

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAE713-9 r.6.0
提出年月日	令和4年12月19日

## 泊発電所3号炉

### 重大事故等対策の有効性評価 比較表

#### 7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

令和4年12月  
北海道電力株式会社

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

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

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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	
<b>比較結果等を取りまとめた資料</b>				
<b>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)</b>				
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. 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				
c. 当社が自主的に変更したもの : なし				
1-2) 設計方針・運用・体制を変更するものではないが、まとめ資料の記載の充実を行った箇所と理由				
a. 大飯3/4号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし				
b. 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				
c. 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				
<b>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</b>				
2-1) 比較表の構成について				
・泊と大飯、高浜で記載が異なる箇所は右上凡例に従い色付けをし、「相違理由」欄に差異理由を記載しているプラントを【大飯】【高浜】と記載している				
2-2) 泊3号炉の特徴について				
・泊3号は他のPWR3ループプラントに比べて以下の特徴がある（添付資料6.5.8）				
●補助給水流量が小さい : 「全交流動力電源喪失」では、蒸気発生器保有水量の回復が遅くなる傾向がある				
●余熱除去ポンプの注入特性（高圧時の注入流量が若干多い） : 「ECCS注水機能喪失（2インチ破断）」では、燃料が露出せず終始冠水状態となる				
●CV関連パラメータ（CV自由体積が若干小さく、格納容器再循環ユニットの除熱特性も若干低い） : 原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度が高めに推移する傾向がある				
2-3) 有効性評価の主な項目（1/2）				
項目	大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
事故シーケンスグループの特徴	原子炉の出力運転中に、原子炉補機冷却水ポンプの故障等により、すべての原子炉補機冷却機能が喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、高圧注入系及び低圧注入系による炉心注水並びに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ができなくなるとともに、補機冷却を必要とする制御用空気供給機能が喪失することにより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、減圧ができなくなる。また、RCPシール部へのシール注水機能及びサーマルバリアの冷却機能の喪失によるRCPシール部からの1次冷却材の漏えい、加圧器逃がし弁又は安全弁からの1次冷却材の流出により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

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容  
 赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

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	
<b>2-3) 有効性評価の主な項目 (2/2)</b>				
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	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。	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。	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格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却による原子炉格納容器除熱手段を整備する。	設計の相違 ・長期対策は高浜がブースティングプラントのため、高圧代替再循環に余熱除去系が必要
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（「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様）			相違なし
有効性評価の結果（評価項目等）	本重要事故シーケンスにおける有効性評価の結果については、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様である。			相違なし
<b>2-4) 主な差異</b>				
・大飯3/4号、高浜3/4号との差異で設計方針の相違はない。また、各プラントとも重要事故シーケンスが「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様であり、特筆すべき差異もなし				
<b>2-5) 相違理由の省略</b>				
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	—
	燃料取替用水ピット	燃料取替用水タンク	燃料取替用水ピット	—
	復水ピット	復水タンク	補助給水ピット	—
	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)
	代替炉心注水	炉心注水	代替炉心注水	(大飯と同様)
	動作	作動	動作	(大飯と同様)



灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容  
 赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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
<p>2.3 原子炉補機冷却機能喪失</p> <p>2.3.1 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「原子炉補機冷却機能喪失」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、「原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシールLOCAが発生する事故」及び「原子炉補機冷却機能喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁LOCAが発生する事故」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「原子炉補機冷却機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、原子炉補機冷却水ポンプの故障等により、すべての原子炉補機冷却機能が喪失する。</p> <p>このため、緩和措置がとられない場合には、高圧注入系及び低圧注入系による炉心注水並びに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ができなくなるとともに、補機冷却を必要とする制御用空気供給機能が喪失することにより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、減圧ができなくなる。また、RCPシール部へのシール注水機能及びサーマルバリアの冷却機能の喪失によるRCPシール部からの1次冷却材の漏えい、加圧器逃がし弁又は安全弁からの1次冷却材の</p>	<p>2.3 原子炉補機冷却機能喪失</p> <p>2.3.1 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「原子炉補機冷却機能喪失」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、「原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシールLOCAが発生する事故」及び「原子炉補機冷却機能喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁LOCAが発生する事故」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「原子炉補機冷却機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、原子炉補機冷却水ポンプの故障等により、すべての原子炉補機冷却機能が喪失する。</p> <p>このため、緩和措置がとられない場合には、高圧注入系及び低圧注入系による炉心注水及び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ができなくなるとともに、補機冷却を必要とする制御用空気供給機能が喪失することにより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、減圧ができなくなる。また、RCPシール部へのシール注水機能及びサーマルバリアの冷却機能の喪失によるRCPシール部からの1次冷却材の漏えい、加圧器逃がし弁又は安全弁からの1次冷却材の</p>	<p>7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失</p> <p>7.1.3.1 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「原子炉補機冷却機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシールLOCAが発生する事故」及び「原子炉補機冷却機能喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁LOCAが発生する事故」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「原子炉補機冷却機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、原子炉補機冷却水ポンプの故障等により、すべての原子炉補機冷却機能が喪失することを想定する。</p> <p>このため、高圧注入系及び低圧注入系による炉心注水並びに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ができなくなるとともに、補機冷却を必要とする制御用空気供給機能が喪失することにより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、減圧ができなくなる。また、RCPシール部へのシール注水機能及びサーマルバリアの冷却機能の喪失によるRCPシール部からの1次冷却材の漏えい、加圧器逃がし弁又は安全弁からの1次冷却材の流出により1次冷却系保</p>	<p>※本事象はSBOと同じ重要事故ケースで評価しているためSBOと同様として記載を省略している箇所がある。このため女川を記載していないが共通の言い回しについては女川の記載を参考にして反映</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）</p>



泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容  
 赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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
<p>材の流出により1次冷却材の保有水量の減少が生じ、炉心損傷に至る。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、2次冷却系を強制的に減圧することにより1次冷却系を減温、減圧し、炉心注水を行うことにより、炉心損傷を防止する。</p> <p>長期的には最終的な熱の逃がし場への熱の輸送を行うことによって除熱を行う。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」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2.3.1図に、対応手順の概要を第2.3.2図及び第2.3.3図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設</p>	<p>流出により1次冷却材の保有水量の減少が生じ、炉心損傷に至る。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、2次系を強制的に減圧することにより1次系を減温、減圧し、炉心注水を行うことにより、炉心損傷を防止する。</p> <p>長期的には最終的な熱の逃がし場への熱の輸送を行うことによって除熱を行う。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」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2.3.1.1図に、対応手順の概要を第2.3.1.2図及び第2.3.1.3図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策にお</p>	<p>有水量の減少が生じることから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、原子炉補機冷却機能が喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケ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、原子炉補機冷却機能が喪失した場合においても炉心冷却が可能な重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、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、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>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」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。</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7.1.3.1図に、手順の概要を第7.1.3.2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操</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】 記載方針の相違（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】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p>



泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容  
 赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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
<p>備と手順の関係を第2.3.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループのうち「2.3.2(1) 有効性評価の方法」に示す<b>重要事故シーケンス</b>における<b>3号炉及び4号炉同時</b>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、<b>緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員</b>で構成され、合計<b>46名</b>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<b>当直課長及び当直主任の2名</b>、運転操作対応を行う<b>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。）</b>である。発電所構内に常駐している要員のうち<b>緊急安全対策要員が26名</b>、関係各所に通報連絡等を行う<b>緊急時対策本部要員が6名</b>である。<b>この必要な要員と作業項目</b>について第2.3.4図に示す。</p> <p>なお、「原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシールLOCAが発生する事故」以外の事故シーケンスについては、作業項目を「原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシールLOCAが発生する事故」と比較し、必要な要員数を確認した結果、<b>46名</b>で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉補機冷却機能喪失及びプラントトリップの確認</p> <p>原子炉補機冷却水ポンプの停止等により原子炉補機冷却機能の喪失を判断し、原子炉の手動停止を行うとともに、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>b. 補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認</p> <p>蒸気発生器水位低下により電動及び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、<b>蒸気発生器補助給水流量</b>等である。</p>	<p>ける設備と手順の関係を第2.3.1.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループのうち「2.3.2(1) 有効性評価の方法」に示す<b>重要事故シーケンス</b>における<b>3号炉及び4号炉同時</b>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、<b>緊急安全対策要員、本部要員及び召集要員</b>で構成され、合計<b>68名</b>である。その内訳は以下のとおりである。<b>召集要員に期待しない事象発生6時間までの必要要員は</b>、中央監視・指示を行う<b>当直課長及び当直主任の2名</b>、運転操作対応を行う<b>運転員16名（内1号炉及び2号炉中央制御室要員6名）</b>、発電所構内に常駐している<b>緊急安全対策要員20名</b>、関係各所に通報連絡等を行う<b>本部要員6名</b>。<b>召集要員に期待する事象発生6時間以降に追加で必要な召集要員は24名</b>である。<b>この必要な要員と作業項目</b>について第2.3.1.4図に示す。</p> <p>なお、「原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシールLOCAが発生する事故」以外の事故シーケンスについては、作業項目を「原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシールLOCAが発生する事故」と比較し、必要な要員数を確認した結果、<b>68名</b>で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉補機冷却機能喪失及びプラントトリップの確認</p> <p>原子炉補機冷却水ポンプの停止等により原子炉補機冷却機能の喪失を判断し、原子炉の手動停止を行うとともに、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>b. 補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認</p> <p>蒸気発生器水位低下により電動及び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、<b>蒸気発生器補助給水流量</b>等である。</p>	<p>作手順の関係を第7.1.3.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループのうち「7.1.3.2(1) 有効性評価の方法」に示す「<b>原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシールLOCAが発生する事故</b>」における<b>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</b>、中央制御室の運転員、<b>災害対策要員及び災害対策本部要員</b>で構成され、合計<b>14名</b>である。その内訳は<b>次の</b>とおりである。中央制御室の運転員は、中央監視<b>及び</b>指示を行う<b>発電課長（当直）及び副長の2名</b>、運転操作対応を行う<b>運転員4名</b>である。発電所構内に常駐している要員のうち、<b>災害対策要員が5名</b>、関係各所に通報連絡等を行う<b>災害対策本部要員が3名</b>である。また、<b>事象発生3時間以降に追加で必要な要員は、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</b>である。必要な要員と作業項目について第7.1.3.3図に示す。</p> <p>なお、「原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシールLOCAが発生する事故」以外の事故シーケンスについては、作業項目を「原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシールLOCAが発生する事故」と比較し、必要な要員数を確認した結果、<b>14名</b>で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉補機冷却機能喪失及びプラントトリップの確認</p> <p>原子炉補機冷却水ポンプの停止等により原子炉補機冷却機能の喪失を判断し、原子炉の手動停止を行うとともに、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。</p> <p>プラントトリップを<b>確認するため</b>に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>b. 補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認</p> <p>蒸気発生器水位低下により電動及び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>補助給水流量の<b>確立を確認するため</b>に必要な計装設備は、<b>補助給水流量</b>等である。</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】          記載方針の相違          ・本事故シーケンスグループを評価する上で選定した事故シーケンスにおける要員を示している点は伊方と同様          【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NK67、東二と同様）</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

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容  
 赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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
<p>c. 原子炉補機冷却機能及び制御用空気供給機能の回復操作                      原子炉補機冷却機能及び制御用空気供給機能の回復操作を行う。</p> <p>d. 原子炉補機冷却機能喪失時の対応                      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ンユラス空気浄化系ダンパへの作動空気供給、使用済燃料ピットへの注水確保、大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用循環系のダンパ開放並びに送水車の準備を開始する。                      （添付資料 2.2.8、2.2.9）</p> <p>e. 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、格納容器内エアモニタの上昇等により、1次冷却材の漏えいの判断を行う。                      1次冷却材の漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p>	<p>c. 原子炉補機冷却機能及び制御用空気供給機能の回復操作                      原子炉補機冷却機能及び制御用空気供給機能の回復操作を行う。</p> <p>d. 原子炉補機冷却機能喪失時の対応                      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/高圧注水ポンプ（自己冷却）、加圧器逃がし弁及びアンユラス空気浄化系ダンパへの作動空気供給、使用済燃料ピットへの注水確保、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>e. 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、格納容器内エアモニタの上昇等により、1次冷却材の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。</p>	<p>c. 原子炉補機冷却機能及び制御用空気供給機能の回復操作                      原子炉補機冷却機能及び制御用空気供給機能の回復操作を行う。</p> <p>d. 原子炉補機冷却機能喪失時の対応                      代替格納容器スプレイポンプ、B-充てんポンプ（自己冷却）、アン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、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、中央制御室非常用循環系のダンパ開放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。                      （添付資料 7.1.2.22、7.1.2.9）</p> <p>e. 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、格納容器内エアモニタの上昇等により、1次冷却材の漏えいの判断を行う。                      1次冷却材の漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p>	<p>【大飯、高浜】                      設計の相違                      ・大飯、高浜は恒設代替低圧注水ポンプの起動に空冷式非常用発電装置が必要だが、泊の代替格納容器スプレイポンプは非常用高圧母線からの受電が可能であり、代替非常用発電機の起動は不要                      【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、泊は本事象では記載しない（伊方と同様）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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
<p>f. 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125m<sup>3</sup>/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>g. 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。</p> <p>h. 蒸気発生器2次側による炉心冷却                      補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を確認し、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。                       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供給を行う。                       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。                      （添付資料2.2.6）</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</p>	<p>f. 補助給水系の機能維持の判断                      すべての蒸気発生器への補助給水流量計指示の合計が80m<sup>3</sup>/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>g. 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作動する格納容器隔離弁の閉止を確認する。</p> <p>h. 蒸気発生器2次側による炉心冷却                      補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を確認し、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。                       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。                       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。                      （添付資料2.2.5）</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</p>	<p>f. 補助給水系機能維持の判断                      すべての補助給水流量計指示の合計が80m<sup>3</sup>/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>g. 1次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁等の閉操作                      充てんポンプ起動時の1次冷却材ポンプシール温度急変等を防止するために、1次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁及び格納容器隔離弁の閉操作を行う。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。</p> <p>h. 蒸気発生器2次側による炉心冷却                      補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を確認し、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）指示1.7MPa[gage]（1次冷却材温度（広域-高温側）指示208℃）を目標に減温、減圧を行う。また、目標値となれば温度、圧力を維持する。                       また、その後の蒸気発生器への注水量確保として、可搬型大型送水ポンプ車による補助給水ピットへの供給を行う。                       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。                      （添付資料7.1.2.4）</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。                      蓄圧注入系の動作を確認するため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</p>	<p>【大飯】                      設計の相違</p> <p>【大飯、高浜】                      設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】                      設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】                      設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】                      記載表現の相違                      ・泊は「全交流動力電源喪失」に合わせて補給と記載</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

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容  
 赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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
<p>して、現場で<b>アンユラス空気浄化系ダンプ</b>の代替空気供給を行い、<b>アンユラス空気浄化ファン</b>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</p> <p>1次冷却材圧力計指示が1.7MPa[gage]（1次冷却材高温側温度（広域）計指示208℃）になれば、蓄圧タンク出口弁を閉操作する。</p> <p>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>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、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、</p>	<p>して、現場で<b>アンユラス空気浄化系ダンプ</b>の代替空気供給を行い、<b>アンユラス空気浄化ファン</b>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</p> <p>1次冷却材圧力計指示が1.7MPa[gage]（1次冷却材高温側温度（広域）計指示208℃）になれば、蓄圧タンク出口弁を閉止する。</p> <p>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>蓄圧タンク出口弁を閉止確認後、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、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。                      （添付資料2.2.5）</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、</p>	<p>して、現場で<b>アンユラス空気浄化系</b>の<b>空気作動弁</b>への代替空気供給（窒素ポンベ接続）及び<b>ダンプの自動開操作</b>を行い、<b>B-アンユラス空気浄化ファン</b>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</p> <p>1次冷却材圧力（広域）指示が1.7MPa[gage]（1次冷却材温度（広域-高温側）指示208℃）になれば、蓄圧タンク出口弁を閉操作する。</p> <p>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>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、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。                      （添付資料7.1.2.4）</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</p>	<p>【大飯、高浜】                      設計の相違                      手順の相違                      ・泊はアンユラス空気浄化ファンの起動のためダンプの自動開操作が必要                      【大飯、高浜】                      設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】                      設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】                      設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】                      設備名称の相違</p>



泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容  
 赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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
<p>早期に1次冷却系保有水を回復させるように調整する。</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。</p> <p>また、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水が行えない場合、B充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水を行う。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.2.7)</p>	<p>早期に1次系保有水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炉心注水が行えない場合、B充てん/高圧注入ポンプ（自己冷却）による炉心注水を行う。</p>	<p>は、早期に1次冷却系保有水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）による代替炉心注水を行う。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料7.1.2.3)</p>	
<p>n. 格納容器内自然対流冷却及び高圧代替再循環運転</p> <p>長期対策として、大容量ポンプを用いたA、D格納容器再循環ユニット、B高圧注入ポンプへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却及び高圧代替再循環運転を行う。</p> <p>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低下により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ル水位（広域）計指示が56%以上であることを確認し、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水から手動により高圧代替再循環運転へ切り替え、炉心冷却を行う。</p>	<p>n. 格納容器内自然対流冷却並びに低圧代替再循環運転及び高圧代替再循環運転</p> <p>長期対策として、大容量ポンプを用いたA、B格納容器再循環ユニット、B余熱除去ポンプ及びC充てん/高圧注入ポンプへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却及び低圧代替再循環運転又は高圧代替再循環運転を行う。</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低下により燃料取替用水タンク水位計指示が16%到達及び格納容器再循環サンプル広域水位計指示67%以上を確認し、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水から手動により低圧代替再循環運転又は高圧代替再循環運転へ切り替え、炉心冷却を行う。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.2.9)</p>	<p>n. 格納容器内自然対流冷却及び高圧代替再循環運転</p> <p>可搬型大型送水ポンプ車を用いたC、D-格納容器再循環ユニット、A-高圧注入ポンプへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却及び高圧代替再循環運転を行う。</p> <p>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低下により燃料取替用水ピット水位指示が16.5%到達及び格納容器再循環サンプル水位（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圧代替再循環運転へ切り替え、炉心冷却を行う。</p>	<p>【高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述とおり（2ページ参照） 【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）  【大飯、高浜】 設計の相違 ・燃料取替用水ピット（タンク）の切替水位設定の差異  【高浜】 添付資料の相違 ・高浜では添付資料2.2.9にて、プ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であることを記載。泊は非プ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>



泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容  
 赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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
<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、<b>高圧代替再循環運転</b>に必要な計装設備は、<b>高圧注入流量</b>等である。</p> <p>o. 原子炉補機冷却水系の復旧作業  <b>緊急安全対策要員</b>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。                      (添付資料 2. 2. 8)</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、<b>低圧代替再循環運転及び高圧代替再循環運転</b>に必要な計装設備は、<b>余熱除去流量</b>等である。</p> <p>o. 原子炉補機冷却系の復旧作業  <b>召集要員</b>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。                      (添付資料2. 2. 10)</p>	<p>格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、<b>原子炉格納容器圧力</b>等であり、<b>高圧代替再循環運転</b>に必要な計装設備は、<b>高圧注入流量</b>等である。</p> <p>以降、炉心冷却は高圧注入ポンプによる高圧代替再循環により継続的に行い、また、原子炉格納容器除熱は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>o. 原子炉補機冷却水系の復旧作業  <b>参集要員</b>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。                      (添付資料 7. 1. 2. 22)</p>	<p>相違理由</p> <p>【高浜】                      設計の相違                      ・差異理由は前述とおり（2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）</p> <p>【大飯、高浜】                      対応要員の相違                      ・泊は参集要員の他に運転員が作業を行う</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容  
 赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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
<p>2.3.2 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>選定した事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、1次冷却材の流出量が多く、要求される設備容量の観点で厳しい「原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシールLOCAが発生する事故」であるが、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」に従属して発生するため、事象進展は同じであることから、「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」を重要事故シーケンスとする。</p> <p>本重要事故シーケンスにおける重要現象、適用する解析コード及び不確かさの影響評価方法については、「2.2 全交流動力電源喪失」と同様である。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスにおける有効性評価の条件については、「2.2 全交流動力電源喪失」と同様である。</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける有効性評価の結果については、「2.2 全交流動力電源喪失」と同様である。</p>	<p>2.3.2 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>選定した事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、1次冷却材の流出量が多く、要求される設備容量の観点で厳しい「原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシールLOCAが発生する事故」であるが、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」に従属して発生するため、事象進展は同じであることから、「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」を重要事故シーケンスとする。</p> <p>本重要事故シーケンスにおける重要現象、適用する解析コード及び不確かさの影響評価方法については、「2.2 全交流動力電源喪失」と同様である。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスにおける有効性評価の条件については、「2.2 全交流動力電源喪失」と同様である。</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける有効性評価の結果については、「2.2 全交流動力電源喪失」と同様である。</p>	<p>7.1.3.2 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、1次冷却材の流出量が多く、要求される設備容量の観点で厳しい「原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシールLOCAが発生する事故」であるが、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」に従属して発生するため、事象進展は同じであることから、「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」を重要事故シーケンスとする。</p> <p>本重要事故シーケンスにおける重要現象、適用する解析コード及び不確かさの影響評価方法については、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様である。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスにおける有効性評価の条件については、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様である。</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける有効性評価の結果については、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様である。</p>	<p>【大飯、高浜】                      記載表現針の相違（女川実績の反映）</p>



泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容  
 赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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
<p>2.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価                      本重要事故シナシスにおける不確かさの影響評価については、「2.2 全交流動力電源喪失」と同様である。</p> <p>2.3.4 必要な要員及び資源の評価                      (1) 必要な要員の評価                      事故シナシスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」において、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、重要事故シナシスにおいては、「2.2 全交流動力電源喪失」と同様であり、46名である。</p> <p>また、重要事故シナシス以外の事故シナシスにおいては、「2.3.1(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                      事故シナシスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」において必要な水源、燃料及び電源は、「2.2 全交流動力電源喪失」と同様である。</p>	<p>2.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価                      本重要事故シナシスにおける不確かさの影響評価については、「2.2 全交流動力電源喪失」と同様である。</p> <p>2.3.4 必要な要員及び資源の評価                      (1) 必要な要員の評価                      事故シナシスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」において、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、重要事故シナシスにおいては、「2.2 全交流動力電源喪失」と同様であり、70名である。</p> <p>また、重要事故シナシス以外の事故シナシスにおいては、「2.3.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり68名である。「6.2 重大事故等対策の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名で対応可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価                      事故シナシスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」において必要な資源は「2.2 全交流動力電源喪失」と同様である。</p>	<p>7.1.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価                      本重要事故シナシスにおける不確かさの影響評価については、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様である。</p> <p>7.1.3.4 必要な要員及び資源の評価                      (1) 必要な要員の評価                      事故シナシスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」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、重要事故シナシスにおいては、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様であり、15名である。</p> <p>また、重要事故シナシス以外の事故シナシスにおいては、「7.1.3.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり14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                      事故シナシスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」において必要な水源、燃料及び電源は、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様である。</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 R67、東二と同様）                      【大飯】                      記載表現の相違（女川実績の反映）                      【高浜】                      記載表現の相違</p>



灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容  
 赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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
<p>2.3.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」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「原子炉補機冷却機能喪失」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「原子炉補機冷却機能喪失」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」について有効性評価を行った。</p> <p>上記は、「2.2 全交流動力電源喪失」と同様であり、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウ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>重大事故等対策要員は、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、「2.2 全交流動力電源喪失」と同様であり、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「原子炉補機冷却機能喪失」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「原子炉補機冷却機能喪失」に対して有効である。</p>	<p>2.3.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」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「原子炉補機冷却機能喪失」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「原子炉補機冷却機能喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内電源が喪失し、原子炉補機冷却機能喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」について有効性評価を行った。</p> <p>上記は、「2.2 全交流動力電源喪失」と同様であり、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウ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>重大事故等対策要員は、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、「2.2 全交流動力電源喪失」と同様であり、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「原子炉補機冷却機能喪失」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「原子炉補機冷却機能喪失」に対して有効である。</p>	<p>7.1.3.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」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「原子炉補機冷却機能喪失」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、安定状態に向けた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「原子炉補機冷却機能喪失」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」について有効性評価を行った。</p> <p>上記は、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様であり、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウ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>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、燃料及び電源については、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様であり、供給可能である。</p> <p>以上のことから、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、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「原子炉補機冷却機能喪失」に対して有効である。</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>【高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述とおり（2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】 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 ・治では文書内で重複する表現のため記載していない（伊方と同様）</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p>



泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容  
 赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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
			・具体的な炉心損傷防止対策を複数記載

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

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

第 2.3.1.1 表 「原子炉補機冷却機能喪失」における重大事故等対策について（1/5）

判断及び操作	手順	重大事故等対応設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
a. 原子炉補機冷却機能喪失及びアラートトリップの確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉補機冷却水ポンプの停止等により原子炉補機冷却機能の喪失を判断し、原子炉の手動停止を行うとともに、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。</li> <li>蒸気発生器水位低下により電動及びタービン電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。</li> </ul>	-	-	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子領域中性子束
b. 補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>蒸気発生器水位低下により電動及びタービン電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。</li> </ul>	電動補助給水ポンプ タービン電動補助給水ポンプ 蒸気発生器	-	蒸気発生器補助給水流量 蒸気発生器水位（熱域） 蒸気発生器水位（冷域） 底水ピット水位
e. 原子炉補機冷却機能及び制御用空気供給機能の回復操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉補機冷却機能及び制御用空気供給機能の回復操作を行う。</li> </ul>	-	-	-
d. 原子炉補機冷却機能喪失時の対応	<ul style="list-style-type: none"> <li>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）、配圧器及び弁及びエアニューラス空気浄化器ダンパへの作動空気供給、使用済燃料ピットへの注水確保、水質異常ポンプによる格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用発電装置のダンパ閉鎖並びに送水車の準備を開始する。</li> </ul>	-	-	-

【 1 】は有効性評価上期待しない重大事故等対応設備

第 2.3.1.1 表 「原子炉補機冷却機能喪失」における重大事故等対策について（1/5）

判断及び操作	手順	重大事故等対応設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
a. 原子炉補機冷却機能喪失及びアラートトリップの確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉補機冷却水ポンプの停止等により原子炉補機冷却機能の喪失を判断し、原子炉の手動停止を行うとともに、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。</li> <li>蒸気発生器水位低下により電動及びタービン電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。</li> </ul>	-	-	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子領域中性子束
b. 補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>蒸気発生器水位低下により電動及びタービン電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。</li> </ul>	電動補助給水ポンプ タービン電動補助給水ポンプ 蒸気発生器 底水タンク	-	蒸気発生器補助給水流量 蒸気発生器水位 蒸気発生器広域水位 底水タンク水位
e. 原子炉補機冷却機能及び制御用空気供給機能の回復操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉補機冷却機能及び制御用空気供給機能の回復操作を行う。</li> </ul>	-	-	-
d. 原子炉補機冷却機能喪失時の対応	<ul style="list-style-type: none"> <li>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/高圧注水ポンプ（自己冷却）、加圧器及び弁及びエアニューラス空気浄化器ダンパへの作動空気供給、使用済燃料ピットへの注水確保、大容量ポンプによる自然対流冷却、中央制御室非常用発電装置のダンパ閉鎖並びに消防ポンプの準備を開始する。</li> </ul>	-	-	-

【 1 】は有効性評価上期待しない重大事故等対応設備

第 7.1.3.1 表 「原子炉補機冷却機能喪失」の重大事故等対策について（1/5）

判断及び操作	手順	重大事故等対応設備			相違理由
		常設設備	可搬型設備	計装設備	
a. 原子炉補機冷却機能喪失及びアラートトリップの確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉補機冷却水ポンプの停止等により原子炉補機冷却機能の喪失を判断し、原子炉の手動停止を行うとともに、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。</li> </ul>	-	-	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子領域中性子束	【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
b. 補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>蒸気発生器水位低下により電動及びタービン電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。</li> </ul>	電動補助給水ポンプ タービン電動補助給水ポンプ 蒸気発生器 補助給水ピット	-	補助給水流量 蒸気発生器水位（熱域） 蒸気発生器水位（冷域） 補助給水ピット水位	【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・泊でも女川同様、重大事故等対応設備（設計基礎/実績）の分類を導入する予定であり、評価側へ反映する
e. 原子炉補機冷却機能及び制御用空気供給機能の回復操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉補機冷却機能及び制御用空気供給機能の回復操作を行う。</li> </ul>	-	-	-	
d. 原子炉補機冷却機能喪失時の対応	<ul style="list-style-type: none"> <li>空冷式非常用発電装置、恒設代替低圧注水ポンプ（自己冷却）、アニューラス空気浄化器の空気非動弁への代替空気供給、使用済燃料ピットへの注水確保、可搬型大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用発電装置のダンパ閉鎖及び可搬型大容量ポンプによる補助給水ピットへの灌流の準備を開始する。</li> </ul>	-	-	-	*：既許可の対象となっている設備を重大事故等対応設備に位置付けるもの 【 1 】：重大事故等対応設備（設計基礎/実績）



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

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

第 2.3.1.1 表 「原子炉補機冷却機能喪失」における重大事故等対策について（2/5）

判断及び操作	手順	重大事故等対応設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
e. 1次冷却材漏えいの判断	<ul style="list-style-type: none"> <li>加圧器水位及び圧力の低下、原子炉格納容器圧力及び風速の上昇、格納容器サンプ及び格納容器内蒸気サンプ水位の上昇、格納容器内エアモニタ等の上昇等により、1次冷却材の漏えいの判断を行う。</li> </ul>			加圧器水位 1次冷却材圧力 格納容器圧力(広域) 格納容器内風速 エリアモニタ(高レンジ) 格納容器内蒸気サンプ水位 エリアモニタ(高レンジ) エリアモニタ(低レンジ) 1次冷却材サンプ水位 格納容器再循環サンプ水位
f. 補助給水系機能維持の判断	<ul style="list-style-type: none"> <li>すべての蒸気発生器補助給水流量計指示の合計が125m<sup>3</sup>/h以上であることを確認する。</li> </ul>	電動補助給水タービン駆動ポンプ 蒸気発生器 戻水ピペット		蒸気発生器補助給水流量計指示(広域) 蒸気発生器水位(広域) 戻水ピペット水位
g. 1次冷却材ポンプシール戻り隔離弁等の閉鎖操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>充てんポンプ起動時の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鎖作業を行う。また、非常用冷却設備動作信号の発信に伴い、動作する格納容器隔離弁の閉鎖を確認する。</li> </ul>			—

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対応設備

第 2.3.1.1.1 表 「原子炉補機冷却機能喪失」における重大事故等対策について（2/5）

判断及び操作	手順	重大事故等対応設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
e. 1次冷却材漏えいの判断	<ul style="list-style-type: none"> <li>加圧器水位・圧力の低下、原子炉格納容器圧力・風速の上昇、格納容器サンプ、格納容器内蒸気サンプ水位の上昇、格納容器内エアモニタの上昇等により、1次冷却材の漏えいの判断を行う。</li> </ul>			加圧器水位 1次冷却材圧力 格納容器圧力(広域) 格納容器内風速 シリアモニタ(高レンジ) 格納容器内蒸気サンプ水位 エリアモニタ(高レンジ) 格納容器再循環サンプ水位 広域水位 格納容器再循環サンプ水位
f. 補助給水系の機能維持の判断	<ul style="list-style-type: none"> <li>すべての蒸気発生器への補助給水流量計指示の合計が80m<sup>3</sup>/h以上であることを確認する。</li> </ul>	電動補助給水ポンプ タービン駆動補助給水ポンプ 蒸気発生器 戻水タンク		蒸気発生器補助給水流量計指示(広域) 蒸気発生器水位(広域) 戻水タンク水位
g. 1次冷却材ポンプシール戻り隔離弁等の閉鎖操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>充てんポンプ・蒸気発生器ポンプの起動時の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鎖作業を行う。また、非常用冷却設備動作信号の発信に伴い、動作する格納容器隔離弁の閉鎖を確認する。</li> </ul>			—

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対応設備

第 7.1.3.1 表 「原子炉補機冷却機能喪失」の重大事故等対策について（2/5）

判断及び操作	手順	重大事故等対応設備			相違理由
		常設設備	可搬型設備	計装設備	
e. 1次冷却材漏えいの判断	<ul style="list-style-type: none"> <li>加圧器水位及び圧力の低下、原子炉格納容器圧力及び風速の上昇、格納容器サンプ及び格納容器内蒸気サンプ水位の上昇、格納容器内エアモニタの上昇等により、1次冷却材の漏えいの判断を行う。</li> </ul>			加圧器水位 1次冷却材圧力(広域) 原子炉格納容器圧力 格納容器内風速 格納容器内蒸気サンプ水位 エリアモニタ(高レンジ) エリアモニタ(低レンジ) 格納容器再循環サンプ水位(広域) 格納容器再循環サンプ水位(狭域)	【大阪、高浜】 名称等の相違 ・設備仕様等の差異により「手順」「重大事故等対応設備」の記載、名称が異なる 【大阪、高浜】 記載方針の相違(女川実績の反映) ・泊でも女川同様、重大事故等対応設備(設計基礎(表))の分類を導入する予定であり、有効性評価側へ反映する
f. 補助給水系機能維持の判断	<ul style="list-style-type: none"> <li>すべての蒸気発生器への補助給水流量計指示の合計が80m<sup>3</sup>/h以上であることを確認する。</li> </ul>	電動補助給水ポンプ タービン駆動補助給水ポンプ 蒸気発生器 補助給水ピペット		補助給水流量計指示(広域) 蒸気発生器水位(狭域) 蒸気発生器水位(広域) 補助給水ピペット水位	
g. 1次冷却材ポンプ再汲り隔離弁等の閉鎖操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>充てんポンプの起動時の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鎖作業を行う。また、非常用冷却設備動作信号の発信に伴い、動作する格納容器隔離弁の閉鎖を確認する。</li> </ul>			—	

\*：既済可の対象となっている設備を重大事故等対応設備に位置付けるもの  
 【 】：重大事故等対応設備 (設計基準表参照)

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

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

第 2.3.1 表 「原子炉補機冷却機能喪失」における重大事故等対策について（3/5）

判断及び操作	手順	重大事故等対策設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
h. 蒸気発生器2次側による蒸気発生部への注水を継続し、主蒸気蒸がし弁を現場にて手動で閉鎖操作すること。1次冷却材圧力計指示1.7MPa[gage]、1次冷却材最高温度(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、蒸気発生器2次側への注水制御を停止し、送水室による重水ピットへの注水を行う。	・補助給水ポンプによる蒸気発生部への注水を継続し、主蒸気蒸がし弁を現場にて手動で閉鎖操作すること。 1. 1次冷却材圧力計指示1.7MPa[gage]、1次冷却材最高温度(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、蒸気発生器2次側への注水制御を停止し、送水室による重水ピットへの注水を行う。	電動補助給水ポンプ タービン駆動補助給水ポンプ 蒸気発生器 重水ピット	送水車 軽油ドラム缶	1次冷却材最高温度(広域) 1次冷却材圧力(広域) 蒸気発生器補助給水温度 蒸気発生器冷却水温度 蒸気発生器水位(広域) 重水ピット水位 1次冷却材圧力
1. 蒸気発生器2次側による蒸気発生部への注水を継続し、主蒸気蒸がし弁を現場にて手動で閉鎖操作すること。1次冷却材圧力計指示1.7MPa[gage]、1次冷却材最高温度(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、蒸気発生器2次側への注水制御を停止し、送水室による重水ピットへの注水を行う。	・アニオクス蒸気浄化系の蒸気発生器2次側による蒸気発生部への注水を継続し、主蒸気蒸がし弁を現場にて手動で閉鎖操作すること。 1. 1次冷却材圧力計指示1.7MPa[gage]、1次冷却材最高温度(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、蒸気発生器2次側への注水制御を停止し、送水室による重水ピットへの注水を行う。	アニオクス蒸気浄化系 タービン駆動補助給水ポンプ 蒸気発生器 重水ピット	蒸気発生器 タービン駆動補助給水ポンプ 蒸気発生器 重水ピット	1次冷却材最高温度(広域) 1次冷却材圧力(広域) 蒸気発生器補助給水温度 蒸気発生器冷却水温度 蒸気発生器水位(広域) 重水ピット水位 1次冷却材圧力

【1】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備

第 2.3.1.1 表 「原子炉補機冷却機能喪失」における重大事故等対策について（3/5）

判断及び操作	手順	重大事故等対策設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
h. 蒸気発生器2次側による蒸気発生部への注水を継続し、主蒸気蒸がし弁を現場にて手動で閉鎖操作すること。1次冷却材圧力計指示1.7MPa[gage]、1次冷却材最高温度(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、蒸気発生器2次側への注水制御を停止し、送水室による重水ピットへの注水を行う。	・補助給水ポンプによる蒸気発生部への注水を継続し、主蒸気蒸がし弁を現場にて手動で閉鎖操作すること。 1. 1次冷却材圧力計指示1.7MPa[gage]、1次冷却材最高温度(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、蒸気発生器2次側への注水制御を停止し、送水室による重水ピットへの注水を行う。	電動補助給水ポンプ タービン駆動補助給水ポンプ 蒸気発生器 重水ピット	消防ポンプ ガソリン用ドラム缶	1次冷却材最高温度(広域) 1次冷却材圧力(広域) 1次冷却材最低温度(広域) 1次冷却材圧力 蒸気発生器補助給水温度 蒸気発生器冷却水温度 蒸気発生器水位(広域) 重水ピット水位 1次冷却材圧力
1. 蒸気発生器2次側による蒸気発生部への注水を継続し、主蒸気蒸がし弁を現場にて手動で閉鎖操作すること。1次冷却材圧力計指示1.7MPa[gage]、1次冷却材最高温度(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、蒸気発生器2次側への注水制御を停止し、送水室による重水ピットへの注水を行う。	・1次冷却材圧力の低下に伴い、蒸気発生器が動作することを確認する。 ・アニオクス蒸気浄化系の蒸気発生器2次側による蒸気発生部への注水を継続し、主蒸気蒸がし弁を現場にて手動で閉鎖操作すること。 1. 1次冷却材圧力計指示1.7MPa[gage]、1次冷却材最高温度(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、蒸気発生器2次側への注水制御を停止し、送水室による重水ピットへの注水を行う。	蒸気発生器 タービン駆動補助給水ポンプ 蒸気発生器 重水ピット	蒸気発生器 タービン駆動補助給水ポンプ 蒸気発生器 重水ピット	1次冷却材最高温度(広域) 1次冷却材圧力(広域) 蒸気発生器補助給水温度 蒸気発生器冷却水温度 蒸気発生器水位(広域) 重水ピット水位 1次冷却材圧力

【1】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備

第 7.1.3.1 表 「原子炉補機冷却機能喪失」の重大事故等対策について（3/5）

判断及び操作	手順	重大事故等対策設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
h. 蒸気発生器2次側による蒸気発生部への注水を継続し、主蒸気蒸がし弁を現場にて手動で閉鎖操作すること。1次冷却材圧力計指示1.7MPa[gage]、1次冷却材最高温度(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、蒸気発生器2次側への注水制御を停止し、送水室による重水ピットへの注水を行う。	・補助給水ポンプによる蒸気発生部への注水を継続し、主蒸気蒸がし弁を現場にて手動で閉鎖操作すること。 1. 1次冷却材圧力計指示1.7MPa[gage]、1次冷却材最高温度(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、蒸気発生器2次側への注水制御を停止し、送水室による重水ピットへの注水を行う。	電動補助給水ポンプ タービン駆動補助給水ポンプ 蒸気発生器 重水ピット	消防ポンプ ガソリン用ドラム缶	1次冷却材最高温度(広域) 1次冷却材圧力(広域) 蒸気発生器補助給水温度 蒸気発生器冷却水温度 蒸気発生器水位(広域) 重水ピット水位 1次冷却材圧力
1. 蒸気発生器2次側による蒸気発生部への注水を継続し、主蒸気蒸がし弁を現場にて手動で閉鎖操作すること。1次冷却材圧力計指示1.7MPa[gage]、1次冷却材最高温度(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、蒸気発生器2次側への注水制御を停止し、送水室による重水ピットへの注水を行う。	・1次冷却材圧力の低下に伴い、蒸気発生器が動作することを確認する。 ・アニオクス蒸気浄化系の蒸気発生器2次側による蒸気発生部への注水を継続し、主蒸気蒸がし弁を現場にて手動で閉鎖操作すること。 1. 1次冷却材圧力計指示1.7MPa[gage]、1次冷却材最高温度(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、蒸気発生器2次側への注水制御を停止し、送水室による重水ピットへの注水を行う。	蒸気発生器 タービン駆動補助給水ポンプ 蒸気発生器 重水ピット	蒸気発生器 タービン駆動補助給水ポンプ 蒸気発生器 重水ピット	1次冷却材最高温度(広域) 1次冷却材圧力(広域) 蒸気発生器補助給水温度 蒸気発生器冷却水温度 蒸気発生器水位(広域) 重水ピット水位 1次冷却材圧力

※：動作不可の状態でなっている設備を重大事故等対策設備に位置付けるもの【1】：有効性評価上考慮しない操作

相違理由

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

【大飯、高浜】  
 記載方針の相違(女川実績の反映)  
 ・泊でも女川同様、重大事故等対策設備(設計基礎(広域)の分類を導入する予定であり、物理出来次第、有効性評価値へ反映する

・泊は有効性評価上期待しない操作をグレーで色塗り



7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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

第2.3.1表 「原子炉補機冷却機能喪失」における重大事故等対策について（4/5）

相違及び操作	手順	重大事故等対策設備	
		常設設備	計装設備
k. 蓄圧タンク出口弁閉鎖	・1次冷却材圧力計指示が1.7MPa(gage)（1次冷却材高圧側温度（広域）計指示が208℃）になれば、蓄圧タンク出口弁を閉鎖する。	蓄圧タンク出口弁	1次冷却材圧力（広域） 1次冷却材高圧側温度（広域） 1次冷却材低圧側温度（広域）
l. 蒸気発生器2次側による代償炉心注水	・蓄圧タンク出口弁を閉鎖後、1次冷却材圧力計指示が0.7MPa(gage)（1次冷却材高圧側温度（広域）計指示が170℃）を目前に、補助給水ポンプ及び主蒸気発生器により2次冷却材注水を再開し、目標値となれば復元、圧力を維持する。	主蒸気発生器 補助給水ポンプ 燃料冷却器 蒸気発生器	1次冷却材高圧側温度（広域） 1次冷却材低圧側温度（広域） 蒸気発生器出力 補助給水ポンプ出力 燃料冷却器出力 蒸気発生器出力
m. 恒設代償炉心注水による代償炉心注水	・恒設代償炉心注水ポンプの稼働が完了し、1次冷却材圧力計指示が0.7MPa(gage)（1次冷却材高圧側温度（広域）計指示が170℃）となれば燃料冷却器による代償炉心注水を行う。 ・恒設代償炉心注水ポンプの稼働が早く終わった場合は1次冷却材圧力計指示が0.7MPa(gage)以上であっても、ポンプ吐出圧力低下であれば、代償炉心注水を開始する。 ・恒設代償炉心注水ポンプによる注水復元は、早期に1次冷却材注水を回復させるように調整する。 ・恒設代償炉心注水ポンプによる代償炉心注水が行えない場合、B系でんポンプ（自己冷却）による代償炉心注水を行う。	恒設代償炉心注水ポンプ 燃料冷却器 蒸気発生器 補助給水ポンプ 蒸気発生器	恒設代償炉心注水ポンプ出力 燃料冷却器出力 蒸気発生器出力 補助給水ポンプ出力 蒸気発生器出力 燃料冷却器出力

第2.3.1.1表 「原子炉補機冷却機能喪失」における重大事故等対策について（4/5）

相違及び操作	手順	重大事故等対策設備	
		常設設備	計装設備
k. 蓄圧タンク出口弁閉鎖	・1次冷却材圧力計指示が1.7MPa(gage)（1次冷却材高圧側温度（広域）計指示が208℃）になれば、蓄圧タンク出口弁を閉鎖する。	蓄圧タンク出口弁	1次冷却材圧力（広域） 1次冷却材高圧側温度（広域） 1次冷却材低圧側温度（広域）
l. 蒸気発生器2次側による代償炉心注水	・蓄圧タンク出口弁を閉鎖後、1次冷却材圧力計指示が0.7MPa(gage)（1次冷却材高圧側温度（広域）計指示が170℃）を目前に、補助給水ポンプ及び主蒸気発生器により2次冷却材注水を再開し、目標値となれば復元、圧力を維持する。 ・恒設代償炉心注水ポンプの稼働が完了し、1次冷却材圧力計指示が0.7MPa(gage)（1次冷却材高圧側温度（広域）計指示が170℃）となれば燃料冷却器による代償炉心注水を行う。 ・恒設代償炉心注水ポンプの稼働が早く終わった場合は1次冷却材圧力計指示が0.7MPa(gage)以上であっても、ポンプ吐出圧力低下であれば、代償炉心注水を開始する。 ・恒設代償炉心注水ポンプによる注水復元は、早期に1次冷却材注水を回復させるように調整する。 ・恒設代償炉心注水ポンプによる代償炉心注水が行えない場合、B系でんポンプ（自己冷却）による代償炉心注水を行う。	主蒸気発生器 補助給水ポンプ 燃料冷却器 蒸気発生器	1次冷却材高圧側温度（広域） 1次冷却材低圧側温度（広域） 蒸気発生器出力 補助給水ポンプ出力 燃料冷却器出力 蒸気発生器出力

【 】：有効性評価上期待しない/重大事故等対策設備

第7.1.3.1表 「原子炉補機冷却機能喪失」の重大事故等対策について（4/5）

相違及び操作	手順	重大事故等対策設備	
		常設設備	計装設備
k. 蓄圧タンク出口弁閉鎖	・1次冷却材圧力（広域）計指示が1.7MPa(gage)（1次冷却材高圧側温度（広域）計指示が208℃）になれば、蓄圧タンク出口弁を閉鎖する。	蓄圧タンク出口弁	1次冷却材圧力（広域） 1次冷却材高圧側温度（広域） 1次冷却材低圧側温度（広域）
l. 蒸気発生器2次側による代償炉心注水	・蓄圧タンク出口弁を閉鎖後、1次冷却材圧力計指示が0.7MPa(gage)（1次冷却材高圧側温度（広域）計指示が170℃）を目前に、補助給水ポンプ及び主蒸気発生器により2次冷却材注水を再開し、目標値となれば復元、圧力を維持する。 ・恒設代償炉心注水ポンプの稼働が完了し、1次冷却材圧力計指示が0.7MPa(gage)（1次冷却材高圧側温度（広域）計指示が170℃）となれば燃料冷却器による代償炉心注水を行う。 ・恒設代償炉心注水ポンプの稼働が早く終わった場合は1次冷却材圧力計指示が0.7MPa(gage)以上であっても、ポンプ吐出圧力低下であれば、代償炉心注水を開始する。 ・恒設代償炉心注水ポンプによる注水復元は、早期に1次冷却材注水を回復させるように調整する。 ・恒設代償炉心注水ポンプによる代償炉心注水が行えない場合、B系でんポンプ（自己冷却）による代償炉心注水を行う。	主蒸気発生器 補助給水ポンプ 燃料冷却器 蒸気発生器	1次冷却材高圧側温度（広域） 1次冷却材低圧側温度（広域） 蒸気発生器出力 補助給水ポンプ出力 燃料冷却器出力 蒸気発生器出力

※：黒字の対応は、本表の記載内容に一致しているもの。赤字は、本表の記載内容と異なるもの。青字は、本表の記載内容に一致しているもののうち、本表の記載内容と異なるもの。緑字は、本表の記載内容に一致しているもののうち、本表の記載内容と異なるもの。

相違理由

【大阪、高浜】  
 名称等の相違  
 ・設備仕様等の差異により「手順」「重大事故等対策設備」の記載、名称が異なる  
 【大阪、高浜】  
 記載方針の相違（女川実績の反映）  
 ・泊でも女川同様、重大事故等対策設備（設計基準段階）の分類を導入する予定であり、物理出来次第、有効性評価値へ反映する  
 ・泊は有効性評価上期待しない操作をグレイで色塗り

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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

第2.3.1表 「原子炉補機冷却機能喪失」における重大事故等対策について（5/5）

判断及び操作	手順	重大事故等対応設備	
		常設設備	可搬設備
n. 格納容器内自然対流冷却及び高圧代替再循環運転	<ul style="list-style-type: none"> <li>・長期対策として、大容量ポンプを用いたA、D格納容器再循環ユニット、B高圧注入ポンプへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却及び高圧代替再循環運転を行う。</li> <li>・海水通水が完了すれば、格納容器内自然対流冷却を行う。</li> <li>・燃料取扱用海水ピット水位低下により燃料取扱用海水ピット水位が再循環開始水位（3号炉：12.5%、4号炉：16.0%）到達及び格納容器再循環開始水位（広域）計指示が50%以上であることを確認し、相関代替再循環海水ポンプによる代替から手動により高圧代替再循環運転へ切り替え、炉心冷却を行う。</li> </ul>	燃料取扱用海水ピット B高圧注入ポンプ 格納容器再循環ポンプ 格納容器再循環ポンプ A、D格納容器再循環ユニット 所屬高圧海水ポンプ 燃料油貯蔵タンク	格納容器内温度 格納容器出口圧力（広域） AM用格納容器圧力 可搬型温度計測装置 格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度 (S.A.)用 燃料取扱用海水ピット水位 格納容器再循環ポンプ水位 (広域) 格納容器再循環ポンプ水位 (広域) 高圧注入流量 1次冷却機高温側温度 (広域) 1次冷却機低温側温度 (広域)
o. 原子炉補機冷却水系の復旧作業	<ul style="list-style-type: none"> <li>・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。</li> </ul>	-	-

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対応設備

第2.3.1.1表 「原子炉補機冷却機能喪失」における重大事故等対策について（5/5）

判断及び操作	手順	重大事故等対応設備	
		常設設備	可搬設備
n. 格納容器内自然対流冷却及び高圧代替再循環運転	<ul style="list-style-type: none"> <li>・長期対策として、大容量ポンプによるA、B格納容器再循環ユニット、B余熱除去ポンプ及びC充てん/高圧注入ポンプへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却及び低圧代替再循環運転又は高圧代替再循環運転を行う。</li> <li>・海水通水が完了すれば、格納容器内自然対流冷却を行う。</li> <li>・燃料取扱用海水ピット水位低下により燃料取扱用海水ピット水位が再循環開始水位（3号炉：12.5%、4号炉：16.0%）到達及び格納容器再循環開始水位（広域）計指示が67%以上を確認し、相関代替再循環海水ポンプによる代替から手動により高圧代替再循環運転へ切り替え、炉心冷却を行う。</li> </ul>	燃料取扱用海水タンク B余熱除去ポンプ (海水冷却) 【 B余熱除去ポンプ C充てん/高圧注入ポンプ (海水冷却) 格納容器再循環ポンプ 格納容器再循環ポンプ 格納容器再循環ポンプ A、B格納容器再循環ユニット 燃料油貯蔵タンク	格納容器内温度 格納容器出口圧力 格納容器出口圧力（広域） M用 可搬型温度計測装置 (格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度) (S.A.)用 燃料取扱用海水タンク水位 格納容器再循環ポンプ水位 (広域) 格納容器再循環ポンプ水位 (広域) 燃料取扱用海水タンク水位 (広域)
o. 原子炉補機冷却系の復旧作業	<ul style="list-style-type: none"> <li>・作業員の作業時間や原子炉補機冷却水系の機能喪失要因を考慮し、予備品の海水ポンプ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。</li> </ul>	-	-

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対応設備

第7.1.3.1表 「原子炉補機冷却機能喪失」の重大事故等対策について（5/5）

判断及び操作	手順	重大事故等対応設備	
		常設設備	可搬設備
n. 格納容器内自然対流冷却及び高圧代替再循環運転	<ul style="list-style-type: none"> <li>・可搬型大型海水ポンプを用いたC、D格納容器再循環ユニット、A高圧注入ポンプへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却及び高圧代替再循環運転を行う。</li> <li>・海水通水が完了すれば、格納容器内自然対流冷却を行う。</li> <li>・燃料取扱用海水ピット水位低下により燃料取扱用海水ピット水位が再循環開始水位（3号炉：16.5%、4号炉：21%以上であることを確認し、相関代替再循環海水ポンプによる代替から手動により高圧代替再循環運転へ切り替え、炉心冷却を行う。</li> </ul>	燃料取扱用海水ピット A高圧注入ポンプ（海水冷却） 格納容器再循環ポンプ 格納容器再循環ポンプ C、D格納容器再循環ポンプ ディーゼル発電機燃料油貯蔵タンク	格納容器内温度 原子炉格納容器圧力 格納容器出口圧力（AM用） 可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度） 燃料取扱用海水ピット水位 格納容器再循環ポンプ水位（広域） 格納容器再循環ポンプ水位（広域） 4B注入流量 加圧器水位 1次冷却機温度（広域-高温側） 1次冷却機温度（広域-低温側）
o. 原子炉補機冷却水系の復旧作業	<ul style="list-style-type: none"> <li>・作業員の作業時間や原子炉補機冷却水系の機能喪失要因を考慮し、予備品の原子炉補機冷却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。</li> </ul>	-	-

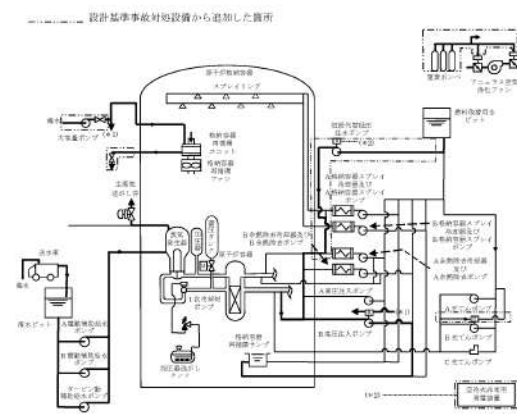
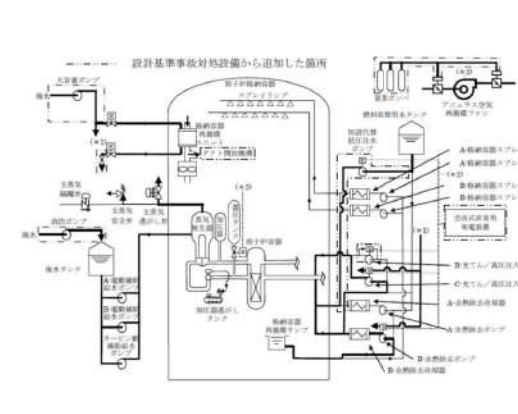
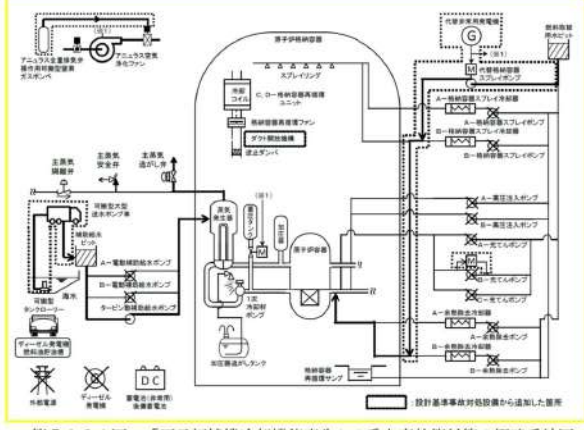
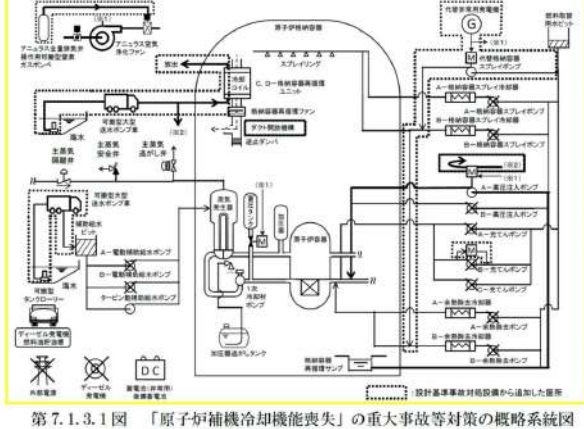
\*：既許可の対象となっている設備を重大事故等対応設備に位置付けるもの  
 【 】：重大事故等対応設備（設計基準従守）  
 □：有効性評価上考慮しない操作

【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  
 【大飯、高浜】  
 記載方針の相違（女川実績の反映）  
 ・泊でも女川同様、重大事故等対応設備（設計基準従守）の分類を導入する予定であり、物理出来次第、有効性評価値へ反映する  
 ・泊は有効性評価上期待しない操作をグレーで色塗り



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

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <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 図 「原子炉補機冷却機能喪失時」重大事故等対策の概略系統図</p>	 <p>設計基準事故対応設備から追加した箇所</p> <p>第 2.3.1.1 図 「原子炉補機冷却機能喪失時」重大事故等対策の概略系統図</p>	 <p>設計基準事故対応設備から追加した箇所</p> <p>第 7.1.3.1 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (2次冷却系強制冷却及び代替炉心注水)</p>	<p>【大阪、高浜】 図1の相違</p> <p>【大阪、高浜】 名称等の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実装の反映）</p> <p>・対応手段に忠じた概略系統図とし、図のタイトルで識別</p> <p>・外部電源、蓄電池、可搬型タンクローリー、貯油槽を追加</p>
		 <p>設計基準事故対応設備から追加した箇所</p> <p>第 7.1.3.1 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/2) (高圧代替再循環及び格納容器内自然対流冷却)</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）

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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
<p>大飯発電所3/4号炉</p> <p>設計業務対応手順(事故時操作手順) B-DBAR対応(炉心損傷防止)</p> <p>注: 大飯プロセスの差を示す</p>	<p>高浜発電所3/4号炉</p> <p>設計業務対応手順(事故時操作手順) B-DBAR対応(炉心損傷防止)</p> <p>注: 大浜プロセスの差を示す</p>	<p>泊発電所3号炉</p> <p>(大飯・高浜同様に判定プロセスを新たな図として作成する方向で検討中)</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】              記載方針の相違              ・事象判定プロセスを第7.1.3&amp;2図に含めて              いる(川内と同様)</p>

第 2.3.2 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の対応手順の概要 (判定プロセス) (1/2)

第 2.3.1.2 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の対応手順の概要 (判定プロセス) (1/2)



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

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>設計作業対応手順(事故時操作手順) B-DBA対応(炉心機能喪失)</p> <p>注: 太線はプロセスの流れを示す</p>	<p>設計作業対応手順(事故時操作手順) B-DBA対応(炉心機能喪失)</p> <p>注: 太線はプロセスの流れを示す</p>	<p>(大阪・高浜同様に判定プロセスを新たな図として作成する方向で検討中)</p>	<p>【大阪、高浜】              記載方針の相違              ・事象判定プロセスを第7.1.3.2図に含めている(川内と同様)</p>
<p>第 2.3.2 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の対応手順の概要 (判定プロセス) (2/2)</p>	<p>第 2.3.1.2 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の対応手順の概要 (判定プロセス) (2/2)</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）

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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
<p>第 2.3.3 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の対応手順の概要              (「原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA」の事象進展)</p>	<p>第 2.3.1.3 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の対応手順の概要              (「原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA」の事象進展)</p>	<p>第 7.1.3.2 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の対応手順の概要              (「原子炉補機冷却機能喪失時に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              路線の反映）              ・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              ・解析上考慮しない操              作・判断結果を機械的              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>



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

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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
<p>図 2.3.4.4 原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールドCA (1/2)</p> <p>第 2.3.4.4 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の作業と所要時間          (原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールドCA) (1/2)</p>	<p>図 2.3.1.4 原子炉補機冷却機能喪失の作業と所要時間 (原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールドCA) (1/2)</p> <p>第 2.3.1.4 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の作業と所要時間          (原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールドCA) (1/2)</p>	<p>図 7.1.3.3 原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシールドCAが実施する事故 (1/2)</p> <p>第 7.1.3.3 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の作業と所要時間          (原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシールドCAが実施する事故) (1/2)</p>	<p>【大飯、高浜】              記載方針の相違 (女川              記録の反映)              ・運転員を中央制御室              と現場に分けて記載              ・解析上考慮しない作              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）

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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
<p>第 2.3.4 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の作業と所要時間          (原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA) (2/2)</p>	<p>第 2.3.1.4 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の作業と所要時間          (原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA) (2/2)</p>	<p>第 7.1.3.3 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の作業と所要時間          (原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシールLOCAが発生する事故) (2/2)</p>	<p>【大飯、高浜】              記載方針の相違（女川              規程の反映）              ・運転員を中央制御室              と現場に分けて記載              ・解析上考慮しない作              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>