よりも1次冷却材圧力を低くし、安全弁からの漏えいを停止することができるとともに、1次冷却系と同様に2次冷却系の圧力も0.7MPa[gage]となることから、タービン動補助給水ポンプを継続的に運転することが可能となる。また、170℃は余熱除去系への接続が可能な温度である。プラントをスムーズに低温停止状態に移行、維持するためには、余熱除去系を使用した冷却手段を確保する必要がある。従って、1次冷却材圧力及び温度を0.7MPa[gage]、170℃の安定した状態で、蒸気発生器による冷却状態から余熱除去系による冷却への切替について、プラント状況を十分に把握した上で早期に実施できるよう準備を行うものである。</p>	<p>記載方針の相違</p> <p>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（添付資料 7.1.2.4 2次冷却系強制冷却における温度目標について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>主蒸気逃がし弁開放による 2次冷却系強制冷却開始（30分）</p>  <p>主蒸気逃がし弁により1次冷却材温度 170°Cに調整</p> <p>主蒸気逃がし弁により1次冷却材温度 208°Cに調整</p> <p>時間 (時)</p> <p>図1 主蒸気逃がし弁開度の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p> <p>主蒸気逃がし弁開放による 2次冷却系強制冷却開始（30分）</p>  <p>—— 高温側配管温度 - - - 低温側配管温度 - - - 高温側配管飽和温度</p> <p>208°C到達 (約7時間)</p> <p>2次冷却系強制冷却の再開 (蓄圧タンク出口弁閉止後10分)</p> <p>170°C到達 (約26時間)</p> <p>時間 (時)</p> <p>図2 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>※：P I制御とは、目標値との偏差に基づき、あるパラメータが目標値を達成する制御のことである。PはProportional、IはIntegralの略であり、それぞれが示すとおり、比例要素と積分要素を組み合わせる制御を行う</p> <p>主蒸気逃がし弁開放による 2次冷却系強制冷却開始（30分）</p>  <p>主蒸気逃がし弁により1次冷却材温度 170°Cに調整</p> <p>主蒸気逃がし弁により1次冷却材温度 208°Cに調整</p> <p>時間 (時)</p> <p>図1 主蒸気逃がし弁開度の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p> <p>主蒸気逃がし弁開放による 2次冷却系強制冷却開始（30分）</p>  <p>—— 高温側配管温度 - - - 低温側配管温度 - - - 高温側配管飽和温度</p> <p>約208°C到達 (約4時間)</p> <p>2次冷却系強制冷却の再開 (蓄圧タンク出口弁閉止後10分)</p> <p>約170°C到達 (約27時間)</p> <p>時間 (時)</p> <p>図2 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>【再掲】</p> <p>※：P I制御とは、目標値との偏差に基づき、あるパラメータが目標値を達成する制御のことである。PはProportional、IはIntegralの略であり、それぞれが示すとおり、比例要素と積分要素を組み合わせる制御を行う</p> <p>【再掲終】</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（添付資料 7.1.2.4 2次冷却系強制冷却における温度目標について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p style="text-align: right;">(別紙1)</p> <p style="text-align: center;">主蒸気逃がし弁の手动操作の解析上の模擬と実際の運転員操作について</p> <p>1. 主蒸気逃がし弁の手动操作の解析上の模擬</p> <p>運転員による主蒸気逃がし弁の手动操作は、目標温度との偏差や温度の変化に応じて逃がし弁開度の調整を行う。このため、人的操作の模擬をPI制御として解析を実施している。</p> <p>解析においては、運転員が実施する高温側配管温度と目標温度と温度偏差の大きさに応じた弁開度の調整を比例(P)制御とし、温度偏差の推移状況に対する調整を積分(I)制御として評価を行い、評価の結果から、裕度を持った運転員操作が可能な模擬であり、実際の運転操作の検討等にあたり参考指標とするデータとして十分妥当なものと判断している。</p> <p>図3の1次冷却材温度の短期応答に示す通り、事象発生30分後の2次系による強制冷却開始(約310℃)から目標温度(約208℃)付近まで低下するには、1時間以上かかる比較的緩慢な温度挙動である。このため、運転員による主蒸気逃がし弁操作によって容易に目標温度まで減温することが可能であり、また、目標温度到達以降の温度維持も崩壊熱の漸減分に対応する操作となることから調整は容易に行える。したがって、SBO時の収束シナリオに従う運転員操作により、安定な冷却状態へ移行することは十分可能である。</p> <div style="text-align: center;"> </div> <p style="text-align: center;">図3 1次冷却材温度の推移（短期応答図）</p>	<p>記載方針の相違</p>