

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>内部火災に対する消火活動に必要な水源は約63m³であり、各耐震性防火水槽に必要な水量が確保されるため、2号炉における水源を用いなくても7日間の対応が可能である。</p> <p>なお、1号及び3号炉においては、使用済燃料プール水がサイフォン現象により流出することのないよう、サイフォン発生防止用の逆止弁を設置しており、サイフォン現象による使用済燃料プール水の流出を停止することが可能な設計としている。</p> <p>また、電源車により給電した燃料プール補給水系、復水補給水系等、現場作業を必要としない注水手段を確保している。さらに、電源車が使用できない場合に備え、代替注水車を使用した注水手段を確保している。</p> <p>なお、スロッシングによる水位低下量は少量であることから、原子炉建屋最上階での注水操作は可能である。</p> <p>1号及び3号炉の注水及び給電に用いる設備の台数と共用の関係は第4表に示すとおりである。電源車は1号及び3号炉用として4台保有しており、電源車を用いることで、燃料プール補給水系、復水補給水系等への給電も実施可能である。</p>	<p>内部火災に対する消火活動に必要な水源は約63m³であり、1号及び2号炉のろ過水タンクに必要な水量が確保されるため、3号炉における水源を用いなくても7日間の対応が可能である。</p> <p>また、1号及び2号炉においては、使用済燃料ピット水がサイフォン現象により流出することのないよう、サイフォン発生防止用のサイフォンブレーカを設置しており、サイフォン現象による使用済燃料ピット水の流出を停止することが可能な設計としている。</p> <p>また、移動発電機車により給電することにより、燃料取替用水タンク、1次系純水タンク及び2次系純水タンクからの注水手段を確保している。さらに、移動発電機車が使用できない場合に備え、送水ポンプ車を使用した注水手段を確保している。</p> <p>なお、使用済燃料ピットでのサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失を想定しても、使用済燃料ピット水温が65℃に到達するのは約2日後であることから、燃料取扱棟での注水操作は可能である。</p> <p>1号及び2号炉の注水及び給電に用いる設備の台数と共用の関係は表3に示すとおりである。移動発電機車は1号及び2号炉用として4台保有しており、移動発電機車を用いることで、燃料取替用水タンク、1次系純水タンク及び2次系純水タンクからの注水に必要なポンプへの給電も可能である。</p>	<p>ットは、サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失を想定する。</p> <p>【女川】設備の相違 ・消火用水供給系の構成の相違</p> <p>【女川】設備の相違</p> <p>【女川】名称の相違（以下、相違理由を省略）、記載表現の相違</p> <p>【女川】設備の相違 ・泊は、現場での弁操作が必要であるため記載していない。</p> <p>【女川】想定する重大事故等の相違（相違理由1） ・泊1号及び2号炉使用済燃料ピットは、サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失を想定する。</p> <p>【女川】記載表現の相違</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>(b) 燃料（軽油）</p> <p>2号炉において、軽油の使用量が最も多い「高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」を想定する。本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、約735kLの軽油が必要となる。</p> <p>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格納容器代替スプレイについては、保守的に事象発生直後からの大容量送水ポンプ（タイプI）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約32kLの軽油が必要となる。</p> <p>本評価事故シーケンスでは取水機能の喪失は想定していないが、仮に取水機能が喪失して原子炉補機代替冷却水系による格納容器除熱を想定し、事象発生後7日間原子炉補機代替冷却水系を運転した場合、約42kLの軽油が必要となる。常設代替交流電源設備については、重大事故等対応に必要な電源供給は行わないものの、外部電源喪失により自動起動することから、保守的に事象発生後24時間、緊急用電気品建屋への給電を想定した場合、約25kLの軽油が必要となる。</p> <p>軽油タンク（約755kL）及びガスタービン発電設備軽油タンク（約300kL）にて合計約1,055kLの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給、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等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>(b) 燃料（軽油）</p> <p>3号炉において、軽油の使用量が最も多い「想定事故1」を想定する。本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、約527.1kLの軽油が必要となる。</p> <p>可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの海水注水については、保守的に事象発生直後からの可搬型大型送水ポンプ車の運転を想定すると、7日間の運転継続に約12.5kLの軽油が必要となる。</p>	<p>【女川】ブランドの相違による事故シーケンスの相違</p> <p>・女川は、消費量の観点から高压炉心スプレイ系ディーゼル発電機の運転を想定しているため、「等」を記載している。（詳細は有効性評価「7.5 必要な要員及び資源の評価」にて整理）</p> <p>【女川】評価結果の相違</p> <p>【女川】設備名称の相違（以下、相違理由を省略）</p> <p>【女川】記載方針の相違</p> <p>・事故シーケンスの相違による対応手段の相違。（詳細は有効性評価「7.5 必要な要員及び資源の評価」にて整理）</p> <p>【女川】評価結果の相違</p> <p>【女川】記載方針の相違</p> <p>・泊は、発電所内に貯蔵している燃料の保有量により、可搬型設備等の運転が7日間継続可能なことについて次頁に記載している。</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

大阪発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>緊急時対策所への電源供給については、保守的に事象発生直後からの電源車（緊急時対策所用）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約17kLの軽油が必要となるが、緊急時対策所軽油タンク（約18kL）の使用が可能であることから、7日間の運転継続が可能である（2号炉での事故対応及び緊急時対策所への電源供給に使用する軽油：約851kL）。</p> <p>【比較のため前頁の記載より再掲】</p> <p>軽油タンク（約755kL）及びガスタービン発電設備軽油タンク（約300kL）にて合計約1,055kLの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給、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等及び原子炉補機代替冷却水系の運転について、7日間の継続が可能である。</p>	<p>緊急時対策所への電源供給については、保守的に事象発生直後からの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19.2kLの軽油が必要となる。</p> <p>ディーゼル発電機燃料油貯油槽（約540kL）及び燃料タンク（SA）（約50kL）にて合計約590kLの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、ディーゼル発電機による電源供給、緊急時対策所への電源供給及び可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水について、7日間の継続が可能である。</p>	<p>【女川】設備名称の相違 【女川】評価結果の相違 【女川】設備の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・女川は、電源車（緊急時対策所用）の燃料は、緊急時対策所軽油タンクから補給することから、燃料評価を記載している。 ・泊は、緊急時対策所用発電機の燃料をディーゼル発電機燃料油貯油槽及び燃料タンク（SA）にて補給する。 <p>【女川】設備名称の相違（以下、相違理由を省略） 【女川】設計方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・女川は、燃料補給に用いる設備として軽油タンクに加えてガスタービン発電設備軽油タンクを配備しており、これらを併せて有効性評価における7日間の重大事故等対応が可能な燃料を確保している。 ・泊3号炉は、ディーゼル発電機燃料油貯油槽及び燃料タンク（SA）により7日間の重大事故等対応

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

大阪発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>島根原子力発電所2号炉まとめ資料より引用</p> <p>1号炉の燃料プールの注水設備への電源供給に使用する軽油の使用量として、保守的に最大負荷で高圧発電機車を起動した場合を想定しており、事象発生から7日間使用した場合に必要な燃料消費量は、約19m³である。</p> <p>島根原子力発電所2号炉まとめ資料より引用</p> <p>なお、1号炉における内部火災が発生した場合の消火活動に対しても、化学消防自動車及び小型動力ポンプ付水槽車の7日間の運転継続を仮定すると約10m³*2が必要となる。(合計約40m³)</p>	<p>1号及び3号炉の使用済燃料プールの注水設備への電源供給に使用する軽油の使用量として、想定負荷*1で非常用ディーゼル発電機（2台/号炉）が起動した場合を想定しており（「(1) 想定する重大事故等」における電源車及び代替注水車の軽油使用量を上回る保守的な想定）、7日間で必要な軽油は1号及び3号炉で合計約848kLとなる。</p> <p>なお、1号及び3号炉における使用済燃料プールへの注水と、内部火災が発生した号炉における消火活動に対して、代替注水車（2台）及び化学消防自動車（1台）の7日間の運転継続を想定すると約26kL*2が必要となる。</p>	<p>1号及び2号炉の使用済燃料ピットの注水設備への電源供給に使用する軽油の使用量として、保守的に最大負荷で移動発電機車（2台/号炉）が起動した場合を想定しており、7日間で必要な軽油は1号及び2号炉で合計約277kLとなる。</p> <p>なお、1号及び2号炉における使用済燃料ピットへの注水と、内部火災が発生した号炉における消火活動に対して、送水ポンプ車（2台）及び消防自動車（1台）の7日間の運転継続を想定すると約29kL*1が必要となる。</p>	<p>が可能な燃料を確保している。 【女川】記載方針の相違 ・女川は、緊急時対策所への電源供給について、前頁に記載。 ・女川は、消費量の観点から高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の運転を想定しているため、「等」を記載している。 ・事故シーケンスの相違による対応手段の相違</p> <p>【女川】評価相違の相違 ・泊は、燃料評価において全交流動力電源喪失を想定していることから、移動発電機車が起動した場合を想定している。(島根と同様) また、燃料消費量を保守的に見積もる観点から、最大負荷における燃料消費量を算出した。(島根と同様) 【女川】評価結果の相違</p> <p>【女川】設備名称の相違 【女川】評価結果の相違</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>島根原子力発電所2号炉まとめ資料より引用</p> <p>1号炉のディーゼル発電機燃料地下タンクにて約78m³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、1号炉の燃料プールの事故対応及び内部火災の消火活動について、7日間の対応は可能である。</p> <p>緊急時対策所用燃料地下タンクは全ての事故シーケンスグループ等で使用を想定するが、同時被災の有無に関わらず緊急時対策所用発電機の7日間の運転継続に約8m³の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクに約45m³の軽油を保有していることから、原子炉及び燃料プールの7日間の対応は可能である。</p> <p>※2 保守的に事象発生直後から運転を想定し、燃料消費率は最大負荷時を想定する。</p>	<p>1号及び3号炉の軽油貯蔵タンクにて合計約876kL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、1号及び3号炉の使用済燃料プールの注水及び火災が発生した号炉での消火活動について、2号炉における軽油を使用しなくても7日間の対応は可能である。</p> <p>※1：保守的に事象発生直後からの運転を想定し、プラント停止中の原子炉及び使用済燃料プールの冷却に必要な負荷を想定</p> <p>※2：保守的に事象発生直後から定格負荷での運転を想定</p> <p>(c) 電源 2号炉においては常設代替交流電源設備、1号及び3号炉においては電源車による電源供給により、重大事故等の対応に必要な負荷（計器類）に電源供給が可能である。</p> <p>(4) 2号炉の重大事故等時対応への影響について 「(3) 評価結果」に示すとおり、重大事故等時に必要となる対応操作は、各号炉の中央制御室に常駐している運転員、初期消火要員及び事象発生12時間以降の発電所外からの参集要員にて対応可能であることから、2号炉の重大事故等に対応する要員に影響を与えない。</p> <p>2号炉の各資源にて当該号炉の原子炉及び使用済燃料プールにおける7日間の対応が可能であり、また、1号及び3号炉の各資源にて1号及び3号炉の使用済燃料プール並びに内部火災における7日間の対応が可能である。</p> <p>以上のことから、1号及び3号炉に重大事故等が発生した場合にも、2号炉の重大事故等時の対応への影響はない。</p>	<p>1号及び2号炉のディーゼル発電機燃料油貯油槽にて合計約424kL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、1号及び2号炉の使用済燃料ピットの注水及び火災が発生した号炉での消火活動について、3号炉における軽油を使用しなくても7日間の対応は可能である。</p> <p>※1：保守的に事象発生直後から定格負荷での運転を想定</p> <p>(c) 電源 3号炉においては常設代替交流電源設備、1号及び2号炉においては移動発電機車による電源供給により、重大事故等の対応に必要な負荷（計器類）に電源供給が可能である。</p> <p>(4) 3号炉の重大事故等時対応への影響について 「(3) 評価結果」に示すとおり、重大事故等時に必要となる対応操作は、各号炉の中央制御室に常駐している運転員、消火要員及び事象発生12時間以降の発電所外からの参集要員にて対応可能であることから、3号炉の重大事故等に対応する要員に影響を与えない。</p> <p>3号炉の各資源にて当該号炉の原子炉及び使用済燃料ピットにおける7日間の対応が可能であり、また、1号及び2号炉の各資源にて1号及び2号炉の使用済燃料ピット並びに内部火災における7日間の対応が可能である。</p> <p>以上のことから、1号及び2号炉に重大事故等が発生した場合にも、3号炉の重大事故等時の対応への影響はない。</p>	<p>【女川】設備名称の相違</p> <p>【女川】燃料保有量の相違</p> <p>【女川】評価想定 ・泊は、移動発電機車が最大負荷で起動した場合で評価している。 (島根と同様)</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(2) 1,2号炉の燃料による放射線影響</p> <p>1,2号炉の炉心には燃料がないことから炉心損傷や格納容器破損に至ることはない。一方、使用済燃料ピット（以下、「SFP」という。）に保管している使用済燃料により周辺の放射線量が上昇する可能性が考えられることから、1,2号炉の制御建屋に設置している緊急時対策所、および1,2号炉の周辺に配置している緊急時対策所用電源車及びそれらの作業性への影響を考慮する必要がある。</p> <p>したがって、SFP内の燃料を対象として万一の事故を想定し、その健全性及びその燃料による周辺への放射線影響について評価することとする。</p> <p>2. 評価内容</p> <p>3,4号炉の重大事故等対応への影響について包絡的に評価するため、仮想的に1,2号炉のSFP水が全量喪失した状態として、事象初期からSFP水による冷却効果や遮蔽効果がなくなる事象を想定し、燃料健全性及び周辺エリアの放射線影響について評価した。</p> <p>3. 評価結果</p> <p>(1) 燃料健全性</p> <ul style="list-style-type: none"> 1,2号炉SFPの使用済燃料は、運転停止から約5年が経過し崩壊熱が十分に小さいため、冷却水の全量喪失を仮定しても燃料被覆管温度は430℃程度であり、健全性は維持される。 <p>(2) 周辺エリアの放射線影響</p> <ul style="list-style-type: none"> 緊急時対策所と1,2号炉SFPの間には遮蔽となる壁（天井壁及び側壁）があるため、緊急時対策所への線量影響は約0.03μSv/h（7日間で約5μSv）であり、居住性に与える影響はほとんどない。 緊急時対策所用電源車の給油作業場所の線量率は約5mSv/hであり、作業時間も1日あたり約1時間程度であることから、作業は可能である。 	<p>3. 他号炉における高線量場発生による2号炉対応への影響</p> <p>(1) 想定する高線量場発生</p> <p>2号炉への対応に必要な緊急時対策所における活動、重大事故等対策に関する作業及びアクセスルートの移動による現場の線量率を評価する際において、1号及び3号炉の状態は放射線遮蔽の観点で厳しい使用済燃料プールの全保有水喪失を想定する。</p> <p>1号及び3号炉の使用済燃料プールで全保有水が喪失した場合の現場線量率の概略を第3図に示す。</p>	<p>3. 他号炉における高線量場発生による3号炉対応への影響</p> <p>(1) 想定する高線量場発生</p> <p>3号炉への対応に必要な緊急時対策所における活動、重大事故等対策に関する作業及びアクセスルートの移動による現場の線量率を評価する際において、1号及び2号炉の状態は放射線遮蔽の観点で厳しい使用済燃料ピットの全保有水喪失を想定する。</p> <p>1号及び2号炉の使用済燃料ピットで全保有水が喪失した場合の現場線量率の評価点を図3、図4に示す。</p>	<p>【大飯】記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> 泊は、1号及び2号炉の使用済燃料ピットで全保有水が喪失した場合における緊急時対策所における活動への影響等については、3.項に記載している。 また、燃料健全性の評価については、比較表1.0.16-5頁に記載している。（女川実績の反映） <p>【女川】記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> 女川は、線量率の概略分布を図で示しているのに対し、泊は、アクセスルートの移動経路に被ばくの評価点を示しているため、記載内容が異なる。

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>(2) 2号炉対応への影響</p> <p>a. 緊急時対策所における活動への影響</p> <p>1号及び3号炉の使用済燃料プールにおいて、高線量場が発生した場合の緊急時対策所での線量率の評価結果は、以下の資料で示すとおり、2号炉の重大事故等時の対応に影響するものではない。</p> <p>・61条 緊急時対策所（補足説明資料） 61-10 緊急時対策所の居住性に係る被ばく評価について 添付資料13 「使用済燃料プール等の燃料等による影響について」</p> <p>b. 屋外作業への影響</p> <p>2号炉対応に関する屋外作業としては、緊急時対策所への参集等のアクセスや、2号炉の重大事故等への対応作業がある。第4図に、1号及び3号炉で高線量場が発生した場合の線量率の概略分布を示す。</p> <p>(a) 緊急時対策所への参集及び保管場所への移動による影響</p> <p>緊急時対策所への参集については、事務建屋又は事務本館からのアクセスルートにおける周辺斜面の崩壊、敷地下斜面のすべりを考慮した徒歩の総移動時間は約20分であり、各エリアでの移動時間及び第3図の現場線量率（1号炉からの線量率0.33mSv/h、3号炉からの線量率4.5mSv/h）の関係よ</p>	<p>(2) 3号炉対応への影響</p> <p>a. 緊急時対策所における活動への影響</p> <p>1号及び2号炉の使用済燃料ピットにおいて、高線量場が発生した場合の緊急時対策所での線量率の評価結果は、図3の緊急時対策所指揮所中心点における線量率（1号炉からの線量率：約3.4×10^{-4}mSv/h、2号炉からの線量率：約4.7×10^{-5}mSv/h）より被ばく線量は7日間の滞在を考慮しても約0.064mSvとなる。</p> <p>b. 屋外作業への影響</p> <p>3号炉対応に関する屋外作業としては、緊急時対策所への参集等のアクセスや3号炉の重大事故等への対応作業がある。図3、図4に、1号及び2号炉で高線量場が発生した場合の線量率の評価点を示す。</p> <p>(a) 緊急時対策所への参集及び緊急時対策所近傍の屋外作業による影響</p> <p>緊急時対策所への参集については、総合管理事務所からのアクセスルートにおける徒歩の移動時間は、図3に示す複数の緊急時対策所への参集ルートのうちAルートの場合約10分であり、緊急時対策所への参集ルート上で、1号及び2号炉の使用済燃料ピット内の使用済燃料からの線量影響が最</p>	<p>【女川】記載方針の相違</p> <p>・泊は、緊急時対策所における活動、緊急時対策所への参集、緊急時対策所近傍での屋外作業への影響について、添付資料1.0.16 資料2にて示す。（大飯と同様）</p> <p>・また、資料2の評価結果を記載した。</p> <p>・評価結果は、SA61条まとめ資料補足説明資料61-6添付資料13と同様。</p> <p>【女川】記載方針の相違</p> <p>・女川は、線量率の概略分布を図で示しているのに対し、泊は、アクセスルートの移動経路に被ばくの評価点を示しているため、記載内容が異なる。</p> <p>【女川】記載方針の相違</p> <p>・女川は、被ばく線量の一例として、緊急時対策所から保管場所への被ばく線量</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

大阪発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>り移動にかかる被ばく線量は約1.7mSvとなる。</p> <p>また、緊急時対策所から第1～第4保管エリアへの移動等における被ばく線量の一例として、緊急時対策所から第3保管エリア（保守性を考慮し最も1号及び3号炉寄りの場所）への移動を考える。周辺斜面の崩壊、敷地下斜面のすべりを考慮した場合、徒歩での総移動時間は約20分であり、各エリアでの移動時間及び第3図の現場線量率（1号炉からの線量率：1.2mSv/h、3号炉からの線量率：3.2mSv/h）の関係より移動にかかる被ばく線量は約1.5mSvとなる。</p> <p>なお、線量率の高いエリアは限られることから、これらを極力避けることにより、被ばく線量を抑えることができる。また、徒歩での移動に比べ車両で移動した場合は総移動時間及び被ばく線量は小さくなる。</p>	<p>大となる地点（2号炉使用済燃料ピット最近接点）における線量率（1号炉からの線量率：約0.32mSv/h、2号炉からの線量率：約6.0mSv/h）より移動にかかる被ばく線量は約1.1mSvとなる。</p> <p>なお、線量率の高いエリアは限られることから、これらを極力避けることにより、被ばく線量を抑えることができる。また、徒歩での移動に比べ車両で移動した場合は総移動時間及び被ばく線量は小さくなる。</p> <p>また、緊急時対策所近傍の屋外作業となる緊急時対策所用発電機への燃料補給作業については、図3の燃料補給作業地点における線量率（1号炉からの線量率：約0.27mSv/h、2号炉からの線量率：約0.038mSv/h）より燃料補給作業にかかる</p>	<p>評価を記載している。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・評価結果は、SA61条まとめ資料補足説明資料 61-6 添付資料 13 と同様。 ・泊は、緊急時対策所近傍での屋外作業の被ばく線量評価を記載している。 ・保管場所への移動による影響は(b)項(比較表 1.0.16-15 頁)にて示す。 <p>【女川】構内常駐場所の相違</p> <p>【女川】記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・構内常駐場所から緊急時対策所への参集時の被ばく線量を算出しており、移動時間、線量及び被ばく線量評価の相違。 <p>【女川】記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・女川は、被ばく線量の一例として、緊急時対策所から保管場所への被ばく線量評価を記載している。 ・泊は、緊急時対策所近傍での屋外作業の被ばく線量評価を記載している。 ・保管場所への移動による影響は

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

大阪発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>よって、高線量場の発生を含め、1号及び3号炉に重大事故等が発生した場合であっても、2号炉の重大事故等への対応作業のためのアクセスは可能であり、重大事故等時における活動が可能である。</p> <p>(b) 2号炉の重大事故等への対応作業への影響 2号炉の重大事故等への対応作業のうち、比較的時間を要する操作として原子炉補機代替冷却水系の準備操作（資機材配置及びホース敷設、起動及び系統水張り）が想定されるが、当該操作場所及びアクセスルートに対する線量率は、第4図に示すとおり3号炉近傍が最も高い箇所で約4.9mSv/h（1号炉からの線量率：0.33mSv/h、3号炉からの線量率：4.5mSv/h）となる。</p>	<p>被ばく線量は7日間の作業を考慮しても約0.12mSvとなる。</p> <p>(b) 3号炉の重大事故等への対応作業への影響 3号炉の重大事故等への対応作業のうち、作業員の被ばくの観点から結果が最も厳しくなる有効性評価「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の「燃料取替用水ビットへの補給（海水）」、「使用済燃料ビットへの注水確保（海水）」及び「原子炉補機冷却水系への通水確保（海水）」の被ばく評価結果については、以下の資料に示している。 ・技術的能力1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等 添付資料1.7.7「重大事故に係る屋外作業員に対する被ばく評価について」 「燃料取替用水ビットへの補給（海水）」、「使用済燃料ビットへの注水確保（海水）」及び「原子炉補機冷却水系への通水確保（海水）」の作業それぞれについて、作業員の被ばく線量は約39mSv、約18mSv、約23mSvであるが、1号及び2号炉の使用済燃料ビットにおいて高線量場が発生した場合であっても、被ばく線量の増加分はそれぞれ約5mSv、約4mSv、約2mSvであるため作業性に問題はない。</p>	<p>(b)項(比較表 1.0.16-15頁)にて示す。 ・評価結果は、SA61条まとめ資料補足説明資料 61-6 添付資料 13と同様。</p> <p>【女川】記載方針の相違 ・泊は、(b)項(比較表 1.0.16-15頁)に記載している3号炉の重大事故等への対応作業への影響の後に、評価結果のまとめとして、重大事故等時における活動が可能であることを記載した。</p> <p>【女川】記載方針の相違 ・女川は、屋外作業の一例として、原子炉補機代替冷却水系の準備作業への影響について記載している。 ・泊は、作業員の被ばくの観点から結果が最も厳しくなる有効性評価「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」において実施する屋外作業への影響を記載した。</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>当該操作の想定操作時間は9時間であるが、線量率の高いエリアは限られ、この想定時間には当該操作場所への移動時間も含まれている。また、起動後には監視が必要となるが、当該監視における被ばく線量率は約 2.3mSv/h であることから、常駐している要員にて被ばく線量を管理し交代しながら対応を継続していくことが可能である。</p> <p>さらに、事象発生 12 時間以降参集してくる要員による交代も可能であることから、緊急時被ばく線量を超えることはない。</p> <p>4. まとめ</p> <p>大飯3,4号炉重大事故等対策における停止号炉の影響として、1,2号炉 SFP 水が全量喪失する事象を想定した評価を行った結果、燃料健全性が維持され、線量の上昇を考慮しても、緊急時対策所における活動など3,4号炉の重大事故等対策を問題なく実施できることを確認した。</p> <p>なお、1,2号炉について、SFP 水が減少した場合に備えて1,2号炉の運転員4名を確保し給水する手段等を整備していること、燃料は十分冷却されており、給水までに時間的な裕度があることから、SFP への給水が可能である。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>当該操作の想定操作時間は9時間であるが、線量率の高いエリアは限られ、この想定時間には当該操作場所への移動時間も含まれている。また、起動後には監視が必要となるが、当該監視における被ばく線量率は約 2.3mSv/h であることから、常駐している要員にて被ばく線量を管理し交代しながら対応を継続していくことが可能である。</p> <p>さらに、事象発生 12 時間以降参集してくる要員による交代も可能であることから、緊急時被ばく線量を超えることはない。</p> <p>4. まとめ</p> <p>「1.1号及び3号炉周辺の屋外設備の損傷による影響」、「2.同時被災時に必要な要員及び資源の十分性」及び「3.他号炉における高線量場発生による2号炉対応への影響」に示すとおり、高線量場の発生を含め、1号及び3号炉に重大事故等が発生した場合にも、2号炉の重大事故等の対応は可能である。</p>	<p>なお、各評価点を図4に、当該作業の作業時間を表4に示す（添付資料1.7.7より抜粋）。</p> <p>当該作業は、常駐している要員にて被ばく線量を管理し交代しながら対応を継続していくことが可能である。</p> <p>さらに、事象発生 12 時間以降参集してくる要員による交代も可能であることから、緊急時被ばく線量を超えることはない。</p> <p>よって、高線量場の発生を含め、1号及び2号炉に重大事故等が発生した場合であっても、3号炉の重大事故等への対応作業のためのアクセスは可能であり、重大事故等時における活動が可能である。</p> <p>4. まとめ</p> <p>「1. 1号及び2号炉周辺の屋外設備の損傷による影響」、「2.同時被災時に必要な要員及び資源の十分性」及び「3. 他号炉における高線量場発生による3号炉対応への影響」に示すとおり、高線量場の発生を含め、1号及び2号炉に重大事故等が発生した場合にも、3号炉の重大事故等の対応は可能である。</p>	<p>【女川】記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は、技術的能力1.7の添付資料と同様に作業時間を示した表を整理している。 <p>【女川】記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は、緊急時対策所における活動、緊急時対策所への参集及び緊急時対策所近傍での屋外作業、並びに3号炉重大事故等への対応作業への影響を確認することにより、1号及び3号炉に重大事故等が発生した場合であっても3号炉重大事故等時における活動が可能であることを記載した。 <p>【大飯】記載方針の相違(女川実績の反映)</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>資料1：大飯1,2号炉使用済燃料ビット発災時の燃料健全性の評価結果について</p> <p>資料2：大飯1,2号炉使用済燃料ビット発災時の線量影響の評価結果について</p>			

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

大阪発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																														
	<p>第1表 想定する各号炉の状態</p> <table border="1" data-bbox="757 156 1182 1173"> <thead> <tr> <th data-bbox="757 156 779 1173">項目</th> <th data-bbox="779 156 875 1173">2号炉</th> <th data-bbox="875 156 1182 1173">1号及び3号炉</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="757 774 779 1173">要員</td> <td data-bbox="779 774 875 1173"> <ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失 使用済燃料プールでのスロッシング発生 「想定事故2」^{※1} 「高圧・低圧注水機能喪失」 </td> <td data-bbox="875 774 1182 1173"> <ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失^{※2} 使用済燃料プールでのスロッシング発生^{※3} 内部火災^{※4} </td> </tr> <tr> <td data-bbox="757 518 779 774">水源</td> <td data-bbox="779 518 875 774"> <ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失 使用済燃料プールでのスロッシング発生 「想定事故2」^{※1} 「高圧・低圧注水機能喪失」 </td> <td data-bbox="875 518 1182 774"></td> </tr> <tr> <td data-bbox="757 279 779 518">燃料</td> <td data-bbox="779 279 875 518"> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失^{※2} 使用済燃料プールでのスロッシング発生 「想定事故2」^{※1} 「高圧溶融物放出/格納容器周囲気直接加熱」 </td> <td data-bbox="875 279 1182 518"></td> </tr> <tr> <td data-bbox="757 156 779 279">電源</td> <td data-bbox="779 156 875 279"> <ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失 使用済燃料プールでのスロッシング発生 「想定事故2」^{※1} 「容圧気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却剤を使用する場合）」 </td> <td data-bbox="875 156 1182 279"></td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 サイフォン現象による溢水量は、スロッシングによる漏えい量に包絡されるため、使用済燃料プールからの漏えいはスロッシングによる漏えいを想定する。</p> <p>※2 燃料については、消費量の観点から非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイズ系ディーゼル発電機の運転を想定する。</p> <p>※3 使用済燃料プールへの注水が必要となるスロッシングの発生を想定する。</p> <p>※4 2号炉は火災防護措置が強化されることから、1号及び3号炉での内部火災の発生を想定する。また、1号及び3号炉で複数の内部火災を想定することが考えられるが、時間差で発生することを想定し、全交流動力電源喪失及び燃料プールにおけるスロッシング発生と同時に発生する内部火災として1つの号炉とする。ただし、消火活動に必要な水源は1号及び3号炉分の消費を想定する。</p>	項目	2号炉	1号及び3号炉	要員	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失 使用済燃料プールでのスロッシング発生 「想定事故2」^{※1} 「高圧・低圧注水機能喪失」 	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失^{※2} 使用済燃料プールでのスロッシング発生^{※3} 内部火災^{※4} 	水源	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失 使用済燃料プールでのスロッシング発生 「想定事故2」^{※1} 「高圧・低圧注水機能喪失」 		燃料	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失^{※2} 使用済燃料プールでのスロッシング発生 「想定事故2」^{※1} 「高圧溶融物放出/格納容器周囲気直接加熱」 		電源	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失 使用済燃料プールでのスロッシング発生 「想定事故2」^{※1} 「容圧気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却剤を使用する場合）」 		<p>表1 想定する各号炉の状態</p> <table border="1" data-bbox="1440 178 1865 1284"> <thead> <tr> <th data-bbox="1440 178 1462 1284">項目</th> <th data-bbox="1462 178 1559 1284">3号炉</th> <th data-bbox="1559 178 1865 1284">1号及び2号炉</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="1440 1141 1462 1284">要員</td> <td data-bbox="1462 1141 1559 1284"> <ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失 「想定事故1」 「容圧気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」 </td> <td data-bbox="1559 1141 1865 1284"> <ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失 「想定事故1」 「容圧気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失時、非常用所内交流電源が喪失し、原子炉種横冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故）」 外部電源喪失^{※1} 「想定事故1」 </td> </tr> <tr> <td data-bbox="1440 901 1462 1141">水源</td> <td data-bbox="1462 901 1559 1141"> <ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失 「想定事故1」 「容圧気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失時、非常用所内交流電源が喪失し、原子炉種横冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故）」 </td> <td data-bbox="1559 901 1865 1141"> <ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失 「想定事故1」 「容圧気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失時、非常用所内交流電源が喪失し、原子炉種横冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故）」 </td> </tr> <tr> <td data-bbox="1440 662 1462 901">燃料</td> <td data-bbox="1462 662 1559 901"> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失^{※1} 「想定事故1」 </td> <td data-bbox="1559 662 1865 901"> <ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失 「想定事故1」 「容圧気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失時、非常用所内交流電源が喪失し、原子炉種横冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故）」 </td> </tr> <tr> <td data-bbox="1440 422 1462 662">電源</td> <td data-bbox="1462 422 1559 662"> <ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失 「想定事故1」 「容圧気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失時、非常用所内交流電源が喪失し、原子炉種横冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故）」 </td> <td data-bbox="1559 422 1865 662"> <ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失 「想定事故1」 「容圧気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失時、非常用所内交流電源が喪失し、原子炉種横冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故）」 </td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 燃料については、消費量の観点からディーゼル発電機の運転を想定する。</p> <p>※2 3号炉は火災防護措置が強化されることから、1号及び2号炉での内部火災の発生を想定する。また、1号及び2号炉で複数の内部火災を想定することが考えられるが、時間差で発生することを想定し、全交流動力電源喪失、使用済燃料プールでのサイフォン現象等により使用済燃料ピットの水位が低下する事故と同時に発生する内部火災として1つの号炉とする。ただし、消火活動に必要な水源は1号及び2号炉分の消費を想定する。</p>	項目	3号炉	1号及び2号炉	要員	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失 「想定事故1」 「容圧気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」 	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失 「想定事故1」 「容圧気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失時、非常用所内交流電源が喪失し、原子炉種横冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故）」 外部電源喪失^{※1} 「想定事故1」 	水源	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失 「想定事故1」 「容圧気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失時、非常用所内交流電源が喪失し、原子炉種横冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故）」 	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失 「想定事故1」 「容圧気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失時、非常用所内交流電源が喪失し、原子炉種横冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故）」 	燃料	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失^{※1} 「想定事故1」 	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失 「想定事故1」 「容圧気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失時、非常用所内交流電源が喪失し、原子炉種横冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故）」 	電源	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失 「想定事故1」 「容圧気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失時、非常用所内交流電源が喪失し、原子炉種横冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故）」 	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失 「想定事故1」 「容圧気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失時、非常用所内交流電源が喪失し、原子炉種横冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故）」 	<p>【女川】記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> 各プラントによる想定するプラント状態の相違 泊3号炉の有効性評価「容圧気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」及び「全交流動力電源喪失（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉種横冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故）」においては、「使用済燃料ピット冷却機能喪失及び注水機能喪失（想定事故1）」を想定している。 泊1号及び2号炉使用済燃料ピットは、使用済燃料ピットでのサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故を想定。
項目	2号炉	1号及び3号炉																															
要員	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失 使用済燃料プールでのスロッシング発生 「想定事故2」^{※1} 「高圧・低圧注水機能喪失」 	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失^{※2} 使用済燃料プールでのスロッシング発生^{※3} 内部火災^{※4} 																															
水源	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失 使用済燃料プールでのスロッシング発生 「想定事故2」^{※1} 「高圧・低圧注水機能喪失」 																																
燃料	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失^{※2} 使用済燃料プールでのスロッシング発生 「想定事故2」^{※1} 「高圧溶融物放出/格納容器周囲気直接加熱」 																																
電源	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失 使用済燃料プールでのスロッシング発生 「想定事故2」^{※1} 「容圧気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却剤を使用する場合）」 																																
項目	3号炉	1号及び2号炉																															
要員	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失 「想定事故1」 「容圧気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」 	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失 「想定事故1」 「容圧気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失時、非常用所内交流電源が喪失し、原子炉種横冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故）」 外部電源喪失^{※1} 「想定事故1」 																															
水源	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失 「想定事故1」 「容圧気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失時、非常用所内交流電源が喪失し、原子炉種横冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故）」 	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失 「想定事故1」 「容圧気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失時、非常用所内交流電源が喪失し、原子炉種横冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故）」 																															
燃料	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失^{※1} 「想定事故1」 	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失 「想定事故1」 「容圧気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失時、非常用所内交流電源が喪失し、原子炉種横冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故）」 																															
電源	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失 「想定事故1」 「容圧気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失時、非常用所内交流電源が喪失し、原子炉種横冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故）」 	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失 「想定事故1」 「容圧気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失時、非常用所内交流電源が喪失し、原子炉種横冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故）」 																															

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

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

大阪発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																										
<p>第2表 同時被災時の1号及び3号炉の対応操作, 2号炉の使用済燃料プールの対応操作, 必要必要な要員及び資源</p>	<p>必要となる対応操作</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>必要となる対応操作</th> <th>対応操作要員</th> <th>必要となる要員</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>非常用ディーゼル発電機及び高圧回転スプレイポンプディーゼル発電機の現場の状態確認及び直営電源の長時間供給のための負荷制限を実施する</td> <td>1号、2号及び3号炉の運転員</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>建物内での火災を想定し、当該火災に対する現場確認・消火活動を実施する</td> <td>1号及び3号炉の運転員及び初期消火要員</td> <td>○水櫃 約65m³ (31.2m³/号炉×2 (1号及び3号炉)) ○燃料 化学消防自動車: 約4台 (200L/台×2台×7日×1台)</td> </tr> <tr> <td>各注水系統 (取水補給水系、燃料プール補給水系、代修注水車及び大容量送水ポンプ(タイプ1)) による使用済燃料プールへの注水</td> <td>1号及び3号炉の運転員 重火事事故等対応要員</td> <td>○水櫃 (詳細は第3表参照) 1号炉: 約212m³ 3号炉: 約212m³ ○燃料 1号及び3号炉 代修注水車: 約22台 (60L/台×2台×7日×2台) ○水櫃 (詳細は第3表参照) 2号炉: 約4,138m³ ※有効性評価: (南正・飯庄注水機能喪失) で想定している水櫃も含む ○燃料 大容積送水ポンプ (タイプ1): 約20台 (188L/台×2台×7日×1台)</td> </tr> <tr> <td>電源車による給電</td> <td>1号及び3号炉の運転員及び12時間以降の発電所外からの要員 2号炉の重火事事故等対応要員</td> <td>○燃料 非常用ディーゼル発電機: 約846kg ※1: 全夜夜動員電源喪失のため、実際は電源車で給電することになるが、燃料消費量を保守的に見積もる観点から、非常用ディーゼル発電機(2台/号炉)の運転を想定 ※2: 各号炉の非常用ディーゼル発電機後の燃料消費量 (1) 1号炉: 2,900L/台×2台×7日×約352kg (2) 3号炉: 2,950L/台×2台×7日×約490kg</td> </tr> <tr> <td>燃料補給作業</td> <td>1号及び3号炉の運転員 12時間以降の発電所外からの要員 2号炉の重火事事故等対応要員</td> <td>—</td> </tr> </tbody> </table>	必要となる対応操作	対応操作要員	必要となる要員	非常用ディーゼル発電機及び高圧回転スプレイポンプディーゼル発電機の現場の状態確認及び直営電源の長時間供給のための負荷制限を実施する	1号、2号及び3号炉の運転員	—	建物内での火災を想定し、当該火災に対する現場確認・消火活動を実施する	1号及び3号炉の運転員及び初期消火要員	○水櫃 約65m³ (31.2m³/号炉×2 (1号及び3号炉)) ○燃料 化学消防自動車: 約4台 (200L/台×2台×7日×1台)	各注水系統 (取水補給水系、燃料プール補給水系、代修注水車及び大容量送水ポンプ(タイプ1)) による使用済燃料プールへの注水	1号及び3号炉の運転員 重火事事故等対応要員	○水櫃 (詳細は第3表参照) 1号炉: 約212m³ 3号炉: 約212m³ ○燃料 1号及び3号炉 代修注水車: 約22台 (60L/台×2台×7日×2台) ○水櫃 (詳細は第3表参照) 2号炉: 約4,138m³ ※有効性評価: (南正・飯庄注水機能喪失) で想定している水櫃も含む ○燃料 大容積送水ポンプ (タイプ1): 約20台 (188L/台×2台×7日×1台)	電源車による給電	1号及び3号炉の運転員及び12時間以降の発電所外からの要員 2号炉の重火事事故等対応要員	○燃料 非常用ディーゼル発電機: 約846kg ※1: 全夜夜動員電源喪失のため、実際は電源車で給電することになるが、燃料消費量を保守的に見積もる観点から、非常用ディーゼル発電機(2台/号炉)の運転を想定 ※2: 各号炉の非常用ディーゼル発電機後の燃料消費量 (1) 1号炉: 2,900L/台×2台×7日×約352kg (2) 3号炉: 2,950L/台×2台×7日×約490kg	燃料補給作業	1号及び3号炉の運転員 12時間以降の発電所外からの要員 2号炉の重火事事故等対応要員	—	<p>表2 同時被災時の1号及び2号炉の対応操作, 3号炉の使用済燃料ピットの対応操作, 必要必要な要員及び資源</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>必要となる対応操作</th> <th>対応操作要員</th> <th>必要となる要員</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ディーゼル発電機の現場確認</td> <td>1号及び2号炉の12時間以降の発電所外からの要員</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>内部火災に対する消火活動</td> <td>1号及び2号炉の運転員及び消火要員</td> <td>○水櫃 約65m³ (31.2m³/号炉×2 (1号及び2号炉)) ○燃料 化学消防自動車: 約4台 (200L/台×2台×7日×1台)</td> </tr> <tr> <td>送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水</td> <td>1号及び2号炉の運転員及び12時間以降の発電所外からの要員</td> <td>○水櫃は揚水を使用 1号及び2号炉 送水ポンプ車: 約35台 (74L/台×24台×7日×3台)</td> </tr> <tr> <td>各注水設備 (燃料貯蔵用水タンク、1次冷却水タンク及び2次冷却水タンク) による使用済燃料ピットへの注水</td> <td>3号炉の要員及び外資材要員 (要員) (要員)</td> <td>○水櫃は揚水を使用 3号炉 可搬型大型送水ポンプ車: 約12台 (74L/台×24台×7日×1台)</td> </tr> <tr> <td>可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水</td> <td>1号及び2号炉の運転員及び12時間以降の発電所外からの要員</td> <td>○燃料 1号及び2号炉の移動発電機: 約277台 (411L/台×24台×7日×4台) ※1: 1号及び2号炉は停止のため、実際は重大事故等の対応に必要な計画や使用済燃料ピットへの注水に使用する設備へ給電することになるが、燃料消費量を保守的に見積もる観点から、移動発電機の最大容量時における燃料消費量を想定</td> </tr> <tr> <td>移動発電機車による給電</td> <td>1号及び2号炉の運転員 12時間以降の発電所外からの要員 3号炉の要員及び外資材要員</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>燃料補給作業</td> <td>1号及び2号炉の運転員 12時間以降の発電所外からの要員 3号炉の要員及び外資材要員</td> <td>—</td> </tr> </tbody> </table>	必要となる対応操作	対応操作要員	必要となる要員	ディーゼル発電機の現場確認	1号及び2号炉の12時間以降の発電所外からの要員	—	内部火災に対する消火活動	1号及び2号炉の運転員及び消火要員	○水櫃 約65m³ (31.2m³/号炉×2 (1号及び2号炉)) ○燃料 化学消防自動車: 約4台 (200L/台×2台×7日×1台)	送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水	1号及び2号炉の運転員及び12時間以降の発電所外からの要員	○水櫃は揚水を使用 1号及び2号炉 送水ポンプ車: 約35台 (74L/台×24台×7日×3台)	各注水設備 (燃料貯蔵用水タンク、1次冷却水タンク及び2次冷却水タンク) による使用済燃料ピットへの注水	3号炉の要員及び外資材要員 (要員) (要員)	○水櫃は揚水を使用 3号炉 可搬型大型送水ポンプ車: 約12台 (74L/台×24台×7日×1台)	可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水	1号及び2号炉の運転員及び12時間以降の発電所外からの要員	○燃料 1号及び2号炉の移動発電機: 約277台 (411L/台×24台×7日×4台) ※1: 1号及び2号炉は停止のため、実際は重大事故等の対応に必要な計画や使用済燃料ピットへの注水に使用する設備へ給電することになるが、燃料消費量を保守的に見積もる観点から、移動発電機の最大容量時における燃料消費量を想定	移動発電機車による給電	1号及び2号炉の運転員 12時間以降の発電所外からの要員 3号炉の要員及び外資材要員	—	燃料補給作業	1号及び2号炉の運転員 12時間以降の発電所外からの要員 3号炉の要員及び外資材要員	—	<p>【女川】 記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> 各プラントによる想定するプラント状態の相違 泊3号炉の有効性評価「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破壊)及び「正交流動力電源喪失(外部電源喪失時に非常用内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCP シール LOCA が発生する事故)」において、「使用済燃料ピット冷却機能喪失及び注水機能喪失(想定事故1)」を想定している。 泊1号及び2号炉使用済燃料ピットは、使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故を想定。
必要となる対応操作	対応操作要員	必要となる要員																																											
非常用ディーゼル発電機及び高圧回転スプレイポンプディーゼル発電機の現場の状態確認及び直営電源の長時間供給のための負荷制限を実施する	1号、2号及び3号炉の運転員	—																																											
建物内での火災を想定し、当該火災に対する現場確認・消火活動を実施する	1号及び3号炉の運転員及び初期消火要員	○水櫃 約65m³ (31.2m³/号炉×2 (1号及び3号炉)) ○燃料 化学消防自動車: 約4台 (200L/台×2台×7日×1台)																																											
各注水系統 (取水補給水系、燃料プール補給水系、代修注水車及び大容量送水ポンプ(タイプ1)) による使用済燃料プールへの注水	1号及び3号炉の運転員 重火事事故等対応要員	○水櫃 (詳細は第3表参照) 1号炉: 約212m³ 3号炉: 約212m³ ○燃料 1号及び3号炉 代修注水車: 約22台 (60L/台×2台×7日×2台) ○水櫃 (詳細は第3表参照) 2号炉: 約4,138m³ ※有効性評価: (南正・飯庄注水機能喪失) で想定している水櫃も含む ○燃料 大容積送水ポンプ (タイプ1): 約20台 (188L/台×2台×7日×1台)																																											
電源車による給電	1号及び3号炉の運転員及び12時間以降の発電所外からの要員 2号炉の重火事事故等対応要員	○燃料 非常用ディーゼル発電機: 約846kg ※1: 全夜夜動員電源喪失のため、実際は電源車で給電することになるが、燃料消費量を保守的に見積もる観点から、非常用ディーゼル発電機(2台/号炉)の運転を想定 ※2: 各号炉の非常用ディーゼル発電機後の燃料消費量 (1) 1号炉: 2,900L/台×2台×7日×約352kg (2) 3号炉: 2,950L/台×2台×7日×約490kg																																											
燃料補給作業	1号及び3号炉の運転員 12時間以降の発電所外からの要員 2号炉の重火事事故等対応要員	—																																											
必要となる対応操作	対応操作要員	必要となる要員																																											
ディーゼル発電機の現場確認	1号及び2号炉の12時間以降の発電所外からの要員	—																																											
内部火災に対する消火活動	1号及び2号炉の運転員及び消火要員	○水櫃 約65m³ (31.2m³/号炉×2 (1号及び2号炉)) ○燃料 化学消防自動車: 約4台 (200L/台×2台×7日×1台)																																											
送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水	1号及び2号炉の運転員及び12時間以降の発電所外からの要員	○水櫃は揚水を使用 1号及び2号炉 送水ポンプ車: 約35台 (74L/台×24台×7日×3台)																																											
各注水設備 (燃料貯蔵用水タンク、1次冷却水タンク及び2次冷却水タンク) による使用済燃料ピットへの注水	3号炉の要員及び外資材要員 (要員) (要員)	○水櫃は揚水を使用 3号炉 可搬型大型送水ポンプ車: 約12台 (74L/台×24台×7日×1台)																																											
可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水	1号及び2号炉の運転員及び12時間以降の発電所外からの要員	○燃料 1号及び2号炉の移動発電機: 約277台 (411L/台×24台×7日×4台) ※1: 1号及び2号炉は停止のため、実際は重大事故等の対応に必要な計画や使用済燃料ピットへの注水に使用する設備へ給電することになるが、燃料消費量を保守的に見積もる観点から、移動発電機の最大容量時における燃料消費量を想定																																											
移動発電機車による給電	1号及び2号炉の運転員 12時間以降の発電所外からの要員 3号炉の要員及び外資材要員	—																																											
燃料補給作業	1号及び2号炉の運転員 12時間以降の発電所外からの要員 3号炉の要員及び外資材要員	—																																											

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

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																					
第3表 各号炉の必要な水量																																																																								
	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">1号炉</th> <th colspan="2">2号炉</th> <th colspan="2">3号炉</th> </tr> <tr> <th>停止中**</th> <th>運転中**</th> <th>停止中*</th> <th>運転中*</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>中心燃料</td> <td>6445 (約298日)</td> <td>447 (約18日)</td> <td>7401 (約308日)</td> <td>7401 (約308日)</td> </tr> <tr> <td>原子炉開放状態**</td> <td>6445 (約298日)</td> <td>447 (約18日)</td> <td>7401 (約308日)</td> <td>7401 (約308日)</td> </tr> <tr> <td>水位</td> <td>6445 (約298日)</td> <td>447 (約18日)</td> <td>7401 (約308日)</td> <td>7401 (約308日)</td> </tr> <tr> <td>想定するプラントの状態</td> <td>6445 (約298日)</td> <td>447 (約18日)</td> <td>7401 (約308日)</td> <td>7401 (約308日)</td> </tr> <tr> <td>事後初期に喪失を想定する水量 [m³]*</td> <td>6445 (約298日)</td> <td>447 (約18日)</td> <td>7401 (約308日)</td> <td>7401 (約308日)</td> </tr> <tr> <td>65℃到達までの時間 [h]</td> <td>6445 (約298日)</td> <td>447 (約18日)</td> <td>7401 (約308日)</td> <td>7401 (約308日)</td> </tr> <tr> <td>100℃到達までの時間 [h]</td> <td>6445 (約298日)</td> <td>447 (約18日)</td> <td>7401 (約308日)</td> <td>7401 (約308日)</td> </tr> <tr> <td>必要な注水量① [m³](18%)**</td> <td>6445 (約298日)</td> <td>447 (約18日)</td> <td>7401 (約308日)</td> <td>7401 (約308日)</td> </tr> <tr> <td>必要な注水量② [m³](18%)**</td> <td>6445 (約298日)</td> <td>447 (約18日)</td> <td>7401 (約308日)</td> <td>7401 (約308日)</td> </tr> <tr> <td>必要な注水量③ [m³](18%)**</td> <td>6445 (約298日)</td> <td>447 (約18日)</td> <td>7401 (約308日)</td> <td>7401 (約308日)</td> </tr> <tr> <td>事故発生からTMR到達までの時間 [h]</td> <td>6445 (約298日)</td> <td>447 (約18日)</td> <td>7401 (約308日)</td> <td>7401 (約308日)</td> </tr> <tr> <td>事故発生から必要な注水量まで水位が低下する時間 [h]</td> <td>6445 (約298日)</td> <td>447 (約18日)</td> <td>7401 (約308日)</td> <td>7401 (約308日)</td> </tr> </tbody> </table>	1号炉	2号炉		3号炉		停止中**	運転中**	停止中*	運転中*	中心燃料	6445 (約298日)	447 (約18日)	7401 (約308日)	7401 (約308日)	原子炉開放状態**	6445 (約298日)	447 (約18日)	7401 (約308日)	7401 (約308日)	水位	6445 (約298日)	447 (約18日)	7401 (約308日)	7401 (約308日)	想定するプラントの状態	6445 (約298日)	447 (約18日)	7401 (約308日)	7401 (約308日)	事後初期に喪失を想定する水量 [m ³]*	6445 (約298日)	447 (約18日)	7401 (約308日)	7401 (約308日)	65℃到達までの時間 [h]	6445 (約298日)	447 (約18日)	7401 (約308日)	7401 (約308日)	100℃到達までの時間 [h]	6445 (約298日)	447 (約18日)	7401 (約308日)	7401 (約308日)	必要な注水量① [m ³](18%)**	6445 (約298日)	447 (約18日)	7401 (約308日)	7401 (約308日)	必要な注水量② [m ³](18%)**	6445 (約298日)	447 (約18日)	7401 (約308日)	7401 (約308日)	必要な注水量③ [m ³](18%)**	6445 (約298日)	447 (約18日)	7401 (約308日)	7401 (約308日)	事故発生からTMR到達までの時間 [h]	6445 (約298日)	447 (約18日)	7401 (約308日)	7401 (約308日)	事故発生から必要な注水量まで水位が低下する時間 [h]	6445 (約298日)	447 (約18日)	7401 (約308日)	7401 (約308日)	<p>1号炉 停止中** 運転中**</p> <p>2号炉 停止中* 運転中*</p> <p>3号炉 停止中* 運転中*</p> <p>中心燃料 原子炉開放状態** 水位 想定するプラントの状態 事後初期に喪失を想定する水量 [m³]* 65℃到達までの時間 [h] 100℃到達までの時間 [h] 必要な注水量① [m³](18%)** 必要な注水量② [m³](18%)** 必要な注水量③ [m³](18%)** 事故発生からTMR到達までの時間 [h] 事故発生から必要な注水量まで水位が低下する時間 [h]</p> <p>※1 1号及び3号炉については、平成29年4月1日時点の順調運転により評価。2号炉については、燃料交換等を考慮した燃料取出スキャームにより順調運転を算出し評価。 ※2 1号及び3号炉は原子炉停止中を想定するため、「フルゲート」開とする。2号炉は原子炉運転中を想定するため、「フルゲート」開とする。 ※3 1号及び3号炉は、2号炉の使用済燃料プール、原子炉ウェル及びDS、ピットは2号炉に比べて保有水量が小さいため、水量が少なくなると考えられる。3号炉の使用済燃料プール、原子炉ウェル及びDS、ピットは2号炉に比べて保有水量が2号炉と同程度であり、注水量は2号炉と同程度と考える。2号炉は原子炉運転中を想定するため使用済燃料プールからのスロッシング量を設定。 ※4 必要な注水量①：緊急による水位低下防止に必要な注水量。「必要な注水量」は、燃料貯蔵タンクに必要の注水量。 ※5 必要な注水量②：必要な注水量①より約0.6倍以上の水量を有しては、燃料貯蔵タンクに必要の注水量。必要な注水量③は、原子炉建屋最上階での稼働(100mSv)から十分余裕のある100mSv未満となるため、必要な注水量②の許容水位低下量は約1.3倍とする。必要な注水量③は、原子炉建屋最上階での稼働(100mSv)時間から設定している。原子炉建屋最上階での運転員及び緊急対応員が実施する重大事故等対策の稼働時間は3.5時間(保安場所と原子炉建屋最上階の稼働時間を含む。)以内であることを考慮すると、概ぼく量は最大でも3.5mSvとなるため、緊急作業時に必要な注水量は少なくとも3.5mSvと考える。なお、1号及び3号炉の使用済燃料プールの必要な注水量については、保守的に2号炉の評価結果を採用(2号炉の必要な注水量の評価は、使用済燃料貯蔵タンク及びラックに使用済燃料貯蔵タンクがすべて満たされた状態及び燃料貯蔵ラックに燃料がすべて満たされた状態を想定していることなどから、1号及び3号炉の必要な注水量は2号炉よりも大きくなる。)と考える。</p>	<p>泊発電所3号炉</p> <p>相違理由</p> <p>【女川】設備の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・女川は、淡水を水源としているため、必要な水量を表に整理している。 ・泊は、海水を水源としているため、表に整理していない。
1号炉	2号炉		3号炉																																																																					
	停止中**	運転中**	停止中*	運転中*																																																																				
中心燃料	6445 (約298日)	447 (約18日)	7401 (約308日)	7401 (約308日)																																																																				
原子炉開放状態**	6445 (約298日)	447 (約18日)	7401 (約308日)	7401 (約308日)																																																																				
水位	6445 (約298日)	447 (約18日)	7401 (約308日)	7401 (約308日)																																																																				
想定するプラントの状態	6445 (約298日)	447 (約18日)	7401 (約308日)	7401 (約308日)																																																																				
事後初期に喪失を想定する水量 [m ³]*	6445 (約298日)	447 (約18日)	7401 (約308日)	7401 (約308日)																																																																				
65℃到達までの時間 [h]	6445 (約298日)	447 (約18日)	7401 (約308日)	7401 (約308日)																																																																				
100℃到達までの時間 [h]	6445 (約298日)	447 (約18日)	7401 (約308日)	7401 (約308日)																																																																				
必要な注水量① [m ³](18%)**	6445 (約298日)	447 (約18日)	7401 (約308日)	7401 (約308日)																																																																				
必要な注水量② [m ³](18%)**	6445 (約298日)	447 (約18日)	7401 (約308日)	7401 (約308日)																																																																				
必要な注水量③ [m ³](18%)**	6445 (約298日)	447 (約18日)	7401 (約308日)	7401 (約308日)																																																																				
事故発生からTMR到達までの時間 [h]	6445 (約298日)	447 (約18日)	7401 (約308日)	7401 (約308日)																																																																				
事故発生から必要な注水量まで水位が低下する時間 [h]	6445 (約298日)	447 (約18日)	7401 (約308日)	7401 (約308日)																																																																				

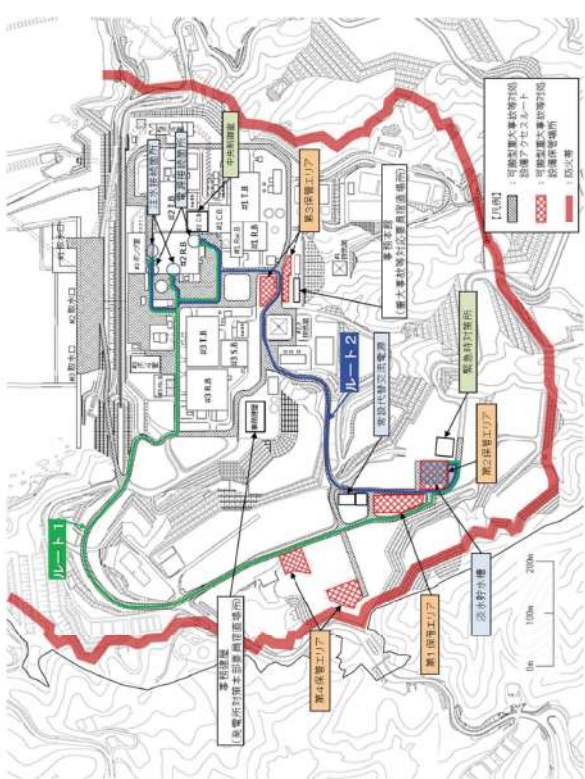
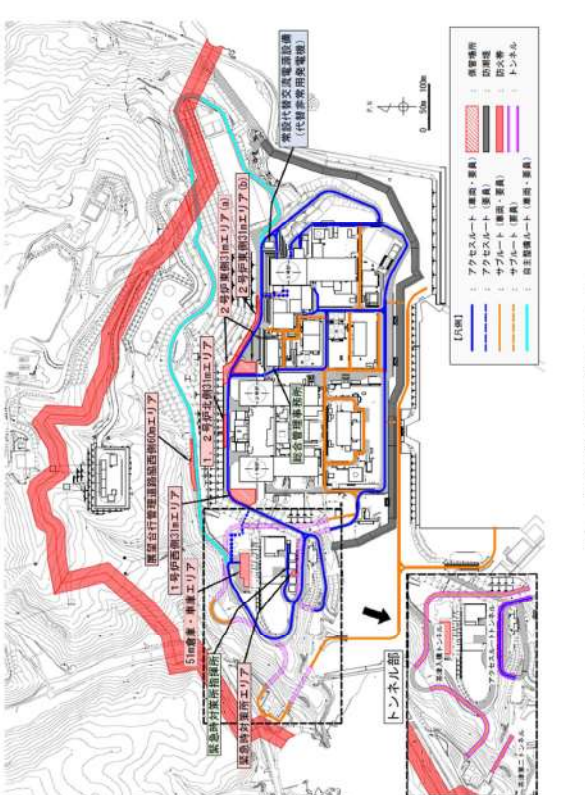
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																						
	<p>第4表 1号及び3号炉の注水及び給電に用いる設備の台数</p> <p>記載は設置台数であり、()内はその系統のみで注水するのに必要な台数</p> <table border="1" data-bbox="817 191 1176 1236"> <thead> <tr> <th></th> <th>1号炉</th> <th>3号炉</th> <th>共通</th> <th>備考</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">注水設備</td> <td>燃料プール補給水系</td> <td>2 (1)</td> <td>—</td> <td>全交流動力電源喪失時は電源車による給電を実施することで使用可能</td> </tr> <tr> <td>復水補給水系</td> <td>2 (1)</td> <td>—</td> <td>全交流動力電源喪失時は電源車による給電を実施することで使用可能</td> </tr> <tr> <td>ろ過水系</td> <td>2 (1) ※1</td> <td>—※2</td> <td>全交流動力電源喪失時は電源車による給電を実施することで使用可能</td> </tr> <tr> <td>代替注水車</td> <td>1 (1)</td> <td>1 (1)</td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="2">給電設備</td> <td>電源車</td> <td>1 (1)</td> <td>2 (2)</td> <td>1</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 ろ過水ポンプは2号炉と共用で3台設置されているが、1号炉用電源から給電される台数が2台、2号炉用電源から給電される台数が1台である。</p> <p>※2 1号炉ろ過水系により、3号炉使用済燃料プールへ注水が可能である。</p>		1号炉	3号炉	共通	備考	注水設備	燃料プール補給水系	2 (1)	—	全交流動力電源喪失時は電源車による給電を実施することで使用可能	復水補給水系	2 (1)	—	全交流動力電源喪失時は電源車による給電を実施することで使用可能	ろ過水系	2 (1) ※1	—※2	全交流動力電源喪失時は電源車による給電を実施することで使用可能	代替注水車	1 (1)	1 (1)		給電設備	電源車	1 (1)	2 (2)	1	<p>表3 1号及び2号炉の注水及び給電に用いる設備の台数</p> <p>記載は設置台数であり、()内はその系統のみで注水するのに必要な台数</p> <table border="1" data-bbox="1500 215 1825 1380"> <thead> <tr> <th></th> <th>1号炉</th> <th>2号炉</th> <th>共通</th> <th>備考</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">注水設備</td> <td>燃料取替用水ポンプ (水源：燃料取替用水タンク)</td> <td>2 (1)</td> <td>—</td> <td>全交流動力電源喪失時は移動発電機車による給電を実施することで使用可能</td> </tr> <tr> <td>1次系補給水ポンプ (水源：1次系純水タンク)</td> <td>2 (1)</td> <td>—</td> <td>全交流動力電源喪失時は移動発電機車による給電を実施することで使用可能</td> </tr> <tr> <td>補給水ポンプ (水源：2次系純水タンク)</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>3 (2) ※1</td> </tr> <tr> <td>送水ポンプ車 (水源：海)</td> <td>1 (1)</td> <td>1 (1)</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">給電設備</td> <td>移動発電機車</td> <td>2 (1)</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 補給水ポンプは1号炉と2号炉の共用で3台設置されているが、1号炉用電源から給電される台数が2台、2号炉用電源から給電される台数が1台である。</p>		1号炉	2号炉	共通	備考	注水設備	燃料取替用水ポンプ (水源：燃料取替用水タンク)	2 (1)	—	全交流動力電源喪失時は移動発電機車による給電を実施することで使用可能	1次系補給水ポンプ (水源：1次系純水タンク)	2 (1)	—	全交流動力電源喪失時は移動発電機車による給電を実施することで使用可能	補給水ポンプ (水源：2次系純水タンク)	—	—	3 (2) ※1	送水ポンプ車 (水源：海)	1 (1)	1 (1)	—	給電設備	移動発電機車	2 (1)	—	—	<p>【女川】記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> 各プラントによる想定するプラント状態の相違
	1号炉	3号炉	共通	備考																																																					
注水設備	燃料プール補給水系	2 (1)	—	全交流動力電源喪失時は電源車による給電を実施することで使用可能																																																					
	復水補給水系	2 (1)	—	全交流動力電源喪失時は電源車による給電を実施することで使用可能																																																					
	ろ過水系	2 (1) ※1	—※2	全交流動力電源喪失時は電源車による給電を実施することで使用可能																																																					
	代替注水車	1 (1)	1 (1)																																																						
給電設備	電源車	1 (1)	2 (2)	1																																																					
		1号炉	2号炉	共通	備考																																																				
注水設備	燃料取替用水ポンプ (水源：燃料取替用水タンク)	2 (1)	—	全交流動力電源喪失時は移動発電機車による給電を実施することで使用可能																																																					
	1次系補給水ポンプ (水源：1次系純水タンク)	2 (1)	—	全交流動力電源喪失時は移動発電機車による給電を実施することで使用可能																																																					
	補給水ポンプ (水源：2次系純水タンク)	—	—	3 (2) ※1																																																					
	送水ポンプ車 (水源：海)	1 (1)	1 (1)	—																																																					
給電設備	移動発電機車	2 (1)	—	—																																																					

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

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		<p>表4 作業員の対応手順と所要時間（屋外作業）</p>	<p>【女川】記載方針の相違 ・泊は3号炉の作業時間を示すため、表に整理している。</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）

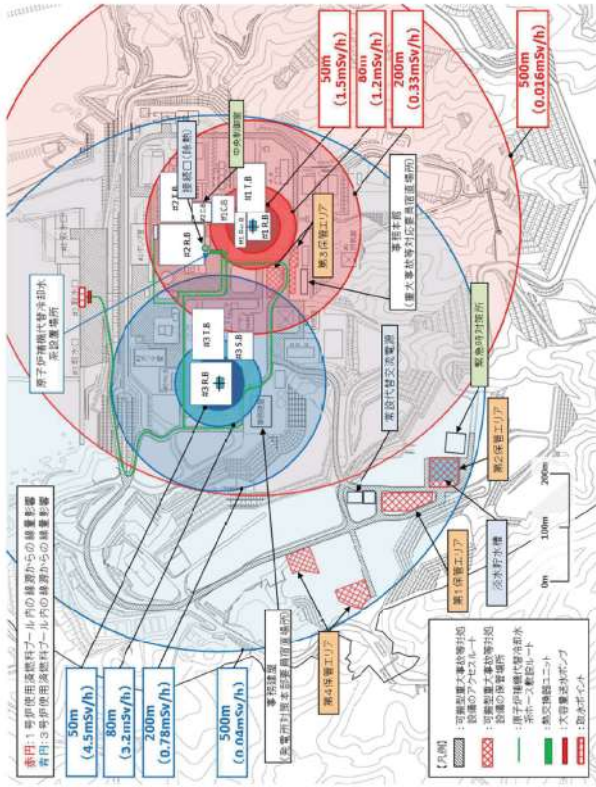
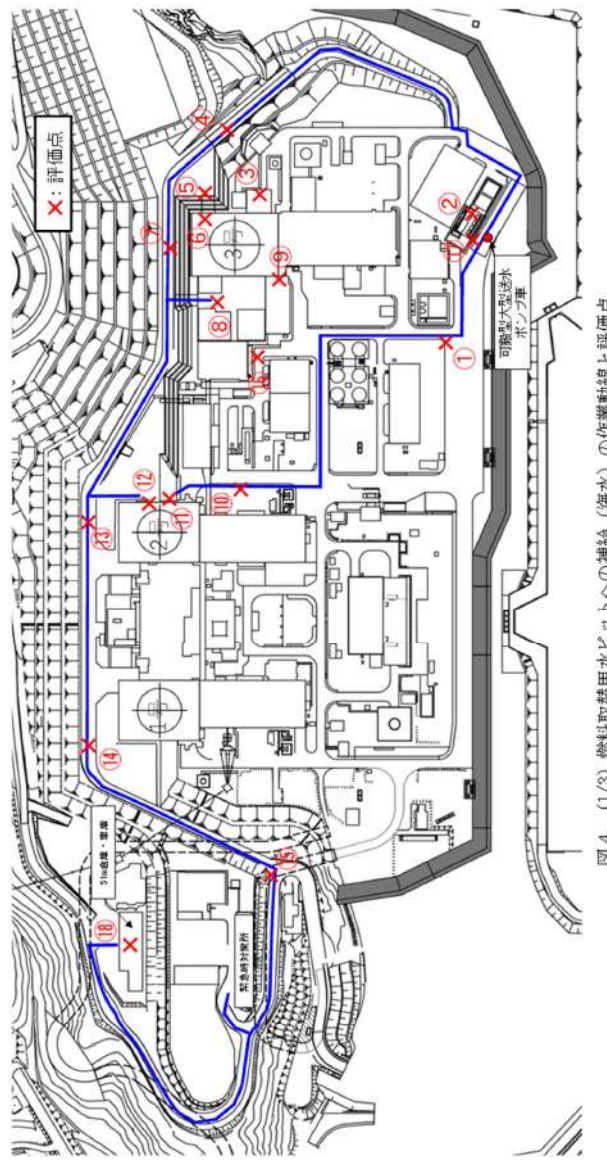
大阪発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	 <p>第1図 女川原子力発電所におけるアクセスルート</p>	 <p>図1 泊発電所におけるアクセスルート</p>	<p>【女川】設計内容の相違 ・プラントの相違によるアクセスルート設定の相違。</p>

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）

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
			<p>【女川】記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・女川は、線量率の概略分布を示しており泊は、評価点を示している。 ・上記理由として、泊発電所敷地内は、標高差があるため、エリアを円で区分した場合、同一円内でも標高の高い地点と低い地点での評価値の差が大きくなり、標高の低い地点に対し過度に保守的な評価値を示すこととなってしまうことから、ルート上の評価点で線量を算出している。

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

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	 <p>第4図 線量率の概略分布と原子炉補機代用冷却水系ホース敷設ルート</p>	 <p>図4 (1/3) 燃料取扱替用水への補給（海水）の作業動線と評価点</p>	<p>【女川】記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・女川は、線量率の概略分布を示しており泊は、評価点を示している。 ・上記理由として、泊発電所敷地内は、標高差があるため、エリアを円で区分した場合、同一円内でも標高の高い地点と低い地点での評価値の差が大きくなり、標高の低い地点に対し過度に保守的な評価値を示すこととなってしまうことから、ルート上の評価点で線量を算出している。

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

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

大阪発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		<p>図4 (2/3) 使用済燃料ピットへの注水確保（海水）の作業動線と評価点</p>	<p>【女川】記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・女川は、線量率の概略分布を示しており泊は、評価点を示している。 ・上記理由として、泊発電所敷地内は、標高差があるため、エリアを円で区分した場合、同一円内でも標高の高い地点と低い地点での評価値の差が大きくなり、標高の低い地点に対し過度に保守的な評価値を示すこととなってしまうことから、ルート上の評価点で線量を算出している。

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

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

大阪発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
			<p>【女川】記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・女川は、線量率の概略分布を示しており泊は、評価点を示している。 ・上記理由として、泊発電所敷地内は、標高差があるため、エリアを円で区分した場合、同一円内でも標高の高い地点と低い地点での評価値の差が大きくなり、標高の低い地点に対し過度に保守的な評価値を示すこととなってしまうことから、ルート上の評価点で線量を算出している。

図4 (3/3) 原子炉補給冷却系への通水確保（海水）の作業動線と評価点

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>【参考】使用済燃料プール水瞬時全喪失時の使用済燃料の冷却性について</p> <p>使用済燃料プールの保有水が全喪失した場合であっても、崩壊熱量が小さいときには、露出した燃料が、空気自然対流により冷却維持が可能と考えられる。</p> <p>ここでは、1号及び3号炉の使用済燃料プールに燃料が貯蔵されている状態で、使用済燃料プール水が全て喪失した場合の評価を示す。</p> <p>評価条件として、使用済燃料プール水が全て喪失していると仮定し、使用済燃料の発熱は、原子炉建屋内空気及び原子炉建屋の天井を通して外気に放熱されることにより除熱されるものとする。</p> <p>評価では、使用済燃料プール水が全て喪失し、使用済燃料の発熱による原子炉建屋内の室内温度が定常状態となる場合において、外気温度を境界条件として、原子炉建屋内空気最高温度を求める。次に、原子炉建屋内空気が最も発熱量が大きい燃料の下部から流入した際の燃料出口での空気温度を崩壊熱より評価し、その空気温度とするために必要となる燃料被覆管温度を、熱伝達を考慮することにより評価を行う（参考図1）。</p> <p>なお、本評価モデルでは、ヒートシンクは原子炉建屋の天井のみとしており、建屋からの放熱の観点からは保守的な設定としている。また、原子炉建屋の換気は考慮せず、密閉状態を想定している。燃料への空気の流路は、チャンネルボックスの断面を実効的な流路と考え、チャンネルボックスと使用燃料貯蔵ラック間の領域は無視する保守的な設定としている。</p> <p>1号及び3号炉の燃料被覆管温度を参考表1に示す。燃料は室内空気自然対流により冷却され、1号炉での燃料被覆管温度は最高でも約287℃以下、3号炉での燃料被覆管温度は最高でも約306℃以下に保たれる。これらの燃料被覆管温度では、ジルコニウム合金である燃料被覆管の酸化反応速度は小さく、燃料被覆管の酸化反応による表面温度への影響はほとんどない^[1]。</p> <p>また、燃料被覆管温度を320℃とした保守的な条件において、原子炉運転中の酸化減肉及び使用済燃料プール水が全て喪失した後の空気中での酸化減肉を考慮したクリープ歪の評価を行った。この結果、燃料被覆管のクリープ歪は1年後においても、1号及び3号炉ともに約0.1%であり、燃料被覆管の健全性を確認するためのクリープ歪の制限値1%^[2]を十分下回っていることから、使用済燃料プール水が喪失してから1年後においてもクリープ変形による破断は発生せず、燃料健全性は維持される。</p> <p>以上のことから、使用済燃料プールの保有水が全て喪失しても、燃料被覆管温度は1号炉では約287℃以下、3号炉では約306℃以下に保たれ、酸化反応が促進されることはなく、燃料被覆管温度の上昇が燃料の健全性に影響を与えることはないと考えられる。</p>		<p>【女川】設備の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・女川は、使用済燃料プールの全保有水喪失を想定した場合は自然対流による空気冷却での使用済燃料の冷却維持が可能である。 ・泊の1号及び2号炉の使用済燃料ビットの全保有水喪失時は約30日後に燃料被覆管がクリープラプチャするため、燃料ビットへの注水が必須である。また、泊1号及び2号炉の使用済燃料ビット冷却水が喪失した場合における燃料健全性の評価については、資料1に整理している。

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由												
	<p>参考表1 1号及び3号炉 燃料被覆管温度・クリープ歪</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>1号炉</th> <th>3号炉</th> <th>備考</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>燃料被覆管温度 (°C)</td> <td>約287</td> <td>約306</td> <td>・平成29年4月1日時点^{Q1}での評価</td> </tr> <tr> <td>クリープ歪 (%)</td> <td>約0.1</td> <td>約0.1</td> <td>・平成29年4月1日時点^{Q1}での評価 ・燃料被覆管温度を320°Cとした保守的な評価</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 1号及び3号炉ともに、全燃料は使用済燃料プールに貯蔵された状態</p> <p>(参考文献)</p> <p>[1] "Air Oxidation Kinetics for Zr-Based Alloys", Argonne National Laboratory, NUREG/CR-6846 ANL-03/32</p> <p>[2] 「日本原子力学会標準 使用済燃料中間貯蔵施設用金属キャスクの安全設計及び検査基準：2010」2010年7月、社団法人 日本原子力学会</p> <p>(1号炉)</p> <p>(3号炉)</p> <p>参考図1 評価モデル</p>	項目	1号炉	3号炉	備考	燃料被覆管温度 (°C)	約287	約306	・平成29年4月1日時点 ^{Q1} での評価	クリープ歪 (%)	約0.1	約0.1	・平成29年4月1日時点 ^{Q1} での評価 ・燃料被覆管温度を320°Cとした保守的な評価		
項目	1号炉	3号炉	備考												
燃料被覆管温度 (°C)	約287	約306	・平成29年4月1日時点 ^{Q1} での評価												
クリープ歪 (%)	約0.1	約0.1	・平成29年4月1日時点 ^{Q1} での評価 ・燃料被覆管温度を320°Cとした保守的な評価												

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

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

伊方発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																
<p>比較のためDB34条補足資料16を掲載</p> <p>【比較のため掲載順を入替え】</p> <p style="text-align: right;">別紙</p> <p>伊方1, 2号炉 SFP 発災時の燃料健全性の評価結果について</p> <p>伊方1, 2号炉 SFP の冷却水が全量喪失した場合の燃料健全性の評価を以下の通り実施した。その結果、燃料の健全性は維持されることを確認した。</p> <p>1. 評価条件 保守性を考慮し以下の条件を設定して、燃料被覆管温度評価を実施した。</p> <p>(1) 評価条件 使用済燃料集合体の崩壊熱は以下の条件にて算出した。(添付1参照) ① 燃料仕様：14×14 型燃料, ステップ2燃料 (最高燃焼度：55,000MWd/t) ② 保管数量及び崩壊熱</p> <table border="1" data-bbox="107 802 710 909"> <thead> <tr> <th>号炉</th> <th>体数</th> <th>ビット全体の崩壊熱</th> <th>最も冷却期間の短い燃料1体あたりの崩壊熱</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1号炉</td> <td>237体</td> <td>397kW</td> <td>2.1kW</td> </tr> <tr> <td>2号炉</td> <td>316体</td> <td>484kW</td> <td>2.4kW</td> </tr> </tbody> </table> <p>(2) 評価手法 ① 最も冷却期間の短い(崩壊熱の高い)燃料の崩壊熱を入熱とした気相の温度上昇を評価。(空気自然循環のみの冷却とし、輻射による冷却の効果は見込まない。) ② 最も冷却期間の短い(崩壊熱の高い)燃料と気相の熱伝達を評価し、燃料被覆管と気相の温度差を評価。 ③ ①+②により、燃料被覆管温度を評価。</p>	号炉	体数	ビット全体の崩壊熱	最も冷却期間の短い燃料1体あたりの崩壊熱	1号炉	237体	397kW	2.1kW	2号炉	316体	484kW	2.4kW	<p>資料1</p> <p>大飯1,2号炉 使用済燃料ビット発災時の燃料健全性の評価結果について</p> <p>大飯1,2号炉の使用済燃料ビット(以下「SFP」という。)の冷却水が喪失した場合の燃料健全性の評価を以下の通り実施した。その結果、燃料の健全性は維持されることを確認した。</p> <p>1. 評価条件 保守性を考慮し以下の条件を設定して、燃料被覆管温度評価を実施した。</p> <p>(1) 評価条件 使用済燃料集合体の崩壊熱は以下の条件にて算出した。(添付1参照) >燃料仕様：17×17 燃料、55GWd/t >保管数量、発熱量</p> <table border="1" data-bbox="748 810 1350 885"> <thead> <tr> <th>号炉</th> <th>体数</th> <th>SFP 全体の崩壊熱</th> <th>最も冷却期間の短い燃料1体あたりの崩壊熱</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1,2u</td> <td>629体</td> <td>1426kW</td> <td>2.81kW</td> </tr> </tbody> </table> <p>(2) 評価手法 ① 最も冷却期間の短い(崩壊熱の高い)燃料の崩壊熱による気相への入熱による気相温度上昇を評価。(空気自然循環のみの冷却とし、水による冷却の効果は見込まない。) ② 最も冷却期間の短い(崩壊熱の高い)燃料と気相の熱伝達を評価し、燃料被覆管と気相の温度差を評価。 ③ ①+②により、燃料被覆管温度を評価。</p>	号炉	体数	SFP 全体の崩壊熱	最も冷却期間の短い燃料1体あたりの崩壊熱	1,2u	629体	1426kW	2.81kW	<p>資料1</p> <p>泊1号及び2号炉 使用済燃料ビット発災時の燃料健全性の評価結果について</p> <p>泊1号及び2号炉の使用済燃料ビット(以下「SFP」という。)の冷却水が喪失した場合の燃料健全性の評価を以下のとおり実施した。その結果、燃料の健全性は維持されることを確認した。</p> <p>1. 評価条件 保守性を考慮し以下の条件を設定して、燃料被覆管温度評価を実施した。</p> <p>(1) 評価条件 使用済燃料集合体の崩壊熱は以下の条件にて算出した。(添付1参照) >燃料仕様：14×14型燃料, ステップ2燃料 (最高燃焼度：55,000MWd/t) >保管数量、崩壊熱</p> <table border="1" data-bbox="1417 831 1948 919"> <caption>表1 燃料集合体の保管数量と崩壊熱について</caption> <thead> <tr> <th>号炉</th> <th>体数</th> <th>ビット全体の崩壊熱</th> <th>最も冷却期間の短い燃料1体あたりの崩壊熱</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1号炉</td> <td>404体</td> <td>467kW</td> <td>1.40kW</td> </tr> <tr> <td>2号炉</td> <td>469体</td> <td>550kW</td> <td>1.52kW</td> </tr> </tbody> </table> <p>※体数は新燃料を含まない</p> <p>(2) 評価手法 ① 最も冷却期間の短い(崩壊熱の高い)燃料の崩壊熱を入熱とした空気の温度上昇を評価。(空気自然循環によるラック内外の冷却をラック内外において考慮し、水による冷却の効果は見込まない。) ② 最も冷却期間の短い(崩壊熱の高い)燃料とラック内空気の熱伝達を評価し、燃料被覆管とラック内空気の温度差を評価。 ③ ①+②により、燃料被覆管温度を評価。</p>	号炉	体数	ビット全体の崩壊熱	最も冷却期間の短い燃料1体あたりの崩壊熱	1号炉	404体	467kW	1.40kW	2号炉	469体	550kW	1.52kW	<p>相違理由</p> <p>泊は、添付資料1.0.16資料1に泊1号及び2号炉使用済燃料ビット発災時の燃料健全性の評価結果を、資料2に泊1号及び2号炉使用済燃料ビット発災時の線量影響の評価結果を整理しており、女川と資料構成が大きく異なることから、資料構成及び記載内容が類似している大飯及び伊方と比較する。</p> <p>【大飯】 設備の相違 ・泊1号及び2号炉は14×14型燃料を使用している(伊方と同様) 【大飯】 記載表現の相違 【伊方・大飯】 記載表現の相違 ・泊は鉛直管内の流れについて記載しているが、共に空気を示している事は同様 【伊方・大飯】 設備の相違 ・使用済燃料ビットのラック形状が異なる ・伊方及び大飯はアングル型ラック、泊はキャン型ラックに燃料を貯蔵</p>
号炉	体数	ビット全体の崩壊熱	最も冷却期間の短い燃料1体あたりの崩壊熱																																
1号炉	237体	397kW	2.1kW																																
2号炉	316体	484kW	2.4kW																																
号炉	体数	SFP 全体の崩壊熱	最も冷却期間の短い燃料1体あたりの崩壊熱																																
1,2u	629体	1426kW	2.81kW																																
号炉	体数	ビット全体の崩壊熱	最も冷却期間の短い燃料1体あたりの崩壊熱																																
1号炉	404体	467kW	1.40kW																																
2号炉	469体	550kW	1.52kW																																

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

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

伊方発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																
<p>図16-別-1 燃料被覆管温度評価の概念図</p>	<p>図1 燃料被覆管温度評価の概念図</p>	<p>図1 燃料被覆管温度評価の概念図</p>	<p>【伊方】 記載方針の相違</p> <p>【伊方・大飯】 設備の相違</p>																																																																
<p>(3) 評価の結果</p> <p>表16-別-1のとおり、評価を行った結果、燃料被覆管温度は、伊方1号炉で380℃程度、伊方2号炉で410℃程度となり、燃料の健全性が維持されることを確認した。（添付2参照）</p>	<p>(3) 評価の結果</p> <ul style="list-style-type: none"> 表1のとおり、評価を行った結果、燃料被覆管温度は、421℃程度である。 燃料被覆管温度が421℃程度ではジルコニウムの酸化反応による発熱の影響はなく、ジルコニウム-水反応による発熱、水素発生についても問題はない。 また、燃料被覆管のクリープラプチャ発生時間の評価結果は約600日であり、相当な期間、燃料健全性が確保される。（添付2参照） 	<p>(3) 評価の結果</p> <ul style="list-style-type: none"> 表2のとおり、評価を行った結果、燃料被覆管温度は泊2号炉で450℃程度である。 燃料被覆管温度が450℃程度ではジルコニウムの酸化反応による発熱の影響はなく、ジルコニウム-水反応による発熱、水素発生についても問題はない。 また、燃料被覆管のクリープラプチャ発生時間の評価結果は約30日であり、相当な期間、燃料健全性が確保される。（添付2参照） 	<p>【伊方・大飯】 記載表現の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> 泊は評価の厳しくなる2号炉を想定 <p>【伊方・大飯】 評価結果の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> 崩壊熱及びラック形状が異なるため燃料被覆管温度の最高値は異なるが、燃料の健全性が確保される点では同様 <p>【伊方】 記載方針の相違 (大飯と同様)</p>																																																																
<p>表16-別-1 燃料被覆管温度の評価</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>伊方1号炉</th> <th>伊方2号炉</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ラック当たりの面積(m²)</td> <td>0.40×0.37=0.148 m²</td> <td>同左</td> </tr> <tr> <td>ラック当たりの燃料棒の占有面積(m²) (ラック断面積を考慮)</td> <td>$\pi \times (1.072E-2/2)^2 \times 179$ 本 =0.0162m²×0.02m²</td> <td>同左</td> </tr> <tr> <td>ラック当たりの流路面積A (m²)</td> <td>0.148-0.02=0.128 m²</td> <td>同左</td> </tr> <tr> <td>自然循環流量(kg/s)</td> <td>0.5038×0.15×0.128 G=ρ×流速V×流路面積A =0.0096 kg/s</td> <td>同左</td> </tr> <tr> <td>気相の温度上昇(℃)</td> <td>2.1÷(0.0096×1.052) ΔT_g=Q1÷(G×C_p) =210℃</td> <td>2.4÷(0.0096×1.052) =240℃</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管と気相の温度差(℃)</td> <td>Q2=5kW ΔT_w=Q2÷(熱伝達率×伝熱面積) =15℃</td> <td>同左</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管温度(℃)</td> <td>155+210+15=380℃</td> <td>155+240+15=410℃</td> </tr> </tbody> </table>	項目	伊方1号炉	伊方2号炉	ラック当たりの面積(m ²)	0.40×0.37=0.148 m ²	同左	ラック当たりの燃料棒の占有面積(m ²) (ラック断面積を考慮)	$\pi \times (1.072E-2/2)^2 \times 179$ 本 =0.0162m ² ×0.02m ²	同左	ラック当たりの流路面積A (m ²)	0.148-0.02=0.128 m ²	同左	自然循環流量(kg/s)	0.5038×0.15×0.128 G=ρ×流速V×流路面積A =0.0096 kg/s	同左	気相の温度上昇(℃)	2.1÷(0.0096×1.052) ΔT _g =Q1÷(G×C _p) =210℃	2.4÷(0.0096×1.052) =240℃	燃料被覆管と気相の温度差(℃)	Q2=5kW ΔT _w =Q2÷(熱伝達率×伝熱面積) =15℃	同左	燃料被覆管温度(℃)	155+210+15=380℃	155+240+15=410℃	<p>表1 燃料被覆管温度の評価</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>燃料ラック1体相当</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ラック当たりの面積(m²)</td> <td>0.4×0.4=0.16 m²</td> </tr> <tr> <td>ラック当たりの燃料棒の占有面積(m²)</td> <td>$\pi \times (9.5E-3/2)^2 \times 264$ 本=0.0187 ≈0.02 m²</td> </tr> <tr> <td>ラック当たりの流路面積A (m²)</td> <td>0.16-0.02 ≈0.14 m²</td> </tr> <tr> <td>自然循環流量</td> <td>0.5038×0.15×0.14 G=ρ×自然対流速度V×流路面積A =0.01 (kg/s)</td> </tr> <tr> <td>気相の温度上昇</td> <td>Q1=2.81kW (最も冷却期間の短い燃料1体あたりの崩壊熱) ΔT_g=Q1÷(G×C_p) =255(℃)</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管と気相の温度差(℃)</td> <td>Q2=5kW (保守の設定) ΔT_w=Q2÷(熱伝達率×伝熱面積) =11℃(切り上げ)</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管温度(℃)</td> <td>155+255+11=421(℃)</td> </tr> </tbody> </table>	項目	燃料ラック1体相当	ラック当たりの面積(m ²)	0.4×0.4=0.16 m ²	ラック当たりの燃料棒の占有面積(m ²)	$\pi \times (9.5E-3/2)^2 \times 264$ 本=0.0187 ≈0.02 m ²	ラック当たりの流路面積A (m ²)	0.16-0.02 ≈0.14 m ²	自然循環流量	0.5038×0.15×0.14 G=ρ×自然対流速度V×流路面積A =0.01 (kg/s)	気相の温度上昇	Q1=2.81kW (最も冷却期間の短い燃料1体あたりの崩壊熱) ΔT _g =Q1÷(G×C _p) =255(℃)	燃料被覆管と気相の温度差(℃)	Q2=5kW (保守の設定) ΔT _w =Q2÷(熱伝達率×伝熱面積) =11℃(切り上げ)	燃料被覆管温度(℃)	155+255+11=421(℃)	<p>表2 燃料被覆管温度の評価</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>泊2号炉</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ラック内側の面積(m²)</td> <td>0.40×0.37=0.148 m²</td> </tr> <tr> <td>ラック当たりの燃料棒/計装用管の占有面積(m²) (ラック断面積を考慮)</td> <td>$\pi \times (1.072E-2/2)^2 \times 179$ 本 + $\pi \times (1.369E-2/2)^2 \times 16$ 本 + $\pi \times (1.072E-2/2)^2 \times 1$ 本 =0.0186m²</td> </tr> <tr> <td>ラック内側の流路面積A (m²)</td> <td>0.148-0.0186=0.1294 m²</td> </tr> <tr> <td>ラック内側の流速V (m/s) (添付3)</td> <td>0.222 m/s</td> </tr> <tr> <td>自然循環流量(kg/s)</td> <td>G=ρ×流速V×流路面積A =0.0402×0.222 × [] = [] kg/s</td> </tr> <tr> <td>ラック内側の温度T_m(℃) (添付4)</td> <td>T_m=278.3℃</td> </tr> <tr> <td>ラック外側の温度T_a(℃) (添付4)</td> <td>T_a=152.5℃</td> </tr> <tr> <td>ラックの内側から外側への伝熱による放熱量Q[*] (kW) (添付4)</td> <td>0.364kW</td> </tr> <tr> <td>ラック内側の空気の温度上昇(℃)</td> <td>ΔT_g=(Q-Q[*])÷(G×C_p) (添付4) =300℃ (5℃刻みで切り上げ)</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管と空気の温度差(℃)</td> <td>Q2=5kW ΔT_w=Q2÷(熱伝達率×伝熱面積) =20℃ (5℃刻みで切り上げ)</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管温度(℃)</td> <td>130+300+20=450℃</td> </tr> </tbody> </table>	項目	泊2号炉	ラック内側の面積(m ²)	0.40×0.37=0.148 m ²	ラック当たりの燃料棒/計装用管の占有面積(m ²) (ラック断面積を考慮)	$\pi \times (1.072E-2/2)^2 \times 179$ 本 + $\pi \times (1.369E-2/2)^2 \times 16$ 本 + $\pi \times (1.072E-2/2)^2 \times 1$ 本 =0.0186m ²	ラック内側の流路面積A (m ²)	0.148-0.0186=0.1294 m ²	ラック内側の流速V (m/s) (添付3)	0.222 m/s	自然循環流量(kg/s)	G=ρ×流速V×流路面積A =0.0402×0.222 × [] = [] kg/s	ラック内側の温度T _m (℃) (添付4)	T _m =278.3℃	ラック外側の温度T _a (℃) (添付4)	T _a =152.5℃	ラックの内側から外側への伝熱による放熱量Q [*] (kW) (添付4)	0.364kW	ラック内側の空気の温度上昇(℃)	ΔT _g =(Q-Q [*])÷(G×C _p) (添付4) =300℃ (5℃刻みで切り上げ)	燃料被覆管と空気の温度差(℃)	Q2=5kW ΔT _w =Q2÷(熱伝達率×伝熱面積) =20℃ (5℃刻みで切り上げ)	燃料被覆管温度(℃)	130+300+20=450℃	<p>【伊方・大飯】 記載表現の相違</p> <p>【伊方・大飯】 記載表現の相違</p>
項目	伊方1号炉	伊方2号炉																																																																	
ラック当たりの面積(m ²)	0.40×0.37=0.148 m ²	同左																																																																	
ラック当たりの燃料棒の占有面積(m ²) (ラック断面積を考慮)	$\pi \times (1.072E-2/2)^2 \times 179$ 本 =0.0162m ² ×0.02m ²	同左																																																																	
ラック当たりの流路面積A (m ²)	0.148-0.02=0.128 m ²	同左																																																																	
自然循環流量(kg/s)	0.5038×0.15×0.128 G=ρ×流速V×流路面積A =0.0096 kg/s	同左																																																																	
気相の温度上昇(℃)	2.1÷(0.0096×1.052) ΔT _g =Q1÷(G×C _p) =210℃	2.4÷(0.0096×1.052) =240℃																																																																	
燃料被覆管と気相の温度差(℃)	Q2=5kW ΔT _w =Q2÷(熱伝達率×伝熱面積) =15℃	同左																																																																	
燃料被覆管温度(℃)	155+210+15=380℃	155+240+15=410℃																																																																	
項目	燃料ラック1体相当																																																																		
ラック当たりの面積(m ²)	0.4×0.4=0.16 m ²																																																																		
ラック当たりの燃料棒の占有面積(m ²)	$\pi \times (9.5E-3/2)^2 \times 264$ 本=0.0187 ≈0.02 m ²																																																																		
ラック当たりの流路面積A (m ²)	0.16-0.02 ≈0.14 m ²																																																																		
自然循環流量	0.5038×0.15×0.14 G=ρ×自然対流速度V×流路面積A =0.01 (kg/s)																																																																		
気相の温度上昇	Q1=2.81kW (最も冷却期間の短い燃料1体あたりの崩壊熱) ΔT _g =Q1÷(G×C _p) =255(℃)																																																																		
燃料被覆管と気相の温度差(℃)	Q2=5kW (保守の設定) ΔT _w =Q2÷(熱伝達率×伝熱面積) =11℃(切り上げ)																																																																		
燃料被覆管温度(℃)	155+255+11=421(℃)																																																																		
項目	泊2号炉																																																																		
ラック内側の面積(m ²)	0.40×0.37=0.148 m ²																																																																		
ラック当たりの燃料棒/計装用管の占有面積(m ²) (ラック断面積を考慮)	$\pi \times (1.072E-2/2)^2 \times 179$ 本 + $\pi \times (1.369E-2/2)^2 \times 16$ 本 + $\pi \times (1.072E-2/2)^2 \times 1$ 本 =0.0186m ²																																																																		
ラック内側の流路面積A (m ²)	0.148-0.0186=0.1294 m ²																																																																		
ラック内側の流速V (m/s) (添付3)	0.222 m/s																																																																		
自然循環流量(kg/s)	G=ρ×流速V×流路面積A =0.0402×0.222 × [] = [] kg/s																																																																		
ラック内側の温度T _m (℃) (添付4)	T _m =278.3℃																																																																		
ラック外側の温度T _a (℃) (添付4)	T _a =152.5℃																																																																		
ラックの内側から外側への伝熱による放熱量Q [*] (kW) (添付4)	0.364kW																																																																		
ラック内側の空気の温度上昇(℃)	ΔT _g =(Q-Q [*])÷(G×C _p) (添付4) =300℃ (5℃刻みで切り上げ)																																																																		
燃料被覆管と空気の温度差(℃)	Q2=5kW ΔT _w =Q2÷(熱伝達率×伝熱面積) =20℃ (5℃刻みで切り上げ)																																																																		
燃料被覆管温度(℃)	130+300+20=450℃																																																																		
<p>※気相の物性値（密度ρ、比熱C_p）は、圧力0.1MPa、温度600K(密度は700K)の値を使用。（添付3参照）</p>	<p>※気相の物性値（密度ρ、比熱C_p）は、圧力0.1MPa、温度600K(密度は700K)の値を使用。（添付3参照）</p>	<p>※空気の物性値（密度ρ、比熱C_p）は、伝熱工学資料（圧力0.1MPa、約278℃（ラック内側空気の出入口平均温度））の値を使用。（添付5参照）</p>	<p>【伊方・大飯】 記載表現の相違</p> <p>【伊方・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）

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

伊方発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>$\rho : 0.5038(\text{kg/m}^3)$ $C_p : 1.052(\text{kJ/kg/K})$ ※熱伝達率 $h = \text{Nu} \times (\lambda \div D_H) = 4.36 \times (45.6\text{E-}3 \div 1.289\text{E-}2) = 15.42(\text{W/m}^2/\text{K})$ Nu：発達した管内層流の強制対流熱伝達に対するヌセルト数 (4.36, 伝熱工学資料より) λ：空気の熱伝導率 (45.6E-3(W/(m・K))), 伝熱工学資料より, 600Kの値) D_H：代表長さ (0.01289m, 等価直径)</p> <p>※伝熱面積 = (π × 被覆管外径) × 有効発熱長 × 燃料棒本数 = 21.95m² ※燃料入口部の空気温度は, MAAP5 を用いた教習 2 号機の解析結果を参考に建屋内雰囲気気温度相当として 155℃ を設定。</p> <p>評価の想定には以下の点に保守性を見込んでいる。 ① 自然対流速度は, 実機と評価での空気の流れ方の違いや, 燃料間の発熱量のバラつきに伴う流速のバラつき, 燃料配置に伴う流速の不確かさを考慮し, 保守性を見込んだ値として文献値等を基に 15cm/s を設定。(添付 4 参照) ② 流路面積は保守的となるようにラック単体とする。 ③ 燃料被覆管と気相の温度差を算出する際の発熱量は, 発熱量の軸方向分布, 酸化反応に伴う発熱等を考慮して, 最も高温となる燃料の崩壊熱の評価値に更に保守性を見込んだ 5kW の値を設定。</p> <p>なお, 本評価に基づきグラスホフ (Gr) 数及びレイリー (Ra) 数 (Gr 数とプラントル (Pr) 数の積) を算出したところ, それぞれ約 5,430, 約 3,870 となった。一般に気体の層流自然対流条件は, $10^3 \leq \text{Ra}$ 数 $\leq 10^9$ とされていることから, 層流自然対流を仮定したことは妥当であると確認できる。また, 自然対流熱伝達に関する実験データを用いて Ra 数からヌセルト数を評価すると約 4.9 となり, 今回の評価で用いたヌセルト数と同程度である。</p>	<p>$\rho : 0.5038(\text{kg/m}^3)$ $C_p : 1.052(\text{kJ/kg/K})$ ※熱伝達率 $h = \text{Nu} \times (\lambda \div D_H) = 4.36 \times (45.6\text{E-}3 \div 1.178\text{E-}2) = 16.88(\text{W/m}^2/\text{K})$ Nu：発達した管内流に対するヌセルト数 (4.36, 伝熱工学資料より) λ：空気の熱伝導率 (45.6E-3, 伝熱工学資料より, 600K の値) D_H：代表長さ (1.178cm, 水力等価直径)</p> <p>※伝熱面積 = (π × 被覆管外径) × 有効発熱長 × 燃料棒本数 = 28.74(m²) ※燃料入口部の空気温度は, MAAP5 を用いた教習 2 号機の解析結果を参考に建屋内雰囲気気温度相当として 155℃ を設定。</p> <p>評価の想定には以下の点に保守性を見込んでいる。 ● 自然対流速度は, 実機と評価での空気の流れ方の違いや, 集合体配置に伴う流速の不確かさを考慮して, 保守性を見込んだ値として文献値等を基に 15cm/s を設定。(添付 4 参照) ● 流路面積は保守的となるようにラック単体とする。 ● 燃料被覆管と気相の温度差を算出する際の発熱量 Q₂ は, 発熱量の軸方向分布, 酸化反応に伴う発熱等を考慮して, 最も高温となる燃料の崩壊熱の評価値 (2.81kW) に更に保守性を見込んだ 5kW の値を設定。</p> <p>なお, 本評価に基づきグラスホフ (Gr) 数及びレイリー (Ra) 数 (Gr 数とプラントル (Pr) 数の積) を算出したところ, それぞれ約 4,180, 約 2,990 となった。一般に気体の層流自然対流条件は, $10^3 \leq \text{Ra}$ 数 $\leq 10^9$ とされていることから, 層流自然対流を仮定したことは妥当であると確認できる。また, 自然対流熱伝達に関する実験データを用いて Ra 数からヌセルト (Nu) 数を評価すると約 4.7 となり, 今回の評価で用いた Nu 数 (4.36) は, 温度差から推定される Nu 数と同程度である。</p>	<p>$\rho : 0.6402(\text{kg/m}^3)$ $C_p : 1.043(\text{kJ/kg/K})$ ※熱伝達率 $h_1 = \text{Nu} \times (\lambda \div D_H) = 4.36 \times (42.6\text{E-}3 \div 1.289\text{E-}2) = 14.41(\text{W/m}^2/\text{K})$ Nu：発達した管内層流の強制対流熱伝達に対するヌセルト数 (4.36, 伝熱工学資料より) λ：空気の熱伝導率 (42.6E-3(W/m/K), 伝熱工学資料より, 約 278℃ の値) D_H：代表長さ (0.01289m, 等価直径)</p> <p>※伝熱面積 AH = (π × 被覆管外径) × 燃料有効長 × 燃料棒本数 = 21.96 m² ※燃料入口部の空気温度は, CFD 解析による試算で求めた建屋内雰囲気温度から 130℃ を設定 (添付 8)。</p> <p>燃料被覆管と空気の温度差を算出する際の発熱量 Q₂ は, 発熱量の軸方向分布, 酸化反応に伴う発熱等を考慮して, 最も高温となる燃料の崩壊熱の評価値にさらに保守性を見込んだ 5kW の値を設定。</p> <p>なお, 本評価に基づきラック内側の流れに対してレイノルズ (Re) 数, グラスホフ (Gr) 数及びレイリー (Ra) 数 (Gr 数とプラントル (Pr) 数の積) を算出したところ, それぞれ約 70, 約 9,250, 約 6,570 となった。一般に鉛直管内流れの層流条件は, Re 数 $\leq 10^3$, $10^3 \leq \text{Ra}$ 数 $\leq 10^9$ とされていることから, ラック内側は層流であると確認できる。また, 自然対流熱伝達に関する実験データを用いて Ra 数からヌセルト数を評価すると約 5.5 となり, 今回の評価で用いたヌセルト数と同程度である。</p>	<p>評価方針の相違 ・ラック形状の相違により評価方法が異なる ・伊方と大飯は設定値に対する値を使用するが, 泊は理論値によって評価した値に対応する値を採用</p> <p>【伊方・大飯】 記載方針の相違 ・燃料入口部空気温度について, 泊は CFD 解析結果を参考に建屋内雰囲気気温度を設定 【伊方・大飯】 記載内容の相違 ・伊方, 大飯は保守性を見込んだ文献値であるのに対し, 泊は実験値から妥当性を評価した理論値を採用 【伊方・大飯】 記載表現の相違</p> <p>【伊方・大飯】 評価方針の相違 ・泊は鉛直管内流れについて評価するためレイノルズ数を記載 【伊方・大飯】 評価結果の相違 【大飯】 記載方針の相違 ・ラック型の相違によりパラメータの条件値は異なるが, 共に層流となるため相違なし 【伊方・大飯】 記載表現の相違</p>

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

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

伊方発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由												
		<p>燃料被覆管温度450℃におけるクリープラプチャ発生時間は約1ヶ月であり、燃料集合体の健全性は一定期間確保されることを確認した。したがって、泊3号炉において重大事故等が同時に発生した場合でも、泊1号及び2号炉SFPの冷却水喪失に伴い、燃料被覆管がクリープラプチャするまでに、参集要員がSFPへの補給又はスプレイ操作の対応にあたるための時間的な余裕は十分に確保できることから、泊3号炉の重大事故等対応に影響を与えることはない（添付7）。</p> <p>なお、第385回原子力発電所の新規制基準適合性に係る審査会合における資料では、ラック内側入口部の空気温度条件としてMAAP5を用いた敦賀2号炉の解析結果を参考に建屋内雰囲気温度相当である155℃と設定し、この場合の燃料被覆管温度評価結果500℃、クリープラプチャが発生する最短時間約1日を泊1号及び2号炉の評価結果としていた。</p> <p>しかし、添付8に示す泊2号炉SFPを対象としたCFD解析による試算では、空気の高温度約400℃より燃料被覆管高温度は420℃、クリープラプチャが発生する最短時間は約10ヶ月と評価される。敦賀2号炉の解析はプラント停止期間が短く（2年）、停止後4年以上が経過している泊1号及び2号炉SFPの評価に用いるには過度に保守的であると考え、適切なラック内側入口部の空気温度を設定することとした。</p> <p>具体的には、泊2号炉のCFD解析による試算においてラック内側入口部は約80℃であったが、建屋内空気の混合状況や時間的な揺らぎによる不確かさを考慮し、CFD解析結果の建屋床面におけるSFP周辺部雰囲気温度の最高値に一定の保守性を持たせ、ラック内側入口部の空気温度を130℃に見直した。それに伴い、あらためてクリープラプチャが発生する最短時間を評価した。（添付2）</p> <p>表3にラック入口部の空気温度見直し前後の燃料被覆管温度及びクリープラプチャが発生する最短時間の評価結果を示す。上記のとおり敦賀2号炉の解析は過度に保守的と考えられること、また、ラック内側入口部の空気温度130℃はCFD解析結果に保守性を持たせて設定したものであり、泊1号及び2号炉のSFPにおいて冷却水が喪失した状況においても、燃料の健全性は最低でも1ヶ月以上にわたり確保されるものとする。</p> <p style="text-align: center;">表3 燃料被覆管最高温度およびクリープラプチャが発生する最短時間</p> <table border="1" data-bbox="1444 1244 1960 1364"> <thead> <tr> <th>評価ケース</th> <th>燃料被覆管最高温度</th> <th>クリープラプチャが発生する最短時間</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ラック内側入口部の空気温度：155℃</td> <td>500℃</td> <td>約1日</td> </tr> <tr> <td>CFD解析</td> <td>420℃</td> <td>約10ヶ月</td> </tr> <tr> <td>ラック内側入口部の空気温度：130℃</td> <td>450℃</td> <td>約1ヶ月</td> </tr> </tbody> </table> <p>なお、SFPの保有水量は1,500m³以上あり、何らかの事象によりSFPが損壊しSFP冷却水の漏えいが発生した場合でも、SFP冷却水の全量喪失までには一定の時間を要する^(注)と考えられる。</p>	評価ケース	燃料被覆管最高温度	クリープラプチャが発生する最短時間	ラック内側入口部の空気温度：155℃	500℃	約1日	CFD解析	420℃	約10ヶ月	ラック内側入口部の空気温度：130℃	450℃	約1ヶ月	<p>【伊方・大飯】 記載方針の相違 ・燃料集合体入口温度の評価方法を変更した経緯を記載 ・第385回の審査会合にて説明済</p>
評価ケース	燃料被覆管最高温度	クリープラプチャが発生する最短時間													
ラック内側入口部の空気温度：155℃	500℃	約1日													
CFD解析	420℃	約10ヶ月													
ラック内側入口部の空気温度：130℃	450℃	約1ヶ月													

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

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

伊方発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>2. まとめ</p> <p>伊方1, 2号炉 SFPの冷却水が全量喪失した場合の燃料被覆管温度を評価し、燃料健全性が維持されることを確認した。</p> <p style="text-align: right;">以上</p> <p style="text-align: center;">【掲載終了】</p>	<p>2. まとめ</p> <p>大飯1,2号炉の SFP 冷却水が全量喪失した場合の燃料被覆管温度を評価し、燃料健全性が維持されることを確認した。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>(注) SFPの冷却水喪失事故における漏えい規模の想定について</p> <p>泊1号及び2号炉のSFPにおいて重大事故等を想定した場合、長期停止に伴い崩壊熱も小さいことから、SFP冷却水が沸騰に至るまで約6日を要し、安全対策上は問題とされない。一方、重大事故を上まわるSFPからの漏えいを伴うような事故に関しては、具体的な漏えい規模を想定することは難しいが、米国のガイドを参考に、以下考察を行った。</p> <p>仮に、泊1号及び2号炉SFPにて米国NEI12-06 (FLEXガイド)、NEI06-12 (B.5.b対応ガイド) で要求されるSFPスプレー能力200gpm (約45.4m³/h) に相当するSFP冷却水の漏えいを仮定した場合、SFP冷却水が全量喪失に至るまでは約33時間となり、SFP冷却水の全量喪失に至るまでには一定の時間余裕がある。</p> <p>さらに、NEI06-12で要求されるSFPへの水の補給能力500gpm (約114m³/h) に相当するSFP冷却水の漏えいを仮定した場合には、SFP冷却水が全量喪失に至るまでは約13時間となるが、本条件は航空機の直接衝突を仮定したものであり、耐震SクラスであるSFP設備において、地震によりこのような大規模な漏えいが発生することは考え難い。</p> <p><参考></p> <ul style="list-style-type: none"> ・NEI12-06 (FLEXガイド) <p>2011年の福島第一原子力発電所での事故を受けた大規模な自然災害への対応ガイドであり、SFPについては、SFPへの水のスプレー能力200gpmが要求されている。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・NEI06-12 (B.5.b対応ガイド) <p>2001年の同時多発テロを受けた航空機テロへの対応ガイドであり、SFPについては、SFPへの水の補給能力500gpm及びSFPへの水のスプレー能力200gpmが要求されている(補給とスプレーを同時に実施する必要はない)。</p> <p>2. まとめ</p> <p>泊1号及び2号炉の SFP 冷却水が全量喪失した場合の燃料被覆管温度を評価し、燃料健全性が維持されることを確認した。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	

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

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

伊方発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>補足16.</p> <p>伊方1, 2号炉使用済燃料ピット発災時の緊急時対策所(EL.32m)への影響について</p> <p>伊方1, 2号炉使用済燃料ピット(以下「SFP」という。)には燃料が貯蔵されており、万一の場合には燃料の損傷等による緊急時対策所(EL.32m)への悪影響が考えられる。そのため、1, 2号炉 SFP 発災時に緊急時対策所(EL.32m)に及ぼす影響について評価した。</p> <p>評価にあたっては、仮想的に SFP の冷却水が全量喪失した場合を想定した。別紙に示すとおり、SFP の冷却水が全量喪失した場合においても、SFP 内の空気は自然循環により貯蔵されている燃料集合体の健全性は維持される。従って、1, 2号炉 SFP 発災による影響として、周辺エリアの線量率の上昇に伴う緊急時対策所(EL.32m)のアクセシビリティ及び居住性に対する影響について評価した。</p> <p>1. 評価条件</p> <p>(1) 線源強度 燃料集合体の線源強度は以下のとおり計算した。 a. 現在、伊方1, 2号炉は停止中であること、また、3号炉用の17×17型燃料は貯蔵しないことから、1, 2号炉 SFP に新たに使用済燃料が追加されることはない。したがって平成26年10月31日時点の貯蔵状況等を考慮することとし、燃料集合体を次のとおり分類する。 ・燃焼度(燃焼時間)については、サイクルを踏まえて0～10,000時間、10,000～20,000時間、20,000～30,000時間、30,000～40,000時間に分類し、それぞれの上限值を使用する。 ・冷却期間については、3年～4年、4年～5年、5年～7年、7年～10年、10年～に分類し、それぞれの下限值を使用する。 評価に用いた分類毎の燃料集合体の数量を表16-1及び表16-2に示す。なお、燃料は全てステップ2燃料とする。 b. 計算にはORIGEN2コードを使用し、線源強度は表16-3に示すとおり7群のガンマ線エネルギーに分類する。</p>	<p>【比較のため掲載順を入れ替え】</p> <p>資料2</p> <p>大飯1,2号炉 使用済燃料ピット発災時の線量影響の評価結果について</p> <p>大飯1,2号炉の使用済燃料ピット(以下「SFP」という。)の冷却水が喪失した場合の線量影響の評価を以下の通り実施した。 重大事故等発生時に必要な対応のうち1,2号炉 SFP 周辺で実施する活動としては、緊急時対策所用電源車に係る作業及び緊急時対策所への参集が想定され、これらの活動に対して1,2号炉 SFP 内の使用済燃料からの線量影響が最大となる地点を考慮して評価対象とした。また、重大事故等発生時には緊急時対策所で活動することから、緊急時対策所内についても評価対象とした。</p> <p>評価の結果、重大事故等発生時の SFP 周辺における屋外の対応作業や緊急時対策所内の活動が実施可能であることを確認した。</p> <p>1. 評価条件 保守性を考慮し以下の条件を設定して線量評価を実施した。</p> <p>(1) 線源の条件</p> <ul style="list-style-type: none"> ●SFP 冷却水が全量喪失した場合の燃料集合体の健全性は維持されるものとする。 ●使用済燃料集合体の線源強度はORIGEN2コードにて以下の条件にて算出した。 >燃料仕様：17×17燃料 >保管数量：1,2号炉629体 >保管中の使用済燃料の燃焼履歴を考慮 >保管中の使用済燃料の冷却年数を考慮(平成26年11月1日時点の冷却年数) ●SFP の冷却水は全て喪失しているものとし、水遮蔽の効果は見込まない。 	<p>資料2</p> <p>泊1号及び2号炉 使用済燃料ピット発災時の線量影響の評価結果について</p> <p>泊1号及び2号炉の使用済燃料ピット(以下「SFP」という。)の冷却水が喪失した場合の線量影響の評価を以下のとおり実施した。 重大事故等発生時に必要な対応のうち1号及び2号炉 SFP 周辺で実施する活動としては、緊急時対策所用発電機に係る作業及び緊急時対策所への参集が想定され、これらの活動に対して1号及び2号炉 SFP 内の使用済燃料からの線量影響が最大となる地点を考慮して評価対象とした。また、重大事故等発生時には緊急時対策所で活動することから、緊急時対策所指揮所内についても評価対象とした。</p> <p>評価の結果、重大事故等発生時の SFP 周辺における屋外の対応作業や緊急時対策所内の活動が実施可能であることを確認した。</p> <p>1. 評価条件 保守性を考慮し以下の条件を設定して、線量評価を実施した。</p> <p>(1) 線源強度 燃料集合体の線源強度は以下のとおり計算した。 a. 現在、泊1号及び2号炉は停止中であり、また、3号炉用の17×17型燃料は貯蔵しないことから、泊1号及び2号炉 SFP に新たに使用済燃料が追加されることはない。したがって、平成28年1月1日時点の燃料貯蔵状況等を考慮することとし、燃料集合体を次のとおり分類する。 ・燃焼度(燃焼時間)については、使用サイクル数を踏まえて0～10,000時間、10,000～20,000時間、20,000～30,000時間、30,000～40,000時間に分類し、それぞれの上限值を使用する。 ・冷却期間については、3年～4年、4年～5年、5年～7年、7年～10年、10年～に分類し、それぞれの下限值を使用する。 評価に用いた分類毎の燃料集合体の数量を表1及び表2に示す。なお、燃料はすべてステップ2燃料とする。 b. 計算にはORIGEN2コードを使用し、線源強度は表3に示すとおり7群のガンマ線エネルギーに分類する。</p>	<p>【伊方】 記載表現の相違(大飯と同様) 【伊方】 記載方針の相違(大飯と同様) 【大飯】 設備名称の相違 【大飯】 記載表現の相違 【伊方】 記載表現の相違 【大飯】 記載方針の相違(伊方と同様) 【伊方・大飯】 設備の相違 【伊方】 記載表現の相違</p>

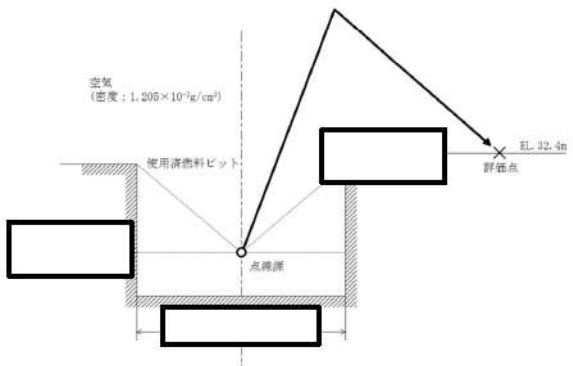
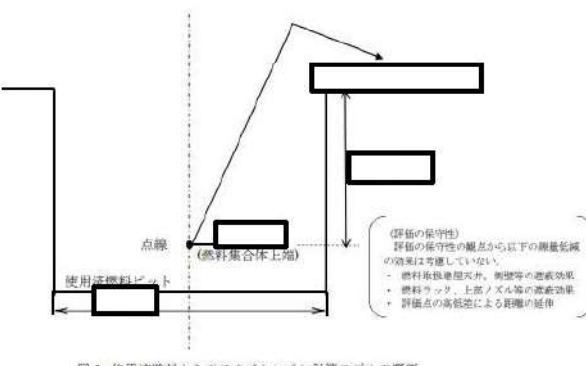
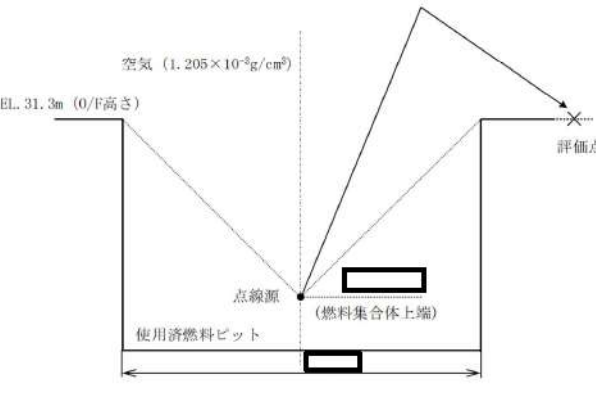
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

伊方発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
<p>表 16-1 伊方1号炉 SFP 燃料集合体の評価条件 (単位：体)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">燃焼度 (燃焼時間)</th> <th colspan="5">冷却期間</th> </tr> <tr> <th>3年</th> <th>4年</th> <th>5年</th> <th>7年</th> <th>10年</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>10,000時間</td> <td>16</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>20,000時間</td> <td>32</td> <td>0</td> <td>4</td> <td>0</td> <td>5</td> </tr> <tr> <td>30,000時間</td> <td>32</td> <td>0</td> <td>2</td> <td>1</td> <td>11</td> </tr> <tr> <td>40,000時間</td> <td>41</td> <td>41</td> <td>34</td> <td>8</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>121</td> <td>41</td> <td>50</td> <td>9</td> <td>16</td> </tr> </tbody> </table> <p>表 16-2 伊方2号炉 SFP 燃料集合体の評価条件 (単位：体)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">燃焼度 (燃焼時間)</th> <th colspan="5">冷却期間</th> </tr> <tr> <th>3年</th> <th>4年</th> <th>5年</th> <th>7年</th> <th>10年</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>10,000時間</td> <td>12</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>20,000時間</td> <td>26</td> <td>2</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>13</td> </tr> <tr> <td>30,000時間</td> <td>34</td> <td>8</td> <td>20</td> <td>1</td> <td>63</td> </tr> <tr> <td>40,000時間</td> <td>49</td> <td>19</td> <td>53</td> <td>16</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>121</td> <td>29</td> <td>73</td> <td>17</td> <td>76</td> </tr> </tbody> </table> <p>表 16-3 ガンマ線のエネルギー分類</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>代表エネルギー (MeV)</th> <th>エネルギー範囲 (MeV)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0.4</td> <td>$E \leq 0.4$</td> </tr> <tr> <td>0.8</td> <td>$0.4 < E \leq 0.9$</td> </tr> <tr> <td>1.3</td> <td>$0.9 < E \leq 1.35$</td> </tr> <tr> <td>1.7</td> <td>$1.35 < E \leq 1.8$</td> </tr> <tr> <td>2.2</td> <td>$1.8 < E \leq 2.2$</td> </tr> <tr> <td>2.5</td> <td>$2.2 < E \leq 2.6$</td> </tr> <tr> <td>3.5</td> <td>$2.6 < E$</td> </tr> </tbody> </table> <p>(2) 評価モデル</p> <p>1. 2号炉 SFP 周辺の評価点における線量評価モデルは以下のとおりとした。</p> <p>a. SFP 直上での作業を行うことはないこと、SFP 側壁のコンクリート厚さを踏まえ上部開口部以外における直接線の影響は無視できることから、鉛直上方向に放出されるガンマ線のスカイシャイン線の評価対象とする。</p> <p>b. (1) a. にて分類した各燃料集合体を、その上端部に位置する点線源に変換する。変換にあたっては、燃料集合体 の自己遮蔽を考慮し、SPAN-SLABコードを用いて上空での線量率を求め、当該位置においてその線量率と等価な線量率を与える点線源強度を設定する。</p>	燃焼度 (燃焼時間)	冷却期間					3年	4年	5年	7年	10年	10,000時間	16	0	0	0	0	20,000時間	32	0	4	0	5	30,000時間	32	0	2	1	11	40,000時間	41	41	34	8	0	合計	121	41	50	9	16	燃焼度 (燃焼時間)	冷却期間					3年	4年	5年	7年	10年	10,000時間	12	0	0	0	0	20,000時間	26	2	0	0	13	30,000時間	34	8	20	1	63	40,000時間	49	19	53	16	0	合計	121	29	73	17	76	代表エネルギー (MeV)	エネルギー範囲 (MeV)	0.4	$E \leq 0.4$	0.8	$0.4 < E \leq 0.9$	1.3	$0.9 < E \leq 1.35$	1.7	$1.35 < E \leq 1.8$	2.2	$1.8 < E \leq 2.2$	2.5	$2.2 < E \leq 2.6$	3.5	$2.6 < E$	<p>表 1 泊1号炉 SFP 燃料集合体の評価条件 (単位：体)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">燃焼度 (燃焼時間)</th> <th colspan="5">冷却期間</th> </tr> <tr> <th>3年</th> <th>4年</th> <th>5年</th> <th>7年</th> <th>10年</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>10,000時間</td> <td>0</td> <td>12</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>20,000時間</td> <td>0</td> <td>20</td> <td>4</td> <td>4</td> <td>3</td> </tr> <tr> <td>30,000時間</td> <td>0</td> <td>44</td> <td>12</td> <td>30</td> <td>96</td> </tr> <tr> <td>40,000時間</td> <td>0</td> <td>45</td> <td>41</td> <td>39</td> <td>54</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>0</td> <td>121</td> <td>57</td> <td>73</td> <td>153</td> </tr> </tbody> </table> <p>表 2 泊2号炉 SFP 燃料集合体の評価条件 (単位：体)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">燃焼度 (燃焼時間)</th> <th colspan="5">冷却期間</th> </tr> <tr> <th>3年</th> <th>4年</th> <th>5年</th> <th>7年</th> <th>10年</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>10,000時間</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>20,000時間</td> <td>0</td> <td>45</td> <td>4</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>30,000時間</td> <td>0</td> <td>35</td> <td>22</td> <td>4</td> <td>109</td> </tr> <tr> <td>40,000時間</td> <td>0</td> <td>41</td> <td>73</td> <td>52</td> <td>84</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>0</td> <td>121</td> <td>99</td> <td>56</td> <td>193</td> </tr> </tbody> </table> <p>表 3 ガンマ線のエネルギー分類</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>代表エネルギー (MeV)</th> <th>エネルギー範囲 (MeV)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0.4</td> <td>$E \leq 0.4$</td> </tr> <tr> <td>0.8</td> <td>$0.4 < E \leq 0.9$</td> </tr> <tr> <td>1.3</td> <td>$0.9 < E \leq 1.35$</td> </tr> <tr> <td>1.7</td> <td>$1.35 < E \leq 1.8$</td> </tr> <tr> <td>2.2</td> <td>$1.8 < E \leq 2.2$</td> </tr> <tr> <td>2.5</td> <td>$2.2 < E \leq 2.6$</td> </tr> <tr> <td>3.5</td> <td>$2.6 < E$</td> </tr> </tbody> </table> <p>(2) 評価モデル</p> <ul style="list-style-type: none"> ● SFP 側壁のコンクリート厚さは約 1.8m であり、上部開口部以外における直接線の影響は無視できることから、鉛直上方向に放出されるガンマ線のスカイシャインによる影響について評価を行うこととした。 ● スカイシャイン線の評価にあたっては、実績のある SCATTERING コードを使用した。 ● スカイシャイン計算モデルを図 1 に、緊急時対策所内の線量評価における遮蔽条件を図 2 に示す。 	燃焼度 (燃焼時間)	冷却期間					3年	4年	5年	7年	10年	10,000時間	0	12	0	0	0	20,000時間	0	20	4	4	3	30,000時間	0	44	12	30	96	40,000時間	0	45	41	39	54	合計	0	121	57	73	153	燃焼度 (燃焼時間)	冷却期間					3年	4年	5年	7年	10年	10,000時間	0	0	0	0	0	20,000時間	0	45	4	0	0	30,000時間	0	35	22	4	109	40,000時間	0	41	73	52	84	合計	0	121	99	56	193	代表エネルギー (MeV)	エネルギー範囲 (MeV)	0.4	$E \leq 0.4$	0.8	$0.4 < E \leq 0.9$	1.3	$0.9 < E \leq 1.35$	1.7	$1.35 < E \leq 1.8$	2.2	$1.8 < E \leq 2.2$	2.5	$2.2 < E \leq 2.6$	3.5	$2.6 < E$	<p>表 1 泊1号炉 SFP 燃料集合体の評価条件 (単位：体)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">燃焼度 (燃焼時間)</th> <th colspan="5">冷却期間</th> </tr> <tr> <th>3年</th> <th>4年</th> <th>5年</th> <th>7年</th> <th>10年</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>10,000時間</td> <td>0</td> <td>12</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>20,000時間</td> <td>0</td> <td>20</td> <td>4</td> <td>4</td> <td>3</td> </tr> <tr> <td>30,000時間</td> <td>0</td> <td>44</td> <td>12</td> <td>30</td> <td>96</td> </tr> <tr> <td>40,000時間</td> <td>0</td> <td>45</td> <td>41</td> <td>39</td> <td>54</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>0</td> <td>121</td> <td>57</td> <td>73</td> <td>153</td> </tr> </tbody> </table> <p>表 2 泊2号炉 SFP 燃料集合体の評価条件 (単位：体)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">燃焼度 (燃焼時間)</th> <th colspan="5">冷却期間</th> </tr> <tr> <th>3年</th> <th>4年</th> <th>5年</th> <th>7年</th> <th>10年</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>10,000時間</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>20,000時間</td> <td>0</td> <td>45</td> <td>4</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>30,000時間</td> <td>0</td> <td>35</td> <td>22</td> <td>4</td> <td>109</td> </tr> <tr> <td>40,000時間</td> <td>0</td> <td>41</td> <td>73</td> <td>52</td> <td>84</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>0</td> <td>121</td> <td>99</td> <td>56</td> <td>193</td> </tr> </tbody> </table> <p>表 3 ガンマ線のエネルギー分類</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>代表エネルギー (MeV)</th> <th>エネルギー範囲 (MeV)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0.4</td> <td>$E \leq 0.4$</td> </tr> <tr> <td>0.8</td> <td>$0.4 < E \leq 0.9$</td> </tr> <tr> <td>1.3</td> <td>$0.9 < E \leq 1.35$</td> </tr> <tr> <td>1.7</td> <td>$1.35 < E \leq 1.8$</td> </tr> <tr> <td>2.2</td> <td>$1.8 < E \leq 2.2$</td> </tr> <tr> <td>2.5</td> <td>$2.2 < E \leq 2.6$</td> </tr> <tr> <td>3.5</td> <td>$2.6 < E$</td> </tr> </tbody> </table> <p>(2) 評価モデル</p> <p>泊1号及び2号炉 SFP 周辺の評価点における線量評価モデルは以下のとおりとした。</p> <p>a. SFP 直上での作業を行うことはないこと、SFP 側壁のコンクリート厚さを踏まえ上部開口部以外における直接線の影響は無視できることから、鉛直上方向に放出されるガンマ線のスカイシャイン線の評価対象とする。</p> <p>b. (1) a. にて分類した各燃料集合体を、その上端部に位置する点線源に変換する。変換にあたっては、燃料集合体の自己遮蔽を考慮し、SPAN-SLABコードを用いて上空での線量率を求め、当該位置においてその線量率と等価な線量率を与える点線源強度を設定する。</p>	燃焼度 (燃焼時間)	冷却期間					3年	4年	5年	7年	10年	10,000時間	0	12	0	0	0	20,000時間	0	20	4	4	3	30,000時間	0	44	12	30	96	40,000時間	0	45	41	39	54	合計	0	121	57	73	153	燃焼度 (燃焼時間)	冷却期間					3年	4年	5年	7年	10年	10,000時間	0	0	0	0	0	20,000時間	0	45	4	0	0	30,000時間	0	35	22	4	109	40,000時間	0	41	73	52	84	合計	0	121	99	56	193	代表エネルギー (MeV)	エネルギー範囲 (MeV)	0.4	$E \leq 0.4$	0.8	$0.4 < E \leq 0.9$	1.3	$0.9 < E \leq 1.35$	1.7	$1.35 < E \leq 1.8$	2.2	$1.8 < E \leq 2.2$	2.5	$2.2 < E \leq 2.6$	3.5	$2.6 < E$	<p>【大飯】 記載方針の相違 (伊方と同様)</p> <p>【大飯】 記載表現の相違 (伊方と同様)</p> <p>【大飯】 記載内容の相違 (伊方と同様)</p>
燃焼度 (燃焼時間)		冷却期間																																																																																																																																																																																																																																																																																																							
	3年	4年	5年	7年	10年																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
10,000時間	16	0	0	0	0																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
20,000時間	32	0	4	0	5																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
30,000時間	32	0	2	1	11																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
40,000時間	41	41	34	8	0																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
合計	121	41	50	9	16																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
燃焼度 (燃焼時間)	冷却期間																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
	3年	4年	5年	7年	10年																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
10,000時間	12	0	0	0	0																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
20,000時間	26	2	0	0	13																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
30,000時間	34	8	20	1	63																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
40,000時間	49	19	53	16	0																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
合計	121	29	73	17	76																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
代表エネルギー (MeV)	エネルギー範囲 (MeV)																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
0.4	$E \leq 0.4$																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
0.8	$0.4 < E \leq 0.9$																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
1.3	$0.9 < E \leq 1.35$																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
1.7	$1.35 < E \leq 1.8$																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
2.2	$1.8 < E \leq 2.2$																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
2.5	$2.2 < E \leq 2.6$																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
3.5	$2.6 < E$																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
燃焼度 (燃焼時間)	冷却期間																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
	3年	4年	5年	7年	10年																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
10,000時間	0	12	0	0	0																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
20,000時間	0	20	4	4	3																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
30,000時間	0	44	12	30	96																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
40,000時間	0	45	41	39	54																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
合計	0	121	57	73	153																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
燃焼度 (燃焼時間)	冷却期間																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
	3年	4年	5年	7年	10年																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
10,000時間	0	0	0	0	0																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
20,000時間	0	45	4	0	0																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
30,000時間	0	35	22	4	109																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
40,000時間	0	41	73	52	84																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
合計	0	121	99	56	193																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
代表エネルギー (MeV)	エネルギー範囲 (MeV)																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
0.4	$E \leq 0.4$																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
0.8	$0.4 < E \leq 0.9$																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
1.3	$0.9 < E \leq 1.35$																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
1.7	$1.35 < E \leq 1.8$																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
2.2	$1.8 < E \leq 2.2$																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
2.5	$2.2 < E \leq 2.6$																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
3.5	$2.6 < E$																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
燃焼度 (燃焼時間)	冷却期間																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
	3年	4年	5年	7年	10年																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
10,000時間	0	12	0	0	0																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
20,000時間	0	20	4	4	3																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
30,000時間	0	44	12	30	96																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
40,000時間	0	45	41	39	54																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
合計	0	121	57	73	153																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
燃焼度 (燃焼時間)	冷却期間																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
	3年	4年	5年	7年	10年																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
10,000時間	0	0	0	0	0																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
20,000時間	0	45	4	0	0																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
30,000時間	0	35	22	4	109																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
40,000時間	0	41	73	52	84																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
合計	0	121	99	56	193																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
代表エネルギー (MeV)	エネルギー範囲 (MeV)																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
0.4	$E \leq 0.4$																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
0.8	$0.4 < E \leq 0.9$																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
1.3	$0.9 < E \leq 1.35$																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
1.7	$1.35 < E \leq 1.8$																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
2.2	$1.8 < E \leq 2.2$																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
2.5	$2.2 < E \leq 2.6$																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
3.5	$2.6 < E$																																																																																																																																																																																																																																																																																																								

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

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

伊方発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>c. 評価モデルの概要を図16-1に示す。評価点におけるスカイシャイン線量率の計算にあたっては、b.にて設定した点線源がSFPの中心に配置されているものとしてSCATTERINGコードにより計算する。</p> <p>d. 水遮蔽の効果は考慮しない。</p> <p>e. 燃料取扱建屋天井、側壁及び燃料ラック等の遮蔽効果は考慮しない。</p> <p>f. 影響評価にあたって設定する評価点とその評価条件を図16-2及び表16-4に示す。 緊急時対策所(EL.32m)へのアクセス性の観点から保修建家外表面を、各活動場所へのアクセス性の観点から緊急時対策所(EL.32m)最近接点を選定する。</p> <p>また、居住性の観点から緊急時対策所(EL.32m)中心点を選定する。 中心点の評価では、コンクリート(密度:2.15g/cm³)による遮蔽効果を考慮する。</p>  <p>図16-1 スカイシャイン線量の評価モデル</p>	<p>大飯発電所3/4号炉</p>  <p>図1 使用済燃料からのスカイシャイン計算モデルの概要</p> <p>(評価の保守性) 評価の保守性の観点から以下の遮蔽効果の効果を考慮していない。 ・燃料取扱建屋天井、側壁等の遮蔽効果 ・燃料ラック、上部ノズル等の遮蔽効果 ・評価点の高差による距離の延伸</p>	<p>泊発電所3号炉</p> <p>c. 評価モデルの概要を図1に示す。評価点におけるスカイシャイン線量率の計算にあたっては、b.にて設定した点線源がSFPの中心に配置されているものとしてSCATTERINGコードにより計算する。</p> <p>d. 水遮蔽の効果は考慮しない。</p> <p>e. 燃料取扱棟天井、側壁及び使用済燃料ラック等の遮蔽効果は考慮しない。</p> <p>f. 影響評価に当たって設定する評価点とその評価条件を図2及び表4に示す。 緊急時対策所へのアクセス性の観点から2号炉SFP最近接点を評価点として選定する。 緊急時対策所近傍の屋外作業となる緊急時対策所用発電機への燃料補給作業地点を評価点として選定する。</p> <p>また、居住性の観点から緊急時対策所指揮所中心点を評価点として選定する。 中心点の評価では、コンクリート(密度:2.15g/cm³)による遮蔽効果を考慮する。</p>  <p>図1 スカイシャイン線量の評価モデル</p>	<p>相違理由</p> <p>【伊方】 記載表現の相違</p> <p>【伊方】 記載内容の相違</p> <p>【伊方】 記載表現の相違</p>
<p>枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。</p>		<p>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。</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）

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

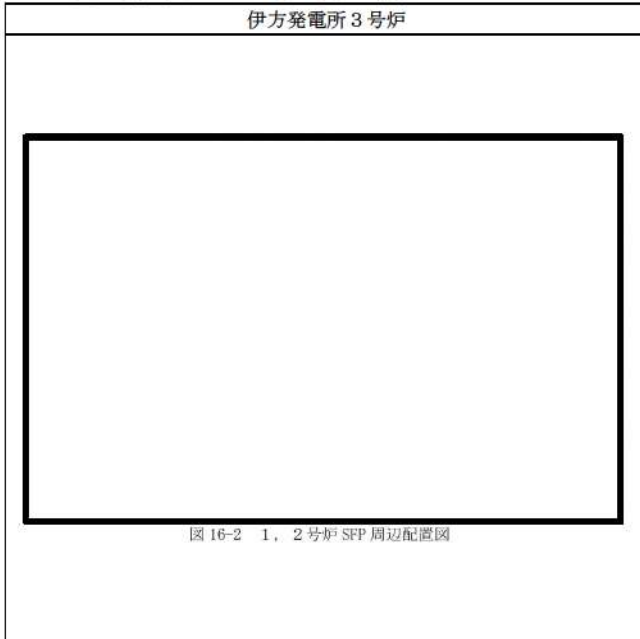
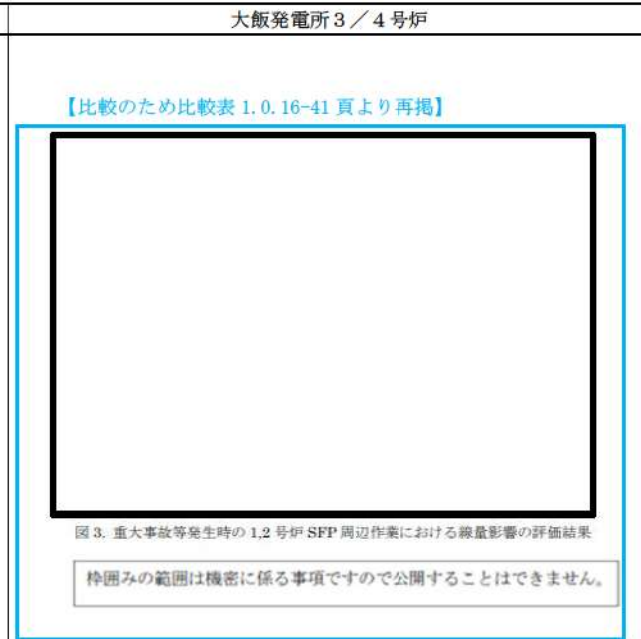


図16-2 1、2号炉SFP周辺配置図



【比較のため比較表1.0.16-41頁より再掲】

図3. 重大事故等発生時の1,2号炉SFP周辺作業における線量影響の評価結果

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

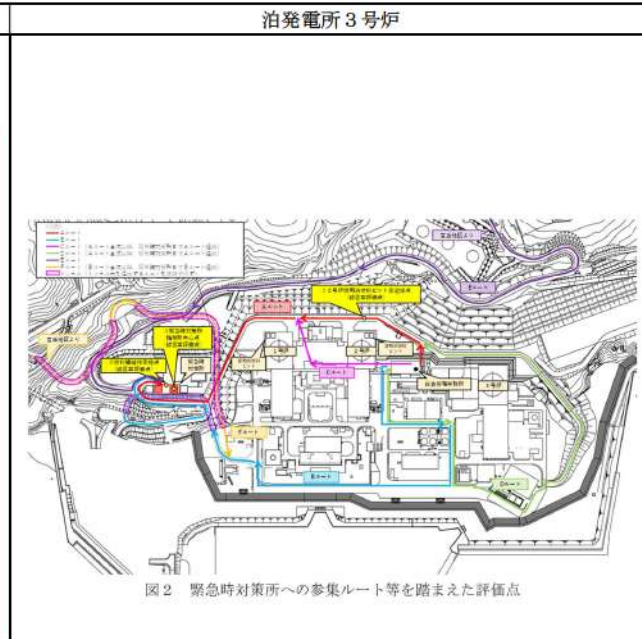


図2 緊急時対策所への参集ルート等を踏まえた評価点

表16-4 緊急時対策所(EL.32m)にかかる評価条件

評価点	SFP 中心からの距離(m)		コンクリート厚さ※(cm)
保修建家 外表面	1号炉	40	—
	2号炉	40	—
緊急時対策所 (EL.32m) 最近接点	1号炉	33	—
	2号炉	90	—
緊急時対策所 (EL.32m) 中心点	1号炉	43	80
	2号炉	99	80

※評価にあたっては、マイナス側許容差5mmを考慮する。

2. 評価結果

線量率の評価結果を表16-5に示す。

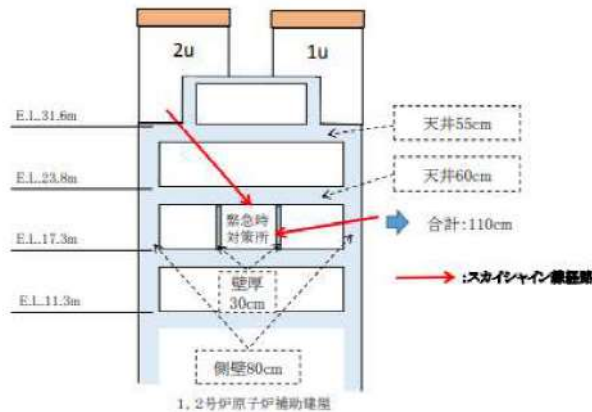


図2. 緊急時対策所内の線量評価における遮蔽条件

2. 評価結果

1,2号炉のSFPが冷却水を喪失したことを前提に周辺の線量影響について評価を行った。線量影響の評価結果を図3に示す。

表4 緊急時対策所にかかる評価条件

評価点	SFP 中心からの距離(m)		コンクリート厚さ※(cm)
①参集ルートのうち 2号炉SFP最近接点	1号炉	約196m	—
	2号炉	約36m	—
②緊急時対策所用発電機 への燃料補給作業地点	1号炉	約220m	—
	2号炉	約407m	—
③緊急時対策所 指揮所中心点	1号炉	約217m	65
	2号炉	約402m	65

※評価に当たっては、マイナス側許容差5mmを考慮する。

2. 評価結果

線量率の評価結果を表5に示す。

【大飯】
 記載方針の相違
 ・泊は、線量率評価点を図2に示しており、線量率の評価結果については、表5に整理している。(伊方と同様)

【大飯】
 記載方針の相違
 ・泊は評価が最も厳しくなる値を代表的に記載
 (伊方と同様)

【大飯】
 記載表現の相違
 (伊方と同様)

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

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

伊方発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																
<p>表 16-5 1, 2号 SFP 冷却水喪失時の線量評価結果</p> <table border="1" data-bbox="145 223 660 494"> <thead> <tr> <th rowspan="2">評価点</th> <th colspan="2">線量率(mSv/h)</th> <th rowspan="2">合計</th> </tr> <tr> <th>号炉別</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">保修建家 外表面</td> <td>1号炉 SFP</td> <td>3.2</td> <td rowspan="2">8.2</td> </tr> <tr> <td>2号炉 SFP</td> <td>5.0</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">緊急時対策所 (EL. 32m) 最近接点</td> <td>1号炉 SFP</td> <td>4.2</td> <td rowspan="2">5.8</td> </tr> <tr> <td>2号炉 SFP</td> <td>1.6</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">緊急時対策所 (EL. 32m) 中心点</td> <td>1号炉 SFP</td> <td>5.2×10^{-4}</td> <td rowspan="2">7.6×10^{-4}</td> </tr> <tr> <td>2号炉 SFP</td> <td>2.5×10^{-4}</td> </tr> </tbody> </table> <p>保修建家外表面における線量率は約 8.2mSv/h、緊急時対策所(EL. 32m)最近接点における線量率は約 5.8mSv/h となった。</p> <p>緊急時対策所(EL. 32m)及び各活動場所への移動に際し、評価点近傍を通過する時間が短いことを考慮すると、アクセス性に問題はない。</p> <p>また、緊急時対策所(EL. 32m)中心点における線量率は約 0.76 μ Sv/h であり、7日間の滞在を考慮しても約 0.13mSv 程度であるため、居住性に与える影響は極めて小さい。</p>	評価点	線量率(mSv/h)		合計	号炉別		保修建家 外表面	1号炉 SFP	3.2	8.2	2号炉 SFP	5.0	緊急時対策所 (EL. 32m) 最近接点	1号炉 SFP	4.2	5.8	2号炉 SFP	1.6	緊急時対策所 (EL. 32m) 中心点	1号炉 SFP	5.2×10^{-4}	7.6×10^{-4}	2号炉 SFP	2.5×10^{-4}	<p>緊急時対策所内への線量影響は約 0.03 μ Sv/h と評価され、7日間の滞在でも約 5 μ Sv 程度の影響であり、重大事故等発生時における活動に影響はない。</p> <p>緊急時対策所への参集などのアクセス(屋内を含む)においては最大地点で約 10mSv/h となるが、当該場所にとどまって作業することはないことから、被ばく線量への影響は限定的である。</p> <p>また、重大事故等発生時の1,2号炉 SFP 周辺での作業としては、緊急時対策所用電源車に係る作業等が想定されるが、作業を実施する場所における線量影響の評価結果は、約 5mSv/h となる。 SFP 周辺の作業に伴い当該地点に滞在する時間(1日あたり1時間以下)が限られていることから、重大事故等発生時におけるこれらの活動が可能である。</p>	<p>表 5 泊1号及び2号炉 SFP 冷却水喪失時の線量評価結果</p> <table border="1" data-bbox="1377 207 1971 414"> <thead> <tr> <th rowspan="2">評価点</th> <th colspan="2">線量率(mSv/h)</th> <th rowspan="2">合計</th> </tr> <tr> <th>号炉別</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">①参集ルートのうち 2号炉 SFP 最近接点</td> <td>1号炉 SFP</td> <td>約 3.2×10^{-1}</td> <td rowspan="2">約 6.4</td> </tr> <tr> <td>2号炉 SFP</td> <td>約 6.0</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">②緊急時対策所用発電機 への燃料補給作業地点</td> <td>1号炉 SFP</td> <td>約 2.7×10^{-1}</td> <td rowspan="2">約 3.1×10^{-1}</td> </tr> <tr> <td>2号炉 SFP</td> <td>約 3.8×10^{-2}</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">③緊急時対策所 指揮所中心点</td> <td>1号炉 SFP</td> <td>約 3.4×10^{-4}</td> <td rowspan="2">約 3.8×10^{-4}</td> </tr> <tr> <td>2号炉 SFP</td> <td>約 4.7×10^{-5}</td> </tr> </tbody> </table> <p>緊急時対策所指揮所中心点における線量率は約 0.38 μ Sv/h であり、7日間の滞在を考慮しても約 0.064mSv であるため、居住性に与える影響は極めて小さい。</p> <p>緊急時対策所への参集等のアクセスにおいては最大地点で約 6.4mSv/h となるが、当該場所にとどまって作業することはないことから、被ばく線量への影響は限定的である。</p> <p>また、重大事故等発生時の緊急時対策所近傍の屋外作業としては、緊急時対策所用発電機への燃料補給作業が想定されるが、作業を実施する場所における線量率は、約 0.31mSv/h となる。 緊急時対策所近傍の屋外周辺の作業に伴い当該地点に滞在する時間(1日あたり1時間以下)が限られており、7日間の燃料補給作業を考慮しても約 0.12mSv であるため、重大事故等発生時におけるこれらの活動が可能である。</p>	評価点	線量率(mSv/h)		合計	号炉別		①参集ルートのうち 2号炉 SFP 最近接点	1号炉 SFP	約 3.2×10^{-1}	約 6.4	2号炉 SFP	約 6.0	②緊急時対策所用発電機 への燃料補給作業地点	1号炉 SFP	約 2.7×10^{-1}	約 3.1×10^{-1}	2号炉 SFP	約 3.8×10^{-2}	③緊急時対策所 指揮所中心点	1号炉 SFP	約 3.4×10^{-4}	約 3.8×10^{-4}	2号炉 SFP	約 4.7×10^{-5}	<p>【大飯】 記載方針の相違 ・泊は、線量評価結果を表に整理した。(伊方と同様) ・緊急時対策所への参集ルート上で、使用済燃料からの線量影響が最大となる地点は2号炉 SFP 最近接点</p> <p>【大飯】 記載表現の相違 (伊方と同様) 【伊方・大飯】 評価結果の相違</p> <p>【伊方】 記載表現の相違 (大飯と同様) 【大飯】 評価結果の相違</p> <p>【伊方】 記載方針の相違 ・泊と大飯は本資料で緊急時対策所近傍での作業に関する被ばくを評価 【大飯】 記載方針の相違 ・7日間の被ばく線量を記載する方針は伊方と同様 【伊方・大飯】 評価結果の相違</p>
評価点		線量率(mSv/h)			合計																																														
	号炉別																																																		
保修建家 外表面	1号炉 SFP	3.2	8.2																																																
	2号炉 SFP	5.0																																																	
緊急時対策所 (EL. 32m) 最近接点	1号炉 SFP	4.2	5.8																																																
	2号炉 SFP	1.6																																																	
緊急時対策所 (EL. 32m) 中心点	1号炉 SFP	5.2×10^{-4}	7.6×10^{-4}																																																
	2号炉 SFP	2.5×10^{-4}																																																	
評価点	線量率(mSv/h)		合計																																																
	号炉別																																																		
①参集ルートのうち 2号炉 SFP 最近接点	1号炉 SFP	約 3.2×10^{-1}	約 6.4																																																
	2号炉 SFP	約 6.0																																																	
②緊急時対策所用発電機 への燃料補給作業地点	1号炉 SFP	約 2.7×10^{-1}	約 3.1×10^{-1}																																																
	2号炉 SFP	約 3.8×10^{-2}																																																	
③緊急時対策所 指揮所中心点	1号炉 SFP	約 3.4×10^{-4}	約 3.8×10^{-4}																																																
	2号炉 SFP	約 4.7×10^{-5}																																																	

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

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

伊方発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>以上より、1、2号SFP発災時においても、緊急時対策所(EL.32m)を拠点とする活動に支障がないことを確認した。</p>	<div data-bbox="779 199 1301 571" style="border: 2px solid black; width: 100%; height: 100%;"></div> <p data-bbox="801 574 1296 592">図3. 重大事故等発生時の1,2号炉SFP周辺作業における線量影響の評価結果</p> <div data-bbox="792 608 1337 651" style="border: 1px solid gray; padding: 2px;"> <p>枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。</p> </div> <p data-bbox="739 692 840 713">3. まとめ</p> <ul style="list-style-type: none"> <li data-bbox="779 719 1350 772">●大飯1,2号炉のSFP冷却水が喪失した場合の周辺における線量影響を評価した。 <li data-bbox="779 807 1350 860">●緊急時対策所内への線量影響は極めて小さく、緊急時対策所の居住性に与える影響はほとんどないことを確認した。 <li data-bbox="779 866 1350 948">●また、重大事故等発生時にSFP周辺で実施されることが想定される作業の線量影響が限定的であり、屋内外の対応作業が実施可能であることを確認した。 <p data-bbox="1305 954 1350 975">以上</p> <p data-bbox="992 1010 1097 1031">【掲載終了】</p>	<p>以上より、泊1号及び2号炉SFP発災時においても、緊急時対策所を拠点とする活動に支障がないことを確認した。</p> <p data-bbox="1944 954 1989 975">以上</p>	<p data-bbox="2011 199 2157 304">【大飯】記載方針の相違 比較表 1.0.16-39 頁にて比較</p> <p data-bbox="2011 692 2134 774">【大飯】記載表現の相違 (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）

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

伊方発電所3号炉	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1</p> <p style="text-align: center;">伊方1, 2号炉 SFP 発災時の燃料健全性評価に用いた崩壊熱について</p> <p>伊方1, 2号炉 SFP の冷却水が全量喪失した状態を想定した場合の燃料健全性評価に用いた崩壊熱については、ステップ2燃料の安全審査時に用いた評価条件を基に以下の通り算出した。</p> <p>1. ステップ2燃料の安全審査での評価条件</p> <p>表16-別添1-1 伊方1, 2号炉安全審査における SFP 熱負荷評価条件</p> <table border="1" data-bbox="100 510 660 805"> <tr><td>崩壊熱曲線</td><td>伊方1(2)号炉</td></tr> <tr><td>燃料条件</td><td>・ F P 崩壊熱：日本原子力学会推奨値+不確定性(3σ) ※ ・ アクチニド崩壊熱：ORIGEN2 コード評価値+不確定性(20%)</td></tr> <tr><td>照射回数</td><td>3サイクル照射取出</td></tr> <tr><td>運転期間</td><td>13ヶ月</td></tr> <tr><td>停止期間</td><td>30日</td></tr> <tr><td>燃料取出期間</td><td>9.5日</td></tr> <tr><td>燃料取出スキーム</td><td>1/3 炉心分が定検ごとに SFP に取り出され、また、1(2)号炉の全炉心分とあわせて SFP 貯蔵容量一杯に保管されているものと仮定</td></tr> </table> <p>※：「軽水炉動力炉の非常用炉心冷却系の性能評価指針（昭和56年7月20日原子力安全委員会決定、平成4年6月11日一部改定）」においてその使用が認められている。</p> <p>2. 今回の評価に用いる崩壊熱 今回の評価に用いる SFP 保管燃料の崩壊熱については、ステップ2燃料の安全審査で用いた発熱量および冷却期間を基に実際の冷却期間に応じた崩壊熱を算出した。 具体的には、 ① 例えば、伊方1号炉の1,153日冷却の燃料（前サイクル装荷燃料121体）については、冷却日数が2サイクル冷却（860日）と3サイクル冷却（1,285日）の間で内挿することにより算出した。その他冷却期間の燃料についても同様に算出した。 ② 1号炉の6サイクル冷却（2,560日）以上の冷却燃料については、保守的に全て6サイクル冷却燃料として扱う。 ③ 2号炉の9サイクル冷却（3,835日）以上の冷却燃料については、保守的に全て9サイクル冷却燃料として扱う。 ④ 実際の燃焼度にかかわらず、保守的に全て55,000MWd/tと設定する。</p>	崩壊熱曲線	伊方1(2)号炉	燃料条件	・ F P 崩壊熱：日本原子力学会推奨値+不確定性(3σ) ※ ・ アクチニド崩壊熱：ORIGEN2 コード評価値+不確定性(20%)	照射回数	3サイクル照射取出	運転期間	13ヶ月	停止期間	30日	燃料取出期間	9.5日	燃料取出スキーム	1/3 炉心分が定検ごとに SFP に取り出され、また、1(2)号炉の全炉心分とあわせて SFP 貯蔵容量一杯に保管されているものと仮定	<p style="text-align: center;">添付1</p> <p style="text-align: center;">大飯1,2号炉 使用済燃料ピット発災時の燃料健全性評価に用いた崩壊熱について</p> <p>大飯1,2号炉の使用済燃料ピット（以下「SFP」という。）の冷却水が全量喪失した状態を想定した場合の燃料健全性評価に用いた崩壊熱については、55GWd/t 燃料の安全審査時に用いた評価条件を元に以下の通り算出した。</p> <p>1. 55GWd/t 燃料の安全審査での評価条件</p> <p>表1 大飯1,2号炉安全審査における使用済燃料ピット熱負荷評価条件</p> <table border="1" data-bbox="750 510 1310 805"> <tr><td>崩壊熱曲線</td><td>大飯1, 2号炉</td></tr> <tr><td>燃料条件</td><td>・ F P 崩壊熱：日本原子力学会推奨値+不確定性(3σ) ※ ・ アクチニド崩壊熱：ORIGEN2 コード評価値+不確定性(20%)</td></tr> <tr><td>照射回数</td><td>3サイクル照射取出</td></tr> <tr><td>運転期間</td><td>13ヶ月</td></tr> <tr><td>停止期間</td><td>30日</td></tr> <tr><td>燃料取出期間</td><td>8.5日</td></tr> <tr><td>燃料取出スキーム</td><td>1号炉または2号炉の定検が終了した時点で次の定検に入るとい定検期間の差がもっとも短い場合を想定し、1/3 炉心分が定検ごとに使用済燃料ピットに取り出され、また、1号炉または2号炉の全炉心分とあわせて使用済ピット貯蔵容量一杯に保管されているものと仮定</td></tr> </table> <p>※：「軽水炉動力炉の非常用炉心冷却系の性能評価指針（昭和56年7月20日原子力安全委員会決定、平成4年6月11日一部改定）」においてその使用が認められている。</p> <p>2. 今回の評価に用いる崩壊熱 今回の評価にあたっては、SFP 保管燃料の崩壊熱について、実際の冷却日数をもとに、55GWd/t 燃料の安全審査で用いた発熱量から保守的に算出した。 具体的には、 >例えば、大飯2号炉の1051日冷却の燃料（前サイクル装荷燃料193体）については、冷却日数が2サイクル冷却（889日）と3サイクル冷却（1285日）の間で内挿することにより算出した。その他冷却期間の燃料についても同様に算出した >4サイクル冷却（1710日）以上の冷却燃料については、保守的に全て4サイクル冷却燃料として扱う。 >実際の燃焼度にかかわらず、保守的に全て55,000MWd/tと設定する。 >冷却日数については、崩壊熱を保守的に見積もるため、平成26年11月1日時点での冷却日数にて評価を行った。</p>	崩壊熱曲線	大飯1, 2号炉	燃料条件	・ F P 崩壊熱：日本原子力学会推奨値+不確定性(3σ) ※ ・ アクチニド崩壊熱：ORIGEN2 コード評価値+不確定性(20%)	照射回数	3サイクル照射取出	運転期間	13ヶ月	停止期間	30日	燃料取出期間	8.5日	燃料取出スキーム	1号炉または2号炉の定検が終了した時点で次の定検に入るとい定検期間の差がもっとも短い場合を想定し、1/3 炉心分が定検ごとに使用済燃料ピットに取り出され、また、1号炉または2号炉の全炉心分とあわせて使用済ピット貯蔵容量一杯に保管されているものと仮定	<p style="text-align: center;">添付1</p> <p style="text-align: center;">泊1号及び2号炉 使用済燃料ピット発災時の燃料健全性評価に用いた崩壊熱について</p> <p>泊1号及び2号炉の使用済燃料ピット（以下「SFP」という。）の冷却水が全量喪失した状態を想定した場合の燃料健全性評価に用いた崩壊熱については、ステップ2燃料の安全審査時に用いた評価条件を基に以下の通り算出した。</p> <p>1. ステップ2燃料の安全審査での評価条件</p> <p>表1 泊1号及び2号炉安全審査における使用済燃料ピット熱負荷評価条件</p> <table border="1" data-bbox="1388 510 1948 805"> <tr><td>崩壊熱曲線</td><td>泊1(2)号炉</td></tr> <tr><td>燃料条件</td><td>・ F P 崩壊熱：日本原子力学会推奨値+不確定性(3σ) ※ ・ アクチニド崩壊熱：ORIGEN2 コード評価値+不確定性(20%)</td></tr> <tr><td>照射回数</td><td>3サイクル照射取出</td></tr> <tr><td>運転期間</td><td>13ヶ月</td></tr> <tr><td>停止期間</td><td>30日</td></tr> <tr><td>燃料取出期間</td><td>7.5日</td></tr> <tr><td>燃料取出スキーム</td><td>1/3 炉心分が定検ごとに使用済燃料ピットに取り出され、また、1(2)号炉の全炉心分とあわせて使用済ピット貯蔵容量一杯に保管されているものと仮定</td></tr> </table> <p>※：「軽水炉動力炉の非常用炉心冷却系の性能評価指針（昭和56年7月20日原子力安全委員会決定、平成4年6月11日一部改定）」においてその使用が認められている。</p> <p>2. 今回の評価に用いる崩壊熱 今回の評価に用いる SFP 保管燃料の崩壊熱については、ステップ2燃料の安全審査で用いた発熱量及び冷却期間を基に実際の冷却期間に応じた崩壊熱を算出した。 具体的には、 ① 例えば、泊1号炉の1715日冷却の燃料（前サイクル装荷燃料121体）については、冷却日数が4サイクル冷却（1708日）と5サイクル冷却（2133日）の間で内挿することにより算出した。その他冷却期間の燃料についても同様に算出した。 ② 1号炉の7サイクル冷却（2983日）以上の冷却燃料については、保守的にすべて7サイクル冷却燃料として扱う。 ③ 2号炉の7サイクル冷却（2983日）以上の冷却燃料については、保守的にすべて7サイクル冷却燃料として扱う。 ④ 実際の燃焼度にかかわらず、保守的にすべて55,000MWd/tと設定する。</p>	崩壊熱曲線	泊1(2)号炉	燃料条件	・ F P 崩壊熱：日本原子力学会推奨値+不確定性(3σ) ※ ・ アクチニド崩壊熱：ORIGEN2 コード評価値+不確定性(20%)	照射回数	3サイクル照射取出	運転期間	13ヶ月	停止期間	30日	燃料取出期間	7.5日	燃料取出スキーム	1/3 炉心分が定検ごとに使用済燃料ピットに取り出され、また、1(2)号炉の全炉心分とあわせて使用済ピット貯蔵容量一杯に保管されているものと仮定	<p>【伊方】 記載表現の相違（大飯と同様）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（伊方と同様）</p> <p>【伊方・大飯】 設計の相違 ・燃料取出期間及び燃料取出スキームについては過去の安全審査での取扱いが異なる</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（伊方と同様）</p> <p>【伊方・大飯】 記載内容の相違 ・各プラントの冷却日数に相当するサイクル冷却数を記載しているが、考え方は同様</p> <p>【大飯】 設備の相違</p> <p>【大飯】 記載方針の相違 ・泊は平成28年1</p>
崩壊熱曲線	伊方1(2)号炉																																												
燃料条件	・ F P 崩壊熱：日本原子力学会推奨値+不確定性(3σ) ※ ・ アクチニド崩壊熱：ORIGEN2 コード評価値+不確定性(20%)																																												
照射回数	3サイクル照射取出																																												
運転期間	13ヶ月																																												
停止期間	30日																																												
燃料取出期間	9.5日																																												
燃料取出スキーム	1/3 炉心分が定検ごとに SFP に取り出され、また、1(2)号炉の全炉心分とあわせて SFP 貯蔵容量一杯に保管されているものと仮定																																												
崩壊熱曲線	大飯1, 2号炉																																												
燃料条件	・ F P 崩壊熱：日本原子力学会推奨値+不確定性(3σ) ※ ・ アクチニド崩壊熱：ORIGEN2 コード評価値+不確定性(20%)																																												
照射回数	3サイクル照射取出																																												
運転期間	13ヶ月																																												
停止期間	30日																																												
燃料取出期間	8.5日																																												
燃料取出スキーム	1号炉または2号炉の定検が終了した時点で次の定検に入るとい定検期間の差がもっとも短い場合を想定し、1/3 炉心分が定検ごとに使用済燃料ピットに取り出され、また、1号炉または2号炉の全炉心分とあわせて使用済ピット貯蔵容量一杯に保管されているものと仮定																																												
崩壊熱曲線	泊1(2)号炉																																												
燃料条件	・ F P 崩壊熱：日本原子力学会推奨値+不確定性(3σ) ※ ・ アクチニド崩壊熱：ORIGEN2 コード評価値+不確定性(20%)																																												
照射回数	3サイクル照射取出																																												
運転期間	13ヶ月																																												
停止期間	30日																																												
燃料取出期間	7.5日																																												
燃料取出スキーム	1/3 炉心分が定検ごとに使用済燃料ピットに取り出され、また、1(2)号炉の全炉心分とあわせて使用済ピット貯蔵容量一杯に保管されているものと仮定																																												

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

伊方発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>上記方法により、伊方1、2号炉 SFP 発災時の燃料健全性評価用の崩壊熱を表 16-別-添 1-2、表 16-別-添 1-3 のとおり算出した。</p> <p>3. 結論 伊方1、2号炉 SFP 発災時の燃料健全性評価用の崩壊熱については、伊方1号は 2.1kW、伊方2号は 2.4kW とする。</p> <p>なお、SFP 全体の崩壊熱は、1号炉は約 397kW、2号炉は約 484kW である。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>上記方法により、大飯1,2号炉使用済燃料ピット発災時の燃料健全性評価用の崩壊熱を表 2 のとおり算出した。</p> <p>3. 結論 大飯 1,2号炉 使用済燃料ピット発災時の燃料健全性評価用の崩壊熱については、約 2.81kW とする。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>上記方法により、泊1号及び2号炉 使用済燃料ピット発災時の燃料健全性評価用の崩壊熱を表 2、表 3 のとおり算出した。</p> <p>3. 結論 泊1号及び2号炉 使用済燃料ピット発災時の燃料健全性評価用の崩壊熱については、泊1号は1.40kW、泊2号は1.52kW とする。</p> <p>なお、SFP 全体の崩壊熱は、1号炉は約467kW、2号炉は約550kW である。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>月1日時点での評価値（記載の構成は伊方と同様） 【伊方・大飯】記載表現の相違</p> <p>【伊方・大飯】設備の相違 【大飯】記載表現の相違（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）

表 16-別添 1-2 伊方1号炉 SFP に貯蔵する使用済燃料の崩壊熱

取出燃料	冷却期間	体数	崩壊熱 (MW)	1体当たりの崩壊熱 [kW]	冷却期間 (226.10米時点) を考慮した1体当たりの崩壊熱 [kW]	体数 [体]	崩壊熱 [kW]
6サイクル冷却 →2560日	6×(13ヶ月+30日)+9.5日	39体	0.041	→ 1.052	1.052	25	27
5サイクル冷却 →2135日	5×(13ヶ月+30日)+9.5日	1/3炉心	0.047	→ 1.175	1.104	21	24
4サイクル冷却 →1710日	4×(13ヶ月+30日)+9.5日	1/3炉心	0.055	→ 1.375	1.209	29	36
3サイクル冷却 →1285日	3×(13ヶ月+30日)+9.5日	1/3炉心	0.071	→ 1.775	1.449	41	60
2サイクル冷却 →860日	2×(13ヶ月+30日)+9.5日	1/3炉心	0.108	→ 2.700	2.062	121	250
1サイクル冷却 →435日	1×(13ヶ月+30日)+9.5日	1/3炉心	0.195	→ 4.875	2.062	121	250
定検時 取出燃料3	9.5日	1/3炉心	1.501				
定検時 取出燃料2	9.5日	1/3炉心	1.359				
定検時 取出燃料1	9.5日	1/3炉心	1.252				
合計						237	397

安全審査

今回評価

大飯発電所3/4号炉

表2 大飯1,2号炉使用済燃料ピットに貯蔵する使用済燃料の崩壊熱

取出燃料	冷却期間	体数	崩壊熱 [MW]	1体当たりの崩壊熱 [kW]	H26.11.1時点		体数 [体]	崩壊熱 [kW]
					冷却期間 [日]	崩壊熱 [kW]		
4サイクル冷却 →1710日	4×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.105	→ 1.632	1710以上	1.632	160	262
3サイクル冷却 →930日	3×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.136	→ 2.114	1422	1.983	47	94
3サイクル冷却 →1285日	3×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.140	→ 2.176	1608	1.766	36	64
2サイクル冷却 →860日	2×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.208	→ 3.249	1051	2.810	133	543
2サイクル冷却 →859日	2×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.215	→ 3.342	1204	2.395	133	463
1サイクル冷却 →435日	1×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.376	→ 5.845				
1サイクル冷却 →434日	1×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.398	→ 6.187				
定検時取出燃料4 8.5日+90日	8.5日+90日	1/3炉心	1.655	→ 25.415				
定検時取出燃料3 8.5日	8.5日	1/3炉心	3.144	→ 48.870				
定検時取出燃料2 8.5日	8.5日	1/3炉心	2.912	→ 45.264				
定検時取出燃料1 8.5日	8.5日	1/3炉心	2.573	→ 41.549				
合計		504体	11.943				629体	1226

安全審査

今回評価

ピット内で最も崩壊熱の高い1051日冷却した燃料の崩壊熱を冷却期間(880日:3,249kW、1285日:2,176kW)の内挿計算により求める。と2,810kW/体となる。

表 2 泊1号炉使用済燃料ピットに貯蔵する使用済燃料の崩壊熱

取出燃料	冷却期間	体数	崩壊熱 [MW]	1体当たりの崩壊熱 [kW]	冷却期間 (2016.11.1時点) を考慮した1体当たりの崩壊熱 [kW]		体数 [体]	崩壊熱 [MW]
					冷却期間 [日]	崩壊熱 [kW]		
7ヶ月冷却済燃料 →2560日	(13ヶ月+30日)×7+7.5日→2,983日	1/3炉心	0.04	→ 1.000	3,184日	1.000	183	183
6ヶ月冷却済燃料 →2135日	(13ヶ月+30日)×6+7.5日→2,588日	1/3炉心	0.043	→ 1.075	2,705日	1.049	43	46
5ヶ月冷却済燃料 →1710日	(13ヶ月+30日)×5+7.5日→2,133日	1/3炉心	0.048	→ 1.200	2,131日	1.186	57	68
4ヶ月冷却済燃料 →1285日	(13ヶ月+30日)×4+7.5日→1,708日	1/3炉心	0.056	→ 1.400	1,715日	1.397	121	170
3ヶ月冷却済燃料 →860日	(13ヶ月+30日)×3+7.5日→1,283日	1/3炉心	0.073	→ 1.825				
2ヶ月冷却済燃料 →435日	(13ヶ月+30日)×2+7.5日→858日	1/3炉心	0.11	→ 2.750				
1ヶ月冷却済燃料 →433日	(13ヶ月+30日)×1+7.5日→433日	1/3炉心	0.201	→ 5.025				
今回放出	7.5日	1/3炉心	1.424					
今回放出	7.5日	1/3炉心	1.543					
今回放出	7.5日	1/3炉心	1.7					
合計							604	467

安全審査

今回評価

【伊方・大飯】
設備の相違

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

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

表16-別添1-3 伊方2号炉SFPに貯蔵する使用済燃料の崩壊熱

取出燃料	冷却期間	体数	崩壊熱 (MJ)	[体当たりの崩壊熱] [MJ]	冷却期間 (2016.1.1時点)を考慮した体当たりの崩壊熱		崩壊熱 [MJ]
					冷却期間 [日]	崩壊熱 [MJ]	
9 サイタル冷却	9× (13ヶ月+30日) +9.5日 →3355日	3体	0.002	→ 0.667	4295	0.607	51
8 サイタル冷却	8× (13ヶ月+30日) +9.5日 →3410日	1/3炉心	0.008	→ 0.900			
7 サイタル冷却	7× (13ヶ月+30日) +9.5日 →2985日	1/3炉心	0.038	→ 0.950			
6 サイタル冷却	6× (13ヶ月+30日) +9.5日 →450日	1/3炉心	0.042	→ 1.050	2942	0.960	17
5 サイタル冷却	5× (13ヶ月+30日) +9.5日 →2135日	1/3炉心	0.047	→ 1.175	2479	1.074	23
4 サイタル冷却	4× (13ヶ月+30日) +9.5日 →1710日	1/3炉心	0.055	→ 1.375	2075	1.203	63
3 サイタル冷却	3× (13ヶ月+30日) +9.5日 →1285日	1/3炉心	0.071	→ 1.775	1530	1.548	45
2 サイタル冷却	2× (13ヶ月+30日) +9.5日 →860日	1/3炉心	0.108	→ 2.700	1021	2.350	285
1 サイタル冷却	1× (13ヶ月+30日) +9.5日 →435日	1/3炉心	0.195	→ 4.875			
定置料3	9.5日	1/3炉心	1.501				
定置料2	9.5日	1/3炉心	1.359				
定置料1	9.5日	1/3炉心	1.552				
合計							310

大飯発電所3/4号炉

泊発電所3号炉

相違理由

表3 泊2号炉使用済燃料ピットに貯蔵する使用済燃料の崩壊熱

取出燃料	冷却期間	体数	崩壊熱 (MJ)	1体当たりの崩壊熱 [MJ]	冷却期間 (2016.1.1時点)を考慮した体当たりの崩壊熱		崩壊熱 [MJ]
					冷却期間 [日]	崩壊熱 [MJ]	
74体冷却済燃料	(13ヶ月+30日) ×7+7.5日 →2,983日	1/3炉心	0.04	→ 1.000	3,333日	1.000	224
64体冷却済燃料	(13ヶ月+30日) ×6+7.5日 →2,568日	1/3炉心	0.043	→ 1.075	2,820日	1.03	20
54体冷却済燃料	(13ヶ月+30日) ×5+7.5日 →2,133日	1/3炉心	0.048	→ 1.200	2,428日	1.13	63
44体冷却済燃料	(13ヶ月+30日) ×4+7.5日 →1,708日	1/3炉心	0.056	→ 1.400	2,072日	1.28	53
34体冷却済燃料	(13ヶ月+30日) ×3+7.5日 →1,283日	1/3炉心	0.073	→ 1.825	1,869日	1.99	184
24体冷却済燃料	(13ヶ月+30日) ×2+7.5日 →858日	1/3炉心	0.11	→ 2.750			
14体冷却済燃料	(13ヶ月+30日) ×1+7.5日 →433日	1/3炉心	0.201	→ 5.025			
今回返出	7.5日	1/3炉心	1.424				
今回返出	7.5日	1/3炉心	1.538				
今回返出	7.5日	1/3炉心	1.7				

【伊方・大飯】
設備の相違

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

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

伊方発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付2</p> <p style="text-align: center;">伊方1, 2号炉 SFP 発災時の クリープラプチャ発生時間の評価結果について</p> <p>伊方1, 2号炉 SFP の冷却水が全量喪失し燃料被覆管温度が上昇した状態におけるクリープラプチャ発生までの時間を以下の通り評価し、相当な期間、燃料の健全性が確保されることを確認した。</p> <p>1. クリープラプチャ発生時間評価</p> <p>(1) 評価条件 評価条件を以下のとおり設定した。 ● 燃料被覆管温度：410℃ ● 燃料被覆管周方向応力 σ：134MPa</p> $\sigma = \frac{pD}{2t}$ <p>p：燃料棒内圧 (=16.4MPa：ステップ2燃料の設置許可申請書上の炉心における内圧評価値と同等と設定。)</p> <p>D：被覆管平均径 ($=\frac{D_o + D_i}{2} = 10.1\text{mm}$)</p> <p>$D_o$：被覆管外径 (=10.72mm)</p> <p>D_i：被覆管内径 (=9.48mm)</p> <p>t：被覆管肉厚 (=0.62mm)</p> <p>(2) 評価手法 「04-基炉報-0001 平成15年度 リサイクル燃料資源貯蔵施設安全解析コード改良試験（燃料の長期安全性に関する評価報告書）」(独立行政法人原子力安全基盤機構)に示されるラーソンミラー・パラメータと応力の相関式のうち、使用済燃料被覆管の式を用いて、クリープラプチャ発生時間を評価する。</p> $\sigma = 1.097 \times 10^5 \cdot \exp(-4.059 \times 10^{-4} \times \text{LMP})$ <p>σ：周方向応力 (=134MPa)</p> <p>LMP：ラーソンミラー・パラメータ ($=T(20 + \log_{10} tr)$)</p> <p>T：試験温度 (=683K：燃料被覆管温度410℃を想定)</p> <p>tr：破断時間 (時間)</p> <p>(3) 評価結果 上記評価条件でのクリープラプチャ発生時間は、1年以上である。</p>	<p style="text-align: right;">添付2</p> <p style="text-align: center;">大飯1,2号炉 使用済燃料ピット発災時の クリープラプチャ発生時間の評価結果について</p> <p>大飯1,2号炉の使用済燃料ピット（以下「SFP」という。）の冷却水が喪失し燃料被覆管温度が上昇した状態におけるクリープラプチャ発生までの時間を以下の通り評価し、相当な期間、燃料の健全性が確保されることを確認した。</p> <p>1. クリープラプチャ発生時間評価</p> <p>(1) 評価条件 評価条件を以下のとおり設定した。 ● 燃料被覆管温度：421℃ ● 燃料被覆管周方向応力 σ：121MPa</p> $\sigma = \frac{pD}{2t}$ <p>p：燃料棒内圧 (=15.5MPa：55GwD/t燃料の設置許可申請書上の炉心における内圧評価が最大で14.0MPaであることを踏まえ、燃料棒内圧を1次冷却材圧力と同等と設定。)</p> <p>D：被覆管平均径 ($=\frac{D_o + D_i}{2} = 8.93\text{mm}$)</p> <p>$D_o$：被覆管外径 (=9.5mm)</p> <p>$D_i$：被覆管内径 (=8.36mm)</p> <p>$t$：被覆管肉厚 (=0.57mm)</p> <p>(2) 評価手法 「04-基炉報-0001 平成15年度 リサイクル燃料資源貯蔵施設安全解析コード改良試験（燃料の長期安全性に関する評価報告書）」(独立行政法人原子力安全基盤機構)に示されるラーソンミラー・パラメータと応力の相関式のうち、使用済燃料被覆管の式を用いて、クリープラプチャ発生時間を評価する。</p> $\sigma = 1.097 \times 10^5 \cdot \exp(-4.059 \times 10^{-4} \times \text{LMP})$ <p>σ：周方向応力 (=121MPa)</p> <p>LMP：ラーソンミラー・パラメータ ($=T(20 + \log_{10} tr)$)</p> <p>T：試験温度 (=694K：燃料被覆管温度421℃を想定)</p> <p>tr：破断時間 (時間)</p> <p>(3) 評価結果 上記評価条件でのクリープラプチャ発生時間は、約14500時間(約600日)である。</p>	<p style="text-align: right;">添付2</p> <p style="text-align: center;">泊1号及び2号炉 使用済燃料ピット発災時の クリープラプチャ発生時間の評価結果について</p> <p>泊1号及び2号炉の使用済燃料ピット（以下「SFP」という。）の冷却水が喪失し燃料被覆管温度が上昇した状態におけるクリープラプチャ発生までの時間を以下のとおり評価し、相当な期間、燃料の健全性が確保されることを確認した。</p> <p>1. クリープラプチャ発生時間評価</p> <p>(1) 評価条件 評価条件を以下のとおり設定した。 ● 燃料被覆管温度：450℃ ● 燃料被覆管周方向応力 σ：134MPa</p> $\sigma = \frac{pD}{2t}$ <p>p：燃料棒内圧 (=16.4MPa：ステップ2燃料の設置許可申請書上の炉心における内圧評価値と同等と設定。)</p> <p>D：被覆管平均径 ($=\frac{D_o + D_i}{2} = 10.1\text{mm}$)</p> <p>$D_o$：被覆管外径 (=10.72mm)</p> <p>D_i：被覆管内径 (=9.48mm)</p> <p>t：被覆管肉厚 (=0.62mm)</p> <p>(2) 評価手法 「04-基炉報-0001 平成15年度 リサイクル燃料資源貯蔵施設安全解析コード改良試験（燃料の長期安全性に関する評価報告書）」(独立行政法人原子力安全基盤機構)に示されるラーソンミラー・パラメータと応力の相関式のうち、使用済燃料被覆管の式を用いて、クリープラプチャ発生時間を評価する。</p> $\sigma = 1.097 \times 10^5 \cdot \exp(-4.059 \times 10^{-4} \times \text{LMP})$ <p>σ：周方向応力 (=134MPa)</p> <p>LMP：ラーソンミラー・パラメータ ($=T(20 + \log_{10} tr)$)</p> <p>T：試験温度 (=723K：燃料被覆管温度450℃を想定)</p> <p>tr：破断時間 (時間)</p> <p>(3) 評価結果 上記評価条件でのクリープラプチャ発生時間は、約729時間(約30日)である。</p>	<p>【伊方・大飯】 記載表現の相違</p> <p>【伊方・大飯】 設計の相違</p> <p>【伊方・大飯】 設計の相違</p> <p>【伊方・大飯】 評価条件の相違 ・崩壊熱、ラック構造、燃料入口空気</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

伊方発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>2. まとめ</p> <p>伊方1, 2号炉 SFP の冷却水が全量喪失し燃料被覆管温度が上昇した状態において、クリープラプチャが発生するまでの時間評価の結果を踏まえると、相当な期間、燃料の健全性は確保される。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>2. まとめ</p> <p>大飯1,2号炉の SFP 冷却水が喪失し燃料被覆管温度が上昇した状態において、クリープラプチャが発生するまでの時間評価の結果を踏まえると、相当な期間、燃料の健全性は確保される。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>2. まとめ</p> <p>泊1号及び2号炉のSFP冷却水が喪失し燃料被覆管温度が上昇した状態において、クリープラプチャが発生するまでの時間評価の結果を踏まえると、相当な期間、燃料の健全性は確保される。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>温度の違いにより生じた被覆管温度の差が指数関数に反映されるため、評価結果に大きな差が生じる</p> <p>【伊方・大飯】 記載表現の相違</p>

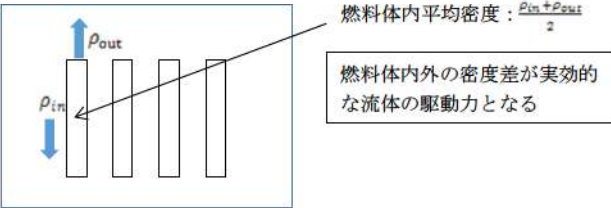
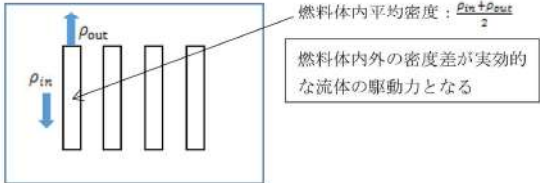
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

伊方発電所3号炉	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;">【比較のため掲載順を入替え】</p> <p style="text-align: right;">添付4</p> <p style="text-align: center;">SFP 概略評価における自然対流速度の設定根拠について</p> <p>1. 理論的検討</p> <p>SFP 冷却水の喪失時には、ラック内にある燃料体が露出するが、燃料体で加熱された空気の密度が小さくなるため密度差（浮力）に起因する自然対流が発生する。この加熱された空気はプール上側に流出するが、事故時に建屋開放の運用とすることで、加熱された空気を建屋外に放出し、建屋外から外気を流入させることで燃料体を冷却される自然対流循環が形成される。</p> <p>自然対流による空気の循環流量は、プールにある燃料体上下の空気密度差を駆動力とし、循環経路の各部で発生する圧力損失を考慮することで定まる。燃料取扱棟は大きな空間となることから、循環経路で発生する圧力損失は主として燃料体を流れる空気の摩擦抵抗となることから、空気密度差とこの摩擦抵抗の運動量バランスから、SFP系内を循環する自然対流速度が推定できる。</p> <p>機械工学便覧では、発達した領域における層流のヌセルト数Nuと管摩擦係数C_fの定義式として、</p> $Nu = \frac{a \cdot d_e}{\lambda} \quad \text{①}$ $C_f = \left \frac{dp}{dx} \right \cdot \left(\frac{d_e}{2} \right) \cdot \left(\frac{1}{\rho v^2} \right) \quad \text{②}$ <p>が記載されており、②式が自然対流速度に関係している。②式において、d_eは代表長さ（円管の場合は直径）(m)、$\frac{dp}{dx}$は単位長さ当たりの圧力損失 (Pa/m)、ρは密度 (kg/m³)、vは流速 (m/s) である。</p> <p>また、管群での発達した領域における層流で、管からの一様の発熱を仮定する場合、文献 (NUREG/CR-7144) によると管群体系では</p> $C_f \cdot Re = 25 \quad \text{③}$ <p>の関係があり、ここで、レイノルズ数Reは、</p> $Re = \frac{d_e v}{\nu} \quad \text{④}$ <p>により定義される。νは動粘性係数 (m²/s) である。③式に②及び④式を代入して、流速vについて整理すると、</p> $v = \frac{1}{25} \cdot \left \frac{dp}{dx} \right \cdot \frac{d_e^2}{2} \cdot \frac{1}{\rho \nu} \quad \text{⑤}$ <p>を得る。</p>	<p style="text-align: center;">【比較のため掲載順を入替え】</p> <p style="text-align: right;">添付4</p> <p style="text-align: center;">SFP 概略評価における自然対流速度の設定根拠について</p> <p>1. 理論的検討</p> <p>SFP 冷却材の喪失時には、ラック内にある燃料体が露出するが、燃料体で加熱された空気の密度が小さくなるため密度差（浮力）に起因する自然対流が発生する。この加熱された空気はプール上側に流出するが、事故時に建屋開放の運用とすることで、加熱された空気を建屋外に放出し、建屋外から外気を流入させることで燃料体を冷却される自然対流循環が形成される。</p> <p>自然対流による空気の循環流量は、プールにある燃料体上下の空気密度差を駆動力とし、循環経路の各部で発生する圧力損失を考慮することで定まる。SFP建屋は大きな空間となることから、循環経路で発生する圧力損失は主として燃料体を流れる空気の摩擦抵抗となることから、空気密度差とこの摩擦抵抗の運動量バランスから、SFP系内を循環する自然対流速度が推定できる。</p> <p>管摩擦係数C_fを次式で定義する。</p> $C_f = \left \frac{dp}{dx} \right \cdot \left(\frac{d_e}{2} \right) \cdot \left(\frac{1}{\rho v^2} \right) \quad \text{①}$ <p>ここで、d_eは代表長さ（円管の場合は直径）(m)、$\frac{dp}{dx}$は単位長さ当たりの圧力損失 (Pa/m)、ρは密度 (kg/m³)、vは流速 (m/s) である。</p> <p>管群での発達した領域における層流の場合、C_fは文献によると、</p> $C_f \cdot Re = 25 \quad \text{②}$ <p>で表される。ここで、レイノルズ数Reは、</p> $Re = \frac{d_e v}{\nu} \quad \text{③}$ <p>により定義される。νは動粘性係数 (m²/s) である。</p> <p>①式に②及び③式を代入して、$\left \frac{dp}{dx} \right$について整理すると、</p> $\left \frac{dp}{dx} \right = \frac{25}{d_e} \cdot \rho(x) \cdot V(x) \cdot \nu(x) \quad \text{④}$ <p>を得る。</p> <p>ここで、$\rho(x)$、$V(x)$及び$\nu(x)$は各変数が軸方向位置xにより変化することを示す。</p>	<p style="text-align: right;">添付3</p> <p style="text-align: center;">燃料ラック内側の自然対流速度の評価について</p> <p>1. 理論的検討</p> <p>SFP冷却材の喪失時には、ラック内にある燃料集合体が露出するが、燃料集合体で加熱された空気の密度が小さくなるために密度差（浮力）に起因する自然対流が発生する。この加熱された空気はプール上側に流出するが、事故時に建屋開放の運用とすることで、加熱された空気を建屋外に放出し、建屋外から外気を流入させることで燃料集合体を冷却させる自然循環が形成される。</p> <p>自然対流による空気の循環流量は、プールにあるラック内外の空気密度差を駆動力とし、循環経路の各部で発生する圧力損失を考慮することで決まる。SFP建屋は大きな空間であり、循環経路で発生する圧力損失は主として燃料体を流れる空気の摩擦抵抗となることから、空気密度差とこの摩擦抵抗の運動量バランスから、SFP系内を循環する自然対流速度が推定できる。</p> <p>機械工学便覧では、発達した領域における層流のヌセルト数Nuと管摩擦係数C_fの定義式として、</p> $Nu = \frac{a \cdot d_e}{\lambda} \quad \text{①}$ $C_f = \left \frac{dp}{dx} \right \cdot \left(\frac{d_e}{2} \right) \cdot \left(\frac{1}{\rho v^2} \right) \quad \text{②}$ <p>が記載されており、②式が自然対流速度に関係している。②式において、d_eは代表長さ（円管の場合は直径）(m)、$\frac{dp}{dx}$は単位長さ当たりの圧力損失 (Pa/m)、ρは密度 (kg/m³)、vは流速 (m/s) である。</p> <p>また、管群での発達した領域における層流で、管からの一様の発熱を仮定する場合、文献 (NUREG/CR-7144) によると管群体系では</p> $C_f \cdot Re = 25, \quad \text{③}$ <p>の関係があり、ここで、レイノルズ数Reは、</p> $Re = \frac{d_e v}{\nu} \quad \text{④}$ <p>により定義される。νは動粘性係数 (m²/s) である。③式に②及び④式を代入して、流速vについて整理すると、</p> $v = \frac{1}{25} \cdot \left \frac{dp}{dx} \right \cdot \left(\frac{d_e}{2} \right) \cdot \left(\frac{1}{\rho \nu} \right) \quad \text{⑤}$ <p>を得る。</p>	<p>【伊方・大飯】 記載表現の相違</p> <p>【大飯】 記載方針の相違</p> <p>【大飯】 記載表現の相違</p> <p>【大飯】 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）

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

伊方発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>一方、自然対流冷却状態においては、圧力損失と自然循環力がバランスしており、</p> $\Delta\rho^* = \frac{\rho_{in} + \rho_{out}}{2} - \rho_{in} = \frac{\rho_{out} - \rho_{in}}{2} \quad \text{⑥}$ <p>※差圧を発生させる密度差の定義として、燃料体の平均密度（入口／出口流の平均）と入口流体密度の差とする。</p> $\Delta\rho^* = \frac{\rho_{in} + \rho_{out}}{2} - \rho_{in} = \frac{\rho_{out} - \rho_{in}}{2}$  <p>燃料体内平均密度：$\frac{\rho_{in} + \rho_{out}}{2}$</p> <p>燃料体内外の密度差が実効的な流体の駆動力となる</p> <p>である。ここで、$\Delta\rho$は流路出入口の密度差（kg/m³）、gは重力加速度（m/s²）である。</p> <p>⑥式を⑤式に代入し、</p> $v = \frac{1}{100} \cdot g \cdot \Delta\rho \cdot \frac{d_e^2}{\rho \nu} \quad \text{⑦}$ <p>が得られ、本式により自然対流速度vを評価する。</p> <p>計算条件は、下記のとおりであり、出入口温度を境界条件として与える。出入口温度差を200及び300℃とした場合の自然対流速度の推定結果を表16-別添4-1に示す。</p>	<p>流速Vと質量流量Gの関係は、流路面積Aを用いて、</p> $G = A \cdot \rho(x) \cdot V(x) \quad \text{⑤}$ <p>であり、</p> $\left \frac{dP}{dx} \right = \frac{50}{A \cdot d_e^5} \cdot G \cdot \nu(x) \quad \text{⑥}$ <p>である。さらに、流路全長（$L(m)$）にわたってG、A及びd_eは一定であるので、</p> $\left \frac{dP}{L} \right = \frac{50}{A \cdot d_e^5} \cdot G \cdot \bar{\nu} \quad \text{⑦}$ <p>となる。ここで、ΔPは流路全長の圧力損失、$\bar{\nu}$は燃料集合体内の平均動粘性係数である。</p> <p>一方、自然対流冷却状態においては、圧力損失と自然循環力がバランスしており、燃料集合体内外の流体密度の差が駆動力となることから、燃料集合体内の平均密度$\bar{\rho}$と入口密度ρ_{in}を用いて、</p> $\left \frac{dP}{L} \right = (\rho_{in} - \bar{\rho}) \cdot g \quad \text{⑧}$ <p>である。</p> <p>ここで、gは重力加速度（m/s²）である。</p> <p>⑦式及び⑧式をGについて整理すると、</p> $G = \frac{A \cdot d_e^2 \cdot g \cdot \rho_{in} \cdot \bar{\nu}}{50} \quad \text{⑨}$ <p>となり、これにより、質量流量Gを求めることができ、入口温度を155℃、出入口温度差を200、300及び400℃とした場合の流量を計算すると、表1の結果を得る。</p>	<p>一方、自然対流冷却状態においては圧力損失と自然循環力がバランスしており、</p> $\left \frac{dP}{dx} \right = \Delta\rho^* \cdot g = \frac{\rho_{out} - \rho_{in}}{2} \cdot g = \frac{\Delta\rho}{2} \cdot g \quad \text{⑩}$ <p>※差圧を発生させる密度差の定義として、ラック内側空気平均密度（入口／出口流の平均）とラック外側空気の密度の差とする。</p> $\Delta\rho^* = \frac{\rho_{in} + \rho_{out}}{2} - \rho_{in} = \frac{\rho_{out} - \rho_{in}}{2} = \frac{\Delta\rho}{2}$  <p>燃料体内平均密度：$\frac{\rho_{in} + \rho_{out}}{2}$</p> <p>燃料体内外の密度差が実効的な流体の駆動力となる</p> <p>である。ここで、$\Delta\rho$は流路出入口の密度差（kg/m³）、gは重力加速度（m/s²）である。⑩式を⑤式に代入し、</p> $v = \frac{1}{100} \cdot g \cdot \Delta\rho \cdot \left(\frac{d_e^2}{\rho \nu} \right) \quad \text{⑪}$ <p>が得られ、本式により自然対流速度vを評価する。</p> <p>図1 燃料体内の空気の密度について</p>	<p>【大飯】 記載表現の相違</p> <p>【伊方・大飯】 記載方針の相違 ・大飯はこの資料で質量流量Gを導出することを目的としているが、泊は流速Vを本理論式で評価し、資料1においてGを導出・評価した自然対流速度は0.222m/s 【伊方・大飯】 記載内容の相違 ・伊方、大飯では設定した自然対流速度</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

伊方発電所3号炉	大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																	
<p>(計算条件)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 入口温度及び出口温度を境界条件として与える。 ・ d_eは、等価直径 (0.01289m) とする。 ・ $\Delta\rho$は、 出入口温度から求められる出入口密度差とする。(※) ・ ρは、 出入口温度から求められる出入口平均密度とする。(※) ・ 動粘性係数 νは、 出入口温度から求められる動粘性係数の平均値とする。(※) <p>※ 空気の各物性値は、 伝熱工学資料に基づく。</p> <p style="text-align: center;">表 16-別-添4-1 自然対流速度の推定結果</p> <table border="1" data-bbox="100 933 705 1141"> <thead> <tr> <th>出入口温度差</th> <th>200℃</th> <th>300℃</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>入口温度</td> <td>155℃</td> <td>155℃</td> </tr> <tr> <td>出口温度</td> <td>355℃</td> <td>455℃</td> </tr> <tr> <td>出入口密度差 ($\Delta\rho$)</td> <td>0.262 kg/m³</td> <td>0.338 kg/m³</td> </tr> <tr> <td>出入口平均密度 (ρ)</td> <td>0.693 kg/m³</td> <td>0.655 kg/m³</td> </tr> <tr> <td>出入口平均動粘性係数 (ν)</td> <td>4.31×10⁻⁵ m²/s</td> <td>5.10×10⁻⁵ m²/s</td> </tr> <tr> <td>自然対流速度 (v)</td> <td>0.14 m/s</td> <td>0.16 m/s</td> </tr> </tbody> </table>	出入口温度差	200℃	300℃	入口温度	155℃	155℃	出口温度	355℃	455℃	出入口密度差 ($\Delta\rho$)	0.262 kg/m ³	0.338 kg/m ³	出入口平均密度 (ρ)	0.693 kg/m ³	0.655 kg/m ³	出入口平均動粘性係数 (ν)	4.31×10 ⁻⁵ m ² /s	5.10×10 ⁻⁵ m ² /s	自然対流速度 (v)	0.14 m/s	0.16 m/s	<p style="text-align: center;">表 1 自然対流流量の推定結果</p> <table border="1" data-bbox="772 215 1355 367"> <thead> <tr> <th>出入口温度差</th> <th>200℃</th> <th>300℃</th> <th>400℃</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>入口温度</td> <td>155℃</td> <td>155℃</td> <td>155℃</td> </tr> <tr> <td>出口温度</td> <td>355℃</td> <td>455℃</td> <td>555℃</td> </tr> <tr> <td>入口密度 (ρ_m)</td> <td>0.824 kg/m³</td> <td>0.824 kg/m³</td> <td>0.824 kg/m³</td> </tr> <tr> <td>平均密度 (ρ)</td> <td>0.669 kg/m³</td> <td>0.611 kg/m³</td> <td>0.562 kg/m³</td> </tr> <tr> <td>平均動粘性係数 ($\bar{\nu}$)</td> <td>4.23×10⁻⁵ m²/s</td> <td>4.93×10⁻⁵ m²/s</td> <td>5.66×10⁻⁵ m²/s</td> </tr> <tr> <td>自然対流流量 (G)</td> <td>0.014 kg/s</td> <td>0.016 kg/s</td> <td>0.018 kg/s</td> </tr> </tbody> </table> <p>(計算条件)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 入口温度及び出口温度を境界条件として与える ・ d_eは、等価直径 (0.01178m) とする ・ Aは、燃料集合体1体当たりの流路面積 (0.14m²) とする ・ 空気の各物性値は、添付3の伝熱工学資料に基づく ・ 平均密度$\bar{\rho}$及び平均動粘性係数$\bar{\nu}$を求める代表温度として出入口平均温度を用いる <p>これらはいずれも、資料1において自然対流速度として 0.15m/s を仮定し、保守的な密度を用いて求めた質量流量 0.01kg/s を上回っている。</p> <p>なお、⑤式に示した流速Vと質量流量Gの関係から、流路内の平均的な自然対流速度\bar{v}を下式により求めれば、表2に示すとおりとなり、出入口温度差が200℃以上であれば、0.15m/s 以上である。</p> $\bar{v} = \frac{G}{A\bar{\rho}} \quad \text{⑩}$ <p style="text-align: center;">表 2 自然対流速度の推定結果</p> <table border="1" data-bbox="750 909 1332 997"> <thead> <tr> <th>出入口温度差</th> <th>200℃</th> <th>300℃</th> <th>400℃</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>入口温度</td> <td>155℃</td> <td>155℃</td> <td>155℃</td> </tr> <tr> <td>出口温度</td> <td>355℃</td> <td>455℃</td> <td>555℃</td> </tr> <tr> <td>自然対流速度 (\bar{v})</td> <td>0.15 m/s</td> <td>0.19 m/s</td> <td>0.22 m/s</td> </tr> </tbody> </table>	出入口温度差	200℃	300℃	400℃	入口温度	155℃	155℃	155℃	出口温度	355℃	455℃	555℃	入口密度 (ρ_m)	0.824 kg/m ³	0.824 kg/m ³	0.824 kg/m ³	平均密度 (ρ)	0.669 kg/m ³	0.611 kg/m ³	0.562 kg/m ³	平均動粘性係数 ($\bar{\nu}$)	4.23×10 ⁻⁵ m ² /s	4.93×10 ⁻⁵ m ² /s	5.66×10 ⁻⁵ m ² /s	自然対流流量 (G)	0.014 kg/s	0.016 kg/s	0.018 kg/s	出入口温度差	200℃	300℃	400℃	入口温度	155℃	155℃	155℃	出口温度	355℃	455℃	555℃	自然対流速度 (\bar{v})	0.15 m/s	0.19 m/s	0.22 m/s		<p>度の妥当性を理論的検討と実験的確認によって確認しているが、泊では理論的検討による自然対流速度を評価の入力値としている。したがって、計算結果が入力値であることから、伊方・大飯とは記載が異なる</p>
出入口温度差	200℃	300℃																																																																		
入口温度	155℃	155℃																																																																		
出口温度	355℃	455℃																																																																		
出入口密度差 ($\Delta\rho$)	0.262 kg/m ³	0.338 kg/m ³																																																																		
出入口平均密度 (ρ)	0.693 kg/m ³	0.655 kg/m ³																																																																		
出入口平均動粘性係数 (ν)	4.31×10 ⁻⁵ m ² /s	5.10×10 ⁻⁵ m ² /s																																																																		
自然対流速度 (v)	0.14 m/s	0.16 m/s																																																																		
出入口温度差	200℃	300℃	400℃																																																																	
入口温度	155℃	155℃	155℃																																																																	
出口温度	355℃	455℃	555℃																																																																	
入口密度 (ρ_m)	0.824 kg/m ³	0.824 kg/m ³	0.824 kg/m ³																																																																	
平均密度 (ρ)	0.669 kg/m ³	0.611 kg/m ³	0.562 kg/m ³																																																																	
平均動粘性係数 ($\bar{\nu}$)	4.23×10 ⁻⁵ m ² /s	4.93×10 ⁻⁵ m ² /s	5.66×10 ⁻⁵ m ² /s																																																																	
自然対流流量 (G)	0.014 kg/s	0.016 kg/s	0.018 kg/s																																																																	
出入口温度差	200℃	300℃	400℃																																																																	
入口温度	155℃	155℃	155℃																																																																	
出口温度	355℃	455℃	555℃																																																																	
自然対流速度 (\bar{v})	0.15 m/s	0.19 m/s	0.22 m/s																																																																	

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

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

伊方発電所3号炉

機械工学便覧の抜粋

第5章 伝 熱 A6-111

これらの場合のヌセルト数で、式(539)によって評価することができ、

以上は流体の物性値が一定の場合であるが、実際には物性値の変化が無視できず、場合によっては、入口から出口まで、流体が気体の場合には、物性値を温度 $T_f = (T_w + T_c)/2$ で詳細し、液体の場合には平均温度 T_f で物性値を評価する方法が使用されている。後者の場合には、上記の方法を必要とされていない⁽³⁹⁾。

§7.2 管内流（内側流）の強制対流熱伝達

管内（内側）流の熱伝達率を定義するにあたっては、平環では流体の混合平均温度として、直管する断面内の流体の混合平均温度 T_m (mixed mean temperature, \bar{T} bulk temperature) を用いる。すなわち管内に温度と速度の分布のある流体を等速と等温とみなすことができる。混合平均温度 T_m は、入口から出口までの平均温度として、入口から出口までの断面平均温度 $T_m = \int_0^L \int_{r=0}^R T(r) \rho(r) v(r) 2\pi r dr / \int_0^L \int_{r=0}^R \rho(r) v(r) 2\pi r dr$ と定義される。管壁に対しては $d_w = d$ とする。

熱伝達率 h は、管内の温度分布と速度分布から下流にむかっては、温度境界層が次第に発達する領域があり、これを熱伝達率領域 (thermal entrance region) と呼ぶ。この領域では温度境界層がまだ薄いため、熱伝達率は発達したほど高く

図 71 発達した管内流の熱伝達率と速度分布 (1971)⁽³⁹⁾

① $C_D Re = 1.8$ $Re = 3.05$
 ② $C_D Re = 1.8$ $Re = 4.35$

二重円管 (内径 1.0 cm, 外径 1.5 cm)
 (ケース 1) (ケース 2) (ケース 3) (ケース 4)

ケース	Re_{in}	Re_{out}	h (W/m ² ・K)	h_{ext} (W/m ² ・K)
1	0.9	0.9	1.8	1.8
2	1.0	1.0	3.52	4.00
3	1.5	1.5	5.04	5.58
4	2.0	2.0	6.07	6.52

① $h_{ext} = Nu_{ext} / (1 - 0.1305 / Re_{ext}^{1/4})$ 式(542)
 ② $h_{ext} = Nu_{ext} / (1 - 0.1305 / Re_{ext}^{1/4})$ 式(542)
 ③ $h_{ext} = Nu_{ext} / (1 - 0.1305 / Re_{ext}^{1/4})$ 式(542)
 ④ $h_{ext} = Nu_{ext} / (1 - 0.1305 / Re_{ext}^{1/4})$ 式(542)
 注: $h_{ext} = h_{ext} / \rho c_p$ であり $T_c = T_w$ とする。

① $h_{ext} = Nu_{ext} / (1 - 0.1305 / Re_{ext}^{1/4})$ 式(542)
 ② $h_{ext} = Nu_{ext} / (1 - 0.1305 / Re_{ext}^{1/4})$ 式(542)
 ③ $h_{ext} = Nu_{ext} / (1 - 0.1305 / Re_{ext}^{1/4})$ 式(542)
 ④ $h_{ext} = Nu_{ext} / (1 - 0.1305 / Re_{ext}^{1/4})$ 式(542)

(39) Rohsenow, M. W. and Joshi, M. (ed.) by Rohsenow, W. M. and Hartnett, J. P., Handbook of Heat Transfer, 8-64 (1972), McGraw-Hill. (197) Shah, R. K. and London, A. L., Laminar Flow Forced Convection in Ducts, Adv. Heat Transfer, Suppl. 1 (1975), Academic Press. (183) Lundberg, R. E., 419-9-Z, Int. J. Heat Mass Transfer, 6-6 (1963), 65. (199) 流体力学便覧, 技術文庫 1991

2. 実験的確認

名古屋大学により、円管内の自然対流速度の実験的及び解析的検討が報告されている¹⁾。

図 16-別添 4-1 に試験装置の概略を示すが、加熱領域が設置された垂直円管体系で、加熱管径及び加熱位置を変化させた場合の自然対流速度が計測されている。ここでは、燃料体の等価直径に近い円管 1.1cm の測定結果に対して、保存式 (質量、運動量、エネルギー保存式) を計算機により解いた結果を比較している。図 16-別添 4-2 に実験データ及び解析結果の比較が示されているが、出入口温度差が約 200℃ の場合で実験データ及び解析により 30cm/s 程度の自然対流が発生することが示されている。

また、管径がより大きい 2.4cm の円管を用いた試験でも、図 16-別添 4-3 のとおり出入口温度差が約 200℃ の場合で、20cm/s 程度

大飯発電所3 / 4号炉

機械工学便覧の抜粋

第5章 伝 熱 A6-111

これらの場合のヌセルト数で、式(539)によって評価することができ、

以上は流体の物性値が一定の場合であるが、実際には物性値の変化が無視できず、場合によっては、入口から出口まで、流体が気体の場合には、物性値を温度 $T_f = (T_w + T_c)/2$ で詳細し、液体の場合には平均温度 T_f で物性値を評価する方法が使用されている。後者の場合には、上記の方法を必要とされていない⁽³⁹⁾。

§7.2 管内流（内側流）の強制対流熱伝達

管内（内側）流の熱伝達率を定義するにあたっては、平環では流体の混合平均温度として、直管する断面内の流体の混合平均温度 T_m (mixed mean temperature, \bar{T} bulk temperature) を用いる。すなわち管内に温度と速度の分布のある流体を等速と等温とみなすことができる。混合平均温度 T_m は、入口から出口までの平均温度として、入口から出口までの断面平均温度 $T_m = \int_0^L \int_{r=0}^R T(r) \rho(r) v(r) 2\pi r dr / \int_0^L \int_{r=0}^R \rho(r) v(r) 2\pi r dr$ と定義される。管壁に対しては $d_w = d$ とする。

熱伝達率 h は、管内の温度分布と速度分布から下流にむかっては、温度境界層が次第に発達する領域があり、これを熱伝達率領域 (thermal entrance region) と呼ぶ。この領域では温度境界層がまだ薄いため、熱伝達率は発達したほど高く

図 71 発達した管内流の熱伝達率と速度分布 (1971)⁽³⁹⁾

① $C_D Re = 1.8$ $Re = 3.05$
 ② $C_D Re = 1.8$ $Re = 4.35$

二重円管 (内径 1.0 cm, 外径 1.5 cm)
 (ケース 1) (ケース 2) (ケース 3) (ケース 4)

ケース	Re_{in}	Re_{out}	h (W/m ² ・K)	h_{ext} (W/m ² ・K)
1	0.9	0.9	1.8	1.8
2	1.0	1.0	3.52	4.00
3	1.5	1.5	5.04	5.58
4	2.0	2.0	6.07	6.52

① $h_{ext} = Nu_{ext} / (1 - 0.1305 / Re_{ext}^{1/4})$ 式(542)
 ② $h_{ext} = Nu_{ext} / (1 - 0.1305 / Re_{ext}^{1/4})$ 式(542)
 ③ $h_{ext} = Nu_{ext} / (1 - 0.1305 / Re_{ext}^{1/4})$ 式(542)
 ④ $h_{ext} = Nu_{ext} / (1 - 0.1305 / Re_{ext}^{1/4})$ 式(542)
 注: $h_{ext} = h_{ext} / \rho c_p$ であり $T_c = T_w$ とする。

① $h_{ext} = Nu_{ext} / (1 - 0.1305 / Re_{ext}^{1/4})$ 式(542)
 ② $h_{ext} = Nu_{ext} / (1 - 0.1305 / Re_{ext}^{1/4})$ 式(542)
 ③ $h_{ext} = Nu_{ext} / (1 - 0.1305 / Re_{ext}^{1/4})$ 式(542)
 ④ $h_{ext} = Nu_{ext} / (1 - 0.1305 / Re_{ext}^{1/4})$ 式(542)

(39) Rohsenow, M. W. and Joshi, M. (ed.) by Rohsenow, W. M. and Hartnett, J. P., Handbook of Heat Transfer, 8-64 (1972), McGraw-Hill. (197) Shah, R. K. and London, A. L., Laminar Flow Forced Convection in Ducts, Adv. Heat Transfer, Suppl. 1 (1975), Academic Press. (183) Lundberg, R. E., 419-9-Z, Int. J. Heat Mass Transfer, 6-6 (1963), 65. (199) 流体力学便覧, 技術文庫 1991

2. 実験的確認

名古屋大学により、円管内の自然対流速度の実験的及び解析的検討が報告されている¹⁾。

図 1 に試験装置の概略を示すが、加熱領域が設置された垂直円管体系で、加熱管径及び加熱位置を変化させた場合の自然対流速度が計測されている。ここでは、燃料体の等価直径に近い円管 1.1cm の測定結果に対して、保存式 (質量、運動量、エネルギー保存式) を計算機により解いた結果を比較している。図 2 に実験データ及び解析結果の比較が示されているが、出入口温度差が約 200℃ の場合で実験データ及び解析により 30cm/s 程度の自然対流が発生することが示されている。

管径がより大きい 2.4cm の円管を用いた実験でも、図 3 のとおり出入口温度差が約 200℃ の場合で、20cm/s 程度の自然対流が発生す

泊発電所3号炉

機械工学便覧の抜粋

第5章 伝 熱 A6-111

これらの場合のヌセルト数で、式(539)によって評価することができ、

以上は流体の物性値が一定の場合であるが、実際には物性値の変化が無視できず、場合によっては、入口から出口まで、流体が気体の場合には、物性値を温度 $T_f = (T_w + T_c)/2$ で詳細し、液体の場合には平均温度 T_f で物性値を評価する方法が使用されている。後者の場合には、上記の方法を必要とされていない⁽³⁹⁾。

§7.2 管内流（内側流）の強制対流熱伝達

管内（内側）流の熱伝達率を定義するにあたっては、平環では流体の混合平均温度として、直管する断面内の流体の混合平均温度 T_m (mixed mean temperature, \bar{T} bulk temperature) を用いる。すなわち管内に温度と速度の分布のある流体を等速と等温とみなすことができる。混合平均温度 T_m は、入口から出口までの平均温度として、入口から出口までの断面平均温度 $T_m = \int_0^L \int_{r=0}^R T(r) \rho(r) v(r) 2\pi r dr / \int_0^L \int_{r=0}^R \rho(r) v(r) 2\pi r dr$ と定義される。管壁に対しては $d_w = d$ とする。

熱伝達率 h は、管内の温度分布と速度分布から下流にむかっては、温度境界層が次第に発達する領域があり、これを熱伝達率領域 (thermal entrance region) と呼ぶ。この領域では温度境界層がまだ薄いため、熱伝達率は発達したほど高く

図 71 発達した管内流の熱伝達率と速度分布 (1971)⁽³⁹⁾

① $C_D Re = 1.8$ $Re = 3.05$
 ② $C_D Re = 1.8$ $Re = 4.35$

二重円管 (内径 1.0 cm, 外径 1.5 cm)
 (ケース 1) (ケース 2) (ケース 3) (ケース 4)

ケース	Re_{in}	Re_{out}	h (W/m ² ・K)	h_{ext} (W/m ² ・K)
1	0.9	0.9	1.8	1.8
2	1.0	1.0	3.52	4.00
3	1.5	1.5	5.04	5.58
4	2.0	2.0	6.07	6.52

① $h_{ext} = Nu_{ext} / (1 - 0.1305 / Re_{ext}^{1/4})$ 式(542)
 ② $h_{ext} = Nu_{ext} / (1 - 0.1305 / Re_{ext}^{1/4})$ 式(542)
 ③ $h_{ext} = Nu_{ext} / (1 - 0.1305 / Re_{ext}^{1/4})$ 式(542)
 ④ $h_{ext} = Nu_{ext} / (1 - 0.1305 / Re_{ext}^{1/4})$ 式(542)
 注: $h_{ext} = h_{ext} / \rho c_p$ であり $T_c = T_w$ とする。

① $h_{ext} = Nu_{ext} / (1 - 0.1305 / Re_{ext}^{1/4})$ 式(542)
 ② $h_{ext} = Nu_{ext} / (1 - 0.1305 / Re_{ext}^{1/4})$ 式(542)
 ③ $h_{ext} = Nu_{ext} / (1 - 0.1305 / Re_{ext}^{1/4})$ 式(542)
 ④ $h_{ext} = Nu_{ext} / (1 - 0.1305 / Re_{ext}^{1/4})$ 式(542)

(39) Rohsenow, M. W. and Joshi, M. (ed.) by Rohsenow, W. M. and Hartnett, J. P., Handbook of Heat Transfer, 8-64 (1972), McGraw-Hill. (197) Shah, R. K. and London, A. L., Laminar Flow Forced Convection in Ducts, Adv. Heat Transfer, Suppl. 1 (1975), Academic Press. (183) Lundberg, R. E., 419-9-Z, Int. J. Heat Mass Transfer, 6-6 (1963), 65. (199) 流体力学便覧, 技術文庫 1991

2. 実験的確認

名古屋大学により、円管内の自然対流速度の実験的及び解析的検討が報告されている¹⁾。

図 2 に試験装置の概略を示すが、加熱領域が設置された垂直円管体系で、加熱管径及び加熱位置を変化させた場合の自然対流速度が計測されている。ここでは、燃料体の等価直径に近い円管 1.1cm の測定結果に対して、保存式 (質量、運動量、エネルギー保存式) を計算機により解いた結果を比較している。図 3 に実験データ及び解析結果の比較が示されているが、出入口温度差が約 200℃ の場合で実験データ及び解析により 30cm/s 程度の自然対流が発生することが示されている。

管径がより大きい 2.4cm の円管を用いた実験でも、図 4 のとおり出入口温度差が約 200℃ の場合で、20cm/s 程度の自然対流が発生す

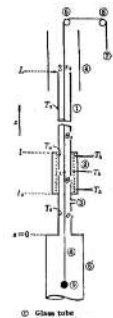
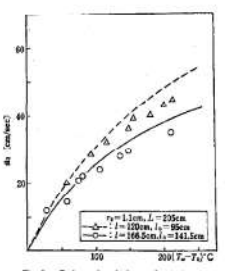
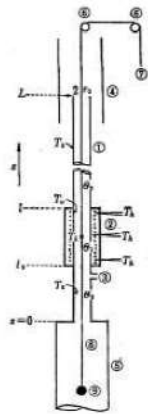
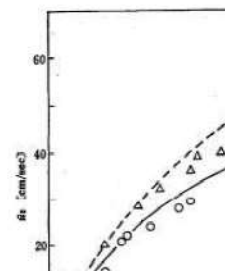
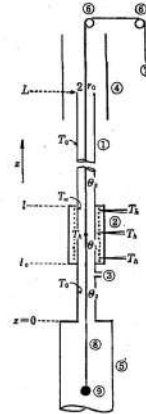
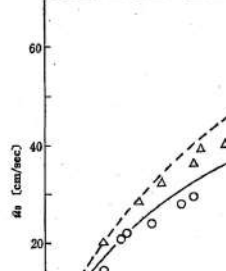
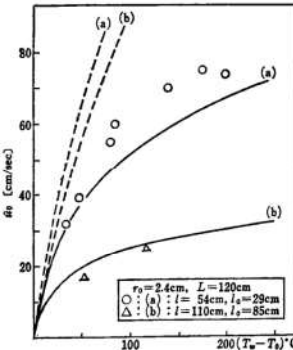
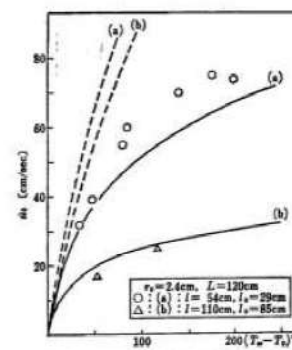
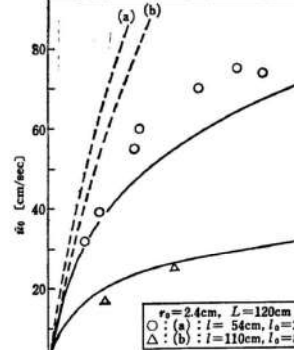
【伊方・大飯】
 記載表現の相違

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

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

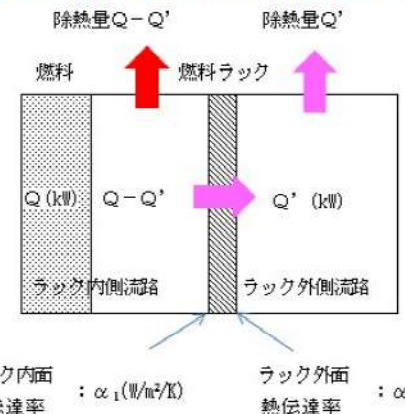
伊方発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>の自然対流が発生することが示されており、これらの結果より理論的検討結果が妥当であると判断することができる。</p> <p>3. まとめ 自然対流速度について、理論的検討を行うとともに実験的確認を行い、実機体系を想定した自然対流速度は約15~30cm/s程度が見込まれることがわかった。 以上より、本概略評価では、空気自然対流速度として15cm/sとする。</p> <hr/> <p>¹ 清水 賢、森田 徳義、垂直円管内における空気自然対流速度、化学工業、第26巻、第6号（1962）</p>	<p>ることが示されている。これらの結果より、前節の理論的検討の結果が妥当なものであると判断することができる。</p> <p>3. まとめ 自然対流速度について、理論的検討を行うとともに実験的確認を行い、実機体系を想定した自然対流速度は約15~30cm/s程度が見込まれることがわかった。 以上より、本概略評価では、空気自然対流速度を15cm/sとする。</p> <hr/> <p>¹ 清水 賢、森田 徳義、垂直円管内における空気自然対流速度、化学工業、第26巻、第6号(1962)</p>	<p>ることが示されている。したがって、出入口温度差が300℃の場合にはより速度の大きな自然対流が発生すると考えられ、これらの結果より、資料1で評価した自然対流速度が妥当なものであると判断することができる。</p> <p>3. まとめ 自然対流速度について、理論的検討を行うとともに実験的確認を行い、実機体系を想定した理論的検討による自然対流速度が妥当であることがわかった。 以上より、本概略評価では、空気自然対流速度を22.2cm/sとする。</p> <hr/> <p>¹ 清水 賢、森田 徳義、垂直円管内における空気自然対流速度、化学工業、第26巻、第6号(1962)</p>	<p>【伊方・大飯】 記載内容の相違 ・伊方、大飯では設定した自然対流速度の妥当性を理論的検討と実験的確認によって確認しているが、泊では理論的検討による自然対流速度を評価の入力値としており、その妥当性の確認として実験的確認を参照しているため記載が異なる</p> <p>【伊方・大飯】 記載内容の相違 ・相違理由は前述通り (同頁参照) 【大飯】 評価結果の相違</p>

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

伊方発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
  <p>① Glass tube ② Electric furnace ③ Hole to flow meter ④ Protection sheet ⑤ Distributor ⑥ Pulley ⑦ To millivolt-meter ⑧ Thin string ⑨ Weight 7A Thermocouples</p> <p>Fig. 1 Schematic diagram of the apparatus</p> <p>Fig. 1 Estimated and observed relations of v_a to $T_w - T_0$ (3)</p>	  <p>① Glass tube ② Electric furnace ③ Hole to flow meter ④ Protection sheet ⑤ Distributor ⑥ Pulley ⑦ To millivolt-meter ⑧ Thin string ⑨ Weight 7A Thermocouples</p> <p>Fig. 1 Schematic diagram of the apparatus</p> <p>Fig. 5 Estimated and observed relations of v_a to $T_w - T_0$ (3)</p>	  <p>① Glass tube ② Electric furnace ③ Hole to flow meter ④ Protection sheet ⑤ Distributor ⑥ Pulley ⑦ To millivolt-meter ⑧ Thin string ⑨ Weight 7A Thermocouples</p> <p>Fig. 1 Schematic diagram of the apparatus</p> <p>Fig. 5 Estimated and observed relations of v_a to $T_w - T_0$ (3)</p>	
<p>図16-別-添4-1 名古屋大学試験装置</p> <p>図16-別-添4-2 名古屋大学自然対流速度結果 (円管1.1cm)</p>	<p>図1 名古屋大学試験装置</p> <p>図2 名古屋大学自然対流速度結果 (円管1.1cm)</p>	<p>図2 名古屋大学試験装置</p> <p>図3 名古屋大学自然対流速度結果 (円管1.1cm)</p>	
 <p>Fig. 4 Estimated and observed relations of v_a to $T_w - T_0$ (2)</p>	 <p>Fig. 4 Estimated and observed relations of v_a to $T_w - T_0$ (2)</p>	 <p>Fig. 4 Estimated and observed relations of v_a to $T_w - T_0$ (2)</p>	
<p>図16-別-添4-3 名古屋大学自然対流速度結果 (円管2.4cm)</p> <p>【掲載終了】</p>	<p>図3 名古屋大学自然対流速度結果 (円管2.4cm)</p> <p>【掲載終了】</p>	<p>図4 名古屋大学自然対流速度結果 (円管2.4cm)</p>	

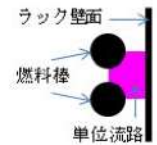
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

伊方発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		<p style="text-align: right;">添付4</p> <p>燃料ラック（キャン型）からラック外側への伝熱量の評価について</p> <p>燃料崩壊熱量の高い泊2号炉を対象に、空気自然循環による冷却を燃料ラック（キャン型）の内外において考慮し、燃料ラックの内外面の表面熱伝達を求めてラック外側への伝熱量を評価する。</p> <p>なお、燃料ラックの内外面の熱伝達率と比較すると、ラック本体（材質：ステンレス鋼、板厚：\varnothingmm）の熱抵抗は十分小さいことから、燃料ラックの内外面の温度は同じとみなす¹。</p> <p>以降、添え字「1」はラック内側を、「2」はラック外側を表す。</p> <div style="text-align: center;">  <p>ラック内面 熱伝達率：α_1(W/m²/K) ラック外面 熱伝達率：α_2(W/m²/K)</p> </div> <p>① 燃料ラック内側の熱伝達率（α_1）</p> <p>燃料ラック内部は、燃料被覆管の表面熱伝達に考慮しているNu数4.36²を用い、壁面近傍の流路形状を反映して評価する。表面熱伝達率α_1は以下の(1)式で表せられる。</p> $\alpha_1 = Nu \times (\lambda_1 / De) \quad \dots(1)$ <p>ただし、α_1：ラック内面熱伝達率(W/m²/K) λ_1：ラック内空気熱伝導率(W/m/K) De：燃料棒-ラック壁面間流路の等価直径(m)</p> <p>λ_1の参照温度T_{r1}は、出入口の平均温度にて設定する。なお、後述する繰り返し計算により算出する値である。</p> <p> 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。</p> <p>¹ \varnothing：板厚、λ_{sus}：ラックの熱伝導率=16.5(W/m/K)@400Kとすると、ラック本体の熱抵抗 $\varnothing / \lambda_{sus}$ は 10^{-4} のオーダーである。 ² 燃料ラック内側壁面近傍の流れはラック及び燃料棒に囲まれた管内流れと考えられることから、発達した管内層流の熱伝達率を求める。</p>	<p>【伊方・大飯】 記載方針の相違 ・泊はキャン型ラックのため、ラック外部との熱交換を計算で考慮している。したがって、添付4にてラック外側への伝熱量の評価について記載</p>

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

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

伊方発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		<p>$Tr_1 = 0.5 \times (Tin + Tout_1)$ …(2)</p> <p>ただし、$Tout_1$：ラック内側出口温度(°C) Tin：ラック内側入口温度(°C) (=155°C)</p> <p>等価直径Deは以下の(3)式で表せられる。単位流路面積Aは燃料棒ピッチ14.1(mm)、燃料棒直径10.72(mm)及び燃料棒中心-壁面間距離 [] (mm)より算出できる。</p> <p>$De = 4A \div L$ …(3)</p> <p>ただし、A：単位流路面積(m²) L：濡れぶち長さ(m)</p>  <p>以上、(1)式～(3)式からラック内面熱伝達率α_1を得る。</p> <p>② 燃料ラック外側の熱伝達率 (α_2) 燃料ラック外部は、壁面からの熱流束を一定とした場合³の自然対流を考慮して評価する。 鉛直平板周りの自然対流熱伝達特性を表すNu数⁴は、空気の場合、伝熱工学資料より以下の(4)式で表せられる。</p> <p>$Nu = 0.0185 \times Ra^{0.4}$ …(4)</p> <p>ただし、Ra：レイリー数(-)</p> <p>$Ra = Gr \times Pr$ …(5)</p> <p>ただし、Gr：グラスホフ数(-) Pr：プラントル数(-) (0.71)</p> <p>$Gr = g \times \beta \times (Tout_2 - Tin) \times Heff^3 \div \nu_2^2$ …(6)</p> <p>ただし、g：重力加速度(m/s²) β：空気の体積膨張率(1/K) ($Tin=155^\circ\text{C}$時) $Heff$：有効伝熱面高さ(m) (= [] (m)：サポートプレート間距離の半分) ν_2：動粘性係数(m²/s)</p> <p>[] 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。</p> <p>³ 本評価では、ラック外側への総通過熱量を導出するために平均的な熱伝達率を考える。ただし、考慮する出力は燃料1体あたりの崩壊熱が最も高い場合を考える。</p> <p>⁴ ラック外側(キャン外面近傍)の空気流れはラック内側からの入熱による温度上昇によって自然対流となり、その伝熱特性に基づきラック外側へ放熱される。このような体系における伝熱特性は鉛直平板周りの自然対流伝熱特性に相当し、その相関式が適用できる。</p>	

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

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

伊方発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		<p>ここで、(6)式において、ラック外側の自然対流における空気の流れがサポートプレートにより制限を受け、有効伝熱高さ全体がラック内外の熱伝達において十分に寄与しない可能性を考慮し、有効伝熱面高さ$Heff$を保守的にサポートプレート間距離の半分とした。</p> <p>v_2の参照温度Tr_2は、(6)式の通り出入口の平均温度にて設定する。$Tout_2$は後述する繰り返し計算により算出する値である。</p> $Tr_2 = 0.5 \times (Tin + Tout_2) \quad \dots(7)$ <p>ここでRa数を導出すると、1×10^{10}以上で乱流領域にあり、(4)式の適用範囲にあることが確認できる。</p> <p>ラック外面熱伝達率α_2は以下の(8)式で表せられる。</p> $\alpha_2 = Nu \times (\lambda_2 \div Heff) \quad \dots(8)$ <p>ただし、α_2：ラック外面熱伝達率(W/m²/K) λ_2：ラック外空気熱伝導率(W/m/K)</p> <p>以上、(4)式～(8)式からラック外面熱伝達率α_2を得る。</p> <p>なお、α_2はラック外側の自然対流を前提としているため、その成立性については添付6にて確認している。</p> <p>③ 燃料ラック内外の熱収支 燃料ラック内面から外面への熱通過率K(W/m²/K)は、(1)式及び(8)式より以下の(9)式のとおり設定される。</p> $K = 1 \div (1 \div \alpha_1 + 1 \div \alpha_2) \quad \dots(9)$ <p>これを用い、燃料ラックの内側から外側への伝熱量Q'(W)は以下の(10)式により表せられる。</p> $Q' = K \times A_1 \times (Tm - Ta) \quad \dots(10)$ <p>ただし、A_1：ラック熱伝達面積(m²) Tm：ラック内代表温度(℃) Ta：ラック外代表温度(℃)</p> <p>ラック熱伝達面積A_1はラック外幅 (m)及び有効伝熱面高さ$Heff$より算出される。ラック内代表温度Tm及びラック外代表温度Taは以下の(11)式、(12)式より設定される。</p> $\text{ } \text{ 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。}$ $Tm = Tout_1 - 0.50 \times (Tout_1 - Tin) = 318.6(^\circ\text{C}) \quad \dots(11)$ $Ta = Tout_2 - 0.50 \times (Tout_2 - Tin) = 180.0(^\circ\text{C}) \quad \dots(12)$	

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

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

伊方発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																				
		<p>(9)式～(12)式よりQ' が定まれば、資料1表2に示したラック内の空気の温度上昇ΔT_gを求めることができる。</p> $\Delta T_g = T_{out1} - T_{in} = (Q - Q') \div (G \times C_p) \quad \dots(13)$ <p>ただし、Q：燃料の崩壊熱 (W) (=1,520W) G：自然循環流量 (kg/s) (= kg/s) C_p：ラック内空気の比熱 (J/kg/K) (温度T_{r1}における空気の比熱)</p> <p>以上の(1)式から(13)式まで(ただし、(3)式を除く)の計算をラック内外の熱収支が大よそ釣り合うまで繰り返し行う。その結果、表1に示す値となる。</p> <p style="text-align: center;">表1 各項目の繰り返し計算結果</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>単位</th> <th>計算結果</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ラック内側出口温度 T_{out1}</td> <td>℃</td> <td>430</td> </tr> <tr> <td>ラック内側物性参照温度 T_{r1}</td> <td>℃</td> <td>278</td> </tr> <tr> <td>ラック内面熱伝達率 α_1</td> <td>W/m²/K</td> <td>9.0</td> </tr> <tr> <td>ラック外側出口温度 T_{out2}</td> <td>℃</td> <td>175</td> </tr> <tr> <td>ラック外側物性参照温度 T_{r2}</td> <td>℃</td> <td>151</td> </tr> <tr> <td>ラック外面熱伝達率 α_2</td> <td>W/m²/K</td> <td>2.5</td> </tr> <tr> <td>ラック内面から外面への熱通過率 K</td> <td>W/m²/K</td> <td>1.957</td> </tr> <tr> <td>ラック内側代表温度 T_m</td> <td>℃</td> <td>278.3</td> </tr> <tr> <td>ラック外側代表温度 T_a</td> <td>℃</td> <td>152.5</td> </tr> <tr> <td>ラック内側から外側への放熱量 Q'</td> <td>W</td> <td>364</td> </tr> <tr> <td>ラック内の空気の温度上昇 ΔT_g</td> <td>℃</td> <td>300</td> </tr> </tbody> </table> <div style="text-align: center;"> </div> <p> 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。</p>	項目	単位	計算結果	ラック内側出口温度 T_{out1}	℃	430	ラック内側物性参照温度 T_{r1}	℃	278	ラック内面熱伝達率 α_1	W/m ² /K	9.0	ラック外側出口温度 T_{out2}	℃	175	ラック外側物性参照温度 T_{r2}	℃	151	ラック外面熱伝達率 α_2	W/m ² /K	2.5	ラック内面から外面への熱通過率 K	W/m ² /K	1.957	ラック内側代表温度 T_m	℃	278.3	ラック外側代表温度 T_a	℃	152.5	ラック内側から外側への放熱量 Q'	W	364	ラック内の空気の温度上昇 ΔT_g	℃	300	
項目	単位	計算結果																																					
ラック内側出口温度 T_{out1}	℃	430																																					
ラック内側物性参照温度 T_{r1}	℃	278																																					
ラック内面熱伝達率 α_1	W/m ² /K	9.0																																					
ラック外側出口温度 T_{out2}	℃	175																																					
ラック外側物性参照温度 T_{r2}	℃	151																																					
ラック外面熱伝達率 α_2	W/m ² /K	2.5																																					
ラック内面から外面への熱通過率 K	W/m ² /K	1.957																																					
ラック内側代表温度 T_m	℃	278.3																																					
ラック外側代表温度 T_a	℃	152.5																																					
ラック内側から外側への放熱量 Q'	W	364																																					
ラック内の空気の温度上昇 ΔT_g	℃	300																																					

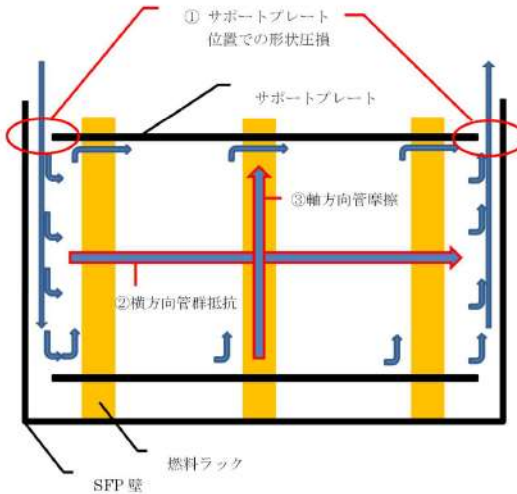
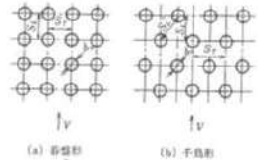
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

伊方発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		<p style="text-align: right;">添付6</p> <p style="text-align: center;">ラック外側の流動抵抗の評価について</p> <p>ラック外側流れの密度差駆動力と流動抵抗による圧力損失（流れ図は図1参照）を以下のように求めた¹。</p> <ol style="list-style-type: none"> ① サポートプレート部の形状圧損をサポートプレート開口部とラック部位の開口部の面積を考慮した縮流より導出。 ② 自然対流で前提とした軸流速がすべて横流速として振る舞うと仮定し、ラックを円管に見立てた円管群の抗力係数を導出。 ③ ラック外部の出入口温度差による駆動力に考慮する高さには、伝熱面積を約半分とした有効伝熱面高さを適用して導出。 <p>ラック外部の出入口温度差による駆動力に考慮する高さには、サポートプレート間距離を適用して導出する。</p> <p>サポートプレート開口部面積をAs、ラック部位の開口部面積をArと置いた時、開口比はAs/Arと定義される。この開口比と、自然対流で前提とした軸流速から導出されるRe数の組み合わせから、縮流による形状圧損係数を求める。なお、この圧損係数は、流れの流入部と流出部のそれぞれに考慮する。</p> <p>次に円管群の抗力係数は$CD=0.33 \cdot Re^{-0.2}$より算出し、また、円管摩擦はブラジウスの式²より算出する。これより、円管群の抗力係数と円管摩擦を足してラック部の圧損係数を求める。</p> <p>その結果、流動抵抗ξは15（5刻み切り上げ：ラック外側代表流速基準）となり、これを以下の式に代入して圧力損失を算出した。</p> $\Delta P = \xi \cdot \frac{1}{2} \rho v^2$ <p>流動抵抗による圧力損失は約0.15Paである。一方、密度差駆動力は有効伝熱面高さHeffを用いて以下の式により算出した。</p> $\Delta P(\rho) = \frac{\rho_{out} - \rho_{in}}{2} \cdot g \cdot H_{eff}$ <p>その結果、密度差駆動力は約0.67Paとなった。</p> <p>以上より、密度差駆動力（約0.67Pa）が流動抵抗による圧力損失（約0.15Pa）を上回ることが分かり、ラック外側の自然対流が機能することが確認された。</p> <hr/> <p>¹ ラック外側のフローパターンには不確実性があるが、図1に示すようにラック外周から流入した空気の流路の長さが長くなるよう、キャンとキャンの間を横方向及び軸方向に流れ、流入した場所の反対側から流出することを仮定し、その分の圧力損失を大きめ（保守的）に評価する。</p> <p>² 層流条件よりも圧損係数が大きくなる乱流条件を考える。また、ラック外側の流れのRe数に基づき円管の摩擦係数評価式はブラジウスの式を適用する。</p>	<p>【伊方・大飯】 記載方針の相違 ・泊はキャン型ラックのため、ラック外部での自然対流冷却による熱交換の妥当性を確認した （第385回の審査会合で説明済）</p>

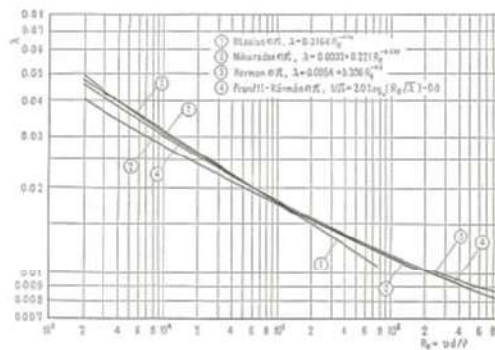
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

伊方発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																										
		 <p>図1 ラック外側で想定する流れ図</p> <p>内管群の抗力係数（機械工学便覧）</p> <table border="1" data-bbox="1400 981 1960 1220"> <caption>表 24 内管群の抗力係数</caption> <thead> <tr> <th rowspan="2">様式</th> <th rowspan="2">C₀ の定義</th> <th colspan="2">管 束 間 隙</th> </tr> <tr> <th>層 流</th> <th>乱 流</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td></td> <td>$Re_0 = \frac{\rho V_0 d_0}{\mu} = 1.25 < \frac{d_0}{s} < 1.25$</td> <td>$300 < Re_0 < 20,000$</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>$3,000 < Re_0 < 40,000$</td> </tr> <tr> <td>単管形</td> <td>$C_0 = \frac{1}{2} \frac{d_0}{\rho V_0 s}$</td> <td>$C_0 = \frac{70}{Re_0} \left(\frac{d_0}{s} \right)^{1.4}$</td> <td>$C_0 = 0.53 (Re_0)^{-0.5}$ $C_0 = 0.044 \left(\frac{0.08 (Re_0/d_0)}{1 + 0.041 (Re_0/d_0)^{1/4}} \right)^{-1}$</td> </tr> <tr> <td>干渉</td> <td>$C_0 = \frac{1}{2} \frac{d_0}{\rho V_0 s}$</td> <td>$C_0 = \frac{70}{Re_0} \left(\frac{d_0}{s} \right)^{1.4}$</td> <td></td> </tr> <tr> <td>乱流</td> <td>$C_0 = \frac{1}{2} \frac{d_0}{\rho V_0 s}$</td> <td>$C_0 = \frac{70}{Re_0} \left(\frac{d_0}{s} \right)^{1.4}$</td> <td>$C_0 = 0.53 (Re_0)^{-0.5}$ $C_0 = (Re_0)^{-0.5} \left(0.25 + \frac{0.117 s}{d_0 - 1} \right)$</td> </tr> </tbody> </table> <p>ただし、d_0：内管群全体の圧力降下、s：内管群の間隔、$Re_0 = \frac{\rho V_0 d_0}{\mu}$、$Re_0 = \frac{\rho V_0 (d_0 - d_1)}{\mu}$、$Re_0 = \frac{\rho V_0 d_0}{\mu}$、$d_0 = \frac{37.5 - (0.0414)}{2 d_0}$</p>  <p>(a) 正方形 (b) 錯列</p> <p>図 24 内管群の配列</p>	様式	C ₀ の定義	管 束 間 隙		層 流	乱 流			$Re_0 = \frac{\rho V_0 d_0}{\mu} = 1.25 < \frac{d_0}{s} < 1.25$	$300 < Re_0 < 20,000$				$3,000 < Re_0 < 40,000$	単管形	$C_0 = \frac{1}{2} \frac{d_0}{\rho V_0 s}$	$C_0 = \frac{70}{Re_0} \left(\frac{d_0}{s} \right)^{1.4}$	$C_0 = 0.53 (Re_0)^{-0.5}$ $C_0 = 0.044 \left(\frac{0.08 (Re_0/d_0)}{1 + 0.041 (Re_0/d_0)^{1/4}} \right)^{-1}$	干渉	$C_0 = \frac{1}{2} \frac{d_0}{\rho V_0 s}$	$C_0 = \frac{70}{Re_0} \left(\frac{d_0}{s} \right)^{1.4}$		乱流	$C_0 = \frac{1}{2} \frac{d_0}{\rho V_0 s}$	$C_0 = \frac{70}{Re_0} \left(\frac{d_0}{s} \right)^{1.4}$	$C_0 = 0.53 (Re_0)^{-0.5}$ $C_0 = (Re_0)^{-0.5} \left(0.25 + \frac{0.117 s}{d_0 - 1} \right)$	
様式	C ₀ の定義	管 束 間 隙																											
		層 流	乱 流																										
		$Re_0 = \frac{\rho V_0 d_0}{\mu} = 1.25 < \frac{d_0}{s} < 1.25$	$300 < Re_0 < 20,000$																										
			$3,000 < Re_0 < 40,000$																										
単管形	$C_0 = \frac{1}{2} \frac{d_0}{\rho V_0 s}$	$C_0 = \frac{70}{Re_0} \left(\frac{d_0}{s} \right)^{1.4}$	$C_0 = 0.53 (Re_0)^{-0.5}$ $C_0 = 0.044 \left(\frac{0.08 (Re_0/d_0)}{1 + 0.041 (Re_0/d_0)^{1/4}} \right)^{-1}$																										
干渉	$C_0 = \frac{1}{2} \frac{d_0}{\rho V_0 s}$	$C_0 = \frac{70}{Re_0} \left(\frac{d_0}{s} \right)^{1.4}$																											
乱流	$C_0 = \frac{1}{2} \frac{d_0}{\rho V_0 s}$	$C_0 = \frac{70}{Re_0} \left(\frac{d_0}{s} \right)^{1.4}$	$C_0 = 0.53 (Re_0)^{-0.5}$ $C_0 = (Re_0)^{-0.5} \left(0.25 + \frac{0.117 s}{d_0 - 1} \right)$																										

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

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

伊方発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		<p>ブラジウスの式（伝熱工学資料）</p> <p>注. 正力損失 $2000 < Re < 10^6$ に対してブラジウスの式⁽¹⁾</p> $\lambda = \frac{0.3164}{Re^{0.25}} \quad (3.27)$ <p>$Re > 10^4$ に対してコクラーツェ (Nikuradse) の式⁽²⁾</p> $\lambda = 0.0032 + 0.221 Re^{-0.45} \quad (3.28)$ <p>$Re = 8 \times 10^4$ までブラジウスの式とよく一致し、工業的によく利用される範囲 $Re < 1.5 \times 10^6$ に対して成立するHerman の式⁽³⁾</p> $\lambda = 0.0054 + 0.326 Re^{-0.4} \quad (3.29)$ <p>$10^4 < Re < 10^6$ に対して十分正確な値を与えるプラントル・カルマン (Prandtl-Kármán) の式⁽⁴⁾</p> $\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 2.0 \log_{10}(Re \sqrt{\lambda}) - 0.8 = 2.0 \log_{10} \left(\frac{Re \sqrt{\lambda}}{2.325} \right) \quad (3.30)$ <p>などがある。これらの式の値は、すべて図3.12に示してある。</p>  <p>図 3.12 摩擦係数 λ とレイノルズ数 Re の関係</p>	

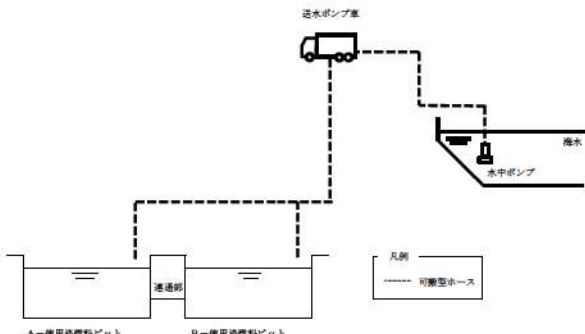
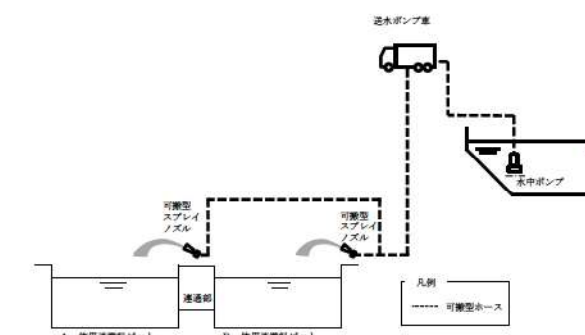
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

伊方発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		<p style="text-align: right;">添付7</p> <p>泊1号及び2号炉のSFPへの補給又はスプレイを行う体制等について</p> <p>1. 参集体制について 泊1号及び2号炉のSFP発災後の状況判断については泊1号及び2号炉中央制御室にいる運転員により判断可能であり、泊1号及び2号炉のSFPへの補給又はスプレイ操作については、泊3号炉の災害対策要員等とは別に、事象発生12時間以降の発電所外からの参集要員にて対応可能である。 なお、発電所に近接した社員の居住地域（共和町宮丘地区）から発電所への参集に要する時間は約3時間と想定している。</p> <p>2. 泊1号及び2号炉のSFPへの補給又はスプレイ操作について 泊1号及び2号炉のSFPが発災した場合には、海水を用いた送水ポンプ車によるSFPへの補給又はスプレイを行うため、送水ポンプ車の設置、海水取水箇所への水中ポンプの設置、可搬型ホースの敷設等を行う。（SFPへのスプレイには可搬型スプレイノズルの設置も行う。） 泊1号及び2号炉の使用済燃料ピットへの補給又はスプレイに係る系統概要及びホース敷設ルート図を図1～3に示す。 泊3号炉におけるSFPへの補給（注水）は、要員5名により作業を実施し、所要時間は約4時間10分と想定している。泊1号及び2号炉におけるSFP発災に対し、要員の参集に要する時間を数時間、SFPへの補給又はスプレイ作業に要する時間を各号炉それぞれ数時間と想定しても、事象発生の10数時間後までには泊1号及び2号炉SFPへの補給又はスプレイを実施できる。</p>	<p>【伊方・大飯】 記載方針の相違 ・泊は、停止号炉である1号及び2号炉のSFPへの補給又はスプレイを行う体制について、添付7に整理した。 ・大飯は、添付資料1.0.16の4.項に停止号炉である1号及び2号炉のSFPへの給水について記載している。</p>

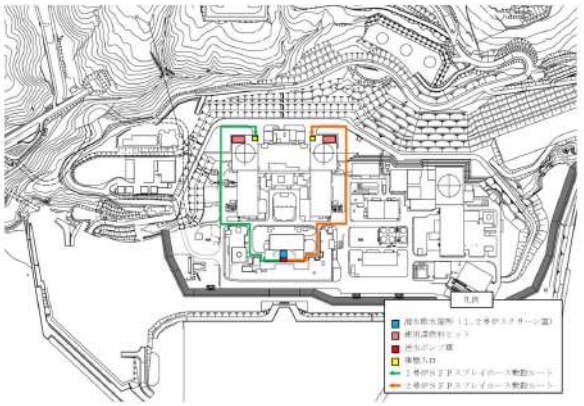
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

伊方発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		 <p>図1 海水を用いた送水ポンプ車による泊1号及び2号炉 SFP への補給 系統概要</p>	
		 <p>図2 海水を用いた送水ポンプ車及び可搬型スプレィノズルによる泊1号及び2号炉 SFP へのスプレィ 系統概要</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）

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

伊方発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																				
		 <p>図3 海水を用いた送水ポンプ車による泊1号及び2号炉使用済燃料ピットへの補給又はスプレイホース敷設ルート図</p> <p>【参考】 泊3号炉における海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水 タイムチャート</p> <table border="1" data-bbox="1444 750 1926 949"> <thead> <tr> <th rowspan="2">注水工程</th> <th rowspan="2">備考(注)</th> <th colspan="4">経過時間(時間)</th> <th rowspan="2">備考</th> </tr> <tr> <th>1</th> <th>2</th> <th>3</th> <th>4</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による注水工程</td> <td>注水準備</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>注水開始</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>注水終了</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>注水完了</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>注1：可搬型大型送水ポンプ車の送水能力は約100m³/時、車庫の容量は約100m³、送水距離は約1km程度である。送水ポンプ車の送水能力は約100m³/時、車庫の容量は約100m³、送水距離は約1km程度である。</p> <p>注2：可搬型大型送水ポンプ車の送水能力は約100m³/時、車庫の容量は約100m³、送水距離は約1km程度である。送水ポンプ車の送水能力は約100m³/時、車庫の容量は約100m³、送水距離は約1km程度である。</p> <p>注3：可搬型大型送水ポンプ車の送水能力は約100m³/時、車庫の容量は約100m³、送水距離は約1km程度である。送水ポンプ車の送水能力は約100m³/時、車庫の容量は約100m³、送水距離は約1km程度である。</p> <p>注4：可搬型大型送水ポンプ車の送水能力は約100m³/時、車庫の容量は約100m³、送水距離は約1km程度である。送水ポンプ車の送水能力は約100m³/時、車庫の容量は約100m³、送水距離は約1km程度である。</p> <p>注5：可搬型大型送水ポンプ車の送水能力は約100m³/時、車庫の容量は約100m³、送水距離は約1km程度である。送水ポンプ車の送水能力は約100m³/時、車庫の容量は約100m³、送水距離は約1km程度である。</p> <p>注6：可搬型大型送水ポンプ車の送水能力は約100m³/時、車庫の容量は約100m³、送水距離は約1km程度である。送水ポンプ車の送水能力は約100m³/時、車庫の容量は約100m³、送水距離は約1km程度である。</p> <p>注7：可搬型大型送水ポンプ車の送水能力は約100m³/時、車庫の容量は約100m³、送水距離は約1km程度である。送水ポンプ車の送水能力は約100m³/時、車庫の容量は約100m³、送水距離は約1km程度である。</p>	注水工程	備考(注)	経過時間(時間)				備考	1	2	3	4	海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による注水工程	注水準備						注水開始						注水終了						注水完了						
注水工程	備考(注)	経過時間(時間)				備考																																	
		1	2	3	4																																		
海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による注水工程	注水準備																																						
	注水開始																																						
	注水終了																																						
	注水完了																																						

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

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

伊方発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		<p style="text-align: right;">添付8</p> <p>CFD解析による泊2号炉SFP発災時のSFP内空気温度について</p> <p>泊2号炉SFPの冷却水がすべて喪失した場合を想定し、燃料集合体及び燃料ラック周囲の空気の流れによる除熱を模擬したCFD解析により、SFP内の空気温度を評価した。</p> <p>1. 評価条件</p> <ul style="list-style-type: none"> >図1に示すとおり泊2号炉のSFP及びSFPを内包する建屋（燃料取扱棟）全体を3次元でモデル化し、SFP内とSFP上部空間での空気の流れ及び建屋開口部における外気の流入を考慮する。 >SFP内では、図2に示す泊2号炉SFPの実燃料配置を模擬し、燃料の冷却期間に応じた発熱量を考慮する。 >建屋開口部からの空気の流れは自然流出条件（建屋外側は大気圧条件）とする。 >建屋の主要な放熱面は、天井及び側壁（建屋床面から高さ2.2mまで）とする。 >輻射伝熱は考慮しない。 >外気の温度は、35℃とする¹。 >解析コードは汎用熱流動解析コードFluent ver.14.5を使用する。 <p>2. 評価結果</p> <p>上記条件で建屋内の温度分布を評価した結果を図3に示す。燃料ラック出入口での空気温度上昇は約320℃となった。</p> <p>建屋内の空気の流れについては、建屋開口部から流入した外気は建屋の床付近を流れSFPへ流入し、SFP底部に到達した時点の空気温度T_{in}は約80℃であった。この空気が燃料により温度上昇し、燃料ラック頂部における空気の最高温度は約400℃となる。</p> <p>CFDの評価では上記の結果となったが、建屋開口部から流入する空気とSFP内で温度上昇した空気の混合状況によりT_{in}は不確かさが大きいパラメータであることから、簡易評価においては建屋床面におけるSFP周辺部の雰囲気温度の最高値（約120℃）に保守性を持たせT_{in}を130℃に設定した。</p> <p>また、燃料ラック内外の空気の流れ、ラック壁の内側から外側への熱の伝達状況等についても、簡易評価のモデルが概ね妥当であることを示すものであった。</p> <hr/> <p>¹ 泊発電所最寄の気象観測所（寿部）の日最高気温34.0℃より設定</p>	<p>【伊方・大飯】 記載方針の相違 ・泊は空気の燃料入口温度評価（簡易計算）の妥当性確認のためにCFD解析を実施 （第385回の審査会で説明済）</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）

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

伊方発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		<p>図1 評価モデルの概要図</p> <p>図2 泊2号炉SFPの燃料貯蔵状況 (H28.1.1時点)</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）

1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について

伊方発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		<p>温度 (°C)</p> <p>280 277 270 262 252 239 228 214 201 180 175 163 150 137 124 112 99 86 73 61 48 35</p> <p>建屋開口部から流入した外気が床面を沿いSFPへ流入</p> <p>建屋開口部から流入した外気が床面上に沿って流れる</p> <p>建屋の縦断面 (SFP中央断面)</p> <p>建屋の横断面 (床付近)</p> <p>建屋の横断面 (建屋中央)</p> <p>建屋の横断面 (天井付近)</p> <p>温度 (°C)</p> <p>400 382 364 345 327 309 291 272 254 236 218 200 181 163 145 126 108 90 72 53 35</p> <p>Aピット 炉源熱の大小関係に応じた Bピット 温度分布となる。</p> <p>ピット内の横断面 (上部サポート板部)</p> <p>図3 CFD解析による建屋内空気温度の評価結果</p>	

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAT101-9 r.9.0
提出年月日	令和5年10月31日

泊発電所3号炉

「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の
重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を
実施するために必要な技術的能力に係る審査基準」
に係る適合状況説明資料
比較表

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を 未臨界にするための手順等

令和5年10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。

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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
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・体制等を変更し、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：下記1件 ・ほう酸水を注入する設備として、化学体積制御設備を用いる手段に加え、非常用炉心冷却設備のうち高压注入系を用いる手段があるが、高压注入系を用いる手段は1次冷却材圧力が高压注入ポンプ注入圧力未満である場合にほう酸水注入が可能な手段であり、大飯3/4号炉と同様、自主対策設備と位置付けることが適切であると判断し、重大事故対処設備から自主対策設備に変更した。			
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. 女川2号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの：下記1件 ・資料構成は、炉型が同じである大飯3/4号炉の対応手段及び操作手順の参照を基本とした上で、配管・弁の流路等を含めた設備の選定方針、文章構成や表現については、女川2号炉の審査実績を反映している。また、各図面においても、女川2号炉の審査実績を踏まえた資料構成や記載の充実化等の見直しを行っている。			
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			

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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由												
<p>2. 大飯3/4号炉まとめ資料との比較結果の概要</p> <p>2-1) 設備の相違（以下については、相違理由欄にNo.を記載する）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>No.</th> <th>大飯発電所3/4号炉</th> <th>泊発電所3号炉</th> <th>相違理由</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①</td> <td>— (泊3号炉との比較対象なし)</td> <td> <p>【ほう酸水注入に使用する設備】</p> <ul style="list-style-type: none"> ほう酸注入タンク </td> <td> <p>【設計方針の相違（重大事故等対処設備）】（例：比較表p.1.1-9）</p> <ul style="list-style-type: none"> 泊3号炉は、高圧注入ポンプの出口ラインにほう酸注入タンクを設置しており、非常用炉心冷却設備作動信号にて隔離弁が開となり、高圧注入ポンプによりほう酸注入タンクを経由して発電用原子炉へほう酸水を注入する。泊3号炉と同様に、ほう酸注入タンクを設置しており、ほう酸注入タンクを経由して発電用原子炉へほう酸水を注入しているプラントは、川内1/2号炉、高浜1/2号炉、高浜3/4号炉、美浜3号炉である。 大飯3/4号炉、伊方3号炉、玄海3/4号炉は、ほう酸注入タンク非設置。 </td> </tr> <tr> <td>②</td> <td> <p>【原子炉トリップ時の制御棒炉底位置の確認】</p> <ul style="list-style-type: none"> 「制御棒炉底位置表示灯」により確認する。 </td> <td> <p>【原子炉トリップ時の制御棒炉底位置の確認】</p> <ul style="list-style-type: none"> 「制御棒炉底位置表示」により確認する。 </td> <td> <p>【設計方針の相違】（例：比較表p.1.1-14）</p> <ul style="list-style-type: none"> 大飯3/4号炉は、制御棒の炉底位置を中央制御盤の表示灯により確認する。 泊3号炉は、制御棒の炉底位置を中央制御盤の画面表示にて確認する。なお、制御棒の炉底位置は大型表示盤でも確認可能である。（高浜1/2号炉、美浜3号炉同様） アナログ型の中央制御盤である大飯3/4号炉と総合デジタルシステムの新型中央制御盤である泊3号炉の設備構成の相違によるものであり、原子炉トリップ時に制御棒が炉底位置にあることを確認する手順に相違なし。 </td> </tr> </tbody> </table> <p>※ 相違点を強調する箇所を下線部にて示す。</p>				No.	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由	①	— (泊3号炉との比較対象なし)	<p>【ほう酸水注入に使用する設備】</p> <ul style="list-style-type: none"> ほう酸注入タンク 	<p>【設計方針の相違（重大事故等対処設備）】（例：比較表p.1.1-9）</p> <ul style="list-style-type: none"> 泊3号炉は、高圧注入ポンプの出口ラインにほう酸注入タンクを設置しており、非常用炉心冷却設備作動信号にて隔離弁が開となり、高圧注入ポンプによりほう酸注入タンクを経由して発電用原子炉へほう酸水を注入する。泊3号炉と同様に、ほう酸注入タンクを設置しており、ほう酸注入タンクを経由して発電用原子炉へほう酸水を注入しているプラントは、川内1/2号炉、高浜1/2号炉、高浜3/4号炉、美浜3号炉である。 大飯3/4号炉、伊方3号炉、玄海3/4号炉は、ほう酸注入タンク非設置。 	②	<p>【原子炉トリップ時の制御棒炉底位置の確認】</p> <ul style="list-style-type: none"> 「制御棒炉底位置表示灯」により確認する。 	<p>【原子炉トリップ時の制御棒炉底位置の確認】</p> <ul style="list-style-type: none"> 「制御棒炉底位置表示」により確認する。 	<p>【設計方針の相違】（例：比較表p.1.1-14）</p> <ul style="list-style-type: none"> 大飯3/4号炉は、制御棒の炉底位置を中央制御盤の表示灯により確認する。 泊3号炉は、制御棒の炉底位置を中央制御盤の画面表示にて確認する。なお、制御棒の炉底位置は大型表示盤でも確認可能である。（高浜1/2号炉、美浜3号炉同様） アナログ型の中央制御盤である大飯3/4号炉と総合デジタルシステムの新型中央制御盤である泊3号炉の設備構成の相違によるものであり、原子炉トリップ時に制御棒が炉底位置にあることを確認する手順に相違なし。
No.	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由												
①	— (泊3号炉との比較対象なし)	<p>【ほう酸水注入に使用する設備】</p> <ul style="list-style-type: none"> ほう酸注入タンク 	<p>【設計方針の相違（重大事故等対処設備）】（例：比較表p.1.1-9）</p> <ul style="list-style-type: none"> 泊3号炉は、高圧注入ポンプの出口ラインにほう酸注入タンクを設置しており、非常用炉心冷却設備作動信号にて隔離弁が開となり、高圧注入ポンプによりほう酸注入タンクを経由して発電用原子炉へほう酸水を注入する。泊3号炉と同様に、ほう酸注入タンクを設置しており、ほう酸注入タンクを経由して発電用原子炉へほう酸水を注入しているプラントは、川内1/2号炉、高浜1/2号炉、高浜3/4号炉、美浜3号炉である。 大飯3/4号炉、伊方3号炉、玄海3/4号炉は、ほう酸注入タンク非設置。 												
②	<p>【原子炉トリップ時の制御棒炉底位置の確認】</p> <ul style="list-style-type: none"> 「制御棒炉底位置表示灯」により確認する。 	<p>【原子炉トリップ時の制御棒炉底位置の確認】</p> <ul style="list-style-type: none"> 「制御棒炉底位置表示」により確認する。 	<p>【設計方針の相違】（例：比較表p.1.1-14）</p> <ul style="list-style-type: none"> 大飯3/4号炉は、制御棒の炉底位置を中央制御盤の表示灯により確認する。 泊3号炉は、制御棒の炉底位置を中央制御盤の画面表示にて確認する。なお、制御棒の炉底位置は大型表示盤でも確認可能である。（高浜1/2号炉、美浜3号炉同様） アナログ型の中央制御盤である大飯3/4号炉と総合デジタルシステムの新型中央制御盤である泊3号炉の設備構成の相違によるものであり、原子炉トリップ時に制御棒が炉底位置にあることを確認する手順に相違なし。 												

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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

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

2-2) 記載方針の相違（以下については、相違理由欄に No.を記載する）

No.	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
①	<p>【「1.1.1 (2) b. 手順等」の記載】</p> <p>これらの手順は、<u>発電所対策本部長</u>^{*2}当直課長、<u>運転員等</u>^{*3}及び<u>緊急安全対策要員</u>^{*4}の対応として原子炉出力を手動で抑制する手順等に定める（第1.1.1表）。</p> <p>※2 <u>発電所対策本部長</u>：重大事故等発生時における<u>発電所原子力防災管理者</u>及び<u>代行者</u>をいう。</p> <p>※3 <u>運転員等</u>：<u>運転員</u>及び<u>重大事故等対策要員のうち当直課長の指示に基づき運転対応を実施する要員</u>をいう。</p> <p>※4 <u>緊急安全対策要員</u>：<u>重大事故等対策要員のうち発電所対策本部長の指示に基づき対応する運転員等以外の要員</u>をいう。</p>	<p>【「1.1.1 (2) b. 手順等」の記載】</p> <p>これらの手順は、<u>発電課長</u>（当直）及び<u>運転員</u>による一連の対応として<u>発電用原子炉の未臨界を維持する手順</u>に定める（第1.1.1表）。</p>	<ul style="list-style-type: none"> 大飯3/4号炉は、技術的能力1.0にて整理する要員の名称以外に「運転員等」という名称を使用していることから、要員名称の定義を記載している。（例：比較表 p 1.1-13） 泊3号炉は、技術的能力1.0にて整理する要員の名称を記載している場合、改めて要員名称の定義は記載しないこととしている。（伊方3号炉同様）
②	— (泊3号炉との比較対象なし)	<p>【概要図】</p> <ul style="list-style-type: none"> 第1.1.2 図「手動による原子炉緊急停止 (1/2)」 第1.1.2 図「手動による原子炉緊急停止 (2/2)」 	<ul style="list-style-type: none"> 泊3号炉は、手動による原子炉緊急停止における操作手順の動作状態を示す系統概要を確認できるように概要図を示している。（伊方3号炉、玄海3/4号炉同様）なお、大飯3/4号炉と泊3号炉で対応手段に相違なし。（例：比較表 p 1.1-14）
③	— (泊3号炉との比較対象なし)	<p>【概要図】</p> <ul style="list-style-type: none"> 第1.1.5 図「手動によるタービントリップ」 	<ul style="list-style-type: none"> 泊3号炉は、原子炉出力抑制（手動）におけるタービン手動トリップ操作によりタービン主要弁の閉止状態を示す系統概要を確認できるように概要図を示している。なお、大飯3/4号炉と泊3号炉で対応手段に相違なし。（例：比較表 p 1.1-17）

※ 相違点を強調する箇所を下線部にて示す。

2-3) 記載表現、設備名称等の相違（以下については、相違理由を省略する）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
・原子炉安全保護計装盤	・原子炉安全保護盤	・設備名称の相違（例：比較表 p 1.1-5）
・安全保護系プロセス計装	・安全保護系のプロセス計装	・設備名称の相違（例：比較表 p 1.1-5）
・原子炉核計装	・炉外核計装	・設備名称の相違（例：比較表 p 1.1-4）
・原子炉トリップしゃ断器	・原子炉トリップ遮断器	・記載表現の相違（例：比較表 p 1.1-5）
・MGセット電源（常用母線 440V しゃ断器スイッチ）	・制御棒駆動装置用電源（常用母線 440V 遮断器操作器）	・設備名称の相違（例：比較表 p 1.1-6）
・制御棒操作レバー	・制御棒操作スイッチ	・設備名称の相違（例：比較表 p 1.1-6）
・MGセット電源（MGセット出力しゃ断器スイッチ）	・制御棒駆動装置用電源（制御棒駆動装置用電源出力遮断器スイッチ）	・設備名称の相違（例：比較表 p 1.1-6）
・原子炉トリップしゃ断器スイッチ	・原子炉トリップ遮断器スイッチ	・記載表現の相違（例：比較表 p 1.1-6）
・ATWS緩和設備	・共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）	・設備名称の相違（例：比較表 p 1.1-7）
・復水ピット	・補助給水ピット	・設備名称の相違（例：比較表 p 1.1-7）

泊発電所 3号炉 技術的能力 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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
2-3) 記載表現、設備名称等の相違（以下については、相違理由を省略する）			
大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由	
・緊急ほう酸注入ライン補給弁	・緊急ほう酸注入弁	・設備名称の相違（例：比較表 p 1.1-7）	
・主蒸気隔離弁バイパス弁	・主蒸気バイパス隔離弁	・設備名称の相違（例：比較表 p 1.1-17）	
・緊急ほう酸水補給流量	・緊急ほう酸注入ライン流量	・設備名称の相違（監視計器）（例：比較表 p 1.1-18）	
・原子炉出力を手動で抑制する手順等	・発電用原子炉の未臨界を維持する手順	・手順名称の相違（例：比較表 p 1.1-13）	
・「安全保護アナログ盤作動」警報	・「CME自動作動」警報	・警報名称の相違（例：比較表 p 1.1-15）	
・しゃ断器の開操作	・遮断器の開放操作	・記載表現の相違（例：比較表 p 1.1-14）	
※ 相違点を強調する箇所を下線部にて示す。			
2-4) 相違識別の省略（以下については、各対応手順の共通の相違理由のため、本文中の相違識別と相違理由は省略する）			
大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由	
【「操作手順」の対応要員】 ・当直課長 ・運転員等	【「操作手順」の対応要員】 ・発電課長（当直） ・運転員	・要員名称の相違（例：比較表 p 1.1-14） ・泊3号炉の本審査項目で整理する操作手順は、発電課長（当直）が手順着手を判断し、発電課長（当直）の指示により運転員が対応する。 ・大飯3/4号炉の要員名称の定義については「記載方針の相違①」にて整理する。 ・大飯3/4号炉の本審査項目で整理する操作手順は、当直課長が手順着手を判断し、当直課長の指示により運転員等が対応する。 ・操作手順の比較において、これら要員の名称の相違、作業開始指示及び完了報告に関する事項の相違識別は省略する。	
【「操作の成立性」の対応要員と所要時間】 「上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等○名、現場にて1ユニット当たり運転員等○名により作業を実施し、所要時間は約○分と想定する。」	【「操作の成立性」の対応要員と所要時間】 「上記の操作は、運転員（中央制御室）○名、運転員（現場）○名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから・・・開始まで○分以内で可能である。」	・泊3号炉は複数号炉の審査ではないため、「1ユニット当たり」の記載は必要ない。（例：比較表 p 1.1-15） ・操作対象機器の配置場所等の相違により、各対応手段の所要時間は相違することから、所要時間の相違識別は省略する。（例：比較表 p 1.1-15） ・なお、「第1.1.1表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順」の「設備分類b（37条に適合する重大事故等対処設備）」に該当する対応手段については、重大事故対策の有効性評価における各事故シーケンスにおいて、重大事故等対策の成立性を確認しており、各対応手段が要求される時間までに実施可能であることに相違はない。	
※ 相違点を強調する箇所を下線部にて示す。			

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等</p> <p style="text-align: center;"><目 次></p> <p>1.1.1 対応手段と設備の選定 (1) 対応手段と設備の選定の考え方 (2) 対応手段と設備の選定の結果 a. フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備</p> <p>b. 手順等</p> <p>1.1.2 重大事故等時の手順等 1.1.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等 (1) 手動による原子炉緊急停止 (2) 原子炉出力抑制（自動） (3) 原子炉出力抑制（手動） (4) ほう酸水注入</p> <p>(5) その他の手順項目にて考慮する手順</p> <p>(6) 優先順位</p>	<p>1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等</p> <p style="text-align: center;"><目次></p> <p>1.1.1 対応手段と設備の選定 (1) 対応手段と設備の選定の考え方 (2) 対応手段と設備の選定の結果 a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備</p> <p>(a) 原子炉緊急停止 (b) 原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制 (c) ATWS 緩和設備（自動減圧系作動阻止機能）による原子炉出力急上昇防止 (d) ほう酸水注入 (e) 制御棒挿入 (f) 原子炉圧力容器内の水位低下操作による原子炉出力抑制 (g) 重大事故等対処設備と自主対策設備</p> <p>b. 手順等</p> <p>1.1.2 重大事故等時の手順 1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 非常時操作手順書（徴候ベース）「スクラム」（原子炉出力） (2) 非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」</p> <p>(3) 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>1.1.2.2 その他の手順項目について考慮する手順</p>	<p>1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等</p> <p style="text-align: center;">< 目 次 ></p> <p>1.1.1 対応手段と設備の選定 (1) 対応手段と設備の選定の考え方 (2) 対応手段と設備の選定の結果 a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備</p> <p>(a) 手動による原子炉緊急停止 (b) 原子炉出力抑制（自動） (c) 原子炉出力抑制（手動）</p> <p>(d) ほう酸水注入</p> <p>(e) 重大事故等対処設備と自主対策設備</p> <p>b. 手順等</p> <p>1.1.2 重大事故等時の手順 1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 手動による原子炉緊急停止 (2) 原子炉出力抑制（自動） (3) 原子炉出力抑制（手動） (4) ほう酸水注入</p> <p>(5) 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>1.1.2.2 その他の手順項目について考慮する手順</p>	<p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 目次構成の相違（女川審査実績の反映） ・各対応手段名称を記載する。</p> <p>【女川】 炉型の相違による対応手段の相違</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映） ・泊の比較対象は1.1.2.2</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映） ・大飯の比較対象は1.1.2.1(5)</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>添付資料 1.1.1 重大事故等対処設備の電源構成図</p> <p>添付資料 1.1.2 重大事故等対処設備及び多様性拡張設備整理表</p> <p>添付資料 1.1.3 多様性拡張設備仕様</p> <p>添付資料 1.1.4 原子炉トリップ設定値リスト</p> <p>添付資料 1.1.5 MGセット出力しゃ断器開放</p> <p>添付資料 1.1.6 原子炉トリップしゃ断器現場開放</p> <p>添付資料 1.1.7 原子炉出力抑制（手動）の成立性</p> <p>添付資料 1.1.8 主給水流量喪失時に原子炉トリップに失敗した場合の対応について</p>	<p>添付資料 1.1.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表</p> <p>添付資料 1.1.2 対応手段として選定した設備の電源構成図</p> <p>添付資料 1.1.3 原子炉自動スクラム設定値リスト</p> <p>添付資料 1.1.4 重大事故等対策の成立性</p> <p>1.非常時操作手順書（微候ベース）「反応度制御」 (1) スクラムパイロット弁用制御空気の排気操作</p> <p>添付資料 1.1.5 解釈一覧</p> <p>1. 操作手順の解釈一覧 2. 弁番号及び弁名称一覧</p>	<p>添付資料 1.1.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表</p> <p>添付資料 1.1.2 対応手段として選定した設備の電源構成図</p> <p>添付資料 1.1.3 自主対策設備仕様</p> <p>添付資料 1.1.4 原子炉トリップ設定値リスト</p> <p>添付資料 1.1.5 制御棒駆動装置用電源出力遮断器現場開放</p> <p>添付資料 1.1.6 原子炉トリップ遮断器現場開放</p> <p>添付資料 1.1.7 原子炉出力抑制（手動）の成立性</p> <p>添付資料 1.1.8 主給水流量喪失時に原子炉トリップに失敗した場合の対応について</p> <p>添付資料 1.1.9 解釈一覧</p> <p>1. 判断基準の解釈一覧 2. 操作手順の解釈一覧 3. 弁番号及び弁名称一覧</p>	<p>【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映） ・大飯の比較対象は添付資料 1.1.2</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映） ・泊の比較対象は添付資料 1.1.1</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映）</p>

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

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

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所 3/4号炉	女川原子力発電所 2号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
<p>1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等</p> <p><要求事項> 発電用原子炉設置者において、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p> <p>【解釈】 1「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」とは、発電用原子炉を緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。</p> <p>2「発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。</p> <p>(1) 沸騰水型原子炉 (BWR) 及び加圧水型原子炉 (PWR) 共通</p> <p>a) 上記 1 の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、手動による原子炉の緊急停止操作を実施すること。</p> <p>(2) BWR</p> <p>a) 上記 1 の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、原子炉出力を制御するため、原子炉冷却材再循環ポンプが自動停止しない場合は、手動で停止操作を実施すること。</p> <p>b) 十分な反応度制御能力を有するほう酸水注入設備 (SLCS) を起動する判断基準を明確に定めること。</p> <p>c) 発電用原子炉を緊急停止することができない事象の発生時に不安定な出力振動が検知された場合には、ほう酸水注入設備 (SLCS) を作動させること。</p> <p>(3) PWR</p> <p>a) 上記 1 の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、補助給水系ポンプが自動起動しない場合又はタービンが自動停止しない場合は、手動操作により実施すること。</p>	<p>1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等</p> <p>【要求事項】 発電用原子炉設置者において、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p> <p>【解釈】 1「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」とは、発電用原子炉を緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。</p> <p>2「発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。</p> <p>(1) 沸騰水型原子炉 (BWR) 及び加圧水型原子炉 (PWR) 共通</p> <p>a) 上記 1 の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、手動による原子炉の緊急停止操作を実施すること。</p> <p>(2) BWR</p> <p>a) 上記 1 の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、原子炉出力を制御するため、原子炉冷却材再循環ポンプが自動停止しない場合は、手動で停止操作を実施すること。</p> <p>b) 十分な反応度制御能力を有するほう酸水注入設備 (SLCS) を起動する判断基準を明確に定めること。</p> <p>c) 発電用原子炉を緊急停止することができない事象の発生時に不安定な出力振動が検知された場合には、ほう酸水注入設備 (SLCS) を作動させること。</p> <p>(3) PWR</p> <p>a) 上記 1 の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、補助給水系ポンプが自動起動しない場合又はタービンが自動停止しない場合は、手動操作により実施すること。</p>	<p>1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等</p> <p>【要求事項】 発電用原子炉設置者において、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p> <p>【解釈】 1「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」とは、発電用原子炉を緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。</p> <p>2「発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。</p> <p>(1) 沸騰水型原子炉 (BWR) 及び加圧水型原子炉 (PWR) 共通</p> <p>a) 上記 1 の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、手動による原子炉の緊急停止操作を実施すること。</p> <p>(2) BWR</p> <p>a) 上記 1 の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、原子炉出力を制御するため、原子炉冷却材再循環ポンプが自動停止しない場合は、手動で停止操作を実施すること。</p> <p>b) 十分な反応度制御能力を有するほう酸水注入設備 (SLCS) を起動する判断基準を明確に定めること。</p> <p>c) 発電用原子炉を緊急停止することができない事象の発生時に不安定な出力振動が検知された場合には、ほう酸水注入設備 (SLCS) を作動させること。</p> <p>(3) PWR</p> <p>a) 上記 1 の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、補助給水系ポンプが自動起動しない場合又はタービンが自動停止しない場合は、手動操作により実施すること。</p>	

泊発電所 3号炉 技術的能力 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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>b)上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備による十分な量のほう酸水注入を実施すること。</p> <p>運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉（以下「原子炉」という。）を停止させるための設計基準事故対処設備は、原子炉核計装、安全保護系のプロセス計装等である。</p> <p>これらの設備が機能喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）の健全性を維持するとともに、原子炉を未臨界に移行する対処設備を整備しており、ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。</p>	<p>b)上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備による十分な量のほう酸水注入を実施すること。</p> <p>運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉を停止させるための設計基準事故対処設備は、原子炉保護系である。</p> <p>この設備が機能喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界にするための対処設備を整備する。ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。</p>	<p>b)上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備による十分な量のほう酸水注入を実施すること。</p> <p>運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉を停止させるための設計基準事故対処設備は、炉外核計装、安全保護系のプロセス計装等である。</p> <p>これらの設備が機能喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界にするための対処設備を整備する。ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。</p>	<p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） ・泊は「発電用原子炉」を読替えしない ・以降、同様の相違は、相違理由の記載を省略する。 【女川】設備名称の相違</p> <p>【女川】記載表現の相違 ・PWRは複数の機能があるため「これら」と記載している。</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） ・泊は「原子炉格納容器」を読替えしない ・以降、同様の相違は、相違理由の記載を省略する。</p>

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

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

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>1.1.1 対応手段と設備の選定</p> <p>(1) 対応手段と設備の選定の考え方</p> <p>運転時の異常な過渡変化により原子炉トリップが必要な状況における設計基準事故対処設備として、原子炉安全保護計装盤、安全保護系プロセス計装、原子炉核計装、制御棒クラスタ及び原子炉トリップしゃ断器を設置している。</p> <p>これらの設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故対処設備の機能喪失を想定し、その機能を代替するために、各設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした上で、想定する機能喪失に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第1.1.1図）（以下「機能喪失原因対策分析」という。）。</p> <p>重大事故等対処設備のほか、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び多様性拡張設備^{※1}を選定する。</p> <p>※1 多様性拡張設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。</p> <p>選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、「設置許可基準規則第四十四条及び技術基準規則第五十九条（以下「基準規則」という。）の要求機能が網羅されていることを確認するとともに、多様性拡張設備との関係を明確にする。</p> <p>（添付資料1.1.1、1.1.2、1.1.3）</p> <p>(2) 対応手段と設備の選定の結果</p> <p>機能喪失原因対策分析の結果、運転時の異常な過渡変化時にフロントライン系機能喪失として、原子炉安全保護計装盤、安全保護系プロセス計装、原子炉核計装、制御棒クラスタ及び原子炉トリップしゃ断器の機能喪失を想定する。</p> <p>電源喪失（サポート系機能喪失）は、制御棒駆動装置の電源が喪失することにより制御棒が挿入されることから想定しない。</p> <p>設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因と対策手段の検討、審査基準及び基準規則要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備と</p>	<p>1.1.1 対応手段と設備の選定</p> <p>(1) 対応手段と設備の選定の考え方</p> <p>運転時の異常な過渡変化により発電用原子炉の緊急停止が必要な状況における設計基準事故対処設備として、原子炉保護系を設置している。</p> <p>この設計基準事故対処設備が故障した場合は、その機能を代替するために、設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした（以下「機能喪失原因対策分析」という。）上で、想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第1.1-1図）。</p> <p>重大事故等対処設備のほか、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び自主対策設備[※]を選定する。</p> <p>※自主対策設備：技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。</p> <p>選定した重大事故等対処設備により、「技術的能力審査基準」（以下「審査基準」という。）だけでなく、「設置許可基準規則」第四十四条及び「技術基準規則」第五十九条（以下「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、自主対策設備との関係を明確にする。</p> <p>(2) 対応手段と設備の選定の結果</p> <p>機能喪失原因対策分析の結果、運転時の異常な過渡変化時にフロントライン系故障として、原子炉保護系の故障を想定する。</p> <p>サポート系故障（電源喪失又は計装用圧縮空気喪失）は、原子炉保護系の電源又はスクラム弁の制御に用いる計装用圧縮空気が喪失することにより制御棒が挿入されることから想定しない。</p> <p>設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因から選定した対応手段及び「審査基準」、「基準規則」からの要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大</p>	<p>1.1.1 対応手段と設備の選定</p> <p>(1) 対応手段と設備の選定の考え方</p> <p>運転時の異常な過渡変化により発電用原子炉の緊急停止が必要な状況における設計基準事故対処設備として、原子炉安全保護盤、安全保護系プロセス計装、炉外核計装、制御棒クラスタ及び原子炉トリップ遮断器を設置している。</p> <p>これらの設計基準事故対処設備が故障した場合は、その機能を代替するために、設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした（以下「機能喪失原因対策分析」という。）上で、想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第1.1.1図）。</p> <p>重大事故等対処設備の他に、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び自主対策設備[※]を選定する。</p> <p>※自主対策設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。</p> <p>選定した重大事故等対処設備により、「技術的能力審査基準」（以下「審査基準」という。）だけでなく、「設置許可基準規則」第四十四条及び「技術基準規則」第五十九条（以下「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、自主対策設備との関係を明確にする。</p> <p>（添付資料1.1.1、1.1.2、1.1.3）</p> <p>(2) 対応手段と設備の選定の結果</p> <p>機能喪失原因対策分析の結果、運転時の異常な過渡変化時にフロントライン系故障として、原子炉安全保護盤、安全保護系プロセス計装、炉外核計装、制御棒クラスタ及び原子炉トリップ遮断器の故障を想定する。</p> <p>サポート系故障（電源喪失）は、制御棒駆動装置の電源が喪失することにより制御棒が挿入されることから想定しない。</p> <p>設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因から選定した対応手段及び「審査基準」、「基準規則」からの要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【女川】設備名称の相違</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【女川】 記載表現の相違 ・PWRは複数の機能があるため「これら」と記載している。</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【女川】記載表現の相違</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p>

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

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

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>多様性拡張設備を以下に示す。 なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順についての関係を第1.1.1表に示す。</p> <p>a. フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備</p> <p>(a) 対応手段</p> <p>運転時の異常な過渡変化時において原子炉の運転を緊急に停止することができない事象（以下「ATWS」という。）が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合、手動による原子炉緊急停止を行う手段がある。</p> <p>手動による原子炉緊急停止に使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉トリップスイッチ（中央盤手動操作） MGセット電源（常用母線440Vしゃ断器スイッチ）（中央盤手動操作） 制御棒操作レバー（中央盤手動操作） MGセット電源（MGセット出力しゃ断器スイッチ）（現場手動操作） 原子炉トリップしゃ断器スイッチ（現場手動操作） 	<p>事故等対処設備及び自主対策設備を以下に示す。 なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を第1.1-1表に整理する。</p> <p>a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備</p> <p>(a) 原子炉緊急停止</p> <p>運転時の異常な過渡変化時において、発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象（以下「ATWS」という。）が発生するおそれがある場合又はATWSが発生した場合に、原子炉手動スクラム又はATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能）による制御棒の緊急挿入により、発電用原子炉を緊急停止する手段がある。</p> <p>i. 原子炉手動スクラム 中央制御室からの原子炉手動スクラム操作により発電用原子炉を緊急停止する。</p> <p>原子炉手動スクラム操作により発電用原子炉を緊急停止する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉手動スクラムボタン 原子炉モードスイッチ 制御棒 制御棒駆動機構 制御棒駆動水圧系配管 制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット <p>ii. ATWS 緩和設備（代替制御棒挿入機能）による制御棒緊急挿入 ATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能）は、原子炉圧力高又は原子炉水位低（レベル2）の信号により作動し、自動で制御棒を緊急挿入する。 また、上記「i. 原子炉手動スクラム」の対応手段を実施しても全制御棒全挿入が確認できない場合は、中央制御室から手動操作によりATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能）を作動させて制御棒を緊急挿入する。 ATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能）により制御棒を緊急挿入する設備は以下のとおり。</p>	<p>事故等対処設備及び自主対策設備を以下に示す。 なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を第1.1.1表に整理する。</p> <p>a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備</p> <p>(a) 手動による原子炉緊急停止</p> <p>運転時の異常な過渡変化時において、発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象（以下「ATWS」という。）が発生するおそれがある場合又はATWSが発生した場合に、手動による原子炉緊急停止により、発電用原子炉を緊急停止する手段がある。</p> <p>手動による原子炉緊急停止により発電用原子炉を緊急停止する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉トリップスイッチ 制御棒クラスタ 原子炉トリップ遮断器 制御棒駆動装置用電源（常用母線440V遮断器操作器） 制御棒操作スイッチ 制御棒駆動装置用電源（制御棒駆動装置用電源出力遮断器スイッチ） 原子炉トリップ遮断器スイッチ 	<p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載内容の相違（女川審査実績の反映） ・各対応手段名称を記載する。</p> <p>【女川】 炉型の相違による対応手段の相違</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・緊急停止に使用する設備の追加(SA44条との整合)</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>ATWSが発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合に、ATWS緩和設備の自動作動により原子炉出力を抑制するとともに、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び格納容器の健全性を維持する手段がある。</p> <p>原子炉出力抑制(自動)に使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ ATWS緩和設備 ・ 主蒸気隔離弁 ・ 電動補助給水ポンプ ・ タービン動補助給水ポンプ ・ 復水ビット ・ 蒸気発生器 ・ 主蒸気逃がし弁 ・ 主蒸気安全弁 ・ 加圧器逃がし弁 ・ 加圧器安全弁 ・ ほう酸タンク ・ ほう酸ポンプ ・ 緊急ほう酸注入ライン補給弁 ・ 充てんポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> ・ ATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能） ・ 制御棒 ・ 制御棒駆動機構 ・ 制御棒駆動水圧系 配管 ・ 制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット ・ 非常用交流電源設備 <p>(b) 原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制</p> <p>ATWSが発生した場合に、ATWS緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）又は原子炉再循環ポンプの手動停止操作により、原子炉出力を抑制する手段がある。</p> <p>ATWS緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）は、原子炉圧力高又は原子炉水位低（レベル2）の信号により原子炉再循環ポンプを自動で停止させて原子炉出力を抑制する。原子炉再循環ポンプが自動で停止しない場合は、中央制御室からの手動操作により原子炉再循環ポンプを停止し、原子炉出力を抑制する。</p> <p>原子炉再循環ポンプ停止により原子炉出力を抑制する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ ATWS緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能） ・ 非常用交流電源設備 	<p>(b) 原子炉出力抑制（自動）</p> <p>ATWSが発生するおそれがある場合又はATWSが発生した場合に、共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）の自動作動により原子炉出力を抑制するとともに、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持する手段がある。</p> <p>原子炉出力抑制（自動）により原子炉出力を抑制する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備） ・ 主蒸気隔離弁 ・ 電動補助給水ポンプ ・ タービン動補助給水ポンプ ・ 補助給水ビット ・ 蒸気発生器 ・ 主蒸気逃がし弁 ・ 主蒸気安全弁 ・ 加圧器逃がし弁 ・ 加圧器安全弁 ・ ほう酸タンク ・ ほう酸ポンプ ・ 緊急ほう酸注入弁 ・ 充てんポンプ ・ 2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁 ・ 2次冷却設備（給水設備）配管 ・ 2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・ 1次冷却設備 ・ ほう酸フィルタ ・ 再生熱交換器 ・ 化学体積制御設備 配管・弁 ・ 非常用炉心冷却設備（高圧注入系）弁 ・ 原子炉補機冷却設備 ・ 非常用取水設備 	<p>【大飯】 記載内容の相違（女川審査実績の反映） ・ 各対応手段名称を記載する。</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・ 流路と給電に使用する設備の記載</p>

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

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

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>手動による原子炉緊急停止ができない場合かつATWS緩和設備が自動作動しない場合は、中央制御室からの手動操作により、タービン手動トリップ、電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ（以下「補助給水ポンプ」という。）の手動起動を実施することで原子炉出力を抑制するとともに、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び格納容器の健全性を維持する手段がある。</p> <p>原子炉出力抑制（手動）に使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> タービントリップスイッチ（中央盤手動操作） 主蒸気隔離弁（中央盤手動操作） 電動補助給水ポンプ（中央盤手動操作） タービン動補助給水ポンプ（中央盤手動操作） 復水ピット 蒸気発生器 主蒸気逃がし弁 主蒸気安全弁 加圧器逃がし弁 加圧器安全弁 ほう酸タンク ほう酸ポンプ 緊急ほう酸注入ライン補給弁 充てんポンプ 	<p>(c) ATWS緩和設備（自動減圧系作動阻止機能）による原子炉出力急上昇防止</p> <p>ATWSが発生した場合に、ATWS緩和設備（自動減圧系作動阻止機能）の手動操作又は中性子束高及び原子炉水位低（レベル2）の信号による自動作動により、自動減圧系及び代替自動減圧回路（代替自動減圧機能）による自動減圧を阻止し、発電用原子炉の自動減圧による原子炉圧力容器への冷水注水量の増加に伴う原子炉出力の急上昇を防止する手段がある。</p> <p>【比較のため、比較表p1.1-7より再掲】</p> <p>原子炉再循環ポンプ停止により原子炉出力を抑制する設備は以下のとおり。</p> <p>ATWS緩和設備（自動減圧系作動阻止機能）により原子炉出力の急上昇を防止する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ATWS 緩和設備（自動減圧系作動阻止機能） 非常用交流電源設備 	<ul style="list-style-type: none"> 非常用交流電源設備 所内常設蓄電式直流電源設備 <p>(c) 原子炉出力抑制（手動）</p> <p>手動による原子炉緊急停止ができない場合かつ共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）が自動作動しない場合は、中央制御室からの手動操作により、タービン手動トリップ、電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ（以下「補助給水ポンプ」という。）の手動起動を実施することで原子炉出力を抑制するとともに、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持する手段がある。</p> <p>原子炉出力抑制（手動）により原子炉出力を抑制する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> タービントリップスイッチ 主蒸気隔離弁 電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 補助給水ピット 蒸気発生器 主蒸気逃がし弁 主蒸気安全弁 加圧器逃がし弁 加圧器安全弁 ほう酸タンク ほう酸ポンプ 緊急ほう酸注入弁 充てんポンプ 2次冷却設備（蒸気タービン設備）配管・弁 2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁 2次冷却設備（給水設備）配管 2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 1次冷却設備 ほう酸フィルタ 再生熱交換器 化学体積制御設備 配管・弁 非常用炉心冷却設備（高圧注入系）弁 原子炉補機冷却設備 非常用取水設備 非常用交流電源設備 所内常設蓄電式直流電源設備 	<p>【大飯】 記載内容の相違（女川審査実績の反映） ・各対応手段名称を記載する。</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・流路と給電に使用する設備の記載</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>ATWSが発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合に、原子炉の出力抑制を図った後、原子炉を未臨界状態とするために、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備によりほう酸水注入を行う手段がある。</p> <p>ほう酸水注入に使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ほう酸タンク ・ほう酸ポンプ ・緊急ほう酸注入ライン補給弁 ・充てんポンプ ・燃料取替用水ピット ・高圧注入ポンプ 	<p>(d) ほう酸水注入</p> <p>ATWSが発生した場合に、ほう酸水を注入することにより発電用原子炉を未臨界状態にする手段がある。</p> <p>上記「(b) 原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制」の対応手段により原子炉出力を抑制した後、中央制御室からの手動操作により十分な反応度制御能力を有するほう酸水注入系を起動し、ほう酸水を注入することで発電用原子炉を未臨界にする。</p> <p>ほう酸水注入系を起動させる判断基準は、ATWS発生直後に行う原子炉再循環ポンプの停止操作及びATWS緩和設備（自動減圧系作動阻止機能）による原子炉出力急上昇防止操作の実施後とする。これにより、ATWS発生時は、不安定な出力振動の発生の有無にかかわらずほう酸水注入系を起動させることとしている。</p> <p>ほう酸水注入系により発電用原子炉を未臨界にする設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ほう酸水注入系ポンプ ・ほう酸水注入系貯蔵タンク ・ほう酸水注入系 配管・弁 ・原子炉压力容器 ・非常用交流電源設備 <p>(e) 制御棒挿入</p> <p>ATWSが発生した場合に、上記「(a) 原子炉緊急停止」の対応手段を実施しても全制御棒全挿入が確認できない場合は、手動操作により制御棒を挿入する手段がある。</p> <p>i. 選択制御棒挿入機構による原子炉出力抑制</p> <p>ATWSが発生した場合に、選択制御棒挿入機構により選択された制御棒を挿入し原子炉出力を抑制する。</p> <p>選択制御棒挿入機構により原子炉出力を抑制する設備</p>	<p>(d) ほう酸水注入</p> <p>ATWSが発生するおそれがある場合又はATWSが発生した場合に、発電用原子炉の出力抑制を図った後、発電用原子炉を未臨界状態とするために、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備によりほう酸水注入を行う手段がある。</p> <p>ほう酸水注入により発電用原子炉を未臨界にする設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ほう酸タンク ・ほう酸ポンプ ・緊急ほう酸注入弁 ・充てんポンプ ・燃料取替用水ピット ・ほう酸注入タンク ・高圧注入ポンプ ・ほう酸フィルタ ・再生熱交換器 ・化学体積制御設備 配管・弁 ・非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・非常用炉心冷却設備（高圧注入系）弁 ・1次冷却設備 ・原子炉容器 ・原子炉補機冷却設備 ・非常用取水設備 ・非常用交流電源設備 ・所内常設蓄電式直流電源設備 	<p>【大飯】 記載内容の相違（女川審査実績の反映） ・各対応手段名称を記載する。</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【女川】 記載内容の相違 ・要求事項の相違によりPWRはATWSが発生するおそれがある場合もほう酸水注入をする。</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由①）</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・流路と給電に使用する設備の記載</p>

泊発電所 3号炉 技術的能力 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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備</p>	<p>は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・選択制御棒挿入機構 ・制御棒 ・制御棒駆動機構 ・制御棒駆動水圧系 配管 ・制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット ・非常用交流電源設備 <p>ii. 制御棒手動挿入</p> <p>中央制御室でのスクラムテストスイッチ及びスクラムソレノイドヒューズ引抜き操作、中央制御室からの手動操作による制御棒挿入、現場でのスクラムパイロット弁用制御空気 配管の排気操作により制御棒を手動挿入する。</p> <p>制御棒を手動で挿入する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・スクラムテストスイッチ ・スクラムソレノイドヒューズ ・原子炉手動制御系 ・スクラムパイロット弁用制御空気 配管・弁 ・制御棒 ・制御棒駆動機構 ・制御棒駆動水圧系 配管 ・制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット ・非常用交流電源設備 <p>(f) 原子炉圧力容器内の水位低下操作による原子炉出力抑制</p> <p>ATWSが発生した場合に、原子炉圧力容器内の水位を低下させることにより原子炉出力を抑制する手段がある。</p> <p>上記「(b) 原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制」の対応手段を実施しても、原子炉出力が高い場合、又は発電用原子炉が隔離状態である場合は、中央制御室からの手動操作にて原子炉圧力容器内の水位（原子炉冷却材の自然循環に必要な水頭圧）を低下させることにより、原子炉冷却材の自然循環量を減少させ、発電用原子炉内のボイド率を上昇させて原子炉出力を抑制する。</p> <p>原子炉圧力容器内の水位低下操作により原子炉出力を抑制する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・給水制御系 ・給水系（タービン駆動原子炉給水ポンプ及び電動機駆動原子炉給水ポンプ） ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧炉心スプレイ系 <p>(g) 重大事故等対処設備と自主対策設備</p>	<p>(e) 重大事故等対処設備と自主対策設備</p>	<p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p>

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

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

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>機能喪失原因対策分析の結果により選定した、手動による原子炉緊急停止に使用する設備のうち、原子炉トリップスイッチ（中央盤手動操作）は重大事故等対処設備と位置づける。</p> <p>原子炉出力抑制（自動）に使用する設備のうち、ATWS緩和設備、主蒸気隔離弁、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水ビット、蒸気発生器、主蒸気逃がし弁、主蒸気安全弁、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。</p> <p>原子炉出力抑制（手動）に使用する設備のうち、主蒸気隔離弁（中央盤手動操作）、電動補助給水ポンプ（中央盤手動操作）、タービン動補助給水ポンプ（中央盤手動操作）、復水ビット、蒸気発生器、主蒸気逃がし弁、主蒸気安全弁、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。</p> <p>ほう酸水注入に使用する設備のうち、ほう酸タンク、ほう酸ポンプ、緊急ほう酸注入ライン補給弁、充てんポンプ及び燃料取替用水ビットは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。</p>	<p>原子炉緊急停止で使用する設備のうち、ATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能）、制御棒、制御棒駆動機構、制御棒駆動水圧系配管及び制御棒駆動水圧系水圧制御ユニットは重大事故等対処設備として位置付ける。</p> <p>また、非常用交流電源設備は、重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。</p> <p>原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制で使用する設備のうち、ATWS緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）は重大事故等対処設備として位置付ける。</p> <p>また、非常用交流電源設備は、重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。</p> <p>ATWS緩和設備（自動減圧系作動阻止機能）による原子炉出力急上昇防止で使用する設備のうち、ATWS緩和設備（自動減圧系作動阻止機能）は重大事故等対処設備として位置付ける。</p> <p>また、非常用交流電源設備は、重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。</p> <p>ほう酸水注入で使用する設備のうち、ほう酸水注入系ポンプ、ほう酸水注入系貯蔵タンク、ほう酸水注入系配管・弁及び原子炉圧力容器は重大事故等対処設備として位置付ける。</p> <p>また、非常用交流電源設備は、重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。</p>	<p>手動による原子炉緊急停止で使用する設備のうち、原子炉トリップスイッチ、制御棒クラスタ及び原子炉トリップ遮断器は重大事故等対処設備として位置付ける。</p> <p>原子炉出力抑制（自動）で使用する設備のうち、共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）、主蒸気隔離弁、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、補助給水ビット、蒸気発生器、主蒸気逃がし弁、主蒸気安全弁、加圧器逃がし弁、加圧器安全弁、ほう酸タンク、ほう酸ポンプ、緊急ほう酸注入弁、充てんポンプ、2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁、2次冷却設備（給水設備）配管、2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁、1次冷却設備、ほう酸フィルタ、再生熱交換器、化学体積制御設備配管・弁、非常用炉心冷却設備（高圧注入系）弁及び所内常設蓄電式直流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。</p> <p>また、原子炉補機冷却設備、非常用取水設備及び非常用交流電源設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。</p> <p>原子炉出力抑制（手動）で使用する設備のうち、主蒸気隔離弁、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、補助給水ビット、蒸気発生器、主蒸気逃がし弁、主蒸気安全弁、加圧器逃がし弁、加圧器安全弁、ほう酸タンク、ほう酸ポンプ、緊急ほう酸注入弁、充てんポンプ、2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁、2次冷却設備（給水設備）配管、2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁、1次冷却設備、ほう酸フィルタ、再生熱交換器、化学体積制御設備配管・弁、非常用炉心冷却設備（高圧注入系）弁及び所内常設蓄電式直流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。</p> <p>また、原子炉補機冷却設備、非常用取水設備及び非常用交流電源設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。</p> <p>ほう酸水注入で使用する設備のうち、ほう酸タンク、ほう酸ポンプ、緊急ほう酸注入弁、充てんポンプ、燃料取替用水ビット、ほう酸フィルタ、再生熱交換器、化学体積制御設備配管・弁、非常用炉心冷却設備配管・弁、非常用炉心冷却設備（高圧注入系）弁、1次冷却設備、原子炉容器及び所内常設蓄電式直流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。</p> <p>また、原子炉補機冷却設備、非常用取水設備及び非常用交流電源設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。</p>	<p>【女川】 炉型の相違による対応手段の相違</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・流路と給電に使用する設備の記載</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・流路と給電に使用する設備の記載</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・流路と給電に使用する設備の記載</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・流路と給電に使用する設備の記載</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・流路と給電に使用する設備の記載</p>

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

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

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>これらの重大事故等対処設備により、原子炉を緊急に停止できない場合においても、原子炉出力を抑制し原子炉を未臨界に移行させることができる。</p> <p>また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ MGセット電源（常用母線 440V シャ断器スイッチ）（中央盤手動操作）、MGセット電源（MGセット出力シャ断器スイッチ）（現場手動操作）、原子炉トリップシャ断器スイッチ（現場手動操作） 耐震性がないものの、サポート系である電源を遮断することにより制御棒を全挿入できることから、原子炉を緊急停止する代替手段として有効である。 ・ 制御棒操作レバー（中央盤手動操作） 制御棒全挿入完了までは時間を要するものの、上記の電源遮断操作完了までの間又は実施できない場合に原子炉を停止する手段として有効である。 ・ タービントリップスイッチ（中央盤手動操作） 耐震性がないものの、機能が健全であれば中央制御室にて速やかな操作が可能であるため、原子炉出力を抑制する代替手段として有効である。 ・ 高圧注入ポンプ、燃料取替用水ビット 1次冷却材圧力が高圧注入ポンプ注入圧力未満であれば、高圧注入ポンプを使用してほう酸水を注入することが可能であり、原子炉出力を抑制する代替手段として有効である。 	<p>これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、「審査基準」及び「基準規則」に要求される設備が全て網羅されている。</p> <p>(添付資料 1.1.1)</p> <p>以上の重大事故等対処設備により、発電用原子炉を緊急に停止できない場合においても原子炉出力を抑制し、発電用原子炉を未臨界にすることができる。</p> <p>また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉手動スクラムボタン、原子炉モードスイッチ 運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉が自動で緊急停止しなかった場合に、原子炉手動スクラムボタンの操作及び原子炉モードスイッチを「停止」位置に切り替える操作により制御棒の緊急挿入を可能とするための設計基準事故対処設備であり、主スクラム回路を共有しているものの、制御棒を挿入する手段として有効である。 ・ 選択制御棒挿入機構 あらかじめ選択された制御棒を自動的に挿入する機能であり、ATWS発生時の状況によっては発電用原子炉の未臨界の達成又は維持は困難であるが、原子炉出力を抑制する手段として有効である。 ・ スクラムテストスイッチ 全制御棒全挿入が完了するまでに時間を要するものの、当該スイッチを操作することで制御棒の緊急挿入が可能であることから、制御棒を挿入する手段として有効である。 ・ スクラムソレノイドヒューズ 全制御棒全挿入が完了するまでに時間を要するものの、スクラムソレノイドヒューズを引抜きスクラムパイロット弁電磁コイルの電源を遮断することで、制御棒の緊急挿入が可能であることから、制御棒を挿入する手段として有効である。 ・ 原子炉手動制御系 全制御棒全挿入が完了するまでに時間を要するものの、スクラムテストスイッチ若しくはスクラムソレノイドヒューズの操作により制御棒を水圧駆動で挿入完了するまでの間又はこれらの操作が実施できな 	<p>これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、「審査基準」及び「基準規則」に要求される設備がすべて網羅されている。</p> <p>(添付資料 1.1.1)</p> <p>以上の重大事故等対処設備により、発電用原子炉を緊急に停止できない場合においても、原子炉出力を抑制し発電用原子炉を未臨界にすることができる。</p> <p>また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 制御棒駆動装置用電源（常用母線440V遮断器操作器）、制御棒駆動装置用電源（制御棒駆動装置用電源出力遮断器スイッチ）、原子炉トリップ遮断器スイッチ 耐震性がないものの、サポート系である電源を遮断することにより制御棒を全挿入できることから、発電用原子炉を緊急停止する代替手段として有効である。 ・ 制御棒操作スイッチ 制御棒全挿入完了までは時間を要するものの、上記の電源遮断操作完了までの間又は実施できない場合に発電用原子炉を停止する手段として有効である。 ・ タービントリップスイッチ 耐震性がないものの、機能が健全であれば中央制御室にて速やかな操作が可能であるため、原子炉出力を抑制する代替手段として有効である。 ・ 高圧注入ポンプ、燃料取替用水ビット、ほう酸注入タンク 1次冷却材圧力が高圧注入ポンプ注入圧力未満であれば、高圧注入ポンプを使用してほう酸水を注入することが可能であり、原子炉出力を抑制する代替手段として有効である。 	<p>相違理由</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【女川】記載表現の相違</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・ 大飯の記載箇所は比較表 P1.1-5 参照</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 設備の相違（相違理由①）</p>

泊発電所 3号炉 技術的能力 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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>b. 手順等</p> <p>上記の a. により選定した対応手段に係る手順を整備する。また、事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備を整備する（第 1.1.2 表、第 1.1.3 表）。</p> <p>これらの手順は、発電所対策本部長^{※2}、当直課長、運転員等^{※3}及び緊急安全対策要員^{※4}の対応として原子炉出力を手動で抑制する手順等に定める（第 1.1.1 表）。</p> <p>※ 2 発電所対策本部長：重大事故等発生時における発電所原子力防災管理者及び代行者をいう。</p> <p>※ 3 運転員等：運転員及び重大事故等対策要員のうち当直課長の指示に基づき運転対応を実施する要員をいう。</p> <p>※ 4 緊急安全対策要員：重大事故等対策要員のうち発電所対策本部長の指示に基づき対応する運転員等以外の要員をいう。</p> <p>【比較のため、上段より再掲】</p> <p>また、事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備を整備する（第 1.1.2 表、第 1.1.3 表）。</p>	<p>い場合に、原子炉出力を抑制する手段として有効である。</p> <p>・スクラムパイロット弁用制御空気配管・弁</p> <p>全制御棒全挿入が完了するまでに時間を要するものの、現場に設置してあるスクラムパイロット弁用制御空気配管内の計装用圧縮空気を排出することで制御棒のスクラム動作が可能であることから、制御棒を挿入する手段として有効である。</p> <p>・原子炉圧力容器内の水位低下操作で使用する設備（給水制御系、給水系等）</p> <p>耐震性がないものの、常用電源が健全であれば給水系（タービン駆動原子炉給水ポンプ及び電動機駆動原子炉給水ポンプ）による原子炉圧力容器への給水量の調整により原子炉圧力容器内の水位を低下できることから、原子炉出力を抑制する手段として有効である。</p> <p>なお、原子炉隔離時冷却系又は高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水が行われている場合は、これらによる原子炉圧力容器内の水位制御を優先する。</p> <p>b. 手順等</p> <p>上記「a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備」により選定した対応手段に係る手順を整備する。</p> <p>これらの手順は、ATWS時における運転員による一連の対応として非常時操作手順書（徴候ベース）及び非常時操作手順書（設備別）に定める（第 1.1-1 表）。</p> <p>また、重大事故等時に監視が必要となる計器についても整理する（第 1.1-2 表）。</p>	<p>b. 手順等</p> <p>上記「a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備」により選定した対応手段に係る手順を整備する。</p> <p>これらの手順は、ATWS時における発電課長（当直）及び運転員による一連の対応として発電用原子炉の未臨界を維持する手順書等に定める（第 1.1.1 表）。</p> <p>また、重大事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備についても整理する（第 1.1.2 表、第 1.1.3 表）。</p>	<p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>・大飯と泊の比較は、後段の泊の記載箇所にて実施</p> <p>【大飯】記載方針の相違（相違理由①）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【女川】記載内容の相違</p> <p>・サポート系故障（電源喪失）を想定していないことについては女川と同様であるが、給電が必要となる設備について確認できるように整理する。（先行 PWR 同様）。</p> <p>【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映）</p>

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

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

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>1.1.2 重大事故等時の手順等</p> <p>1.1.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等</p> <p>(1) 手動による原子炉緊急停止</p> <p>ATWSが発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合、中央制御室から手動にて原子炉を緊急停止する手順を整備する。 (添付資料 1.1.4)</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>原子炉トリップ設定値に到達し、原子炉トリップしゃ断器の状態、制御棒炉底位置表示灯等により、原子炉自動トリップ失敗を確認した場合に、原子炉出力が5%以上又は中間領域起動率が正となった場合。</p> <p>b. 操作手順</p> <p>原子炉手動トリップ操作の手順の概要は以下のとおり。</p> <p>各手順の成功は、制御棒炉底位置表示灯点灯及び原子炉出力の低下により確認する。タイムチャートを第 1.1.3 図に示す。</p> <p>① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に原子炉手動トリップ操作を指示する。</p> <p>② 運転員等は、中央制御室で原子炉トリップスイッチ（中央盤手動操作）により、原子炉トリップ操作を行う。</p> <p>③ 運転員等は、②の操作に失敗した場合、中央制御室で常用母線 440V しゃ断器 2 台の開操作により、MGセット 2 台の電源を遮断する。</p> <p>④ 運転員等は、③の操作に失敗した場合、中央制御室で制御棒手動操作により、制御棒を原子炉へ挿入する。</p> <p>⑤ 運転員等は、④の操作と並行して、現場でMGセット制御盤の発電機出力しゃ断器 2 台の開操作を行う。</p> <p>⑥ 運転員等は、⑤の操作に失敗した場合、現場で原子炉トリップしゃ断器 8 台の開操作を行う。</p>	<p>1.1.2 重大事故等時の手順</p> <p>1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順</p> <p>(1) 非常時操作手順書（徴候ベース）「スクラム」（原子炉出力）</p> <p>運転時の異常な過渡変化時において、原子炉自動スクラム信号が発信した場合、又は原子炉手動スクラム操作を実施した場合は、原子炉スクラムの成否を確認するとともに、原子炉モードスイッチを「停止」位置に切り替えることにより原子炉スクラムを確実にする。</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>原子炉自動スクラム信号が発信した場合、又は原子炉手動スクラム操作をした場合。</p> <p>b. 操作手順</p> <p>非常時操作手順書（徴候ベース）「スクラム」（原子炉出力）における操作手順の概要は以下のとおり。</p> <p>各手順の成功は、全制御棒全挿入ランプの点灯及び原子炉出力の低下により確認する。手順の対応フローを第 1.1-2 図に、タイムチャートを第 1.1-3 図に示す。</p> <p>① 発電課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に原子炉スクラム状況の確認を指示する。原子炉スクラムが成功していない場合は、原子炉手動スクラム操作及び手動による ATWS 緩和設備（代替制御棒挿入機能）を作動させるように指示する。</p> <p>② 運転員（中央制御室）A は、スクラム警報の発生の有無、制御棒の挿入状態及び原子炉出力の低下の状況を状態表示にて確認する。</p> <p>③ 運転員（中央制御室）A は、原子炉スクラムが成功していない場合は、原子炉手動スクラム操作を実施する。</p> <p>④ 運転員（中央制御室）A は、原子炉モードスイッチを「停止」位置に切り替える。</p> <p>⑤ 運転員（中央制御室）A は、上記の操作を実施しても全制御棒全挿入の確認ができない場合は、ATWS 緩和設備（代替制御棒挿入機能）を手動で作動させる。</p> <p>⑥ 発電課長は、上記⑤の操作を実施しても全制御棒全挿入とならず、未挿入の制御棒が 1 本よりも多い場合は、ATWS と判断し、運転員に非常時操作手順書（徴候ベ-</p>	<p>1.1.2 重大事故等時の手順</p> <p>1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順</p> <p>(1) 手動による原子炉緊急停止</p> <p>ATWSが発生するおそれがある場合又は ATWS が発生した場合、中央制御室から手動にて発電用原子炉を緊急停止する。 (添付資料 1.1.4)</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>原子炉トリップ設定値に到達し、原子炉トリップ遮断器の状態、制御棒炉底位置表示等により、原子炉自動トリップ失敗を確認した場合に、原子炉出力が5%以上又は中間領域起動率が正となった場合。</p> <p>b. 操作手順</p> <p>手動による原子炉緊急停止における操作手順の概要は以下のとおり。</p> <p>各手順の成功は、制御棒炉底位置表示及び原子炉出力の低下により確認する。概要図を第 1.1.2 図に、タイムチャートを第 1.1.6 図に示す。</p> <p>① 発電課長（当直）は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に原子炉手動トリップ操作を指示する。</p> <p>② 運転員（中央制御室）A は、中央制御室で原子炉トリップスイッチにより、原子炉トリップ操作を行い、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>③ 運転員（中央制御室）A は、②の操作に失敗した場合、中央制御室で常用母線 440V 遮断器 2 台の開放操作により、制御棒駆動装置用電源 2 台の電源を遮断し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>④ 運転員（中央制御室）A は、③の操作に失敗した場合、中央制御室で制御棒手動操作により、制御棒を発電用原子炉へ挿入し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>⑤ 運転員（現場）B は、④の操作と並行して、現場で制御棒駆動装置用電源出力遮断器 2 台の開放操作を行い、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>⑥ 運転員（現場）B は、⑤の操作に失敗した場合、現場で原子炉トリップ遮断器 8 台の開放操作を行い、発電課長（当直）に報告する。</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由②）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） ・対応手順名称を記載する。</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由②） 【大飯】記載方針の相違（相違理由②）</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・泊は運転員の要員名称に「（中央制御室）」又は「（現場）」と記載し、アルファベットにより識別。 ・以降同様の相違は、相違理由の記載を省略する。</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】記載内容の相違 ・運転員から発電課長（当直）への報告について記載 ・以降同様の相違は、相違理由の記載を省略する。</p>

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

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

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>c. 操作の成立性</p> <p>上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等2名、現場にて1ユニット当たり運転員等1名により行う。②及び③の中央制御室操作の所要時間は約3分と想定し、⑤及び⑥の現場での原子炉トリップ遮断器等の開操作を含めた所要時間は約13分と想定する。円滑に操作ができるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。</p> <p>(添付資料 1.1.5、1.1.6)</p> <p>(2) 原子炉出力抑制（自動）</p> <p>ATWSが発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合、重大事故等対処設備であるATWS緩和設備の作動により原子炉出力を抑制するとともに、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び格納容器の健全性を維持する手順を整備する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>原子炉トリップ設定値に到達したにもかかわらず、原子炉トリップ遮断器等の機能喪失による原子炉自動トリップに失敗したことを検知した場合に作動する「安全保護アナログ盤作動」警報が発信した場合。</p> <p>b. 操作手順</p> <p>ATWS緩和設備の作動の確認手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.1.2図に、タイムチャートを第1.1.3図に示す。</p> <p>① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等にATWS緩和設備の作動状況の確認を指示する。</p> <p>② 運転員等は、中央制御室での監視によりタービントリップの作動、主蒸気隔離弁の閉を確認するとともに、すべての補助給水ポンプが自動起動し補助給水流量が確立していることを確認する。その後、蒸気発生器水位を無負荷時水位に維持する。</p> <p>③ 運転員等は、中央制御室での監視により1次冷却材温度が上昇していることを確認するとともに、減速材温度係数の負の反応度帰還効果により、原子炉出力が低下していることを確認する。</p>	<p>ス)「反応度制御」への移行を指示する。</p> <p>c. 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、運転員（中央制御室）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」への移行まで2分以内で可能である。</p> <p>【比較のため、比較表p1.1-22より再掲】</p> <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。</p> <p>【比較のため、比較表p1.1-14より再掲】</p> <p>b. 操作手順</p> <p>非常時操作手順書（徴候ベース）「スクラム」（原子炉出力）における操作手順の概要は以下のとおり。</p>	<p>c. 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、運転員（中央制御室）1名及び運転員（現場）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから②及び③の中央制御室での常用母線440V遮断器2台の開放操作まで6分以内で可能であり、⑤及び⑥の現場での原子炉トリップ遮断器開放操作まで24分以内で可能である。円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。</p> <p>(添付資料 1.1.5、1.1.6)</p> <p>(2) 原子炉出力抑制（自動）</p> <p>ATWSが発生するおそれがある場合又はATWSが発生した場合、重大事故等対処設備である共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）の作動により原子炉出力を抑制するとともに、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>原子炉トリップ設定値に到達したにもかかわらず、原子炉トリップ遮断器等の機能喪失による原子炉自動トリップに失敗したことを検知した場合に作動する「CMF自動作動」警報が発信した場合。</p> <p>b. 操作手順</p> <p>原子炉出力抑制（自動）における操作手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.1.3図に、タイムチャートを第1.1.6図に示す。</p> <p>① 発電課長（当直）は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）の作動状況の確認を指示する。</p> <p>② 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室での監視によりタービントリップの作動、主蒸気隔離弁の閉を確認するとともに、すべての補助給水ポンプが自動起動し補助給水流量が確立していることを確認する。その後、蒸気発生器水位を無負荷時水位に維持し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>③ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室での監視により1次冷却材温度が上昇していることを確認するとともに、減速材温度係数の負の反応度帰還効果により、原子炉出力が低下していることを確認し、発電課長（当直）に報告する。</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】記載内容の相違 ・中央制御室の対応操作を1名にて実施することは伊方、川内、玄海と同様である。また、想定時間について伊方と同様である。</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） ・対応手順名称を記載する。</p>

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

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

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>④ 運転員等は、中央制御室で加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により1次冷却材圧力が所定の圧力以上に上昇していないことを確認するとともに、格納容器圧力及び温度の上昇がないこと、又は格納容器圧力及び温度の上昇がわずかであることを確認する。</p> <p>また、補助給水ポンプ、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の動作により1次冷却材温度が所定の温度以上に上昇していないことを確認する。</p> <p>⑤ 運転員等は、中央制御室で緊急ほう酸濃縮を実施する。緊急ほう酸濃縮は後述の(4)に示すほう酸水注入の手順と同様。</p> <p>c. 操作の成立性 上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等1名により実施する。</p> <p>「安全保護アナログ盤作動」警報の発信により原子炉トリップ失敗を踏まえて、ATWS緩和設備の作動を予測し速やかにATWS緩和設備の作動を確認する。</p> <p>なお、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により加圧器逃がしタンクから格納容器内に漏えいした1次冷却材による格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであり、格納容器が健全であることを確認する。</p> <p>ATWS緩和設備が作動しない場合の処置については、後述の(3)原子炉出力抑制（手動）の処置による。</p> <p>(3) 原子炉出力抑制（手動） ATWS緩和設備の自動信号が発信するものの、原子炉を未臨界に移行するために必要な機器等が自動作動しなかった場合、中央制御室からの手動によりタービントリップ、主蒸気隔離弁の開操作及び補助給水ポンプの起動を行うことで原子炉出力を抑制するとともに、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び格納容器の健全性を維持する手順を整備する。</p>	<p>【比較のため、比較表p1.1-15より再掲】</p> <p>c. 操作の成立性 上記の操作は、運転員（中央制御室）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」への移行まで2分以内で可能である。</p>	<p>④ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により1次冷却材圧力が所定の圧力以上に上昇していないことを確認するとともに、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇がないこと、又は原子炉格納容器圧力及び温度の上昇がわずかであることを確認する。</p> <p>また、補助給水ポンプ、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の動作により1次冷却材温度が所定の温度以上に上昇していないことを確認し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>⑤ 発電課長（当直）は、運転員に緊急ほう酸濃縮操作を指示する。</p> <p>⑥ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で緊急ほう酸濃縮を実施し、発電課長（当直）に報告する。緊急ほう酸濃縮は後述の（4）に示すほう酸水注入の手順と同様。</p> <p>c. 操作の成立性 上記の操作は、運転員（中央制御室）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）の作動状況の確認まで10分以内で可能である。</p> <p>「CMF自動作動」警報の発信により原子炉トリップ失敗を踏まえて、共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）の作動を予測し速やかに共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）の作動を確認する。</p> <p>なお、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により加圧器逃がしタンクから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、原子炉格納容器が健全であることを確認する。</p> <p>共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）が作動しない場合の処置については、後述の（3）原子炉出力抑制（手動）の処置による。</p> <p>(3) 原子炉出力抑制（手動） 共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）の自動信号が発信するものの、発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な機器等が自動作動しなかった場合、中央制御室からの手動によりタービントリップ、主蒸気隔離弁の開操作及び補助給水ポンプの起動を行うことで原子炉出力を抑制するとともに、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持する。</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯】記載内容の相違 ・発電課長（当直）から運転員への指示について記載 ・以降同様の相違は、相違理由の記載を省略する。</p> <p>【大飯】記載表現の相違 ・泊は第1.1.9図で示すタイムチャートの所要時間を記載している。大飯も本対応のタイムチャートを第1.1.3図で示していることから実質的な相違なし。</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p>

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

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

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>a. 手順着手の判断基準 ATWS緩和設備が自動作動しない場合で、かつ中央制御室から原子炉トリップスイッチ（中央盤手動操作）による原子炉緊急停止ができない場合。</p> <p>b. 操作手順 タービン手動トリップ及び補助給水流量確保の手順は以下のとおり。概略系統を第1.1.2図に、タイムチャートを第1.1.3図に示す。</p> <p>① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等にタービン手動トリップ、主蒸気隔離弁の閉操作及び補助給水流量の確保を指示する。</p> <p>② 運転員等は、中央制御室でタービン手動トリップ操作を行い、タービン主要弁（MSV、GV、ICV、RSV）の閉によりタービントリップを確認する。</p> <p>③ 運転員等は、②によるタービントリップに失敗した場合、中央制御室で主蒸気隔離弁を手動にて閉操作するとともに、主蒸気隔離弁バイパス弁の閉を確認する。</p> <p>④ 運転員等は、中央制御室で補助給水ポンプを手動起動し、補助給水流量が確立したことを確認する。その後、蒸気発生器水位を無負荷時水位に維持する。</p> <p>⑤ 運転員等は、中央制御室での監視により、1次冷却材温度が上昇していることを確認するとともに減速材温度係数の負の反応度帰還効果により、原子炉出力が低下していることを確認する。</p> <p>⑥ 運転員等は、中央制御室で加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により1次冷却材圧力が所定の圧力以上に上昇していないことを確認するとともに、格納容器圧力及び温度の上昇がないこと、又は格納容器圧力及び温度の上昇がわずかであることを確認する。</p> <p>また、補助給水ポンプ、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の動作により1次冷却材温度が所定の温度以上に上昇していないことを確認する。</p> <p>⑦ 運転員等は、中央制御室で緊急ほう酸濃縮を実施する。緊急ほう酸濃縮は後述の(4)に示すほう酸水注入の手順と同様。</p>	<p>【比較のため、比較表p1.1-14より再掲】</p> <p>b. 操作手順 非常時操作手順書（徴候ベース）「スクラム」（原子炉出力）における操作手順の概要は以下のとおり。</p>	<p>a. 手順着手の判断基準 共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）が自動作動しない場合で、かつ中央制御室から原子炉トリップスイッチによる原子炉緊急停止ができない場合。</p> <p>b. 操作手順 原子炉出力抑制（手動）における操作手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.1.4図及び第1.1.5図に、タイムチャートを第1.1.6図に示す。</p> <p>① 発電課長（当直）は、手順着手の判断基準に基づき運転員にタービン手動トリップ、主蒸気隔離弁の閉操作及び補助給水流量の確保を指示する。</p> <p>② 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室でタービン手動トリップ操作を行い、タービン主要弁（MSV、GV、ICV、RSV）の閉によりタービントリップを確認し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>③ 運転員（中央制御室）Aは、②によるタービントリップに失敗した場合は、中央制御室で主蒸気隔離弁を手動にて閉操作するとともに主蒸気バイパス隔離弁の閉を確認し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>④ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で補助給水ポンプを手動起動し、補助給水流量が確立したことを確認する。その後、蒸気発生器水位を無負荷時水位に維持し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>⑤ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室での監視により、1次冷却材温度が上昇していることを確認するとともに減速材温度係数の負の反応度帰還効果により、原子炉出力が低下していることを確認し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>⑥ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により1次冷却材圧力が所定の圧力以上に上昇していないことを確認するとともに、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇がないこと、又は原子炉格納容器圧力及び温度の上昇がわずかであることを確認する。</p> <p>また、補助給水ポンプ、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の動作により1次冷却材温度が所定の温度以上に上昇していないことを確認し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>⑦ 発電課長（当直）は、運転員に緊急ほう酸濃縮操作を指示する。</p> <p>⑧ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で緊急ほう酸濃縮を実施し、発電課長（当直）に報告する。緊急ほう酸濃縮は後述の（4）に示すほう酸水注入の手順と同様。</p>	<p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） ・対応手順名称を記載する。</p> <p>【大飯】記載方針の相違（相違理由⑤）</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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>c. 操作の成立性 上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等2名により作業を実施し、所要時間は約4分と想定する。 (添付資料1.1.7)</p> <p>(4) ほう酸水注入 ATWSが発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合、原子炉の出力抑制を図った後、原子炉を未臨界状態とするために化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備によりほう酸水の注入を行い負の反応度を添加するとともに、希釈による反応度添加の可能性を除去するためにほう酸希釈ラインを隔離する手順を整備する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 手動による原子炉緊急停止の失敗を原子炉トリップ遮断器の状態、制御棒炉底位置表示灯等により確認し、原子炉出力が5%以上又は中間領域起動率が正であり、ほう酸タンク等の水位が確保されている場合。</p> <p>b. 操作手順 ほう酸水注入の操作手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.1.4図～第1.1.6図に、タイムチャートを第1.1.3図に示す。</p> <p>① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等にほう酸タンクを用いた緊急ほう酸濃縮の準備と系統構成を指示する。 ② 運転員等は、中央制御室で充てんポンプの起動を確認し、緊急ほう酸濃縮のための系統構成を実施する。 ③ 運転員等は、中央制御室でほう酸ポンプを起動し、緊急ほう酸注入ライン補給弁を開操作し、緊急ほう酸水補給流量により原子炉へほう酸水注入が行われていることを確認する。その後、出力領域中性子束により原子炉出力が低下すること及び中間領域起動率等により未臨界状態へ移行していることを確認する。 ④ 運転員等は、中央制御室でほう酸ポンプの故障等により緊急ほう酸注入ラインが使用できない場合は、代替手段として、充てんポンプの入口ラインを体積制御タンクから燃料取替用水ピットに切り替え、燃料取替用</p>	<p>【比較のため、比較表p1.1-15より再掲】</p> <p>c. 操作の成立性 上記の操作は、運転員（中央制御室）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」への移行まで2分以内で可能である。</p> <p>【比較のため、比較表p1.1-14より再掲】</p> <p>b. 操作手順 非常時操作手順書（徴候ベース）「スクラム」（原子炉出力）における操作手順の概要は以下のとおり。</p>	<p>c. 操作の成立性 上記の操作は、運転員（中央制御室）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから補助給水ポンプを手動起動するまで10分以内で可能である。 (添付資料1.1.7)</p> <p>(4) ほう酸水注入 ATWSが発生するおそれがある場合又はATWSが発生した場合、発電用原子炉の出力抑制を図った後、発電用原子炉を未臨界状態とするために化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備によりほう酸水の注入を行い負の反応度を添加するとともに、希釈による反応度添加の可能性を除去するためにほう酸希釈ラインを隔離する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 手動による原子炉緊急停止の失敗を原子炉トリップ遮断器の状態、制御棒炉底位置表示灯等により確認し、原子炉出力が5%以上又は中間領域起動率が正であり、ほう酸タンク等の水位が確保されている場合。</p> <p>b. 操作手順 ほう酸水注入における操作手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.1.7図～第1.1.9図に、タイムチャートを第1.1.6図に示す。</p> <p>① 発電課長（当直）は、手順着手の判断基準に基づき、運転員にほう酸タンクを用いた緊急ほう酸濃縮の準備と系統構成を指示する。 ② 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で充てんポンプの起動を確認する。その後、緊急ほう酸濃縮のための系統構成を実施し、発電課長（当直）に報告する。 ③ 発電課長（当直）は、運転員に緊急ほう酸濃縮操作及びほう酸希釈ライン隔離操作を指示する。 ④ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室でほう酸ポンプを起動し、緊急ほう酸注入弁を開操作し、緊急ほう酸注入ライン流量により原子炉容器へほう酸水注入が行われていることを確認する。その後、出力領域中性子束により原子炉出力が低下すること及び中間領域起動率等により未臨界状態へ移行していることを確認し、発電課長（当直）に報告する。 ⑤ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室でほう酸ポンプの故障等により緊急ほう酸注入ラインが使用できない場合は、代替手段として、充てんポンプの入口ラインを体積制御タンクから燃料取替用水ピットに切り替</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯】記載内容の相違 ・中央制御室の対応操作を1名にて実施することは伊方、川内、玄海と同様である。</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 設備の相違（相違理由②）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） ・対応手順名称を記載する。</p> <p>【大飯】記載表現の相違</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p>

泊発電所 3号炉 技術的能力 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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>水ピットのほう酸水を原子炉へ注入する。</p> <p>また、充てんポンプの故障等により充てんラインが使用できない場合、1次冷却材圧力が高圧注入ポンプ注入圧力未満であれば、高圧注入ポンプを使用して燃料取替用水ピットのほう酸水を原子炉へ注入する。</p> <p>⑤ 運転員等は、中央制御室でほう酸希釈ラインを隔離する。</p> <p>⑥ 運転員等は、中央制御室でほう酸タンク等の水位より、ほう酸水注入量及び1次冷却材のほう素濃度を計算し、燃料取替ほう素濃度になるまでほう酸水注入を継続する。なお、緊急ほう酸濃縮を行っている間に制御棒の全挿入に成功した場合は、プラントを高温停止に維持し、引き続いて低温停止に移行させるために必要となるほう素濃度を目標にほう酸水注入を継続する。</p> <p>⑦ 運転員等は、サンプリングの結果により、1次冷却材のほう素濃度が⑥で目標としたほう素濃度より高い値になっていることを確認する。</p> <p>c. 操作の成立性</p> <p>上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等1名により実施し、ほう酸水注入開始までの所要時間は約5分と想定する。（所要時間は作業の開始が必ずしも事象発生後の操作でないことから事象判別の10分は含まない。以降の条文も同様とする。）交流動力電源喪失により、正確なサンプリング結果が得られないと想定される場合は、電源復旧後にサンプリングを実施し、結果を確認する。</p> <p>原子炉の出力抑制後は、1次冷却材のほう素濃度を確認し、主蒸気逃がし弁及び加圧器スプレイ弁により1次冷却系の降温、降圧を行い、1次冷却材圧力2.7MPa [gage]以下及び1次冷却材温度177℃以下となれば、余熱除去系に切り替え、炉心冷却を継続的に行う。</p> <p>(添付資料 1.1.8)</p>	<p>【比較のため、比較表p1.1-15より再掲】</p> <p>c. 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、運転員（中央制御室）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」への移行まで2分以内で可能である。</p> <p>(2) 非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」</p> <p>ATWS発生時に、発電用原子炉を安全に停止させる。</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>非常時操作手順書（徴候ベース）「スクラム」（原子炉出力）の操作を実施しても、未挿入の制御棒が1本よりも多い場合。</p> <p>なお、制御棒位置指示系の故障により、制御棒の位置が</p>	<p>え、燃料取替用水ピットのほう酸水を原子炉容器へ注入し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>また、充てんポンプの故障等により充てんラインが使用できない場合、1次冷却材圧力が高圧注入ポンプ注入圧力未満であれば、高圧注入ポンプによりほう酸水注入タンクを経由して燃料取替用水ピットのほう酸水を原子炉容器へ注入し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>⑥ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室でほう酸希釈ラインを隔離し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>⑦ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室でほう酸タンク等の水位より、ほう酸水注入量及び1次冷却材のほう素濃度を計算し、燃料取替ほう素濃度になるまでほう酸水注入を継続する。なお、緊急ほう酸濃縮を行っている間に制御棒の全挿入に成功した場合は、プラントを高温停止に維持し、引き続いて低温停止に移行させるために必要となるほう素濃度を目標にほう酸水注入を継続する。</p> <p>⑧ 運転員（中央制御室）Aは、サンプリングの結果により、1次冷却材のほう素濃度が⑥で目標としたほう素濃度より高い値になっていることを確認し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>c. 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、運転員（中央制御室）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからほう酸水注入開始まで5分以内で可能である。（所要時間は作業の開始が必ずしも事象発生後の操作ではないことから事象判別の10分は含まない。以降の条文も同様とする。）交流動力電源喪失により、正確なサンプリング結果が得られないと想定される場合は、電源復旧後にサンプリングを実施し、結果を確認する。</p> <p>発電用原子炉の出力抑制後は、1次冷却材のほう素濃度を確認し、主蒸気逃がし弁及び加圧器スプレイ弁により1次冷却系の降温、降圧を行い、1次冷却材圧力2.7MPa [gage]以下及び1次冷却材温度177℃未満となれば、余熱除去系に切り替え、炉心冷却を継続的に行う。</p> <p>(添付資料 1.1.8)</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】記載表現の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・記載表現は高浜3/4号炉、川内と同様 <p>【大飯】設備の相違（相違理由①）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】記載表現の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は保安規定で定める原子炉の運転モード4の「177℃未満」と同じ記載表現としており、玄海と同様。

泊発電所 3号炉 技術的能力 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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所 3 / 4号炉	女川原子力発電所 2号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
	<p>確認できない場合も ATWS と判断する。</p> <p>b. 操作手順 非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」における操作手順の概要は以下のとおり。各手順の成功は、全制御棒全挿入ランプの点灯及び原子炉出力の低下により確認する。手順の対応フローを第 1.1-4 図及び第 1.1-5 図に、概要図を第 1.1-6 図に、タイムチャートを第 1.1-7 図に示す。</p> <p>①発電課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力の抑制操作並びに ATWS 緩和設備（自動減圧系作動阻止機能）による自動減圧系及び代替自動減圧回路（代替自動減圧機能）の自動起動阻止操作を指示する。</p> <p>②運転員（中央制御室）B は、ATWS 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）による原子炉再循環ポンプの自動停止状況を状態表示にて確認する。ATWS 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）が作動していない場合は、手動操作により原子炉再循環ポンプを停止する。</p> <p>③運転員（中央制御室）B は、ATWS 緩和設備（自動減圧系作動阻止機能）による自動減圧系及び代替自動減圧回路（代替自動減圧機能）の自動起動阻止操作を実施する。</p> <p>④発電課長は、原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力の抑制操作並びに ATWS 緩和設備（自動減圧系作動阻止機能）による自動減圧系及び代替自動減圧回路（代替自動減圧機能）の自動起動阻止操作が完了したことを確認し、運転員にほう酸水注入系の起動操作、原子炉压力容器内の水位低下操作及び制御棒の挿入操作を同時に行うことを指示する。同時に行うことが不可能な場合は、ほう酸水注入系の起動操作、原子炉压力容器内の水位低下操作、制御棒の挿入操作の順で優先させる。</p> <p>⑤運転員（中央制御室）B は、ほう酸水注入系ポンプ（A）又は（B）の起動操作（ほう酸水注入系起動スイッチを「ポンプ A」位置（B系を起動する場合は「ポンプ B」位置）にすることで SLC タンク出口弁及び SLC 注入電動弁が全開となり、ほう酸水注入系ポンプが起動し、原子炉压力容器へのほう酸水注入が開始される。）を実施し、併せて、ほう酸水注入系貯蔵タンク水位指示値の低下、平均出力領域モニタ指示値及び起動領域モニタ指示値の低下を確認する。</p> <p>⑥運転員（中央制御室）A 及び B は、原子炉出力が 40% 以上の場合、又は発電用原子炉が隔離状態の場合は、給</p>		

泊発電所 3号炉 技術的能力 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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所 3 / 4号炉	女川原子力発電所 2号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
	<p>水系（タービン駆動原子炉給水ポンプ及び電動機駆動原子炉給水ポンプ）、原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水量を減少させ、原子炉圧力容器内の水位を低下させることで原子炉出力を 3%以下に維持する。</p> <p>原子炉出力を 3%以下に維持できない場合は、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル 1）+1000mm 以上に維持するよう原子炉圧力容器内の水位低下操作を実施する。</p> <p>⑦運転員（中央制御室）A 及び B 並びに運転員（現場）D 及び E は、中央制御室又は原子炉建屋原子炉棟内にて、以下の操作により制御棒を挿入する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・手動操作による ATWS 緩和設備（代替制御棒挿入機能）の作動 ・手動操作による選択制御棒挿入機構の作動 ・スクラムソレノイドヒューズ引抜き操作 ・スクラムテストスイッチによるシングルロッドスクラム操作 ・スクラムパイロット弁用制御空気の排気操作 ・原子炉スクラムリセット後の原子炉手動スクラムボタンによる原子炉手動スクラム操作 ・原子炉スクラムリセット後の手動操作による ATWS 緩和設備（代替制御棒挿入機能）の作動 ・原子炉スクラムリセット後のスクラムテストスイッチによるシングルロッドスクラム操作 ・制御棒手動挿入操作 <p>⑧発電課長は、主蒸気逃がし安全弁からの蒸気流入によるサブプレッションプール水温度の上昇を抑制するため、残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）の起動を指示する。</p> <p>⑨運転員（中央制御室）C は、残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）を起動する。</p> <p>⑩発電課長は、上記⑦の操作を実施中に未挿入制御棒を 1 本以下まで全挿入完了した場合は、運転員にほう酸水注入系の停止を指示する。</p> <p>制御棒を挿入できなかった場合は、ほう酸水の全量注入完了を確認し、運転員にほう酸水注入系の停止を指示する。</p> <p>c. 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、運転員（中央制御室）3 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからの各操作の所要時間は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉再循環ポンプ手動停止操作完了：1 分以内で可能 ・自動減圧系及び代替自動減圧回路（代替自動減圧機 		

泊発電所 3号炉 技術的能力 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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(5) その他の手順項目にて考慮する手順 操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。</p> <p>(6) 優先順位</p> <p>ATWSが発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合（ATWS緩和設備の作動状況確認を含む。）</p>	<p>能)の自動起動阻止操作完了：1分以内で可能</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ほう酸水注入系の起動操作完了：5分以内で可能 ・残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）操作完了：20分以内で可能 ・原子炉圧力容器内の水位低下操作開始：1分以内で可能 ・ATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能）による制御棒緊急挿入操作完了：1分以内で可能 ・選択制御棒挿入機構による原子炉出力抑制操作完了：1分以内で可能 ・スクラムソレノイドヒューズ引抜き操作完了：10分以内で可能 ・スクラムテストスイッチによるシングルロッドスクラム操作完了：20分以内で可能 ・原子炉スクラムリセット後の原子炉手動スクラム操作完了：15分以内で可能 ・原子炉スクラムリセット後のATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能）による制御棒緊急挿入操作完了：25分以内で可能 ・原子炉スクラムリセット後のスクラムテストスイッチによるシングルロッドスクラム操作完了：45分以内で可能 ・制御棒手動挿入操作開始：1分以内で可能 <p>現場対応を運転員（現場）2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからの操作の所要時間は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・スクラムパイロット弁用制御空気の排気操作完了：50分以内で可能 <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。</p> <p>(添付資料 1.1.4)</p> <p>(3) 重大事故等時の対応手段の選択 重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.1-8図に示す。</p> <p>運転時の異常な過渡変化時において、発電用原子炉の運転を緊急に停止すべき状況にもかかわらず、全制御棒が発</p>	<p>(5) 重大事故等時の対応手段の選択 重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.1.10図に示す。</p> <p>ATWSが発生するおそれがある場合又はATWSが発生した場合（共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）</p>	<p>【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映） ・泊の比較対象は1.1.2.2 その他の手順項目について考慮する手順</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p>

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

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

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>は、中央制御室から速やかな操作が可能である原子炉トリップスイッチ（中央盤手動操作）（制御棒駆動装置電源遮断及び制御棒手動挿入操作を含む。）により手動にて原子炉の緊急停止を行う。蒸気発生器水位低信号によるATWS緩和設備が作動した場合においても、中央制御室から原子炉トリップスイッチ（中央盤手動操作）（制御棒駆動装置電源遮断及び制御棒手動挿入操作を含む。）により手動にて原子炉の緊急停止を行い、その後、ATWS緩和設備の作動状況の確認を行う。</p> <p>中央制御室から原子炉トリップスイッチ（中央盤手動操作）による原子炉緊急停止ができない場合で、かつATWS緩和設備が作動しない場合は、手動による原子炉出力抑制を行う。</p> <p>原子炉トリップに失敗し、原子炉の出力抑制を図った後は、原子炉を未臨界状態とするために化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備によりほう酸水注入を行う。</p> <p>ただし、原子炉の出力抑制を図った後でも、原子炉トリップに成功した場合は、早急なほう酸水注入は必要ない。</p> <p>以上の対応手順のフローチャートを第1.1.7図に示す。 （添付資料1.1.7）</p> <p>比較のため、比較表p1.1-22より再掲</p> <p>(5) その他の手順項目にて考慮する手順</p> <p>操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。</p>	<p>発電用原子炉へ全挿入されない場合、非常時操作手順書（徴候ベース）「スクラム」（原子炉出力）に従い、中央制御室から速やかに操作が可能である原子炉手動スクラムボタンの操作、原子炉モードスイッチの「停止」位置への切替操作及び手動による代替制御棒挿入操作により、発電用原子炉を緊急停止させる。</p> <p>原子炉手動スクラムボタンの操作、原子炉モードスイッチの「停止」位置への切替操作及び手動による代替制御棒挿入操作を実施しても発電用原子炉の緊急停止ができない場合は、原子炉停止機能喪失と判断する。非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」に従い、原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力の抑制操作並びに自動減圧系及び代替自動減圧回路（代替自動減圧機能）の自動起動阻止操作を行うとともに、発電用原子炉を未臨界に移行させるため、ほう酸水注入系を速やかに起動させる。</p> <p>また、原子炉出力を抑制するため、原子炉圧力容器内の水位低下操作を行う。</p> <p>さらに、制御棒挿入により発電用原子炉を未臨界にするため、スクラム弁の開閉状態に合わせた操作により全制御棒挿入操作を行う。</p> <p>1.1.2.2 その他の手順項目について考慮する手順 残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）によるサブプレッションプールの除熱手順は、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。</p> <p>操作の判断、確認に係る計装設備に関する手順は、「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。</p>	<p>の作動状況確認を含む。）は、中央制御室から速やかな操作が可能である原子炉トリップスイッチ（制御棒駆動装置電源遮断及び制御棒手動挿入操作を含む。）により手動にて発電用原子炉の緊急停止を行う。蒸気発生器水位低信号による共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）が作動した場合においても、中央制御室から原子炉トリップスイッチ（制御棒駆動装置電源遮断及び制御棒手動挿入操作を含む。）により手動にて発電用原子炉の緊急停止を行い、その後、共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）の作動状況の確認を行う。</p> <p>中央制御室から原子炉トリップスイッチによる原子炉緊急停止ができない場合で、かつ共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）が作動しない場合は、手動による原子炉出力抑制を行う。</p> <p>原子炉トリップに失敗し、発電用原子炉の出力抑制を図った後は、発電用原子炉を未臨界状態とするために化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備によりほう酸水注入を行う。</p> <p>ただし、発電用原子炉の出力抑制を図った後でも、原子炉トリップに成功した場合は、早急なほう酸水注入は必要ない。</p> <p>（添付資料1.1.7）</p> <p>1.1.2.2 その他の手順項目について考慮する手順</p> <p>操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順については、「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【女川】記載表現の相違 【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p>

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

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

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大阪発電所 3 / 4号炉						女川原子力発電所 2号炉						泊発電所 3号炉						相違理由																																																																																																																						
<p>第 1.1.1 表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順 (1/2)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>分類</th> <th>機能喪失を想定する設計基準事故対処設備</th> <th>対応手段</th> <th>対応設備</th> <th>整備する手続等</th> <th>手順の分類</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">フロントライン系機能喪失時</td> <td rowspan="2">原子炉安全保護計画装置又は安全保護系プロセス計装又は原子炉保護装置</td> <td rowspan="2">手動による原子炉緊急停止</td> <td>原子炉トリップスイッチ (中央盤手動操作)</td> <td rowspan="2">多様性設備設備</td> <td rowspan="2">手動により原子炉を緊急停止する手順</td> </tr> <tr> <td>MGセット電源^{※1} (常用用線 40Vシヤ制御スイッチ) (中央盤手動操作)</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>制御棒駆動機構 制御棒駆動水圧系 配管 制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット</td> <td>自重対策設備</td> <td>非常時操作手順書 (優先ベース) 「スクラム」 「原子炉出力」 「反応度制御」</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>ATWS緩和設備 (代替制御棒挿入機能) ※2 制御棒 制御棒駆動機構 制御棒駆動水圧系 配管 制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット</td> <td>重大事故等対応設備 (設計基準事故)</td> <td>非常時操作手順書 (優先ベース) 「スクラム」 「原子炉出力」 「反応度制御」</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>非常用交流電源設備</td> <td>重大事故等対応設備 (設計基準事故)</td> <td>非常時操作手順書 (優先ベース) 「スクラム」 「原子炉出力」 「反応度制御」</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>原子炉トリップシヤ閉鎖スイッチ (現場手動操作)</td> <td></td> <td>中心の若い値確保及び原子炉格納箱設備を防止する運転手順書</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>ATWS緩和設備^{※1} [蒸気発生器水位による・タービントリップ・主蒸気隔離・電動補助給水ポンプ (タービン駆動補助給水ポンプ)]</td> <td rowspan="2">重大事故等対応設備</td> <td rowspan="2">ATWS緩和設備の作動を確認する手順</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>原子炉トリップシヤ解除 主蒸気隔離弁 電動補助給水ポンプ^{※1} タービン駆動補助給水ポンプ 現場ボルト 蒸気発生器 主蒸気隔離弁^{※1} 加圧器遮断弁^{※1} 加圧器安全弁 加圧器遮断弁 緊急ほう電機 (中央盤手動操作) ※3</td> </tr> </tbody> </table>						分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手続等	手順の分類	フロントライン系機能喪失時	原子炉安全保護計画装置又は安全保護系プロセス計装又は原子炉保護装置	手動による原子炉緊急停止	原子炉トリップスイッチ (中央盤手動操作)	多様性設備設備	手動により原子炉を緊急停止する手順	MGセット電源 ^{※1} (常用用線 40Vシヤ制御スイッチ) (中央盤手動操作)				制御棒駆動機構 制御棒駆動水圧系 配管 制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット	自重対策設備	非常時操作手順書 (優先ベース) 「スクラム」 「原子炉出力」 「反応度制御」				ATWS緩和設備 (代替制御棒挿入機能) ※2 制御棒 制御棒駆動機構 制御棒駆動水圧系 配管 制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット	重大事故等対応設備 (設計基準事故)	非常時操作手順書 (優先ベース) 「スクラム」 「原子炉出力」 「反応度制御」				非常用交流電源設備	重大事故等対応設備 (設計基準事故)	非常時操作手順書 (優先ベース) 「スクラム」 「原子炉出力」 「反応度制御」				原子炉トリップシヤ閉鎖スイッチ (現場手動操作)		中心の若い値確保及び原子炉格納箱設備を防止する運転手順書				ATWS緩和設備 ^{※1} [蒸気発生器水位による・タービントリップ・主蒸気隔離・電動補助給水ポンプ (タービン駆動補助給水ポンプ)]	重大事故等対応設備	ATWS緩和設備の作動を確認する手順				原子炉トリップシヤ解除 主蒸気隔離弁 電動補助給水ポンプ ^{※1} タービン駆動補助給水ポンプ 現場ボルト 蒸気発生器 主蒸気隔離弁 ^{※1} 加圧器遮断弁 ^{※1} 加圧器安全弁 加圧器遮断弁 緊急ほう電機 (中央盤手動操作) ※3	<p>第 1.1-1 表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順 対応手段、対処設備、手順書一覧 (1/3) (フロントライン系故障時)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>分類</th> <th>機能喪失を想定する設計基準事故対処設備</th> <th>対応手段</th> <th>対応設備</th> <th>整備する手続等</th> <th>手順書</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">フロントライン系故障時</td> <td rowspan="4">原子炉保護系</td> <td rowspan="4">原子炉手動スクラム</td> <td>原子炉手動スクラムボタン ※1 原子炉モードスイッチ ※1 制御棒 制御棒駆動機構 制御棒駆動水圧系 配管 制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット</td> <td>自重対策設備</td> <td>非常時操作手順書 (優先ベース) 「スクラム」 「原子炉出力」 「反応度制御」</td> </tr> <tr> <td>A機能による制御棒挿入</td> <td>ATWS緩和設備 (代替制御棒挿入機能) ※2 制御棒 制御棒駆動機構 制御棒駆動水圧系 配管 制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット</td> <td>重大事故等対応設備 (設計基準事故)</td> <td>非常時操作手順書 (優先ベース) 「スクラム」 「原子炉出力」 「反応度制御」</td> </tr> <tr> <td>原子炉再始動禁止</td> <td>ATWS緩和設備 (代替原子炉再始動ポンプトリップ機能) ※2 非常用交流電源設備</td> <td>重大事故等対応設備 (設計基準事故)</td> <td>非常時操作手順書 (優先ベース) 「反応度制御」</td> </tr> <tr> <td>停止A機能による制御棒挿入</td> <td>ATWS緩和設備 (自動減圧系作動阻止機能) ※2 非常用交流電源設備</td> <td>重大事故等対応設備 (設計基準事故)</td> <td>非常時操作手順書 (優先ベース) 「反応度制御」</td> </tr> </tbody> </table>						分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手続等	手順書	フロントライン系故障時	原子炉保護系	原子炉手動スクラム	原子炉手動スクラムボタン ※1 原子炉モードスイッチ ※1 制御棒 制御棒駆動機構 制御棒駆動水圧系 配管 制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット	自重対策設備	非常時操作手順書 (優先ベース) 「スクラム」 「原子炉出力」 「反応度制御」	A機能による制御棒挿入	ATWS緩和設備 (代替制御棒挿入機能) ※2 制御棒 制御棒駆動機構 制御棒駆動水圧系 配管 制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット	重大事故等対応設備 (設計基準事故)	非常時操作手順書 (優先ベース) 「スクラム」 「原子炉出力」 「反応度制御」	原子炉再始動禁止	ATWS緩和設備 (代替原子炉再始動ポンプトリップ機能) ※2 非常用交流電源設備	重大事故等対応設備 (設計基準事故)	非常時操作手順書 (優先ベース) 「反応度制御」	停止A機能による制御棒挿入	ATWS緩和設備 (自動減圧系作動阻止機能) ※2 非常用交流電源設備	重大事故等対応設備 (設計基準事故)	非常時操作手順書 (優先ベース) 「反応度制御」	<p>第 1.1.1 表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順 対応手段、対処設備、手順書一覧 (1/2) (フロントライン系故障時)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>分類</th> <th>機能喪失を想定する設計基準事故対処設備</th> <th>対応手段</th> <th>対応設備</th> <th>整備する手続等</th> <th>手順書の分類</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">フロントライン系故障時</td> <td rowspan="2">原子炉安全保護装置又は安全保護系プロセス計装又は原子炉保護装置</td> <td rowspan="2">手動による原子炉緊急停止</td> <td>原子炉トリップスイッチ (中央盤手動操作)</td> <td rowspan="2">多様性設備設備</td> <td rowspan="2">中心の若い値確保及び原子炉格納箱設備を防止する運転手順書</td> </tr> <tr> <td>MGセット電源^{※1} (常用用線 40Vシヤ制御スイッチ) (中央盤手動操作)</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>制御棒駆動機構 制御棒駆動水圧系 配管 制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット</td> <td>自重対策設備</td> <td>非常時操作手順書 (優先ベース) 「スクラム」 「原子炉出力」 「反応度制御」</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>ATWS緩和設備 (代替制御棒挿入機能) ※2 制御棒 制御棒駆動機構 制御棒駆動水圧系 配管 制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット</td> <td>重大事故等対応設備 (設計基準事故)</td> <td>非常時操作手順書 (優先ベース) 「スクラム」 「原子炉出力」 「反応度制御」</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>非常用交流電源設備</td> <td>重大事故等対応設備 (設計基準事故)</td> <td>非常時操作手順書 (優先ベース) 「スクラム」 「原子炉出力」 「反応度制御」</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>原子炉トリップシヤ閉鎖スイッチ (現場手動操作)</td> <td></td> <td>中心の若い値確保及び原子炉格納箱設備を防止する運転手順書</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>ATWS緩和設備^{※1} [蒸気発生器水位による・タービントリップ・主蒸気隔離・電動補助給水ポンプ (タービン駆動補助給水ポンプ)]</td> <td rowspan="2">重大事故等対応設備</td> <td rowspan="2">ATWS緩和設備の作動を確認する手順</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>原子炉トリップシヤ解除 主蒸気隔離弁 電動補助給水ポンプ^{※1} タービン駆動補助給水ポンプ 現場ボルト 蒸気発生器 主蒸気隔離弁^{※1} 加圧器遮断弁^{※1} 加圧器安全弁 加圧器遮断弁 緊急ほう電機 (中央盤手動操作) ※3</td> </tr> </tbody> </table>						分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手続等	手順書の分類	フロントライン系故障時	原子炉安全保護装置又は安全保護系プロセス計装又は原子炉保護装置	手動による原子炉緊急停止	原子炉トリップスイッチ (中央盤手動操作)	多様性設備設備	中心の若い値確保及び原子炉格納箱設備を防止する運転手順書	MGセット電源 ^{※1} (常用用線 40Vシヤ制御スイッチ) (中央盤手動操作)				制御棒駆動機構 制御棒駆動水圧系 配管 制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット	自重対策設備	非常時操作手順書 (優先ベース) 「スクラム」 「原子炉出力」 「反応度制御」				ATWS緩和設備 (代替制御棒挿入機能) ※2 制御棒 制御棒駆動機構 制御棒駆動水圧系 配管 制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット	重大事故等対応設備 (設計基準事故)	非常時操作手順書 (優先ベース) 「スクラム」 「原子炉出力」 「反応度制御」				非常用交流電源設備	重大事故等対応設備 (設計基準事故)	非常時操作手順書 (優先ベース) 「スクラム」 「原子炉出力」 「反応度制御」				原子炉トリップシヤ閉鎖スイッチ (現場手動操作)		中心の若い値確保及び原子炉格納箱設備を防止する運転手順書				ATWS緩和設備 ^{※1} [蒸気発生器水位による・タービントリップ・主蒸気隔離・電動補助給水ポンプ (タービン駆動補助給水ポンプ)]	重大事故等対応設備	ATWS緩和設備の作動を確認する手順				原子炉トリップシヤ解除 主蒸気隔離弁 電動補助給水ポンプ ^{※1} タービン駆動補助給水ポンプ 現場ボルト 蒸気発生器 主蒸気隔離弁 ^{※1} 加圧器遮断弁 ^{※1} 加圧器安全弁 加圧器遮断弁 緊急ほう電機 (中央盤手動操作) ※3	<p>【大阪】 記載方針の相違 (女川審査実績の反映) ・泊は流路及び給電に使用する設備を記載</p> <p>【女川】 設備の相違 (BWR固有の対応手段)</p>
分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手続等	手順の分類																																																																																																																																			
フロントライン系機能喪失時	原子炉安全保護計画装置又は安全保護系プロセス計装又は原子炉保護装置	手動による原子炉緊急停止	原子炉トリップスイッチ (中央盤手動操作)	多様性設備設備	手動により原子炉を緊急停止する手順																																																																																																																																			
			MGセット電源 ^{※1} (常用用線 40Vシヤ制御スイッチ) (中央盤手動操作)																																																																																																																																					
			制御棒駆動機構 制御棒駆動水圧系 配管 制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット	自重対策設備	非常時操作手順書 (優先ベース) 「スクラム」 「原子炉出力」 「反応度制御」																																																																																																																																			
			ATWS緩和設備 (代替制御棒挿入機能) ※2 制御棒 制御棒駆動機構 制御棒駆動水圧系 配管 制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット	重大事故等対応設備 (設計基準事故)	非常時操作手順書 (優先ベース) 「スクラム」 「原子炉出力」 「反応度制御」																																																																																																																																			
			非常用交流電源設備	重大事故等対応設備 (設計基準事故)	非常時操作手順書 (優先ベース) 「スクラム」 「原子炉出力」 「反応度制御」																																																																																																																																			
			原子炉トリップシヤ閉鎖スイッチ (現場手動操作)		中心の若い値確保及び原子炉格納箱設備を防止する運転手順書																																																																																																																																			
			ATWS緩和設備 ^{※1} [蒸気発生器水位による・タービントリップ・主蒸気隔離・電動補助給水ポンプ (タービン駆動補助給水ポンプ)]	重大事故等対応設備	ATWS緩和設備の作動を確認する手順																																																																																																																																			
			原子炉トリップシヤ解除 主蒸気隔離弁 電動補助給水ポンプ ^{※1} タービン駆動補助給水ポンプ 現場ボルト 蒸気発生器 主蒸気隔離弁 ^{※1} 加圧器遮断弁 ^{※1} 加圧器安全弁 加圧器遮断弁 緊急ほう電機 (中央盤手動操作) ※3																																																																																																																																					
分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手続等	手順書																																																																																																																																			
フロントライン系故障時	原子炉保護系	原子炉手動スクラム	原子炉手動スクラムボタン ※1 原子炉モードスイッチ ※1 制御棒 制御棒駆動機構 制御棒駆動水圧系 配管 制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット	自重対策設備	非常時操作手順書 (優先ベース) 「スクラム」 「原子炉出力」 「反応度制御」																																																																																																																																			
			A機能による制御棒挿入	ATWS緩和設備 (代替制御棒挿入機能) ※2 制御棒 制御棒駆動機構 制御棒駆動水圧系 配管 制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット	重大事故等対応設備 (設計基準事故)	非常時操作手順書 (優先ベース) 「スクラム」 「原子炉出力」 「反応度制御」																																																																																																																																		
			原子炉再始動禁止	ATWS緩和設備 (代替原子炉再始動ポンプトリップ機能) ※2 非常用交流電源設備	重大事故等対応設備 (設計基準事故)	非常時操作手順書 (優先ベース) 「反応度制御」																																																																																																																																		
			停止A機能による制御棒挿入	ATWS緩和設備 (自動減圧系作動阻止機能) ※2 非常用交流電源設備	重大事故等対応設備 (設計基準事故)	非常時操作手順書 (優先ベース) 「反応度制御」																																																																																																																																		
分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手続等	手順書の分類																																																																																																																																			
フロントライン系故障時	原子炉安全保護装置又は安全保護系プロセス計装又は原子炉保護装置	手動による原子炉緊急停止	原子炉トリップスイッチ (中央盤手動操作)	多様性設備設備	中心の若い値確保及び原子炉格納箱設備を防止する運転手順書																																																																																																																																			
			MGセット電源 ^{※1} (常用用線 40Vシヤ制御スイッチ) (中央盤手動操作)																																																																																																																																					
			制御棒駆動機構 制御棒駆動水圧系 配管 制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット	自重対策設備	非常時操作手順書 (優先ベース) 「スクラム」 「原子炉出力」 「反応度制御」																																																																																																																																			
			ATWS緩和設備 (代替制御棒挿入機能) ※2 制御棒 制御棒駆動機構 制御棒駆動水圧系 配管 制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット	重大事故等対応設備 (設計基準事故)	非常時操作手順書 (優先ベース) 「スクラム」 「原子炉出力」 「反応度制御」																																																																																																																																			
			非常用交流電源設備	重大事故等対応設備 (設計基準事故)	非常時操作手順書 (優先ベース) 「スクラム」 「原子炉出力」 「反応度制御」																																																																																																																																			
			原子炉トリップシヤ閉鎖スイッチ (現場手動操作)		中心の若い値確保及び原子炉格納箱設備を防止する運転手順書																																																																																																																																			
			ATWS緩和設備 ^{※1} [蒸気発生器水位による・タービントリップ・主蒸気隔離・電動補助給水ポンプ (タービン駆動補助給水ポンプ)]	重大事故等対応設備	ATWS緩和設備の作動を確認する手順																																																																																																																																			
			原子炉トリップシヤ解除 主蒸気隔離弁 電動補助給水ポンプ ^{※1} タービン駆動補助給水ポンプ 現場ボルト 蒸気発生器 主蒸気隔離弁 ^{※1} 加圧器遮断弁 ^{※1} 加圧器安全弁 加圧器遮断弁 緊急ほう電機 (中央盤手動操作) ※3																																																																																																																																					
<p>※1：原子炉トリップシヤ解除機能喪失時に有効に機能する。 ※2：アライズル発電機等により制御する。 ※3：重大事故等対策において用いる設備の分類 a：当該表文に適合する重大事故等対応設備 b：27条に適合する重大事故等対応設備 c：自注の対策として整備する重大事故等対応設備</p>						<p>※1：発電用原子炉が自動スクラムしなかった場合に、原子炉手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチを操作することで制御棒のスクラム動作を可能とするための設計基準事故対処設備であり、重大事故等対応設備とは位置付けない。 ※2：自動で動作させる機能及び中央制御室の操作スイッチにより手動で動作させる機能がある。</p>																																																																																																																																		

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

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

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉							
分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対応設備	設備分類	整備する手順書	手順書の分類	
フロントライン系機能喪失時	制御棒クランプ又は 原子炉トリップシの解除 又は 原子炉安全停炉後対処 又は 安全保護系フェーズシフト 又は 原子炉排気	原子炉出力制御（手動）	タービントリップスイッチ（中央盤手動操作） 主蒸気隔離弁（中央盤手動操作） 電動補助給水ポンプ（中央盤手動操作） ^{※1} タービン駆動制御水ポンプ（中央盤手動操作） 戻水ビット 蒸気発生器 主蒸気減圧弁 主蒸気安全弁 加圧器安全弁 緊急排気設備（中央盤手動操作） ^{※2} ほうげんタンク ほうげんポンプ ¹ 戻水ポンプ ¹ 蒸気発生器 ¹ 加圧器 ¹ 戻水ポンプ ¹ 燃料冷却用戻水ビット	緊急排気設備 重大事故等対応設備 a b c	原子炉出力を手動で制御する手順	中心の著しい相違等 原子炉制御設備機能を防止する運転手順書	
※1	クレーン等吊り上げにより給電する。						
※2	重大事故発生時に備えて設置している設備の分類						
a	当該表文に適合する重大事故等対応設備 b: 当該表文に適合する重大事故等対応設備 c: 自主的対応として整備する重大事故等対応設備						

女川原子力発電所2号炉				
対応手段、対応設備、手順書一覧（2/3） （フロントライン系故障時）				
分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対応設備	手順書
フロントライン系故障時	原子炉保護系	ほうげん水注入	ほうげん水注入系ポンプ ほうげん水注入系貯蔵タンク ほうげん水注入系 配管・弁 原子炉圧力容器	非常時操作手順書（儀操ベース） 「反応度制御」
			非常用交流電源設備	非常時操作手順書 「反応度制御」 「ほうげん水注入系ポンプによるほうげん水注入」
	原子炉出力制御系	原子炉出力制御系機構による	制御棒挿入機構 制御棒駆動機構 制御棒駆動水圧系 配管 制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット	非常時操作手順書（儀操ベース） 「反応度制御」
			非常用交流電源設備	非常時操作手順書 「反応度制御」
スクラムシステム	スクラムシステム	スクラムテストスイッチ 制御棒 制御棒駆動機構 制御棒駆動水圧系 配管 制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット	非常時操作手順書（儀操ベース） 「反応度制御」	
		スクラムソレノイドヒューズ 制御棒 制御棒駆動機構 制御棒駆動水圧系 配管 制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット	非常時操作手順書（儀操ベース） 「反応度制御」	

※1：発電用原子炉が自動スクラムしなかった場合に、原子炉スクラムボタン及び原子炉モードスイッチを操作することで制御棒のスクラム動作を可能とするための設計基準事故対応設備であり、重大事故等対応設備とは位置付けない。
 ※2：自動で作動させる機能及び中央制御室の操作スイッチにより手動で作動させる機能がある。

泊発電所3号炉							相違理由
対応手段、対応設備、手順書一覧（2/2） （フロントライン系故障時）	対応手段	対応設備	設備分類	整備する手順書	手順書の分類		
フロントライン系故障時	原子炉保護系	タービントリップスイッチ 主蒸気隔離弁（儀操ベース） 電動補助給水ポンプ タービン駆動制御水ポンプ 戻水ビット 蒸気発生器 主蒸気減圧弁 主蒸気安全弁 加圧器安全弁 緊急排気設備（中央盤手動操作） 戻水ポンプ	緊急排気設備 重大事故等対応設備 a	非常時操作手順書 「反応度制御」 「ほうげん水注入系ポンプによるほうげん水注入」	中心の著しい相違及び原子炉制御設備機能を防止する運転手順書		【大飯】 記載方針の相違 （女川審査実績の反映） ・泊は流路及び給電に使用する設備を記載 【女川】 設備の相違（BWR固有の対応手段）
		ほうげん水注入系ポンプ ほうげん水注入系貯蔵タンク ほうげん水注入系 配管・弁 原子炉圧力容器	非常時操作手順書（儀操ベース） 「反応度制御」				
	原子炉出力制御系	原子炉出力制御系機構による	制御棒挿入機構 制御棒駆動機構 制御棒駆動水圧系 配管 制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット	非常時操作手順書（儀操ベース） 「反応度制御」			
	スクラムシステム	スクラムシステム	スクラムテストスイッチ 制御棒 制御棒駆動機構 制御棒駆動水圧系 配管 制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット	非常時操作手順書（儀操ベース） 「反応度制御」			

※1：重大事故発生時に備えて設置している設備の分類
 ※2：当該表文に適合する重大事故等対応設備 b: 当該表文に適合する重大事故等対応設備 c: 自主的対応として整備する重大事故等対応設備

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																				
	<p>対応手段、対処設備、手順書一覧 (3/3) (フロントライン系故障時)</p> <table border="1" data-bbox="723 475 1317 1106"> <thead> <tr> <th>分類</th> <th>機能喪失を想定する設計基準事故対処設備</th> <th>対応手段</th> <th>対処設備</th> <th>手順書</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">フロントライン系故障時</td> <td rowspan="2">原子炉保護系</td> <td rowspan="2">自動操作による制御棒挿入</td> <td>原子炉手動制御系 制御棒 制御棒駆動機構 制御棒駆動水圧系 配管 制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット</td> <td>自主対策設備 非常時操作手順書 (機検ベース) 「反応度制御」 非常時操作手順書 (設備別) 「常運転による制御棒手動挿入」</td> </tr> <tr> <td>非常用交流電源設備</td> <td>重大事故等対処設備 (設計基準拡張)</td> </tr> <tr> <td>制御棒挿入(スクラムパイロット専用)</td> <td>制御棒 制御棒駆動機構 スクラムパイロット専用制御空気 配管・弁 制御棒駆動水圧系 配管 制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット</td> <td>自主対策設備</td> <td>非常時操作手順書 (機検ベース) 「反応度制御」</td> </tr> <tr> <td>原子炉圧力容器内の水位低レベル操作</td> <td>給水制御系 給水系(タービン駆動原子炉給水ポンプ及び電動機駆動原子炉給水ポンプ) 原子炉隔離時冷却系 高圧炉心スプレイ系</td> <td>自主対策設備</td> <td>非常時操作手順書 (機検ベース) 「反応度制御」</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1：発電用原子炉が自動スクラムしなかった場合に、原子炉手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチを操作することで制御棒のスクラム動作を可能とするための設計基準事故対処設備であり、重大事故等対処設備とは位置付けない。</p> <p>※2：自動で作動させる機能及び中央制御室の操作スイッチにより手動で作動させる機能がある。</p>	分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書	フロントライン系故障時	原子炉保護系	自動操作による制御棒挿入	原子炉手動制御系 制御棒 制御棒駆動機構 制御棒駆動水圧系 配管 制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット	自主対策設備 非常時操作手順書 (機検ベース) 「反応度制御」 非常時操作手順書 (設備別) 「常運転による制御棒手動挿入」	非常用交流電源設備	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	制御棒挿入(スクラムパイロット専用)	制御棒 制御棒駆動機構 スクラムパイロット専用制御空気 配管・弁 制御棒駆動水圧系 配管 制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット	自主対策設備	非常時操作手順書 (機検ベース) 「反応度制御」	原子炉圧力容器内の水位低レベル操作	給水制御系 給水系(タービン駆動原子炉給水ポンプ及び電動機駆動原子炉給水ポンプ) 原子炉隔離時冷却系 高圧炉心スプレイ系	自主対策設備	非常時操作手順書 (機検ベース) 「反応度制御」		<p>【女川】 設備の相違(BWR固有の対応手段)</p>
分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書																			
フロントライン系故障時	原子炉保護系	自動操作による制御棒挿入	原子炉手動制御系 制御棒 制御棒駆動機構 制御棒駆動水圧系 配管 制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット	自主対策設備 非常時操作手順書 (機検ベース) 「反応度制御」 非常時操作手順書 (設備別) 「常運転による制御棒手動挿入」																			
			非常用交流電源設備	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)																			
	制御棒挿入(スクラムパイロット専用)	制御棒 制御棒駆動機構 スクラムパイロット専用制御空気 配管・弁 制御棒駆動水圧系 配管 制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット	自主対策設備	非常時操作手順書 (機検ベース) 「反応度制御」																			
原子炉圧力容器内の水位低レベル操作	給水制御系 給水系(タービン駆動原子炉給水ポンプ及び電動機駆動原子炉給水ポンプ) 原子炉隔離時冷却系 高圧炉心スプレイ系	自主対策設備	非常時操作手順書 (機検ベース) 「反応度制御」																				

泊発電所 3号炉 技術的能力 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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所 3 / 4号炉	女川原子力発電所 2号炉	泊発電所 3号炉	相違理由																																																															
<p>第1.1.2表 重大事故等対処に係る監視計器</p> <p>1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等</p> <p>監視計器一覧 (1/4)</p> <table border="1" data-bbox="114 632 696 1054"> <thead> <tr> <th>対応手段</th> <th>重大事故等の対応に必要な監視項目</th> <th>監視計器</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">1.1.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等</td> </tr> <tr> <td rowspan="10">(1) 手動による原子炉緊急停止</td> <td rowspan="5">判断基準 未臨界の維持又は監視</td> <td>・原子炉トリップしゃ断器表示灯</td> </tr> <tr> <td>・制御棒炉底位置表示灯</td> </tr> <tr> <td>・出力領域中性子束計</td> </tr> <tr> <td>・中間領域中性子束計</td> </tr> <tr> <td>・中間領域起動率計</td> </tr> <tr> <td rowspan="5">操作 未臨界の維持又は監視</td> <td>・原子炉トリップしゃ断器表示灯</td> </tr> <tr> <td>・制御棒炉底位置表示灯</td> </tr> <tr> <td>・出力領域中性子束計</td> </tr> <tr> <td>・中間領域中性子束計</td> </tr> <tr> <td>・中性子源領域中性子束計</td> </tr> <tr> <td>電源</td> <td>・3-3 (4) C1、D1母線電圧計</td> </tr> </tbody> </table>	対応手段	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視計器	1.1.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等			(1) 手動による原子炉緊急停止	判断基準 未臨界の維持又は監視	・原子炉トリップしゃ断器表示灯	・制御棒炉底位置表示灯	・出力領域中性子束計	・中間領域中性子束計	・中間領域起動率計	操作 未臨界の維持又は監視	・原子炉トリップしゃ断器表示灯	・制御棒炉底位置表示灯	・出力領域中性子束計	・中間領域中性子束計	・中性子源領域中性子束計	電源	・3-3 (4) C1、D1母線電圧計	<p>第1.1-2表 重大事故等対処に係る監視計器</p> <p>監視計器一覧 (1/3)</p> <table border="1" data-bbox="728 647 1314 960"> <thead> <tr> <th>対応手段</th> <th>重大事故等の対応に必要な監視項目</th> <th>監視パラメータ (計器)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1)非常時操作手順書(激発ベース)「スクラム」(原子炉出力)</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">原子炉手動スクラム</td> <td rowspan="3">判断基準 スクラム発生の有無</td> <td>スクラム発生</td> </tr> <tr> <td>スクラム要素</td> </tr> <tr> <td>スクラム発生</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">非常時操作手順書(激発ベース)「スクラム」(原子炉出力)</td> <td rowspan="3">操作 プラント停止状態</td> <td>原子炉自動スクラムに至るパラメータの変化[※]</td> </tr> <tr> <td>全制御棒全挿入ランプ</td> </tr> <tr> <td>制御棒位置指示系</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">ATWS緩和設備(代替制御棒挿入機能)による制御棒緊急挿入(手動)</td> <td rowspan="3">操作 原子炉出力</td> <td>平均出力領域モニタ</td> </tr> <tr> <td>起動領域モニタ</td> </tr> <tr> <td>平均出力領域モニタ</td> </tr> </tbody> </table> <p>※:原子炉自動スクラム信号の設定値については、添付資料1.1.3参照。</p>	対応手段	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1)非常時操作手順書(激発ベース)「スクラム」(原子炉出力)			原子炉手動スクラム	判断基準 スクラム発生の有無	スクラム発生	スクラム要素	スクラム発生	非常時操作手順書(激発ベース)「スクラム」(原子炉出力)	操作 プラント停止状態	原子炉自動スクラムに至るパラメータの変化 [※]	全制御棒全挿入ランプ	制御棒位置指示系	ATWS緩和設備(代替制御棒挿入機能)による制御棒緊急挿入(手動)	操作 原子炉出力	平均出力領域モニタ	起動領域モニタ	平均出力領域モニタ	<p>第1.1.2表 重大事故等対処に係る監視計器</p> <p>監視計器一覧 (1/4)</p> <table border="1" data-bbox="1346 652 1957 1008"> <thead> <tr> <th>対応手段</th> <th>重大事故等の対応に必要な監視項目</th> <th>監視計器</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順</td> </tr> <tr> <td rowspan="10">(1) 手動による原子炉緊急停止</td> <td rowspan="5">判断基準 未臨界の維持又は監視</td> <td>・原子炉トリップ遮断器表示</td> </tr> <tr> <td>・制御棒炉底位置表示</td> </tr> <tr> <td>・出力領域中性子束</td> </tr> <tr> <td>・中間領域中性子束</td> </tr> <tr> <td>・中間領域起動率</td> </tr> <tr> <td rowspan="5">操作 未臨界の維持又は監視</td> <td>・原子炉トリップ遮断器表示</td> </tr> <tr> <td>・制御棒炉底位置表示</td> </tr> <tr> <td>・出力領域中性子束</td> </tr> <tr> <td>・中間領域中性子束</td> </tr> <tr> <td>・中性子源領域中性子束</td> </tr> <tr> <td>電源</td> <td>・4-C1、D1母線電圧</td> </tr> </tbody> </table>	対応手段	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視計器	1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順			(1) 手動による原子炉緊急停止	判断基準 未臨界の維持又は監視	・原子炉トリップ遮断器表示	・制御棒炉底位置表示	・出力領域中性子束	・中間領域中性子束	・中間領域起動率	操作 未臨界の維持又は監視	・原子炉トリップ遮断器表示	・制御棒炉底位置表示	・出力領域中性子束	・中間領域中性子束	・中性子源領域中性子束	電源	・4-C1、D1母線電圧	<p>【女川】 設備の相違(BWR固有の対応手段である。以下、監視計器一覧について同様)</p>
対応手段	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視計器																																																																
1.1.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等																																																																		
(1) 手動による原子炉緊急停止	判断基準 未臨界の維持又は監視	・原子炉トリップしゃ断器表示灯																																																																
		・制御棒炉底位置表示灯																																																																
		・出力領域中性子束計																																																																
		・中間領域中性子束計																																																																
		・中間領域起動率計																																																																
	操作 未臨界の維持又は監視	・原子炉トリップしゃ断器表示灯																																																																
		・制御棒炉底位置表示灯																																																																
		・出力領域中性子束計																																																																
		・中間領域中性子束計																																																																
		・中性子源領域中性子束計																																																																
電源	・3-3 (4) C1、D1母線電圧計																																																																	
対応手段	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)																																																																
1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1)非常時操作手順書(激発ベース)「スクラム」(原子炉出力)																																																																		
原子炉手動スクラム	判断基準 スクラム発生の有無	スクラム発生																																																																
		スクラム要素																																																																
		スクラム発生																																																																
非常時操作手順書(激発ベース)「スクラム」(原子炉出力)	操作 プラント停止状態	原子炉自動スクラムに至るパラメータの変化 [※]																																																																
		全制御棒全挿入ランプ																																																																
		制御棒位置指示系																																																																
ATWS緩和設備(代替制御棒挿入機能)による制御棒緊急挿入(手動)	操作 原子炉出力	平均出力領域モニタ																																																																
		起動領域モニタ																																																																
		平均出力領域モニタ																																																																
対応手段	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視計器																																																																
1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順																																																																		
(1) 手動による原子炉緊急停止	判断基準 未臨界の維持又は監視	・原子炉トリップ遮断器表示																																																																
		・制御棒炉底位置表示																																																																
		・出力領域中性子束																																																																
		・中間領域中性子束																																																																
		・中間領域起動率																																																																
	操作 未臨界の維持又は監視	・原子炉トリップ遮断器表示																																																																
		・制御棒炉底位置表示																																																																
		・出力領域中性子束																																																																
		・中間領域中性子束																																																																
		・中性子源領域中性子束																																																																
電源	・4-C1、D1母線電圧																																																																	

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																																																																		
<p>監視計器一覧(2/4)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>対応手段</th> <th>重大事故等の対応に必要な監視項目</th> <th>監視計器</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">1.1.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等</td> </tr> <tr> <td rowspan="10">判断基準</td> <td rowspan="5">未臨界の維持又は監視</td> <td>・原子炉トリップシヤ断器表示灯</td> </tr> <tr> <td>・制御棒が底位置表示灯</td> </tr> <tr> <td>・出力領域中性子束計</td> </tr> <tr> <td>・中間領域中性子束計</td> </tr> <tr> <td>・中性子源領域中性子束計</td> </tr> <tr> <td rowspan="5">信号</td> <td>・中間領域起動率計</td> </tr> <tr> <td>・中性子源領域起動率計</td> </tr> <tr> <td>・安全保護アナログ警報動作警報</td> </tr> <tr> <td rowspan="10">操作</td> <td rowspan="5">未臨界の維持又は監視</td> <td>・非常遮断油圧計</td> </tr> <tr> <td>・弁表示灯 (E H)</td> </tr> <tr> <td>・出力領域中性子束計</td> </tr> <tr> <td>・中間領域中性子束計</td> </tr> <tr> <td>・中性子源領域中性子束計</td> </tr> <tr> <td rowspan="5">原子炉压力容器内の温度</td> <td>・中間領域起動率計</td> </tr> <tr> <td>・中性子源領域起動率計</td> </tr> <tr> <td>・1次冷却材高温側温度計(広域)</td> </tr> <tr> <td>・1次冷却材低温側温度計(広域)</td> </tr> <tr> <td>原子炉压力容器内の圧力</td> <td>・1次冷却材圧力計</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内の温度</td> <td>・格納容器内温度計</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内の圧力</td> <td>・格納容器圧力計(広域)</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">最終ヒートシンクの確保</td> <td>・AM用格納容器圧力計</td> </tr> <tr> <td>・主蒸気圧力計</td> </tr> <tr> <td>・蒸気発生器水位計(狭域)</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">補機監視機能</td> <td>・蒸気発生器補助給水流量計</td> </tr> <tr> <td>・加圧器過がし弁表示灯</td> </tr> <tr> <td>・加圧器安全弁表示灯</td> </tr> <tr> <td>・主蒸気過がし弁表示灯</td> </tr> <tr> <td>・主蒸気安全弁表示灯</td> </tr> </tbody> </table>	対応手段	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視計器	1.1.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等			判断基準	未臨界の維持又は監視	・原子炉トリップシヤ断器表示灯	・制御棒が底位置表示灯	・出力領域中性子束計	・中間領域中性子束計	・中性子源領域中性子束計	信号	・中間領域起動率計	・中性子源領域起動率計	・安全保護アナログ警報動作警報	操作	未臨界の維持又は監視	・非常遮断油圧計	・弁表示灯 (E H)	・出力領域中性子束計	・中間領域中性子束計	・中性子源領域中性子束計	原子炉压力容器内の温度	・中間領域起動率計	・中性子源領域起動率計	・1次冷却材高温側温度計(広域)	・1次冷却材低温側温度計(広域)	原子炉压力容器内の圧力	・1次冷却材圧力計	原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計	原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計(広域)	最終ヒートシンクの確保	・AM用格納容器圧力計	・主蒸気圧力計	・蒸気発生器水位計(狭域)	補機監視機能	・蒸気発生器補助給水流量計	・加圧器過がし弁表示灯	・加圧器安全弁表示灯	・主蒸気過がし弁表示灯	・主蒸気安全弁表示灯	<p>監視計器一覧(2/3)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>対応手段</th> <th>重大事故等の対応に必要な監視項目</th> <th>監視パラメータ(計器)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2)非常時操作手順書(微候ベース)「反応度制御」</td> </tr> <tr> <td>非常時操作手順書(微候ベース)「反応度制御」</td> <td>判断基準 プラント停止状態</td> <td>全制御棒全挿入ランプ 制御棒位置指示系</td> </tr> <tr> <td>原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制(手動)</td> <td>操作 代替原子炉再循環ポンプトリップ遮断器開放状態 原子炉再循環ポンプ運転状態 原子炉出力</td> <td>代替原子炉再循環ポンプトリップ遮断器表示灯 静止型原子炉再循環ポンプ電源装置表示灯 平均出力領域モータ起動領域モニタ</td> </tr> <tr> <td>非常時操作手順書(微候ベース)「反応度制御」</td> <td>判断基準 プラント停止状態</td> <td>全制御棒全挿入ランプ 制御棒位置指示系</td> </tr> <tr> <td>ATRS 緩和設備(自動減圧系作動阻止機能)による原子炉出力急上昇防止</td> <td>操作 自動減圧系及び代替自動減圧回路(代替自動減圧機能)の自動起動阻止状態</td> <td>自動減圧系及び代替自動減圧回路(代替自動減圧機能)作動阻止警報</td> </tr> <tr> <td>非常時操作手順書(微候ベース)「反応度制御」</td> <td>操作 未臨界の維持又は監視</td> <td>平均出力領域モニタ 起動領域モニタ ほう酸水注入系ポンプ出口圧力 ほう酸水注入系貯蔵タンク水位</td> </tr> <tr> <td>ほう酸水注入</td> <td>操作 原子炉冷却材浄化系運転状態</td> <td>原子炉冷却材浄化系隔離弁表示灯</td> </tr> </tbody> </table> <p>※:原子炉自動スクラム信号の設定値については、添付資料1.1.3参照。</p>	対応手段	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ(計器)	1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2)非常時操作手順書(微候ベース)「反応度制御」			非常時操作手順書(微候ベース)「反応度制御」	判断基準 プラント停止状態	全制御棒全挿入ランプ 制御棒位置指示系	原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制(手動)	操作 代替原子炉再循環ポンプトリップ遮断器開放状態 原子炉再循環ポンプ運転状態 原子炉出力	代替原子炉再循環ポンプトリップ遮断器表示灯 静止型原子炉再循環ポンプ電源装置表示灯 平均出力領域モータ起動領域モニタ	非常時操作手順書(微候ベース)「反応度制御」	判断基準 プラント停止状態	全制御棒全挿入ランプ 制御棒位置指示系	ATRS 緩和設備(自動減圧系作動阻止機能)による原子炉出力急上昇防止	操作 自動減圧系及び代替自動減圧回路(代替自動減圧機能)の自動起動阻止状態	自動減圧系及び代替自動減圧回路(代替自動減圧機能)作動阻止警報	非常時操作手順書(微候ベース)「反応度制御」	操作 未臨界の維持又は監視	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ ほう酸水注入系ポンプ出口圧力 ほう酸水注入系貯蔵タンク水位	ほう酸水注入	操作 原子炉冷却材浄化系運転状態	原子炉冷却材浄化系隔離弁表示灯	<p>監視計器一覧(2/4)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>対応手段</th> <th>重大事故等の対応に必要な監視項目</th> <th>監視計器</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順</td> </tr> <tr> <td rowspan="10">判断基準</td> <td rowspan="5">未臨界の維持又は監視</td> <td>・原子炉トリップ遮断器表示</td> </tr> <tr> <td>・制御棒が底位置表示</td> </tr> <tr> <td>・出力領域中性子束</td> </tr> <tr> <td>・中間領域中性子束</td> </tr> <tr> <td>・中性子源領域中性子束</td> </tr> <tr> <td rowspan="5">信号</td> <td>・中間領域起動率</td> </tr> <tr> <td>・中性子源領域起動率</td> </tr> <tr> <td>・CMF自動動作警報</td> </tr> <tr> <td rowspan="10">操作</td> <td rowspan="5">未臨界の維持又は監視</td> <td>・タービン非常遮断油圧</td> </tr> <tr> <td>・弁表示 (E H)</td> </tr> <tr> <td>・出力領域中性子束</td> </tr> <tr> <td>・中間領域中性子束</td> </tr> <tr> <td>・中性子源領域中性子束</td> </tr> <tr> <td rowspan="5">原子炉压力容器内の温度</td> <td>・中間領域起動率</td> </tr> <tr> <td>・中性子源領域起動率</td> </tr> <tr> <td>・1次冷却材温度(広域-高温側)</td> </tr> <tr> <td>・1次冷却材温度(広域-低温側)</td> </tr> <tr> <td>原子炉压力容器内の圧力</td> <td>・1次冷却材圧力(広域)</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内の温度</td> <td>・格納容器内温度</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内の圧力</td> <td>・原子炉格納容器圧力</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">最終ヒートシンクの確保</td> <td>・格納容器圧力 (AM用)</td> </tr> <tr> <td>・主蒸気ライン圧力</td> </tr> <tr> <td>・蒸気発生器水位(狭域)</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">補機監視機能</td> <td>・補助給水流量</td> </tr> <tr> <td>・加圧器過がし弁表示</td> </tr> <tr> <td>・加圧器安全弁表示</td> </tr> <tr> <td>・主蒸気過がし弁表示</td> </tr> <tr> <td>・主蒸気安全弁表示</td> </tr> </tbody> </table>	対応手段	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視計器	1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順			判断基準	未臨界の維持又は監視	・原子炉トリップ遮断器表示	・制御棒が底位置表示	・出力領域中性子束	・中間領域中性子束	・中性子源領域中性子束	信号	・中間領域起動率	・中性子源領域起動率	・CMF自動動作警報	操作	未臨界の維持又は監視	・タービン非常遮断油圧	・弁表示 (E H)	・出力領域中性子束	・中間領域中性子束	・中性子源領域中性子束	原子炉压力容器内の温度	・中間領域起動率	・中性子源領域起動率	・1次冷却材温度(広域-高温側)	・1次冷却材温度(広域-低温側)	原子炉压力容器内の圧力	・1次冷却材圧力(広域)	原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度	原子炉格納容器内の圧力	・原子炉格納容器圧力	最終ヒートシンクの確保	・格納容器圧力 (AM用)	・主蒸気ライン圧力	・蒸気発生器水位(狭域)	補機監視機能	・補助給水流量	・加圧器過がし弁表示	・加圧器安全弁表示	・主蒸気過がし弁表示	・主蒸気安全弁表示	
対応手段	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視計器																																																																																																																			
1.1.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等																																																																																																																					
判断基準	未臨界の維持又は監視	・原子炉トリップシヤ断器表示灯																																																																																																																			
		・制御棒が底位置表示灯																																																																																																																			
		・出力領域中性子束計																																																																																																																			
		・中間領域中性子束計																																																																																																																			
		・中性子源領域中性子束計																																																																																																																			
	信号	・中間領域起動率計																																																																																																																			
		・中性子源領域起動率計																																																																																																																			
		・安全保護アナログ警報動作警報																																																																																																																			
		操作	未臨界の維持又は監視	・非常遮断油圧計																																																																																																																	
				・弁表示灯 (E H)																																																																																																																	
・出力領域中性子束計																																																																																																																					
・中間領域中性子束計																																																																																																																					
・中性子源領域中性子束計																																																																																																																					
原子炉压力容器内の温度	・中間領域起動率計																																																																																																																				
	・中性子源領域起動率計																																																																																																																				
	・1次冷却材高温側温度計(広域)																																																																																																																				
	・1次冷却材低温側温度計(広域)																																																																																																																				
	原子炉压力容器内の圧力		・1次冷却材圧力計																																																																																																																		
原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計																																																																																																																				
原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計(広域)																																																																																																																				
最終ヒートシンクの確保	・AM用格納容器圧力計																																																																																																																				
	・主蒸気圧力計																																																																																																																				
	・蒸気発生器水位計(狭域)																																																																																																																				
補機監視機能	・蒸気発生器補助給水流量計																																																																																																																				
	・加圧器過がし弁表示灯																																																																																																																				
	・加圧器安全弁表示灯																																																																																																																				
・主蒸気過がし弁表示灯																																																																																																																					
・主蒸気安全弁表示灯																																																																																																																					
対応手段	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ(計器)																																																																																																																			
1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2)非常時操作手順書(微候ベース)「反応度制御」																																																																																																																					
非常時操作手順書(微候ベース)「反応度制御」	判断基準 プラント停止状態	全制御棒全挿入ランプ 制御棒位置指示系																																																																																																																			
原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制(手動)	操作 代替原子炉再循環ポンプトリップ遮断器開放状態 原子炉再循環ポンプ運転状態 原子炉出力	代替原子炉再循環ポンプトリップ遮断器表示灯 静止型原子炉再循環ポンプ電源装置表示灯 平均出力領域モータ起動領域モニタ																																																																																																																			
非常時操作手順書(微候ベース)「反応度制御」	判断基準 プラント停止状態	全制御棒全挿入ランプ 制御棒位置指示系																																																																																																																			
ATRS 緩和設備(自動減圧系作動阻止機能)による原子炉出力急上昇防止	操作 自動減圧系及び代替自動減圧回路(代替自動減圧機能)の自動起動阻止状態	自動減圧系及び代替自動減圧回路(代替自動減圧機能)作動阻止警報																																																																																																																			
非常時操作手順書(微候ベース)「反応度制御」	操作 未臨界の維持又は監視	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ ほう酸水注入系ポンプ出口圧力 ほう酸水注入系貯蔵タンク水位																																																																																																																			
ほう酸水注入	操作 原子炉冷却材浄化系運転状態	原子炉冷却材浄化系隔離弁表示灯																																																																																																																			
対応手段	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視計器																																																																																																																			
1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順																																																																																																																					
判断基準	未臨界の維持又は監視	・原子炉トリップ遮断器表示																																																																																																																			
		・制御棒が底位置表示																																																																																																																			
		・出力領域中性子束																																																																																																																			
		・中間領域中性子束																																																																																																																			
		・中性子源領域中性子束																																																																																																																			
	信号	・中間領域起動率																																																																																																																			
		・中性子源領域起動率																																																																																																																			
		・CMF自動動作警報																																																																																																																			
		操作	未臨界の維持又は監視	・タービン非常遮断油圧																																																																																																																	
				・弁表示 (E H)																																																																																																																	
・出力領域中性子束																																																																																																																					
・中間領域中性子束																																																																																																																					
・中性子源領域中性子束																																																																																																																					
原子炉压力容器内の温度	・中間領域起動率																																																																																																																				
	・中性子源領域起動率																																																																																																																				
	・1次冷却材温度(広域-高温側)																																																																																																																				
	・1次冷却材温度(広域-低温側)																																																																																																																				
	原子炉压力容器内の圧力		・1次冷却材圧力(広域)																																																																																																																		
原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度																																																																																																																				
原子炉格納容器内の圧力	・原子炉格納容器圧力																																																																																																																				
最終ヒートシンクの確保	・格納容器圧力 (AM用)																																																																																																																				
	・主蒸気ライン圧力																																																																																																																				
	・蒸気発生器水位(狭域)																																																																																																																				
補機監視機能	・補助給水流量																																																																																																																				
	・加圧器過がし弁表示																																																																																																																				
	・加圧器安全弁表示																																																																																																																				
・主蒸気過がし弁表示																																																																																																																					
・主蒸気安全弁表示																																																																																																																					

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																																																																																																																	
<p>監視計器一覧 (3/4)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>対応手段</th> <th>重大事故等の対応に必要な監視項目</th> <th>監視計器</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">1.1.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等</td> </tr> <tr> <td rowspan="10">判断基準</td> <td rowspan="10">未臨界の維持又は監視</td> <td>・原子炉トリップシヤ断器表示灯</td> </tr> <tr> <td>・制御棒伊底位置表示灯</td> </tr> <tr> <td>・非常遮断油圧計</td> </tr> <tr> <td>・弁表示灯 (E H)</td> </tr> <tr> <td>・出力領域中性子束計</td> </tr> <tr> <td>・中間領域中性子束計</td> </tr> <tr> <td>・中性子源領域中性子束計</td> </tr> <tr> <td>・中間領域起動率計</td> </tr> <tr> <td>・中性子源領域起動率計</td> </tr> <tr> <td>・主蒸気圧力計</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">最終ヒートシンクの確保</td> <td rowspan="3">信号</td> <td>・蒸気発生器水位計 (狭域)</td> </tr> <tr> <td>・蒸気発生器補助給水流量計</td> </tr> <tr> <td>・安全保護アナログ盤作動警報</td> </tr> <tr> <td rowspan="10">(3) 原子炉出力抑制 (手動)</td> <td rowspan="10">未臨界の維持又は監視</td> <td>・非常遮断油圧計</td> </tr> <tr> <td>・弁表示灯 (E H)</td> </tr> <tr> <td>・出力領域中性子束計</td> </tr> <tr> <td>・中間領域中性子束計</td> </tr> <tr> <td>・中性子源領域中性子束計</td> </tr> <tr> <td>・中間領域起動率計</td> </tr> <tr> <td>・中性子源領域起動率計</td> </tr> <tr> <td>原子炉圧力容器内の温度</td> <td>・1次冷却材高温側温度計 (広域)</td> </tr> <tr> <td>原子炉圧力容器内の圧力</td> <td>・1次冷却材低温側温度計 (広域)</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内の温度</td> <td>・格納容器内温度計</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">操作</td> <td rowspan="3">原子炉格納容器内の圧力</td> <td>・格納容器圧力計 (広域)</td> </tr> <tr> <td>・AM用格納容器圧力計</td> </tr> <tr> <td>・主蒸気圧力計</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">最終ヒートシンクの確保</td> <td rowspan="3">信号</td> <td>・蒸気発生器水位計 (狭域)</td> </tr> <tr> <td>・蒸気発生器補助給水流量計</td> </tr> <tr> <td>・加圧器遮がし弁表示灯</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">補機監視機能</td> <td rowspan="3">補機監視機能</td> <td>・加圧器安全弁表示灯</td> </tr> <tr> <td>・主蒸気遮がし弁表示灯</td> </tr> <tr> <td>・主蒸気安全弁表示灯</td> </tr> </tbody> </table>	対応手段	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視計器	1.1.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等			判断基準	未臨界の維持又は監視	・原子炉トリップシヤ断器表示灯	・制御棒伊底位置表示灯	・非常遮断油圧計	・弁表示灯 (E H)	・出力領域中性子束計	・中間領域中性子束計	・中性子源領域中性子束計	・中間領域起動率計	・中性子源領域起動率計	・主蒸気圧力計	最終ヒートシンクの確保	信号	・蒸気発生器水位計 (狭域)	・蒸気発生器補助給水流量計	・安全保護アナログ盤作動警報	(3) 原子炉出力抑制 (手動)	未臨界の維持又は監視	・非常遮断油圧計	・弁表示灯 (E H)	・出力領域中性子束計	・中間領域中性子束計	・中性子源領域中性子束計	・中間領域起動率計	・中性子源領域起動率計	原子炉圧力容器内の温度	・1次冷却材高温側温度計 (広域)	原子炉圧力容器内の圧力	・1次冷却材低温側温度計 (広域)	原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計	操作	原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計 (広域)	・AM用格納容器圧力計	・主蒸気圧力計	最終ヒートシンクの確保	信号	・蒸気発生器水位計 (狭域)	・蒸気発生器補助給水流量計	・加圧器遮がし弁表示灯	補機監視機能	補機監視機能	・加圧器安全弁表示灯	・主蒸気遮がし弁表示灯	・主蒸気安全弁表示灯	<p>監視計器一覧 (3/3)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>対応手段</th> <th>重大事故等の対応に必要な監視項目</th> <th>監視パラメータ (計器)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2)非常時操作手順書 (復元ベース)「反応度制御」</td> </tr> <tr> <td rowspan="10">判断基準</td> <td rowspan="10">原子炉圧力容器内の水位低下操作による原子炉出力抑制</td> <td>原子炉出力</td> </tr> <tr> <td>平均出力領域モニタ</td> </tr> <tr> <td>原子炉隔離状態の有無</td> </tr> <tr> <td>主蒸気隔離弁開閉表示灯</td> </tr> <tr> <td>原子炉圧力容器内の水位</td> </tr> <tr> <td>原子炉水位 (狭帯域)</td> </tr> <tr> <td>原子炉水位 (広帯域)</td> </tr> <tr> <td>原子炉水位 (燃料域)</td> </tr> <tr> <td>原子炉水位 (SA 広帯域)</td> </tr> <tr> <td>原子炉水位 (SA 燃料域)</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">操作</td> <td rowspan="3">原子炉圧力容器への注水量</td> <td>給水流量</td> </tr> <tr> <td>原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量</td> </tr> <tr> <td>高圧炉心スプレィ系ポンプ出口流量</td> </tr> <tr> <td rowspan="10">補機監視機能</td> <td rowspan="10">補機監視機能</td> <td>原子炉給水ポンプ出口ヘッダ圧力</td> </tr> <tr> <td>原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力</td> </tr> <tr> <td>原子炉隔離時冷却系ポンプ駆動用タービン入口蒸気圧力</td> </tr> <tr> <td>原子炉隔離時冷却系タービン排気圧力</td> </tr> <tr> <td>原子炉隔離時冷却系タービン回転数</td> </tr> <tr> <td>高圧炉心スプレィ系ポンプ出口圧力</td> </tr> <tr> <td>全制御棒全挿入ランプ</td> </tr> <tr> <td>制御棒位置指示系</td> </tr> <tr> <td>原子炉出力</td> </tr> <tr> <td>平均出力領域モニタ</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">操作</td> <td rowspan="3">プラント停止状態</td> <td>全制御棒全挿入ランプ</td> </tr> <tr> <td>制御棒位置指示系</td> </tr> <tr> <td>原子炉出力</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">操作</td> <td rowspan="3">原子炉出力</td> <td>平均出力領域モニタ</td> </tr> <tr> <td>起動領域モニタ</td> </tr> <tr> <td>制御棒駆動水原子炉間差圧</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">操作</td> <td rowspan="3">プラント停止状態</td> <td>スクラム弁開閉表示</td> </tr> <tr> <td>全制御棒全挿入ランプ</td> </tr> <tr> <td>制御棒位置指示系</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">操作</td> <td rowspan="3">原子炉出力</td> <td>平均出力領域モニタ</td> </tr> <tr> <td>起動領域モニタ</td> </tr> <tr> <td>制御棒駆動水原子炉間差圧</td> </tr> </tbody> </table> <p>※:原子炉自動スクラム信号の設定値については、添付資料1.1.3参照。</p>	対応手段	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2)非常時操作手順書 (復元ベース)「反応度制御」			判断基準	原子炉圧力容器内の水位低下操作による原子炉出力抑制	原子炉出力	平均出力領域モニタ	原子炉隔離状態の有無	主蒸気隔離弁開閉表示灯	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域)	原子炉水位 (広帯域)	原子炉水位 (燃料域)	原子炉水位 (SA 広帯域)	原子炉水位 (SA 燃料域)	操作	原子炉圧力容器への注水量	給水流量	原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量	高圧炉心スプレィ系ポンプ出口流量	補機監視機能	補機監視機能	原子炉給水ポンプ出口ヘッダ圧力	原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力	原子炉隔離時冷却系ポンプ駆動用タービン入口蒸気圧力	原子炉隔離時冷却系タービン排気圧力	原子炉隔離時冷却系タービン回転数	高圧炉心スプレィ系ポンプ出口圧力	全制御棒全挿入ランプ	制御棒位置指示系	原子炉出力	平均出力領域モニタ	操作	プラント停止状態	全制御棒全挿入ランプ	制御棒位置指示系	原子炉出力	操作	原子炉出力	平均出力領域モニタ	起動領域モニタ	制御棒駆動水原子炉間差圧	操作	プラント停止状態	スクラム弁開閉表示	全制御棒全挿入ランプ	制御棒位置指示系	操作	原子炉出力	平均出力領域モニタ	起動領域モニタ	制御棒駆動水原子炉間差圧	<p>監視計器一覧 (3/4)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>対応手段</th> <th>重大事故等の対応に必要な監視項目</th> <th>監視計器</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順</td> </tr> <tr> <td rowspan="10">判断基準</td> <td rowspan="10">未臨界の維持又は監視</td> <td>・原子炉トリップ遮断器表示</td> </tr> <tr> <td>・制御棒伊底位置表示</td> </tr> <tr> <td>・タービン弁非常遮断油圧</td> </tr> <tr> <td>・弁表示 (E H)</td> </tr> <tr> <td>・出力領域中性子束</td> </tr> <tr> <td>・中間領域中性子束</td> </tr> <tr> <td>・中性子源領域中性子束</td> </tr> <tr> <td>・中間領域起動率</td> </tr> <tr> <td>・中性子源領域起動率</td> </tr> <tr> <td>・主蒸気ライン圧力</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">最終ヒートシンクの確保</td> <td rowspan="3">信号</td> <td>・蒸気発生器水位 (狭域)</td> </tr> <tr> <td>・補助給水流量</td> </tr> <tr> <td>・CRF自動作動警報</td> </tr> <tr> <td rowspan="10">(3) 原子炉出力抑制 (手動)</td> <td rowspan="10">未臨界の維持又は監視</td> <td>・タービン弁非常遮断油圧</td> </tr> <tr> <td>・弁表示 (E H)</td> </tr> <tr> <td>・出力領域中性子束</td> </tr> <tr> <td>・中間領域中性子束</td> </tr> <tr> <td>・中性子源領域中性子束</td> </tr> <tr> <td>・中間領域起動率</td> </tr> <tr> <td>・中性子源領域起動率</td> </tr> <tr> <td>原子炉圧力容器内の温度</td> <td>・1次冷却材温度 (広域-高温側)</td> </tr> <tr> <td>原子炉圧力容器内の圧力</td> <td>・1次冷却材温度 (広域-低温側)</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内の温度</td> <td>・1次冷却材圧力 (広域)</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">操作</td> <td rowspan="3">原子炉格納容器内の圧力</td> <td>・格納容器内温度</td> </tr> <tr> <td>・格納容器圧力</td> </tr> <tr> <td>・格納容器圧力 (AM用)</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">操作</td> <td rowspan="3">最終ヒートシンクの確保</td> <td>・主蒸気ライン圧力</td> </tr> <tr> <td>・蒸気発生器水位 (狭域)</td> </tr> <tr> <td>・補助給水流量</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">操作</td> <td rowspan="3">補機監視機能</td> <td>・加圧器遮がし弁表示</td> </tr> <tr> <td>・加圧器安全弁表示</td> </tr> <tr> <td>・主蒸気遮がし弁表示</td> </tr> </tbody> </table>	対応手段	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視計器	1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順			判断基準	未臨界の維持又は監視	・原子炉トリップ遮断器表示	・制御棒伊底位置表示	・タービン弁非常遮断油圧	・弁表示 (E H)	・出力領域中性子束	・中間領域中性子束	・中性子源領域中性子束	・中間領域起動率	・中性子源領域起動率	・主蒸気ライン圧力	最終ヒートシンクの確保	信号	・蒸気発生器水位 (狭域)	・補助給水流量	・CRF自動作動警報	(3) 原子炉出力抑制 (手動)	未臨界の維持又は監視	・タービン弁非常遮断油圧	・弁表示 (E H)	・出力領域中性子束	・中間領域中性子束	・中性子源領域中性子束	・中間領域起動率	・中性子源領域起動率	原子炉圧力容器内の温度	・1次冷却材温度 (広域-高温側)	原子炉圧力容器内の圧力	・1次冷却材温度 (広域-低温側)	原子炉格納容器内の温度	・1次冷却材圧力 (広域)	操作	原子炉格納容器内の圧力	・格納容器内温度	・格納容器圧力	・格納容器圧力 (AM用)	操作	最終ヒートシンクの確保	・主蒸気ライン圧力	・蒸気発生器水位 (狭域)	・補助給水流量	操作	補機監視機能	・加圧器遮がし弁表示	・加圧器安全弁表示	・主蒸気遮がし弁表示	
対応手段	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視計器																																																																																																																																																																		
1.1.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等																																																																																																																																																																				
判断基準	未臨界の維持又は監視	・原子炉トリップシヤ断器表示灯																																																																																																																																																																		
		・制御棒伊底位置表示灯																																																																																																																																																																		
		・非常遮断油圧計																																																																																																																																																																		
		・弁表示灯 (E H)																																																																																																																																																																		
		・出力領域中性子束計																																																																																																																																																																		
		・中間領域中性子束計																																																																																																																																																																		
		・中性子源領域中性子束計																																																																																																																																																																		
		・中間領域起動率計																																																																																																																																																																		
		・中性子源領域起動率計																																																																																																																																																																		
		・主蒸気圧力計																																																																																																																																																																		
最終ヒートシンクの確保	信号	・蒸気発生器水位計 (狭域)																																																																																																																																																																		
		・蒸気発生器補助給水流量計																																																																																																																																																																		
		・安全保護アナログ盤作動警報																																																																																																																																																																		
(3) 原子炉出力抑制 (手動)	未臨界の維持又は監視	・非常遮断油圧計																																																																																																																																																																		
		・弁表示灯 (E H)																																																																																																																																																																		
		・出力領域中性子束計																																																																																																																																																																		
		・中間領域中性子束計																																																																																																																																																																		
		・中性子源領域中性子束計																																																																																																																																																																		
		・中間領域起動率計																																																																																																																																																																		
		・中性子源領域起動率計																																																																																																																																																																		
		原子炉圧力容器内の温度	・1次冷却材高温側温度計 (広域)																																																																																																																																																																	
		原子炉圧力容器内の圧力	・1次冷却材低温側温度計 (広域)																																																																																																																																																																	
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計																																																																																																																																																																	
操作	原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計 (広域)																																																																																																																																																																		
		・AM用格納容器圧力計																																																																																																																																																																		
		・主蒸気圧力計																																																																																																																																																																		
最終ヒートシンクの確保	信号	・蒸気発生器水位計 (狭域)																																																																																																																																																																		
		・蒸気発生器補助給水流量計																																																																																																																																																																		
		・加圧器遮がし弁表示灯																																																																																																																																																																		
補機監視機能	補機監視機能	・加圧器安全弁表示灯																																																																																																																																																																		
		・主蒸気遮がし弁表示灯																																																																																																																																																																		
		・主蒸気安全弁表示灯																																																																																																																																																																		
対応手段	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)																																																																																																																																																																		
1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2)非常時操作手順書 (復元ベース)「反応度制御」																																																																																																																																																																				
判断基準	原子炉圧力容器内の水位低下操作による原子炉出力抑制	原子炉出力																																																																																																																																																																		
		平均出力領域モニタ																																																																																																																																																																		
		原子炉隔離状態の有無																																																																																																																																																																		
		主蒸気隔離弁開閉表示灯																																																																																																																																																																		
		原子炉圧力容器内の水位																																																																																																																																																																		
		原子炉水位 (狭帯域)																																																																																																																																																																		
		原子炉水位 (広帯域)																																																																																																																																																																		
		原子炉水位 (燃料域)																																																																																																																																																																		
		原子炉水位 (SA 広帯域)																																																																																																																																																																		
		原子炉水位 (SA 燃料域)																																																																																																																																																																		
操作	原子炉圧力容器への注水量	給水流量																																																																																																																																																																		
		原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量																																																																																																																																																																		
		高圧炉心スプレィ系ポンプ出口流量																																																																																																																																																																		
補機監視機能	補機監視機能	原子炉給水ポンプ出口ヘッダ圧力																																																																																																																																																																		
		原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力																																																																																																																																																																		
		原子炉隔離時冷却系ポンプ駆動用タービン入口蒸気圧力																																																																																																																																																																		
		原子炉隔離時冷却系タービン排気圧力																																																																																																																																																																		
		原子炉隔離時冷却系タービン回転数																																																																																																																																																																		
		高圧炉心スプレィ系ポンプ出口圧力																																																																																																																																																																		
		全制御棒全挿入ランプ																																																																																																																																																																		
		制御棒位置指示系																																																																																																																																																																		
		原子炉出力																																																																																																																																																																		
		平均出力領域モニタ																																																																																																																																																																		
操作	プラント停止状態	全制御棒全挿入ランプ																																																																																																																																																																		
		制御棒位置指示系																																																																																																																																																																		
		原子炉出力																																																																																																																																																																		
操作	原子炉出力	平均出力領域モニタ																																																																																																																																																																		
		起動領域モニタ																																																																																																																																																																		
		制御棒駆動水原子炉間差圧																																																																																																																																																																		
操作	プラント停止状態	スクラム弁開閉表示																																																																																																																																																																		
		全制御棒全挿入ランプ																																																																																																																																																																		
		制御棒位置指示系																																																																																																																																																																		
操作	原子炉出力	平均出力領域モニタ																																																																																																																																																																		
		起動領域モニタ																																																																																																																																																																		
		制御棒駆動水原子炉間差圧																																																																																																																																																																		
対応手段	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視計器																																																																																																																																																																		
1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順																																																																																																																																																																				
判断基準	未臨界の維持又は監視	・原子炉トリップ遮断器表示																																																																																																																																																																		
		・制御棒伊底位置表示																																																																																																																																																																		
		・タービン弁非常遮断油圧																																																																																																																																																																		
		・弁表示 (E H)																																																																																																																																																																		
		・出力領域中性子束																																																																																																																																																																		
		・中間領域中性子束																																																																																																																																																																		
		・中性子源領域中性子束																																																																																																																																																																		
		・中間領域起動率																																																																																																																																																																		
		・中性子源領域起動率																																																																																																																																																																		
		・主蒸気ライン圧力																																																																																																																																																																		
最終ヒートシンクの確保	信号	・蒸気発生器水位 (狭域)																																																																																																																																																																		
		・補助給水流量																																																																																																																																																																		
		・CRF自動作動警報																																																																																																																																																																		
(3) 原子炉出力抑制 (手動)	未臨界の維持又は監視	・タービン弁非常遮断油圧																																																																																																																																																																		
		・弁表示 (E H)																																																																																																																																																																		
		・出力領域中性子束																																																																																																																																																																		
		・中間領域中性子束																																																																																																																																																																		
		・中性子源領域中性子束																																																																																																																																																																		
		・中間領域起動率																																																																																																																																																																		
		・中性子源領域起動率																																																																																																																																																																		
		原子炉圧力容器内の温度	・1次冷却材温度 (広域-高温側)																																																																																																																																																																	
		原子炉圧力容器内の圧力	・1次冷却材温度 (広域-低温側)																																																																																																																																																																	
		原子炉格納容器内の温度	・1次冷却材圧力 (広域)																																																																																																																																																																	
操作	原子炉格納容器内の圧力	・格納容器内温度																																																																																																																																																																		
		・格納容器圧力																																																																																																																																																																		
		・格納容器圧力 (AM用)																																																																																																																																																																		
操作	最終ヒートシンクの確保	・主蒸気ライン圧力																																																																																																																																																																		
		・蒸気発生器水位 (狭域)																																																																																																																																																																		
		・補助給水流量																																																																																																																																																																		
操作	補機監視機能	・加圧器遮がし弁表示																																																																																																																																																																		
		・加圧器安全弁表示																																																																																																																																																																		
		・主蒸気遮がし弁表示																																																																																																																																																																		

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																		
<p>監視計器一覧（4/4）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>対応手段</th> <th>重大事故等の対応に必要な監視項目</th> <th>監視計器</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">1.1.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等</td> </tr> <tr> <td rowspan="10">(4) ほう酸水注入</td> <td rowspan="4">判断基準</td> <td>未臨界の維持又は監視</td> <td>・原子炉トリップシャ断器表示灯 ・制御棒炉底位置表示灯 ・出力領域中性子束計 ・中間領域中性子束計 ・中間領域起動率計</td> </tr> <tr> <td>水源の確保</td> <td>・ほう酸タンク水位計</td> </tr> <tr> <td rowspan="6">操作</td> <td>未臨界の維持又は監視</td> <td>・出力領域中性子束計 ・中間領域中性子束計 ・中性子源領域中性子束計 ・中間領域起動率計 ・中性子源領域起動率計 ・可聴計数率計（可聴音） ・緊急ほう酸水補給流量計 ・原子炉補給水補給流量積算制御器積算カウンタ</td> </tr> <tr> <td>原子炉压力容器内の圧力</td> <td>・1次冷却材圧力計</td> </tr> <tr> <td>原子炉压力容器への注水量</td> <td>・充てん水流量計 ・高圧注入流量計</td> </tr> <tr> <td>水源の確保</td> <td>・燃料取替用水ピット水位計 ・ほう酸タンク水位計</td> </tr> <tr> <td>—</td> <td>・ほう素濃度（千分析値）</td> </tr> <tr> <td>—</td> <td>—</td> </tr> </tbody> </table>	対応手段	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視計器	1.1.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等			(4) ほう酸水注入	判断基準	未臨界の維持又は監視	・原子炉トリップシャ断器表示灯 ・制御棒炉底位置表示灯 ・出力領域中性子束計 ・中間領域中性子束計 ・中間領域起動率計	水源の確保	・ほう酸タンク水位計	操作	未臨界の維持又は監視	・出力領域中性子束計 ・中間領域中性子束計 ・中性子源領域中性子束計 ・中間領域起動率計 ・中性子源領域起動率計 ・可聴計数率計（可聴音） ・緊急ほう酸水補給流量計 ・原子炉補給水補給流量積算制御器積算カウンタ	原子炉压力容器内の圧力	・1次冷却材圧力計	原子炉压力容器への注水量	・充てん水流量計 ・高圧注入流量計	水源の確保	・燃料取替用水ピット水位計 ・ほう酸タンク水位計	—	・ほう素濃度（千分析値）	—	—		<p>監視計器一覧（4/4）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>対応手段</th> <th>重大事故等の対応に必要な監視項目</th> <th>監視計器</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順</td> </tr> <tr> <td rowspan="10">(4) ほう酸水注入</td> <td rowspan="4">判断基準</td> <td>未臨界の維持又は監視</td> <td>・原子炉トリップ断器表示 ・制御棒炉底位置表示 ・出力領域中性子束計 ・中間領域中性子束計 ・中間領域起動率計</td> </tr> <tr> <td>水源の確保</td> <td>・ほう酸タンク水位計</td> </tr> <tr> <td rowspan="6">操作</td> <td>未臨界の維持又は監視</td> <td>・出力領域中性子束計 ・中間領域中性子束計 ・中性子源領域中性子束計 ・中間領域起動率計 ・中性子源領域起動率計 ・可聴計数率（可聴音） ・緊急ほう酸水注入ライン流量計 ・1次系純水補給ライン流量積算制御器</td> </tr> <tr> <td>原子炉压力容器内の圧力</td> <td>・1次冷却材圧力（広域）</td> </tr> <tr> <td>原子炉压力容器への注水量</td> <td>・充てん流量計 ・高圧注入流量計</td> </tr> <tr> <td>水源の確保</td> <td>・燃料取替用水ピット水位計 ・ほう酸タンク水位計</td> </tr> <tr> <td>—</td> <td>・ほう素濃度（千分析値）</td> </tr> <tr> <td>—</td> <td>—</td> </tr> </tbody> </table>	対応手段	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視計器	1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順			(4) ほう酸水注入	判断基準	未臨界の維持又は監視	・原子炉トリップ断器表示 ・制御棒炉底位置表示 ・出力領域中性子束計 ・中間領域中性子束計 ・中間領域起動率計	水源の確保	・ほう酸タンク水位計	操作	未臨界の維持又は監視	・出力領域中性子束計 ・中間領域中性子束計 ・中性子源領域中性子束計 ・中間領域起動率計 ・中性子源領域起動率計 ・可聴計数率（可聴音） ・緊急ほう酸水注入ライン流量計 ・1次系純水補給ライン流量積算制御器	原子炉压力容器内の圧力	・1次冷却材圧力（広域）	原子炉压力容器への注水量	・充てん流量計 ・高圧注入流量計	水源の確保	・燃料取替用水ピット水位計 ・ほう酸タンク水位計	—	・ほう素濃度（千分析値）	—	—	
対応手段	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視計器																																																			
1.1.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等																																																					
(4) ほう酸水注入	判断基準	未臨界の維持又は監視	・原子炉トリップシャ断器表示灯 ・制御棒炉底位置表示灯 ・出力領域中性子束計 ・中間領域中性子束計 ・中間領域起動率計																																																		
		水源の確保	・ほう酸タンク水位計																																																		
		操作	未臨界の維持又は監視	・出力領域中性子束計 ・中間領域中性子束計 ・中性子源領域中性子束計 ・中間領域起動率計 ・中性子源領域起動率計 ・可聴計数率計（可聴音） ・緊急ほう酸水補給流量計 ・原子炉補給水補給流量積算制御器積算カウンタ																																																	
			原子炉压力容器内の圧力	・1次冷却材圧力計																																																	
	原子炉压力容器への注水量		・充てん水流量計 ・高圧注入流量計																																																		
	水源の確保		・燃料取替用水ピット水位計 ・ほう酸タンク水位計																																																		
	—		・ほう素濃度（千分析値）																																																		
	—		—																																																		
	対応手段	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視計器																																																		
	1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順																																																				
(4) ほう酸水注入	判断基準	未臨界の維持又は監視	・原子炉トリップ断器表示 ・制御棒炉底位置表示 ・出力領域中性子束計 ・中間領域中性子束計 ・中間領域起動率計																																																		
		水源の確保	・ほう酸タンク水位計																																																		
		操作	未臨界の維持又は監視	・出力領域中性子束計 ・中間領域中性子束計 ・中性子源領域中性子束計 ・中間領域起動率計 ・中性子源領域起動率計 ・可聴計数率（可聴音） ・緊急ほう酸水注入ライン流量計 ・1次系純水補給ライン流量積算制御器																																																	
			原子炉压力容器内の圧力	・1次冷却材圧力（広域）																																																	
	原子炉压力容器への注水量		・充てん流量計 ・高圧注入流量計																																																		
	水源の確保		・燃料取替用水ピット水位計 ・ほう酸タンク水位計																																																		
	—		・ほう素濃度（千分析値）																																																		
	—		—																																																		

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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉

女川原子力発電所2号炉

泊発電所3号炉

相違理由

第1.1.3表 審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元
【1.1】 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等	A充てんポンプ	4-3(4)A 非常用高压母線
	B充てんポンプ	4-3(4)B 非常用高压母線
	C充てんポンプ	3-3(4)A2 又は 3-3(4)B2 非常用低压母線
		A電動補助給水ポンプ
	B電動補助給水ポンプ	4-3(4)B 非常用高压母線
	Aほう酸ポンプ	A1原子炉コントロールセンタ
	Bほう酸ポンプ	B1原子炉コントロールセンタ
	A主蒸気逃がし弁	A1ソレノイド分電盤
	B主蒸気逃がし弁	B1ソレノイド分電盤
	C主蒸気逃がし弁	B1ソレノイド分電盤
	D主蒸気逃がし弁	B1ソレノイド分電盤
	A主蒸気隔離弁	A1ソレノイド分電盤
		B1ソレノイド分電盤
	B主蒸気隔離弁	A1ソレノイド分電盤
		B1ソレノイド分電盤
	C主蒸気隔離弁	A1ソレノイド分電盤
		B1ソレノイド分電盤
	D主蒸気隔離弁	A1ソレノイド分電盤
		B1ソレノイド分電盤
	A加圧器逃がし弁	A2ソレノイド分電盤
B加圧器逃がし弁	B2ソレノイド分電盤	
緊急ほう酸注入ライン補給弁	B1原子炉コントロールセンタ	

泊3号炉との比較対象なし

第1.1.3表 「審査基準」における要求事項ごとの給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元	
		設備	母線
【1.1】 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等	1 冷却設備（弁）	所内常設着電式直流電源設備	A-直流母線
			B-直流母線
	化学体積制御設備（ポンプ・弁）	非常用交流電源設備	E-非常用高压母線
			F-非常用高压母線
			A1-原子炉コントロールセンタ
			B1-原子炉コントロールセンタ
			A2-原子炉コントロールセンタ
			B2-原子炉コントロールセンタ
	非常用中心冷却設備（高圧注入弁）	所内常設着電式直流電源設備	A-直流母線
			B-直流母線
	2 冷却設備（主蒸気設備）（弁）	所内常設着電式直流電源設備	B-直流母線
			E-A非常用高压母線
	3 冷却設備（補助給水設備）（ポンプ・弁）	非常用交流電源設備	E-B非常用高压母線
			所内常設着電式直流電源設備
	非常用電源*	非常用交流電源設備 所内常設着電式直流電源設備	A-直流母線
			B-直流母線
			A1-非常用交流分電盤
			A2-非常用交流分電盤
			B1-非常用交流分電盤
			B2-非常用交流分電盤
C1-非常用交流分電盤			
C2-非常用交流分電盤			
D1-非常用交流分電盤			
D2-非常用交流分電盤			
A-保安電源直流電源分電盤			
B-保安電源直流電源分電盤			
E-保安電源直流電源分電盤			
F-保安電源直流電源分電盤			

※：供給負荷は監視制御

【大飯】
 記載方針の相違
 （女川審査実績の反映）
 ・ポンプ、弁単体の名称ではなく対象設備を含む系統名称を記載。
 ・流路に使用する弁の電源を記載
 ・計装用電源を記載

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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第1.1.1-1図 機能喪失原因対策分析</p>	<p>第1.1.1-1図 機能喪失原因対策分析</p>	<p>第1.1.1-1図 機能喪失原因対策分析</p>	<p>【大飯】 記載方針の相違 （女川審査実績の反映） ・フロントライン系の故障を赤字線で枠囲い。 ・対応手段を緑枠（実線）とした。 ・故障想定箇所を×印で記載。</p>

泊発電所 3号炉 技術的能力 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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

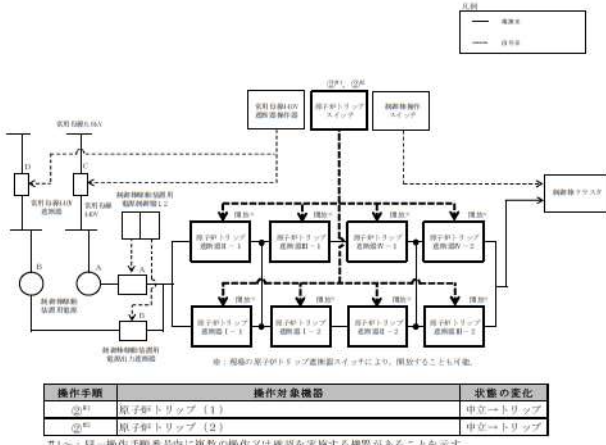
大飯発電所 3 / 4号炉	女川原子力発電所 2号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
	<div data-bbox="734 411 1227 1209" style="border: 1px solid black; height: 500px; width: 100%;"></div> <div data-bbox="1243 454 1294 1173" style="font-size: small;"> 第1.1.1-2図 非常時操作手順書（警戒ベース）「スクラム」（原子炉出力）における発電用原子炉の緊急停止対応フロー </div> <div data-bbox="1294 379 1332 801" style="border: 1px solid black; padding: 2px; font-size: x-small;"> 枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。 </div>	<div data-bbox="1429 769 1877 813" style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;"> 女川2号炉との比較対象なし </div>	<p>【女川】 記載方針の相違 ・泊の対応手順フローは重大事故等時の対応手段選択フローチャートにて示す。 （大飯と同様）</p>

泊発電所 3号炉 技術的能力 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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所 3 / 4号炉	女川原子力発電所 2号炉	泊発電所 3号炉	相違理由									
<div data-bbox="143 762 645 817" style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: auto;">泊3号炉との比較対象なし</div>	<div data-bbox="775 762 1276 817" style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: auto;">泊3号炉との比較対象なし</div>	 <table border="1" data-bbox="1377 925 1892 981"> <thead> <tr> <th>操作手順</th> <th>操作対象機器</th> <th>状態の変化</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①</td> <td>原子炉トリップ (1)</td> <td>中立→トリップ</td> </tr> <tr> <td>②</td> <td>原子炉トリップ (2)</td> <td>中立→トリップ</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1～：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する機器があることを示す。</p>	操作手順	操作対象機器	状態の変化	①	原子炉トリップ (1)	中立→トリップ	②	原子炉トリップ (2)	中立→トリップ	<div data-bbox="1982 750 2116 829" style="color: blue;">【大飯】 記載方針の相違 (相違理由②)</div>
操作手順	操作対象機器	状態の変化										
①	原子炉トリップ (1)	中立→トリップ										
②	原子炉トリップ (2)	中立→トリップ										

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<div data-bbox="734 400 1252 1198" style="border: 1px solid black; width: 100%; height: 100%;"></div> <div data-bbox="1256 389 1319 1161" style="border: 1px solid black; padding: 2px; font-size: small;"> 第1.1-4図 非常時操作手順書（緊急ベース）「反応度制御」における発電用原子炉の緊急停止対応フロー 枠組みの内容は商業秘密の観点から公開できません。 </div>	<div data-bbox="1431 770 1877 815" style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;"> 女川2号炉との比較対象なし </div>	<p>【女川】 記載方針の相違 ・泊の対応手順フローは重大事故等時の対応手段選択フローチャートにて示す。（大飯と同様）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<div data-bbox="728 395 1265 1200" style="border: 1px solid black; width: 100%; height: 100%;"></div> <div data-bbox="1272 395 1326 810" style="border: 1px solid black; padding: 2px; width: fit-content; margin-left: auto;"> 枠囲みの内容は商業秘密の観点から公開できません。 </div>	<div data-bbox="1429 769 1877 810" style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;"> 女川2号炉との比較対象なし </div>	<p>【女川】 記載方針の相違 ・泊の対応手順フローは重大事故等時の対応手段選択フローチャートにて示す。（大飯と同様）</p>

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

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

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所 3 / 4号炉	女川原子力発電所 2号炉	泊発電所 3号炉	相違理由																																				
<div data-bbox="143 762 645 817" style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;">泊3号炉との比較対象なし</div>	<div data-bbox="775 762 1276 817" style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;">泊3号炉との比較対象なし</div>	<div data-bbox="1339 422 1966 798"> <p style="font-size: small;">注：現場の原子炉トリップ遮断器スイッチにより、開放することも可能。</p> </div> <div data-bbox="1377 821 1892 1069"> <table border="1"> <thead> <tr> <th>操作手順</th> <th>操作対象機器</th> <th>状態の変化</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>②[※]</td><td>常用母線44の遮断器</td><td>入→切</td></tr> <tr><td>③[※]</td><td>常用母線44の遮断器</td><td>入→切</td></tr> <tr><td>④</td><td>操縦棒操作スイッチ</td><td>挿入</td></tr> <tr><td>⑤[※]</td><td>A一括操縦棒電動発電装置用出力遮断器</td><td>投入→開放</td></tr> <tr><td>⑥[※]</td><td>B一括操縦棒電動発電装置用出力遮断器</td><td>投入→開放</td></tr> <tr><td>⑦[※]</td><td>原子炉トリップ遮断器</td><td>投入→開放</td></tr> <tr><td>⑧[※]</td><td>原子炉トリップ遮断器</td><td>投入→開放</td></tr> <tr><td>⑨[※]</td><td>原子炉トリップ遮断器</td><td>投入→開放</td></tr> <tr><td>⑩[※]</td><td>原子炉トリップ遮断器</td><td>投入→開放</td></tr> <tr><td>⑪[※]</td><td>原子炉トリップ遮断器</td><td>投入→開放</td></tr> <tr><td>⑫[※]</td><td>原子炉トリップ遮断器</td><td>投入→開放</td></tr> </tbody> </table> <p style="font-size: x-small;">※1～：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する機路があることを示す。</p> </div>	操作手順	操作対象機器	状態の変化	② [※]	常用母線44の遮断器	入→切	③ [※]	常用母線44の遮断器	入→切	④	操縦棒操作スイッチ	挿入	⑤ [※]	A一括操縦棒電動発電装置用出力遮断器	投入→開放	⑥ [※]	B一括操縦棒電動発電装置用出力遮断器	投入→開放	⑦ [※]	原子炉トリップ遮断器	投入→開放	⑧ [※]	原子炉トリップ遮断器	投入→開放	⑨ [※]	原子炉トリップ遮断器	投入→開放	⑩ [※]	原子炉トリップ遮断器	投入→開放	⑪ [※]	原子炉トリップ遮断器	投入→開放	⑫ [※]	原子炉トリップ遮断器	投入→開放	<div data-bbox="1982 750 2116 829" style="border: 1px solid black; padding: 2px; display: inline-block;">【大飯】 記載方針の相違 (相違理由②)</div>
操作手順	操作対象機器	状態の変化																																					
② [※]	常用母線44の遮断器	入→切																																					
③ [※]	常用母線44の遮断器	入→切																																					
④	操縦棒操作スイッチ	挿入																																					
⑤ [※]	A一括操縦棒電動発電装置用出力遮断器	投入→開放																																					
⑥ [※]	B一括操縦棒電動発電装置用出力遮断器	投入→開放																																					
⑦ [※]	原子炉トリップ遮断器	投入→開放																																					
⑧ [※]	原子炉トリップ遮断器	投入→開放																																					
⑨ [※]	原子炉トリップ遮断器	投入→開放																																					
⑩ [※]	原子炉トリップ遮断器	投入→開放																																					
⑪ [※]	原子炉トリップ遮断器	投入→開放																																					
⑫ [※]	原子炉トリップ遮断器	投入→開放																																					

第 1.1.2 図 手動による原子炉緊急停止 概要図 (2/2)

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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所 3 / 4号炉	女川原子力発電所 2号炉	泊発電所 3号炉	相違理由																																																
<p>第1.1.2図 原子炉出力抑制（自動） 概要図（1/2）</p>	<p>泊3号炉との比較対象なし</p>	<p>第1.1.3図 原子炉出力抑制（自動） 概要図（1/2）</p> <table border="1" data-bbox="1384 890 1921 1189"> <thead> <tr> <th>操作手順</th> <th>操作対象機器</th> <th>状態の変化</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>②[#]</td> <td>タービントリップ</td> <td>作動</td> </tr> <tr> <td>③[#]</td> <td>A-主蒸気隔離弁</td> <td>全開→全閉</td> </tr> <tr> <td>④[#]</td> <td>B-主蒸気隔離弁</td> <td>全開→全閉</td> </tr> <tr> <td>⑤[#]</td> <td>C-主蒸気隔離弁</td> <td>全開→全閉</td> </tr> <tr> <td>⑥[#]</td> <td>A-電動補助給水ポンプ</td> <td>停止→起動</td> </tr> <tr> <td>⑦[#]</td> <td>B-電動補助給水ポンプ</td> <td>停止→起動</td> </tr> <tr> <td>⑧[#]</td> <td>タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口A</td> <td>全開→全閉</td> </tr> <tr> <td>⑨[#]</td> <td>タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口B</td> <td>全開→全閉</td> </tr> <tr> <td>⑩[#]</td> <td>タービン動補助給水ポンプ</td> <td>停止→起動</td> </tr> <tr> <td>⑪[#]</td> <td>A-主蒸気速がし弁</td> <td>全開→全開</td> </tr> <tr> <td>⑫[#]</td> <td>B-主蒸気速がし弁</td> <td>全開→全開</td> </tr> <tr> <td>⑬[#]</td> <td>C-主蒸気速がし弁</td> <td>全開→全開</td> </tr> <tr> <td>⑭[#]</td> <td>A-主蒸気安全弁</td> <td>全開→全開</td> </tr> <tr> <td>⑮[#]</td> <td>B-主蒸気安全弁</td> <td>全開→全開</td> </tr> <tr> <td>⑯[#]</td> <td>C-主蒸気安全弁</td> <td>全開→全開</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1～：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する機器があることを示す。</p>	操作手順	操作対象機器	状態の変化	② [#]	タービントリップ	作動	③ [#]	A-主蒸気隔離弁	全開→全閉	④ [#]	B-主蒸気隔離弁	全開→全閉	⑤ [#]	C-主蒸気隔離弁	全開→全閉	⑥ [#]	A-電動補助給水ポンプ	停止→起動	⑦ [#]	B-電動補助給水ポンプ	停止→起動	⑧ [#]	タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口A	全開→全閉	⑨ [#]	タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口B	全開→全閉	⑩ [#]	タービン動補助給水ポンプ	停止→起動	⑪ [#]	A-主蒸気速がし弁	全開→全開	⑫ [#]	B-主蒸気速がし弁	全開→全開	⑬ [#]	C-主蒸気速がし弁	全開→全開	⑭ [#]	A-主蒸気安全弁	全開→全開	⑮ [#]	B-主蒸気安全弁	全開→全開	⑯ [#]	C-主蒸気安全弁	全開→全開	<p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・凡例の記載方法見直し。 ・操作手順、操作対象機器及び状態の変化を記載。 ・原子炉出力抑制は、自動と手動で操作手順が違うため、（自動）と（手動）に分けて概要図を示す。</p>
操作手順	操作対象機器	状態の変化																																																	
② [#]	タービントリップ	作動																																																	
③ [#]	A-主蒸気隔離弁	全開→全閉																																																	
④ [#]	B-主蒸気隔離弁	全開→全閉																																																	
⑤ [#]	C-主蒸気隔離弁	全開→全閉																																																	
⑥ [#]	A-電動補助給水ポンプ	停止→起動																																																	
⑦ [#]	B-電動補助給水ポンプ	停止→起動																																																	
⑧ [#]	タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口A	全開→全閉																																																	
⑨ [#]	タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口B	全開→全閉																																																	
⑩ [#]	タービン動補助給水ポンプ	停止→起動																																																	
⑪ [#]	A-主蒸気速がし弁	全開→全開																																																	
⑫ [#]	B-主蒸気速がし弁	全開→全開																																																	
⑬ [#]	C-主蒸気速がし弁	全開→全開																																																	
⑭ [#]	A-主蒸気安全弁	全開→全開																																																	
⑮ [#]	B-主蒸気安全弁	全開→全開																																																	
⑯ [#]	C-主蒸気安全弁	全開→全開																																																	

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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																		
<p>第 1.1.2 図 原子炉出力抑制（自動）（手動） 概略系統（2/2）</p> <p>凡例 手動指示 (機器動作確認済み) 自動指示</p>	<p>泊3号炉との比較対象なし</p>	<p>第 1.1.3 図 原子炉出力抑制（自動） 概要図（2/2）</p> <table border="1" data-bbox="1384 906 1908 1018"> <thead> <tr> <th>操作手順</th> <th>操作対象機器</th> <th>状態の変化</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①^手</td> <td>A-加圧器逃がし弁</td> <td>全開→全開</td> </tr> <tr> <td>②^手</td> <td>B-加圧器逃がし弁</td> <td>全開→全開</td> </tr> <tr> <td>③^手</td> <td>A-加圧器安全弁</td> <td>全開→全開</td> </tr> <tr> <td>④^手</td> <td>B-加圧器安全弁</td> <td>全開→全開</td> </tr> <tr> <td>⑤^手</td> <td>C-加圧器安全弁</td> <td>全開→全開</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1～：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する機器があることを示す。</p>	操作手順	操作対象機器	状態の変化	① ^手	A-加圧器逃がし弁	全開→全開	② ^手	B-加圧器逃がし弁	全開→全開	③ ^手	A-加圧器安全弁	全開→全開	④ ^手	B-加圧器安全弁	全開→全開	⑤ ^手	C-加圧器安全弁	全開→全開	<p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・凡例の記載方法見直し。 ・操作手順、操作対象機器及び状態の変化を記載。 ・原子炉出力抑制は、自動と手動で操作手順が違うため、（自動）と（手動）に分けて概要図を示す。</p>
操作手順	操作対象機器	状態の変化																			
① ^手	A-加圧器逃がし弁	全開→全開																			
② ^手	B-加圧器逃がし弁	全開→全開																			
③ ^手	A-加圧器安全弁	全開→全開																			
④ ^手	B-加圧器安全弁	全開→全開																			
⑤ ^手	C-加圧器安全弁	全開→全開																			

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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

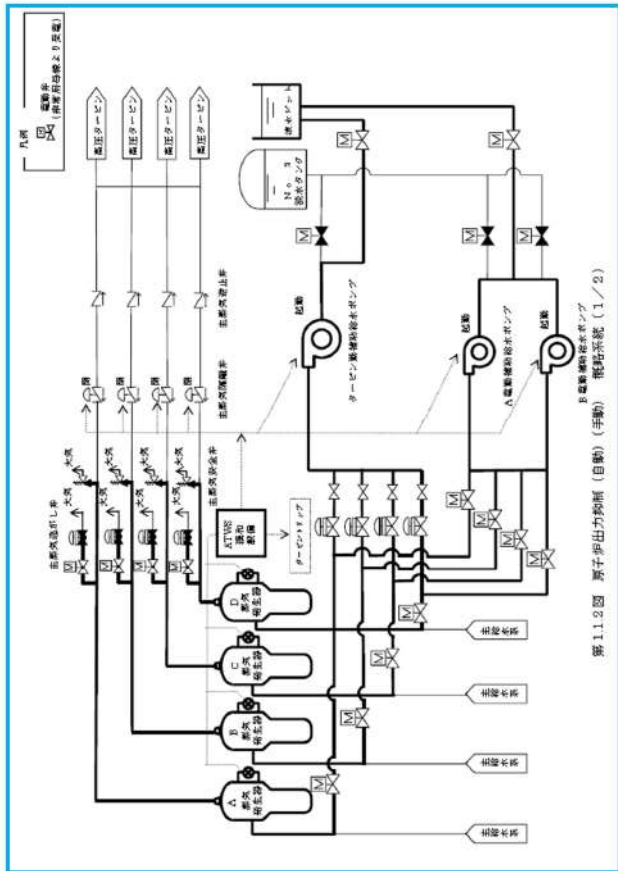
大飯発電所 3 / 4号炉

女川原子力発電所 2号炉

泊発電所 3号炉

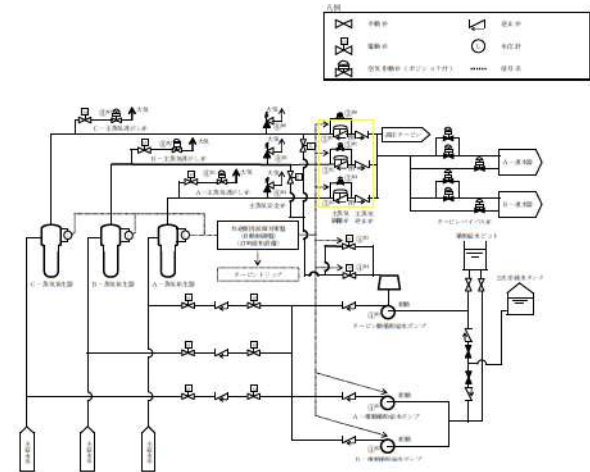
相違理由

【比較のため比較表P1.1-38より再掲】



第1.1.1.2図 原子炉出力抑制（自動） 概略図（1/2）

泊3号炉との比較対象なし



操作手順	操作対象機器	状態の変化
① [※]	A-主蒸気隔離弁	全開→全閉
② [※]	B-主蒸気隔離弁	全開→全閉
③ [※]	C-主蒸気隔離弁	全開→全閉
④ [※]	A-主蒸気バイパス隔離弁	全開確認
⑤ [※]	B-主蒸気バイパス隔離弁	全開確認
⑥ [※]	C-主蒸気バイパス隔離弁	全開確認
⑦ [※]	A-電動補助給水ポンプ	停止→起動
⑧ [※]	B-電動補助給水ポンプ	停止→起動
⑨ [※]	タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁 A	全開→全閉
⑩ [※]	タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁 B	全開→全閉
⑪ [※]	タービン動補助給水ポンプ	停止→起動
⑫ [※]	A-主蒸気速がし弁	全開→全閉
⑬ [※]	B-主蒸気速がし弁	全開→全閉
⑭ [※]	C-主蒸気速がし弁	全開→全閉
⑮ [※]	A-主蒸気安全弁	全開→全閉
⑯ [※]	B-主蒸気安全弁	全開→全閉
⑰ [※]	C-主蒸気安全弁	全開→全閉

※1～：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する機器があることを示す。

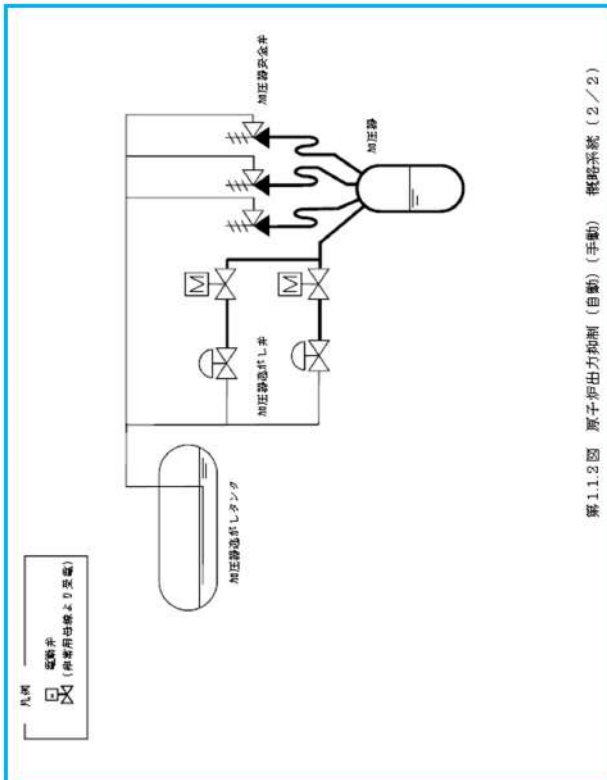

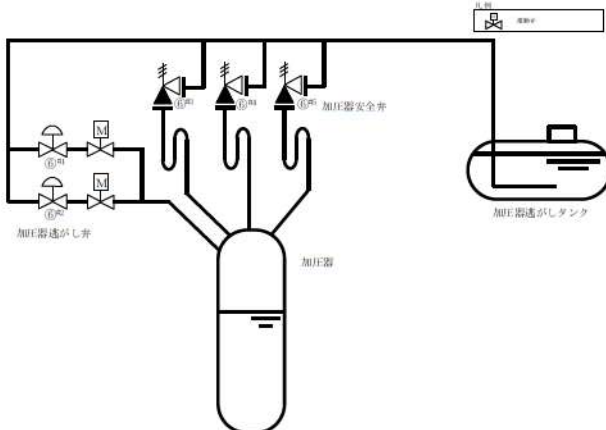
第1.1.4図 原子炉出力抑制（手動） 概要図（1/2）

【大飯】
 記載方針の相違（女川審査実績の反映）
 ・凡例の記載方法見直し。
 ・操作手順、操作対象機器及び状態の変化を記載。
 ・原子炉出力抑制は、自動と手動で操作手順が違うため、（自動）と（手動）に分けて概要図を示す。

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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																		
<p>【比較のため比較表P1.1-39より再掲】</p>  <p>第1.1.2図 原子炉出力抑制（自動） 概要図（2/2）</p> <p>凡例  加圧器過熱し弁 加圧器過熱しタンク</p>	<p>泊3号炉との比較対象なし</p>	 <table border="1" data-bbox="1366 893 1904 1005"> <thead> <tr> <th>操作手順</th> <th>操作対象機器</th> <th>状態の変化</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①^注</td> <td>A-加圧器過熱し弁</td> <td>全閉→全開</td> </tr> <tr> <td>②^注</td> <td>B-加圧器過熱し弁</td> <td>全閉→全開</td> </tr> <tr> <td>③^注</td> <td>A-加圧器安全弁</td> <td>全閉→全開</td> </tr> <tr> <td>④^注</td> <td>B-加圧器安全弁</td> <td>全閉→全開</td> </tr> <tr> <td>⑤^注</td> <td>C-加圧器安全弁</td> <td>全閉→全開</td> </tr> </tbody> </table> <p>注1～：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する機器があることを示す。</p> <p>第1.1.4図 原子炉出力抑制（自動） 概要図（2/2）</p>	操作手順	操作対象機器	状態の変化	① ^注	A-加圧器過熱し弁	全閉→全開	② ^注	B-加圧器過熱し弁	全閉→全開	③ ^注	A-加圧器安全弁	全閉→全開	④ ^注	B-加圧器安全弁	全閉→全開	⑤ ^注	C-加圧器安全弁	全閉→全開	<p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・凡例の記載方法見直し。 ・操作手順、操作対象機器及び状態の変化を記載。 ・原子炉出力抑制は、自動と手動で操作手順が異なるため、（自動）と（手動）に分けて概要図を示す。
操作手順	操作対象機器	状態の変化																			
① ^注	A-加圧器過熱し弁	全閉→全開																			
② ^注	B-加圧器過熱し弁	全閉→全開																			
③ ^注	A-加圧器安全弁	全閉→全開																			
④ ^注	B-加圧器安全弁	全閉→全開																			
⑤ ^注	C-加圧器安全弁	全閉→全開																			

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																		
<div data-bbox="143 767 645 815" style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: auto;">泊3号炉との比較対象なし</div>	<div data-bbox="772 767 1274 815" style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: auto;">泊3号炉との比較対象なし</div>	<div data-bbox="1339 438 1960 909" style="text-align: center;"> </div> <div data-bbox="1384 933 1915 1045" style="margin-top: 10px;"> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 15%;">操作手順</th> <th style="width: 55%;">操作対象機器</th> <th style="width: 30%;">状態の変化</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①^②</td> <td>タービントリップスイッチ</td> <td>中立→作動</td> </tr> <tr> <td>②^②</td> <td>主蒸気止め弁</td> <td>全開→全閉</td> </tr> <tr> <td>③^②</td> <td>蒸気加減弁</td> <td>全開→全閉</td> </tr> <tr> <td>④^②</td> <td>インターセプト弁</td> <td>全開→全閉</td> </tr> <tr> <td>⑤^②</td> <td>再熱蒸気止め弁</td> <td>全開→全閉</td> </tr> </tbody> </table> <p style="font-size: small; margin-top: 5px;">①～⑤：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を支援する機器があることを示す。</p> </div>	操作手順	操作対象機器	状態の変化	① ^②	タービントリップスイッチ	中立→作動	② ^②	主蒸気止め弁	全開→全閉	③ ^②	蒸気加減弁	全開→全閉	④ ^②	インターセプト弁	全開→全閉	⑤ ^②	再熱蒸気止め弁	全開→全閉	<div data-bbox="1982 758 2116 837" style="color: blue; font-size: small;">【大飯】 記載方針の相違 (相違理由③)</div>
操作手順	操作対象機器	状態の変化																			
① ^②	タービントリップスイッチ	中立→作動																			
② ^②	主蒸気止め弁	全開→全閉																			
③ ^②	蒸気加減弁	全開→全閉																			
④ ^②	インターセプト弁	全開→全閉																			
⑤ ^②	再熱蒸気止め弁	全開→全閉																			

第 1.1.5 図 手動によるタービントリップ 概要図

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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所 3 / 4号炉	女川原子力発電所 2号炉	泊発電所 3号炉	相違理由																																																																				
<p>(1) 手動による原子炉緊急停止</p> <table border="1"> <tr> <th>手順の項目</th> <th>要員 (職)</th> <th>経過時間 (分)</th> <th>備考</th> </tr> <tr> <td>手動による原子炉緊急停止</td> <td>運転員等 (中央制御室)</td> <td>1</td> <td></td> </tr> </table> <p>※ 備録時間：2分10秒 (注) 注：10秒は緊急停止の要員が到着するまでの時間</p> <p>(2) 原子炉出力抑制 (自動)</p> <table border="1"> <tr> <th>手順の項目</th> <th>要員 (職)</th> <th>経過時間 (分)</th> <th>備考</th> </tr> <tr> <td>原子炉出力抑制 (自動)</td> <td>運転員等 (中央制御室)</td> <td>1</td> <td></td> </tr> </table> <p>(3) 原子炉出力抑制 (手動)</p> <table border="1"> <tr> <th>手順の項目</th> <th>要員 (職)</th> <th>経過時間 (分)</th> <th>備考</th> </tr> <tr> <td>原子炉出力抑制 (手動)</td> <td>運転員等 (中央制御室)</td> <td>2</td> <td></td> </tr> </table> <p>(4) ほう酸水注入</p> <table border="1"> <tr> <th>手順の項目</th> <th>要員 (職)</th> <th>経過時間 (分)</th> <th>備考</th> </tr> <tr> <td>ほう酸水注入</td> <td>運転員等 (中央制御室)</td> <td>1</td> <td></td> </tr> </table> <p>第1.1.3図 原子炉停止機能喪失時の操作手順 タイムチャート</p>	手順の項目	要員 (職)	経過時間 (分)	備考	手動による原子炉緊急停止	運転員等 (中央制御室)	1		手順の項目	要員 (職)	経過時間 (分)	備考	原子炉出力抑制 (自動)	運転員等 (中央制御室)	1		手順の項目	要員 (職)	経過時間 (分)	備考	原子炉出力抑制 (手動)	運転員等 (中央制御室)	2		手順の項目	要員 (職)	経過時間 (分)	備考	ほう酸水注入	運転員等 (中央制御室)	1		<p>第1.1-3図 非常時操作手順書 (激候ベース)「スクラム」(原子炉出力)における発電用原子炉の緊急停止対応 タイムチャート</p> <p>第1.1-7図 非常時操作手順書 (激候ベース)「反応度制御」における発電用原子炉の緊急停止対応 タイムチャート</p>	<p>(1) 手動による原子炉緊急停止</p> <table border="1"> <tr> <th>手順の項目</th> <th>要員 (職)</th> <th>経過時間 (分)</th> <th>備考</th> </tr> <tr> <td>手動による原子炉緊急停止</td> <td>運転員 (中央制御室) A</td> <td>1</td> <td></td> </tr> <tr> <td>手動による原子炉緊急停止</td> <td>運転員 (現場) B</td> <td>1</td> <td></td> </tr> </table> <p>(2) 原子炉出力抑制 (自動)</p> <table border="1"> <tr> <th>手順の項目</th> <th>要員 (職)</th> <th>経過時間 (分)</th> <th>備考</th> </tr> <tr> <td>原子炉出力抑制 (自動)</td> <td>運転員 (中央制御室) A</td> <td>1</td> <td></td> </tr> </table> <p>(3) 原子炉出力抑制 (手動)</p> <table border="1"> <tr> <th>手順の項目</th> <th>要員 (職)</th> <th>経過時間 (分)</th> <th>備考</th> </tr> <tr> <td>原子炉出力抑制 (手動)</td> <td>運転員 (中央制御室) A</td> <td>1</td> <td></td> </tr> </table> <p>(4) ほう酸水注入</p> <table border="1"> <tr> <th>手順の項目</th> <th>要員 (職)</th> <th>経過時間 (分)</th> <th>備考</th> </tr> <tr> <td>ほう酸水注入</td> <td>運転員 (中央制御室) A</td> <td>1</td> <td></td> </tr> </table> <p>第1.1.6図 原子炉停止機能喪失時の操作手順 タイムチャート</p>	手順の項目	要員 (職)	経過時間 (分)	備考	手動による原子炉緊急停止	運転員 (中央制御室) A	1		手動による原子炉緊急停止	運転員 (現場) B	1		手順の項目	要員 (職)	経過時間 (分)	備考	原子炉出力抑制 (自動)	運転員 (中央制御室) A	1		手順の項目	要員 (職)	経過時間 (分)	備考	原子炉出力抑制 (手動)	運転員 (中央制御室) A	1		手順の項目	要員 (職)	経過時間 (分)	備考	ほう酸水注入	運転員 (中央制御室) A	1		<p>【大飯】 記載方針の相違 (女川審査実績の反映) ・操作手順と紐づけした。 ・各作業、操作の時間に余裕を見込んでいることを注記(※)として記載。 ・備考枠を追加。 ・(4) ほう酸水注入※2について、泊は最も濃縮に時間を要する燃料取替ほう酸濃度 3,200ppm までの濃縮時間を記載する。(有効性評価 7.1.5 と整合)</p>
手順の項目	要員 (職)	経過時間 (分)	備考																																																																				
手動による原子炉緊急停止	運転員等 (中央制御室)	1																																																																					
手順の項目	要員 (職)	経過時間 (分)	備考																																																																				
原子炉出力抑制 (自動)	運転員等 (中央制御室)	1																																																																					
手順の項目	要員 (職)	経過時間 (分)	備考																																																																				
原子炉出力抑制 (手動)	運転員等 (中央制御室)	2																																																																					
手順の項目	要員 (職)	経過時間 (分)	備考																																																																				
ほう酸水注入	運転員等 (中央制御室)	1																																																																					
手順の項目	要員 (職)	経過時間 (分)	備考																																																																				
手動による原子炉緊急停止	運転員 (中央制御室) A	1																																																																					
手動による原子炉緊急停止	運転員 (現場) B	1																																																																					
手順の項目	要員 (職)	経過時間 (分)	備考																																																																				
原子炉出力抑制 (自動)	運転員 (中央制御室) A	1																																																																					
手順の項目	要員 (職)	経過時間 (分)	備考																																																																				
原子炉出力抑制 (手動)	運転員 (中央制御室) A	1																																																																					
手順の項目	要員 (職)	経過時間 (分)	備考																																																																				
ほう酸水注入	運転員 (中央制御室) A	1																																																																					

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

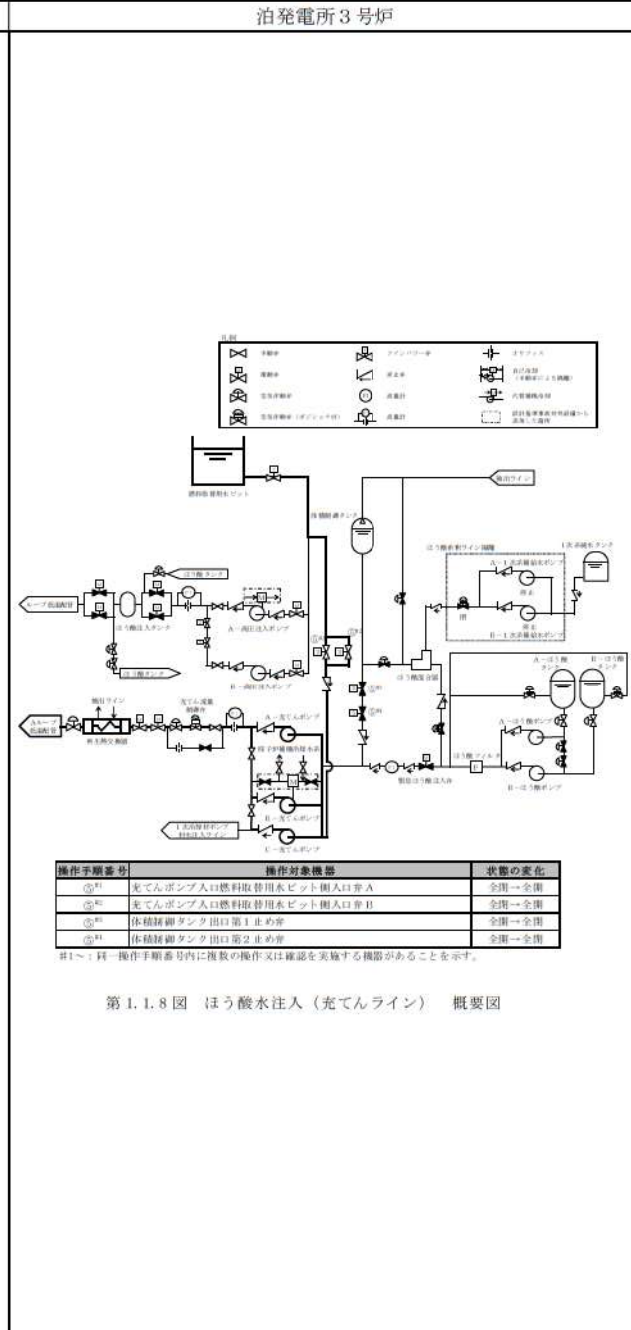
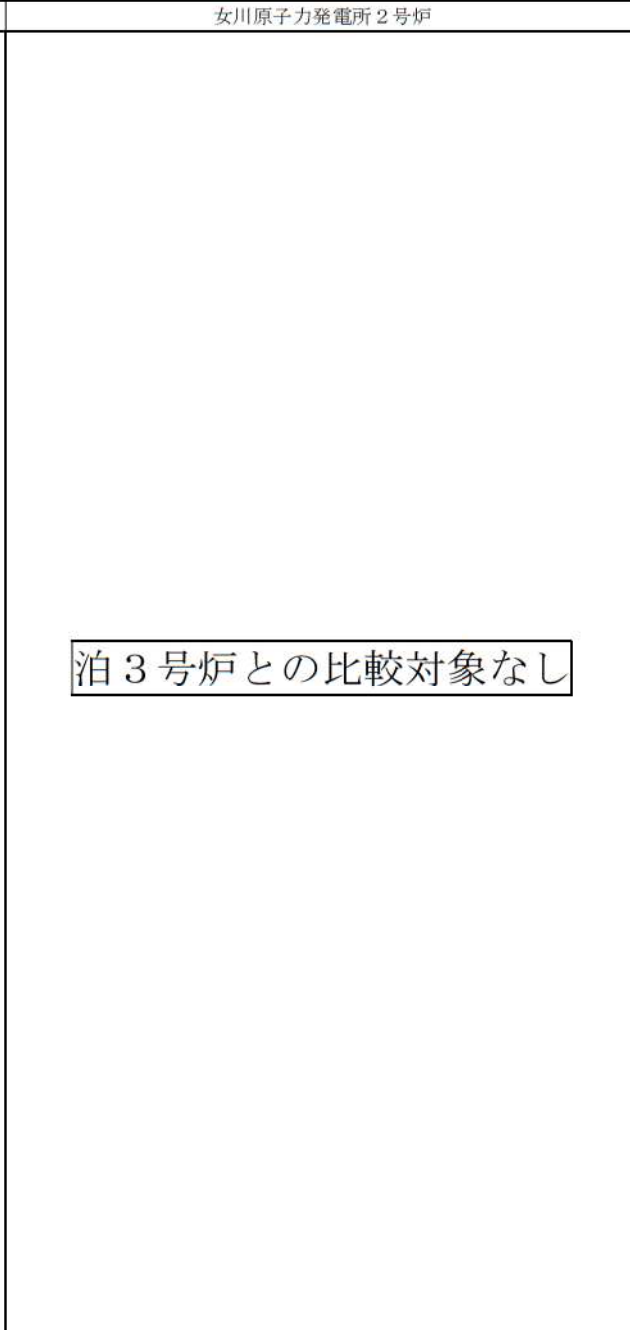
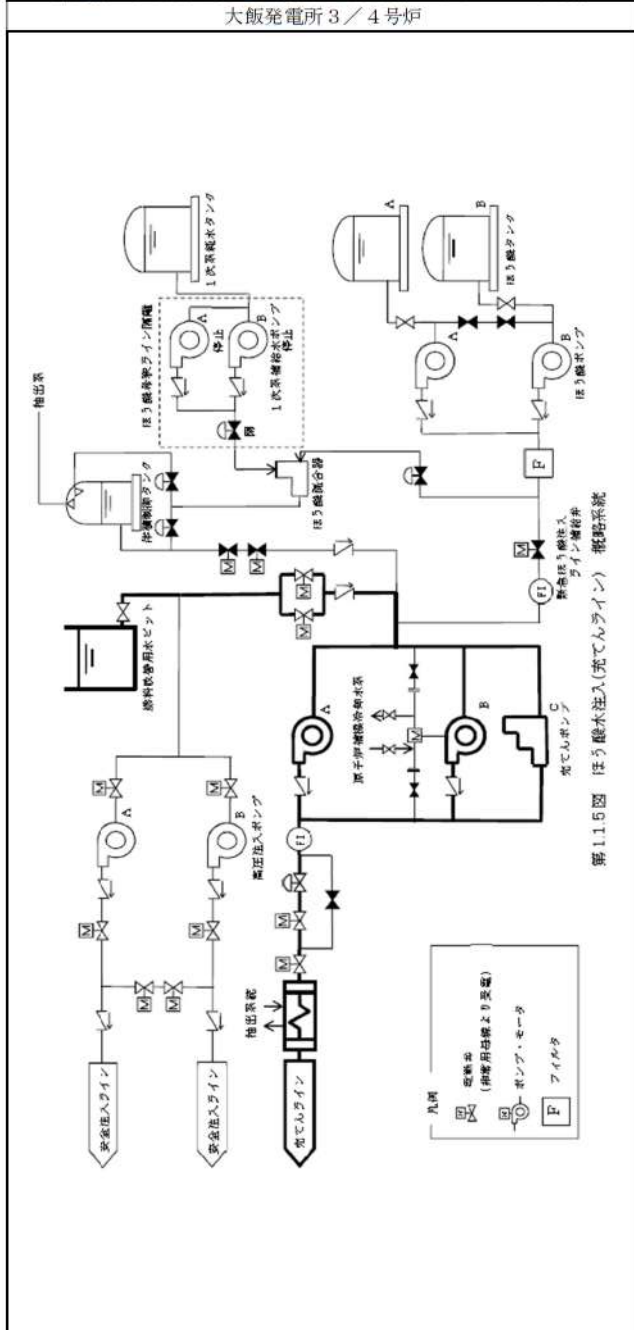
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																															
<p>第 1.1.4 図 ほう酸水注入(緊急ほう酸濃縮ライン) 概略系統</p>	<p>第 1.1-6 図 ほう酸水注入系ポンプによるほう酸水注入 概要図</p> <table border="1" data-bbox="728 997 974 1157"> <tr><td>ポンプ</td><td>電動駆動</td><td>弁</td><td>逆止弁</td><td>安全弁</td><td>操作用空気</td></tr> <tr><td>←</td><td>Ⓜ</td><td>∇</td><td>⊥</td><td>⚡</td><td>—</td></tr> </table> <table border="1" data-bbox="1176 662 1265 957"> <tr><th>操作手順</th><th>弁名称</th></tr> <tr><td>⑤#1、⑤#2</td><td>SLC タンク出口弁(A)/(B)</td></tr> <tr><td>⑤#3、⑤#4</td><td>SLC 注入電動弁(A)/(B)</td></tr> </table>	ポンプ	電動駆動	弁	逆止弁	安全弁	操作用空気	←	Ⓜ	∇	⊥	⚡	—	操作手順	弁名称	⑤#1、⑤#2	SLC タンク出口弁(A)/(B)	⑤#3、⑤#4	SLC 注入電動弁(A)/(B)	<p>第 1.1.7 図 ほう酸水注入(緊急ほう酸濃縮ライン) 概要図</p> <table border="1" data-bbox="1377 893 1892 1157"> <thead> <tr> <th>操作手順</th> <th>操作対象機器</th> <th>状態の変化</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>⑤#1</td><td>A-まてんポンプ</td><td>起動確認</td></tr> <tr><td>⑤#2</td><td>B-まてんポンプ</td><td>起動確認</td></tr> <tr><td>⑤#3</td><td>C-まてんポンプ</td><td>起動確認</td></tr> <tr><td>⑤#4</td><td>A-ほう酸ポンプ</td><td>起動→停止</td></tr> <tr><td>⑤#5</td><td>B-ほう酸ポンプ</td><td>起動→停止</td></tr> <tr><td>⑤#6</td><td>ほう酸注入タンク蓄積ライン入口止め弁</td><td>全閉→全開</td></tr> <tr><td>⑤#7</td><td>A-ほう酸タンク蓄積ライン流量調節弁</td><td>全開→調整開</td></tr> <tr><td>⑤#8</td><td>B-ほう酸タンク蓄積ライン流量調節弁</td><td>全開→調整開</td></tr> <tr><td>⑤#9</td><td>A-ほう酸ポンプ</td><td>停止→起動</td></tr> <tr><td>⑤#10</td><td>B-ほう酸ポンプ</td><td>停止→起動</td></tr> <tr><td>⑤#11</td><td>緊急ほう酸注入弁</td><td>全開→全閉</td></tr> <tr><td>⑤#12</td><td>1次系補水供給ライン流量制御弁</td><td>全開確認</td></tr> <tr><td>⑤#13</td><td>A-1次系補給水ポンプ</td><td>起動→停止</td></tr> <tr><td>⑤#14</td><td>B-1次系補給水ポンプ</td><td>起動→停止</td></tr> </tbody> </table>	操作手順	操作対象機器	状態の変化	⑤#1	A-まてんポンプ	起動確認	⑤#2	B-まてんポンプ	起動確認	⑤#3	C-まてんポンプ	起動確認	⑤#4	A-ほう酸ポンプ	起動→停止	⑤#5	B-ほう酸ポンプ	起動→停止	⑤#6	ほう酸注入タンク蓄積ライン入口止め弁	全閉→全開	⑤#7	A-ほう酸タンク蓄積ライン流量調節弁	全開→調整開	⑤#8	B-ほう酸タンク蓄積ライン流量調節弁	全開→調整開	⑤#9	A-ほう酸ポンプ	停止→起動	⑤#10	B-ほう酸ポンプ	停止→起動	⑤#11	緊急ほう酸注入弁	全開→全閉	⑤#12	1次系補水供給ライン流量制御弁	全開確認	⑤#13	A-1次系補給水ポンプ	起動→停止	⑤#14	B-1次系補給水ポンプ	起動→停止	<p>【大飯】 記載方針の相違 (女川審査実績の反映)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・凡例の記載方法見直し。 ・操作手順、操作対象機器及び状態の変化を記載。
ポンプ	電動駆動	弁	逆止弁	安全弁	操作用空気																																																													
←	Ⓜ	∇	⊥	⚡	—																																																													
操作手順	弁名称																																																																	
⑤#1、⑤#2	SLC タンク出口弁(A)/(B)																																																																	
⑤#3、⑤#4	SLC 注入電動弁(A)/(B)																																																																	
操作手順	操作対象機器	状態の変化																																																																
⑤#1	A-まてんポンプ	起動確認																																																																
⑤#2	B-まてんポンプ	起動確認																																																																
⑤#3	C-まてんポンプ	起動確認																																																																
⑤#4	A-ほう酸ポンプ	起動→停止																																																																
⑤#5	B-ほう酸ポンプ	起動→停止																																																																
⑤#6	ほう酸注入タンク蓄積ライン入口止め弁	全閉→全開																																																																
⑤#7	A-ほう酸タンク蓄積ライン流量調節弁	全開→調整開																																																																
⑤#8	B-ほう酸タンク蓄積ライン流量調節弁	全開→調整開																																																																
⑤#9	A-ほう酸ポンプ	停止→起動																																																																
⑤#10	B-ほう酸ポンプ	停止→起動																																																																
⑤#11	緊急ほう酸注入弁	全開→全閉																																																																
⑤#12	1次系補水供給ライン流量制御弁	全開確認																																																																
⑤#13	A-1次系補給水ポンプ	起動→停止																																																																
⑤#14	B-1次系補給水ポンプ	起動→停止																																																																

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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等



相違理由

【大飯】
 記載方針の相違（女川審査実績の反映）
 ・凡例の記載方法見直し。
 ・操作手順、操作対象機器及び状態の変化を記載。

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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																														
<p>図 1.1.8 ほう酸水注入(安全注入ライン) 概略系統</p>	<p>泊3号炉との比較対象なし</p>	<p>図 1.1.9 ほう酸水注入(安全注入ライン) 概要図</p> <table border="1" data-bbox="1384 928 1892 1109"> <thead> <tr> <th>操作手順</th> <th>操作対象機器</th> <th>状態の変化</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①</td> <td>ほう酸注入タンク高圧ライン入口止め弁</td> <td>全閉→全開</td> </tr> <tr> <td>②</td> <td>ほう酸注入タンク高圧ライン出口第1止め弁</td> <td>全開→全閉</td> </tr> <tr> <td>③</td> <td>ほう酸注入タンク高圧ライン出口第2止め弁</td> <td>全開→全閉</td> </tr> <tr> <td>④</td> <td>A-高圧注入ポンプ</td> <td>停止→起動</td> </tr> <tr> <td>⑤</td> <td>B-高圧注入ポンプ</td> <td>停止→起動</td> </tr> <tr> <td>⑥</td> <td>ほう酸注入タンク出口C/A外側隔離弁 A</td> <td>全開→全閉</td> </tr> <tr> <td>⑦</td> <td>ほう酸注入タンク出口C/A外側隔離弁 B</td> <td>全開→全閉</td> </tr> <tr> <td>⑧</td> <td>ほう酸注入タンク入口弁 A</td> <td>全閉→全開</td> </tr> <tr> <td>⑨</td> <td>ほう酸注入タンク入口弁 B</td> <td>全閉→全開</td> </tr> </tbody> </table> <p>注1～4同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する機器があることを示す。</p>	操作手順	操作対象機器	状態の変化	①	ほう酸注入タンク高圧ライン入口止め弁	全閉→全開	②	ほう酸注入タンク高圧ライン出口第1止め弁	全開→全閉	③	ほう酸注入タンク高圧ライン出口第2止め弁	全開→全閉	④	A-高圧注入ポンプ	停止→起動	⑤	B-高圧注入ポンプ	停止→起動	⑥	ほう酸注入タンク出口C/A外側隔離弁 A	全開→全閉	⑦	ほう酸注入タンク出口C/A外側隔離弁 B	全開→全閉	⑧	ほう酸注入タンク入口弁 A	全閉→全開	⑨	ほう酸注入タンク入口弁 B	全閉→全開	<p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・凡例の記載方法見直し。 ・操作手順、操作対象機器及び状態の変化を記載。</p>
操作手順	操作対象機器	状態の変化																															
①	ほう酸注入タンク高圧ライン入口止め弁	全閉→全開																															
②	ほう酸注入タンク高圧ライン出口第1止め弁	全開→全閉																															
③	ほう酸注入タンク高圧ライン出口第2止め弁	全開→全閉																															
④	A-高圧注入ポンプ	停止→起動																															
⑤	B-高圧注入ポンプ	停止→起動																															
⑥	ほう酸注入タンク出口C/A外側隔離弁 A	全開→全閉																															
⑦	ほう酸注入タンク出口C/A外側隔離弁 B	全開→全閉																															
⑧	ほう酸注入タンク入口弁 A	全閉→全開																															
⑨	ほう酸注入タンク入口弁 B	全閉→全開																															

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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大阪発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図 1.1.7(1) 原子炉トリップ失敗時の対応手順（フロントライン系機組喪失）</p> <p>※1：手動による原子炉トリップが不可能な場合は、制御棒を手動挿入する。 ①MGセツト電源（常用母線440Vシヤ機器スイッチ）（中央盤手動操作） ②制御棒挿入（中央盤手動操作） ③MGセツト電源（MGセツト出力レナ断器スイッチ）（現場手動操作）開放 ④原子炉トリップシヤ断器スイッチ（現場手動操作）閉鎖 ※2：手動によるタービントリップ不可能な場合は、主蒸気隔離弁を手動にて閉鎖作し、主蒸気隔離弁バイパス弁の閉鎖を確認する。 ※3：設定値（蒸気発生器水位低 9%+10秒） ①タービントリップ ②主蒸気隔離 ③制御棒水ポンプ長動 ※4：制御棒の挿入に失敗した場合は、制御棒価値を補完するための、燃料取扱ほう素濃度までほう素水注入を継続する。 なお、緊急ほう素濃度をを行っている間に制御棒の全挿入に成功した場合、プラントを高圧ほう素に維持し、引き続いて乾留停止に移行させるために必要となるほう素濃度を目標にほう素水注入を継続する。</p> <p>燃料取扱ほう素濃度 ・2500ppm以上のほう素濃度 停止ほう素濃度 ・高圧停止：停止余裕 1.6%Δt/Δk以上を確保できるほう素濃度 ・低圧停止：停止余裕 1.0%Δt/Δk以上を確保できるほう素濃度</p>	<p>フロントライン系故障時の対応手段の選択</p> <p>図 1.1-8 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート</p>	<p>フロントライン系故障時の対応手段の選択</p> <p>図 1.1.10 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート</p>	<p>【大阪】 記載方針の相違 (女川審査実績の反映)</p> <p>【女川】 設備の相違(BWR固有の対応手段)</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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

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;">【比較のため女川の添付資料1.1.1を掲載】</p> <p style="text-align: center;">添付資料1.1.1</p> <p style="text-align: center;">審査基準、基準規則と対処設備との対応表（1/4）</p> <table border="1" style="width: 100%;"> <thead> <tr> <th>技術的能力審査基準（1.1）</th> <th>番号</th> <th>設置許可基準規則（44条）</th> <th>技術基準規則（59条）</th> <th>番号</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td> <p>【本文】 発電用原子炉設置者において、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p> </td> <td style="text-align: center;">①</td> <td> <p>【本文】 発電用原子炉施設には、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備を設けなければならない。</p> </td> <td> <p>【本文】 発電用原子炉施設には、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備を設けなければならない。</p> </td> <td style="text-align: center;">⑥</td> </tr> <tr> <td> <p>【解釈】 1 「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」とは、発電用原子炉を緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。 2 「発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。</p> </td> <td></td> <td> <p>【解釈】 1 第44条に規定する「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」とは、発電用原子炉が緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。 2 第44条に規定する「発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p> </td> <td> <p>【解釈】 1 第59条に規定する「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」とは、発電用原子炉が緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。 2 第59条に規定する「発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p> </td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>※1：発電用原子炉が自動スクラムしなかった場合に、原子炉手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチを操作することで制御棒のスクラム動作を可能とするための設計基準事故対処設備であり、重大事故等対処設備とは位置付けない。 ※2：自動で作動させる機能及び中央制御室の操作スイッチにより手動で作動させる機能がある。</p>	技術的能力審査基準（1.1）	番号	設置許可基準規則（44条）	技術基準規則（59条）	番号	<p>【本文】 発電用原子炉設置者において、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p>	①	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備を設けなければならない。</p>	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備を設けなければならない。</p>	⑥	<p>【解釈】 1 「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」とは、発電用原子炉を緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。 2 「発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。</p>		<p>【解釈】 1 第44条に規定する「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」とは、発電用原子炉が緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。 2 第44条に規定する「発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	<p>【解釈】 1 第59条に規定する「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」とは、発電用原子炉が緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。 2 第59条に規定する「発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>		<p style="text-align: center;">添付資料1.1.1</p> <p style="text-align: center;">審査基準、基準規則と対処設備との対応表（1/4）</p> <table border="1" style="width: 100%;"> <thead> <tr> <th>技術的能力審査基準（1.1）</th> <th>番号</th> <th>設置許可基準規則（四十四条）</th> <th>技術基準規則（五十九条）</th> <th>番号</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td> <p>【本文】 発電用原子炉設置者において、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p> </td> <td style="text-align: center;">①</td> <td> <p>【本文】 発電用原子炉施設には、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備を設けなければならない。</p> </td> <td> <p>【本文】 発電用原子炉施設には、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備を設けなければならない。</p> </td> <td style="text-align: center;">⑤</td> </tr> <tr> <td> <p>【解釈】 1 「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」とは、発電用原子炉を緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。 2 「発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p> </td> <td style="text-align: center;">—</td> <td> <p>【解釈】 1 第44条に規定する「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」とは、発電用原子炉が緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。 2 第44条に規定する「発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p> </td> <td> <p>【解釈】 1 第59条に規定する「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」とは、発電用原子炉が緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。 2 第59条に規定する「発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p> </td> <td style="text-align: center;">—</td> </tr> </tbody> </table>	技術的能力審査基準（1.1）	番号	設置許可基準規則（四十四条）	技術基準規則（五十九条）	番号	<p>【本文】 発電用原子炉設置者において、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p>	①	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備を設けなければならない。</p>	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備を設けなければならない。</p>	⑤	<p>【解釈】 1 「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」とは、発電用原子炉を緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。 2 「発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	—	<p>【解釈】 1 第44条に規定する「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」とは、発電用原子炉が緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。 2 第44条に規定する「発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	<p>【解釈】 1 第59条に規定する「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」とは、発電用原子炉が緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。 2 第59条に規定する「発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	—	<p style="text-align: center;">添付資料1.1.1</p> <p>【女川】 PWR と BWR に対する要求事項相違による附番の相違</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・大飯の比較対象となる添付資料1.1.2は後段に掲載している。 ・泊は女川の審査実績を踏まえた構成としているため、本資料の比較対象は女川としている。
技術的能力審査基準（1.1）	番号	設置許可基準規則（44条）	技術基準規則（59条）	番号																												
<p>【本文】 発電用原子炉設置者において、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p>	①	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備を設けなければならない。</p>	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備を設けなければならない。</p>	⑥																												
<p>【解釈】 1 「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」とは、発電用原子炉を緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。 2 「発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。</p>		<p>【解釈】 1 第44条に規定する「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」とは、発電用原子炉が緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。 2 第44条に規定する「発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	<p>【解釈】 1 第59条に規定する「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」とは、発電用原子炉が緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。 2 第59条に規定する「発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>																													
技術的能力審査基準（1.1）	番号	設置許可基準規則（四十四条）	技術基準規則（五十九条）	番号																												
<p>【本文】 発電用原子炉設置者において、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p>	①	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備を設けなければならない。</p>	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備を設けなければならない。</p>	⑤																												
<p>【解釈】 1 「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」とは、発電用原子炉を緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。 2 「発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	—	<p>【解釈】 1 第44条に規定する「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」とは、発電用原子炉が緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。 2 第44条に規定する「発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	<p>【解釈】 1 第59条に規定する「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」とは、発電用原子炉が緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。 2 第59条に規定する「発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</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、BWR3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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉

【比較のため女川の添付資料1.1.1を掲載】

審査基準、基準規則と対処設備との対応表(2/4)

技術的能力審査基準 (1.1)	番号	設置許可基準規則 (44条)	技術基準規則 (59条)	番号
(1) 沸騰水型原子炉 (BWR) 及び加圧水型原子炉 (PWR) 共通 a) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、手動による原子炉の緊急停止操作を実施すること。	②	(1) BWR a) センサー出力から最終的な作動装置の入力までの原子炉スクラム系統から独立した代替反応度制御挿入回路 (ARI) を整備すること。	(1) BWR a) センサー出力から最終的な作動装置の入力までの原子炉スクラム系統から独立した代替反応度制御挿入回路 (ARI) を整備すること。	⑦
(2) BWR a) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、原子炉出力を制御するため、原子炉冷却材再循環ポンプが自動停止しない場合は、手動で停止操作を実施すること。	③	b) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、原子炉冷却材再循環ポンプを自動で停止させる装置を整備すること。	b) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、原子炉冷却材再循環ポンプを自動で停止させる装置を整備すること。	⑧
b) 十分な反応度制御能力を有するほう酸水注入設備 (SLCS) を起動する判断基準を明確に定めること。	④	c) 十分な反応度制御能力を有するほう酸水注入設備 (SLCS) を整備すること。	c) 十分な反応度制御能力を有するほう酸水注入設備 (SLCS) を整備すること。	⑨
c) 発電用原子炉を緊急停止することができない事象の発生時に不安定な出力振動が検知された場合には、ほう酸水注入設備 (SLCS) を作動させること。	⑤	(2) PWR a) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、補助給水系ポンプを自動的に起動させる設備及び蒸気タービンを自動で停止させる設備を整備すること。	(2) PWR a) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、補助給水系ポンプを自動的に起動させる設備及び蒸気タービンを自動で停止させる設備を整備すること。	-
(3) PWR a) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、補助給水系ポンプが自動起動しない場合又はタービンが自動停止しない場合は、手動操作により実施すること。	-	b) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」には、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備による十分な量のほう酸水注入を実施すること。	b) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」には、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備による十分な量のほう酸水注入を実施すること。	-
b) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備による十分な量のほう酸水注入を実施すること。	-			-

※1：発電用原子炉が自動スクラムしなかった場合に、原子炉手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチを操作することで制御棒のスクラム動作を可能とするための設計基準事故対処設備であり、重大事故等対処設備とは位置付けない。

※2：自動で作動させる機能及び中央制御室の操作スイッチにより手動で作動させる機能がある。

泊発電所3号炉

審査基準、基準規則と対処設備との対応表 (2/4)

技術的能力審査基準 (1.1)	番号	設置許可基準規則 (四十四条)	技術基準規則 (五十九条)	番号
(1) 沸騰水型原子炉 (BWR) 及び加圧水型原子炉 (PWR) 共通 a) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、手動による原子炉の緊急停止操作を実施すること。	②	(1) BWR a) センサー出力から最終的な作動装置の入力までの原子炉スクラム系統から独立した代替反応度制御挿入回路 (ARI) を整備すること。	(1) BWR a) センサー出力から最終的な作動装置の入力までの原子炉スクラム系統から独立した代替反応度制御挿入回路 (ARI) を整備すること。	-
(2) BWR a) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、原子炉冷却材再循環ポンプが自動停止しない場合は、手動で停止操作を実施すること。	-	b) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、原子炉冷却材再循環ポンプを自動で停止させる装置を整備すること。	b) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、原子炉冷却材再循環ポンプを自動で停止させる装置を整備すること。	-
b) 十分な反応度制御能力を有するほう酸水注入設備 (SLCS) を起動する判断基準を明確に定めること。	-	c) 十分な反応度制御能力を有するほう酸水注入設備 (SLCS) を整備すること。	c) 十分な反応度制御能力を有するほう酸水注入設備 (SLCS) を整備すること。	-
c) 発電用原子炉を緊急停止することができない事象の発生時に不安定な出力振動が検知された場合には、ほう酸水注入設備 (SLCS) を作動させること。	-			-
(3) PWR a) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、補助給水系ポンプが自動起動しない場合又はタービンが自動停止しない場合は、手動操作により実施すること。	③	(2) PWR a) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、補助給水系ポンプを自動的に起動させる設備及び蒸気タービンを自動で停止させる設備を整備すること。	(2) PWR a) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、補助給水系ポンプを自動的に起動させる設備及び蒸気タービンを自動で停止させる設備を整備すること。	⑥
b) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」には、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備による十分な量のほう酸水注入を実施すること。	④	b) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」には、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備による十分な量のほう酸水注入を実施する設備を整備すること。	b) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」には、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備による十分な量のほう酸水注入を実施する設備を整備すること。	⑦

【女川】
PWR と BWR に対する要求事項相違による附番の相違

【大飯】
記載方針の相違 (女川審査実績の反映)
 ・大飯の比較対象となる添付資料 1.1.2 は後段に掲載している。
 ・泊は女川の審査実績を踏まえた構成としているため、本資料の比較対象は女川としている。

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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉

【比較のため女川の添付資料1.1.1を掲載】

審査基準、基準規則と対処設備との対応表(3/4)

■：重大事故等対処設備 □：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
対応手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応 番号	対応 手段	機器名称	常設 可設	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
A T W S 補正設備（代替制御挿入機） （注）	ATWS 緩和設備（代替制御挿入機）※1	新設 既設	① ② ③ ④ ⑤ ⑥ ⑦	原子炉手動スクラム	原子炉手動スクラムボタン ※1	常設	2分	1名	自主対策とする理由は本文参照
	制御棒挿入機	既設			原子炉モードスイッチ ※1	常設			
	制御棒駆動機構	既設			制御棒	常設			
	制御棒駆動水圧系配管	既設			制御棒駆動機構	常設			
	制御棒駆動水圧系 水圧制御ユニット	既設			制御棒駆動水圧系配管	常設			
	非常用交流電源設備	既設			制御棒駆動水圧系	常設			
					水圧制御ユニット	常設			
					非常用交流電源設備	常設			
					スクラムアストスイッチ	常設			
					制御棒	常設			
-				制御棒挿入	制御棒駆動機構	常設	1分	1名	自主対策とする理由は本文参照
					制御棒	常設			
					制御棒駆動機構	常設			
					制御棒駆動水圧系配管	常設			
					制御棒駆動水圧系	常設			
					水圧制御ユニット	常設			
					非常用交流電源設備	常設			
					スクラムアストスイッチ	常設			
					スクラムソレノイドヒューズ	常設			
					制御棒	常設			
-				制御棒挿入	制御棒駆動機構	常設	10分	1名	自主対策とする理由は本文参照
					制御棒	常設			
					制御棒駆動機構	常設			
					制御棒駆動水圧系配管	常設			
					制御棒駆動水圧系	常設			
					水圧制御ユニット	常設			
					原子炉手動制御系	常設			
					制御棒	常設			
					制御棒駆動機構	常設			
					制御棒駆動水圧系配管	常設			
			制御棒駆動水圧系	常設					
			水圧制御ユニット	常設					
			非常用交流電源設備	常設					
			制御棒	常設					
			制御棒駆動機構	常設					
			スクラムパイロット弁用	常設					
			制御空気 配管・弁	常設					
			制御棒駆動水圧系配管	常設					
			制御棒駆動水圧系	常設					
			水圧制御ユニット	常設					

※1：発電用原子炉が自動スクラムしなかった場合に、原子炉手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチを操作することで制御棒のスクラム動作を可能とするための設計基準事故対処設備であり、重大事故等対処設備とは位置付けない。
 ※2：自動で作動させる機能及び中央制御室の操作スイッチにより手動で作動させる機能がある。

泊発電所3号炉

審査基準、基準規則と対処設備との対応表(3/4)

■：重大事故等対処設備 □：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策							
対応手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応 番号	対応 手段	機器名称	常設 可設	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考		
原子炉動力系に急上昇を抑制する止	原子炉トリップスイッチ	既設	① ② ③ ④ ⑤ ⑥ ⑦	原子炉動力系に急上昇を抑制する止	制御棒駆動装置用電源（常用母線440V遮断器操作弁）	常設	6分	1名	自主対策とする理由は本文参照		
	制御棒トラスタ	既設			制御棒操作スイッチ	常設	8分	1名			
	原子炉トリップ遮断器	既設			制御棒駆動装置用電源（制御棒駆動装置用電源出力遮断器スイッチ）	常設	14分	1名			
	-	-			-	-	-	-		-	-
						原子炉トリップ遮断器スイッチ	常設	24分		1名	
						非重要設備遮断装置（自動制御装置）（ATWS緩和設備）	新設	-		-	-
						主蒸気隔離弁	既設	-		-	-
						補助補助給水ポンプ	既設	-		-	-
						タービン駆動補助給水ポンプ	既設	-		-	-
						補助給水ポンプ	既設	-		-	-
原子炉出力抑制（自動）	緊急発生器	既設	① ④ ⑤ ⑥ ⑦	-	緊急発生器	既設	-	-	-		
	主蒸気遮断弁	既設			主蒸気遮断弁	既設					
	主蒸気安全弁	既設			主蒸気安全弁	既設					
	2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁	既設			2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁	既設					
	2次冷却設備（給水設備）配管・弁	既設			2次冷却設備（給水設備）配管・弁	既設					
	2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁	既設			2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁	既設					
	加圧器遮断弁	既設			加圧器遮断弁	既設					
	加圧器安全弁	既設			加圧器安全弁	既設					
	充てんポンプ	既設			充てんポンプ	既設					
	ほう騰ポンプ	既設			ほう騰ポンプ	既設					
ほう騰タンク	既設	ほう騰タンク	既設								
ほう騰フィルタ	既設	ほう騰フィルタ	既設								
緊急ほう騰注入弁	既設	緊急ほう騰注入弁	既設								
再生熱交換器	既設	再生熱交換器	既設								
化学体積制御設備 配管・弁	既設	化学体積制御設備 配管・弁	既設								
非常用炉心冷却設備（高圧注入系）弁	既設	非常用炉心冷却設備（高圧注入系）弁	既設								
1次冷却設備	既設	1次冷却設備	既設								
炉内常設警報式直流電流表設備	既設 新設	炉内常設警報式直流電流表設備	既設 新設								
原子炉補機冷却設備	既設	原子炉補機冷却設備	既設								
非常用取水設備	既設 新設	非常用取水設備	既設 新設								
非常用交流電源設備	既設 新設	非常用交流電源設備	既設 新設								

【女川】
 設備の相違による対応手段の相違

【大飯】
 記載方針の相違（女川審査実績の反映）
 ・大飯の比較対象となる添付資料1.1.2は後段に掲載している。
 ・泊は女川の審査実績を踏まえた構成としているため、本資料の比較対象は女川としている。

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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉

【比較のため女川の添付資料1.1.1を掲載】

審査基準、基準規則と対処設備との対応表(4/4)

■：重大事故等対処設備 □：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

対応手段	重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段			自主対策				
	機器名称	既設 新設	解説 対応 番号	機器名称	常設 可設	必要時間内に 使用可能なか	対応可能な人数 で使用可能なか	備考
原子炉駆動ポンプ停止による 原子炉出力抑制	ATWS 緩急設備（代替原子炉停堆環境シフトトリップ機能）※2	新設	① ③ ⑥ ⑧	給水制御系	常設	-	1名	自主対策とする理由は本文参照
	非常用交流電源設備	既設		給水系（タービン駆動原子炉給水ポンプ及び電動機駆動原子炉給水ポンプ）	常設			
ATWS 緩急設備（自動減圧系作動阻止機能）※1	非常用交流電源設備	既設	① ⑥	原子炉隔離時冷却系	常設	-	-	-
	非常用交流電源設備	既設		高圧炉心スプレイス	常設			
ほう酸水注入	ほう酸水注入系ポンプ	既設	① ④ ⑤ ⑥ ⑨					
	ほう酸水注入系貯蔵タンク	既設						

※1：発電用原子炉が自動スクラムしなかった場合に、原子炉手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチを操作することで制御棒のスクラム動作を可能とするための設計基準事故対処設備であり、重大事故等対処設備とは位置付けない。
 ※2：自動で動作させる機能及び中央制御室の操作スイッチにより手動で動作させる機能がある。

泊発電所3号炉

審査基準、基準規則と対処設備との対応表(4/4)

■：重大事故等対処設備 □：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

対応手段	重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段			自主対策				
	機器名称	既設 可設	解説 対応 番号	機器名称	常設 可設	必要時間内に 使用可能なか	対応可能な人数 で使用可能なか	備考
原子炉出力抑制	タービン駆動ポンプ	既設	① ④ ⑥ ⑦	タービン駆動ポンプ	既設	-	-	自主対策とする理由は本文参照
	電動機駆動ポンプ	既設		電動機駆動ポンプ	既設			
原子炉出力抑制	タービン駆動ポンプ	既設	① ④ ⑥ ⑦	タービン駆動ポンプ	既設	-	-	-
	電動機駆動ポンプ	既設		電動機駆動ポンプ	既設			
ほう酸水注入	ほう酸水注入ポンプ	既設	① ④ ⑤ ⑥ ⑦	ほう酸水注入ポンプ	既設	-	-	自主対策とする理由は本文参照
	ほう酸水注入タンク	既設		ほう酸水注入タンク	既設			
ほう酸水注入	燃料貯蔵タンク	既設	① ④ ⑤ ⑥ ⑦	燃料貯蔵タンク	既設	-	-	-
	非常用冷却設備	既設		非常用冷却設備	既設			
ほう酸水注入	非常用冷却設備	既設	① ④ ⑤ ⑥ ⑦	非常用冷却設備	既設	-	-	-
	非常用冷却設備	既設		非常用冷却設備	既設			
ほう酸水注入	非常用冷却設備	既設	① ④ ⑤ ⑥ ⑦	非常用冷却設備	既設	-	-	-
	非常用冷却設備	既設		非常用冷却設備	既設			

【女川】
 設備の相違による対応手段の相違

【大飯】
 記載方針の相違（女川審査実績の反映）
 ・大飯の比較対象となる添付資料1.1.2は後段に掲載している。
 ・泊は女川の審査実績を踏まえた構成としているため、本資料の比較対象は女川としている。

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）

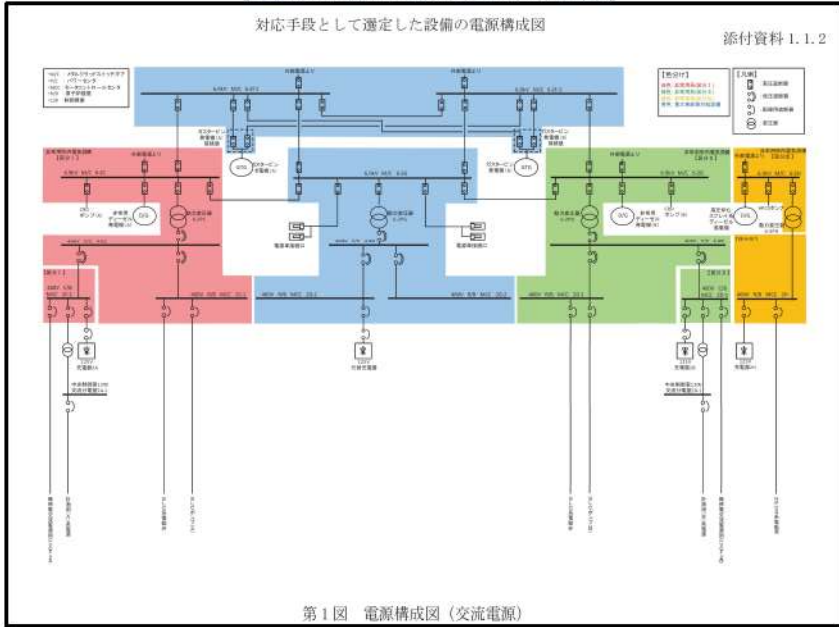
1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉

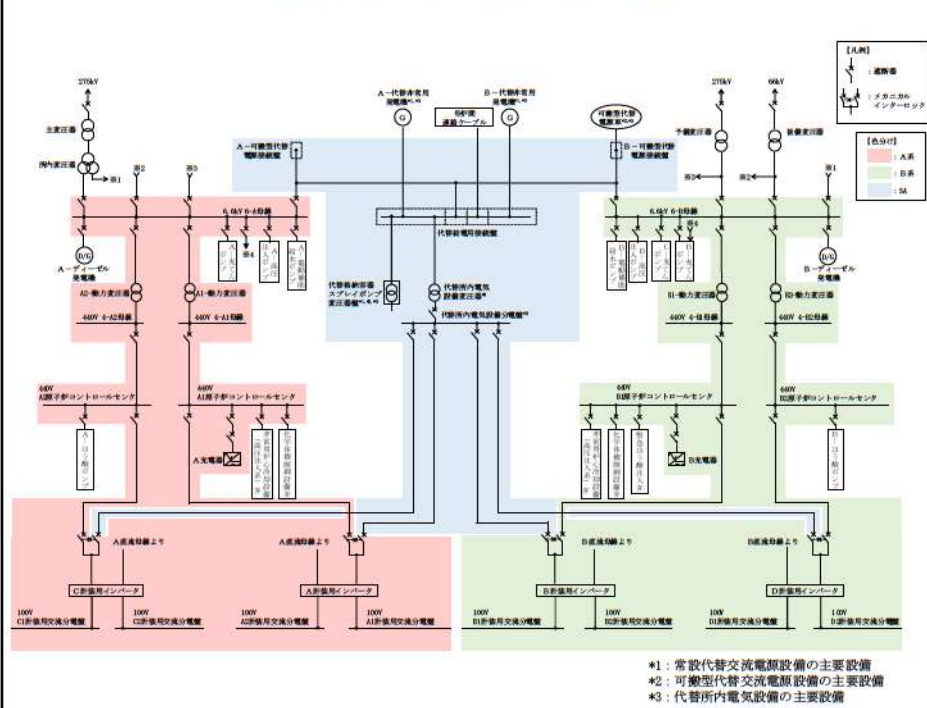
泊発電所3号炉

相違理由

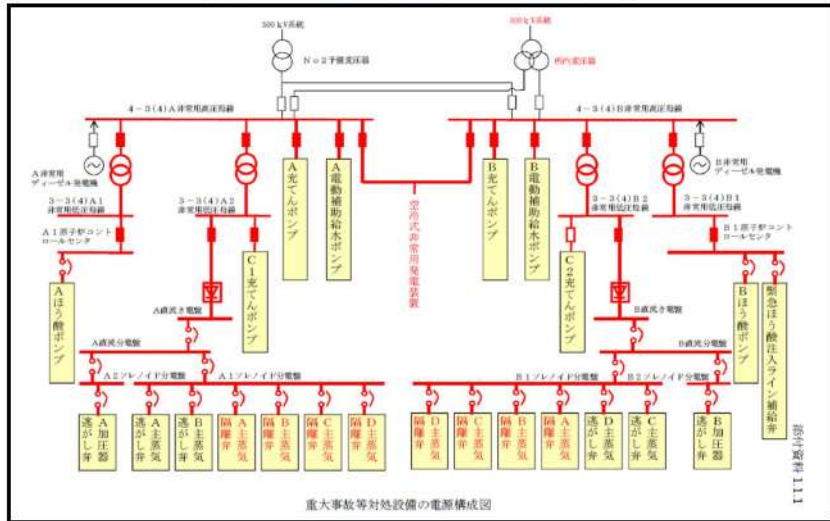
【比較のため女川の添付資料1.1.2を掲載】



対応手段として選定した設備の電源構成図



【比較のため大飯の添付資料1.1.1の抜粋を掲載】



第1図 電源構成図（交流電源）

【女川】
 設備の相違による電源構成の相違

【大飯】
 記載方針の相違（女川審査実績の反映）
 ・泊は交流と直流で分割
 ・泊は流路及び給電に使用する設備を記載

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）

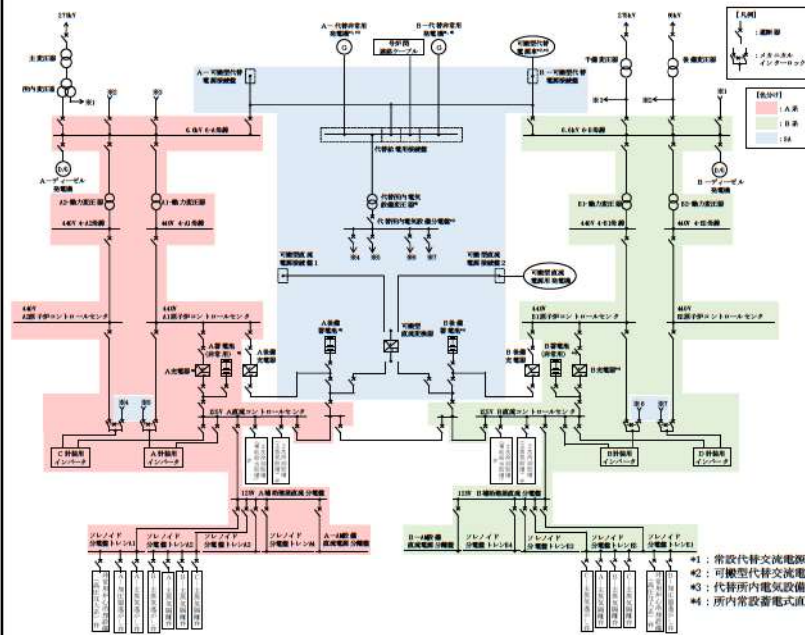
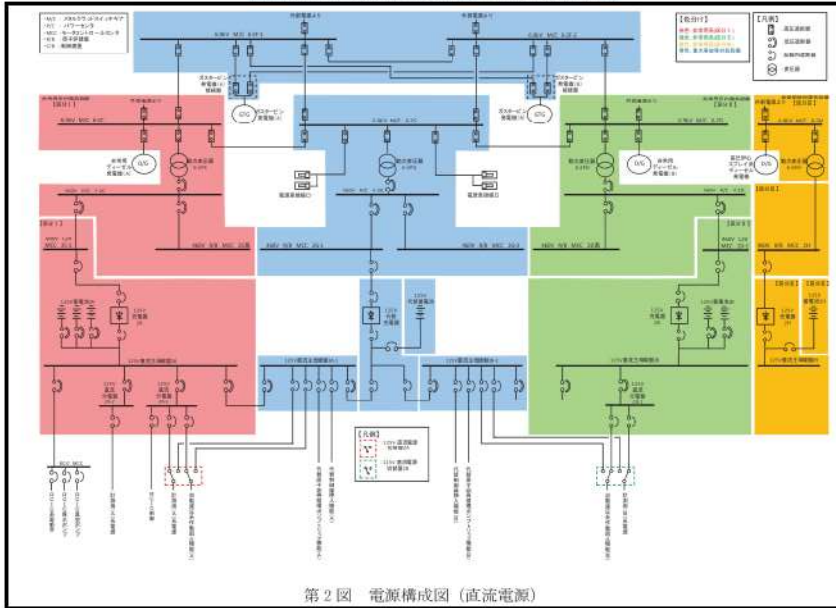
1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉

泊発電所3号炉

相違理由

【比較のため女川の添付資料1.1.2を掲載】

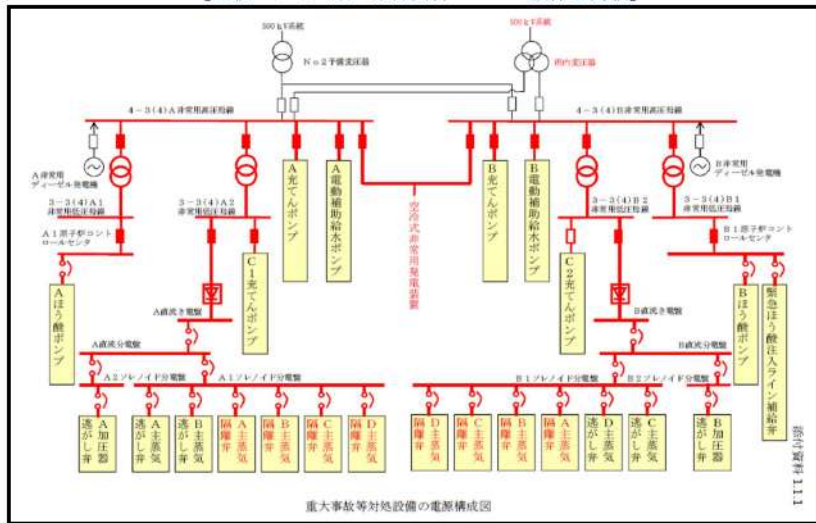


【女川】
設備の相違による電源構成の相違

【大飯】
記載方針の相違（女川審査実績の反映）

- ・泊は交流と直流で分割
- ・泊は流路及び給電に使用する設備を記載

【比較のため大飯の添付資料1.1.1の抜粋を掲載】



第2図 電源構成図 (直流電源)

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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所 3 / 4号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
<p>重大事故等対処設備の電源構成図</p>	<p>比較表 p 1. 1. 52 から p 1. 1. 53 にて比較</p>	

泊発電所 3号炉 技術的能力 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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

Table comparing 大飯発電所 3/4号炉 and 泊発電所 3号炉. The table contains multiple columns for equipment names, specifications, and comparison status. The '大飯発電所 3/4号炉' column is very dense with text. The '泊発電所 3号炉' column lists equipment like 'MOE-1電機', 'MOE-2電機', 'MOE-3電機', etc., with comparison results like '一致', '相違', or '相違あり'. The '相違理由' column contains detailed reasons for discrepancies.

比較対象は泊3号炉の添付資料1.1.1参照

記載方針の相違（女川審査実績の反映）
・大飯の比較対象となる泊の添付資料1.1.1は前段で整理している。
・泊は女川の審査実績を踏まえた構成としているため、本資料の比較対象は女川としている。

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉						泊発電所3号炉						相違理由
多様性拡張設備仕様						添付資料1.1.3 自主対策設備仕様						
機器名称	常設 /可機	耐震性	容量	揚程	台数	機器名称	常設 /可機	耐震性	容量	揚程	台数	記載表現の相違（女川審査実績の反映） ・多様性拡張設備から自主対策設備に変更。 ・設備名称のため中央及び現場手動操作の記載を削除 設備の相違（相違理由①）
MGセット電源 （常用母線440Vしゃ断器スイッチ） （中央盤手動操作）	常設	Cクラス	約1,600A [※]	—	2台	制御棒駆動装置用電源 （常用母線440V遮断器操作器）	常設	Cクラス	約1,600A [※]	—	2台	
制御棒操作レバー（中央盤手動操作）	常設	Cクラス	—	—	1個	制御棒操作スイッチ	常設	Sクラス	—	—	1個	
MGセット電源 （MGセット出力しゃ断器スイッチ） （現場手動操作）	常設	Cクラス	約1,600A [※]	—	2台	制御棒駆動装置用電源 （制御棒駆動装置用電源出力遮断器スイッチ）	常設	Cクラス	約1,600A [※]	—	2台	
原子炉トリップしゃ断器スイッチ （現場手動操作）	常設	Sクラス	約1,600A [※]	—	8台	原子炉トリップ遮断器スイッチ	常設	Sクラス	約1,600A [※]	—	8個	
タービントリップスイッチ （中央盤手動操作）	常設	Cクラス	—	—	1個	タービントリップスイッチ	常設	Cクラス	—	—	1個	
高圧注入ポンプ	常設	Sクラス	約320m ³ /h	約960m	2台	高圧注入ポンプ	常設	Sクラス	約280m ³ /h	950m	2台	
燃料取替用水ビット	常設	Sクラス	3号炉 約2,900m ³ （4号炉 約2,100m ³ ）	—	1基	燃料取替用水ビット	常設	Sクラス	約2,000m ³	—	1基	
※しゃ断器本体の容量						ほう酸注入タンク	常設	Sクラス	約6.0m ³	—	1基	
						※遮断器本体の容量						

添付資料 1.1.3

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）



1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

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 1.1.4</p> <p style="text-align: center;">原子炉トリップ設定値リスト</p> <table border="1" data-bbox="107 256 987 970"> <thead> <tr> <th>原因</th> <th>設定値</th> <th>確認する計器</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>SG 水位低</td> <td>13 %</td> <td>蒸気発生器水位計（狭域）</td> </tr> <tr> <td>過大温度 ΔT 高</td> <td>自動計算値</td> <td>ΔT・過大出力 ΔT 設定値・過大温度 ΔT 設定値記録計</td> </tr> <tr> <td>過大出力 ΔT 高</td> <td>自動計算値</td> <td>同上</td> </tr> <tr> <td>2 ループ冷却材流量低</td> <td>定格流量の 90 %</td> <td>1 次冷却材流量計</td> </tr> <tr> <td>1 ループ冷却材流量低</td> <td>定格流量の 90 %</td> <td>1 次冷却材流量計</td> </tr> <tr> <td>加圧器圧力高</td> <td>16.45 MPa</td> <td>加圧器圧力計</td> </tr> <tr> <td>加圧器圧力低</td> <td>12.87 MPa</td> <td>加圧器圧力計</td> </tr> <tr> <td>加圧器水位高</td> <td>92 %</td> <td>加圧器水位計</td> </tr> <tr> <td>水平地震大</td> <td>上部(E/B E.L.+26m) 390 gal 下部(E/B E.L.+3.5m) 145 gal</td> <td>—※</td> </tr> <tr> <td>鉛直地震大</td> <td>72 gal</td> <td>—※</td> </tr> <tr> <td>安全注入作動</td> <td>—</td> <td>—※</td> </tr> <tr> <td>PR 高設定中性子束高</td> <td>109 %</td> <td>中性子束記録計※</td> </tr> <tr> <td>PR 中性子束急増</td> <td>+10 %</td> <td>同上※</td> </tr> <tr> <td>PR 中性子束急減</td> <td>-7 %</td> <td>同上※</td> </tr> <tr> <td>RCP 回転数低</td> <td>1141.2 rpm</td> <td>発電機周波数計（間接）※</td> </tr> <tr> <td>タービントリップ</td> <td>—</td> <td>—※</td> </tr> <tr> <td>SR 中性子束高</td> <td>1×10⁵ cps</td> <td>中性子束記録計※</td> </tr> <tr> <td>IR 中性子束高</td> <td>25 %相当電流値</td> <td>同上※</td> </tr> <tr> <td>PR 低設定中性子束高</td> <td>25 %</td> <td>同上※</td> </tr> <tr> <td>原子炉手動トリップ</td> <td>—</td> <td>—※</td> </tr> </tbody> </table> <p>※対象計器なし（警報発信のみ）</p>	原因	設定値	確認する計器	SG 水位低	13 %	蒸気発生器水位計（狭域）	過大温度 ΔT 高	自動計算値	ΔT・過大出力 ΔT 設定値・過大温度 ΔT 設定値記録計	過大出力 ΔT 高	自動計算値	同上	2 ループ冷却材流量低	定格流量の 90 %	1 次冷却材流量計	1 ループ冷却材流量低	定格流量の 90 %	1 次冷却材流量計	加圧器圧力高	16.45 MPa	加圧器圧力計	加圧器圧力低	12.87 MPa	加圧器圧力計	加圧器水位高	92 %	加圧器水位計	水平地震大	上部(E/B E.L.+26m) 390 gal 下部(E/B E.L.+3.5m) 145 gal	—※	鉛直地震大	72 gal	—※	安全注入作動	—	—※	PR 高設定中性子束高	109 %	中性子束記録計※	PR 中性子束急増	+10 %	同上※	PR 中性子束急減	-7 %	同上※	RCP 回転数低	1141.2 rpm	発電機周波数計（間接）※	タービントリップ	—	—※	SR 中性子束高	1×10 ⁵ cps	中性子束記録計※	IR 中性子束高	25 %相当電流値	同上※	PR 低設定中性子束高	25 %	同上※	原子炉手動トリップ	—	—※	<p style="text-align: center;">添付資料1.1.4</p> <p style="text-align: center;">原子炉トリップ設定値リスト</p> <table border="1" data-bbox="1077 269 1928 1233"> <thead> <tr> <th>原因</th> <th>設定値</th> <th>確認する計器</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>蒸気発生器水位低</td> <td>13%</td> <td>蒸気発生器水位（狭域）</td> </tr> <tr> <td>過大温度 ΔT 高</td> <td>自動計算値</td> <td>・ ΔT ・ 過大出力 ΔT 設定値 ・ 過大温度 ΔT 設定値</td> </tr> <tr> <td>過大出力 ΔT 高</td> <td>自動計算値</td> <td>同上</td> </tr> <tr> <td>2 ループ冷却材流量低</td> <td>定格流量の90%</td> <td>1 次冷却材流量</td> </tr> <tr> <td>1 ループ冷却材流量低</td> <td>定格流量の90%</td> <td>1 次冷却材流量</td> </tr> <tr> <td>原子炉圧力高</td> <td>16.45MPa [gage]</td> <td>加圧器圧力</td> </tr> <tr> <td>原子炉圧力低</td> <td>12.87MPa [gage]</td> <td>同上</td> </tr> <tr> <td>加圧器水位高</td> <td>92%</td> <td>加圧器水位</td> </tr> <tr> <td>水平方向加速度大</td> <td>上部（原子炉建屋T.P.33.1m） 340gal 下部（原子炉補助建屋T.P.-1.7m） 180gal</td> <td>—※</td> </tr> <tr> <td>鉛直方向加速度大</td> <td>90gal</td> <td>—※</td> </tr> <tr> <td>非常用炉心冷却設備作動</td> <td>—</td> <td>—※</td> </tr> <tr> <td>出力領域高設定中性子束高</td> <td>109%</td> <td>出力領域中性子束</td> </tr> <tr> <td>出力領域中性子束増加率高</td> <td>+10%</td> <td>同上</td> </tr> <tr> <td>出力領域中性子束減少率高</td> <td>-7%</td> <td>同上</td> </tr> <tr> <td>1次冷却材ポンプ電源電圧低</td> <td>70%</td> <td>6-C1, C2, D母線電圧（間接）※</td> </tr> <tr> <td>1次冷却材ポンプ電源周波数低</td> <td>46.5Hz</td> <td>発電機周波数（間接）※</td> </tr> <tr> <td>タービントリップ</td> <td>—</td> <td>—※</td> </tr> <tr> <td>中性子源領域中性子束高</td> <td>1×10⁵cps</td> <td>中性子源領域中性子束</td> </tr> <tr> <td>中間領域中性子束高</td> <td>25%相当電流値</td> <td>中間領域中性子束</td> </tr> <tr> <td>出力領域低設定中性子束高</td> <td>25%</td> <td>出力領域中性子束</td> </tr> <tr> <td>原子炉手動トリップ</td> <td>—</td> <td>—※</td> </tr> </tbody> </table> <p>※ 対象計器なし（警報発信のみ）</p>	原因	設定値	確認する計器	蒸気発生器水位低	13%	蒸気発生器水位（狭域）	過大温度 ΔT 高	自動計算値	・ ΔT ・ 過大出力 ΔT 設定値 ・ 過大温度 ΔT 設定値	過大出力 ΔT 高	自動計算値	同上	2 ループ冷却材流量低	定格流量の90%	1 次冷却材流量	1 ループ冷却材流量低	定格流量の90%	1 次冷却材流量	原子炉圧力高	16.45MPa [gage]	加圧器圧力	原子炉圧力低	12.87MPa [gage]	同上	加圧器水位高	92%	加圧器水位	水平方向加速度大	上部（原子炉建屋T.P.33.1m） 340gal 下部（原子炉補助建屋T.P.-1.7m） 180gal	—※	鉛直方向加速度大	90gal	—※	非常用炉心冷却設備作動	—	—※	出力領域高設定中性子束高	109%	出力領域中性子束	出力領域中性子束増加率高	+10%	同上	出力領域中性子束減少率高	-7%	同上	1次冷却材ポンプ電源電圧低	70%	6-C1, C2, D母線電圧（間接）※	1次冷却材ポンプ電源周波数低	46.5Hz	発電機周波数（間接）※	タービントリップ	—	—※	中性子源領域中性子束高	1×10 ⁵ cps	中性子源領域中性子束	中間領域中性子束高	25%相当電流値	中間領域中性子束	出力領域低設定中性子束高	25%	出力領域中性子束	原子炉手動トリップ	—	—※	<p>記載内容の相違</p> <p>・ 泊は炉心の DNB 発生防止の観点から 1 次冷却材ポンプ電源周波数低及び 1 次冷却材ポンプ電源電圧低による原子炉トリップを設けている。（伊方、川内、玄海同様）</p>
原因	設定値	確認する計器																																																																																																																																	
SG 水位低	13 %	蒸気発生器水位計（狭域）																																																																																																																																	
過大温度 ΔT 高	自動計算値	ΔT・過大出力 ΔT 設定値・過大温度 ΔT 設定値記録計																																																																																																																																	
過大出力 ΔT 高	自動計算値	同上																																																																																																																																	
2 ループ冷却材流量低	定格流量の 90 %	1 次冷却材流量計																																																																																																																																	
1 ループ冷却材流量低	定格流量の 90 %	1 次冷却材流量計																																																																																																																																	
加圧器圧力高	16.45 MPa	加圧器圧力計																																																																																																																																	
加圧器圧力低	12.87 MPa	加圧器圧力計																																																																																																																																	
加圧器水位高	92 %	加圧器水位計																																																																																																																																	
水平地震大	上部(E/B E.L.+26m) 390 gal 下部(E/B E.L.+3.5m) 145 gal	—※																																																																																																																																	
鉛直地震大	72 gal	—※																																																																																																																																	
安全注入作動	—	—※																																																																																																																																	
PR 高設定中性子束高	109 %	中性子束記録計※																																																																																																																																	
PR 中性子束急増	+10 %	同上※																																																																																																																																	
PR 中性子束急減	-7 %	同上※																																																																																																																																	
RCP 回転数低	1141.2 rpm	発電機周波数計（間接）※																																																																																																																																	
タービントリップ	—	—※																																																																																																																																	
SR 中性子束高	1×10 ⁵ cps	中性子束記録計※																																																																																																																																	
IR 中性子束高	25 %相当電流値	同上※																																																																																																																																	
PR 低設定中性子束高	25 %	同上※																																																																																																																																	
原子炉手動トリップ	—	—※																																																																																																																																	
原因	設定値	確認する計器																																																																																																																																	
蒸気発生器水位低	13%	蒸気発生器水位（狭域）																																																																																																																																	
過大温度 ΔT 高	自動計算値	・ ΔT ・ 過大出力 ΔT 設定値 ・ 過大温度 ΔT 設定値																																																																																																																																	
過大出力 ΔT 高	自動計算値	同上																																																																																																																																	
2 ループ冷却材流量低	定格流量の90%	1 次冷却材流量																																																																																																																																	
1 ループ冷却材流量低	定格流量の90%	1 次冷却材流量																																																																																																																																	
原子炉圧力高	16.45MPa [gage]	加圧器圧力																																																																																																																																	
原子炉圧力低	12.87MPa [gage]	同上																																																																																																																																	
加圧器水位高	92%	加圧器水位																																																																																																																																	
水平方向加速度大	上部（原子炉建屋T.P.33.1m） 340gal 下部（原子炉補助建屋T.P.-1.7m） 180gal	—※																																																																																																																																	
鉛直方向加速度大	90gal	—※																																																																																																																																	
非常用炉心冷却設備作動	—	—※																																																																																																																																	
出力領域高設定中性子束高	109%	出力領域中性子束																																																																																																																																	
出力領域中性子束増加率高	+10%	同上																																																																																																																																	
出力領域中性子束減少率高	-7%	同上																																																																																																																																	
1次冷却材ポンプ電源電圧低	70%	6-C1, C2, D母線電圧（間接）※																																																																																																																																	
1次冷却材ポンプ電源周波数低	46.5Hz	発電機周波数（間接）※																																																																																																																																	
タービントリップ	—	—※																																																																																																																																	
中性子源領域中性子束高	1×10 ⁵ cps	中性子源領域中性子束																																																																																																																																	
中間領域中性子束高	25%相当電流値	中間領域中性子束																																																																																																																																	
出力領域低設定中性子束高	25%	出力領域中性子束																																																																																																																																	
原子炉手動トリップ	—	—※																																																																																																																																	

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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 1.1.5-(1)</p> <p style="text-align: center;">MGセット出力しゃ断器開放</p> <p>【手動による原子炉緊急停止】</p> <p>1. 操作概要 原子炉停止機能喪失時、原子炉緊急停止を現場にて実施するために必要なMGセット出力しゃ断器の開放を行う。</p> <p>2. 必要要員数及び操作時間 必要要員数：1名/ユニット 操作時間（想定）：6分 操作時間（模擬）：6分以内（現場移動時間を含む。）</p> <p>3. 操作の成立性 アクセス性：ヘッドライト、懐中電灯等を携行していることから、アクセス可能である。 作業環境：事故環境下における室温は通常運転状態と同等である。また、運転員はヘッドライト、懐中電灯等を携行していることから事故環境下においても作業可能である。また、汚染の発生を仮定した場合でも、個人線量計を携帯し、全面マスク等を着用することにより作業可能である。 操作性：通常行うMGセット出力しゃ断器開放操作と同じであり、容易に操作可能である。 連絡手段：事故環境下において通常連絡手段が使用不可となった場合でも、携行型通話装置を使用し、確実に連絡可能である。</p> <div style="text-align: center;">  <p>MGセット出力しゃ断器開放 (原子炉周辺建屋 E.L.+17.1m)</p> </div>	<p style="text-align: right;">添付資料1.1.5-(1)</p> <p style="text-align: center;">制御棒駆動装置用電源出力遮断器開放</p> <p>【手動による原子炉緊急停止】</p> <p>1. 操作概要 原子炉停止機能喪失時、原子炉緊急停止を現場にて実施するために必要な制御棒駆動装置用電源出力遮断器の開放を行う。</p> <p>2. 操作場所 周辺補機棟T.P.17.8m</p> <p>3. 必要要員数及び操作時間 必要要員数：1名 操作時間（想定）：8分 操作時間（訓練実績等）：4分（現場移動時間を含む。）</p> <p>4. 操作の成立性 移動経路：ヘッドライト、懐中電灯等を携行していることから、建屋内照明消灯時においてもアクセス可能である。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。 作業環境：事故環境下における室温は通常運転状態と同等である。また、運転員はヘッドライト、懐中電灯等を携行していることから事故環境下においても作業可能である。また、汚染の発生を仮定した場合でも、個人線量計を携帯し、全面マスク等を着用することにより作業可能である。 操作性：通常行う制御棒駆動装置用電源出力遮断器開放操作と同じであり、容易に操作可能である。 連絡手段：事故環境下において通常連絡手段が使用不能となった場合でも、携行型通話装置を使用し、確実に中央制御室へ連絡することが可能である。</p> <div style="text-align: center;">  <p>制御棒駆動装置用電源出力遮断器開放 (周辺補機棟 T.P.17.8m)</p> </div>	<p>記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・作業場所の追加</p> <p>記載内容の相違 ・訓練実績から想定時間への時間余裕の考慮による相違。想定時間については、高浜同等である。</p> <p>記載表現の相違 ・泊は「実績」又は「模擬」の操作時間を「訓練実績等」と記載。（女川同様） ・以降、同様の相違は、相違理由の記載を省略する。</p>

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

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



1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 1.1.5-(2)</p> <p>4. MGセット出力しゃ断器及び原子炉トリップしゃ断器の操作のための移動経路について</p> <p>①中央制御室から原子炉周辺建屋E.L. +17.1m制御棒駆動装置電源室へ移動する。 ②MGセット出力しゃ断器を開操作する。(①+②想定時間6分) (移動距離が長い4号炉で想定) ③MGセット出力しゃ断器から原子炉トリップしゃ断器盤室へ移動する。 ④原子炉トリップしゃ断器を開操作する。(③+④想定時間4分) ①、②が添付資料1.1.5の範囲である。</p> <div style="border: 2px solid black; width: 250px; height: 150px; margin: 10px auto;"></div> <div style="border: 2px solid black; width: 250px; height: 150px; margin: 10px auto;"></div> <p style="text-align: center; font-size: small;">枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料1.1.5-(2)</p> <p>5. 制御棒駆動装置用電源出力遮断器及び原子炉トリップ遮断器の操作のための移動経路について</p> <p>①中央制御室から周辺補機棟T.P. 17.8m制御棒駆動装置用電源制御盤室へ移動する。 ②制御棒駆動装置用電源出力遮断器を開操作する。(①+②想定時間8分) ③制御棒駆動装置用電源出力遮断器から原子炉トリップ遮断器盤室へ移動する。 ④原子炉トリップ遮断器を開操作する。(③+④想定時間10分) ①、②が添付資料1.1.5の範囲である。</p> <div style="border: 2px solid black; width: 250px; height: 150px; margin: 10px auto;"></div> <p style="text-align: center; font-size: small;"> 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。</p>	<p>相違理由</p> <p>建屋名称の相違 記載内容の相違 ・シングルプラント とツインプラント の違いによる相違</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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所 3 / 4号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 1.1.6-(1)</p> <p style="text-align: center;">原子炉トリップしゃ断器現場開放</p> <p>【手動による原子炉緊急停止】</p> <p>1. 操作概要 原子炉停止機能喪失時、原子炉緊急停止を現場にて実施するために必要な遮断器の開放を行う。</p> <p>2. 必要要員数及び操作時間 必要要員数：1名/ユニット 操作時間（想定）：4分 操作時間（模擬）：4分以内（MGセット出力しゃ断器からの移動を含む。）</p> <p>3. 操作の成立性 アクセス性：ヘッドライト、懐中電灯等を携行していることから、アクセス可能である。 作業環境：事故環境下における室温は通常運転状態と同等である。また、運転員はヘッドライト、懐中電灯等を携行していることから事故環境下においても作業可能である。また、汚染の発生を仮定した場合でも、個人線量計を携帯し、全面マスク等を着用することにより作業可能である。 操作性：通常行う遮断器操作と同じであり、容易に操作可能である。 連絡手段：事故環境下において通常の連絡手段が使用不可となった場合でも、携行型通話装置を使用し、確実に連絡可能である。</p>  <p style="text-align: center;">原子炉トリップしゃ断器現場開放 (原子炉周辺建屋 E.L. +17.1m)</p>	<p style="text-align: right;">添付資料1.1.6-(1)</p> <p style="text-align: center;">原子炉トリップ遮断器現場開放</p> <p>【手動による原子炉緊急停止】</p> <p>1. 操作概要 原子炉停止機能喪失時、原子炉緊急停止を現場にて実施するために必要な遮断器の開放を行う。</p> <p>2. 操作場所 周辺補機棟T.P. 17.8m</p> <p>3. 必要要員数及び操作時間 必要要員数：1名 操作時間（想定）：10分 操作時間（訓練実績等）：3分（制御駆動装置用電源出力遮断器からの移動を含む。）</p> <p>4. 操作の成立性 移動経路：ヘッドライト、懐中電灯等を携行していることから、建屋内照明消灯時においてもアクセス可能である。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。 作業環境：事故環境下における室温は通常運転状態と同等である。また、運転員はヘッドライト、懐中電灯等を携行していることから事故環境下においても作業可能である。また、汚染の発生を仮定した場合でも、個人線量計を携帯し、全面マスク等を着用することにより作業可能である。 操作性：通常行う遮断器操作と同じであり、容易に操作可能である。 連絡手段：事故環境下において通常の連絡手段が使用不能となった場合でも、携行型通話装置を使用し、確実に中央制御室へ連絡することが可能である。</p>  <p style="text-align: center;">原子炉トリップ遮断器現場開放 (周辺補機棟 T.P. 17.8m)</p>	<p>記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・操作場所の追加</p> <p>記載内容の相違 ・訓練実績から想定時間への時間余裕の考慮による相違。想定時間については、川内、玄海同様である。</p>

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

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

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 1.1.6-(2)</p> <p>4. MGセット出力しゃ断器及び原子炉トリップしゃ断器の操作のための移動経路について</p> <p>①中央制御室から原子炉周辺建屋E.L. +17.1m制御棒駆動装置電源室へ移動する。 ②MGセット出力しゃ断器を開操作する。(①+②想定時間6分) (移動距離が長い4号炉で想定) ③MGセット出力しゃ断器から原子炉トリップしゃ断器盤室へ移動する。 ④原子炉トリップしゃ断器を開操作する。(③+④想定時間4分) ③、④が添付資料1.1.6の範囲である。</p> <div style="border: 2px solid black; width: 250px; height: 200px; margin: 20px auto;"></div> <div style="border: 2px solid black; width: 250px; height: 200px; margin: 20px auto;"></div> <p style="text-align: center; font-size: small;">作図の範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料1.1.6-(2)</p> <p>5. 制御棒駆動装置用電源出力遮断器及び原子炉トリップ遮断器の操作のための移動経路について</p> <p>①中央制御室から周辺補機棟T.P. 17.8m制御棒駆動装置用電源制御盤室へ移動する。 ②制御棒駆動装置用電源出力遮断器を開操作する。(①+②想定時間8分) ③制御棒駆動装置用電源出力遮断器から原子炉トリップ遮断器盤室へ移動する。 ④原子炉トリップ遮断器を開操作する。(③+④想定時間10分) ③、④が添付資料1.1.6の範囲である。</p> <div style="border: 2px solid black; width: 280px; height: 250px; margin: 20px auto;"></div> <p style="text-align: center; margin-top: 20px;"> 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。 </p>	<p>相違理由</p> <p>建屋名称の相違 記載内容の相違 ・シングルプラント とツインプラント の違いによる相違</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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 1.1.7</p> <p style="text-align: center;">原子炉出力抑制（手動）の成立性</p> <p>1. 操作概要</p> <p>ATWS緩和設備が自動作動しない場合で、かつ中央制御室から原子炉トリップスイッチ（中央盤手動操作）による原子炉緊急停止ができない場合、中央制御室からの手動によりタービントリップ、主蒸気隔離弁の閉止操作及び補助給水ポンプの起動を行う。</p> <p>2. 必要要員数及び操作時間</p> <p>必要要員数：2名/ユニット 操作時間（想定）：4分 操作時間（実績）：3分</p> <p>3. 操作手順及び成立性</p> <p>原子炉出力抑制（手動）の操作手順は次のとおり。</p> <p>①運転員Aは、タービントリップスイッチによりタービン手動トリップ操作を実施しタービントリップを確認する。</p> <p>②タービントリップに失敗した場合、運転員Bは主蒸気隔離スイッチに移動し主蒸気隔離スイッチにより主蒸気隔離弁を閉操作するとともに主蒸気隔離バイパス弁の閉を確認する。移動距離は約5mである。</p> <p>③運転員Bは補助給水ポンプスイッチにより補助給水ポンプを起動し、補助給水流量が確立したことを確認する。</p> <p>以上に示すとおり、2名/ユニットの運転員により想定された時間内に操作できる。</p> <div style="border: 1px solid black; width: 200px; height: 100px; margin: 10px auto;"></div> <p style="text-align: center; font-size: small;">図1 原子炉出力抑制（手動）時の運転員の動き</p> <div style="border: 1px solid black; width: 200px; height: 100px; margin: 10px auto;"></div> <p style="text-align: center; font-size: small;">図2 中央制御室</p> <p style="text-align: center; font-size: x-small;">枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料1.1.7</p> <p style="text-align: center;">原子炉出力抑制（手動）の成立性</p> <p>1. 操作概要</p> <p>共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）が自動作動しない場合で、かつ中央制御室から原子炉トリップスイッチによる原子炉緊急停止ができない場合、中央制御室からの手動によりタービントリップ、主蒸気隔離弁の閉止操作及び補助給水ポンプの起動を行う。</p> <p>2. 操作場所</p> <p>中央制御室</p> <p>3. 必要要員数及び操作時間</p> <p>必要要員数：1名 操作時間（想定）：10分 操作時間（訓練実績等）：6分</p> <p>4. 操作手順及び成立性</p> <p>原子炉出力抑制（手動）の操作手順は以下のとおり。</p> <p>①運転員（中央制御室）Aは、タービントリップスイッチによりタービン手動トリップ操作を実施しタービントリップを確認する。</p> <p>②タービントリップに失敗した場合、運転員（中央制御室）Aは主蒸気ライン隔離スイッチにより主蒸気隔離弁を閉操作するとともに主蒸気バイパス隔離弁の閉を確認する。移動距離は最長で約4mである。</p> <p>③運転員（中央制御室）Aは補助給水ポンプ操作器により補助給水ポンプを起動し、補助給水流量が確立したことを確認する。</p> <p>以上に示すとおり、1名の運転員により想定された時間内に操作できる。</p> <div style="border: 1px solid black; width: 200px; height: 100px; margin: 10px auto;"></div> <p style="text-align: center; font-size: small;">図1 原子炉出力抑制（手動）時の運転員の動き</p> <div style="border: 1px solid black; width: 200px; height: 100px; margin: 10px auto;"></div> <p style="text-align: center; font-size: small;">図2 中央制御室</p> <p style="text-align: center; font-size: x-small;">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。</p>	<p>記載方針の相違（女川審査実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・操作場所の追加 <p>記載内容の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・要員数の相違による想定及び実績時間の相違。1名操作は伊方、川内、玄海同様。 <p>記載内容の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊はタービントリップスイッチの操作場所と主蒸気ライン隔離スイッチの操作場所が同じであるため、移動が不要である。（泊のみ） <p>操作名称の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・主蒸気ラインの記載は伊方、玄海同様。 <p>記載表現の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・操作器の記載は高浜1/2号炉同様。

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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 1.1.8</p> <p style="text-align: center;">主給水流量喪失時に原子炉トリップに失敗した場合の対応について</p> <p>1. 主給水流量喪失時に原子炉トリップに失敗する事故の概要について</p> <p>原子炉の出力運転中に、運転中の異常な過渡変化として主給水流量喪失が発生し、原子炉の自動停止に失敗した場合においても、蒸気発生器水位低下をATWS緩和設備が検知し、主蒸気を隔離することにより1次冷却材温度が上昇し、減速材温度係数の負の反応度フィードバック効果により原子炉出力が低下する。1次冷却材温度の上昇に伴い、1次冷却材圧力は上昇するが、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により圧力上昇は抑制され、補助給水ポンプの自動起動による蒸気発生器への注水により1次冷却材圧力は抑制される。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値は約18.8MPa [gage]であり、最高使用圧力の1.2倍 (20.59MPa [gage]) を下回るため、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性は維持される。燃料被覆管温度は、炉心の冠水状態を確保していることから、燃料被覆管の酸化量も問題とならない。また、原子炉格納容器内に漏えいする1次冷却材はわずかであることから、原子炉格納容器の健全性は維持される。その後は、主蒸気逃がし弁及び補助給水系による炉心崩壊熱除去を継続し、化学体積制御系によりほう酸水を原子炉へ注入し、原子炉の未臨界を確保した後、余熱除去系により長期にわたる炉心冷却が可能である。</p> <p>2. 主要操作</p> <p>運転中の異常な過渡変化として主給水流量喪失が発生し、原子炉の自動停止に失敗した場合において、ATWS緩和設備により、主蒸気隔離弁が閉、タービントリップ、電動及びタービン動補助給水ポンプが自動起動し、プラントは原子炉出力約8%に安定する。その後、原子炉を未臨界とするために、ほう酸水注入による負の反応度添加操作を行う。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料1.1.8</p> <p style="text-align: center;">主給水流量喪失時に原子炉トリップに失敗した場合の対応について</p> <p>1. 主給水流量喪失時に原子炉トリップに失敗する事故の概要について</p> <p>発電用原子炉の出力運転中に、運転中の異常な過渡変化として主給水流量喪失が発生し、発電用原子炉の自動停止に失敗した場合においても、蒸気発生器水位低下を共通要因故障対策盤（自動制御盤）(ATWS緩和設備)が検知し、主蒸気を隔離することにより1次冷却材温度が上昇し、減速材温度係数の負の反応度フィードバック効果により原子炉出力が低下する。1次冷却材温度の上昇に伴い、1次冷却材圧力は上昇するが、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により圧力上昇は抑制され、補助給水ポンプの自動起動による蒸気発生器への注水により1次冷却材圧力は抑制される。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値は約18.6MPa [gage]であり、最高使用圧力の1.2倍 (20.592MPa [gage]) を下回るため、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性は維持される。燃料被覆管温度は、炉心の冠水状態を確保していることから、燃料被覆管の酸化量も問題とならない。また、原子炉格納容器内に漏えいする1次冷却材はわずかであることから、原子炉格納容器の健全性は維持される。その後は、主蒸気逃がし弁及び補助給水系による炉心崩壊熱除去を継続し、化学体積制御系によりほう酸水を原子炉容器へ注入し、発電用原子炉の未臨界を確保した後、余熱除去系により長期にわたる炉心冷却が可能である。</p> <p>2. 主要操作</p> <p>運転中の異常な過渡変化として主給水流量喪失が発生し、発電用原子炉の自動停止に失敗した場合において、共通要因故障対策盤（自動制御盤）(ATWS緩和設備)により、主蒸気隔離弁が閉、タービントリップ、電動及びタービン動補助給水ポンプが自動起動し、プラントは原子炉出力約3%に安定する。その後、発電用原子炉を未臨界とするために、ほう酸水注入による負の反応度添加操作を行う。</p>	<p>解析条件の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・減速材温度係数初期値の相違によるもの（有効性評価 7.1.5 原子炉停止機能喪失） <p>記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊はSI単位系で設計しており、最高使用圧力 17.16MPa [gage] の 1.2 倍の値をそのまま記載（大飯はMKS 単位系で設計しており最高使用圧力の 1.2 倍の値 210kg/cm²G のSI 単位系への換算値として記載）（有効性評価 7.1.5 原子炉停止機能喪失） <p>解析結果の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は補助給水流量が少ないため、解析時間（600 秒）では高温冷却材のページが完了せず、出力が上昇（1次冷却材温度が低下）しない（有効性評価 7.1.5 原子炉停止機能喪失）

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(1) 事象発生からモード3（1次冷却材温度約292℃、圧力約15.4MPa〔gage〕）まで</p> <p>① 事象発生（運転中の異常な過渡変化として主給水流量喪失が発生し、原子炉の自動停止に失敗）</p> <p>② ATWS緩和設備により以下が自動作動</p> <ul style="list-style-type: none"> ・主蒸気隔離弁が閉 ・タービントリップ ・電動及びタービン動補助給水ポンプの自動起動 <p>ATWS緩和設備の作動により、主蒸気隔離弁が閉止することで1次冷却材温度が上昇し、1次冷却材圧力は上昇するが加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁による圧力上昇は緩和される。その後、補助給水による除熱効果により1次冷却材温度が低下するため、1次冷却材圧力が低下する。</p> <p>なお、解析において、加圧器圧力制御系のうち加圧器スプレー及び加圧器ヒータの作動は考慮していない。実際には、加圧器圧力自動制御により、加圧器圧力が上昇した場合には加圧器スプレーにより1次冷却材圧力の上昇は抑制され、1次冷却材圧力が低下した場合には加圧器ヒータの動作により1次冷却材圧力の低下は抑制されるが、これらが同時に作動することはない。加圧器圧力制御系の作動により、実際の1次冷却材圧力は解析上の最大値を超えることはない。解析時間600秒以降は、原子炉出力約8%に整定しており、その後は、1次冷却材圧力は約15.4MPa〔gage〕となるように加圧器ヒータにて自動制御され、加圧器水位は、1次冷却材温度に見合った水位になるように充てん水流量が自動制御される。</p> <p>加圧器圧力制御については図1、加圧器水位制御については図2、プラントパラメータの推移については図3、4、5、6に示す。</p>	<p>(1) 事象発生からモード3（1次冷却材温度約286℃、圧力約15.4MPa〔gage〕）まで</p> <p>① 事象発生（運転中の異常な過渡変化として主給水流量喪失が発生し、発電用原子炉の自動停止に失敗）</p> <p>② 共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）により以下が自動作動</p> <ul style="list-style-type: none"> ・主蒸気隔離弁が閉 ・タービントリップ ・電動及びタービン動補助給水ポンプの自動起動 <p>共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）の作動により、主蒸気隔離弁が閉止することで1次冷却材温度が上昇し、1次冷却材圧力は上昇するが加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁により圧力上昇は緩和される。その後、補助給水による除熱効果により1次冷却材温度が低下するため、1次冷却材圧力が低下する。</p> <p>なお、解析において、加圧器圧力制御系のうち加圧器スプレー及び加圧器ヒータの作動は考慮していない。実際には、加圧器圧力自動制御により、加圧器圧力が上昇した場合には加圧器スプレーにより1次冷却材圧力の上昇は抑制され、1次冷却材圧力が低下した場合には加圧器ヒータの動作により1次冷却材圧力の低下は抑制されるが、これらが同時に作動することはない。加圧器圧力制御系の作動により、実際の1次冷却材圧力は解析上の最大値を超えることはない。解析時間500秒以降は、原子炉出力約3%に整定しており、その後は、1次冷却材圧力は約15.4MPa〔gage〕となるように加圧器ヒータにて自動制御され、加圧器水位は、1次冷却材温度に見合った水位になるように充てん流量が自動制御される。</p> <p>加圧器圧力制御については図1、加圧器水位制御については図2、プラントパラメータの推移については図3、4、5、6に示す。</p>	<p>設計の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ループ数の相違による高温停止状態における温度の相違（伊方、高浜、川内同様） ・以降、同様の相違は、相違理由の記載を省略する。 <p>解析結果の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は補助給水流量が少ないため、解析時間（600秒）では高温冷却材のバージが完了せず、出力が上昇（1次冷却材温度が低下）しない（有効性評価 7.1.5 原子炉停止機能喪失） 計器名称の相違

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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

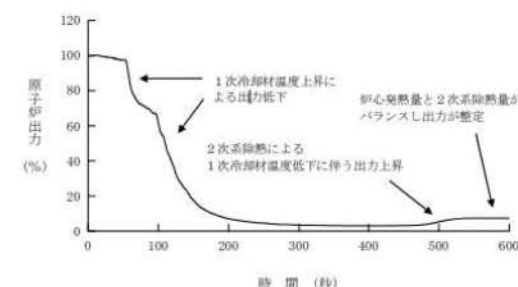
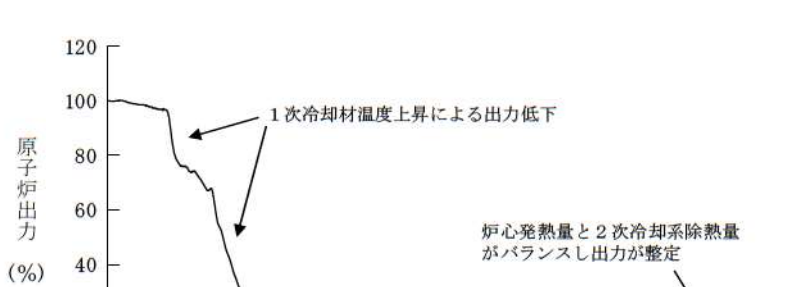
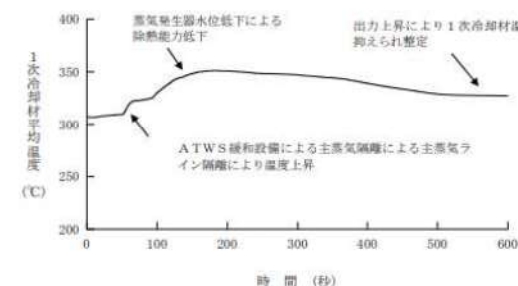
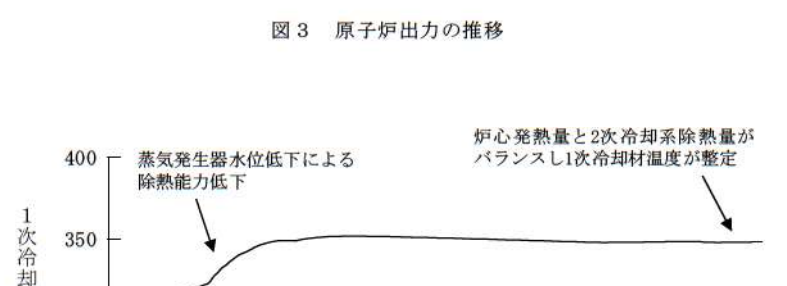
大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図1 加圧器圧力制御</p>	<p>図1 加圧器圧力制御</p>	<p>設定値の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・加圧器逃がし弁の動作圧力の相違。 <p>大飯と設定根拠については相違なし（泊は伊方、川内、玄海同様）</p> <p>記載内容の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は各設備毎に色分けしてしているため、スプレイ弁の記載を不要とする。（伊方、川内、玄海同様）
<p>図2 加圧器水位制御</p>	<p>図2 加圧器水位制御</p>	<p>設定値の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ループ数の相違による1次冷却材平均温度および設定値の相違。（伊方、高浜、川内同様）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>図3 原子炉出力の推移</p>	 <p>図3 原子炉出力の推移</p>	<p>解析結果の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は補助給水流量が少ないため、解析時間(600秒)では高温冷却材のページが完了せず、出力が上昇(1次冷却材温度が低下)しない(有効性評価7.1.5 原子炉停止機能喪失)
 <p>図4 1次冷却材平均温度の推移</p>	 <p>図4 1次冷却材平均温度の推移</p>	

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

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;">大飯発電所3/4号炉</p> <p style="text-align: center;">図5 1次冷却材圧力の推移</p> <p style="text-align: center;">図6 加圧器保有水量の推移</p>	<p style="text-align: center;">泊発電所3号炉</p> <p style="text-align: center;">図5 1次冷却材圧力の推移</p> <p style="text-align: center;">* 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値を表示</p> <p style="text-align: center;">図6 加圧器保有水量の推移</p>	<p>解析結果の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は補助給水流量が少ないため、1次冷却材温度・圧力の低下が緩やかになるため、圧力上昇を抑制するための加圧器逃がし弁及び安全弁動作時間が長期化する（有効性評価 7.1.5 原子炉停止機能喪失）

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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所 3 / 4号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
<p>③緊急ほう酸濃縮による負の反応度添加</p> <p>原子炉を未臨界状態とするために、緊急ほう酸濃縮による負の反応度を添加する。出力低下に伴い、1次冷却材温度が低下するため、加圧器圧力及び水位の制御状態に注意する。以下に緊急ほう酸濃縮操作後の主なプラントパラメータの状態を示す。</p> <p>a. 原子炉出力</p> <p>緊急ほう酸濃縮による負の反応度添加により、原子炉出力は0%まで低下する。</p> <p>b. 1次冷却材温度</p> <p>原子炉出力低下により1次冷却材温度が低下するため、中央制御室にて運転員等の手動操作による補助給水流量の調整及び主蒸気逃がし弁の自動制御により1次冷却材温度を約292℃に安定させる。</p> <p>c. 1次冷却材圧力（加圧器圧力）</p> <p>1次冷却材温度低下に伴う1次冷却材体積の減少で、1次冷却材圧力が低下するが、加圧器ヒータにより約15.4MPa [gage] となるよう自動制御される。なお、1次冷却材体積の減少により加圧器水位の低下が大きい場合は、1次冷却材圧力の低下も大きい場合、加圧器水位の自動制御状態にも注意する。</p> <p>d. 加圧器水位</p> <p>1次冷却材温度低下に伴う1次冷却材体積の減少で、加圧器水位は、事象発生後の満水状態から低下する。加圧器水位は1次冷却材温度に見合った水位になるように充てん水流量が自動制御される。</p> <p>e. 蒸気発生器水位及び圧力</p> <p>運転員等により補助給水流量調整を行い、蒸気発生器水位を無負荷水位にて安定させる。また、主蒸気逃がし弁での蒸気発生器圧力制御により1次冷却材温度は約292℃に安定する。</p> <p>④モード3（1次冷却材温度約292℃、圧力約15.4MPa [gage]）整定</p> <p>加圧器圧力の自動制御により、1次冷却材圧力が約15.4MPa [gage] に整定される。また、2次系からの除熱（補助給水及び主蒸気逃がし弁）により、1次系温度が約292℃に整定される。</p> <p>(2)モード3（1次冷却材温度約292℃、圧力約15.4MPa [gage]）以降の操作（通常停止操作）</p> <p>⑤停止ほう素濃度確認</p> <p>停止ほう素濃度（燃料取替ほう素濃度以上）までの濃縮が完了すれば、約1.5時間にてサンプリングにより停止ほう素濃度まで濃縮できていることを確認する。</p> <p>⑥モード3からの1次系降圧・降圧操作</p> <p>運転員等は中央制御室にて主蒸気逃がし弁を自動制御から手動制御に切り替えて調整開とすることで1次冷却材の降圧を開始する。また、運転員等は中央制御室にて加圧器スプレィ弁を自動制御から手動制御に切り替えて調整開とすることで、1次冷却材の降圧を開始する。加圧器気相消滅の準備のため、運転員等は中央制御室にて充てん水流量制御を自動制御から手動制御に切り替えて充てん水流量を増加させ、徐々に加圧器水位を上昇させる。モード3から冷却開始後、約12時間にてモード4（1次冷却材温度177℃未満、圧力2.7MPa [gage]）となる。</p> <p>⑦余熱除去系による冷却操作</p> <p>モード4となれば余熱除去系のウォーミングを開始し、約1時間にて余熱除去系のウォーミングが完了する。余熱除去系のウォーミングが完了すれば、中央制御室にて運転員等の手動操作により主蒸気逃がし弁の除熱から余熱除去系の除熱に切り替える。約3時間にて加圧器気相消滅操作を実施した後、中央制御室にて運転員等の手動操作により余熱除去系による1次冷却材の降圧操作を開始する。</p> <p>⑧モード5整定</p> <p>余熱除去系による1次冷却材の降圧操作開始から、約7.1時間にてモード5（1次冷却材温度93℃以下）整定となる。</p>	<p>③緊急ほう酸濃縮による負の反応度添加</p> <p>発電用原子炉を未臨界状態とするために、緊急ほう酸濃縮による負の反応度を添加する。出力低下に伴い、1次冷却材温度が低下するため、加圧器圧力及び水位の制御状態に注意する。以下に緊急ほう酸濃縮操作後の主なプラントパラメータの状態を示す。</p> <p>a. 原子炉出力</p> <p>緊急ほう酸濃縮による負の反応度添加により、原子炉出力は0%まで低下する。</p> <p>b. 1次冷却材温度</p> <p>原子炉出力低下により1次冷却材温度が低下するため、中央制御室にて運転員の手動操作による補助給水流量の調整及び主蒸気逃がし弁の自動制御により1次冷却材温度を約286℃に安定させる。</p> <p>c. 1次冷却材圧力（加圧器圧力）</p> <p>1次冷却材温度低下に伴う1次冷却材体積の減少で、1次冷却材圧力が低下するが、加圧器ヒータにより約15.4MPa [gage] となるよう自動制御される。なお、1次冷却材体積の減少により加圧器水位の低下が大きい場合は、1次冷却材圧力の低下も大きい場合、加圧器水位の自動制御状態にも注意する。</p> <p>d. 加圧器水位</p> <p>1次冷却材温度低下に伴う1次冷却材体積の減少で、加圧器水位は、事象発生後の満水状態から低下する。加圧器水位は1次冷却材温度に見合った水位になるように充てん流量が自動制御される。</p> <p>e. 蒸気発生器水位及び圧力</p> <p>運転員により補助給水流量調整を行い、蒸気発生器水位を無負荷水位にて安定させる。また、主蒸気逃がし弁での主蒸気ライン圧力制御により1次冷却材温度は約286℃に安定する。</p> <p>④モード3（1次冷却材温度約286℃、圧力約15.4MPa [gage]）整定</p> <p>加圧器圧力の自動制御により、1次冷却材圧力が約15.4MPa [gage] に整定される。また、2次冷却設備からの除熱（補助給水及び主蒸気逃がし弁）により、1次系温度が約286℃に整定される。</p> <p>(2)モード3（1次冷却材温度約286℃、圧力約15.4MPa [gage]）以降の操作（通常停止操作）</p> <p>⑤停止ほう素濃度確認</p> <p>停止ほう素濃度（燃料取替ほう素濃度以上）までの濃縮が完了すれば、約1時間にてサンプリングにより停止ほう素濃度まで濃縮できていることを確認する。</p> <p>⑥モード3からの1次系降圧・降圧操作</p> <p>運転員は中央制御室にて主蒸気逃がし弁を自動制御から手動制御に切り替えて調整開とすることで1次冷却材の降圧を開始する。また、運転員は中央制御室にて加圧器スプレィ弁を自動制御から手動制御に切り替えて調整開とすることで、1次冷却材の降圧を開始する。加圧器気相消滅の準備のため、運転員は中央制御室にて充てん流量制御を自動制御から手動制御に切り替えて充てん流量を増加させ、徐々に加圧器水位を上昇させる。モード3から冷却開始後、約9.5時間にてモード4（1次冷却材温度177℃未満、圧力2.7MPa [gage]）となる。</p> <p>⑦余熱除去系による冷却操作</p> <p>モード4となれば余熱除去系のウォーミングを開始し、約2時間にて余熱除去系のウォーミングが完了する。余熱除去系のウォーミングが完了すれば、中央制御室にて運転員の手動操作により主蒸気逃がし弁の除熱から余熱除去系の除熱に切り替える。約4時間にて加圧器気相消滅操作を実施した後、中央制御室にて運転員の手動操作により余熱除去系による1次冷却材の降圧操作を開始する。</p> <p>⑧モード5整定</p> <p>余熱除去系による1次冷却材の降圧操作開始から、約6.5時間にてモード5（1次冷却材温度93℃以下）整定となる。</p>	<p>計器名称の相違</p> <p>計器名称の相違</p> <p>記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>記載内容の相違・実績時間の相違</p> <p>計器名称の相違 記載内容の相違・実績時間の相違</p> <p>記載内容の相違・実績時間の相違（実績時間は玄海と同様）</p> <p>記載内容の相違・実績時間の相違</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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所3/4号炉

大飯比較対象なし

【比較のため、女川原子力発電所2号炉まとめ資料の添付資料1.1.5を掲載】

添付資料 1.1.5

解釈一覧
1. 操作手順の解釈一覧

手順	操作手順記載内容	解釈
1.1.2.1 フロントライン系放熱時の対応手順	(2) 非常時操作手順書（既係ベース）「反応度制御」 ほう酸水注入系貯蔵タンク水位指示値の低下 ほう酸水の全量注入完了	ほう酸水注入系貯蔵タンク水位指示値が容量換算で14.9m ³ 以下 ほう酸水注入系貯蔵タンク水位指示値が容量換算で0m ³

泊発電所3号炉

添付資料1.1.9

解釈一覧

1. 判断基準の解釈一覧

手順	判断基準記載内容	解釈
1.1.2.1 フロントライン系放熱時の対応手順	(4) ほう酸水注入	ほう酸タンク等の水位が確保されている

2. 操作手順の解釈一覧

手順	操作手順記載内容	解釈	
1.1.2.1 フロントライン系放熱時の対応手順	(2) 原子炉出力抑制（自動）	補助給水流量が確立していることを確認 蒸気発生器水位を無負荷時水位に維持	補助給水流量約150m ³ /h以上（蒸気発生器3基合計） ※有効性評価7.1.5「原子炉停止機能」の解析条件より引用 蒸気発生器水位（換算）33%
	(3) 原子炉出力抑制（手動）	補助給水流量の確保 補助給水流量が確立 蒸気発生器水位を無負荷時水位	補助給水流量約150m ³ /h以上（運転要領） 補助給水流量約150m ³ /h以上（蒸気発生器3基合計） ※有効性評価7.1.5「原子炉停止機能」の解析条件より引用 蒸気発生器水位（換算）33%
(4) ほう酸水注入	緊急ほう酸注入ライン流量 中間領域起動率等により未臨界状態へ移行していることを確認 1次冷却材圧力が高圧注入ポンプ注入圧力未満 高圧停止 低圧停止	緊急ほう酸注入ライン流量約13.6m ³ /h 出力領域中性子束指示5%未満及び中間領域起動率指示が零又は負 1次冷却材圧力約15.7MPa[gage]未満 1次冷却材温度約28℃～177℃以上 1次冷却材温度93℃以下	

相違理由

【女川】
設備の相違による対応手段の相違

記載方針の相違（女川審査実績の反映）
・大飯に比較対象の添付資料なし。

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）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所 3 / 4号炉

大飯比較対象なし

【比較のため、女川原子力発電所2号炉まとめ資料の添付資料1.1.5を掲載】

2. 弁番号及び弁名称一覧

弁番号	弁名称	操作場所
C41-MD-F001A/B	SLCタンク出口弁(A)/(B)	中央制御室
C41-MD-F006A/B	SLC注入電動弁(A)/(B)	中央制御室

泊発電所 3号炉

相違理由

3. 弁番号及び弁名称一覧 (1/2)

弁番号	弁名称	操作場所
3F-MS-528A	A-主蒸気隔離弁	中央制御室
3F-MS-528B	B-主蒸気隔離弁	中央制御室
3F-MS-528C	C-主蒸気隔離弁	中央制御室
3F-MS-562A	タービン駆動補助水ポンプ加動蒸気入口弁A	中央制御室
3F-MS-562B	タービン駆動補助水ポンプ加動蒸気入口弁B	中央制御室
3FCY-3610	A-主蒸気逃がし弁	中央制御室
3FCY-3620	B-主蒸気逃がし弁	中央制御室
3FCY-3630	C-主蒸気逃がし弁	中央制御室
3F-MS-521A	A-1-主蒸気安全弁	中央制御室
3F-MS-522A	A-2-主蒸気安全弁	中央制御室
3F-MS-523A	A-3-主蒸気安全弁	中央制御室
3F-MS-524A	A-4-主蒸気安全弁	中央制御室
3F-MS-525A	A-5-主蒸気安全弁	中央制御室
3F-MS-521B	B-1-主蒸気安全弁	中央制御室
3F-MS-522B	B-2-主蒸気安全弁	中央制御室
3F-MS-523B	B-3-主蒸気安全弁	中央制御室
3F-MS-524B	B-4-主蒸気安全弁	中央制御室
3F-MS-525B	B-5-主蒸気安全弁	中央制御室
3F-MS-521C	C-1-主蒸気安全弁	中央制御室
3F-MS-522C	C-2-主蒸気安全弁	中央制御室
3F-MS-523C	C-3-主蒸気安全弁	中央制御室
3F-MS-524C	C-4-主蒸気安全弁	中央制御室
3F-MS-525C	C-5-主蒸気安全弁	中央制御室
3FCY-452A	A-加圧器逃がし弁	中央制御室
3FCY-452B	B-加圧器逃がし弁	中央制御室
3F-RC-055	A-加圧器安全弁	中央制御室
3F-RC-056	B-加圧器安全弁	中央制御室
3F-RC-057	C-加圧器安全弁	中央制御室
3FCY-3616	A-主蒸気バイパス隔離弁	中央制御室
3FCY-3626	B-主蒸気バイパス隔離弁	中央制御室
3FCY-3636	C-主蒸気バイパス隔離弁	中央制御室

3. 弁番号及び弁名称一覧 (2/2)

弁番号	弁名称	操作場所
3MSM11A	A-主蒸気止め弁	中央制御室
3MSM11B	B-主蒸気止め弁	中央制御室
3MSM11C	C-主蒸気止め弁	中央制御室
3MSM11D	D-主蒸気止め弁	中央制御室
3MSM12A	A-蒸気加減弁	中央制御室
3MSM12B	B-蒸気加減弁	中央制御室
3MSM12C	C-蒸気加減弁	中央制御室
3MSM12D	D-蒸気加減弁	中央制御室
3S5M02A	A-インターセプト弁	中央制御室
3S5M02B	B-インターセプト弁	中央制御室
3S5M02C	C-インターセプト弁	中央制御室
3S5M02D	D-インターセプト弁	中央制御室
3S5M01A	A-再熱蒸気止め弁	中央制御室
3S5M01B	B-再熱蒸気止め弁	中央制御室
3S5M01C	C-再熱蒸気止め弁	中央制御室
3S5M01D	D-再熱蒸気止め弁	中央制御室
3F-SI-141	ほう酸注入タンク循環ライン入口止め弁	中央制御室
3FCY-216	A-ほう酸タンク循環ライン流量調節弁	中央制御室
3FCY-217	B-ほう酸タンク循環ライン流量調節弁	中央制御室
3F-CS-641	緊急ほう酸注入弁	中央制御室
3FCY-223A	1次系純水補給ライン流量調節弁	中央制御室
3LCY-121D	充てんポンプ入口燃料取扱用水ベットの側入口弁A	中央制御室
3LCY-121E	充てんポンプ入口燃料取扱用水ベットの側入口弁B	中央制御室
3LCY-121B	体積制御タンク出口第1止め弁	中央制御室
3LCY-121C	体積制御タンク出口第2止め弁	中央制御室
3F-SI-145	ほう酸注入タンク循環ライン出口第1止め弁	中央制御室
3F-SI-146	ほう酸注入タンク循環ライン出口第2止め弁	中央制御室
3F-SI-036A	ほう酸注入タンク出口C/V外側隔離弁A	中央制御室
3F-SI-036B	ほう酸注入タンク出口C/V外側隔離弁B	中央制御室
3F-SI-032A	ほう酸注入タンク入口弁A	中央制御室
3F-SI-032B	ほう酸注入タンク入口弁B	中央制御室

【女川】
設備の相違による対応手段の相違

記載方針の相違（女川審査実績の反映）
・大飯に比較対象の添付資料なし。

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAT102-9 r.12.0
提出年月日	令和5年10月31日

泊発電所3号炉

「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の
重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を
実施するために必要な技術的能力に係る審査基準」
に係る適合状況説明資料
比較表

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に 発電用原子炉を冷却するための手順等

令和5年10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。

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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
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・体制等を変更し、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 : 下記2件 <ul style="list-style-type: none"> ・屋外に設置していた自主対策設備の淡水源である「代替屋外給水タンク」を溢水対策に伴い撤去し、新たに「代替給水ピット」を設置するため、関連する資料を修正した。【例：比較表 p 1.2-94】 ・屋外に設置する自主対策設備であるろ過水タンク及び2次系純水タンクの溢水対策に伴い、タンクの耐震化、タンク容量の見直し、2次系純水タンクの設置数の見直し（4基⇒2基）等の変更を行ったため、関連する資料を修正した。【添付資料1.2.3】 			
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 : 下記1件 <ul style="list-style-type: none"> ・資料構成は、炉型が同じである大飯3/4号炉の対応手段及び操作手順の参照を基本とした上で、配管・弁の流路等を含めた設備の選定方針、文章構成や表現については、女川2号炉の審査実績を反映している。また、各図面においても、女川2号炉の審査実績を踏まえた資料構成や記載の充実化等の見直しを行っている。 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			

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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

2. 大飯3/4号炉まとめ資料との比較結果の概要

2-1 設備の相違（以下については、相違理由欄に No.を記載する）

No.	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
①	<p>【蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）で使用する設備】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動） ・復水ピット 	<p>【蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（注水）で使用する設備】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・SG直接給水用高圧ポンプ ・補助給水ピット ・可搬型大型送水ポンプ車 ・代替給水ピット ・原水槽 ・2次系純水タンク ・ろ過水タンク 	<p>【設計方針の相違（自主対策設備）】（例：比較表 p 1.2-11, 12）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・大飯3/4号炉は、可搬型設備である蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）（吐出圧力約3.0MPa[gage]）により復水ピットを水源として、蒸気発生器へ注水する手段がある。 ・泊3号炉は、補助給水ポンプと同程度の揚程、容量であるSG直接給水用高圧ポンプを常設設備として設置しており、補助給水ピットを水源として蒸気発生器へ注水する手段がある。なお、SG直接給水用高圧ポンプは、ディーゼル発電機又は代替非常用発電機からの給電により起動できる。 <ul style="list-style-type: none"> －電動補助給水ポンプ：揚程 約900m, 容量 約90m³/h（1台当たり） －タービン動補助給水ポンプ：揚程 約900m, 容量 約115m³/h －SG直接給水用高圧ポンプ：揚程 約900m, 容量 約90m³/h ・補助給水ポンプの代替手段として、常設のポンプにより補助給水ピット水を蒸気発生器へ注水する設計方針は伊方3号炉と同様である。 ・また、泊3号炉は、可搬型大型送水ポンプ車（吐出圧力約1.3MPa[gage]）により海又は淡水（代替給水ピット又は原水槽）を水源として蒸気発生器へ注水する手段がある。なお、淡水である2次系純水タンク及びろ過水タンクは、原水槽への補給に使用する。 ・補助給水ポンプの代替手段として、可搬のポンプにより淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する設計方針は玄海3/4号炉及び川内1/2号炉と同様である。
②	<p>— （泊3号炉との比較対象なし）</p>	<p>【1次冷却系のフィードアンドブリードで使用する設備】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・充てんポンプ ・燃料取替用水ピット 	<p>【設計方針の相違（自主対策設備）】（例：比較表 p 1.2-10）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊3号炉は、1次冷却系のフィードアンドブリード時に高圧注入ポンプの機能が喪失している場合は、充てんポンプを用いる対応手段を整備している。ただし、充てんポンプは注水流量が少なく事象を収束できない可能性があるが、崩壊熱が小さい場合においては有効であることから、自主対策設備による対応手段としている。 ・充てんポンプによる1次冷却系のフィードアンドブリードを自主対策設備による対応手段として手順を整備している点では伊方3号炉と同様である。

※ 相違点を強調する箇所を下線部にて示す。

※ 本比較結果の概要において、設備を比較する場合は、女川2号炉の審査実績により追加した配管・弁等の記載は省略している。

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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

2-1) 設備の相違（以下については、相違理由欄に No. を記載する）

No.	大飯発電所 3 / 4号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
③	<p>【「1次冷却系のフィードアンドブリード」の操作手順④】</p> <p>「運転員等は、中央制御室で燃料取替用水ピット水位及び格納容器再循環サンプ水位を確認し、再循環切替水位となれば再循環運転になったことを確認する。」</p>	<p>【「1次冷却系のフィードアンドブリード」の操作手順④】</p> <p>「運転員（中央制御室）Aは、燃料取替用水ピット水位及び格納容器再循環サンプ水位を確認し、再循環切替水位に到達すれば再循環運転に切り替える。」</p>	<p>【設計方針の相違】（例：比較表 p 1.2-26）</p> <ul style="list-style-type: none"> 大飯 3/4号炉は、燃料取替用水ピット水位低警報の発信と同時に自動で再循環運転へ切り替わる。（これを「自動方式」という。）大飯 3/4号炉以外で自動方式を採用しているプラントは高浜 3/4号炉。 泊 3号炉は、燃料取替用水ピット水位低警報の発信及び格納容器再循環サンプ水位（広域）が71%以上となっていることで、高圧注入ポンプ等の水源を確保していることを確認した後、運転員が中央制御室にて「切替開始」スイッチを手動操作することにより、その後の弁切替や補機の起動が自動で行われ、再循環運転に切り替わる。（これを「半自動方式」という。） 自動方式では運転員の判断を要せずに再循環運転に切り替えることができるが、再循環運転への切替えにあたっては補機の水源となる格納容器再循環サンプ水位を確認することが望ましいこと及び補機の起動、弁等の切替えを自動化することで十分な運転員の負担軽減が図れることから、泊 3号炉では半自動方式の再循環切替を採用している。なお、泊 3号炉と類似した設計を採用しているプラントに敦賀 2号機がある。 上記以外のプラントは、燃料取替用水ピット水位低警報の発信時に、運転員が中央制御室にて弁の切替えや補機の起動等の複数の操作を手動で行い、再循環運転に切り替える。
④	<p>【1.2.2.1 (2)b. 「蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水】</p> <p>なお、淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。</p>	<p>【1.2.2.1 (2) c. 「海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水】</p> <p>なお、海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。</p>	<p>【設計方針の相違（自主対策設備）】（例：比較表 p 1.2-31）</p> <ul style="list-style-type: none"> 大飯 3/4号炉は、復水ピットを水源として、蒸気発生器へ注水する手段を示しており、技術的能力「1.13 重大事故等時に必要となる水の供給手順等」にて、海水を用いた復水ピットへの補給手順を整備しているため、「淡水又は海水」と記載されている。 泊 3号炉欄で示しているのは、海水を水源として、蒸気発生器へ注水する手段についての内容であるため、「海水」と記載している。 なお、泊 3号炉も、補助給水ピットを水源として、蒸気発生器へ注水する手段の場合は、技術的能力「1.13 重大事故等時に必要となる水の供給手順等」にて、海水を用いた補助給水ピットへの補給手順を整備しているため、「淡水又は海水」と記載しており、大飯 3/4号炉と実質的な相違はない。
⑤	<p>【主蒸気逃がし弁の機能回復で使用する設備】</p> <ul style="list-style-type: none"> 窒素ポンベ（主蒸気逃がし弁作動用） 	<p>【主蒸気逃がし弁の機能回復で使用する設備】</p> <ul style="list-style-type: none"> 主蒸気逃がし弁操作可搬型空気ポンベ 	<p>【設計方針の相違（自主対策設備）】（例：比較表 p 1.2-16）</p> <ul style="list-style-type: none"> 大飯 3/4号炉は、主蒸気逃がし弁の代替制御用空気として窒素ポンベを使用する。 泊 3号炉は、主蒸気逃がし弁の代替制御用空気として空気ポンベを使用するが、通常時に使用する制御用空気と同じ気体であることから、当該弁の動作への悪影響はない。

※ 相違点を強調する箇所を下線部にて示す。

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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

2-2) 記載方針の相違（以下については、相違理由欄にNo.を記載する）

No.	大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
①	<p>【1.2.1(2) d. 「手順等」の記載】</p> <p>これらの手順は、<u>発電所対策本部長^{※2}、当直課長、運転員等^{※3}及び緊急安全対策要員^{※4}</u>の対応として蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順等に定める（第1.2.1表）。</p> <p>※2 <u>発電所対策本部長：重大事故等発生時における発電所原子力防災管理者及び代行者をいう。</u></p> <p>※3 <u>運転員等：運転員及び重大事故等対策要員のうち当直課長の指示に基づき運転対応を実施する要員をいう。</u></p> <p>※4 <u>緊急安全対策要員：重大事故等対策要員のうち発電所対策本部長の指示に基づき対応する運転員等以外の要員をいう。</u></p>	<p>【1.2.1(2) d. 「手順等」の記載】</p> <p>これらの手順は、<u>発電課長（当直）、運転員及び災害対策要員</u>の対応として蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順書等に定める（第1.2.1表）。</p>	<ul style="list-style-type: none"> 大阪3/4号炉は、技術的能力1.0にて整理する要員の名称以外に「運転員等」という名称を使用していることから、要員名称の定義を記載している。（例：比較表p.1.2-24） 泊3号炉は、技術的能力1.0にて整理する要員の名称を記載している場合、改めて要員名称の定義は記載しないこととしており、記載方針は女川2号炉及び伊方3号炉と同様。
②	<p>—</p> <p>（泊3号炉との比較対象なし）</p>	<p>【中央制御室で対応する手順の「概要図」の整理】</p> <ul style="list-style-type: none"> 第1.2.7図「電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水」 	<ul style="list-style-type: none"> 泊3号炉は、中央制御室操作のみで通常の運転操作に対応する手順についても、操作する系統概要を確認できるように概要図を示している。大阪3/4号炉と泊3号炉で対応手段に相違なし。（例：比較表p.1.2-89）

※ 相違点を強調する箇所を下線部にて示す。

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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

2-2) 記載方針の相違（以下については、相違理由欄に No.を記載する）

No.	大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
③	<p>【蒸気発生器水位の制御（監視及び制御）の操作手順】</p> <p>「操作手順は、「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、<u>1.3.2.1(3)「蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）」</u>及び<u>1.2.2.1(2)b.、1.2.2.2(1)a.</u>にて整備する。」</p>	<p>【蒸気発生器水位の制御（監視及び制御）の操作手順】</p> <p>「蒸気発生器水位の調整については、「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、<u>1.3.2.2(1)b.「現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復」</u>の操作手順及び<u>1.2.2.1(2)b.「SG直接給水用高圧ポンプによる蒸気発生器への注水」の操作手順⑦、1.2.2.1(2)c.「海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水」の操作手順⑩、1.2.2.1(2)d.「代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水」の操作手順⑪、1.2.2.1(2)e.「原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水」の操作手順⑫、1.2.2.2(1)a.「現場手動操作によるタービン動補助給水ポンプの機能回復」の操作手順⑬と同様である。」</u></p>	<p>・泊3号炉は、他の審査項目の手順を参照させる場合の記載については、参照先に更に別な手順を参照させることがないように（参照先の2重飛び防止）、手順を記載している参照先へ直接リンクできる文章としている。また、同じ審査項目のなかで操作手順を参照させる場合については、具体的な操作手順の番号までを記載し、具体的な操作内容へ直接リンクできる文章としている。なお、泊3号炉の操作手順のリンク先が多いのは、以下のとおり設備の相違(相違理由①)による対応手段の数の相違。（例：比較表 p 1.2-53）</p> <p>【大飯3/4号炉】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・1.2.2.1(2)b.「蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水」 ・1.2.2.2(1)a.「タービン動補助給水ポンプ（現場手動操作）及びタービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復」 <p>【泊3号炉】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・1.2.2.1(2)b.「SG直接給水用高圧ポンプによる蒸気発生器への注水」のうち、「(b)操作手順」の手順番号「⑦」 ・1.2.2.1(2)c.「海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水」のうち、「(b)操作手順」の手順番号「⑩」 ・1.2.2.1(2)d.「代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水」のうち、「(b)操作手順」の手順番号「⑪」 ・1.2.2.1(2)e.「原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水」のうち、「(b)操作手順」の手順番号「⑫」 ・1.2.2.2(1)a.「現場手動操作によるタービン動補助給水ポンプの起動」のうち、「(b)操作手順」の手順番号「⑬」

※ 相違点を強調する箇所を下線部にて示す。

2-3) 記載表現、設備名称等の相違（以下については、相違理由を省略する）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
・発電用原子炉（以下「原子炉」という。）	・発電用原子炉	・記載表現の相違（女川審査実績の反映）（例：比較表 p 1.2-6） ・泊3号炉は「発電用原子炉」を読替えしない
・蒸気発生器2次側による炉心冷却	・蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却	・記載表現の相違（例：比較表 p 1.2-7）
・炉心冷却	・発電用原子炉の冷却	・記載表現の相違（女川審査実績の反映）（例：比較表 p 1.2-8）
・多様性拡張設備	・自主対策設備	・記載表現の相違（女川審査実績の反映）（例：比較表 p 1.2-8）
・主蒸気逃がし弁（現場手動操作）	・主蒸気逃がし弁	・設備名称の相違（例：比較表 p 1.2-16）
・主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復	・現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復	・記載表現の相違（女川審査実績の反映）（例：比較表 p 1.2-44）

※ 相違点を強調する箇所を下線部にて示す。

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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

2-3) 記載表現、設備名称等の相違（以下については、相違理由を省略する）

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
・タービン動補助給水ポンプ（現場手動操作）及びタービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復	・現場手動操作によるタービン動補助給水ポンプの機能回復	・記載表現の相違（女川審査実績の反映）（例：比較表 p 1.2-40）
・概略系統	・概要図	・記載表現の相違（女川審査実績の反映）（例：比較表 p 1.2-25）
・タービン動補助給水ポンプ起動弁	・タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁	・設備名称の相違（例：比較表 p 1.2-15）
・空冷式非常用発電装置	・代替非常用発電機	・設備名称の相違（例：比較表 p 1.2-47）
・大容量ポンプ	・可搬型大型送水ポンプ車	・設備名称の相違（例：比較表 p 1.2-16） ・ポンプ容量は異なるが、代替補機冷却水（海水）を供給する機能に相違はないため、「設備名称の相違」に分類する。 ・大阪3/4号炉 大容量ポンプ（容量約1,800m ³ /h） ・泊3号炉 可搬型大型送水ポンプ車（容量約300m ³ /h）
・B制御用空気圧縮機（海水冷却）	・A-制御用空気圧縮機	・設備名称の相違（女川審査実績の反映）（例：比較表 p 1.2-16）
・復水ビット	・補助給水ビット	・設備名称の相違（例：比較表 p 1.2-7）
・タービン動補助給水ライン流量調節弁前弁	・補助給水ポンプ出口流量調節弁	・設備名称の相違（例：比較表 p 1.2-40）
・N O. 3 淡水タンク	・2次系純水タンク	・設備名称の相違（例：比較表 p 1.2-40）
・タービン動補助給水ポンプ非常用油ポンプ（以下「非常用油ポンプ」という。）	・タービン動補助給水ポンプ非常用油ポンプ ・タービン動補助給水ポンプ補助油ポンプ（以下「非常用油ポンプ等」という。）	・設備名称の相違（例：比較表 p 1.2-40） ・大阪3/4号炉のタービン動補助給水ポンプ非常用油ポンプは、A、B号機の2台を設置している。 ・泊3号炉も同様に2台設置しているが、A系を「補助油ポンプ」、B系を「非常用油ポンプ」と異なる名称としている。このため、「設備名称の相違」に分類する。
・専用工具（油供給用）	・専用工具（タービン動補助給水ポンプ潤滑油供給器）	・名称の相違（例：比較表 p 1.2-40）
・恒設代替低圧注水ポンプ	・代替格納容器スプレイポンプ	・設備名称の相違（例：比較表 p 1.2-52）
・加圧器水位計	・加圧器水位	・設備名称の相違（監視計器）（例：比較表 p 1.2-21）
・蒸気発生器水位計（広域）	・蒸気発生器水位（広域）	・設備名称の相違（監視計器）（例：比較表 p 1.2-21）
・蒸気発生器水位計（狭域）	・蒸気発生器水位（狭域）	・設備名称の相違（監視計器）（例：比較表 p 1.2-21）
・蒸気発生器補助給水流量計	・補助給水流量	・設備名称の相違（監視計器）（例：比較表 p 1.2-21）
・復水ビット水位計	・補助給水ビット水位	・設備名称の相違（監視計器）（例：比較表 p 1.2-21）
・1次冷却材温度	・1次冷却材温度（広域-高温側）	・設備名称の相違（監視計器）（例：比較表 p 1.2-26）
・主蒸気圧力	・主蒸気ライン圧力	・設備名称の相違（監視計器）（例：比較表 p 1.2-30）
・補助給水ポンプの動作状況	・補助給水ポンプの動作状況	・記載表現の相違（例：比較表 p 1.2-51） ・泊3号炉は、本審査項目の要求事項「RCIC等の安全上重要な設備の動作状況を確認する手順等を整備すること」の記載表現としている。
・定期検査	・定期事業者検査	・記載表現の相違（例：比較表 p 1.2-28）
・線量計	・個人線量計	・名称の相違（例：比較表 p 1.2-45）

※ 相違点を強調する箇所を下線部にて示す。

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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

2-4) 相違識別の省略（以下については、各対応手順の共通の相違理由のため、本文中の相違識別と相違理由は省略する）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【「操作手順」の対応要員】</p> <ul style="list-style-type: none"> 当直課長 運転員等 発電所対策本部長 緊急安全対策要員 	<p>【「操作手順」の対応要員】</p> <ul style="list-style-type: none"> 発電課長（当直） 運転員 災害対策要員 	<ul style="list-style-type: none"> 対応要員、要員名称の相違（例：比較表 p 1.2-31,32） 泊3号炉の本審査項目で整理する操作手順は、発電課長（当直）の指示により運転員と災害対策要員にて対応するため、発電所対策本部長へ依頼する作業はない。また、可搬型設備を取り扱う災害対策要員は、運転班の要員であることから、運転員と災害対策要員は連携して対応が可能である。 泊3号炉のように、可搬型 SA 設備を取り扱う災害対策要員に対して発電課長（当直）の指示により対応する体制としている点では、伊方3号炉も同様であり、伊方3号炉は発電所災害対策本部の設置まで、発電所災害対策本部要員も当直長の指揮下にて初動対応を行う体制としている。 大飯3/4号炉の要員名称の定義については「記載方針の相違④」にて整理する。 大飯3/4号炉の本審査項目で整理する操作手順は、当直課長の指示により運転員等が対応するとともに、発電所対策本部長の指示により緊急安全対策要員が対応する。なお、手順着手は当直課長が判断し、運転員等と発電所対策本部長へ作業開始を指示する。 操作手順の比較において、これら要員名称の相違、作業開始指示及び完了報告に関する事項の相違識別は省略する。
<p>【「操作の成立性」の対応要員と所要時間】</p> <p>「上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等○名、現場にて1ユニット当たり運転員等○名により作業を実施し、所要時間は約○分と想定する。」</p>	<p>【「操作の成立性」の対応要員と所要時間】</p> <p>「上記の操作は、運転員（中央制御室）○名及び運転員（現場）○名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから○分開始まで○分以内で可能である。」</p>	<ul style="list-style-type: none"> 泊3号炉は複数号炉の審査ではないため、「1ユニット当たり」の記載は必要ない。（例：比較表 p 1.2-33） 対応要員、操作対象機器の配置場所等の相違により、各対応手段の所要時間は相違することから、対応要員数と所要時間の相違識別は省略する。（例：比較表 p 1.2-33） なお、第1.2.1表「機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順」の「設備分類 b（37条に適合する重大事故等対処設備）」に該当する対応手段については、重大事故対策の有効性評価における各事故シーケンスにおいて、重大事故等対策の成立性を確認しており、各対応手段が要求される時間までに実施可能であることに相違はない。

※ 相違点を強調する箇所を下線部にて示す。

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等</p> <p style="text-align: center;"><目 次></p> <p>1.2.1 対応手段と設備の選定 (1) 対応手段と設備の選定の考え方 (2) 対応手段と設備の選定の結果 a. フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備</p> <p>b. サポート系機能喪失時の対応手段及び設備</p> <p>c. 監視及び制御の対応手段及び設備</p> <p>d. 手順等</p>	<p>1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等</p> <p style="text-align: center;"><目 次></p> <p>1.2.1 対応手段と設備の選定 (1) 対応手段と設備の選定の考え方 (2) 対応手段と設備の選定の結果 a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備</p> <p>(a) 高圧代替注水系による発電用原子炉の冷却</p> <p>(b) 重大事故等対処設備</p> <p>b. サポート系故障時の対応手段及び設備</p> <p>(a) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の発電用原子炉の冷却</p> <p>(b) 復旧 (c) 重大事故等対処設備と自主対策設備</p> <p>c. 監視及び制御</p> <p>(a) 監視及び制御 (b) 重大事故等対処設備と自主対策設備</p> <p>d. 重大事故等の進展抑制時の対応手段及び設備 (a) 重大事故等の進展抑制 (b) 重大事故等対処設備と自主対策設備</p> <p>e. 手順等</p>	<p>1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等</p> <p style="text-align: center;"><目 次></p> <p>1.2.1 対応手段と設備の選定 (1) 対応手段と設備の選定の考え方 (2) 対応手段と設備の選定の結果 a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備</p> <p>(a) 1次冷却系のフィードアンドブリードによる発電用原子炉の冷却 (b) 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（注水） (c) 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（蒸気放出） (d) 重大事故等対処設備と自主対策設備</p> <p>b. サポート系故障時の対応手段及び設備</p> <p>(a) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却</p> <p>(b) 復旧 (c) 重大事故等対処設備と自主対策設備</p> <p>c. 監視及び制御の対応手段及び設備</p> <p>(a) 監視及び制御 (b) 重大事故等対処設備</p> <p>d. 手順等</p>	<p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】 目次構成の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】 目次構成の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【女川】 記載表現の相違 ・泊は大飯と同様にa.及びb.の項目名と表現を統一。</p> <p>【大飯】 目次構成の相違（女川審査実績の反映） 【女川】 泊は当該手段に対して自主対策設備を設けていないため、項目名に「自主対策設備」の記載なし。他の審査項目では女川も自主対策設備を設けていない場合の記載は泊と同じである。</p> <p>【女川】 BWR固有の要求事項のため、PWRに比較対象なし</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>1.2.2 重大事故等時の手順等</p> <p>1.2.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等</p> <p>(1) 1次冷却系のフィードアンドブリード</p> <p>(2) 蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）</p> <p>a. 電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水</p> <p>b. 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水</p> <p>(3) 蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）</p> <p>a. タービンバイパス弁による蒸気放出</p> <p>(4) その他の手順項目にて考慮する手順</p> <p>(5) 優先順位</p> <p>1.2.2.2 サポート系機能喪失時の手順等</p> <p>(1) 補助給水ポンプの機能回復</p> <p>a. タービン動補助給水ポンプ（現場手動操作）及びタービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復</p> <p>b. 空冷式非常用発電装置による電動補助給水ポンプの機能回復</p> <p>(2) 主蒸気逃がし弁の機能回復</p> <p>a. 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復</p> <p>b. 窒素ポンプ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復</p> <p>c. 大容量ポンプを用いたB制御用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復</p>	<p>1.2.2 重大事故等時の手順</p> <p>1.2.2.1 フロントライン系故障時の対応手順</p> <p>(1) 高压代替注水系による原子炉压力容器への注水</p> <p>a. 中央制御室からの高压代替注水系起動</p> <p>b. 現場手動操作による高压代替注水系起動</p> <p>(2) 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>1.2.2.2 サポート系故障時の対応手順</p> <p>(1) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の原子炉压力容器への注水</p> <p>a. 現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動</p>	<p>1.2.2 重大事故等時の手順</p> <p>1.2.2.1 フロントライン系故障時の対応手順</p> <p>(1) 1次冷却系のフィードアンドブリードによる発電用原子炉の冷却</p> <p>(2) 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（注水）</p> <p>a. 電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水</p> <p>b. SG直接給水用高压ポンプによる蒸気発生器への注水</p> <p>c. 海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水</p> <p>d. 代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水</p> <p>e. 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水</p> <p>(3) 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（蒸気放出）</p> <p>a. タービンバイパス弁による蒸気放出</p> <p>(4) 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>1.2.2.2 サポート系故障時の対応手順</p> <p>(1) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却</p> <p>a. 現場手動操作によるタービン動補助給水ポンプの機能回復</p> <p>b. 現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復</p> <p>c. 主蒸気逃がし弁操作用可搬型空気ポンプによる主蒸気逃がし弁の機能回復</p> <p>d. 可搬型大型送水ポンプ車を用いたA-制御用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復</p>	<p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（対応手段の明確化）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由①）</p> <p>【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映） ・泊は1.2.2.5にて同等の内容を整理。</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） ・各対応手段の優先順位を整理した内容に相違なし。</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 文章構成の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 文章構成の相違（女川審査実績の反映） ・泊の記載は1.2.2.2(2)参照</p> <p>【大飯】 文章構成の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由⑤）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【比較のため、前頁より再掲】</p> <p>b. 空冷式非常用発電装置による電動補助給水ポンプの機能回復</p> <p>(3) その他の手順項目にて考慮する手順</p> <p>(4) 優先順位</p> <p>1.2.2.3 復旧に係る手順等</p> <p>1.2.2.4 監視及び制御</p> <p>(1) 加圧器水位及び蒸気発生器水位の監視又は推定</p> <p>(2) 補助給水ポンプの動作状況確認</p> <p>(3) 加圧器水位（原子炉水位）の制御</p> <p>(4) 蒸気発生器水位の制御</p> <p>(5) その他の手順項目にて考慮する手順</p>	<p>(2) 復旧</p> <p>a. 代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電</p> <p>b. 可搬型代替直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電</p> <p>c. 125V 代替充電器用電源車接続設備による原子炉隔離時冷却系への給電</p> <p>(3) 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>1.2.2.3 重大事故等の進展抑制時の対応手順</p> <p>(1) 重大事故等の進展抑制</p> <p>a. ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入及び注水</p> <p>b. 制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水</p> <p>(2) 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>1.2.2.4 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順</p> <p>(1) 原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水</p> <p>(2) 高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水</p> <p>1.2.2.5 その他の手順項目について考慮する手順</p>	<p>(2) 復旧</p> <p>a. 常設代替交流電源設備による電動補助給水ポンプの機能回復</p> <p>(3) 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>1.2.2.3 監視及び制御</p> <p>(1) 加圧器水位及び蒸気発生器水位の監視又は推定</p> <p>(2) 補助給水ポンプの作動状況確認</p> <p>(3) 加圧器水位（原子炉水位）の制御</p> <p>(4) 蒸気発生器水位の制御</p> <p>1.2.2.4 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順</p> <p>(1) 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却</p> <p>a. 電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水</p> <p>b. 主蒸気逃がし弁による蒸気放出</p> <p>1.2.2.5 その他の手順項目について考慮する手順</p>	<p>【大飯】 文章構成の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映） ・泊は1.2.2.5にて同等の内容を整理。</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） ・各対応手段の優先順位を整理した内容に相違なし。</p> <p>【女川】 BWR固有の要求事項のため、PWRに比較対象なし</p> <p>【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映） ・泊の記載は1.2.2.2(2)参照</p> <p>【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映） ・泊は1.2.2.5にて同等の内容を整理。</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>添付資料1.2.1 重大事故等対処設備の電源構成図</p> <p>添付資料1.2.2 重大事故等対処設備及び多様性拡張設備の整理表</p> <p>添付資料1.2.3 多様性拡張設備仕様</p> <p>添付資料1.2.4 安全注入の停止条件</p> <p>添付資料1.2.5 1次冷却系のフィードアンドブリードへの移行判断時における蒸気発生器水位計（広域）の指示について</p> <p>添付資料1.2.6 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水</p> <p>添付資料1.2.7 全交流動力電源喪失時に補助給水系の起動に失敗した場合の処置について</p> <p>添付資料1.2.8 タービン動補助給水ポンプ（現場手動操作）及びタービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプ現場起動</p> <p>添付資料1.2.9 通常の運転操作手順概要一覧</p> <p>添付資料1.2.10 事故時に中央制御室のみで行う運転操作一覧</p>	<p>添付資料1.2.1 審査基準、基準規則と対処設備との対応表</p> <p>添付資料1.2.2 対応手段として選定した設備の電源構成図</p> <p>添付資料1.2.3 重大事故等対策の成立性 1.現場手動操作による高圧代替注水系起動 2.現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動 3.ほう酸水注入系による原子炉圧力容器への注水</p> <p>添付資料1.2.4 高圧炉心スプレイ系の水源切替の必要性について</p> <p>添付資料1.2.5 解釈一覧 1.判断基準の解釈一覧 2.操作手順の解釈一覧 3.弁番号及び弁名称一覧</p>	<p>添付資料1.2.1 審査基準、基準規則と対処設備との対応表</p> <p>添付資料1.2.2 対応手段として選定した設備の電源構成図</p> <p>添付資料1.2.3 自主対策設備仕様</p> <p>添付資料1.2.4 安全注入の停止条件</p> <p>添付資料1.2.5 1次冷却系のフィードアンドブリードへの移行判断時における蒸気発生器水位（広域）の指示について</p> <p>添付資料1.2.6 SG直接給水用高圧ポンプによる蒸気発生器への注水</p> <p>添付資料1.2.7 海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水</p> <p>添付資料1.2.8 代替給水ビットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水</p> <p>添付資料1.2.9 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水</p> <p>添付資料1.2.10 全交流動力電源喪失時に補助給水系の起動に失敗した場合の処置について</p> <p>添付資料1.2.11 現場手動操作によるタービン動補助給水ポンプの起動</p> <p>添付資料1.2.12 通常の運転操作手順概要一覧</p> <p>添付資料1.2.13 事故時に中央制御室のみで行う運転操作一覧</p> <p>添付資料1.2.14 解釈一覧 1.判断基準の解釈一覧 2.操作手順の解釈一覧 3.弁番号及び弁名称一覧</p>	<p>【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映） ・大飯の比較対象は添付資料1.2.2</p> <p>【大飯】 資料構成の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 資料構成の相違（女川審査実績の反映） ・泊の比較対象は添付資料1.2.1 ・記載方針の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由①）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 資料構成の相違（女川審査実績の反映）</p>

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

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

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等</p> <p><要求事項> 発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p> <p>【解釈】 1 「発電用原子炉を冷却するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。</p> <p>(1) 全交流動力電源喪失・常設直流電源系統喪失を想定し、原子炉隔離時冷却系（RCIC）若しくは非常用復水器（BWRの場合）又はタービン動補助給水ポンプ（PWRの場合）（以下「RCIC等」という。）により発電用原子炉を冷却するため、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等を整備すること。</p> <p>a) 可搬型重大事故防止設備 i) 現場での可搬型重大事故防止設備（可搬型バッテリー又は窒素ポンプ等）を用いた弁の操作により、RCIC等の起動及び十分な期間※の運転継続を行う手順等（手順及び装備等）を整備すること。ただし、下記(1) b) i)の人力による措置が容易に行える場合を除く。</p> <p>b) 現場操作 i) 現場での人力による弁の操作により、RCIC等の起動及び十分な期間※の運転継続を行う手順等（手順及び装備等）を整備すること。</p> <p>※：原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間のこと。</p> <p>c) 監視及び制御 i) 原子炉水位（BWR及びPWR）及び蒸気発生器水位（PWRの場合）を推定する手順等（手順、計測機器及び装備等）を整備すること。 ii) RCIC等の安全上重要な設備の作動状況を確認する手順等（手順、計測機器及び装備等）を整備すること。 iii) 原子炉水位又は蒸気発生器水位を制御する手順等（手順及び装備等）を整備すること。</p> <p>(2) 復旧 a) 原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態におい</p>	<p>1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等</p> <p>【要求事項】 発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p> <p>【解釈】 1 「発電用原子炉を冷却するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。</p> <p>(1) 全交流動力電源喪失・常設直流電源系統喪失を想定し、原子炉隔離時冷却系（RCIC）若しくは非常用復水器（BWRの場合）又はタービン動補助給水ポンプ（PWRの場合）（以下「RCIC等」という。）により発電用原子炉を冷却するため、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等を整備すること。</p> <p>a) 可搬型重大事故防止設備 i) 現場での可搬型重大事故防止設備（可搬型バッテリー又は窒素ポンプ等）を用いた弁の操作により、RCIC等の起動及び十分な期間※の運転継続を行う手順等（手順及び装備等）を整備すること。ただし、下記(1) b) i)の人力による措置が容易に行える場合を除く。</p> <p>b) 現場操作 i) 現場での人力による弁の操作により、RCIC等の起動及び十分な期間※の運転継続を行う手順等（手順及び装備等）を整備すること。</p> <p>※：原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間のこと。</p> <p>c) 監視及び制御 i) 原子炉水位（BWR及びPWR）及び蒸気発生器水位（PWRの場合）を推定する手順等（手順、計測機器及び装備等）を整備すること。 ii) RCIC等の安全上重要な設備の作動状況を確認する手順等（手順、計測機器及び装備等）を整備すること。 iii) 原子炉水位又は蒸気発生器水位を制御する手順等（手順及び装備等）を整備すること。</p> <p>(2) 復旧 a) 原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態におい</p>	<p>1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等</p> <p>【要求事項】 発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p> <p>【解釈】 1 「発電用原子炉を冷却するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。</p> <p>(1) 全交流動力電源喪失・常設直流電源系統喪失を想定し、原子炉隔離時冷却系（RCIC）若しくは非常用復水器（BWRの場合）又はタービン動補助給水ポンプ（PWRの場合）（以下「RCIC等」という。）により発電用原子炉を冷却するため、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等を整備すること。</p> <p>a) 可搬型重大事故防止設備 i) 現場での可搬型重大事故防止設備（可搬型バッテリー又は窒素ポンプ等）を用いた弁の操作により、RCIC等の起動及び十分な期間※の運転継続を行う手順等（手順及び装備等）を整備すること。ただし、下記(1) b) i)の人力による措置が容易に行える場合を除く。</p> <p>b) 現場操作 i) 現場での人力による弁の操作により、RCIC等の起動及び十分な期間※の運転継続を行う手順等（手順及び装備等）を整備すること。</p> <p>※：原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間のこと。</p> <p>c) 監視及び制御 i) 原子炉水位（BWR及びPWR）及び蒸気発生器水位（PWRの場合）を推定する手順等（手順、計測機器及び装備等）を整備すること。 ii) RCIC等の安全上重要な設備の作動状況を確認する手順等（手順、計測機器及び装備等）を整備すること。 iii) 原子炉水位又は蒸気発生器水位を制御する手順等（手順及び装備等）を整備すること。</p> <p>(2) 復旧 a) 原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態におい</p>	

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大阪発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>て、注水（循環を含む。）すること及び原子炉を冷却できる設備に電源を接続することにより、起動及び十分な期間の運転継続ができること。（BWRの場合）</p> <p>b) 電動補助給水ポンプに代替交流電源を接続することにより、起動及び十分な期間の運転継続ができること。（PWRの場合）</p> <p>(3) 重大事故等の進展抑制</p> <p>a) 重大事故等の進展を抑制するため、ほう酸水注入系（SLCS）又は制御棒駆動機構（CRD）等から注水する手順等を整備すること。（BWRの場合）</p>	<p>て、注水（循環を含む。）すること及び原子炉を冷却できる設備に電源を接続することにより、起動及び十分な期間の運転継続ができること。（BWRの場合）</p> <p>b) 電動補助給水ポンプに代替交流電源を接続することにより、起動及び十分な期間の運転継続ができること。（PWRの場合）</p> <p>(3) 重大事故等の進展抑制</p> <p>a) 重大事故等の進展を抑制するため、ほう酸水注入系（SLCS）又は制御棒駆動機構（CRD）等から注水する手順等を整備すること。（BWRの場合）</p>	<p>て、注水（循環を含む。）すること及び原子炉を冷却できる設備に電源を接続することにより、起動及び十分な期間の運転継続ができること。（BWRの場合）</p> <p>b) 電動補助給水ポンプに代替交流電源を接続することにより、起動及び十分な期間の運転継続ができること。（PWRの場合）</p> <p>(3) 重大事故等の進展抑制</p> <p>a) 重大事故等の進展を抑制するため、ほう酸水注入系（SLCS）又は制御棒駆動機構（CRD）等から注水する手順等を整備すること。（BWRの場合）</p>	<p>【大阪】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大阪】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p>
<p>原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉（以下「原子炉」という。）の冷却機能は、蒸気発生器2次側による原子炉の冷却機能である。</p> <p>この機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉を冷却する対処設備を整備しており、ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。</p>	<p>原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能は、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による冷却機能である。</p> <p>この機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、発電用原子炉を冷却する対処設備を整備する。ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。</p>	<p>原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能は、2次冷却設備からの除熱による発電用原子炉の冷却機能である。</p> <p>この機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、発電用原子炉を冷却する対処設備を整備する。ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。</p>	

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

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

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大阪発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>1.2.1 対応手段と設備の選定</p> <p>(1) 対応手段と設備の選定の考え方</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する原子炉の冷却機能が喪失した場合に炉心の著しい損傷を防止するため、蒸気発生器2次側による原子炉の冷却機能により原子炉を冷却する必要がある。</p> <p>蒸気発生器2次側による原子炉の冷却機能により原子炉を冷却するための設計基準事故対処設備として、電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ（以下「補助給水ポンプ」という。）、復水ビット並びに主蒸気逃がし弁を設置している。</p> <p>これらの設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故対処設備の機能喪失を想定し、その機能を代替するために、各設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした上で、想定する機能喪失に対する対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第1.2.1図）（以下「機能喪失原因対策分析」という。）。</p> <p>また、原子炉を冷却するために1次冷却系及び2次冷却系の保有水を監視及び制御する対応手段と重大事故等対処設備を選定する。</p> <p>重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び多様性拡張設備[※]を選定する。</p> <p>※ 1 多様性拡張設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。</p> <p>選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第四十五条及び技術基準規則第六十条（以下「基準規則」という。）の要求機能が網羅されていることを確認するとともに、多様性拡張設備との関係を明確にする。</p> <p>（添付資料1.2.1、1.2.2、1.2.3）</p> <p>(2) 対応手段と設備の選定の結果</p>	<p>1.2.1 対応手段と設備の選定</p> <p>(1) 対応手段と設備の選定の考え方</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、</p> <p>発電用原子炉を冷却し炉心の著しい損傷を防止するための設計基準事故対処設備として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系を設置している。</p> <p>これらの設計基準事故対処設備が健全であれば、これらを重大事故等対処設備（設計基準拡張）と位置付け重大事故等の対処に用いるが、この設計基準事故対処設備が故障した場合は、その機能を代替するために、設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした（以下「機能喪失原因対策分析」という。）上で、想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第1.2-1図）。</p> <p>また、発電用原子炉を冷却するために原子炉圧力容器内の水位を監視及び制御する対応手段及び重大事故等対処設備、重大事故等の進展を抑制するための対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。</p> <p>重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び自主対策設備[※]を選定する。</p> <p>※ 自主対策設備：技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。</p> <p>選定した重大事故等対処設備により、「技術的能力審査基準」（以下「審査基準」という。）だけでなく、「設置許可基準規則」第四十五条及び「技術基準規則」第六十条（以下「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、自主対策設備との関係を明確にする。</p> <p>(2) 対応手段と設備の選定の結果</p> <p>設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系又は高圧炉心スプレイ系が健全であれば重大事故等対処設備（設計基準拡張）として重大事故等の対処に用いる。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による発電用原子炉の冷却で使用</p>	<p>1.2.1 対応手段と設備の選定</p> <p>(1) 対応手段と設備の選定の考え方</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合に炉心の著しい損傷を防止するため、蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却機能により発電用原子炉を冷却する必要がある。</p> <p>蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却機能により発電用原子炉を冷却し炉心の著しい損傷を防止するための設計基準事故対処設備として電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ（以下「補助給水ポンプ」という。）、補助給水ビット並びに主蒸気逃がし弁を設置している。</p> <p>これらの設計基準事故対処設備が健全であれば、これらを重大事故等対処設備（設計基準拡張）と位置付け重大事故等の対処に用いるが、この設計基準事故対処設備が故障した場合は、その機能を代替するために、設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした（以下「機能喪失原因対策分析」という。）上で、想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第1.2.1図）。</p> <p>また、発電用原子炉を冷却するために1次冷却系及び2次冷却系の保有水を監視及び制御する対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。</p> <p>重大事故等対処設備の他に、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び自主対策設備[※]を選定する。</p> <p>※ 自主対策設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。</p> <p>選定した重大事故等対処設備により、「技術的能力審査基準」（以下「審査基準」という。）だけでなく、「設置許可基準規則」第四十五条及び「技術基準規則」第六十条（以下「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、自主対策設備との関係を明確にする。</p> <p>（添付資料1.2.1、1.2.2、1.2.3）</p> <p>(2) 対応手段と設備の選定の結果</p> <p>設計基準事故対処設備である補助給水ポンプ、補助給水ビット及び主蒸気逃がし弁が健全であれば重大事故等対処設備（設計基準拡張）として重大事故等の対処に用いる。</p> <p>蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷</p>	<p>相違理由</p> <p>【女川】設備の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ PWR固有の発電用原子炉の冷却機能 <p>【大阪】記載方針の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大阪】記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大阪】記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【女川】BWR固有の要求事項のため、PWRと比較対象なし</p> <p>【大阪、女川】記載表現の相違</p> <p>【大阪】記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大阪】記載方針の相違（女川審査実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 設計基準拡張設備の整理

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系の機能喪失として、蒸気発生器2次側による炉心冷却に使用する設備の機能喪失を想定する。また、サポート系の機能喪失として全交流動力電源喪失又は常設直流電源系統喪失を想定する。</p> <p>設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因と対応手段の検討、審査基準及び基準規則要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備と多様性拡張設備を以下に示す。</p> <p>なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順についての関係を第1.2.1表に示す。</p>	<p>する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系ポンプ 復水貯蔵タンク 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁 主蒸気系 配管・弁 原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁 補給水系 配管 高圧炉心スプレイ系 配管・弁 原子炉冷却材浄化系 配管 復水給水系 配管・弁・スパーージャ 原子炉圧力容器 <p>・所内常設蓄電式直流電源設備</p> <p>また、上記所内常設蓄電式直流電源設備への継続的な給電で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> 非常用交流電源設備 <p>高圧炉心スプレイ系による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> 高圧炉心スプレイ系ポンプ 復水貯蔵タンク サブプレッションチェンバ 高圧炉心スプレイ系 配管・弁・ストレーナ・スパーージャ 補給水系 配管 原子炉圧力容器 高圧炉心スプレイ 補機冷却水系（高圧炉心スプレイ 補機冷却海水系を含む。） 非常用取水設備 非常用交流電源設備 <p>機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系故障として、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の故障を想定する。また、サポート系故障として、全交流動力電源及び常設直流電源系統の喪失を想定する。</p> <p>設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因から選定した対応手段及び「審査基準」、「基準規則」からの要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備を以下に示す。</p> <p>なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を第1.2-1表に整理する。</p>	<p>却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> 電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 主蒸気逃がし弁 補助給水ピット 蒸気発生器 2次冷却設備（給水設備）配管 2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁 <p>・非常用交流電源設備</p> <p>・所内常設蓄電式直流電源設備</p> <p>機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系故障として、蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却に使用する設備の故障を想定する。また、サポート系故障として、全交流動力電源及び常設直流電源系統の喪失を想定する。</p> <p>設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因から選定した対応手段及び「審査基準」、「基準規則」からの要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備を以下に示す。</p> <p>なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を第1.2.1表に整理する。</p>	<p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>a. フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備</p> <p>(a) 対応手段</p> <p>蒸気発生器2次側による原子炉の冷却機能が喪失した場合、1次冷却系のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手段がある。</p> <p>1次冷却系のフィードアンドブリードで使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 高圧注入ポンプ ・ 加圧器逃がし弁 ・ 燃料取替用水ビット ・ 格納容器再循環サンブ ・ 格納容器再循環サンブスクリーン ・ 余熱除去ポンプ ・ 余熱除去冷却器 	<p>a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備</p> <p>(a) 高圧代替注水系による発電用原子炉の冷却</p> <p>設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の故障により発電用原子炉の冷却ができない場合は、中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動し発電用原子炉を冷却する手段がある。</p> <p>中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動できない場合は、現場での人力による弁の操作により高圧代替注水系を起動し発電用原子炉を冷却する手段がある。</p> <p>これらの対応手段により、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、高圧代替注水系の運転を継続する。</p> <p>i. 高圧代替注水系の中央制御室からの操作による発電用原子炉の冷却</p> <p>中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動し発電用原子炉を冷却する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 高圧代替注水系ポンプ ・ 復水貯蔵タンク ・ 高圧代替注水系（蒸気系）配管・弁 ・ 主蒸気系 配管・弁 ・ 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁 ・ 高圧代替注水系（注水系）配管・弁 ・ 補給水系 配管 ・ 高圧炉心スプレイ系 配管・弁 ・ 燃料プール補給水系 弁 ・ 原子炉冷却材浄化系 配管 ・ 復水給水系 配管・弁・スパーージャ ・ 原子炉圧力容器 	<p>a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備</p> <p>(a) 1次冷却系のフィードアンドブリードによる発電用原子炉の冷却</p> <p>設計基準事故対処設備である2次冷却設備からの除熱による発電用原子炉の冷却に使用する設備の故障により蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却ができない場合は、1次冷却系のフィードアンドブリードにより発電用原子炉を冷却する手段がある。</p> <p>この対応手段により、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、1次冷却系のフィードアンドブリードによる発電用原子炉の冷却を継続する。</p> <p>また、1次冷却系のフィードアンドブリードにおいて、高圧注入ポンプが故障等により運転できない場合に、充てんポンプを運転して燃料取替用水ビット水を発電用原子炉へ注水する手段がある。</p> <p>i. 1次冷却系のフィードアンドブリード</p> <p>1次冷却系のフィードアンドブリードにより発電用原子炉を冷却する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 高圧注入ポンプ ・ 加圧器逃がし弁 ・ 燃料取替用水ビット ・ 格納容器再循環サンブ ・ 格納容器再循環サンブスクリーン ・ 余熱除去ポンプ ・ 余熱除去冷却器 ・ 蓄圧タンク ・ 蓄圧タンク出口弁 ・ 非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・ 非常用炉心冷却設備（高圧注入系）配管・弁 ・ ほう酸注入タンク ・ 余熱除去設備 配管・弁 ・ 非常用炉心冷却設備（蓄圧注入系）配管・弁 ・ 蒸気発生器 ・ 1次冷却設備 配管・弁 ・ 加圧器 ・ 原子炉容器 ・ 原子炉補機冷却設備 	<p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・ 泊は手順ごとに項目を整理</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由②）</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・ 泊は手順ごとに項目を整理</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・ 流路と給電に使用する設備の記載</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>蒸気発生器2次側への注水設備である補助給水ポンプが故障等により運転できない場合は、常用設備等を使用して蒸気発生器2次側へ注水する手段がある。</p>	<p>・所内常設蓄電式直流電源設備 ・常設代替直流電源設備 ・可搬型代替直流電源設備</p> <p>また、上記所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備への継続的な給電で使用する設備は以下のとおり。</p> <p>・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備</p> <p>ii. 高圧代替注水系の現場操作による発電用原子炉の冷却現場での人力による弁の操作により高圧代替注水系を起動し発電用原子炉を冷却する設備は以下のとおり。</p> <p>・高圧代替注水系ポンプ ・復水貯蔵タンク ・高圧代替注水系（蒸気系）配管・弁 ・主蒸気系 配管・弁 ・原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁 ・高圧代替注水系（注水系）配管・弁 ・補給水系 配管 ・高圧炉心スプレー系 配管・弁 ・燃料プール補給水系 弁 ・原子炉冷却材浄化系 配管 ・復水給水系 配管・弁・スパーージャ ・原子炉圧力容器</p>	<p>・非常用取水設備 ・非常用交流電源設備 ・所内常設蓄電式直流電源設備</p> <p>1次冷却系のフィードアンドブリードにおいて、高圧注入ポンプが故障等により運転できない場合に、充てんポンプにより発電用原子炉への注水に使用する設備は以下のとおり。</p> <p>・充てんポンプ ・燃料取替用水ピット ・再生熱交換器 ・非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・化学体積制御設備 配管・弁 ・1次冷却設備 配管・弁 ・加圧器 ・原子炉容器 ・非常用交流電源設備</p> <p>(b) 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（注水） i. 電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水 蒸気発生器2次側への注水設備である補助給水ポンプが故障等により運転できない場合は、常用設備である電動主給水ポンプ等を使用して蒸気発生器2次側へ注水する手段がある。</p>	<p>【大飯】設備の相違（相違理由②）</p> <p>【伊方】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・伊方の充てんポンプによる注水で選定している設備は「充てんポンプ」と「燃料取替用水タンク」のみであり、泊は女川の審査実績を踏まえて流路等の設備を選定していることから、伊方の記載は比較対象として掲載していない。</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・泊は手順ごとに項目を整理</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>蒸気発生器2次側の蒸気放出設備である主蒸気逃がし弁の機能が喪失した場合は、常用設備を使用して蒸気発生器2次側の蒸気放出を行う手段がある。</p>		<p>搬型大型送水ポンプ車等を使用して代替給水ビットの淡水を蒸気発生器2次側へ注水する手段がある。</p> <p>代替給水ビットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型大型送水ポンプ車 ・可搬型ホース・接続口 ・ホース延長・回収車（送水車用） ・代替給水ビット ・蒸気発生器 ・2次冷却設備（給水設備）配管 ・2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・非常用交流電源設備 ・燃料補給設備 <p>v. 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水</p> <p>蒸気発生器2次側への注水設備である補助給水ポンプが故障等により運転できない場合は、可搬型設備である可搬型大型送水ポンプ車等を使用して原水槽の淡水を蒸気発生器2次側へ注水する手段がある。</p> <p>また、原水槽を水源として使用開始後、2次系純水タンク又はろ過水タンクの淡水を原水槽へ補給する手段がある。</p> <p>原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型大型送水ポンプ車 ・可搬型ホース・接続口 ・ホース延長・回収車（送水車用） ・原水槽 ・2次系純水タンク ・ろ過水タンク ・蒸気発生器 ・2次冷却設備（給水設備）配管 ・2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・給水処理設備 配管・弁 ・非常用交流電源設備 ・燃料補給設備 <p>(c) 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（蒸気放出）</p> <p>i. タービンバイパス弁による蒸気放出</p> <p>蒸気発生器2次側の蒸気放出設備である主蒸気逃がし弁の機能が喪失した場合は、常用設備であるタービンバイパス弁を使用して蒸気発生器2次側の蒸気放出を行う手段がある。</p>	<p>【大飯】設備の相違（相違理由①）</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・泊は手順ごとに項目を整理</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由①）</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・泊は手順ごとに項目を整理</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大阪発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）に使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> タービンバイパス弁 <p>(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備</p> <p>機能喪失原因対策分析の結果により選定した、1次冷却系のフィードアンドブリードで使用する高圧注入ポンプ、加圧器逃がし弁、燃料取替用水ピット、格納容器再循環サンプ、格納容器再循環サンプスクリーン、余熱除去ポンプ及び余熱除去冷却器は、いづれも重大事故等対処設備と位置づける。</p> <p>これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。</p> <p>以上の重大事故等対処設備により、蒸気発生器2次側による炉心冷却に使用するすべての設備が使用できない場合においても、原子炉を冷却できる。</p> <p>また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。</p> <p>【比較のため、伊方3号炉の技術的能力1.2より抜粋】</p> <ul style="list-style-type: none"> 充てんポンプ <p>注水流量が少ないため、プラント停止直後の崩壊熱を除去することは困難であるが、温度上昇を抑制する効果や崩壊熱が少ない場合においては有効である。</p>	<p>(b) 重大事故等対処設備</p> <p>高圧代替注水系の中央制御室からの操作及び現場操作による発電用原子炉の冷却で使用する設備のうち、高圧代替注水系ポンプ、復水貯蔵タンク、高圧代替注水系（蒸気系）配管・弁、主蒸気系配管・弁、原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁、高圧代替注水系（注水系）配管・弁、補給水系配管、高圧炉心スプレー系配管・弁、燃料プール補給水系弁、原子炉冷却材浄化系配管、復水給水系配管・弁・スパージャ、原子炉圧力容器、所内常設蓄電式直流電源設備、常設代替直流電源設備、可搬型代替直流電源設備、常設代替交流電源設備及び可搬型代替交流電源設備は重大事故等対処設備として位置づける。</p> <p>これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、「審査基準」及び「基準規則」に要求される設備が全て網羅されている。</p> <p>(添付資料1.2.1)</p> <p>以上の重大事故等対処設備により、設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレー系が故障した場合においても、発電用原子炉を冷却することができる。</p> <p>【記載表現の比較のため、比較表P1.2-20より再掲】</p> <p>また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備として位置づける。あわせて、その理由を示す。</p>	<p>タービンバイパス弁を使用して蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（蒸気放出）に使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> タービンバイパス弁 蒸気発生器 復水器 2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁 常用電源設備 所内常設蓄電式直流電源設備 <p>(d) 重大事故等対処設備と自主対策設備</p> <p>1次冷却系のフィードアンドブリードによる発電用原子炉の冷却で使用する設備のうち、高圧注入ポンプ、加圧器逃がし弁、燃料取替用水ピット、格納容器再循環サンプ、格納容器再循環サンプスクリーン、余熱除去ポンプ、余熱除去冷却器、蓄圧タンク、蓄圧タンク出口弁、非常用炉心冷却設備配管・弁、非常用炉心冷却設備（高圧注入系）配管・弁、ほう酸注入タンク、余熱除去設備配管・弁、非常用炉心冷却設備（蓄圧注入系）配管・弁、蒸気発生器、1次冷却設備配管・弁、加圧器、原子炉容器及び所内常設蓄電式直流電源設備は重大事故等対処設備として位置づける。また、原子炉補機冷却設備、非常用取水設備及び非常用交流電源設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置づける。</p> <p>これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、「審査基準」及び「基準規則」に要求される設備がすべて網羅されている。</p> <p>(添付資料1.2.1)</p> <p>以上の重大事故等対処設備により、設計基準事故対処設備である2次冷却設備からの除熱による発電用原子炉の冷却に使用するすべての設備が故障した場合においても、発電用原子炉を冷却することができる。</p> <p>また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備として位置づける。あわせて、その理由を示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> 充てんポンプ、燃料取替用水ピット <p>注水流量が少ないため、プラント停止直後の崩壊熱を除去することは困難であるが、温度上昇を抑制する効果や崩壊熱が小さい場合においては有効である。</p>	<p>【大阪】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大阪】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・泊は流路と給電に使用する設備の記載</p> <p>【大阪】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大阪】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・泊は流路と給電に使用する設備の記載</p> <p>【大阪】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大阪】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映） ・大阪の記載箇所は比較表 P1.2-7 参照</p> <p>【大阪】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大阪】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大阪】設備の相違（相違理由②）</p>

泊発電所 3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>・ 電動主給水ポンプ、脱気器タンク 耐震性がないものの、常用母線が健全で、脱気器タンクの保有水があれば、補助給水ポンプの代替手段として有効である。</p> <p>【比較のため、伊方3号炉の技術的能力1.2より抜粋】</p> <p>・ 蒸気発生器代替注水ポンプ 系統構成に時間を要するため、蒸気発生器がドライアウトするまでに確実な注水を担保することは困難であるが、耐震Sクラスの補助給水系と耐震性の多様化のために免震構造としている。よって、補助給水ポンプが故障した場合でも、常用系設備である電動主給水ポンプ等よりも補助給水タンクを水源とした長期的な事故収束手段として期待できる。</p> <p>・ 蒸気発生器補給用仮送中圧ポンプ（電動）、復水ピット ポンプ吐出圧力が約3.0MPa [gage] であるため、1次冷却材圧力及び1次冷却材温度が低下し、蒸気発生器2次側の圧力が低下しないと使用できないが、補助給水ポンプの代替手段として長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。</p> <p>・ タービンバイパス弁 耐震性がないものの、常用母線及び復水器真空度が健全であれば、主蒸気逃がし弁の代替手段として有効である。</p> <p>b. サポート系機能喪失時の対応手段及び設備 (a) 対応手段</p> <p>蒸気発生器2次側への注水設備である補助給水ポンプの機能が喪失した場合は、タービン動補助給水ポンプの機能を回復させるため、タービン動補助給水ポンプ（現場手動操作）及びタービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）により、タービン動補助給水ポンプの機能を回復させることで、原子炉の冷却を行う手段がある。</p> <p>【比較のため、比較表P1.2-15より再掲】</p> <p>蒸気発生器2次側の蒸気放出設備である主蒸気逃がし弁の機能が喪失した場合は、現場での手動操作、窒素ポンプ及び制御用空気により主蒸気逃がし弁の機能を回復させることで、原子炉の冷却を行う手段がある。</p>	<p>女川原子力発電所2号炉</p> <p>b. サポート系故障時の対応手段及び設備 (a) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の発電用原子炉の冷却</p> <p>全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失により、設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による発電用原子炉の冷却ができない場合は、「a. (a) 高圧代替注水系による発電用原子炉の冷却」の手段に加え、現場での人力による弁の操作により原子炉隔離時冷却系を起動し発電用原子炉を冷却する手段がある。</p>	<p>泊発電所3号炉</p> <p>・ 電動主給水ポンプ、脱気器タンク 耐震性がないものの、常用母線が健全で、脱気器タンクの保有水があれば、補助給水ポンプの代替手段として有効である。</p> <p>・ SG直接給水用高圧ポンプ、補助給水ピット 系統構成に時間を要し、蒸気発生器への注水開始までの所要時間が約60分となるため、蒸気発生器がドライアウトするまでに確実な注水を確保することは困難であるが、補助給水ポンプの代替手段として長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。</p> <p>・ 可搬型大型送水ポンプ車、代替給水ピット、原水槽、2次系純水タンク、ろ過水タンク ポンプ吐出圧力が約1.3MPa [gage] であるため、1次冷却材圧力及び1次冷却材温度が低下し、蒸気発生器2次側の圧力が低下しないと使用できないが、補助給水ポンプの代替手段として長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。</p> <p>・ タービンバイパス弁 耐震性がないものの、常用母線が健全で復水器の真空状態が維持できていれば、主蒸気逃がし弁の代替手段として有効である。</p> <p>b. サポート系故障時の対応手段及び設備 (a) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却</p> <p>全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失により、設計基準事故対処設備である補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水ができない場合は、タービン動補助給水ポンプの機能を回復させるため、現場での手動操作によりタービン動補助給水ポンプを起動し発電用原子炉を冷却する手段がある。</p> <p>また、設計基準事故対処設備である主蒸気逃がし弁の作動に必要な駆動源（直流電源又は制御用空気）が喪失し、主蒸気逃がし弁による蒸気発生器からの蒸気放出ができない場合は、現場での手動操作、主蒸気逃がし弁作用用可搬型空気ポンプ及び制御用空気により主蒸気逃がし弁の機能を回復させることで、発電用原子炉を冷却する手段が</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯】 設備の相違（相違理由①） 【伊方】 設備名称、記載表現の相違 ・ 泊は比較対象の大飯の他の手段の記載表現も踏まえて文章を構成しているため、伊方と記載表現は相違するが、自主対策とする理由を「蒸気発生器ドライアウトまでの注水に間に合わない」としている点では伊方と同様。</p> <p>【大飯】 設備の相違（相違理由①）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（表現の明確化）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>また、電動補助給水ポンプの機能を回復させるため、空冷式非常用発電装置から給電する手段がある。</p> <p>タービン動補助給水ポンプの機能回復に使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> タービン動補助給水ポンプ（現場手動操作） タービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作） <p>電動補助給水ポンプの機能回復に使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> 空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク 重油タンク タンクローリー <p>蒸気発生器2次側の蒸気放出設備である主蒸気逃がし弁の機能が喪失した場合は、現場での手動操作、窒素ポンプ及び制御用空気により主蒸気逃がし弁の機能を回復させることで、原子炉の冷却を行う手段がある。</p>	<p>この対応手段により、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、原子炉隔離時冷却系の運転を継続する。</p> <p>i. 原子炉隔離時冷却系の現場操作による発電用原子炉の冷却</p> <p>現場での人力による弁の操作により原子炉隔離時冷却系を起動し発電用原子炉を冷却する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系ポンプ 復水貯蔵タンク 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁 主蒸気系 配管・弁 原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁 補給水系 配管 高压炉心スプレイ系 配管・弁 原子炉冷却材浄化系 配管 復水給水系 配管・弁・スパーージャ 原子炉圧力容器 <p>また、上記原子炉隔離時冷却系を現場での人力による弁の操作で起動したことにより発生する排水を処理する手段がある。</p> <p>排水設備による排水で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> 排水ポンプ 排水ホース 仮設発電機 	<p>ある。</p> <p>これらの対応手段により、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却を継続する。</p> <p>i. 現場手動操作によるタービン動補助給水ポンプの機能回復</p> <p>現場手動操作によるタービン動補助給水ポンプの機能回復に使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> タービン動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁 補助給水ビット 蒸気発生器 2次冷却設備（給水設備）配管 2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁 <p>ii. 現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復</p>	<p>【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映） ・泊との比較は比較表P1.2-17にて実施</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・泊は手順ごとに項目を整理</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・泊は流路に使用する設備の記載</p> <p>【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映） ・泊との比較は比較表P1.2-17にて実施</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・泊は手順ごとに項目を整理</p> <p>【大飯】 記載箇所の相違 ・泊との比較は比較表P1.2-14にて実施</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【比較のため、比較表Pl.2-15より再掲】</p> <p>また、電動補助給水ポンプの機能を回復させるため、空冷式非常用発電装置から給電する手段がある。</p> <p>電動補助給水ポンプの機能回復に使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 空冷式非常用発電装置 ・ 燃料油貯蔵タンク ・ 重油タンク ・ タンクローリー 	<p>(b) 復旧</p> <p>全交流動力電源が喪失し、原子炉隔離時冷却系の起動又は運転継続に必要な直流電源を所内常設蓄電式直流電源設備により給電している場合は、所内常設蓄電式直流電源設備の125V蓄電池が枯渇する前に代替交流電源設備、可搬型代替直流電源設備及び125V代替充電器用電源車接続設備により原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を確保する手段がある。</p> <p>i. 代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電</p> <p>常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備により所内常設蓄電式直流電源設備のうち125V充電器に給電し、原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を確保して発電用原子炉を冷却する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉隔離時冷却系ポンプ ・ 復水貯蔵タンク ・ 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁 ・ 主蒸気系 配管・弁 ・ 原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁 ・ 補給水系 配管 ・ 高圧炉心スプレイ系 配管・弁 ・ 原子炉冷却材浄化系 配管 ・ 復水給水系 配管・弁・スパーージャ ・ 原子炉圧力容器 ・ 所内常設蓄電式直流電源設備 ・ 常設代替交流電源設備 ・ 可搬型代替交流電源設備 <p>なお、代替交流電源設備へ燃料を補給し、復水貯蔵タンクへ水を補給することにより、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、原子炉隔離時冷却系の運転を継続することが可能である。</p> <p>ii. 可搬型代替直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電</p> <p>可搬型代替直流電源設備により原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を確保して発電用原子炉を冷却する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉隔離時冷却系ポンプ ・ 復水貯蔵タンク 	<p>(b) 復旧</p> <p>全交流動力電源が喪失し、電動補助給水ポンプの起動又は運転継続に必要な交流電源を常設代替交流電源設備により確保する手段がある。</p> <p>i. 常設代替交流電源設備による電動補助給水ポンプの機能回復</p> <p>常設代替交流電源設備による給電により電動補助給水ポンプの運転継続に必要な交流電源を確保して発電用原子炉を冷却する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 電動補助給水ポンプ ・ 補助給水ピット ・ 蒸気発生器 ・ 2次冷却設備（給水設備）配管 ・ 2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・ 常設代替交流電源設備 <p>なお、常設代替交流電源設備へ燃料を補給し、補助給水ピットへ水を補給することにより、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、電動補助給水ポンプの運転を継続することが可能である。</p>	<p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>・ 泊は手順ごとに項目を整理</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>・ 泊は給電に使用する設備に加えて給電により運転する設備及び流路を整理している。</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>・ 泊は可搬型タンクローリーによる燃料補給に使用するディーゼル発電機燃料油貯蔵槽、燃料タンク(SA)、ディーゼル発電機燃料油移送ポンプのこれら設備を「常設代替交流電源設備」に含めて整理している。</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映）</p>

泊発電所 3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁 ・主蒸気系 配管・弁 ・原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁 ・補給水系 配管 ・高圧炉心スプレイ系 配管・弁 ・原子炉冷却材浄化系 配管 ・復水給水系 配管・弁・スパーージャ ・原子炉圧力容器 ・所内常設蓄電式直流電源設備 ・可搬型代替直流電源設備 <p>なお、可搬型代替直流電源設備へ燃料を補給し、復水貯蔵タンクへ水を補給することにより、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、原子炉隔離時冷却系の運転を継続することが可能である。</p> <p>iii. 125V 代替充電器用電源車接続設備による原子炉隔離時冷却系への給電</p> <p>125V 代替充電器用電源車接続設備により原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を確保して発電用原子炉を冷却する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉隔離時冷却系ポンプ ・復水貯蔵タンク ・原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁 ・主蒸気系 配管・弁 ・原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁 ・補給水系 配管 ・高圧炉心スプレイ系 配管・弁 ・原子炉冷却材浄化系 配管 ・復水給水系 配管・弁・スパーージャ ・原子炉圧力容器 ・所内常設蓄電式直流電源設備 ・125V 代替充電器用電源車接続設備 <p>なお、125V 代替充電器用電源車接続設備へ燃料を補給し、復水貯蔵タンクへ水を補給することにより、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、原子炉隔離時冷却系の運転を継続することが可能である。</p>		

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

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

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備</p> <p>機能喪失原因対策分析の結果により選定した、タービン動補助給水ポンプの機能を回復させる手段に使用する設備のうち、タービン動補助給水ポンプ（現場手動操作）及びタービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。</p> <p>電動補助給水ポンプの機能を回復させる手段に使用する設備のうち、空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、重油タンク及びタンクローリーは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。</p> <p>主蒸気逃がし弁の機能を回復させる手段に使用する設備のうち、主蒸気逃がし弁（現場手動操作）は機能回復のため現場において窒素ポンペ（主蒸気逃がし弁作動用）を接続するのと同等以上の作業の迅速性及び駆動軸を人力で直接操作することによる操作の確実性を有するため、重大事故等対処設備と位置づける。</p> <p>【比較のため、上段より再掲】</p> <p>電動補助給水ポンプの機能を回復させる手段に使用する設備のうち、空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、重油タンク及びタンクローリーは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。</p> <p>これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。</p> <p>以上の重大事故等対処設備により、全交流動力電源又は常設直流電源系統が喪失しても原子炉を冷却するために必要な設備の機能を回復できる。</p>	<p>(c) 重大事故等対処設備と自主対策設備</p> <p>原子炉隔離時冷却系の現場操作による発電用原子炉の冷却に使用する設備のうち、原子炉隔離時冷却系ポンプ、復水貯蔵タンク、原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁、主蒸気系配管・弁、原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁、補給水系配管、高圧炉心スプレー系配管・弁、原子炉冷却材浄化系配管、復水給水系配管・弁・スパーージャ及び原子炉圧力容器は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置づける。</p> <p>復旧にて使用する設備のうち、所内常設蓄電式直流電源設備、常設代替交流電源設備、可搬型代替交流電源設備及び可搬型代替直流電源設備は重大事故等対処設備として位置づける。また、原子炉隔離時冷却系ポンプ、復水貯蔵タンク、原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁、主蒸気系配管・弁、原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁、補給水系配管、高圧炉心スプレー系配管・弁、原子炉冷却材浄化系配管、復水給水系配管・弁・スパーージャ及び原子炉圧力容器は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置づける。</p> <p>これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、「審査基準」及び「基準規則」に要求される設備が全て網羅されている。</p> <p>(添付資料1.2.1)</p> <p>以上の重大事故等対処設備により、全交流動力電源が喪失した場合、又は全交流動力電源の喪失に加えて常設直流電源系統が喪失した場合においても、発電用原子炉を冷却することができる。</p>	<p>(c) 重大事故等対処設備と自主対策設備</p> <p>現場手動操作によるタービン動補助給水ポンプの機能を回復させる手段に使用する設備のうち、タービン動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁、補助給水ピット、蒸気発生器、2次冷却設備（給水設備）配管、2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁及び2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置づける。</p> <p>現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能を回復させる手段に使用する設備のうち、主蒸気逃がし弁は機能回復のため現場において主蒸気逃がし弁操作用可搬型空気ポンペを接続するのと同等以上の作業の迅速性及び駆動軸を人力で直接操作することによる操作の確実性を有するため、重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置づける。また、蒸気発生器及び2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置づける。</p> <p>常設代替交流電源設備による電動補助給水ポンプの機能を回復させる手段に使用する設備のうち、常設代替交流電源設備は重大事故等対処設備として位置づける。また、電動補助給水ポンプの運転継続に必要な交流電源を確保して発電用原子炉の冷却に使用する設備のうち、電動補助給水ポンプ、補助給水ピット、蒸気発生器、2次冷却設備（給水設備）配管及び2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置づける。</p> <p>これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、「審査基準」及び「基準規則」に要求される設備がすべて網羅されている。</p> <p>(添付資料1.2.1)</p> <p>以上の重大事故等対処設備により、全交流動力電源が喪失した場合、又は全交流動力電源の喪失に加えて常設直流電源系統が喪失した場合においても発電用原子炉を冷却することができる。</p>	<p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・泊は流路に使用する設備の記載</p> <p>【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映） ・泊との比較は後段で実施する</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由⑤）</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・泊は流路に使用する設備の記載</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載箇所の相違 ・大飯の記載箇所は比較表 P1.2-7 参照</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p>

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

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

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>また以下の設備は、それぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・窒素ポンベ（主蒸気逃がし弁作動用） 窒素ポンベの容量から使用時間に制限があるものの、事故発生時の初動対応である主蒸気逃がし弁（現場手動操作）に対し、中央制御室からの遠隔操作が可能となり、運転員等の負担軽減となる。また、蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合でも対応が可能である。 ・大容量ポンプ、B制御用空気圧縮機（海水冷却） 全交流動力電源喪失時に、蒸気発生器2次側による炉心冷却が必要となるまでには間に合わないが、中央制御室からの遠隔操作が可能となり、運転員等の負担軽減となる。 <p>c. 監視及び制御の対応手段及び設備</p> <p>(a) 対応手段</p> <p>原子炉を冷却するための1次冷却系及び2次冷却系の保有水を監視又は推定する手段がある。</p> <p>また、蒸気発生器へ注水するための補助給水ポンプの動作状況を確認する手段がある。</p> <p>さらに、原子炉を冷却するための1次冷却系及び2次冷却系の保有水を制御する手段がある。 監視及び制御に使用する設備は以下のとおり。</p>	<p>また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・排水設備 排水を行わなかった場合においても、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、原子炉隔離時冷却系の運転を継続することができるが、排水が可能であれば原子炉隔離時冷却系の運転継続時間を延長できることから、原子炉隔離時冷却系の機能を維持する手段として有効である。 ・125V代替充電器用電源車接続設備 給電開始までに時間を要するが、給電が可能であれば原子炉隔離時冷却系の運転に必要な直流電源を確保できることから、発電用原子炉を冷却するための直流電源を確保する手段として有効である。 <p>c. 監視及び制御</p> <p>(a) 監視及び制御</p> <p>上記「a. (a) 高圧代替注水系による発電用原子炉の冷却」及び「b. (a) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の発電用原子炉の冷却」により発電用原子炉を冷却する際は、発電用原子炉を冷却するための原子炉压力容器内の水位を監視する手段がある。</p> <p>また、原子炉压力容器へ注水するための高圧代替注水系及び原子炉隔離時冷却系の作動状況を確認する手段がある。</p> <p>さらに、発電用原子炉を冷却するための原子炉压力容器内の水位を制御する手段がある。 監視及び制御に使用する設備（監視計器）は以下のとおり。</p>	<p>また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・主蒸気逃がし弁操作可搬型空気ポンベ 主蒸気逃がし弁操作可搬型空気ポンベの容量から使用時間に制限があるものの、事故発生時の初動対応である主蒸気逃がし弁の現場手動操作に対し、中央制御室からの遠隔操作が可能となり、運転員の負担軽減となる。また、蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合でも対応が可能である。 ・可搬型大型送水ポンプ車、A-制御用空気圧縮機 準備が完了するまでに時間を要するため、全交流動力電源喪失時に、蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却が必要となるまでには間に合わないが、中央制御室からの遠隔操作が可能となり、運転員の負担軽減となる。 <p>c. 監視及び制御の対応手段及び設備</p> <p>(a) 監視及び制御</p> <p>上記「a. (a) 1次冷却系のフィードアンドブリードによる発電用原子炉の冷却」、「a. (b) 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（注水）」、「a. (c) 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（蒸気放出）」、「b. (a) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却」、「b. (b) 復旧」及び「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する発電用原子炉への注水手段により発電用原子炉を冷却する際は、発電用原子炉を冷却するための1次冷却系及び2次冷却系の保有水を監視又は推定する手段がある。</p> <p>また、蒸気発生器へ注水するための補助給水ポンプの作動状況を確認する手段がある。</p> <p>さらに、発電用原子炉を冷却するための1次冷却系及び2次冷却系の保有水を制御する手段がある。 監視及び制御に使用する設備（監視計器）は以下のとおり。</p>	<p>【大飯】設備の相違（相違理由③） 【大飯】記載表現の相違 ・泊は設備名称を省略した記載としない。</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） ・泊は女川を参考に冷却が必要となるまでに間に合わない理由を記載。</p> <p>【女川】記載表現の相違 ・泊は大飯と同様にa.及びb.の項目名と表現を統一。</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【女川】設備の相違</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>・ 加圧器水位計</p> <p>・ 蒸気発生器水位計（広域） ・ 蒸気発生器水位計（狭域） ・ 蒸気発生器補助給水流量計 ・ 復水ピット水位計</p> <p>(b) 重大事故等対処設備 審査基準の要求により選定した、加圧器水位計、蒸気発生器水位計（広域）、蒸気発生器水位計（狭域）、蒸気発生器補助給水流量計及び復水ピット水位計は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。</p>	<p>高圧代替注水系（中央制御室起動時）の監視計器</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉水位（狭帯域、広帯域、燃料域、SA広帯域、SA燃料域） ・ 原子炉圧力 ・ 原子炉圧力（SA） ・ 高圧代替注水系ポンプ出口流量 ・ 高圧代替注水系ポンプ出口圧力 ・ 復水貯蔵タンク水位 <p>高圧代替注水系（現場起動時）の監視計器</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉水位（広帯域、燃料域、SA広帯域、SA燃料域） ・ 原子炉圧力 ・ 原子炉圧力（SA） ・ 高圧代替注水系ポンプ出口流量 ・ 復水貯蔵タンク水位 ・ 可搬型計測器 ・ 高圧代替注水系ポンプ出口圧力 ・ 高圧代替注水系タービン入口蒸気圧力 ・ 高圧代替注水系タービン排気圧力 ・ 高圧代替注水系ポンプ入口圧力 <p>原子炉隔離時冷却系（現場起動時）の監視計器</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉水位（広帯域、燃料域、SA広帯域、SA燃料域） ・ 原子炉圧力 ・ 原子炉圧力（SA） ・ 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量 ・ 復水貯蔵タンク水位 ・ 可搬型計測器 ・ 原子炉隔離時冷却系ポンプ駆動用タービン入口蒸気圧力 <p>(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備 監視及び制御にて使用する設備のうち、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、原子炉水位（SA広帯域）、原子炉水位（SA燃料域）、原子炉圧力、原子炉圧力（SA）、高圧代替注水系ポンプ出口流量、高圧代替注水系ポンプ出口圧力、復水貯蔵タンク水位、可搬型計測器及び原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量は重大事故等対処設備として位置づける。 これらの選定した設備は、「審査基準」及び「基準規則」に要求される設備が全て網羅されている。 （添付資料1.2.1）</p>	<p>1次冷却系の保有水の監視計器</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 加圧器水位 <p>2次冷却系の保有水の監視計器</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 蒸気発生器水位（広域） ・ 蒸気発生器水位（狭域） ・ 補助給水流量 ・ 補助給水ピット水位 <p>(b) 重大事故等対処設備 監視及び制御にて使用する設備のうち、加圧器水位、蒸気発生器水位（広域）、蒸気発生器水位（狭域）、補助給水流量及び補助給水ピット水位は重大事故等対処設備として位置づける。</p> <p>これらの選定した設備は、「審査基準」及び「基準規則」に要求される設備がすべて網羅されている。 （添付資料1.2.1）</p>	<p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映） ・ 大飯の記載箇所は比較表 PL. 2-7 参照</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>以上の重大事故等対処設備を用いて原子炉压力容器内の水位及び高圧代替注水系の作動状況を監視することにより、発電用原子炉を冷却するために必要な監視及び制御ができる。</p> <p>また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉水位（狭帯域）、高圧代替注水系及び原子炉隔離時冷却系の現場起動時に使用する現場監視計器 高圧代替注水系の操作盤は中央制御室裏盤に設置されており、高圧代替注水系を中央制御室裏盤から起動した際は、中央制御室表盤に設置されている原子炉水位（狭帯域）は監視に適さないが、複数の計器で監視する手段としては有効である。 <p>なお、高圧代替注水系及び原子炉隔離時冷却系の現場起動時に使用する現場監視計器は、中央制御室での監視はできないため重大事故等対処設備としては位置付けていないが、耐震性は有しており、現場起動時に原子炉压力容器内の水位の監視及び制御を行う手段として有効である。</p> <p>d. 重大事故等の進展抑制時の対応手段及び設備</p> <p>(a) 重大事故等の進展抑制</p> <p>高圧代替注水系、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉压力容器への注水により原子炉压力容器内の水位が維持できない場合は、重大事故等の進展を抑制するため、ほう酸水注入系及び制御棒駆動水圧系により原子炉压力容器へ注水する手段がある。</p> <p>i. ほう酸水注入系による進展抑制</p> <p>ほう酸水注入系貯蔵タンクを水源としたほう酸水注入系による原子炉压力容器へのほう酸水注入を実施する。</p> <p>また、純水補給水系を水源としてほう酸水注入系ポンプを用いて原子炉压力容器へ注水を実施する。</p> <p>ほう酸水注入系により原子炉压力容器へほう酸水を注入する設備及び注水する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ほう酸水注入系ポンプ ・ほう酸水注入系貯蔵タンク ・ほう酸水注入系 配管・弁 ・純水補給水系 ・原子炉压力容器 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 	<p>以上の重大事故等対処設備を用いて原子炉容器内の水位、蒸気発生器の水位及び補助給水ポンプの作動状況を監視することにより、発電用原子炉を冷却するために必要な監視及び制御ができる。</p>	<p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【女川】 BWR固有の対応手段</p> <p>【女川】 BWR固有の対応手段</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>ii. 制御棒駆動水圧系による進展抑制</p> <p>復水貯蔵タンクを水源とした制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水を実施する。</p> <p>制御棒駆動水圧系により原子炉圧力容器へ注水する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・制御棒駆動水ポンプ ・復水貯蔵タンク ・制御棒駆動水圧系 配管・弁 ・補給水系 配管・弁 ・原子炉圧力容器 ・原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。） ・非常用取水設備 ・常設代替交流電源設備 <p>(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備</p> <p>ほう酸水注入系による進展抑制で使用する設備のうち、ほう酸水注入系ポンプ、ほう酸水注入系貯蔵タンク、ほう酸水注入系配管・弁、原子炉圧力容器、常設代替交流電源設備及び可搬型代替交流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。</p> <p>これらの選定した設備は、「審査基準」及び「基準規則」に要求される設備が全て網羅されている。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料1.2.1)</p> <p>以上の重大事故等対処設備により、原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時における注水機能が喪失した場合においても、重大事故等の進展を抑制することができる。</p> <p>また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ほう酸水注入系（原子炉圧力容器へ注水する場合） <p>発電用原子炉を冷却するための十分な注水量が確保できず、加えて純水補給水系の耐震性が確保されていないが、水源を純水補給水系に切り替えることができれば、ほう酸水注入系による原子炉への注水が可能となるため、原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時における重大事故等の進展を抑制する手段として有効である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・制御棒駆動水圧系 <p>発電用原子炉を冷却するための十分な注水量が確保できず、加えて耐震性が確保されていないが、原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時における重大事故等の進展を抑制する手段として有効である。</p>		<p>【女川】 BWR固有の対応手段</p> <p>【女川】 BWR固有の対応手段</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>d. 手順等</p> <p>上記の a.、b. 及び c. により選定した対応手段に係る手順を整備する。</p> <p>また、事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備を整備する（第1.2.2表、第1.2.3表）。</p> <p>これらの手順は、発電所対策本部長^{※2}、当直課長、運転員等^{※3}及び緊急安全対策要員^{※4}の対応として蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順等に定める（第1.2.1表）。</p> <p>※2 発電所対策本部長：重大事故等発生時における発電所原子力防災管理者及び代行者をいう。 ※3 運転員等：運転員及び重大事故等対策要員のうち当直課長の指示に基づき運転対応を実施する要員をいう。 ※4 緊急安全対策要員：重大事故等対策要員のうち発電所対策本部長の指示に基づき対応する運転員等以外の要員をいう。</p>	<p>e. 手順等</p> <p>上記「a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備」、「b. サポート系故障時の対応手段及び設備」、「c. 監視及び制御」及び「d. 重大事故等の進展抑制時の対応手段及び設備」により選定した対応手段に係る手順を整備する。</p> <p>これらの手順は、運転員及び保修班員の対応として非常時操作手順書（徴候ベース）、非常時操作手順書（設備別）及び重大事故等対応要領書に定める（第1.2-1表）。</p> <p>また、重大事故等時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備についても整理する（第1.2-2表、第1.2-3表）。</p> <p>(添付資料1.2.2)</p>	<p>d. 手順等</p> <p>上記「a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備」、「b. サポート系故障時の対応手段及び設備」及び「c. 監視及び制御の対応手段及び設備」により選定した対応手段に係る手順を整備する。</p> <p>これらの手順は、発電課長（当直）、運転員及び災害対策要員の対応として蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順書等に定める（第1.2.1表）。</p> <p>また、重大事故等時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備についても整理する（第1.2.2表、第1.2.3表）。</p> <p>(添付資料1.2.2)</p>	<p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【女川】 BWR固有の対応手段</p> <p>【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映） ・女川・泊は下段に記載</p> <p>【大飯】記載方針の相違（相違理由①）</p> <p>【大飯】記載表現の相違</p> <p>【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（相違理由①）</p>

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

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

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>1.2.2 重大事故等時の手順等</p> <p>1.2.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等</p> <p>(1) 1次冷却系のフィードアンドブリード</p> <p>蒸気発生器2次側による原子炉の冷却機能が喪失した場合、燃料取替用水ピット水を高圧注入ポンプにより原子炉へ注水する操作と加圧器逃がし弁の開操作により原子炉格納容器内部へ1次冷却材を放出する操作を組み合わせた1次冷却系のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手順を整備する。</p> <p>【比較のため、伊方3号炉の技術的能力1.2より抜粋】</p> <p>高圧注入ポンプが故障により使用できない場合において、注水流量が少なく事象を取束できない可能性があるが、崩壊熱が少ない場合においては有効である充てんポンプを運転して燃料取替用水タンク水を炉心へ注水する【手段であり、蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する】手順を整備する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>補助給水ポンプの故障等による蒸気発生器への注水機能の喪失によって蒸気発生器水位が低下し、すべての蒸気発生器が除熱を期待できない水位（蒸気発生器水位計（広域）指示値が10%未満）になった場合に、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水ピットの水位が確保されている場合。</p> <p>b. 操作手順</p> <p>高圧注入ポンプ等により1次冷却系のフィードアンドブリードを行う手順の概要は以下のとおり。概要系統を第1.2.2図に示す。</p> <p>① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に1次冷却系のフィードアンドブリードを指示する。</p> <p>② 運転員等は、中央制御室で非常用炉心冷却設備作動信号を手動発信させ、高圧注入ポンプ2台を起動し、高圧注入ポンプ吐出圧力等により、高圧注入ポンプの運転状態を確認する。</p>	<p>1.2.2 重大事故等時の手順</p> <p>1.2.2.1 フロントライン系故障時の対応手順</p> <p>(1) 高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水</p> <p>a. 中央制御室からの高圧代替注水系起動</p> <p>復水給水系による原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が故障により使用できない場合は、中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動し、復水貯蔵タンクを水源とした原子炉圧力容器への注水を実施する。</p> <p>なお、発電用原子炉を冷却するために原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持するように原子炉水位（狭帯域、広帯域、燃料域、SA広帯域、SA燃料域）により監視する。また、これらの計測機器が故障又は計測範囲（把握能力）を超えた場合、当該パラメータの値を推定する手順を整備する。</p> <p>原子炉水位の監視機能が喪失した場合の手順については「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準</p> <p>復水給水系、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合。</p> <p>(b) 操作手順</p> <p>中央制御室からの高圧代替注水系起動手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.2-2図及び第1.2-3図に、概要図を第1.2-4図に、タイムチャートを第1.2-5図に示す。</p> <p>① 発電課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に中央制御室からの高圧代替注水系起動の準備開始を指示する。</p> <p>② 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室からの高圧代替注水系起動に必要な電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。</p> <p>③ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室からの高圧代替注水系起動の系統構成として、RCIC蒸気供給ライン分離弁及びFPMUWポンプ吸込弁[*]の全開操作を実施する。</p> <p>※：燃料プール補給水系に異常がなく、燃料プール補給水ポンプを運転する場合はFPMUWポンプ吸込弁を全開のままとする。</p> <p>④ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室からの高圧代</p>	<p>1.2.2 重大事故等時の手順</p> <p>1.2.2.1 フロントライン系故障時の対応手順</p> <p>(1) 1次冷却系のフィードアンドブリードによる発電用原子炉の冷却</p> <p>蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合、燃料取替用水ピット水を高圧注入ポンプにより発電用原子炉へ注水する操作と加圧器逃がし弁の開操作により原子炉格納容器内部へ1次冷却材を放出する操作を組み合わせた1次冷却系のフィードアンドブリードにより発電用原子炉を冷却する。</p> <p>高圧注入ポンプが故障等により運転できない場合において、注水流量が少なく事象を取束できない可能性があるが、崩壊熱が小さい場合においては有効である充てんポンプを運転して燃料取替用水ピット水を発電用原子炉へ注水する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>補助給水ポンプの故障等による蒸気発生器への注水機能の喪失によって蒸気発生器水位が低下し、すべての蒸気発生器が除熱を期待できない水位（蒸気発生器水位（広域）指示値が10%未満）になった場合に、発電用原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水ピットの水位が確保されている場合。</p> <p>b. 操作手順</p> <p>高圧注入ポンプ等により1次冷却系のフィードアンドブリードを行う手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.2.2図、第1.2.4図、第1.2.5図及び第1.2.6図に、タイムチャートを第1.2.3図に示す。</p> <p>① 発電課長（当直）は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に1次冷却系のフィードアンドブリードを指示する。</p> <p>② 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で非常用炉心冷却設備作動信号を手動発信させ、高圧注入ポンプ2台を起動し、高圧注入ポンプ出口圧力等により、高圧注入ポンプの運転状態を確認する。</p> <p>高圧注入ポンプによる発電用原子炉への注水ができない場合は、充てんポンプを起動し、充てん流量等により、充てんポンプの運転状態を確認する。</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由②） 【伊方】記載表現の相違</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・泊は運転員の要員名称に「（中央制御室）」又は「（現場）」と記載し、アルファベットにより識別。 ・以降、同様の相違は、相違理由の記載を省略する。 【大飯】設備の相違（相違理由②） 【伊方】記載方針の相違 ・伊方は充てんポンプによる注水について操作手順の記載なし。</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>③ 運転員等は、中央制御室で加圧器の全ヒータの切を確認し、すべての加圧器逃がし弁を開操作し全開とする。 1次冷却材圧力等により、1次冷却系が減圧できていることを確認するとともに、高圧注入流量等により原子炉への注水、1次冷却材温度等により原子炉が冷却状態にあることを確認する。仮に、高圧注入ポンプが1台となった場合でも、1次冷却系のフィードアンドブリードを継続する。</p> <p>④ 運転員等は、中央制御室で燃料取替用水ピット水位及び格納容器再循環サンプ水位を確認し、再循環切替水位となれば再循環運転になったことを確認する。</p> <p>【蒸気発生器2次側による原子炉の冷却機能が回復した場合：④より】</p> <p>⑤ 運転員等は、中央制御室で蒸気発生器2次側による原子炉の冷却機能が回復した場合、蒸気発生器2次側による炉心冷却を開始し、1次冷却材温度等により原子炉の冷却状態を確認する。</p> <p>⑥ 運転員等は、中央制御室で蓄圧タンクの注水状態を1次冷却材圧力等により確認し、1次冷却材圧力が安定していれば蓄圧タンク出口弁を開操作する。</p> <p>⑦ 運転員等は、中央制御室でいずれかの蒸気発生器において蒸気発生器狭域水位が0%以上に回復したことを確認した場合、すべての加圧器逃がし弁を開操作し、1次冷却系のフィードアンドブリードを停止する。</p> <p>⑧ 運転員等は、中央制御室で1次冷却材圧力及び加圧器水位が安全注入により回復していること並びに十分なサブクール状態であることを確認し、安全注入を停止する。 (添付資料1.2.4)</p> <p>⑨ 運転員等は、余熱除去運転のため、中央制御室で1次冷却材温度等にて、1次冷却材温度177℃以下、1次冷却材圧力2.7MPa〔gage〕以下及び余熱除去系が健全であることを確認する。</p> <p>【余熱除去系が使用可能の場合（蒸気発生器2次側による原子炉の冷却機能が回復した場合）：⑨より】</p> <p>⑩ 運転員等は、余熱除去系が健全である場合、中央制御室で余熱除去系による原子炉の冷却を開始する。</p>	<p>替注水系起動の系統構成として、HPAC注入弁の全開操作を実施し、発電課長に中央制御室からの高圧代替注水系起動の準備完了を報告する。</p> <p>⑤ 発電課長は、運転員に中央制御室からの高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水開始を指示する。</p> <p>⑥ 運転員（中央制御室）Aは、HPACタービン止め弁の全開操作を実施し、原子炉圧力容器への注水を開始する。</p> <p>⑦ 運転員（中央制御室）Aは、原子炉圧力容器への注水が開始されたことを高圧代替注水系ポンプ出口流量指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し発電課長に報告するとともに、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>⑧ 発電課長は、発電所対策本部に復水貯蔵タンクへの補給を依頼する。</p>	<p>③ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で加圧器の全ヒータの切を確認し、すべての加圧器逃がし弁を開操作し全開とする。1次冷却材圧力（広域）等により、1次冷却系が減圧できていることを確認するとともに、高圧注入流量等により発電用原子炉への注水、1次冷却材温度（広域－高温側）等により発電用原子炉が冷却状態にあることを確認し、発電課長（当直）へ報告する。仮に、高圧注入ポンプが1台となった場合でも、1次冷却系のフィードアンドブリードを継続する。</p> <p>④ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で燃料取替用水ピット水位及び格納容器再循環サンプ水位を確認し、再循環切替水位に到達すれば再循環運転に切り替える。</p> <p>【蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却機能が回復した場合：④より】</p> <p>⑤ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却機能が回復した場合、蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却を開始し、1次冷却材温度（広域－高温側）等により発電用原子炉の冷却状態を確認する。</p> <p>⑥ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で蓄圧タンクの注水状態を1次冷却材圧力（広域）等により確認し、1次冷却材圧力が安定していれば蓄圧タンク出口弁を開操作して発電課長（当直）へ報告する。</p> <p>⑦ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室でいずれかの蒸気発生器において蒸気発生器水位（狭域）が0%以上に回復したことを確認した場合、すべての加圧器逃がし弁を開操作して1次冷却系のフィードアンドブリードを停止し、発電課長（当直）へ報告する。</p> <p>⑧ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で1次冷却材圧力及び加圧器水位が安全注入により回復していること並びに十分なサブクール状態であることを確認し、安全注入を停止して発電課長（当直）へ報告する。 (添付資料1.2.4)</p> <p>⑨ 運転員（中央制御室）Aは、余熱除去運転のため、中央制御室で1次冷却材温度（広域－高温側）等にて、1次冷却材温度177℃未満、1次冷却材圧力2.7MPa〔gage〕以下及び余熱除去系が健全であることを確認する。</p> <p>【余熱除去系が使用可能の場合（蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却機能が回復した場合）：⑨より】</p> <p>⑩ 運転員（中央制御室）Aは、余熱除去系が健全である場合、余熱除去系による発電用原子炉の冷却を開始し、発電課長（当直）へ報告する。</p>	<p>【大飯】記載方針の相違 ・泊は操作終了後の発電課長（当直）への報告を手順に記載する。 ・以降、同様の相違は、相違理由の記載を省略する。</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p> <p>【大飯】記載表現の相違 ・泊は保安規定で定める原子炉の運転モード4の「177℃未満」と同じ記載表現としており、玄海と同様。</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大阪発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>⑪ 運転員等は、中央制御室で余熱除去系による原子炉の冷却が開始されたことを確認し、蒸気発生器2次側による炉心冷却を停止する。</p> <p>⑫ 運転員等は、中央制御室で余熱除去系による原子炉の冷却状態を1次冷却材温度等により確認し、低温停止とする。</p> <p>【余熱除去系が使用不能の場合（蒸気発生器2次側による原子炉の冷却機能が回復した場合）：⑨より】</p> <p>⑩ 運転員等は、余熱除去系が使用できない場合、中央制御室で蒸気発生器2次側による炉心冷却により冷却の効果がなくなるまで継続する。</p> <p>⑪ 運転員等は、中央制御室及び現場で蒸気発生器2次側による炉心冷却の効果がなくなったことを1次冷却材温度等により確認した場合、蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードを開始する。</p> <p>⑫ 運転員等は、中央制御室で蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードによる原子炉の冷却状態を1次冷却材温度等により確認し、低温停止とする。</p> <p>【蒸気発生器2次側による原子炉の冷却機能が回復しない場合：④より】</p> <p>⑤ 運転員等は、余熱除去運転のため、中央制御室で1次冷却材温度等にて、1次冷却材温度177℃以下、1次冷却材圧力2.7MPa〔gage〕以下及び余熱除去系が健全であることを確認し、使用準備を行う。</p> <p>⑥ 運転員等は、中央制御室で余熱除去系による原子炉の冷却が可能であることを確認した場合は、余熱除去系による原子炉の冷却を開始する。</p> <p>余熱除去系が使用できない場合は、余熱除去系又は蒸気発生器2次側による原子炉の冷却機能が使用可能となるまで、再循環運転による1次冷却系のフィードアンドブリードを継続する。</p> <p>⑦ 運転員等は、中央制御室で蓄圧タンクの注水状態を1次冷却材圧力等により確認し、1次冷却材圧力が安定していれば蓄圧タンク出口弁を閉操作する。</p> <p>⑧ 運転員等は、中央制御室で余熱除去系による原子炉の冷却が開始されたことを確認し、すべての加圧器逃が</p>	<p>⑪ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で余熱除去系による発電用原子炉の冷却が開始されたことを確認し、蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却を停止して発電課長（当直）へ報告する。</p> <p>⑫ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で余熱除去系による発電用原子炉の冷却状態を1次冷却材温度（広域－高温側）等により確認し、低温停止とする。</p> <p>【余熱除去系が使用不能の場合（蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却機能が回復した場合）：⑨より】</p> <p>⑩ 運転員（中央制御室）Aは、余熱除去系が使用できない場合、中央制御室で蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却により冷却の効果がなくなるまで継続する。</p> <p>⑪ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室及び現場で蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却の効果がなくなったことを1次冷却材温度等により確認した場合、蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードを開始し、発電課長（当直）へ報告する。</p> <p>⑫ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードによる発電用原子炉の冷却状態を1次冷却材温度（広域－高温側）等により確認し、低温停止とする。</p> <p>【蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却機能が回復しない場合：④より】</p> <p>⑤ 運転員（中央制御室）Aは、余熱除去運転のため、中央制御室で1次冷却材温度（広域－高温側）等にて、1次冷却材温度177℃未満、1次冷却材圧力2.7MPa〔gage〕以下及び余熱除去系が健全であることを確認し、使用準備を行う。</p> <p>⑥ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で余熱除去系による発電用原子炉の冷却が可能であることを確認した場合は、余熱除去系による発電用原子炉の冷却を開始し、発電課長（当直）へ報告する。</p> <p>余熱除去系が使用できない場合は、余熱除去系又は蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却機能が使用可能となるまで、再循環運転による1次冷却系のフィードアンドブリードを継続する。</p> <p>⑦ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で蓄圧タンクの注水状態を1次冷却材圧力（広域）等により確認し、1次冷却材圧力が安定していれば蓄圧タンク出口弁を閉操作して発電課長（当直）へ報告する。</p> <p>⑧ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で余熱除去系による発電用原子炉の冷却が開始されたことを確認</p>	<p>⑪ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で余熱除去系による発電用原子炉の冷却が開始されたことを確認し、蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却を停止して発電課長（当直）へ報告する。</p> <p>⑫ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で余熱除去系による発電用原子炉の冷却状態を1次冷却材温度（広域－高温側）等により確認し、低温停止とする。</p> <p>【余熱除去系が使用不能の場合（蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却機能が回復した場合）：⑨より】</p> <p>⑩ 運転員（中央制御室）Aは、余熱除去系が使用できない場合、中央制御室で蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却により冷却の効果がなくなるまで継続する。</p> <p>⑪ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室及び現場で蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却の効果がなくなったことを1次冷却材温度等により確認した場合、蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードを開始し、発電課長（当直）へ報告する。</p> <p>⑫ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードによる発電用原子炉の冷却状態を1次冷却材温度（広域－高温側）等により確認し、低温停止とする。</p> <p>【蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却機能が回復しない場合：④より】</p> <p>⑤ 運転員（中央制御室）Aは、余熱除去運転のため、中央制御室で1次冷却材温度（広域－高温側）等にて、1次冷却材温度177℃未満、1次冷却材圧力2.7MPa〔gage〕以下及び余熱除去系が健全であることを確認し、使用準備を行う。</p> <p>⑥ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で余熱除去系による発電用原子炉の冷却が可能であることを確認した場合は、余熱除去系による発電用原子炉の冷却を開始し、発電課長（当直）へ報告する。</p> <p>余熱除去系が使用できない場合は、余熱除去系又は蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却機能が使用可能となるまで、再循環運転による1次冷却系のフィードアンドブリードを継続する。</p> <p>⑦ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で蓄圧タンクの注水状態を1次冷却材圧力（広域）等により確認し、1次冷却材圧力が安定していれば蓄圧タンク出口弁を閉操作して発電課長（当直）へ報告する。</p> <p>⑧ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で余熱除去系による発電用原子炉の冷却が開始されたことを確認</p>	<p>相違理由</p> <p>【大阪】記載表現の相違 ・泊は保安規定で定める原子炉の運転モード4の「177℃未満」と同じ記載表現としており、玄海と同様。</p>

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

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

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>し弁を開操作し、1次冷却系のフィードアンドブリードを停止する。</p> <p>⑨ 運転員等は、中央制御室で1次冷却材圧力及び加圧器水位が安全注入により回復していること並びに十分なサブクール状態であることを確認し、安全注入を停止する。 (添付資料1.2.4)</p> <p>⑩ 運転員等は、中央制御室で余熱除去系による原子炉の冷却状態を1次冷却材温度等により確認し、低温停止とする。</p> <p>c. 操作の成立性 上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等1名により実施する。補助給水ポンプの故障等を踏まえて蒸気発生器水位及び主蒸気圧力を継続的に監視し、すべての蒸気発生器の広域水位が10%未満となれば、速やかに1次冷却系のフィードアンドブリードを開始する。</p> <p>なお、蒸気発生器水位計（広域）は、定期検査での蒸気発生器の水張り時における水位を確認することを主目的としており、常温、常圧の状態における水位を指示するように校正されている。そのため、高温状態においては、蒸気発生器内の水、蒸気の密度が異なるため広域水位は実水位と異なる指示値を示すこととなるが、蒸気発生器がドライアウトとならない水位として、計器校正の誤差に余裕をもって広域水位が10%未満となれば、速やかに1次冷却系のフィードアンドブリードを開始する。 (添付資料1.2.5)</p> <p>(2) 蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）</p> <p>a. 電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水 補助給水ポンプが使用できない場合、脱気器タンク水を常用設備である電動主給水ポンプにより蒸気発生器へ注水する手順を整備する。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準 補助給水ポンプ故障等により、補助給水流量等が確認できない場合に、外部電源により常用母線が受電され、蒸気発生器へ注水するために必要な脱気器タンク水位が確保されている場合。</p>	<p>(c) 操作の成立性 上記の操作は、運転員（中央制御室）1名で操作を実施した場合、作業開始を判断してから高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水開始まで15分以内で可能である。</p> <p>b. 現場手動操作による高圧代替注水系起動 復水給水系による原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が故障により使用できない場合において、中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動できない場合は、現場での人力による弁の操作により高圧代替注水系を起動し、復水貯蔵タンクを水源とした原子炉圧力容器への注水を実施する。 なお、発電用原子炉を冷却するために原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持するように原子炉水位（広帯域、燃料域、SA広帯域、SA燃料域）及び可搬型計測器により監視する。また、これらの計測機器が故障又は計測範囲（把握能力）を超えた場合、当該パラメータの値を推定する手順を整備する。 原子炉水位の監視機能が喪失した場合の手順について</p>	<p>し、すべての加圧器逃がし弁を開操作して1次冷却系のフィードアンドブリードを停止し、発電課長（当直）へ報告する。</p> <p>⑨ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で1次冷却材圧力及び加圧器水位が安全注入により回復していること並びに十分なサブクール状態であることを確認し、安全注入を停止して発電課長（当直）へ報告する。 (添付資料1.2.4)</p> <p>⑩ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で余熱除去系による発電用原子炉の冷却状態を1次冷却材温度（広域－高温側）等により確認し、低温停止とする。</p> <p>c. 操作の成立性 上記の操作は、運転員（中央制御室）1名で作業を実施した場合、作業開始を判断してから1次冷却系のフィードアンドブリード開始まで5分以内で可能である。補助給水ポンプの故障等を踏まえて蒸気発生器水位及び主蒸気ライン圧力を継続的に監視し、すべての蒸気発生器水位（広域）が10%未満となれば、速やかに1次冷却系のフィードアンドブリードを開始する。</p> <p>なお、蒸気発生器水位（広域）は、定期事業者検査での蒸気発生器の水張り時における水位を確認することを主目的としており、常温、常圧の状態における水位を指示するように校正されている。そのため、高温状態においては、蒸気発生器内の水、蒸気の密度が異なるため広域水位は実水位と異なる指示値を示すこととなるが、蒸気発生器がドライアウトとならない水位として、計器校正の誤差に余裕をもって広域水位が10%未満となれば、速やかに1次冷却系のフィードアンドブリードを開始する。 (添付資料1.2.5)</p> <p>(2) 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（注水）</p> <p>a. 電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水 補助給水ポンプが使用できない場合、脱気器タンク水を常用設備である電動主給水ポンプにより蒸気発生器へ注水する。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準 補助給水ポンプの故障等により、補助給水流量等が確認できない場合に、外部電源により常用母線が受電され、蒸気発生器へ注水するために必要な脱気器タンク水位が確保されている場合。</p>	<p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】記載表現の相違 ・泊は他の手順と同様に「の」を加えて記載を適正化</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(b) 操作手順 電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。</p>	<p>は「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準 復水給水系、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉压力容器への注水ができず、原子炉压力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合で、中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動できない場合。</p> <p>(b) 操作手順 現場手動操作による高圧代替注水系起動手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.2-2図及び第1.2-3図に、概要図を第1.2-6図に、タイムチャートを第1.2-7図に示す。</p> <p>① 発電課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に現場手動操作による高圧代替注水系起動の準備開始を指示する。</p> <p>② 運転員（中央制御室）Aは、原子炉压力容器内の水位等を確認するため、計器端子台に可搬型計測器の接続を実施し、発電課長に原子炉压力容器内の水位を報告する。</p> <p>③ 運転員（現場）B及びCは、高圧代替注水系の駆動蒸気圧力が確保されていることを原子炉建屋地下2階（原子炉建屋原子炉棟内）の高圧代替注水系タービン入口蒸気圧力指示値が規定値であることにより確認する。</p> <p>④ 運転員（現場）B及びCは、現場手動操作による高圧代替注水系起動の系統構成として、RCIC蒸気供給ライン分離弁及びFPMUWポンプ吸込弁*を現場操作のハンドルにて全閉操作を実施する。 ※：燃料プール補給水系に異常がなく、燃料プール補給水ポンプを運転する場合はFPMUWポンプ吸込弁を全開のままとする。</p> <p>⑤ 運転員（現場）B及びCは、現場手動操作による高圧代替注水系起動の系統構成として、HPAC注入弁を現場操作のハンドルにて全閉操作を実施し、発電課長に現場手動操作による高圧代替注水系起動の準備完了を報告する。</p> <p>⑥ 発電課長は、運転員に現場手動操作による高圧代替注水系起動による原子炉压力容器への注水開始を指示する。また、運転員に原子炉压力容器内の水位の監視を指示する。</p> <p>⑦ 運転員（現場）B及びCは、HPACタービン止め弁を現場操作のハンドルにて全閉操作することにより高圧代替注水系ポンプを起動し、現場監視計器により高圧代替注水系の作動状況を確認し、発電課長に作動状況に</p>	<p>(b) 操作手順 電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。概要図を第1.2.7図に示す。</p> <p>(c) 操作の成立性 上記の操作は、運転員（中央制御室）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水開始まで5分以内で可能である。</p> <p>b. SG直接給水用高圧ポンプによる蒸気発生器への注水 補助給水ポンプが使用できず、さらに電動主給水ポンプが使用できない場合に、補助給水ピット水をSG直接給水用高圧ポンプにより蒸気発生器へ注水する。 なお、淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準 電動主給水ポンプの故障等により、蒸気発生器への注水を主給水ライン流量等にて確認できない場合に、蒸気発生器へ注水するために必要な補助給水ピット水位が確保されている場合。</p> <p>(b) 操作手順 SG直接給水用高圧ポンプによる蒸気発生器への注水手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.2.8図に、タイムチャートを第1.2.9図に示す。</p> <p>① 発電課長（当直）は、手順着手の判断基準に基づき、運転員及び災害対策要員にSG直接給水用高圧ポンプによる蒸気発生器への注水の準備開始を指示する。</p> <p>② 運転員（現場）B及び災害対策要員は、現場でSG直接給水用高圧ポンプ廻りの可搬型ホースを接続する。</p> <p>③ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で代替非常用発電機が起動していることを確認する。また、運転員（現場）Cは、非常用高圧母線からSG直接給水用高圧ポンプへの給電が可能な場合、現場でA又はB-非常用高圧母線に接続される受電遮断器の投入操作を実施し、発電課長（当直）へ報告する。</p> <p>④ 運転員（中央制御室）A、運転員（現場）B及び災害対策要員は、中央制御室及び現場で系統構成を行うとともに、系統の水張りを実施し、発電課長（当直）へ報告する。</p> <p>⑤ 発電課長（当直）は、運転員（現場）B及び災害対策要員にSG直接給水用高圧ポンプによる蒸気発生器への注</p>	<p>【大飯】記載方針の相違（相違理由②）</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由①）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>b. 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水</p> <p>補助給水ポンプが使用できない場合において電動主給水ポンプが使用できず、かつ主蒸気圧力が約3.0MPa[gage]まで低下している場合に、復水ピット水を蒸気発生器補給</p>	<p>異常がないことを報告する。</p> <p>⑧ 運転員（中央制御室）Aは、原子炉圧力容器への注水が始まったことを可搬型計測器による原子炉水位指示値及び高圧代替注水系ポンプ出口流量指示値の上昇により確認し、作動状況に異常がないことを発電課長に報告する。</p> <p>運転員（現場）B及びCは、HPACタービン止め弁を現場操作のハンドルにて操作することにより原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で原子炉圧力容器内の水位を制御する。なお、中央制御室にて可搬型計測器による原子炉水位及び高圧代替注水系ポンプ出口流量の監視ができない場合は、原子炉建屋原子炉棟内にて可搬型計測器により原子炉水位指示値を監視し、現場計器にて高圧代替注水系ポンプ出口圧力指示値を確認することで、原子炉圧力容器内の水位を制御する。</p> <p>⑨ 発電課長は、発電所対策本部に復水貯蔵タンクへの補給を依頼する。</p> <p>(c) 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、運転員（中央制御室）1名及び運転員（現場）2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水開始まで35分以内で可能である。</p> <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。</p> <p>(添付資料1.2.3)</p>	<p>水開始を指示する。</p> <p>⑥ 運転員（現場）B及び災害対策要員は、現場でSG直接給水用高圧ポンプが受電されていることを操作盤の表示灯の点灯にて確認し、補助給水ピット循環ラインにてSG直接給水用高圧ポンプを起動する。</p> <p>⑦ 運転員（現場）B及び災害対策要員は、現場でSG直接給水用高圧ポンプの起動が健全であれば、蒸気発生器注水ラインの手動弁を全開として蒸気発生器への注水を開始し、発電課長（当直）へ報告する。</p> <p>⑧ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で蒸気発生器水位（広域）等により蒸気発生器の2次側の保有水量が回復したことを確認し、運転員（現場）Bは、蒸気発生器水位を監視可能な範囲に維持するため、現場で蒸気発生器注水ラインの手動弁の開度を調整して蒸気発生器水位を調整する。</p> <p>⑨ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で蒸気発生器水位（広域）等により蒸気発生器への注水が確保されていることを確認し、主蒸気逃がし弁又はタービンバイパス弁により蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却を行う。</p> <p>⑩ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で1次冷却材温度（広域—高温側）により発電用原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。</p> <p>(c) 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、運転員（中央制御室）1名、運転員（現場）2名及び災害対策要員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからSG直接給水用高圧ポンプによる蒸気発生器への注水開始まで60分以内で可能である。</p> <p>また、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失が発生した場合の上記の操作は、運転員（中央制御室）1名、運転員（現場）1名及び災害対策要員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからSG直接給水用高圧ポンプによる蒸気発生器への注水開始まで60分以内で可能である。</p> <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。</p> <p>(添付資料1.2.6)</p> <p>c. 海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水</p> <p>補助給水ポンプが使用できない場合において電動主給水ポンプ及びSG直接給水用高圧ポンプが使用できず、かつ主蒸気ライン圧力が約1.3MPa[gage]まで低下している</p>	<p>【大飯】設備の相違（相違理由①）</p>

泊発電所 3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大阪発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>用仮設中圧ポンプ（電動）により蒸気発生器へ注水する手順を整備する。</p> <p>なお、淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準 補助給水ポンプの故障等により、補助給水流量等が確認できない場合及び蒸気発生器への注水が喪失した場合に、蒸気発生器へ注水するために必要な復水ピット水位が確保されている場合。</p> <p>(b) 操作手順 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.2.3図に、タイムチャートを第1.2.4図に示す。</p> <p>① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本部長へ蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水準備と系統構成を指示する。</p> <p>② 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水準備と系統構成を指示する。</p> <p>③ 緊急安全対策要員は、現場で蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）の免震架台の固定治具取付け及び出入口管を接続する。</p> <p>④ 緊急安全対策要員は、現場で蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による注水のための系統構成を実施する。</p> <p>⑤ 緊急安全対策要員は、現場で系統の水張り及びベンディングを実施する。</p> <p>⑥ 緊急安全対策要員は、現場で蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）の設置等の作業と並行して、補助給水系との接続及び他の系統と連絡する弁を操作し系統構成を行う。</p> <p>⑦ 発電所対策本部長は、当直課長へ蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水準備が完了したことを報告する。</p> <p>⑧ 当直課長は、発電所対策本部長へ蒸気発生器への注水が可能となり、その他の蒸気発生器への注水手段が喪失していれば注水開始を指示する。また、運転員等へ</p>		<p>場合に、可搬型大型送水ポンプ車により海水を蒸気発生器へ注水する。</p> <p>なお、海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準 補助給水ポンプの故障等により、補助給水流量等が確認できない場合及び蒸気発生器への注水が喪失した場合。</p> <p>(b) 操作手順 海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.2.10図に、タイムチャートを第1.2.11図に示す。</p> <p>① 発電課長（当直）は、手順着手の判断基準に基づき、運転員及び災害対策要員に海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水の準備開始を指示する。</p> <p>② 災害対策要員は、現場の資機材保管場所へ移動し、可搬型大型送水ポンプ車及び可搬型ホースを所定の位置に移動する。</p> <p>③ 災害対策要員は、現場で可搬型ホースを敷設し、可搬型大型送水ポンプ車代替給水ラインと接続する。</p> <p>④ 災害対策要員は、現場でホース延長・回収車（送水車用）にて可搬型ホースを敷設する。</p> <p>⑤ 災害対策要員は、現場で海水取水箇所近傍に可搬型大型送水ポンプ車を設置する。</p> <p>⑥ 災害対策要員は、現場で可搬型大型送水ポンプ車から水中ポンプを取り出し、可搬型ホースと接続後、海水取水箇所に水中ポンプを設置する。</p> <p>⑦ 災害対策要員は、可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水準備が完了したことを発電課長（当直）に報告する。</p> <p>⑧ 運転員（中央制御室）A及び運転員（現場）Bは、中央制御室及び現場で蒸気発生器への注水の系統構成を実施し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>⑨ 発電課長（当直）は、蒸気発生器への注水が可能となり、その他の注水手段が喪失していれば、運転員及び災害対策要員に蒸気発生器への注水開始を指示する。</p>	<p>【大阪】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大阪】設備の相違（相違理由④）</p> <p>【大阪】設備の相違（相違理由①）</p> <p>【大阪】設備の相違（相違理由①）</p> <p>【大阪】設備の相違（相違理由①）</p> <p>・泊は海を水源として注水する手段であり、準備作業にポンプ車の設置、海水取水箇所へのポンプの設置、可搬型ホースの敷設、系統構成等を実施する。 ・大阪は復水ピットを水源として注水する手段であり、準備作業にポンプの免震架台の固定治具取付け及び出入口管の接続、系統構成等を実施する。</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大阪発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>中央制御室で蒸気発生器水位等の監視を指示する。</p> <p>⑨ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に、蒸気発生器への注水開始を指示する。</p> <p>⑩ 緊急安全対策要員は、現場で蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）へ給電を実施する。</p> <p>⑪ 緊急安全対策要員は、現場で蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）を起動する。</p> <p>⑫ 運転員等は、中央制御室で蒸気発生器水位の上昇、補助給水流量等により、蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）の運転状態に異常がないことを確認する。</p> <p>⑬ 運転員等は、中央制御室で蒸気発生器水位により蒸気発生器2次側の保有水量が回復したことを確認し、蒸気発生器水位を監視可能な範囲に維持するため、現場で蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）出口ラインに設置された手動弁の開度を調整して蒸気発生器水位を調整する。</p> <p>⑭ 運転員等は、中央制御室で蒸気発生器水位等により蒸気発生器への注水が確保されていることを確認し、主蒸気逃がし弁又はタービンバイパス弁を開操作し蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う。</p> <p>⑮ 運転員等は、中央制御室で1次冷却材温度等により原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 1.2.6)</p>		<p>また、運転員へ中央制御室で蒸気発生器水位（広域）等の監視を指示する。</p> <p>⑩ 災害対策要員は、現場で可搬型大型送水ポンプ車を起動し、蒸気発生器への注水を開始する。また、可搬型大型送水ポンプ車の運転状態に異常がないことを確認し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>⑪ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で蒸気発生器水位の上昇等により、可搬型大型送水ポンプ車の運転状態に異常がないことを確認し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>⑫ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で蒸気発生器水位（広域）等により蒸気発生器2次側の保有水量が回復したことを確認し、運転員（現場）Bは、蒸気発生器水位を監視可能な範囲に維持するため、現場で蒸気発生器注水ラインの手動弁の開度を調整して蒸気発生器水位を調整する。</p> <p>⑬ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で蒸気発生器水位（広域）等により蒸気発生器への注水が確保されていることを確認し、主蒸気逃がし弁又はタービンバイパス弁を開操作し蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却を行う。</p> <p>⑭ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で1次冷却材温度（広域－高温側）等により発電用原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。</p> <p>⑮ 災害対策要員は、現場で可搬型大型送水ポンプ車の運転状態を継続して監視し、定格負荷運転時における給油間隔を目安に燃料の補給を実施する（燃料を補給しない場合、可搬型大型送水ポンプ車は約5.5時間の運転が可能）。</p>	<p>相違理由</p> <p>【大阪】設備の相違 ・泊の可搬型大型送水ポンプ車は、エンジン駆動のため、給電操作は必要なし。</p> <p>【大阪】設備の相違 ・泊は当該手段において補助給水流量を経由しない。注水されていることの確認は蒸気発生器水位で監視可能であり自主対策設備による対応手段の相違。</p> <p>【大阪】 記載方針の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大阪】記載箇所の相違 ・泊の作業の成立性を示す添付資料のリンク先は、「(c)操作の成立性」へ記載することで統一している。 ・記載箇所の相違であり、同等の資料を整理していること及び大阪の他の対応手順の記載と相違なし。 ・大阪の添付資料 1.2.7 と同等の資料である泊の添付資料 1.2.10 については、直接関連する記載がないためリンク先としない。</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(c) 操作の成立性</p> <p>上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等1名、現場にて1ユニット当たり緊急安全対策要員5名により作業を実施し、所要時間は約110分と想定する。</p> <p>円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。</p> <p>作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。</p> <p>【比較のため、技術的能力1.11より抜粋】 また、海水から使用済燃料ピットへの注水時に構内のアクセス状況を考慮して可搬型ホースを敷設し、移送ルートを確認する。 (添付資料1.2.7)</p>	<p>【比較のため、技術的能力1.11より抜粋】 上記の操作は、運転員（中央制御室）1名、運転員（現場）2名及び重大事故等対応要員10名にて作業を実施し、作業開始を判断してから燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水開始まで380分以内で可能である。 円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。 また、速やかに作業が開始できるように、原子炉建屋内で使用する資機材は作業場所近傍に配備する。</p> <p>大容量送水ポンプ（タイプI）からのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に実施可能である。 また、車両付属の作業用照明及び可搬型照明（ヘッドライト及び懐中電灯）を用いることで、夜間における作業性についても確保している。</p> <p>【比較のため、他の操作手順より再掲】 室温は通常運転時と同程度である。</p>	<p>(c) 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、運転員（中央制御室）1名、運転員（現場）1名及び災害対策要員6名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水開始まで230分以内で可能である。 円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。 また、速やかに作業が開始できるように、使用する資機材は可搬型大型送水ポンプ車の保管場所及び作業場所近傍に配備する。 可搬型大型送水ポンプ車からのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に実施可能である。 また、車両付属の作業用照明及び可搬型照明（ヘッドライト及び懐中電灯）を用いることで、夜間における作業性についても確保している。</p> <p>作業環境の周囲温度は通常運転時と同程度である。</p> <p>また、可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水時に構内のアクセス状況を考慮して可搬型ホースを敷設し、移送ルートを確認する。 (添付資料1.2.7)</p> <p>d. 代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水 補助給水ポンプが使用できず、さらに電動主給水ポンプ及びSG直接給水用高圧ポンプが使用できない場合に主蒸気ライン圧力が約1.3MPa[gage]まで低下している場合、可搬型大型送水ポンプ車により代替給水ピットから蒸気発生器へ注水する。 なお、淡水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器内水の不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準 補助給水ポンプの故障等により、補助給水流量等が確認できず、蒸気発生器への注水が喪失した場合において、海水取水箇所へのアクセスに時間を要する又は原水槽が使用できないと判断し、代替給水ピットの水位が確保され、使用できることを確認した場合。</p>	<p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 設備の相違（相違理由①）</p>

泊発電所 3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		<p>(b) 操作手順</p> <p>代替給水ビットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.2.12図に、タイムチャートを第1.2.13図に示す。</p> <ol style="list-style-type: none"> ① 発電課長（当直）は、手順着手の判断基準に基づき、運転員及び災害対策要員に代替給水ビットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水の準備開始を指示する。 ② 災害対策要員は、現場の資機材保管場所へ移動し、可搬型大型送水ポンプ車及び可搬型ホースを所定の位置に移動する。 ③ 災害対策要員は、現場で可搬型ホースを敷設し、可搬型大型送水ポンプ車代替給水ラインと接続する。 ④ 災害対策要員は、現場でホース延長・回収車（送水車用）にて可搬型ホースを敷設する。 ⑤ 災害対策要員は、現場で代替給水ビット近傍に可搬型大型送水ポンプ車を設置し、可搬型大型送水ポンプ車の吸管を代替給水ビットへ挿入する。 ⑥ 災害対策要員は、可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水準備が完了したことを発電課長（当直）に報告する。 ⑦ 運転員（中央制御室）A及び運転員（現場）Bは、中央制御室及び現場で蒸気発生器への注水の系統構成を実施し、発電課長（当直）に報告する。 ⑧ 発電課長（当直）は、蒸気発生器への注水が可能となり、その他の注水手段が喪失していれば、運転員及び災害対策要員に蒸気発生器への注水開始を指示する。また、運転員へ中央制御室で蒸気発生器水位（広域）等の監視を指示する。 ⑨ 災害対策要員は、現場で可搬型大型送水ポンプ車を起動し、蒸気発生器への注水を開始する。また、可搬型大型送水ポンプ車の運転状態に異常がないことを確認し、発電課長（当直）に報告する。 ⑩ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で蒸気発生器水位の上昇等により、可搬型大型送水ポンプ車の運転状態に異常がないことを確認し、発電課長（当直）に報告する。 ⑪ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で蒸気発生器水位（広域）等により蒸気発生器2次側の保有水量が回復したことを確認し、運転員（現場）Bは、蒸気発生器水位が監視可能な範囲を維持するため、現場で蒸気発生器注水ラインの手動弁の開度を調整して蒸気発生器水位を調整する。 ⑫ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で蒸気発生器水位（広域）等により蒸気発生器への注水が確保され 	

泊発電所 3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		<p>ていることを確認し、主蒸気逃がし弁又はタービンバイパス弁を開操作し蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却を行う。</p> <p>⑬ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で1次冷却材温度（広域－高温側）等により発電用原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。</p> <p>⑭ 災害対策要員は、現場で可搬型大型送水ポンプ車の運転状態を継続して監視し、定格負荷運転時における給油間隔を目安に燃料の補給を実施する（燃料を補給しない場合、可搬型大型送水ポンプ車は約5.5時間の運転が可能）。</p> <p>(c) 操作の成立性 上記の操作は、運転員（中央制御室）1名、運転員（現場）1名及び災害対策要員6名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水開始まで180分以内で可能である。 円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。 また、速やかに作業が開始できるように、使用する資機材は可搬型大型送水ポンプ車の保管場所及び作業場所近傍に配備する。 可搬型大型送水ポンプ車からのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に実施可能である。 また、車両付属の作業用照明及び可搬型照明（ヘッドライト及び懐中電灯）を用いることで、夜間における作業性についても確保している。 作業環境の周囲温度は通常運転時と同程度である。 また、可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水時に構内のアクセス状況を考慮して可搬型ホースを敷設し、移送ルートを確認する。</p> <p>(添付資料1.2.8)</p> <p>e. 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水 補助給水ポンプが使用できず、さらに電動主給水ポンプ及びSG直接給水用高圧ポンプが使用できない場合に主蒸気ライン圧力が約1.3MPa[gage]まで低下している場合、可搬型大型送水ポンプ車により原水槽を水源として蒸気発生器へ注水する。 なお、淡水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内水の不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。</p>	<p>【大飯】設備の相違(相違理由①)</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		<p>(a) 手順着手の判断基準 補助給水ポンプの故障等により、補助給水流量等が確認できず、蒸気発生器への注水が喪失した場合において、海水の取水ができないと判断し、原水槽の水位が確保され、使用できることを確認した場合。</p> <p>(b) 操作手順 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.2.14図に、タイムチャートを第1.2.15図に示す。</p> <ol style="list-style-type: none"> ① 発電課長（当直）は、手順着手の判断基準に基づき、運転員及び災害対策要員に原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水の準備開始を指示する。 ② 災害対策要員は、現場の資機材保管場所へ移動し、可搬型大型送水ポンプ車及び可搬型ホースを所定の位置に移動する。 ③ 災害対策要員は、現場で可搬型ホースを敷設し、可搬型大型送水ポンプ車代替給水ラインと接続する。 ④ 災害対策要員は、現場でホース延長・回収車（送水車用）にて可搬型ホースを敷設する。 ⑤ 災害対策要員は、現場で原水槽マンホール近傍に可搬型大型送水ポンプ車を設置し、可搬型大型送水ポンプ車の吸管を原水槽マンホールへ挿入する。 ⑥ 災害対策要員は、可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水準備が完了したことを発電課長（当直）に報告する。 ⑦ 運転員（中央制御室）A及び運転員（現場）Bは、中央制御室及び現場で蒸気発生器への注水の系統構成を実施し、発電課長（当直）に報告する。 ⑧ 発電課長（当直）は、蒸気発生器への注水が可能となり、その他の注水手段が喪失していれば、運転員及び災害対策要員に蒸気発生器への注水開始を指示する。また、運転員へ中央制御室で蒸気発生器水位（広域）等の監視を指示する。 ⑨ 災害対策要員は、現場で可搬型大型送水ポンプ車を起動し、蒸気発生器への注水を開始する。また、可搬型大型送水ポンプ車の運転状態に異常がないことを確認し、発電課長（当直）に報告する。 ⑩ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で蒸気発生器水位の上昇等により、可搬型大型送水ポンプ車の運転状態に異常がないことを確認し、発電課長（当直）に報告する。 ⑪ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で蒸気発生器水位（広域）等により蒸気発生器2次側の保有水量が 	

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		<p>回復したことを確認し、運転員（現場）Bは、蒸気発生器水位が監視可能な範囲を維持するため、現場で蒸気発生器注水ラインの手動弁の開度を調整して蒸気発生器水位を調整する。</p> <p>⑫ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で蒸気発生器水位（広域）等により蒸気発生器への注水が確保されていることを確認し、主蒸気逃がし弁又はタービンバイパス弁を開操作し蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却を行う。</p> <p>⑬ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で1次冷却材温度（広域－高温側）等により発電用原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。</p> <p>⑭ 発電課長（当直）は、2次系純水タンク又はろ過水タンクから原水槽への補給を発電所対策本部長に依頼する。</p> <p>⑮ 災害対策要員は、現場で可搬型大型送水ポンプ車の運転状態を継続して監視し、定格負荷運転時における給油間隔を目安に燃料の補給を実施する（燃料を補給しない場合、可搬型大型送水ポンプ車は約5.5時間の運転が可能）。</p> <p>(c) 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、運転員（中央制御室）1名、運転員（現場）1名及び災害対策要員6名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水開始まで205分以内で可能である。</p> <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。</p> <p>また、速やかに作業が開始できるように、使用する資機材は可搬型大型送水ポンプ車の保管場所及び作業場所近傍に配備する。</p> <p>可搬型大型送水ポンプ車からのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に実施可能である。</p> <p>また、車両付属の作業用照明及び可搬型照明（ヘッドライト及び懐中電灯）を用いることで、夜間における作業性についても確保している。</p> <p>作業環境の周囲温度は通常運転時と同程度である。</p> <p>また、可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水時に構内のアクセス状況を考慮して可搬型ホースを敷設し、移送ルートを確認する。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料1.2.9)</p>	

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(3) 蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）</p> <p>蒸気放出経路の故障等による2次冷却系の除熱機能喪失の場合は、タービンバイパス弁の開操作を行う。蒸気放出経路は、多重化及び多様化していること、主蒸気逃がし弁の現場での開操作も可能であることから、その機能がすべて喪失する可能性は低い、以下の操作を実施することを考慮する。</p> <p>a. タービンバイパス弁による蒸気放出 主蒸気逃がし弁による蒸気発生器からの蒸気放出ができない場合、常用設備であるタービンバイパス弁を中央制御室で開操作し、蒸気発生器からの蒸気放出を行う手順を整備する。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準 主蒸気逃がし弁による蒸気放出が主蒸気圧力等にて確認できない場合に、外部電源により常用母線が受電され、2次冷却系の設備が運転中であり復水器真空度が維持されている場合。</p> <p>(b) 操作手順 操作手順は、「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.1(3)b、「タービンバイパス弁による蒸気放出」にて整備する。</p> <p>(4) その他の手順項目にて考慮する手順 復水ビット、燃料取替用水ビットの枯渇時の補給手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.1「蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）のための代替手段及び復水ビットへの供給に係る手順等」、1.13.2.2「炉心注水のための代替手段及び燃料取替用水ビットへの供給に係る手順等」にて整備する。 操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。</p>	<p>【比較のため、技術的能力1.8より抜粋】</p> <p>低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉圧力容器への注水については、「1.4.2.1(1) a. (a) 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉圧力容器への注水」の操作手順と同様である。</p>	<p>(3) 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（蒸気放出）</p> <p>蒸気放出経路の故障等による2次冷却系の除熱機能喪失の場合は、タービンバイパス弁の開操作を行う。蒸気放出経路は、多重化及び多様化していること、主蒸気逃がし弁の現場での開操作も可能であることから、その機能がすべて喪失する可能性は低い、以下の操作を実施することを考慮する。</p> <p>a. タービンバイパス弁による蒸気放出 主蒸気逃がし弁による蒸気発生器からの蒸気放出ができない場合、常用設備であるタービンバイパス弁を中央制御室で開操作し、蒸気発生器から蒸気放出する。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準 主蒸気逃がし弁による蒸気放出が主蒸気ライン圧力等にて確認できない場合に、外部電源により常用母線が受電され、2次冷却系の設備が運転中であり復水器の真空が維持されている場合。</p> <p>(b) 操作手順 タービンバイパス弁による蒸気放出については、「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.1(3) b、「タービンバイパス弁による蒸気放出」の操作手順と同様である。</p> <p>(c) 操作の成立性 上記の操作は、運転員（中央制御室）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからタービンバイパス弁による蒸気放出開始まで5分以内で可能である。</p>	<p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（表現の適正化）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映） ・泊は1.2.2.5にて同等の内容を整理。</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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(5) 優先順位</p> <p>フロントライン系の機能喪失時に、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において原子炉の冷却機能が喪失している場合の冷却手段の優先順位を以下に示す。</p> <p>補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水機能が喪失した場合は、多様性拡張設備である電動主給水ポンプ及び蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水を行う。</p> <p>蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）は使用準備に時間を要することから、補助給水ポンプによる注水手段を失った場合に準備を開始し、準備が整った際にほかの注水手段がなければ蒸気発生器に注水を行う。</p> <p>蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）における蒸気発生器からの蒸気放出は、重大事故等対処設備である主蒸気逃がし弁を使用する。主蒸気逃がし弁が機能喪失した場合は、タービンバイパス弁を使用する。</p> <p>上記手段による蒸気発生器2次側による炉心冷却による原子炉の冷却を優先し、蒸気発生器の除熱機能が喪失した場合は、高圧注入ポンプによる原子炉への注水と加圧器逃がし弁の開操作による1次冷却系のフィードアンドブリードを行う。</p> <p>以上の対応手順のフローチャートを第1.2.5図に示す。</p>	<p>(2) 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.2-19図に示す。</p> <p>復水給水系による原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が故障により使用できない場合は、中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動し原子炉圧力容器へ注水する。</p> <p>中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動できない場合は、現場での人力による弁の操作により高圧代替注水系を起動し原子炉圧力容器へ注水する。</p> <p>これらの対応手段により、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、高圧代替注水系の運転を継続する。</p>	<p>(4) 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.2.20図に示す。</p> <p>補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水機能が喪失した場合は、自主対策設備である電動主給水ポンプ、SG直接給水用高圧ポンプ又は可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水を行う。操作の容易性から電動主給水ポンプを優先し、電動主給水ポンプが使用できなければ、SG直接給水用高圧ポンプを使用する。</p> <p>可搬型大型送水ポンプ車は使用準備に時間を要することから、補助給水ポンプによる注水手段を失った場合に準備を開始し、準備が整った際に他の注水手段がなければ蒸気発生器に注水を行う。</p> <p>可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水のための水源は、水源の切替えによる注水の中断が発生しない海水を優先して使用し、海水取水箇所へのアクセスに時間を要する場合には、準備時間が最も短い代替給水ピットを使用する。海水の取水ができない場合は、保有水量が大きい原水槽を使用する。原水槽への補給は、2次系純水タンク又はろ過水タンクから移送することにより行う。ただし、ろ過水タンクは、重大事故等対処に悪影響を与える火災の発生がない場合に使用する。</p> <p>蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（蒸気放出）における蒸気発生器からの蒸気放出は、重大事故等対処設備である主蒸気逃がし弁を使用する。主蒸気逃がし弁が機能喪失した場合は、タービンバイパス弁を使用する。</p> <p>上記手段による蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却を優先し、蒸気発生器の除熱機能が喪失した場合は、高圧注入ポンプによる発電用原子炉への注水と加圧器逃がし弁の開操作による1次冷却系のフィードアンドブリードを行う。高圧注入ポンプの機能喪失により運転できない場合には、充てんポンプによる発電用原子炉への注水を行う。</p> <p>これらの対応手段により、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却又は1次冷却系のフィードアンドブリードを継続する。</p>	<p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 文章構成の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由①）</p> <p>【大飯】記載表現の相違</p> <p>・泊はこれら対応手段において同時注水はできないため「又は」と記載。</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由①）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由②）</p> <p>【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>・泊は本項目の最上段にフローチャートのリンク先を記載している。</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映）</p>

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

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

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>1.2.2.2 サポート系機能喪失時の手順等</p> <p>(1) 補助給水ポンプの機能回復</p> <p>常設直流電源系統喪失により、タービン動補助給水ポンプを駆動するために必要な、タービン動補助給水ポンプ非常用油ポンプ（以下「非常用油ポンプ」という。）及びタービン動補助給水ポンプ起動弁の駆動源が喪失した場合に、タービン動補助給水ポンプの機能を回復させるため、現場でタービン動補助給水ポンプ起動弁及びタービン動補助給水ポンプの蒸気加減弁を開操作し、タービン動補助給水ポンプを起動する手順を整備する。</p> <p>全交流動力電源喪失時は、電動補助給水ポンプの機能を回復させるため、空冷式非常用発電装置により交流電源を確保し、電動補助給水ポンプを起動する手順を整備する。</p> <p>a. タービン動補助給水ポンプ（現場手動操作）及びタービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復</p> <p>非常用油ポンプの機能が喪失した場合、現場で専用工具（油供給用）を用いてタービン動補助給水ポンプ軸受へ給油し、タービン動補助給水ポンプ起動弁の開操作及び専用工具（蒸気加減弁開操作作用）を用いてタービン動補助給水ポンプ蒸気加減弁を押し上げることにより、タービン動補助給水ポンプを起動し、復水ビット水を蒸気発生器へ注水する手順を整備する。</p> <p>なお、タービン動補助給水ポンプは、復水ビットからN o. 3 淡水タンクへの切替え又は復水ビットへの補給により水源を確保し、再循環運転、余熱除去系又は蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードによる原子炉の冷却が可能となるまでの期間、運転を継続する。全交流動力電源喪失時において1次冷却系の減温、減圧を行う場合、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気確保のため主蒸気逃がし弁及びタービン動補助給水ライン流量調節弁前弁の開度を調整し、1次冷却材圧力が1次冷却材ポンプ封水戻りライン逃がし弁吹き止まり圧力まで低下すれば、その状態を保持する。</p>	<p>1.2.2.2 サポート系故障時の対応手順</p> <p>(1) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の原子炉圧力容器への注水</p> <p>a. 現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動</p> <p>全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失により、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水ができず、中央制御室からの操作及び現場での人力による弁の操作により高圧代替注水系を起動できない場合、又は高圧代替注水系により原子炉圧力容器内の水位を維持できない場合は、現場での人力による弁の操作により原子炉隔離時冷却系を起動し、復水貯蔵タンクを水源とした原子炉圧力容器への注水を実施する。</p> <p>なお、発電用原子炉を冷却するために原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持するように原子炉水位（広帯域、燃料域、SA 広帯域、SA 燃料域）及び可搬型計測器により監視する。また、これらの計測機器が故障又は計測範囲（把握能力）を超えた場合、当該パラメータの値を推定する手順を整備する。</p> <p>原子炉水位の監視機能が喪失した場合の手順については「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。</p> <p>また、現場手動操作により原子炉隔離時冷却系を起動した場合は、原子炉隔離時冷却系潤滑油冷却器の冷却水を確保するため、真空タンクドレン弁等を開操作することにより、RCIC タービンポンプ室に排水が滞留することとなるが、この排水を処理しなかった場合においても、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、原子炉隔離時冷却系を水没させずに継続して運転できる。</p>	<p>1.2.2.2 サポート系故障時の対応手順</p> <p>(1) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却</p> <p>a. 現場手動操作によるタービン動補助給水ポンプの機能回復</p> <p>全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失により、タービン動補助給水ポンプを駆動するために必要なタービン動補助給水ポンプ非常用油ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ補助油ポンプ（以下「非常用油ポンプ等」という。）、並びにタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁の駆動源が喪失した場合に、タービン動補助給水ポンプの機能を回復させるため、現場でタービン動補助給水ポンプへ潤滑油を供給するとともに、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁及びタービン動補助給水ポンプの蒸気加減弁を開操作し、タービン動補助給水ポンプを起動する。</p> <p>非常用油ポンプ等の機能が喪失した場合、現場で専用工具（タービン動補助給水ポンプ潤滑油供給器）を用いてタービン動補助給水ポンプ軸受へ給油し、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁の開操作及び専用工具（蒸気加減弁開操作作用）を用いてタービン動補助給水ポンプ蒸気加減弁を押し上げることによりタービン動補助給水ポンプを起動し、補助給水ビット水を蒸気発生器へ注水する。</p> <p>また、タービン動補助給水ポンプは、補助給水ビットから2次系純水タンクへの切替え又は補助給水ビットへの補給により水源を確保し、再循環運転、余熱除去系又は蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードによる発電用原子炉の冷却が可能となるまでの期間、運転を継続する。全交流動力電源喪失時において1次冷却系の減温、減圧を行う場合、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気確保のため主蒸気逃がし弁及び補助給水ポンプ出口流量調節弁の開度を調整し、1次冷却材圧力が1次冷却材ポンプ封水戻りライン逃がし弁吹き止まり圧力まで低下すれば、その状態を保持する。</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 文章構成の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】記載表現の相違 ・泊と大飯の手順に相違はないが、泊は潤滑油の供給について記載することより、タービン動補助給水ポンプを現場手動起動するまでの手順の概要を明確にした。</p> <p>【大飯】 文章構成の相違（女川審査実績の反映） ・泊は比較表 P1, 2-47 の (2) 復旧の項目で手順を整理している。</p> <p>【大飯】 文章構成の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違 ・泊は審査基準に適合するための必要な記載事項として「また」と記載する。</p>

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

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

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>なお、淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準 常設直流電源系統喪失時に、タービン動補助給水ポンプの起動ができない場合において、蒸気発生器への注水が補助給水流量等にて確認できない場合に、タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が必要で復水ピットの水位が確保されている場合。</p> <p>(b) 操作手順 タービン動補助給水ポンプ（現場手動操作）及びタービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプの起動手順は以下のとおり。概略系統を第1.2.6図に、タイムチャートを第1.2.7図に示す。</p> <p>① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に、現場手動操作によるタービン動補助給水ポンプの起動を指示する。</p> <p>② 運転員等は、現場でタービン動補助給水ポンプ主蒸気供給ライン止め弁の開を確認する。</p> <p>③ 運転員等は、現場でタービン動補助給水ポンプの起動前点検及び系統構成を実施する。</p> <p>④ 運転員等は、現場で専用工具（油供給用）を油タンク及び軸受に可搬型ホースで接続する。</p> <p>⑤ 運転員等は、現場で専用工具（油供給用）を用いてタービン動補助給水ポンプ軸受へ給油する。</p> <p>⑥ 運転員等は、現場で蒸気加減弁及び起動速度制御ピストンに専用工具（蒸気加減弁開操作用）を取付ける。</p> <p>⑦ 運転員等は、現場でタービン動補助給水ポンプ起動弁を開操作する。</p> <p>⑧ 運転員等は、現場で専用工具（蒸気加減弁開操作用）を用いてタービン動補助給水ポンプ蒸気加減弁を押し上げてタービン動補助給水ポンプを起動する。</p> <p>⑨ 運転員等は、現場でタービン動補助給水ポンプの運転状態に異常がないことを確認し、各専用工具を取外す。</p>	<p>なお、淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失により中央制御室からの操作による原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレー系での原子炉圧力容器への注水ができない場合において、中央制御室からの操作及び現場での人力による弁の操作により高圧代替注水系を起動できない場合、又は高圧代替注水系により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合。</p> <p>(b) 操作手順 現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.2-2図及び第1.2-3図に、概要図を第1.2-8図及び第1.2-9図に、タイムチャートを第1.2-10図に示す。 [現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動（運転員操作）] ① 発電課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動の準備開始を指示する。</p> <p>② 発電課長は、発電所対策本部に現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動にて発生する排水の処理を依頼する。</p> <p>③ 運転員（中央制御室）A、B及びCは、原子炉圧力容器内の水位等を確認するため、計器端子台に可搬型計測器の接続を実施し、発電課長に原子炉圧力容器内の水位を報告する。</p> <p>④ 運転員（現場）D及びEは、原子炉隔離時冷却系タービングランド部からの蒸気漏えいに備え防護具（自給式呼吸器及び耐熱服）を装着（運転員（中央制御室）A及びBはこれを補助する）する。</p> <p>⑤ 運転員（現場）D及びEは、現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動の系統構成として、現場操作用のハンドルにてRCIC蒸気供給ライン分離弁の全開操作及びHPAC蒸気供給ライン分離弁の全開操作を実施する。</p> <p>⑥ 運転員（現場）D及びEは、原子炉隔離時冷却系の駆動蒸気圧力が確保されていることを原子炉建屋地下3階（原子炉建屋原子炉棟内）の原子炉隔離時冷却系ポンプ駆動用タービン入口蒸気圧力指示値が規定値であることにより確認する。</p> <p>⑦ 運転員（現場）D及びEは、現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動の系統構成として、現場操作用のハンドルにてRCITタービン入口蒸気ライン第二隔離弁</p>	<p>なお、淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準 常設直流電源系統喪失時に、タービン動補助給水ポンプの起動ができない場合において、蒸気発生器への注水が補助給水流量等にて確認できない場合に、タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が必要で補助給水ピットの水位が確保されている場合。</p> <p>(b) 操作手順 現場手動操作によるタービン動補助給水ポンプの起動手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.2.16図に、タイムチャートを第1.2.17図に示す。</p> <p>① 発電課長（当直）は、手順着手の判断基準に基づき、運転員及び災害対策要員に現場手動操作によるタービン動補助給水ポンプの起動を指示する。</p> <p>② 運転員（現場）Bは、現場でタービン動補助給水ポンプ主蒸気供給ラインの元弁の開を確認する。</p> <p>③ 運転員（現場）B及び災害対策要員は、現場でタービン動補助給水ポンプの起動前点検及び系統構成を実施する。</p> <p>④ 運転員（現場）B及び災害対策要員は、現場で専用工具（タービン動補助給水ポンプ潤滑油供給器）を油タンク及び軸受に可搬型ホースで接続する。</p> <p>⑤ 運転員（現場）B及び災害対策要員は、現場で専用工具（タービン動補助給水ポンプ潤滑油供給器）を用いてタービン動補助給水ポンプ軸受へ給油する。</p> <p>⑥ 運転員（現場）B及び災害対策要員は、現場で蒸気加減弁及び起動速度制御ピストンに専用工具（蒸気加減弁開操作用）を取り付ける。</p> <p>⑦ 運転員（現場）B及び災害対策要員は、現場でタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁を開操作する。</p> <p>⑧ 運転員（現場）B及び災害対策要員は、現場で専用工具（蒸気加減弁開操作用）を用いてタービン動補助給水ポンプ蒸気加減弁を押し上げてタービン動補助給水ポンプを起動する。</p> <p>⑨ 運転員（現場）Bは、現場でタービン動補助給水ポンプの運転状態に異常がないことを確認し、発電課長（当直）に報告する。</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯】記載方針の相違 ・泊は操作終了後の発電課長（当直）への報告を手順に記載する。</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>⑩ 運転員等は、中央制御室で蒸気発生器水位を監視し、水位調整が必要となれば現場の運転員等と連絡を密にし、現場でタービン動補助給水ライン流量調節弁前弁を手動により操作し蒸気発生器水位を調整する。</p> <p>⑪ 運転員等は、中央制御室で蒸気発生器水位等により蒸気発生器への注水が確保されていることを確認し、中央制御室又は現場で主蒸気逃がし弁により蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う。</p> <p>⑫ 運転員等は、中央制御室で1次冷却材温度等により原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。</p>	<p>の全開操作、RCICタービン止め弁の開操作及びRCIC注入弁の全開操作を実施する。</p> <p>⑧ 運転員（現場）D及びEは、原子炉隔離時冷却系タービン及びポンプに使用している原子炉隔離時冷却系潤滑油冷却器の冷却水を確保するため、RCIC真空タンクドレン弁及び現場操作作用のハンドルにてRCIC冷却水ライン止め弁の全開操作を実施し、発電課長に現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動の準備完了を報告する。</p> <p>⑨ 発電課長は、運転員に現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動及び原子炉圧力容器への注水開始を指示する。また、運転員に原子炉圧力容器内の水位の監視を指示する。</p> <p>⑩ 運転員（現場）D及びEは、RCICタービン入口蒸気ライン第二隔離弁を現場操作作用のハンドルにて全開操作することにより原子炉隔離時冷却系を起動し、発電課長に報告する。</p> <p>⑪ 運転員（中央制御室）A、B及びCは、原子炉圧力容器への注水が開始されたことを可搬型計測器による原子炉水位指示値及び原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量指示値の上昇により確認し、作動状況に異常がないことを発電課長に報告する。</p> <p>運転員（現場）D及びEは、RCICタービン入口蒸気ライン第二隔離弁を現場操作作用のハンドルにて操作することにより原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で原子炉圧力容器内の水位を制御する。</p> <p>なお、中央制御室にて可搬型計測器による原子炉水位及び原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量の監視ができない場合は、原子炉建屋原子炉棟内にて可搬型計測器により原子炉水位指示値を監視し、現場計器にて原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力指示値を確認することで、原子炉圧力容器内の水位を制御する。</p> <p>⑫ 発電課長は、発電所対策本部に復水貯蔵タンクへの補給を依頼する。</p> <p>[原子炉隔離時冷却系排水処理（保修班員操作）]</p> <p>① 発電所対策本部は、保修班員に排水処理を指示する。</p> <p>② 保修班員は、排水処理に必要な発電機、排水ポンプ、電源ケーブル及び排水ホースの準備を行い、原子炉建屋屋外まで移動する。</p> <p>③ 保修班員は、必要な扉を開放する。</p> <p>④ 保修班員は、原子炉建屋屋外に発電機を設置、原子炉建屋地下3階（原子炉建屋原子炉棟内）RHRポンプ(A)室内の原子炉建屋原子炉棟ドレンサンプ(A)に排水ポンプ及び排水ホースを設置並びに原子炉建屋地上1</p>	<p>⑩ 災害対策要員は、現場で各専用工具を取り外す。</p> <p>⑪ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で蒸気発生器水位を監視し、水位調整が必要となれば運転員（現場）Bと連絡を密にし、現場で補助給水ポンプ出口流量調節弁を手動により操作し蒸気発生器水位を調整する。</p> <p>⑫ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で蒸気発生器水位（広域）等により蒸気発生器への注水が確保されていることを確認し、中央制御室又は現場で主蒸気逃がし弁により蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却を行う。</p> <p>⑬ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で1次冷却材温度（広域—高温側）等により発電用原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料1.2.10）</p>	<p>【大飯】記載箇所の相違</p> <p>・泊の添付資料1.2.10と同等の資料である大飯の添付資料1.2.7は、フロントライン系機能喪失時の「蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水」の項目に記載している。</p>

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

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

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(c) 操作の成立性</p> <p>上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等1名、現場にて1ユニット当たり運転員等4名により作業を実施し、所要時間は、約45分と想定する。</p> <p>円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。タービン動補助給水ポンプの起動により騒音が発生するが、運転員等は通話装置を用いることで、中央制御室との連絡は可能である。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。</p> <p>なお、タービン動補助給水ポンプ軸受への給油は、現場において専用工具（油供給用）を用いて単純な操作で給油できる。</p> <p>タービン動補助給水ポンプ起動弁は手動ハンドルにより容易に操作できる。タービン動補助給水ポンプ蒸気加減弁は、現場において専用工具（蒸気加減弁開操作作用）を用いて弁を押し上げる単純な操作で起動できる。各専用工具については速やかに操作ができるよう操作場所近傍に配備する。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料1.2.8)</p>	<p>階（原子炉建屋原子炉棟内）に電源ケーブルを搬入する。</p> <p>⑤ 保修士は、排水ポンプのホースを原子炉建屋地下3階（原子炉建屋原子炉棟内）R/A HCWサンプ室内の原子炉建屋原子炉棟床ドレンサンプ(D)まで敷設する。</p> <p>⑥ 保修士は、原子炉建屋地下3階（原子炉建屋原子炉棟内）RCICタービンポンプ室水密扉を開放し固縛する。</p> <p>⑦ 保修士は、発電機と排水ポンプ間の電源ケーブルを敷設し、排水ポンプへ電源ケーブルを接続する。</p> <p>⑧ 保修士は、排水ポンプを起動させるため、発電機本体から起動操作を行い排水ポンプを起動させ、原子炉建屋原子炉棟床ドレンサンプ(D)へ送水を開始する。</p> <p>⑨ 保修士は、排水処理を開始したことを発電所対策本部に報告する。また、発電所対策本部は発電課長に報告する。</p> <p>(c) 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、運転員（中央制御室）3名、運転員（現場）2名及び保修士4名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水開始まで110分以内、保修士による排水処理開始まで370分以内で可能である。</p> <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具（自給式呼吸器及び耐熱服）、照明及び通信連絡設備を整備する。</p> <p>RCICタービンポンプ室に運転員（現場）が入室するのは原子炉隔離時冷却系起動時のみとし、その後速やかに退室する手順とする。したがって、原子炉隔離時冷却系のタービンランド部からの蒸気漏えいに伴う環境温度の上昇による運転員（現場）への影響はないものと考えており、防護具（自給式呼吸器及び耐熱服）を確実に装着することにより本操作が可能である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料1.2.3)</p>	<p>(c) 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、運転員（中央制御室）1名、運転員（現場）1名及び災害対策要員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水開始まで40分以内で可能である。</p> <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。タービン動補助給水ポンプの起動により騒音が発生するが、運転員は通話装置を用いることで、中央制御室との連絡は可能である。室温は通常運転時と同程度である。</p> <p>タービン動補助給水ポンプ軸受への給油は、現場において専用工具（タービン動補助給水ポンプ潤滑油供給器）を用いて単純な操作で給油できる。</p> <p>また、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁は、手動ハンドルにより容易に操作できる。タービン動補助給水ポンプの蒸気加減弁は、現場において専用工具（蒸気加減弁開操作作用）を用いて弁を押し上げる単純な操作で起動できる。各専用工具については速やかに操作ができるよう操作場所近傍に配備する。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料1.2.11)</p>	<p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>b. 空冷式非常用発電装置による電動補助給水ポンプの機能回復</p> <p>全交流動力電源が喪失した場合、空冷式非常用発電装置により非常用母線を回復させ、電動補助給水ポンプを起動し、復水ピット水を蒸気発生器へ注水する手順を整備する。</p> <p>なお、電動補助給水ポンプは、復水ピットからNo. 3淡水タンクへの切替え又は復水ピットへの補給により水源を確保し、再循環運転、余熱除去系又は蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードによる原子炉の冷却が可能となるまでの期間、運転を継続する。</p> <p>なお、淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準</p> <p>空冷式非常用発電装置により非常用母線が回復し、タービン動補助給水ポンプの起動ができない場合において、蒸気発生器への注水が補助給水流量等にて確認できない場合に、電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が必要で復水ピットの水位が確保されている場合。</p> <p>(b) 操作手順</p> <p>電動補助給水ポンプは、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。</p> <p>(2) 主蒸気逃がし弁の機能回復</p> <p>制御用空気が喪失すれば、主蒸気逃がし弁は駆動源喪失により閉となる構造であるため中央制御室からの遠隔による開操作ができなくなる。</p> <p>これらの駆動源が喪失した場合、主蒸気逃がし弁の機能を回復させ、原子炉の冷却を行う手順を整備する。</p> <p>a. 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復</p> <p>主蒸気逃がし弁は、駆動源喪失時に閉となる構造の空気作動弁であるため、駆動源が喪失した場合、弁が閉となるとともに中央制御室からの遠隔操作が不能となる。この場合、現場で手動により主蒸気逃がし弁を開操作することで、蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う手順を整備する。</p> <p>主蒸気逃がし弁による蒸気放出を行う場合、蒸気発生器伝熱管の破損がないことを確認後実施する。蒸気発生器伝熱管破損は放射線モニタ等で確認するが、全交流動力電源が喪失した場合は、放射線モニタが使用できないため、蒸気発生器水位及び主蒸気圧力により、蒸気発生器伝熱管の</p>		<p>b. 現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復</p> <p>主蒸気逃がし弁は、駆動源喪失時に閉となる構造の空気作動弁であるため、駆動源が喪失した場合、弁が閉となるとともに中央制御室からの遠隔操作が不能となる。この場合、現場で手動により主蒸気逃がし弁を開操作することで、蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却を行う。</p> <p>主蒸気逃がし弁による蒸気放出を行う場合、蒸気発生器伝熱管の破損がないことを確認後実施する。蒸気発生器伝熱管破損は放射線モニタ等で確認するが、全交流動力電源が喪失した場合は、放射線モニタが使用できないため、蒸気発生器水位及び主蒸気圧力により、蒸気発生器伝熱管の</p>	<p>【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映） ・泊との比較は比較表P1.2-47にて実施</p> <p>【大飯】 文章構成の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>破損がないことを確認する。蒸気発生器伝熱管破損の兆候が見られた場合に、当該蒸気発生器に接続された主蒸気逃がし弁の操作は行わない。</p> <p>なお、蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した際の現場操作時は状況に応じて放射線防護具を着用し、線量計を携帯する。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準 主蒸気逃がし弁の駆動源が喪失し、中央制御室からの開操作ができないことを主蒸気圧力等にて確認した場合に、補助給水流量等により蒸気発生器への注水が確保されている場合。</p> <p>(b) 操作手順 操作手順は、「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2(2)a.「主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。</p> <p>b. 窒素ポンペ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復 制御用空気が喪失した場合、窒素ポンペ（主蒸気逃がし弁作動用）により駆動源を確保し、主蒸気逃がし弁を操作する手順を整備する。 この手順は、主蒸気逃がし弁（現場手動操作）に対して中央制御室からの遠隔操作を可能とすることで、運転員等の負担軽減を図る。また、蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合でも対応が可能である。 なお、中央制御室からの遠隔操作による主蒸気逃がし弁の開度調整は必須ではなく、これらの対応に期待しなくても炉心の著しい損傷を防止できる。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準 制御用空気喪失が継続する場合に、主蒸気逃がし弁（現場手動操作）の開操作後、中央制御室から遠隔で操作する必要がある場合。</p>	<p>【比較のため、技術的能力1.8より抜粋】 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉圧力容器への注水については、「1.4.2.1(1) a. (a) 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉圧力容器への注水」の操作手順と同様である。</p>	<p>熱管の破損がないことを確認する。蒸気発生器伝熱管破損の兆候が見られた場合に、当該蒸気発生器に接続された主蒸気逃がし弁の操作は行わない。</p> <p>なお、蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した際の現場操作時は状況に応じて放射線防護具を着用し、個人線量計を携帯する。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準 主蒸気逃がし弁の駆動源が喪失し、中央制御室からの開操作ができないことを主蒸気ライン圧力等にて確認した場合に、補助給水流量等により蒸気発生器への注水が確保されている場合。</p> <p>(b) 操作手順 現場手動操作による主蒸気逃がし弁の開操作については、「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2(1) b.「現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復」の操作手順と同様である。</p> <p>(c) 操作の成立性 上記の操作は、運転員（中央制御室）1名、運転員（現場）1名及び災害対策要員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから主蒸気逃がし弁による蒸気発生器からの蒸気放出開始まで20分以内で可能である。</p> <p>c. 主蒸気逃がし弁操作用可搬型空気ポンペによる主蒸気逃がし弁の機能回復 制御用空気が喪失した場合、主蒸気逃がし弁操作用可搬型空気ポンペにより駆動源を確保し、主蒸気逃がし弁を操作する。 この手順は、主蒸気逃がし弁の現場手動操作に対して中央制御室からの遠隔操作を可能とすることで、運転員の負担軽減を図る。また、蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合でも対応が可能である。 なお、中央制御室からの遠隔操作による主蒸気逃がし弁の開度調整は必須ではなく、これらの対応に期待しなくても炉心の著しい損傷を防止できる。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準 制御用空気喪失が継続する場合に、現場手動操作による主蒸気逃がし弁の開操作後、中央制御室から遠隔で操作する必要がある場合。</p>	<p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 文章構成の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>大飯】設備の相違(相違理由⑤)</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(b) 操作手順 操作手順は、「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2(2)b.「窒素ポンペ（主蒸気逃がし弁作動）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。</p> <p>c. 大容量ポンプを用いたB制御用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復 全交流動力電源が喪失した場合、大容量ポンプを用いてB制御用空気圧縮機へ補機冷却水（海水）を通過して制御用空気系を回復し、主蒸気逃がし弁の機能を回復する手順を整備する。 この手順は、主蒸気逃がし弁（現場手動操作）に対して中央制御室からの遠隔操作を可能とすることで、運転員等の負担軽減を図る。 なお、中央制御室からの遠隔操作による主蒸気逃がし弁の開度調整は必須ではなく、これらの対応に期待しなくても炉心の著しい損傷を防止できる。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準 制御用空気喪失時に主蒸気逃がし弁を中央制御室から遠隔で操作する必要がある場合。</p> <p>(b) 操作手順 操作手順は、「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2(2)c. 「大容量ポンプを用いたB制御用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。</p>	<p>【比較のため、技術的能力1.8より抜粋】 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉圧力容器への注水については、「1.4.2.1(1) a. (a) 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉圧力容器への注水」の操作手順と同様である。</p>	<p>(b) 操作手順 主蒸気逃がし弁操作作用可搬型空気ポンペによる主蒸気逃がし弁の機能回復については、「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2(2) b. 「主蒸気逃がし弁操作作用可搬型空気ポンペによる主蒸気逃がし弁の機能回復」の操作手順と同様である。</p> <p>(c) 操作の成立性 上記の操作は、運転員（中央制御室）1名及び運転員（現場）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから主蒸気逃がし弁による蒸気発生器からの蒸気放出開始まで35分以内で可能である。</p> <p>d. 可搬型大型送水ポンプ車を用いたA-制御用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復 全交流動力電源が喪失した場合、可搬型大型送水ポンプ車を用いてA-制御用空気圧縮機へ補機冷却水（海水）を通過して制御用空気系を回復し、主蒸気逃がし弁の機能を回復する。 この手順は、主蒸気逃がし弁の現場手動操作に対して中央制御室からの遠隔操作を可能とすることで、運転員の負担軽減を図る。 なお、中央制御室からの遠隔操作による主蒸気逃がし弁の開度調整は必須ではなく、これらの対応に期待しなくても炉心の著しい損傷を防止できる。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準 制御用空気喪失時に主蒸気逃がし弁を中央制御室から遠隔で操作する必要がある場合。</p> <p>(b) 操作手順 可搬型大型送水ポンプ車を用いたA-制御用空気圧縮機の補機冷却水（海水）通水により制御用空気系を回復する手順については、「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」のうち、1.5.2.1(5) b. 「可搬型大型送水ポンプ車によるA-制御用空気圧縮機への補機冷却水（海水）通水」の操作手順と同様である。 A-制御用空気圧縮機は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。 主蒸気逃がし弁の開度調整については、「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2(2) b. 「主蒸気逃がし弁操作作用可搬型空気ポンペによる主蒸気逃がし弁の機能回復」の操作手順④と同様である。</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】設備の相違（相違理由⑤）</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】記載方針の相違 ・泊はA-制御用空気圧縮機の機能回復により主蒸気逃がし弁の機能回復を行う手順と、主蒸気逃がし弁の機能回復後に当該弁を開操作する手順のリンク先をそれぞれ記載し、明確化した。</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【比較のため、比較表P1.2-44より再掲】</p> <p>b. 空冷式非常用発電装置による電動補助給水ポンプの機能回復</p> <p>全交流動力電源が喪失した場合、空冷式非常用発電装置により非常用母線を回復させ、電動補助給水ポンプを起動し、復水ビット水を蒸気発生器へ注水する手順を整備する。</p> <p>なお、電動補助給水ポンプは、復水ビットからNo. 3淡水タンクへの切替え又は復水ビットへの補給により水源を確保し、再循環運転、余熱除去系又は蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードによる原子炉の冷却が可能となるまでの期間、運転を継続する。</p> <p>なお、淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準</p> <p>空冷式非常用発電装置により非常用母線が回復し、タービン動補助給水ポンプの起動ができない場合において、蒸気発生器への注水が補助給水流量等にて確認できない場合に、電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が必要で復水ビットの水位が確保されている場合。</p>	<p>(2) 復旧</p> <p>a. 代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電</p> <p>全交流動力電源が喪失し、原子炉隔離時冷却系の起動又は運転継続に必要な直流電源を所内常設蓄電式直流電源設備により給電している場合は、所内常設蓄電式直流電源設備の125V蓄電池が枯渇する前に常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備により所内常設蓄電式直流電源設備のうち125V充電器に給電し、原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を確保して原子炉圧力容器へ注水する。</p> <p>なお、全交流動力電源の喪失により残留熱除去系（サブレーションプール水冷却モード）が機能喪失している場合、原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水が必要な間は原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵タンクとする。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準</p> <p>全交流動力電源喪失時、原子炉隔離時冷却系の起動又は運転継続に必要な所内常設蓄電式直流電源設備の125V蓄電池が枯渇により機能が喪失すると予測される場合で、常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備が使用可能な場合。</p>	<p>(c) 操作の成立性</p> <p>可搬型大型送水ポンプ車を用いたA-制御用空気圧縮機の補機冷却水（海水）通水操作は、運転員（中央制御室）1名、運転員（現場）2名及び災害対策要員6名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから原子炉補機冷却水系への補機冷却水（海水）通水開始まで270分以内で可能である。</p> <p>A-制御用空気圧縮機の起動操作は、運転員（中央制御室）1名にて作業を実施した場合、A-制御用空気圧縮機への補機冷却水（海水）通水完了からA-制御用空気圧縮機の起動まで5分以内で可能である。また、主蒸気逃がし弁の中央制御室からの開度調整操作は、運転員（中央制御室）1名にて作業を実施した場合、主蒸気逃がし弁への代替空気供給完了から主蒸気逃がし弁による蒸気放出開始まで5分以内で可能である。</p> <p>(2) 復旧</p> <p>a. 常設代替交流電源設備による電動補助給水ポンプの機能回復</p> <p>全交流動力電源が喪失した場合、常設代替交流電源設備である代替非常用発電機により非常用母線を回復させ、電動補助給水ポンプを起動し、補助給水ビット水を蒸気発生器へ注水する。</p> <p>また、電動補助給水ポンプは、補助給水ビットから2次系純水タンクへの切替え又は補助給水ビットへの補給により水源を確保し、再循環運転、余熱除去系又は蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードによる発電用原子炉の冷却が可能となるまでの期間、運転を継続する。</p> <p>なお、淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準</p> <p>代替非常用発電機により非常用母線が回復し、タービン動補助給水ポンプの起動ができない場合において、蒸気発生器への注水が補助給水流量等にて確認できない場合に、電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が必要で補助給水ビットの水位が確保されている場合。</p>	<p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 文章構成の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違</p> <p>・泊は審査基準に適合するための必要な記載事項として「また」と記載する。</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【比較のため、比較表P1.2-44より再掲】</p> <p>(b) 操作手順</p> <p>電動補助給水ポンプは、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。</p>	<p>(b) 操作手順</p> <p>代替交流電源設備に関する手順等は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。</p> <p>(c) 操作の成立性</p> <p>代替交流電源設備に関する操作の成立性は、「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整理する。</p> <p>b. 可搬型代替直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電</p> <p>全交流動力電源が喪失し、原子炉隔離時冷却系の起動又は運転継続に必要な直流電源を所内常設蓄電式直流電源設備により給電している場合は、所内常設蓄電式直流電源設備の125V蓄電池が枯渇する前に可搬型代替直流電源設備により原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を確保して原子炉圧力容器へ注水する。</p> <p>なお、全交流動力電源の喪失により残留熱除去系（サブレーションプール水冷却モード）が機能喪失している場合、原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水が必要な間は原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵タンクとする。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準</p> <p>全交流動力電源喪失時、原子炉隔離時冷却系の起動又は運転継続に必要な所内常設蓄電式直流電源設備の125V蓄電池が枯渇により機能が喪失すると予測される場合で、代替交流電源設備により直流電源を確保できない場合。</p> <p>(b) 操作手順</p> <p>可搬型代替直流電源設備に関する手順等は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。</p> <p>(c) 操作の成立性</p> <p>可搬型代替直流電源設備に関する操作の成立性は、「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整理する。</p>	<p>(b) 操作手順</p> <p>常設代替交流電源設備に関する手順については、「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「代替交流電源設備による給電」にて整備する。</p> <p>電動補助給水ポンプは、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。</p> <p>(c) 操作の成立性</p> <p>常設代替交流電源設備に関する操作の成立性は、「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「代替交流電源設備による給電」にて整理する。</p> <p>電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水操作は、運転員（中央制御室）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水開始まで5分以内で可能である。</p>	<p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） 【女川】記載表現の相違 【女川】記載方針の相違 ・泊は給電後の電動補助給水ポンプ起動操作も考慮した記載としており、大飯と同様。</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） 【女川】記載表現の相違</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(3) その他の手順項目にて考慮する手順 復水ピットへの補給手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」のうち、1.13.2.1「蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）のための代替手段及び復水ピットへの供給に係る手順等」にて整備する。 空冷式非常用発電装置の代替電源に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。また、空冷式非常用発電装置への燃料補給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」にて整備する。 操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。</p>	<p>c. 125V 代替充電器用電源車接続設備による原子炉隔離時冷却系への給電 全交流動力電源が喪失し、原子炉隔離時冷却系の起動又は運転継続に必要な直流電源を所内常設蓄電式直流電源設備により給電している場合は、所内常設蓄電式直流電源設備の125V蓄電池が枯渇する前に125V代替充電器用電源車接続設備により原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を確保して原子炉圧力容器へ注水する。 なお、全交流動力電源の喪失により残留熱除去系（サブレーションプール水冷却モード）が機能喪失している場合、原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水が必要な間は原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵タンクとする。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準 全交流動力電源喪失時、原子炉隔離時冷却系の起動又は運転継続に必要な所内常設蓄電式直流電源設備の125V蓄電池が枯渇により機能が喪失すると予測される場合で、代替交流電源設備及び可搬型代替直流電源設備により直流電源を確保できない場合。</p> <p>(b) 操作手順 125V代替充電器用電源車接続設備に関する手順等は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。</p> <p>(c) 操作の成立性 125V代替充電器用電源車接続設備に関する操作の成立性は、「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整理する。</p>		<p>【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映） ・泊は1.2.2.5にて同等の内容を整理。</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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(4) 優先順位</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、サポート系機能喪失時に、原子炉の冷却機能が喪失した場合の冷却手段として、以上の手段を用いて炉心の著しい損傷を防止する。これらの冷却手段の優先順位を以下に示す。</p> <p>全交流動力電源が喪失すると電動補助給水ポンプが起動できなくなる。さらに、常設直流電源系統が喪失すればタービン動補助給水ポンプが起動できなくなるため、重大事故等対処設備であるタービン動補助給水ポンプ（現場手動操作）及びタービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）にてタービン動補助給水ポンプ起動操作を行い蒸気発生器2次側へ注水を行う。</p> <p>空冷式非常用発電装置からの給電により非常用母線が復旧すれば、電動補助給水ポンプの運転が可能となるが、空冷式非常用発電装置の燃料消費量削減の観点から、タービン動補助給水ポンプを使用できる間は、電動補助給水ポンプは起動せず後備の設備として待機させる。タービン動補助給水ポンプが運転できない場合又は低温停止に移行させる場合は、電動補助給水ポンプにより蒸気発生器2次側へ注水を行う。</p> <p>補助給水の機能が回復すれば、主蒸気逃がし弁を現場にて手動により開操作する。補助給水の機能が回復していない場合に、主蒸気逃がし弁の開操作による蒸気放出を実施すると蒸気発生器の保有水の減少が早まるため、タービン動補助給水ポンプの起動操作による蒸気発生器への注水を優先して実施する。</p> <p>主蒸気逃がし弁による2次冷却系からの除熱は、現場での手動による主蒸気逃がし弁の開操作により行う。また、その後制御用空気の喪失が継続する場合に、主蒸気逃がし弁を中央制御室から遠隔で操作する必要がある場合は、窒素ポンペ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の開操作を行う。なお、長期的に中央制御室からの遠隔操作が必要でかつ大容量ポンプによるB制御用空気圧縮機（海水冷却）が運転可能となった場合は、制御用空気系を回復し主蒸気逃がし弁の開操作を行う。</p> <p>以上の対応手順のフローチャートを第1.2.8図に示す。</p>	<p>(3) 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.2-19図に示す。</p> <p>a. 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統が喪失した場合の対応</p> <p>全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統の喪失により、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水ができない場合は、中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動し原子炉圧力容器へ注水する。</p> <p>中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動できない場合は、現場での人力による弁の操作により高圧代替注水系を起動し原子炉圧力容器へ注水する。</p> <p>いずれの操作によっても高圧代替注水系を起動できない場合、又は高圧代替注水系により原子炉圧力容器内の水位を維持できない場合は、現場での人力による弁の操作により原子炉隔離時冷却系を起動し原子炉圧力容器へ注水する。</p> <p>これらの対応手段により、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、原子炉隔離時冷却系の運転を継続する。</p> <p>b. 全交流動力電源のみ喪失した場合の対応</p> <p>全交流動力電源が喪失し、原子炉隔離時冷却系の起動又は運転継続に必要な直流電源を所内常設蓄電式直流電源設備により給電している場合は、所内常設蓄電式直流電源設備の125V蓄電池が枯渇する前に常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備より所内常設蓄電式直流電源設備のうち125V充電器に給電し、原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を確保することにより原子炉圧力容器へ注水する。</p> <p>代替交流電源設備による給電ができない場合は、可搬型代替直流電源設備により原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を確保して原子炉圧力容器へ注水する。</p> <p>代替交流電源設備及び可搬型代替直流電源設備による給電ができない場合は、125V代替充電器用電源車接続設備により原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を確保して原子炉圧力容器へ注水する。</p>	<p>(3) 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.2.20図に示す。</p> <p>全交流動力電源が喪失すると電動補助給水ポンプが起動できなくなる。さらに、常設直流電源系統が喪失すればタービン動補助給水ポンプが起動できなくなるため、重大事故等対処設備であるタービン動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁の現場手動操作にてタービン動補助給水ポンプの起動操作を行い蒸気発生器2次側へ注水を行う。</p> <p>常設代替交流電源設備からの給電により非常用母線が復旧すれば、電動補助給水ポンプの運転が可能となるが、代替非常用発電機の燃料消費量削減の観点から、タービン動補助給水ポンプを使用できる間は、電動補助給水ポンプは起動せず後備の設備として待機させる。タービン動補助給水ポンプが運転できない場合又は低温停止に移行させる場合は、電動補助給水ポンプにより蒸気発生器2次側へ注水を行う。</p> <p>なお、全交流動力電源喪失時でかつ、タービン動補助給水ポンプが機能喪失した場合であって、タービン動補助給水ポンプの機能回復ができないと判断した場合には、フロントライン系機能喪失時の対応手段であるSG直接給水用高圧ポンプによる蒸気発生器への注水を行う。</p> <p>補助給水の機能が回復すれば、主蒸気逃がし弁を現場にて手動により開操作する。補助給水の機能が回復していない場合に、主蒸気逃がし弁の開操作による蒸気放出を実施すると蒸気発生器の保有水の減少が早まるため、タービン動補助給水ポンプの起動操作による蒸気発生器への注水を優先して実施する。</p> <p>主蒸気逃がし弁による2次冷却系からの除熱は、現場での手動による主蒸気逃がし弁の開操作により行う。また、その後制御用空気の喪失が継続する場合に、主蒸気逃がし弁を中央制御室から遠隔で操作する必要がある場合は、主蒸気逃がし弁操作用可搬型空気ポンペによる主蒸気逃がし弁の開操作を行う。なお、長期的に中央制御室からの遠隔操作が必要でかつ可搬型大型送水ポンプ車を用いた補機冷却水（海水）通水によりA-制御用空気圧縮機が運転可能となった場合は、制御用空気系を回復し主蒸気逃がし弁の開操作を行う。</p>	<p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 文章構成の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 設備の相違（相違理由①） ・泊は全交流動力電源喪失時において、代替非常用発電機からの給電によりSG直接給水用高圧ポンプを起動できる。</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由⑤）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映） ・泊は本項目の最上段にフローチャート</p>

泊発電所 3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>1.2.2.3 復旧に係る手順等</p> <p>全交流動力電源が喪失した場合は、十分な期間の運転を継続するために電動補助給水ポンプが健全であれば空冷式非常用発電装置等により非常用母線への給電を確認し起動する。その手順は1.2.2.2(1)b.のとおり。また、電動補助給水ポンプ起動後は長期的な冷却に際し、十分な水源を確保する。通常、電動補助給水ポンプの水源は復水ビットであるが、復水ビットからNo. 3淡水タンクへの切替え及び復水ビットへの補給により水源を確保し、余熱除去系による原子炉の冷却が可能となるまでの期間、運転を継続する。</p> <p>1.2.2.4 監視及び制御</p> <p>(1) 加圧器水位及び蒸気発生器水位の監視又は推定</p> <p>原子炉を冷却するために1次冷却系及び2次冷却系の保有水を加圧器水位計及び蒸気発生器水位計により監視する。また、これらの計測機器が機能喪失又は計測範囲(把握能力)を超えた場合、当該パラメータの値を推定する手順を整備する。</p> <p>加圧器水位及び蒸気発生器水位の監視又は推定の手順は、「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。</p> <p>(2) 補助給水ポンプの動作状況確認</p> <p>蒸気発生器2次側による炉心冷却のために起動した補助給水ポンプの動作状況を蒸気発生器補助給水流量計、復水ビット水位計、蒸気発生器水位計により確認する手順を整備する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>蒸気発生器水位が低下した場合に、補助給水ポンプが自動起動又は手動により起動した場合。</p> <p>b. 操作手順</p> <p>補助給水ポンプの動作状況確認手順は以下のとおり。</p> <p>① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に、補助給水ポンプの動作状況確認を指示する。</p>	<p>これらの対応手段により、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、原子炉隔離時冷却系の運転を継続する。</p>	<p>これらの対応手段により、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却を継続する。</p> <p>1.2.2.3 監視及び制御</p> <p>(1) 加圧器水位及び蒸気発生器水位の監視又は推定</p> <p>発電用原子炉を冷却するために1次冷却系及び2次冷却系の保有水を加圧器水位及び蒸気発生器水位により監視する。また、これらの計測機器が故障又は計測範囲(把握能力)を超えた場合、当該パラメータの値を推定する。</p> <p>加圧器水位及び蒸気発生器水位の監視又は推定の手順については、「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。</p> <p>(2) 補助給水ポンプの作動状況確認</p> <p>蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却のために起動した補助給水ポンプの作動状況を補助給水流量計、補助給水ビット水位及び蒸気発生器水位により確認する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>蒸気発生器水位が低下した場合に、補助給水ポンプが自動起動又は手動により起動した場合。</p> <p>b. 操作手順</p> <p>補助給水ポンプの作動状況確認手順は以下のとおり。</p> <p>① 発電課長(当直)は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に補助給水ポンプの作動状況確認を指示する。</p>	<p>のリンク先を記載している。</p> <p>【大飯】 記載方針の相違(女川審査実績の反映)</p> <p>【大飯】 記載箇所の相違(女川審査実績の反映) ・泊の代替非常用発電機から電動補助給水ポンプへ給電する手順については、1.2.2.2(2)復旧にて整理している。</p> <p>【女川】記載方針の相違 ・炉型の相違による文章構成の相違 ・BWRに対する要求事項の解釈1(i)の(i)は原子炉水位であるため、女川は本審査項目の各対応手段の操作手順に原子炉圧力容器の水位を制御する手順を記載している。 ・PWRに対する上記の要求事項は、原子炉水位と蒸気発生器水位であり、PWRは発電用原子炉への注水手順を技術的能力1.4にて、蒸気発生器への注水手順を本審査項目にて整理していることから、PWRは監視及び制御に関する項目を別途設けて手順を整理する記載方針である。</p> <p>【大飯】 記載表現の相違(女川審査実績の反映)</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>② 運転員等は、中央制御室及び現場で補助給水ポンプの運転状態に異常がないことを確認する。</p> <p>③ 運転員等は、中央制御室及び現場での補助給水流量等の監視により、補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が実施できていることを確認する。</p> <p>c. 操作の成立性 上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等1名、現場にて1ユニット当たり運転員等1名により作業を実施する。</p> <p>円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。補助給水ポンプの起動により騒音が発生するが、運転員等は通話装置を用いることで、中央制御室との連絡は可能である。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。</p> <p>(3) 加圧器水位（原子炉水位）の制御 燃料取替用水ピット水等を恒設代替低圧注水ポンプ等により原子炉へ注水する場合、流量を調整し加圧器水位を制御する手順を整備する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 燃料取替用水ピット水等を恒設代替低圧注水ポンプ等により原子炉へ注水し、加圧器水位の調整が必要な場合。</p> <p>b. 操作手順 操作手順は、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1(1)b.(b)「恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水」にて整備する。</p>	<p>【比較のため、技術的能力1.8より抜粋】 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉圧力容器への注水については、「1.4.2.1(1) a. (a) 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉圧力容器への注水」の操作手順と同様である。</p>	<p>② 運転員（中央制御室）A及び運転員（現場）Bは、中央制御室及び現場で補助給水ポンプの運転状態に異常がないことを確認する。</p> <p>③ 運転員（中央制御室）A及び運転員（現場）Bは、中央制御室及び現場で補助給水流量等の監視により、補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が実施できていることを確認し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>c. 操作の成立性 上記の操作は、運転員（中央制御室）1名及び運転員（現場）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから現場での補助給水ポンプの作動状況確認完了まで20分以内で可能である。操作については、中央制御室及び現場で通常の運転操作にて対応する。</p> <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。補助給水ポンプの起動により騒音が発生するが、運転員は通話装置を用いることで、中央制御室との連絡は可能である。室温は通常運転時と同程度である。</p> <p>(3) 加圧器水位（原子炉水位）の制御 燃料取替用水ピット水等を代替格納容器スプレイポンプ等により発電用原子炉へ注水する場合、流量を調整し加圧器水位を制御する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 燃料取替用水ピット水等を代替格納容器スプレイポンプ等により発電用原子炉へ注水し、加圧器水位の調整が必要な場合。</p> <p>b. 操作手順 代替格納容器スプレイポンプによる発電用原子炉への注水時における加圧器水位の調整については、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1(1)b.(b)「代替格納容器スプレイポンプによる原子炉容器への注水」の操作手順と同様である。</p> <p>c. 操作の成立性 上記の操作は、運転員（中央制御室）1名及び運転員（現場）1名にて作業を実施する。</p> <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯】記載方針の相違 ・泊は作動状況確認後の発電課長（当直）への報告を手順に記載する。</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） 【女川】PWR固有の対応手段 ・加圧器水位（原子炉水位）を継続して調整するための操作手順であり完了時間を一概に示すことができないことから所要人数のみ記載している。</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(4) 蒸気発生器水位の制御 蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う場合、補助給水流量を調整し、蒸気発生器水位を制御する手順を整備する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 蒸気発生器2次側による炉心冷却において、蒸気発生器水位の調整が必要な場合。</p> <p>b. 操作手順 操作手順は、「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.1(3)「蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）」及び1.2.2.1(2)b、1.2.2.2(1)aにて整備する。</p> <p>(5) その他の手順項目にて考慮する手順 監視又は推定に係る計装設備に関する手順は、「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。</p>	<p>【比較のため、技術的能力1.8より抜粋】 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉圧力容器への注水については、「1.4.2.1(1)a.(a) 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉圧力容器への注水」の操作手順と同様である。</p>	<p>(4) 蒸気発生器水位の制御 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却を行う場合、補助給水流量を調整し、蒸気発生器水位を制御する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却において、蒸気発生器水位の調整が必要な場合。</p> <p>b. 操作手順 蒸気発生器水位の調整については、「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2(1)b、「現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復」の操作手順及び1.2.2.1(2)b、「SG直接給水用高圧ポンプによる蒸気発生器への注水」の操作手順⑧、1.2.2.1(2)c、「海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水」の操作手順⑨、1.2.2.1(2)d、「代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水」の操作手順⑩、1.2.2.1(2)e、「原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水」の操作手順⑪、1.2.2.2(1)a、「現場手動操作によるタービン動補助給水ポンプの機能回復」の操作手順⑫と同様である。</p> <p>c. 操作の成立性 上記の操作は、運転員（中央制御室）1名及び運転員（現場）1名にて作業を実施する。 円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。</p>	<p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（相違理由③）</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【女川】PWR固有の対応手段 ・蒸気発生器水位を継続して調整するための操作手順であり完了時間を一概に示すことができないことから所要人数のみ記載している。</p> <p>【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映） ・泊は1.2.2.5にて同等の内容を整理。</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>1.2.2.3 重大事故等の進展抑制時の対応手順</p> <p>(1) 重大事故等の進展抑制</p> <p>a. ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入及び注水</p> <p>高圧炉心スプレイ系の機能喪失時、又は全交流動力電源喪失時において、高圧代替注水系及び原子炉隔離時冷却系により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合は、ほう酸水注入系貯蔵タンクを水源としたほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入を実施する。</p> <p>また、純水補給水系を水源として、ほう酸水注入系ポンプを用いて原子炉圧力容器へ注水を実施する。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であり、高圧炉心スプレイ系、原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合で、ほう酸水注入系が使用可能な場合。</p> <p>(b) 操作手順</p> <p>ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入及び注水手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.2-11図及び第1.2-12図に、タイムチャートを第1.2-13図及び第1.2-14図に示す。</p> <p>[ほう酸水注入系貯蔵タンクを水源とした原子炉圧力容器へのほう酸水注入]</p> <p>① 発電課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員にほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入の準備開始を指示する。</p> <p>② 運転員（中央制御室）Aは、ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入に必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源並びに電源容量が確保されていることを状態表示にて確認する。</p> <p>③ 運転員（中央制御室）Aは、ほう酸水注入系ポンプ（A）又は（B）の起動操作（ほう酸水注入系ポンプ起動スイッチを「ポンプA」位置（B系を起動する場合は、「ポンプB」位置）にすることで、SLCタンク出口弁及びSLC注入電動弁が全開となり、ほう酸水注入系ポンプが起動し、原子炉圧力容器へのほう酸水注入が開始される。）を実施する。</p> <p>④ 運転員（中央制御室）Aは、原子炉圧力容器へのほう酸水注入が開始されたことをほう酸水注入系貯蔵タンク水位指示値の低下により確認し、発電課長に報告する。</p>		<p>【女川】</p> <p>BWR固有の要求事項のため、PWRに比較対象なし</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>[純水補給水系を水源とした原子炉圧力容器への注水]</p> <p>① 発電課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員にほう酸水注入系による原子炉圧力容器への注水の準備開始を指示する。</p> <p>② 運転員（中央制御室）Aは、ほう酸水注入系による原子炉圧力容器への注水に必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源並びに電源容量が確保されていることを状態表示にて確認する。</p> <p>③ 運転員（中央制御室）Aは、ほう酸水注入系ポンプによる原子炉圧力容器への注水準備として、FPC・FPMUW・SLC・MUWC・MUWP制御盤にてSLCタンク出口弁（A）、（B）自動開信号の除外操作を実施する。</p> <p>④ 運転員（現場）B及びCは、SLC封水入口弁バイパス弁を全開操作後、発電課長にほう酸水注入系による原子炉圧力容器への注水の準備完了を報告する。</p> <p>⑤ 発電課長は、運転員にほう酸水注入系による原子炉圧力容器への注水開始を指示する。</p> <p>⑥ 運転員（中央制御室）Aは、ほう酸水注入系ポンプ（A）又は（B）の起動操作（ほう酸水注入系ポンプ起動スイッチを「ポンプA」位置（B系を起動する場合は、「ポンプB」位置）にすることで、SLC注入電動弁が全開となり、ほう酸水注入系ポンプが起動し、原子炉圧力容器への注水が開始される。）を実施する。</p> <p>⑦ 運転員（中央制御室）Aは、ほう酸水注入系による原子炉圧力容器への注水が開始されたことを、純水タンク水位指示値の低下により確認し、発電課長に報告する。</p> <p>(c) 操作の成立性</p> <p>上記の操作のうち、ほう酸水注入系貯蔵タンクを水源とした原子炉圧力容器へのほう酸注入は、運転員（中央制御室）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから原子炉圧力容器へのほう酸水注入開始まで15分以内で可能である。</p> <p>また、純水補給水系を水源とした原子炉圧力容器への注水を行う場合は、運転員（中央制御室）1名及び運転員（現場）2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから原子炉圧力容器への注水開始まで35分以内で可能である。</p> <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。</p> <p>(添付資料1.2.3)</p>		

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>b. 制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水</p> <p>高圧炉心スプレイ系の機能喪失時、又は全交流動力電源喪失時において、高圧代替注水系及び原子炉隔離時冷却系により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合は、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）により冷却水を確保し、復水貯蔵タンクを水源とした制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水を実施する。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧状態であり、高圧炉心スプレイ系、原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合で、制御棒駆動水圧系が使用可能な場合。</p> <p>(b) 操作手順</p> <p>制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.2-2図及び第1.2-3図に、概要図を第1.2-15図に、タイムチャートを第1.2-16図に示す。</p> <p>① 発電課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水の準備開始を指示する。</p> <p>② 運転員（中央制御室）Aは、制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水に必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源並びに電源容量が確保されていることを状態表示にて確認する。</p> <p>また、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）による補機冷却水が確保されていることを状態表示にて確認する。</p> <p>③ 発電課長は、運転員に制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水開始を指示する。</p> <p>④ 運転員（中央制御室）Aは、制御棒駆動水ポンプ（A）の起動操作を実施し、制御棒駆動水ポンプ（A）が起動したことを確認する。</p> <p>⑤ 運転員（中央制御室）Aは、CRD流量調節弁及びCRD駆動水圧力調整弁の全開操作を実施する。</p> <p>⑥ 運転員（中央制御室）Aは、原子炉圧力容器への注水が開始されたことを制御棒駆動水ポンプ出口流量指示値の上昇により確認し、発電課長に報告する。</p> <p>⑦ 発電課長は、発電所対策本部に復水貯蔵タンクへの補給を依頼する。</p> <p>(c) 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、運転員（中央制御室）1名にて作業を実</p>		<p>【女川】</p> <p>BWR固有の要求事項のため、PWRに比較対象なし</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>施した場合、作業開始を判断してから制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水開始まで20分以内で可能である。</p> <p>(2) 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.2-19図に示す。</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態、高圧代替注水系、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合は、常設代替交流電源設備により非常用高圧母線の電源が確保され、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）により冷却水を確保できれば制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水を実施する。原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）により冷却水を確保できない場合、又は常設代替交流電源設備により非常用高圧母線の電源が確保できず、可搬型代替交流電源設備により電源を確保した場合は、ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入及び注水を実施する。</p> <p>制御棒駆動水圧系及びほう酸水注入系は発電用原子炉を冷却するには十分な注水量を確保できないが、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、重大事故等の進展抑制として使用する。</p> <p>なお、ほう酸水注入系により原子炉圧力容器へ注水する際の水源は、通常時の補給にて使用する純水補給水系とする。</p>		<p>【女川】</p> <p>BWR固有の要求事項のため、PWRに比較対象なし</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>1.2.2.4 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順</p> <p>(1) 原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水</p> <p>原子炉隔離時冷却系が健全な場合は、自動起動信号（原子炉水位低（レベル2））による作動又は中央制御室からの手動操作により原子炉隔離時冷却系を起動し、復水貯蔵タンクを水源とした原子炉圧力容器への注水を実施する。</p> <p>原子炉隔離時冷却系の第一水源は復水貯蔵タンクであり、残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）が機能喪失している場合、サブプレッションプール水の温度が上昇することを考慮し、原子炉隔離時冷却系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を復水貯蔵タンクのままとする。</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>復水給水系による原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合。</p> <p>b. 操作手順</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.2-17図に示す。</p> <p>① 発電課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水の準備開始を指示する。</p> <p>② 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室からの手動起動操作又は自動起動信号（原子炉水位低（レベル2））によりRCICタービン止め弁及びRCIC注入弁が全開し、原子炉隔離時冷却系が起動したことを確認する。</p> <p>③ 運転員（中央制御室）Aは、原子炉圧力容器への注水が開始されたことを原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し発電課長に報告するとともに、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（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>④ 発電課長は、発電所対策本部に復水貯蔵タンクへの補給を依頼する。</p> <p>c. 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、運転員（中央制御室）1名にて操作を実施する。操作スイッチによる中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。</p>	<p>1.2.2.4 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順</p> <p>(1) 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却</p> <p>a. 電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水</p> <p>補助給水ポンプが健全な場合は、自動起動信号（3基のうちいずれか1基又は2基の蒸気発生器水位低等）による作動又は中央制御室からの手動操作により起動し、補助給水ピットを水源とした蒸気発生器への注水を実施する。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準</p> <p>補助給水ポンプの自動起動信号（3基のうちいずれか1基又は2基の蒸気発生器水位低等）が発信した場合。</p> <p>(b) 操作手順</p> <p>補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.2.18図に示す。</p> <p>① 発電課長（当直）は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水開始を指示する。</p> <p>② 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室からの手動起動操作又は自動起動信号により補助給水ポンプが起動したことを確認し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>③ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で補助給水流量等の監視により、補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が実施できていることを確認するとともに蒸気発生器水位を監視可能な範囲に維持するため、補助給水ポンプ出口流量調節弁の開度を調整して蒸気発生器水位を調整する。</p> <p>(c) 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、運転員（中央制御室）1名にて操作を実施する。操作器による中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。</p>	<p>【大飯】</p> <p>記載方針の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>・重大事故等対処設備（設計基準拡張）による手順新規追加</p>

泊発電所 3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>(2) 高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水 高圧炉心スプレイ系が健全な場合は、自動起動信号（原子炉水位低（レベル2）又はドライウェル圧力高）による作動又は中央制御室からの手動操作により高圧炉心スプレイ系を起動し、復水貯蔵タンク又はサブプレッションチェンパを水源とした原子炉圧力容器への注水を実施する。 高圧炉心スプレイ系の第一水源は復水貯蔵タンクであり、サブプレッションチェンパの水位高信号の入力により第二水源であるサブプレッションチェンパに自動で切り替わる。残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）が機能喪失している場合、サブプレッションプール水の温度が上昇することを考慮し、高圧炉心スプレイ系の確実な運転継続を確保する観点から、高圧炉心スプレイ系の水源を復水貯蔵タンクに手動で切り替える。 いずれの切替えにおいても、運転中の高圧炉心スプレイ系を停止することなく水源切替が可能である。 なお、高圧炉心スプレイ系の水源を復水貯蔵タンクに切り替えた後、残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転によりサブプレッションプール水の温度が高圧炉心スプレイ系の運転継続が可能な温度まで低下した場合は、高圧炉心スプレイ系の水源をサブプレッションチェンパに手動で切り替える。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 復水給水系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合。</p> <p>b. 操作手順 高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.2-18図に示す。 [高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水] ① 発電課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水の準備開始を指示する。 ② 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室からの手動起動操作又は自動起動信号（原子炉水位低（レベル2）又はドライウェル圧力高）によりHPCSポンプが起動し、HPCS注入隔離弁が全開となったことを確認する。 ③ 運転員（中央制御室）Aは、原子炉圧力容器への注水が開始されたことを高圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し発電課長に報告するとともに、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（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>b. 主蒸気逃がし弁による蒸気放出 補助給水ポンプにより蒸気発生器への注水が確保されている場合は、主蒸気逃がし弁による蒸気放出により蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却を実施する。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準 発電用原子炉の冷却が必要な状態であることを1次冷却材温度（広域—高温側）等にて確認した場合において、補助給水流量等により、蒸気発生器への注水が確保されている場合。</p> <p>(b) 操作手順 主蒸気逃がし弁による蒸気放出手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.2.19図に示す。</p> <p>① 発電課長（当直）は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に主蒸気逃がし弁による蒸気放出開始を指示する。 ② 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室からの手動開操作又は自動作動により発電用原子炉が冷却状態であることを確認し、発電課長（当直）に報告する。 ③ 運転員（中央制御室）Aは、蒸気発生器水位を監視可能な範囲に維持するため、補助給水ポンプ出口流量調節弁及び主蒸気逃がし弁の開度を調整して蒸気発生器水位を調整する。</p>	

泊発電所 3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>④ 発電課長は、発電所対策本部に復水貯蔵タンクへの補給を依頼する。</p> <p>[高圧炉心スプレイ系の水源切替(サブプレッションチェンパから復水貯蔵タンクの場合)]</p> <p>① 発電課長は、運転員にサブプレッションプール水の温度が80℃に到達した場合、高圧炉心スプレイ系の水源をサブプレッションチェンパから復水貯蔵タンクへ切り替え、その後の高圧炉心スプレイ系の運転状態に異常がないことを確認するよう指示する。</p> <p>② 運転員（中央制御室）Aは、高圧炉心スプレイ系の水源切替スイッチを「CST」位置にすることで、HPCSポンプCST吸込弁が全開、その後、HPCSポンプS/C吸込弁が全閉し、水源がサブプレッションチェンパから復水貯蔵タンクへ切り替わることを確認する。また、水源切替後における高圧炉心スプレイ系の運転状態に異常がないことを確認する。</p> <p>c. 操作の成立性 上記の操作は、運転員（中央制御室）1名にて操作を実施する。操作スイッチによる中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。</p>	<p>(c) 操作の成立性 上記の操作は、運転員（中央制御室）1名にて操作を実施する。操作器による中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。</p>	

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

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

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【比較のため、比較表 p1.2-49（サポート系機能喪失時）より再掲】</p> <p>(3) その他の手順項目にて考慮する手順</p> <p>空冷式非常用発電装置の代替電源に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。また、空冷式非常用発電装置への燃料補給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」にて整備する。</p> <p>【比較のため、比較表 p1.2-38（フロントライン系機能喪失時）より再掲】</p> <p>(4) その他の手順項目にて考慮する手順</p> <p>復水ビット、燃料取替用水ビットの枯渇時の補給手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.1「蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）のための代替手段及び復水ビットへの供給に係る手順等」、1.13.2.2「炉心注水のための代替手段及び燃料取替用水ビットへの供給に係る手順等」にて整備する。</p> <p>操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。</p>	<p>1.2.2.5 その他の手順項目について考慮する手順</p> <p>高圧代替注水系、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系ポンプ、ほう酸水注入系ポンプ、制御棒駆動水ポンプ、電動弁及び監視計器への電源供給手順並びにガスタービン発電機及び電源車への燃料補給手順については「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。</p> <p>復水貯蔵タンクへの水の補給手順については「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。</p> <p>原子炉水位の監視又は推定に係る計装関係に関する手順については「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。</p>	<p>1.2.2.5 その他の手順項目について考慮する手順</p> <p>可搬型大型送水ポンプ車への燃料補給の手順については、「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.4「燃料の補給手順」にて整備する。</p> <p>常設代替交流電源設備に関する手順については、「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「代替交流電源設備による給電」にて整備する。また、代替非常用発電機への燃料補給の手順については、1.14.2.4「燃料の補給手順」にて整備する。</p> <p>補助給水ビット、燃料取替用水ビットの枯渇時の補給手順については、「1.13 重大事故等時に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.2「水源へ水を補給するための対応手順」にて整備する。</p> <p>操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順については、「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。</p>	<p>【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】 文章構成の相違（女川審査実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> 泊の技能1.14は女川の審査実績を踏まえた文章構成としていることから参照先の手順名称が相違している。（詳細は技能1.14比較表にて整理する） <p>【大飯】記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> 大飯は設備によって重油又は軽油を使用することから、「（重油）」と記載し、補給する燃料を明確にしている。 泊は重大事故等時に使用する設備の燃料はすべて軽油のため識別不要。なお、燃料補給の手順を整備する審査項目の本文にて燃料がすべて軽油であることを記載している。 <p>【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>【大飯】審査基準名称の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> 泊は改正後の名称を記載 <p>【大飯】 文章構成の相違（女川審査実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> 泊の技能1.13は女川の審査実績を踏まえた文章構成としていることから参照先の手順名称が相違している。（詳細は技能1.13比較表にて整理する） <p>【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																											
<p>泊3号炉との比較対象なし</p>	<p>第1.2-1表 機能喪失を想定する設計基準事故対応設備と整備する手順 対応手段、対応設備、手順書一覧 (1/6) (重大事故等対応設備 (設計基準拡張))</p> <table border="1" data-bbox="757 491 1339 997"> <thead> <tr> <th>分類</th> <th>機能喪失を想定する設計基準事故対応設備</th> <th>対応手段</th> <th>対応設備</th> <th>手順書</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">重大事故等対応設備 (設計基準拡張)</td> <td rowspan="2">-</td> <td>原子炉隔離時冷却系による 発電用原子炉の冷却</td> <td>原子炉隔離時冷却系ポンプ 復水貯蔵タンク 原子炉隔離時冷却系 (蒸気系) 配管・弁 主蒸気系 配管・弁 原子炉隔離時冷却系 (圧水系) 配管・弁 補給水系 配管 高圧炉心スプレイス系 配管・弁 原子炉冷却材浄化系 配管 復水給水系 配管・弁・スパージェ 原子炉圧力装置 非常用交流電源設備 ※1</td> <td>非常時操作手順書 (機械ベース) 「水位確保」等 非常時操作手順書 (設備別) 「原子炉隔離時冷却系ポンプによる原子炉注水 (中央制御室)」</td> </tr> <tr> <td>高圧炉心スプレイス系による 発電用原子炉の冷却</td> <td>高圧炉心スプレイス系ポンプ 復水貯蔵タンク サブレーションチェンバ 高圧炉心スプレイス系 配管・弁・ストレーナ・スパージェ 補給水系 配管 原子炉圧力装置 高圧炉心スプレイス系補機冷却水系 (高圧炉心スプレイス系補機冷却水系を含む。) 非常用取水設備 非常用交流電源設備 ※1</td> <td>非常時操作手順書 (機械ベース) 「水位確保」等 非常時操作手順書 (設備別) 「高圧炉心スプレイス系ポンプによる原子炉注水」</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。 ※2：手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。</p>	分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対応設備	手順書	重大事故等対応設備 (設計基準拡張)	-	原子炉隔離時冷却系による 発電用原子炉の冷却	原子炉隔離時冷却系ポンプ 復水貯蔵タンク 原子炉隔離時冷却系 (蒸気系) 配管・弁 主蒸気系 配管・弁 原子炉隔離時冷却系 (圧水系) 配管・弁 補給水系 配管 高圧炉心スプレイス系 配管・弁 原子炉冷却材浄化系 配管 復水給水系 配管・弁・スパージェ 原子炉圧力装置 非常用交流電源設備 ※1	非常時操作手順書 (機械ベース) 「水位確保」等 非常時操作手順書 (設備別) 「原子炉隔離時冷却系ポンプによる原子炉注水 (中央制御室)」	高圧炉心スプレイス系による 発電用原子炉の冷却	高圧炉心スプレイス系ポンプ 復水貯蔵タンク サブレーションチェンバ 高圧炉心スプレイス系 配管・弁・ストレーナ・スパージェ 補給水系 配管 原子炉圧力装置 高圧炉心スプレイス系補機冷却水系 (高圧炉心スプレイス系補機冷却水系を含む。) 非常用取水設備 非常用交流電源設備 ※1	非常時操作手順書 (機械ベース) 「水位確保」等 非常時操作手順書 (設備別) 「高圧炉心スプレイス系ポンプによる原子炉注水」	<p>第1.2.1表 機能喪失を想定する設計基準事故対応設備と整備する手順 対応手段、対応設備、手順書一覧 (1/4) (重大事故等対応設備 (設計基準拡張))</p> <table border="1" data-bbox="1377 523 1982 742"> <thead> <tr> <th>分類</th> <th>機能喪失を想定する設計基準事故対応設備</th> <th>対応手段</th> <th>対応設備</th> <th>設計方針</th> <th>整備する手順書</th> <th>手順書の分類</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>重大事故等対応設備</td> <td>-</td> <td>高圧炉心スプレイス系による原子炉注水</td> <td>高圧炉心スプレイス系ポンプ 高圧炉心スプレイス系配管・弁 高圧炉心スプレイス系補機冷却水系 (高圧炉心スプレイス系補機冷却水系を含む。) 非常用取水設備 非常用交流電源設備※1</td> <td>高圧炉心スプレイス系ポンプによる原子炉注水</td> <td>高圧炉心スプレイス系ポンプによる原子炉注水 高圧炉心スプレイス系配管・弁による原子炉注水 高圧炉心スプレイス系補機冷却水系による原子炉注水 高圧炉心スプレイス系補機冷却水系による原子炉注水</td> <td>重大事故等対応設備</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。 ※2：重大事故等対象において用いる設備の分類 ※3：当該本文に適合する重大事故等対応設備 ※4：併用する場合の重大事故等対応設備 ※5：自主的対策として整備する重大事故等対応設備</p>	分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対応設備	設計方針	整備する手順書	手順書の分類	重大事故等対応設備	-	高圧炉心スプレイス系による原子炉注水	高圧炉心スプレイス系ポンプ 高圧炉心スプレイス系配管・弁 高圧炉心スプレイス系補機冷却水系 (高圧炉心スプレイス系補機冷却水系を含む。) 非常用取水設備 非常用交流電源設備※1	高圧炉心スプレイス系ポンプによる原子炉注水	高圧炉心スプレイス系ポンプによる原子炉注水 高圧炉心スプレイス系配管・弁による原子炉注水 高圧炉心スプレイス系補機冷却水系による原子炉注水 高圧炉心スプレイス系補機冷却水系による原子炉注水	重大事故等対応設備	<p>【大飯】 記載方針の相違 (女川審査実績の反映)</p> <p>【女川】 設備の相違(BWR固有の対応手段) ・重大事故等対応設備(設計基準拡張)を示していることに相違なし。</p>
分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対応設備	手順書																										
重大事故等対応設備 (設計基準拡張)	-	原子炉隔離時冷却系による 発電用原子炉の冷却	原子炉隔離時冷却系ポンプ 復水貯蔵タンク 原子炉隔離時冷却系 (蒸気系) 配管・弁 主蒸気系 配管・弁 原子炉隔離時冷却系 (圧水系) 配管・弁 補給水系 配管 高圧炉心スプレイス系 配管・弁 原子炉冷却材浄化系 配管 復水給水系 配管・弁・スパージェ 原子炉圧力装置 非常用交流電源設備 ※1	非常時操作手順書 (機械ベース) 「水位確保」等 非常時操作手順書 (設備別) 「原子炉隔離時冷却系ポンプによる原子炉注水 (中央制御室)」																										
		高圧炉心スプレイス系による 発電用原子炉の冷却	高圧炉心スプレイス系ポンプ 復水貯蔵タンク サブレーションチェンバ 高圧炉心スプレイス系 配管・弁・ストレーナ・スパージェ 補給水系 配管 原子炉圧力装置 高圧炉心スプレイス系補機冷却水系 (高圧炉心スプレイス系補機冷却水系を含む。) 非常用取水設備 非常用交流電源設備 ※1	非常時操作手順書 (機械ベース) 「水位確保」等 非常時操作手順書 (設備別) 「高圧炉心スプレイス系ポンプによる原子炉注水」																										
分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対応設備	設計方針	整備する手順書	手順書の分類																								
重大事故等対応設備	-	高圧炉心スプレイス系による原子炉注水	高圧炉心スプレイス系ポンプ 高圧炉心スプレイス系配管・弁 高圧炉心スプレイス系補機冷却水系 (高圧炉心スプレイス系補機冷却水系を含む。) 非常用取水設備 非常用交流電源設備※1	高圧炉心スプレイス系ポンプによる原子炉注水	高圧炉心スプレイス系ポンプによる原子炉注水 高圧炉心スプレイス系配管・弁による原子炉注水 高圧炉心スプレイス系補機冷却水系による原子炉注水 高圧炉心スプレイス系補機冷却水系による原子炉注水	重大事故等対応設備																								

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大阪発電所3/4号炉

女川原子力発電所2号炉

泊発電所3号炉

相違理由

前 1.2.1 表 機能喪失を想定する設計基準事故対応設備と整備する手順（1/2）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対応設備	設置分類 ^{a)}	整備する手順書	手順の分類
フロントライン系機能喪失時	電動補助給水ポンプ及びタービン駆動補助給水ポンプ又は復水ポンプ ^{b)} 又は主蒸気送りがし弁	1次冷却ポンプのフェーリングによる原子炉冷却材圧力低下	高圧注入ポンプ ^{c)}	重大事故対策対応設備	高圧代替注水系統ポンプ	高圧代替注水系統の中央制御室からの操作による
			加圧調整がし弁 ^{d)}		高圧代替注水系統（蒸気系）配管・弁	
			燃料液排水ポンプ		高圧代替注水系統（注水系）配管・弁	
電動補助給水ポンプ及びタービン駆動補助給水ポンプ又は復水ポンプ ^{b)} 又は主蒸気送りがし弁	電動補助給水ポンプ及びタービン駆動補助給水ポンプ又は復水ポンプ ^{b)} 又は主蒸気送りがし弁	電動補助給水ポンプのフェーリングによる原子炉冷却材圧力低下	燃料液排水ポンプ	多様性対策設備	高圧代替注水系統（蒸気系）配管・弁	高圧代替注水系統の中央制御室からの操作による
			燃料液排水ポンプ		高圧代替注水系統（注水系）配管・弁	
			燃料液排水ポンプ		高圧代替注水系統（注水系）配管・弁	
主蒸気送りがし弁	主蒸気送りがし弁	主蒸気送りがし弁の故障による原子炉冷却材圧力低下	高圧注入ポンプ ^{c)}	多様性対策設備	高圧代替注水系統（蒸気系）配管・弁	高圧代替注水系統の中央制御室からの操作による
			加圧調整がし弁 ^{d)}		高圧代替注水系統（注水系）配管・弁	
			燃料液排水ポンプ		高圧代替注水系統（注水系）配管・弁	

※1：大阪発電所 重大事故等発生時に打てる原子炉施設が健全なための活動に関する所達
 ※2：手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。
 ※3：手順は「1.13 原子炉冷却材圧力バウンダリを低下するための手順等」にて整備する。
 ※4：高圧代替注水ポンプは海水を供給可能な場合は高圧代替ポンプのフェーリングにより基本を行う。
 ※5：アイソバル免燃焼等により給水する。
 ※6：1次冷却系のフェーリング停止後の余熱除去設備による原子炉冷却材圧力低下に使用する。
 ※7：重大事故等発生時に打てる設備の設置
 a：当該表又は適合する重大事故等対応設備 b：47 条に適合する重大事故等対応設備 c：自主的対策として整備する重大事故等対応設備

対応手段、対処設備、手順書一覧（2/6）
 （フロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対処設備	手順書
フロントライン系故障時	高圧原子炉冷却材圧力低下	高圧代替注水系統の中央制御室からの操作による	高圧代替注水系統ポンプ	非常時操作手順書 〔水位確保〕等
			高圧代替注水系統（蒸気系）配管・弁	
フロントライン系故障時	高圧原子炉冷却材圧力低下	高圧代替注水系統の中央制御室からの操作による	高圧代替注水系統（注水系）配管・弁	非常時操作手順書 〔設備別〕 〔高圧代替注水系統ポンプによる原子炉注水（中央制御室）〕
			高圧代替注水系統（注水系）配管・弁	

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
 ※2：手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。

対応手段、対処設備、手順書一覧（2/4）
 （フロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対処設備	設置分類 ^{a)}	整備する手順書	手順書の分類
フロントライン系故障時	電動補助給水ポンプ及びタービン駆動補助給水ポンプ又は復水ポンプ ^{b)} 又は主蒸気送りがし弁	1次冷却ポンプのフェーリングによる原子炉冷却材圧力低下	高圧注入ポンプ	重大事故対策対応設備	高圧代替注水系統ポンプ	高圧代替注水系統の中央制御室からの操作による
			加圧調整がし弁 ^{d)}		高圧代替注水系統（蒸気系）配管・弁	
フロントライン系故障時	電動補助給水ポンプ及びタービン駆動補助給水ポンプ又は復水ポンプ ^{b)} 又は主蒸気送りがし弁	電動補助給水ポンプのフェーリングによる原子炉冷却材圧力低下	燃料液排水ポンプ	多様性対策設備	高圧代替注水系統（注水系）配管・弁	高圧代替注水系統の中央制御室からの操作による
			燃料液排水ポンプ		高圧代替注水系統（注水系）配管・弁	
フロントライン系故障時	主蒸気送りがし弁	主蒸気送りがし弁の故障による原子炉冷却材圧力低下	高圧注入ポンプ ^{c)}	多様性対策設備	高圧代替注水系統（蒸気系）配管・弁	高圧代替注水系統の中央制御室からの操作による
			加圧調整がし弁 ^{d)}		高圧代替注水系統（注水系）配管・弁	

※1：手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。
 ※2：1次冷却系のフェーリングによる原子炉冷却材圧力低下による高圧代替注水の供給に使用する。
 ※3：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
 ※4：重大事故等発生時に打てる設備の設置
 a：当該表又は適合する重大事故等対応設備 b：47 条に適合する重大事故等対応設備 c：自主的対策として整備する重大事故等対応設備

【大阪】
 記載方針の相違
 （女川審査実績の反映）
 ・泊は流路及び給電に使用する設備を記載
 ・対応手段名称を修正した。

【女川】
 設備の相違(BWR固有の対応手段)

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

大阪発電所3/4号炉

女川原子力発電所2号炉

泊発電所3号炉

相違理由

表 1.2.1表 比較のため再掲

前 1.2.1表 機能喪失を想定する設計基準事故対応設備と整備する手順（1/2）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対応設備	設置分類 ^{a)}	整備する手順書	手順の分類
フロントライン系機能喪失時	電動補助給水ポンプ及びタービン熱源補助給水ポンプ又は直水ヒート ^{b)} 又は主蒸気詰がし弁	1. 冷却材ポンプ停止時の対応	高圧注入ポンプ ^{c)}	重大事故等対応設備	1. 冷却材系のアーリアンドア ^{d)} による炉心冷却手順	炉心の著しい相違及び燃料貯留設備を防止する運転手順書
			加圧調整がし弁 ^{e)}			
			燃料液排排水ピット			
			燃料容器内循環ポンプ			
電動補助給水ポンプ及びタービン熱源補助給水ポンプ又は直水ヒート ^{b)} 又は主蒸気詰がし弁	2. 冷却材ポンプ停止時の対応	電動主給水ポンプ	多様性設置設備	蒸気発生器の存続確認と維持又は代替する手順	炉心の著しい相違及び燃料貯留設備を防止する運転手順書	
		散気器タンク		蒸気発生器の存続確認と維持又は代替する手順		
		蒸気発生器補助冷却中圧ポンプ（電機）		蒸気発生器補助冷却中圧ポンプによる蒸気発生器への注水のための手順		S A 添付 ^{f)}
		直水ピット		蒸気発生器の存続確認と維持又は代替する手順		炉心の著しい相違及び燃料貯留設備を防止する運転手順書
主蒸気詰がし弁	3. 冷却材ポンプ停止時の対応	タービンバイパス弁 ^{g)}	多様性設置設備	蒸気発生器の存続確認と維持又は代替する手順	炉心の著しい相違及び燃料貯留設備を防止する運転手順書	

341 大阪発電所 重大事故等発生時に移行する原子炉施設が健全な状態の活動に陥るのを避ける。
 342 手順は「1.3 重大事故等の発生に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
 343 手順は「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを抑制するための手順等」にて整備する。
 344 蒸気発生器への直水注水は降圧を維持し維持する場合は蒸気発生器オーバークラップにより降圧を行う。
 345 アイソバル免燃焼等により給電する。
 346 1. 冷却材系のアーリアンドア^{d)}停止後の余熱除去設備による炉心冷却操作に使用する。
 347 重大事故等発生時に用いる設備の分類
 a) 当該表又は適合する重大事故等対応設備 b) 47 条に適合する重大事故等対応設備 c) 自主的対策として整備する重大事故等対応設備

対応手段、対応設備、手順書一覧（3/4）
 （フロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対応設備	設置分類 ^{a)}	整備する手順書	手順書の分類
フロントライン系機能喪失時	電動補助給水ポンプ及びタービン熱源補助給水ポンプ又は直水ヒート ^{b)}	1. 冷却材ポンプ停止時の対応	可動型大型送水ポンプ ^{c)} ※3 可動型タービン駆動ポンプ タービン駆動ポンプ タービン駆動ポンプ タービン駆動ポンプ	自主的対策設備	蒸気発生器の存続確認と維持又は代替する手順書等	炉心の著しい相違及び原子炉冷却材貯留設備を防止する運転手順書
			可動型大型送水ポンプ ^{c)} ※2 可動型タービン駆動ポンプ タービン駆動ポンプ タービン駆動ポンプ			
			可動型大型送水ポンプ ^{c)} ※2 可動型タービン駆動ポンプ タービン駆動ポンプ タービン駆動ポンプ			
			可動型大型送水ポンプ ^{c)} ※2 可動型タービン駆動ポンプ タービン駆動ポンプ タービン駆動ポンプ			
主蒸気詰がし弁	タービンバイパス弁 ^{d)}	2. 冷却材ポンプ停止時の対応	タービンバイパス弁 ^{e)}	自主的対策設備	蒸気発生器の存続確認と維持又は代替する手順書等	炉心の著しい相違及び原子炉冷却材貯留設備を防止する運転手順書
			タービンバイパス弁 ^{e)}			
			タービンバイパス弁 ^{e)}			
			タービンバイパス弁 ^{e)}			

※1 手順は「1.3 重大事故等発生時に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
 ※2 蒸気発生器への直水注水は降圧を維持し維持する場合は蒸気発生器オーバークラップにより降圧を行う。
 ※3 可動型大型送水ポンプにより降圧を蒸気発生器へ出力する。
 ※4 手順は「1.3 蒸気発生器の存続確認と維持する手順等」にて整備する。
 ※5 直水への供給は、蒸気発生器タンク又は蒸気発生器から供給することに2行行う。
 ※6 手順は「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを抑制するための手順等」にて整備する。
 ※7 重大事故等発生時に用いる設備の分類
 a) 当該表又は適合する重大事故等対応設備 b) 47 条に適合する重大事故等対応設備 c) 自主的対策として整備する重大事故等対応設備

【大阪】
 記載方針の相違
 （女川審査実績の反映）
 ・泊は管路及び給電に使用する設備を記載
 ・対応手段名称を修正した。

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大阪発電所3/4号炉

女川原子力発電所2号炉

泊発電所3号炉

相違理由

第1.2.1表 機能喪失を想定する設計基準事故対応設備と整備する手順（2/2）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対応設備	設備分類	整備する手順書	手順の分類	
サポート系機能喪失時	タービン駆動補助給水ポンプ直流電源	タービン駆動補助給水ポンプ駆動用（現場手動操作）	タービン駆動補助給水ポンプ駆動用（現場手動操作）	タービン駆動補助給水ポンプ駆動用（現場手動操作）	タービン駆動補助給水ポンプ駆動用（現場手動操作）	タービン駆動補助給水ポンプ駆動用（現場手動操作）	
							タービン駆動補助給水ポンプ駆動用（現場手動操作）
	電動補助給水ポンプ全交直動力電源	電動補助給水ポンプ全交直動力電源	電動補助給水ポンプ全交直動力電源	電動補助給水ポンプ全交直動力電源	電動補助給水ポンプ全交直動力電源	電動補助給水ポンプ全交直動力電源	電動補助給水ポンプ全交直動力電源
主蒸気過熱し弁全交直動力電源（制御用電源）又は直流電源	主蒸気過熱し弁の機能回復	主蒸気過熱し弁（現場手動操作） 緊急停止弁（主蒸気過熱し弁併用） ^{a)} 大容量ポンプ ^{b)} 即時降圧型安全配管（廃水弁）	主蒸気過熱し弁（現場手動操作） 緊急停止弁（主蒸気過熱し弁併用） ^{a)} 大容量ポンプ ^{b)} 即時降圧型安全配管（廃水弁）	主蒸気過熱し弁（現場手動操作） 緊急停止弁（主蒸気過熱し弁併用） ^{a)} 大容量ポンプ ^{b)} 即時降圧型安全配管（廃水弁）	主蒸気過熱し弁（現場手動操作） 緊急停止弁（主蒸気過熱し弁併用） ^{a)} 大容量ポンプ ^{b)} 即時降圧型安全配管（廃水弁）	主蒸気過熱し弁（現場手動操作） 緊急停止弁（主蒸気過熱し弁併用） ^{a)} 大容量ポンプ ^{b)} 即時降圧型安全配管（廃水弁）	
							主蒸気過熱し弁（現場手動操作） 緊急停止弁（主蒸気過熱し弁併用） ^{a)} 大容量ポンプ ^{b)} 即時降圧型安全配管（廃水弁）
—	監視及び制御	監視及び制御	監視及び制御	監視及び制御	監視及び制御	監視及び制御	

※1：大阪発電所 重大事故等発生時に打てる原子炉駆動設備の緊急のための設備に関する内容。
 ※2：直交直動力電源も含めた対応手順は「1.15 事故時の対応に関する手順等」にて整備する。
 ※3：手順1「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
 ※4：手順1「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
 ※5：蒸気発生器→廃水又は廃水と長期間排水する場合は蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。
 ※6：手順1「1.4 電圧の確保に関する手順等」にて整備する。
 ※7：空冷式冷却用発電機が燃料供給に依存する。手順1「1.14 電圧の確保に関する手順等」にて整備する。
 ※8：手順1「1.5 最終ヒートシンクへ熱を転送するための手順等」にて整備する。
 ※9：重大事故等発生時に打てる設備の分類
 a：当該施設に適合する重大事故等対応設備 b：37条に適合する重大事故等対応設備 c：自主的対策として整備する重大事故等対応設備

対応手段、対処設備、手順書一覧（3/6）
 （サポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対処設備	手順書
全交直動力電源	タービン駆動補助給水ポンプ直流電源	タービン駆動補助給水ポンプ駆動用（現場手動操作）	タービン駆動補助給水ポンプ駆動用（現場手動操作）	タービン駆動補助給水ポンプ駆動用（現場手動操作）
全交直動力電源	電動補助給水ポンプ全交直動力電源	電動補助給水ポンプ全交直動力電源	電動補助給水ポンプ全交直動力電源	電動補助給水ポンプ全交直動力電源
主蒸気過熱し弁全交直動力電源（制御用電源）又は直流電源	主蒸気過熱し弁の機能回復	主蒸気過熱し弁（現場手動操作） 緊急停止弁（主蒸気過熱し弁併用） ^{a)} 大容量ポンプ ^{b)} 即時降圧型安全配管（廃水弁）	主蒸気過熱し弁（現場手動操作） 緊急停止弁（主蒸気過熱し弁併用） ^{a)} 大容量ポンプ ^{b)} 即時降圧型安全配管（廃水弁）	主蒸気過熱し弁（現場手動操作） 緊急停止弁（主蒸気過熱し弁併用） ^{a)} 大容量ポンプ ^{b)} 即時降圧型安全配管（廃水弁）

※1：手順は「1.14 電圧の確保に関する手順等」にて整備する。
 ※2：手順は「1.15 事故時の対応に関する手順等」にて整備する。

【比較のため対応手順、対処設備、手順書一覧（5/6）を再掲】

対応手段、対処設備、手順書一覧（5/6）
 （監視及び制御）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対処設備	手順書
全交直動力電源	タービン駆動補助給水ポンプ直流電源	タービン駆動補助給水ポンプ駆動用（現場手動操作）	タービン駆動補助給水ポンプ駆動用（現場手動操作）	タービン駆動補助給水ポンプ駆動用（現場手動操作）
全交直動力電源	電動補助給水ポンプ全交直動力電源	電動補助給水ポンプ全交直動力電源	電動補助給水ポンプ全交直動力電源	電動補助給水ポンプ全交直動力電源
主蒸気過熱し弁全交直動力電源（制御用電源）又は直流電源	主蒸気過熱し弁の機能回復	主蒸気過熱し弁（現場手動操作） 緊急停止弁（主蒸気過熱し弁併用） ^{a)} 大容量ポンプ ^{b)} 即時降圧型安全配管（廃水弁）	主蒸気過熱し弁（現場手動操作） 緊急停止弁（主蒸気過熱し弁併用） ^{a)} 大容量ポンプ ^{b)} 即時降圧型安全配管（廃水弁）	主蒸気過熱し弁（現場手動操作） 緊急停止弁（主蒸気過熱し弁併用） ^{a)} 大容量ポンプ ^{b)} 即時降圧型安全配管（廃水弁）

※1：直交直動力電源も含めた対応手順は「1.15 事故時の対応に関する手順等」にて整備する。
 ※2：手順1「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
 ※3：手順1「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
 ※4：蒸気発生器→廃水又は廃水と長期間排水する場合は蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。
 ※5：手順1「1.4 電圧の確保に関する手順等」にて整備する。
 ※6：手順1「1.5 最終ヒートシンクへ熱を転送するための手順等」にて整備する。
 ※7：重大事故等発生時に打てる設備の分類
 a：当該施設に適合する重大事故等対応設備 b：37条に適合する重大事故等対応設備 c：自主的対策として整備する重大事故等対応設備

対応手段、対処設備、手順書一覧（4/4）
 （サポート系故障時、監視及び制御）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対処設備	設備分類	整備する手順書	手順書の分類
全交直動力電源	タービン駆動補助給水ポンプ直流電源	タービン駆動補助給水ポンプ駆動用（現場手動操作）	タービン駆動補助給水ポンプ駆動用（現場手動操作）	タービン駆動補助給水ポンプ駆動用（現場手動操作）	タービン駆動補助給水ポンプ駆動用（現場手動操作）	タービン駆動補助給水ポンプ駆動用（現場手動操作）
全交直動力電源	電動補助給水ポンプ全交直動力電源	電動補助給水ポンプ全交直動力電源	電動補助給水ポンプ全交直動力電源	電動補助給水ポンプ全交直動力電源	電動補助給水ポンプ全交直動力電源	電動補助給水ポンプ全交直動力電源
主蒸気過熱し弁全交直動力電源（制御用電源）又は直流電源	主蒸気過熱し弁の機能回復	主蒸気過熱し弁（現場手動操作） 緊急停止弁（主蒸気過熱し弁併用） ^{a)} 大容量ポンプ ^{b)} 即時降圧型安全配管（廃水弁）	主蒸気過熱し弁（現場手動操作） 緊急停止弁（主蒸気過熱し弁併用） ^{a)} 大容量ポンプ ^{b)} 即時降圧型安全配管（廃水弁）	主蒸気過熱し弁（現場手動操作） 緊急停止弁（主蒸気過熱し弁併用） ^{a)} 大容量ポンプ ^{b)} 即時降圧型安全配管（廃水弁）	主蒸気過熱し弁（現場手動操作） 緊急停止弁（主蒸気過熱し弁併用） ^{a)} 大容量ポンプ ^{b)} 即時降圧型安全配管（廃水弁）	主蒸気過熱し弁（現場手動操作） 緊急停止弁（主蒸気過熱し弁併用） ^{a)} 大容量ポンプ ^{b)} 即時降圧型安全配管（廃水弁）

※1：直交直動力電源も含めた対応手順は「1.15 事故時の対応に関する手順等」にて整備する。
 ※2：手順1「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
 ※3：手順1「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
 ※4：蒸気発生器→廃水又は廃水と長期間排水する場合は蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。
 ※5：手順1「1.4 電圧の確保に関する手順等」にて整備する。
 ※6：手順1「1.5 最終ヒートシンクへ熱を転送するための手順等」にて整備する。
 ※7：重大事故等発生時に打てる設備の分類
 a：当該施設に適合する重大事故等対応設備 b：37条に適合する重大事故等対応設備 c：自主的対策として整備する重大事故等対応設備

【大阪】
 記載方針の相違（女川審査実績の反映）
 ・泊は管路及び給電に使用する設備を記載
 ・対応手段名称を修正した。

【女川】
 設備の相違（BWR固有の対応手段）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

大阪発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由										
	<p>対応手段、対処設備、手順書一覧（4/6） （サボート系故障時）</p> <table border="1" data-bbox="750 635 1348 949"> <thead> <tr> <th>分類</th> <th>機材喪失を想定する設計基準事故対処設備</th> <th>対応手段</th> <th>対処設備</th> <th>手順書</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>サボート系故障時</td> <td>全交流動力電源</td> <td>125V代替発電用電源（サボート系）への給電を向上する</td> <td>原子炉隔離時冷却系ポンプ 復水貯蔵タンク 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁 主蒸気系 配管・弁 原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁 補給水系 配管 高圧中心スレイブ 配管・弁 原子炉冷却材浄化系 配管 復水給水系 配管・弁・スパージ 原子炉圧力容器 炉内冷却装置式直流電源設備 ※1 125V代替発電用電源接続設備 ※2</td> <td>非常時操作手順書（設備別） 「事故ベース」 「電源回復」 非常時操作手順書（設備別） 「125V代替発電用による125V直流主母線整定（2A-1）（2B-1）への給電」 重大事故時対応要領書 「電源喪失による125V代替発電用への給電（125V代替直流電源切替接続）」</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。 ※2：手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。</p>	分類	機材喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書	サボート系故障時	全交流動力電源	125V代替発電用電源（サボート系）への給電を向上する	原子炉隔離時冷却系ポンプ 復水貯蔵タンク 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁 主蒸気系 配管・弁 原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁 補給水系 配管 高圧中心スレイブ 配管・弁 原子炉冷却材浄化系 配管 復水給水系 配管・弁・スパージ 原子炉圧力容器 炉内冷却装置式直流電源設備 ※1 125V代替発電用電源接続設備 ※2	非常時操作手順書（設備別） 「事故ベース」 「電源回復」 非常時操作手順書（設備別） 「125V代替発電用による125V直流主母線整定（2A-1）（2B-1）への給電」 重大事故時対応要領書 「電源喪失による125V代替発電用への給電（125V代替直流電源切替接続）」	<div style="border: 1px solid black; padding: 10px; display: inline-block;"> 女川2号炉との比較対象なし </div>	<p>【女川】 設備の相違(BWR固有の対応手段)</p>
分類	機材喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書									
サボート系故障時	全交流動力電源	125V代替発電用電源（サボート系）への給電を向上する	原子炉隔離時冷却系ポンプ 復水貯蔵タンク 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁 主蒸気系 配管・弁 原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁 補給水系 配管 高圧中心スレイブ 配管・弁 原子炉冷却材浄化系 配管 復水給水系 配管・弁・スパージ 原子炉圧力容器 炉内冷却装置式直流電源設備 ※1 125V代替発電用電源接続設備 ※2	非常時操作手順書（設備別） 「事故ベース」 「電源回復」 非常時操作手順書（設備別） 「125V代替発電用による125V直流主母線整定（2A-1）（2B-1）への給電」 重大事故時対応要領書 「電源喪失による125V代替発電用への給電（125V代替直流電源切替接続）」									

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

大阪発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																			
	<p>対応手段、対処設備、手順書一覧（5/6） （監視及び制御）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="750 422 795 454">分類</th> <th data-bbox="795 422 907 454">機能喪失を想定する設計基準事故対応設備</th> <th data-bbox="907 422 952 454">対応手段</th> <th data-bbox="952 422 1198 454">対処設備</th> <th data-bbox="1198 422 1332 454">手順書</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="750 454 795 694" rowspan="2">監視及び制御</td> <td data-bbox="795 454 907 694" rowspan="2">高圧代替注水系統による本発電所の用中原子炉の冷却</td> <td data-bbox="907 454 952 694" rowspan="2"></td> <td data-bbox="952 454 1198 590"> 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） 高圧代替注水系統ポンプ出口流量 高圧代替注水系統ポンプ出口圧力 製水の蔵タンク水位 </td> <td data-bbox="1198 454 1332 694"> 重大事故等対応設備 非正常時操作手順書（既成ベース） 「水位確保」等 非正常時操作手順書（設備別） 「高圧代替注水系統ポンプによる原子炉注水（中央制御室）」 </td> </tr> <tr> <td data-bbox="952 590 1198 694">原子炉水位（狭帯域）</td> <td data-bbox="1198 590 1332 694">自主対策設備</td> </tr> <tr> <td data-bbox="750 694 795 917" rowspan="2">監視及び制御</td> <td data-bbox="795 694 907 917" rowspan="2">高圧代替注水系統の原子炉の現場冷却操作</td> <td data-bbox="907 694 952 917" rowspan="2"></td> <td data-bbox="952 694 1198 917"> 原子炉水位（広帯域）※2 原子炉水位（燃料域）※2 原子炉水位（SA広帯域）※2 原子炉水位（SA燃料域）※2 原子炉圧力 ※2 原子炉圧力（SA） ※2 高圧代替注水系統ポンプ出口流量 ※2 製水の蔵タンク水位 ※2 可搬型計測器 高圧代替注水系統ポンプ出口圧力 高圧代替注水系統タービン入口蒸気圧力 高圧代替注水系統タービン排気圧力 高圧代替注水系統ポンプ入口圧力 </td> <td data-bbox="1198 694 1332 917"> 重大事故等対応設備 非正常時操作手順書（既成ベース） 「水位確保」等 非正常時操作手順書（設備別） 「高圧代替注水系統ポンプによる原子炉注水（現場）」 </td> </tr> <tr> <td data-bbox="952 917 1198 1157"> 原子炉水位（広帯域）※2 原子炉水位（燃料域）※2 原子炉水位（SA広帯域）※2 原子炉水位（SA燃料域）※2 原子炉圧力 ※2 原子炉圧力（SA） ※2 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量 ※2 製水の蔵タンク水位 ※2 可搬型計測器 原子炉隔離時冷却系ポンプ駆動用タービン入口蒸気圧力 </td> <td data-bbox="1198 917 1332 1157"> 重大事故等対応設備 非正常時操作手順書（既成ベース） 「水位確保」等 非正常時操作手順書（設備別） 「原子炉隔離時冷却系ポンプによる原子炉注水（現場）」 自主対策設備 </td> </tr> </tbody> </table>	分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対処設備	手順書	監視及び制御	高圧代替注水系統による本発電所の用中原子炉の冷却		原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） 高圧代替注水系統ポンプ出口流量 高圧代替注水系統ポンプ出口圧力 製水の蔵タンク水位	重大事故等対応設備 非正常時操作手順書（既成ベース） 「水位確保」等 非正常時操作手順書（設備別） 「高圧代替注水系統ポンプによる原子炉注水（中央制御室）」	原子炉水位（狭帯域）	自主対策設備	監視及び制御	高圧代替注水系統の原子炉の現場冷却操作		原子炉水位（広帯域）※2 原子炉水位（燃料域）※2 原子炉水位（SA広帯域）※2 原子炉水位（SA燃料域）※2 原子炉圧力 ※2 原子炉圧力（SA） ※2 高圧代替注水系統ポンプ出口流量 ※2 製水の蔵タンク水位 ※2 可搬型計測器 高圧代替注水系統ポンプ出口圧力 高圧代替注水系統タービン入口蒸気圧力 高圧代替注水系統タービン排気圧力 高圧代替注水系統ポンプ入口圧力	重大事故等対応設備 非正常時操作手順書（既成ベース） 「水位確保」等 非正常時操作手順書（設備別） 「高圧代替注水系統ポンプによる原子炉注水（現場）」	原子炉水位（広帯域）※2 原子炉水位（燃料域）※2 原子炉水位（SA広帯域）※2 原子炉水位（SA燃料域）※2 原子炉圧力 ※2 原子炉圧力（SA） ※2 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量 ※2 製水の蔵タンク水位 ※2 可搬型計測器 原子炉隔離時冷却系ポンプ駆動用タービン入口蒸気圧力	重大事故等対応設備 非正常時操作手順書（既成ベース） 「水位確保」等 非正常時操作手順書（設備別） 「原子炉隔離時冷却系ポンプによる原子炉注水（現場）」 自主対策設備	<p style="text-align: center; border: 1px solid black; padding: 5px;">女川2号炉との比較は p1. 2-65 参照</p>	<p>【女川】 設備の相違(BWR固有の対応手段)</p>
分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対処設備	手順書																		
監視及び制御	高圧代替注水系統による本発電所の用中原子炉の冷却		原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） 高圧代替注水系統ポンプ出口流量 高圧代替注水系統ポンプ出口圧力 製水の蔵タンク水位	重大事故等対応設備 非正常時操作手順書（既成ベース） 「水位確保」等 非正常時操作手順書（設備別） 「高圧代替注水系統ポンプによる原子炉注水（中央制御室）」																		
			原子炉水位（狭帯域）	自主対策設備																		
監視及び制御	高圧代替注水系統の原子炉の現場冷却操作		原子炉水位（広帯域）※2 原子炉水位（燃料域）※2 原子炉水位（SA広帯域）※2 原子炉水位（SA燃料域）※2 原子炉圧力 ※2 原子炉圧力（SA） ※2 高圧代替注水系統ポンプ出口流量 ※2 製水の蔵タンク水位 ※2 可搬型計測器 高圧代替注水系統ポンプ出口圧力 高圧代替注水系統タービン入口蒸気圧力 高圧代替注水系統タービン排気圧力 高圧代替注水系統ポンプ入口圧力	重大事故等対応設備 非正常時操作手順書（既成ベース） 「水位確保」等 非正常時操作手順書（設備別） 「高圧代替注水系統ポンプによる原子炉注水（現場）」																		
			原子炉水位（広帯域）※2 原子炉水位（燃料域）※2 原子炉水位（SA広帯域）※2 原子炉水位（SA燃料域）※2 原子炉圧力 ※2 原子炉圧力（SA） ※2 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量 ※2 製水の蔵タンク水位 ※2 可搬型計測器 原子炉隔離時冷却系ポンプ駆動用タービン入口蒸気圧力	重大事故等対応設備 非正常時操作手順書（既成ベース） 「水位確保」等 非正常時操作手順書（設備別） 「原子炉隔離時冷却系ポンプによる原子炉注水（現場）」 自主対策設備																		
	<p>※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。 ※2：手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。</p>																					

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

大阪発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																
	<p>対応手段、対処設備、手順書一覧 (6/6) (重大事故等の進展抑制)</p> <table border="1" data-bbox="757 555 1339 1034"> <thead> <tr> <th>分類</th> <th>機能喪失を想定する設計基準事故対応設備</th> <th>対応手段</th> <th>対処設備</th> <th>手順書</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">重大事故等の進展抑制</td> <td rowspan="3">-</td> <td>非常初期原子炉注水による注水</td> <td> ほう酸水注入系ポンプ ほう酸水注入系貯蔵タンク ほう酸水注入系 配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備 ※1 可搬型代替交流電源設備 ※1 </td> <td> 非常時操作手順書 (備後ベース) 「水位確保」等 非常時操作手順書 (設備別) 「ほう酸水注入系ポンプによるほう酸水注入」 非常時操作手順書 (設備別) 「ほう酸水注入系ポンプによる原子炉注水」 </td> </tr> <tr> <td>非常初期注水による注水</td> <td> ほう酸水注入系ポンプ ほう酸水注入系 配管・弁 純水補給水系 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備 ※1 可搬型代替交流電源設備 ※1 </td> <td> 自主対策設備 </td> </tr> <tr> <td>制御棒駆動水圧による注水</td> <td> 制御棒駆動水ポンプ 高水貯蔵タンク 制御棒駆動水圧系 配管・弁 補給水系 配管・弁 原子炉圧力容器 原子炉補機冷却水系 (原子炉補機冷却海水系を含む) 非常用放水設備 常設代替交流電源設備 ※1 </td> <td> 自主対策設備 </td> </tr> </tbody> </table> <p>※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。 ※2：手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。</p>	分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対処設備	手順書	重大事故等の進展抑制	-	非常初期原子炉注水による注水	ほう酸水注入系ポンプ ほう酸水注入系貯蔵タンク ほう酸水注入系 配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備 ※1 可搬型代替交流電源設備 ※1	非常時操作手順書 (備後ベース) 「水位確保」等 非常時操作手順書 (設備別) 「ほう酸水注入系ポンプによるほう酸水注入」 非常時操作手順書 (設備別) 「ほう酸水注入系ポンプによる原子炉注水」	非常初期注水による注水	ほう酸水注入系ポンプ ほう酸水注入系 配管・弁 純水補給水系 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備 ※1 可搬型代替交流電源設備 ※1	自主対策設備	制御棒駆動水圧による注水	制御棒駆動水ポンプ 高水貯蔵タンク 制御棒駆動水圧系 配管・弁 補給水系 配管・弁 原子炉圧力容器 原子炉補機冷却水系 (原子炉補機冷却海水系を含む) 非常用放水設備 常設代替交流電源設備 ※1	自主対策設備	<div style="border: 1px solid black; padding: 10px; display: inline-block;"> 女川2号炉との比較対象なし </div>	<p>【女川】 設備の相違(BWR固有の対応手段)</p>
分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対処設備	手順書															
重大事故等の進展抑制	-	非常初期原子炉注水による注水	ほう酸水注入系ポンプ ほう酸水注入系貯蔵タンク ほう酸水注入系 配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備 ※1 可搬型代替交流電源設備 ※1	非常時操作手順書 (備後ベース) 「水位確保」等 非常時操作手順書 (設備別) 「ほう酸水注入系ポンプによるほう酸水注入」 非常時操作手順書 (設備別) 「ほう酸水注入系ポンプによる原子炉注水」															
		非常初期注水による注水	ほう酸水注入系ポンプ ほう酸水注入系 配管・弁 純水補給水系 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備 ※1 可搬型代替交流電源設備 ※1	自主対策設備															
		制御棒駆動水圧による注水	制御棒駆動水ポンプ 高水貯蔵タンク 制御棒駆動水圧系 配管・弁 補給水系 配管・弁 原子炉圧力容器 原子炉補機冷却水系 (原子炉補機冷却海水系を含む) 非常用放水設備 常設代替交流電源設備 ※1	自主対策設備															

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大阪発電所3/4号炉

女川原子力発電所2号炉

泊発電所3号炉

相違理由

第1.2.2表 重大事故等対処に係る監視計器

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

監視計器一覧（1/6）

対応手段	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視計器	
1.2.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等			
判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・1次冷却材高温側温度計（広域） ・1次冷却材低温側温度計（広域）	
	原子炉圧力容器内の圧力	・1次冷却材圧力計	
	最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（広域） ・蒸気発生器補助給水流量計	
	水源の確保	・燃料取替用水ピット水位計	
	信号	・安全注入作動警報	
	操作	原子炉圧力容器内の温度	・1次冷却材高温側温度計（広域） ・1次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計 ・サブクール度（CRT）
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・加圧器圧力計（CRT） ・1次冷却材圧力計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計（広域） ・AM用格納容器圧力計
最終ヒートシンクの確保		・蒸気発生器水位計（広域） ・蒸気発生器水位計（狭域） ・蒸気発生器補助給水流量計	
原子炉格納容器内の水位		・格納容器再循環サンプ水位計（広域）	
原子炉圧力容器内の注水量		・高圧注入流量計 ・余熱除去流量計	
水源の確保		・燃料取替用水ピット水位計	
補機監視機能		・高圧注入ポンプ吐出圧力計	

第1.2-2表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧（1/5）

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ（計器）
1.2.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水		
非常時操作手順書（微候ベース） 「水位確保」等 非常時操作手順書（設備別） 「高圧代替注水系ポンプによる原子炉注水（中央期調整）」	判断基準	原子炉圧力容器内の水位
		電源の確保
		水源の確保
		原子炉圧力容器内の水位
		原子炉圧力容器内の圧力
	操作	原子炉圧力容器への注水量
		補機監視機能
		水源の確保
		原子炉圧力容器内の水位
		原子炉圧力容器内の圧力
非常時操作手順書（微候ベース） 「水位確保」等 非常時操作手順書（設備別） 「高圧代替注水系ポンプによる原子炉注水（現場）」	判断基準	原子炉圧力容器内の水位
		電源の確保
		水源の確保
		原子炉圧力容器内の水位
		原子炉圧力容器内の圧力
	操作	原子炉圧力容器への注水量
		補機監視機能
		水源の確保
		原子炉圧力容器内の圧力
		原子炉圧力容器への注水量

第1.2.2表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧（1/10）

対応手段	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視計器	
1.2.2.1 フロントライン系故障時の対応手順			
判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・1次冷却材温度（広域-高側側） ・1次冷却材温度（広域-低側側）	
	原子炉圧力容器内の圧力	・1次冷却材圧力（広域）	
	最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位（広域） ・補助給水流量	
	水源の確保	・燃料取替用水ピット水位	
	信号	・DCS作動	
	操作	原子炉圧力容器内の温度	・1次冷却材温度（広域-高側側） ・1次冷却材温度（広域-低側側）
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度
		原子炉圧力容器内の圧力	・加圧器圧力 ・1次冷却材圧力（広域）
		原子炉格納容器内の圧力	・原子炉格納容器圧力 ・格納容器圧力（AM用）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位 ・サブクール度
最終ヒートシンクの確保		・蒸気発生器水位（広域） ・蒸気発生器水位（狭域） ・補助給水流量	
原子炉格納容器内の水位		・格納容器再循環サンプ水位（広域）	
原子炉圧力容器への注水量		・高圧注入流量 ・低圧注入流量 ・変てん流量 ・蓄圧タンク水位 ・蓄圧タンク圧力	
水源の確保		・燃料取替用水ピット水位	
補機監視機能		・高圧注入ポンプ出口圧力	

【女川】
設備の相違(BWR固有の対応手段である。以下、監視計器一覧について同様)

【大阪】
設備の相違(相違理由②)
・泊は1次冷却系のフィードアンドブリード時に高圧注入ポンプの機能が喪失している場合は、充てんポンプを用いる対応手段を整備しているため、充てん流量を記載。

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大阪発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																			
<p>監視計器一覧（2/6）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>対応手段</th> <th>重大事故等の対応に必要な監視項目</th> <th>監視計器</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1.2.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等 (2)蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="4">a. 電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水</td> <td>原子炉圧力容器内の温度</td> <td>・1次冷却材高温側温度計（広域） ・1次冷却材低温側温度計（広域）</td> </tr> <tr> <td>原子炉圧力容器内の圧力</td> <td>・1次冷却材圧力計</td> </tr> <tr> <td>最終ヒートシンクの確保</td> <td>・蒸気発生器水位計（広域） ・蒸気発生器水位計（狭域） ・蒸気発生器補助給水流量計</td> </tr> <tr> <td>電源</td> <td>・4-3（4）C1、C2、D1、D2母線電圧計</td> </tr> <tr> <td>水源の確保</td> <td>・脱気器タンク水位計（CRT）</td> <td></td> </tr> <tr> <td>操作</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> </tbody> </table> <p>—：通常の運転操作により対応する手順については、監視計器を記載しない。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px; text-align: center;"> <p>泊3号炉との比較対象なし</p> </div>	対応手段	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視計器	1.2.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等 (2)蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）			a. 電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水	原子炉圧力容器内の温度	・1次冷却材高温側温度計（広域） ・1次冷却材低温側温度計（広域）	原子炉圧力容器内の圧力	・1次冷却材圧力計	最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（広域） ・蒸気発生器水位計（狭域） ・蒸気発生器補助給水流量計	電源	・4-3（4）C1、C2、D1、D2母線電圧計	水源の確保	・脱気器タンク水位計（CRT）		操作	—	—	<p>監視計器一覧（2/5）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>手順書</th> <th>重大事故等の対応に必要な監視項目</th> <th>監視パラメータ（計器）</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">1.2.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の原子炉圧力容器への注水</td> </tr> <tr> <td>非常時操作手順書（運転ベース） 「水位確保」等</td> <td rowspan="2">判断基準</td> <td>原子炉圧力容器内の水位 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域） 原子炉水位（SA 燃料域） （可搬型計測器）</td> </tr> <tr> <td>電源の確保</td> <td>125V 直流主母線 2A 電圧 （可搬型計測器）</td> </tr> <tr> <td>非常時操作手順書（設備90） 「原子炉隔離時冷却系ポンプによる原子炉注水（現場）」</td> <td rowspan="5">操作</td> <td>水源の確保 復水貯蔵タンク水位 （可搬型計測器）</td> </tr> <tr> <td></td> <td>原子炉圧力容器内の水位 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域） 原子炉水位（SA 燃料域） （可搬型計測器）</td> </tr> <tr> <td></td> <td>原子炉圧力容器内の圧力 原子炉圧力（SA） （可搬型計測器）</td> </tr> <tr> <td></td> <td>原子炉圧力容器への注水量 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量 （可搬型計測器）</td> </tr> <tr> <td></td> <td>補機監視機能 原子炉隔離時冷却系ポンプ駆動用タービン入口蒸気圧力 （可搬型計測器）</td> </tr> <tr> <td></td> <td>水源の確保 復水貯蔵タンク水位 （可搬型計測器）</td> </tr> </tbody> </table>	手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ（計器）	1.2.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の原子炉圧力容器への注水			非常時操作手順書（運転ベース） 「水位確保」等	判断基準	原子炉圧力容器内の水位 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域） 原子炉水位（SA 燃料域） （可搬型計測器）	電源の確保	125V 直流主母線 2A 電圧 （可搬型計測器）	非常時操作手順書（設備90） 「原子炉隔離時冷却系ポンプによる原子炉注水（現場）」	操作	水源の確保 復水貯蔵タンク水位 （可搬型計測器）		原子炉圧力容器内の水位 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域） 原子炉水位（SA 燃料域） （可搬型計測器）		原子炉圧力容器内の圧力 原子炉圧力（SA） （可搬型計測器）		原子炉圧力容器への注水量 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量 （可搬型計測器）		補機監視機能 原子炉隔離時冷却系ポンプ駆動用タービン入口蒸気圧力 （可搬型計測器）		水源の確保 復水貯蔵タンク水位 （可搬型計測器）	<p>監視計器一覧（2/10）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>対応手段</th> <th>重大事故等の対応に必要な監視項目</th> <th>監視計器</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">1.2.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（注水）</td> </tr> <tr> <td rowspan="10">a. 電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水</td> <td rowspan="5">判断基準</td> <td>原子炉圧力容器内の温度 ・1次冷却材温度（広域～高温側） ・1次冷却材温度（広域～低温側）</td> </tr> <tr> <td>原子炉圧力容器内の圧力 ・1次冷却材圧力（広域）</td> </tr> <tr> <td>電源 ・冷却器1L電圧、2L電圧 ・緊急冷却器1L電圧、2L電圧 ・甲母線電圧、乙母線電圧 ・6-C1、C2、D母線電圧</td> </tr> <tr> <td>最終ヒートシンクの確保 ・蒸気発生器水位（広域） ・補助給水流量</td> </tr> <tr> <td>水源の確保 ・脱気器タンク水位</td> </tr> <tr> <td>操作</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td rowspan="5">判断基準</td> <td>最終ヒートシンクの確保 ・蒸気発生器水位（広域） ・蒸気発生器水位（狭域） ・主給水ライン流量 ・蒸気発生器水張り流量</td> </tr> <tr> <td>水源の確保 ・補助給水ピット水位</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">操作</td> <td>原子炉圧力容器内の温度 ・1次冷却材温度（広域～高温側） ・1次冷却材温度（広域～低温側）</td> </tr> <tr> <td>電源 ・6-A、E母線電圧 ・代替非常用発電機電圧、電力、周波数</td> </tr> <tr> <td>最終ヒートシンクの確保 ・主蒸気ライン圧力 ・蒸気発生器水位（広域） ・蒸気発生器水位（狭域）</td> </tr> </tbody> </table> <p>—：通常の運転操作により対応する手順については、監視計器を記載しない。</p>	対応手段	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視計器	1.2.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（注水）			a. 電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度 ・1次冷却材温度（広域～高温側） ・1次冷却材温度（広域～低温側）	原子炉圧力容器内の圧力 ・1次冷却材圧力（広域）	電源 ・冷却器1L電圧、2L電圧 ・緊急冷却器1L電圧、2L電圧 ・甲母線電圧、乙母線電圧 ・6-C1、C2、D母線電圧	最終ヒートシンクの確保 ・蒸気発生器水位（広域） ・補助給水流量	水源の確保 ・脱気器タンク水位	操作	—	判断基準	最終ヒートシンクの確保 ・蒸気発生器水位（広域） ・蒸気発生器水位（狭域） ・主給水ライン流量 ・蒸気発生器水張り流量	水源の確保 ・補助給水ピット水位	操作	原子炉圧力容器内の温度 ・1次冷却材温度（広域～高温側） ・1次冷却材温度（広域～低温側）	電源 ・6-A、E母線電圧 ・代替非常用発電機電圧、電力、周波数	最終ヒートシンクの確保 ・主蒸気ライン圧力 ・蒸気発生器水位（広域） ・蒸気発生器水位（狭域）	<p>【大阪】 記載内容の相違・判断基準「電源」について、泊は常用系母線の電圧及び外部電源の電圧を記載。</p> <p>【大阪】 設備の相違（相違理由①） ・泊は自主対策設備による対応手段として、SG直接給水用高圧ポンプによる蒸気発生器への注水手段を整備している。</p>
対応手段	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視計器																																																																				
1.2.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等 (2)蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）																																																																						
a. 電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水	原子炉圧力容器内の温度	・1次冷却材高温側温度計（広域） ・1次冷却材低温側温度計（広域）																																																																				
	原子炉圧力容器内の圧力	・1次冷却材圧力計																																																																				
	最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（広域） ・蒸気発生器水位計（狭域） ・蒸気発生器補助給水流量計																																																																				
	電源	・4-3（4）C1、C2、D1、D2母線電圧計																																																																				
水源の確保	・脱気器タンク水位計（CRT）																																																																					
操作	—	—																																																																				
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ（計器）																																																																				
1.2.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の原子炉圧力容器への注水																																																																						
非常時操作手順書（運転ベース） 「水位確保」等	判断基準	原子炉圧力容器内の水位 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域） 原子炉水位（SA 燃料域） （可搬型計測器）																																																																				
電源の確保		125V 直流主母線 2A 電圧 （可搬型計測器）																																																																				
非常時操作手順書（設備90） 「原子炉隔離時冷却系ポンプによる原子炉注水（現場）」	操作	水源の確保 復水貯蔵タンク水位 （可搬型計測器）																																																																				
		原子炉圧力容器内の水位 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域） 原子炉水位（SA 燃料域） （可搬型計測器）																																																																				
		原子炉圧力容器内の圧力 原子炉圧力（SA） （可搬型計測器）																																																																				
		原子炉圧力容器への注水量 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量 （可搬型計測器）																																																																				
		補機監視機能 原子炉隔離時冷却系ポンプ駆動用タービン入口蒸気圧力 （可搬型計測器）																																																																				
	水源の確保 復水貯蔵タンク水位 （可搬型計測器）																																																																					
対応手段	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視計器																																																																				
1.2.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（注水）																																																																						
a. 電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度 ・1次冷却材温度（広域～高温側） ・1次冷却材温度（広域～低温側）																																																																				
		原子炉圧力容器内の圧力 ・1次冷却材圧力（広域）																																																																				
		電源 ・冷却器1L電圧、2L電圧 ・緊急冷却器1L電圧、2L電圧 ・甲母線電圧、乙母線電圧 ・6-C1、C2、D母線電圧																																																																				
		最終ヒートシンクの確保 ・蒸気発生器水位（広域） ・補助給水流量																																																																				
		水源の確保 ・脱気器タンク水位																																																																				
	操作	—																																																																				
	判断基準	最終ヒートシンクの確保 ・蒸気発生器水位（広域） ・蒸気発生器水位（狭域） ・主給水ライン流量 ・蒸気発生器水張り流量																																																																				
		水源の確保 ・補助給水ピット水位																																																																				
		操作	原子炉圧力容器内の温度 ・1次冷却材温度（広域～高温側） ・1次冷却材温度（広域～低温側）																																																																			
			電源 ・6-A、E母線電圧 ・代替非常用発電機電圧、電力、周波数																																																																			
最終ヒートシンクの確保 ・主蒸気ライン圧力 ・蒸気発生器水位（広域） ・蒸気発生器水位（狭域）																																																																						

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																																																																																	
<p>b. 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水</p> <table border="1" data-bbox="112 359 705 726"> <thead> <tr> <th>判断基準</th> <th>原子炉圧力容器内の温度</th> <th>原子炉圧力容器内の圧力</th> <th>最終ヒートシンクの確保</th> <th>水源の確保</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">判断基準</td> <td>・1次冷却材高温側温度計（広域） ・1次冷却材低温側温度計（広域）</td> <td>・1次冷却材圧力計</td> <td>・蒸気発生器水位計（広域） ・蒸気発生器水位計（狭域） ・蒸気発生器補助給水流量計</td> <td>・復水ピット水位計</td> </tr> <tr> <td>・1次冷却材高温側温度計（広域） ・1次冷却材低温側温度計（広域）</td> <td></td> <td>・蒸気発生器水位計（狭域） ・蒸気発生器補助給水流量計</td> <td></td> </tr> <tr> <td>・主蒸気圧力計</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>・蒸気発生器水位計（広域） ・蒸気発生器水位計（狭域） ・蒸気発生器補助給水流量計</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <th>操作</th> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center; border: 1px solid black; padding: 5px;">泊3号炉との比較対象なし</p> <p style="text-align: center; border: 1px solid black; padding: 5px;">泊3号炉との比較対象なし</p>	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器内の圧力	最終ヒートシンクの確保	水源の確保	判断基準	・1次冷却材高温側温度計（広域） ・1次冷却材低温側温度計（広域）	・1次冷却材圧力計	・蒸気発生器水位計（広域） ・蒸気発生器水位計（狭域） ・蒸気発生器補助給水流量計	・復水ピット水位計	・1次冷却材高温側温度計（広域） ・1次冷却材低温側温度計（広域）		・蒸気発生器水位計（狭域） ・蒸気発生器補助給水流量計		・主蒸気圧力計				・蒸気発生器水位計（広域） ・蒸気発生器水位計（狭域） ・蒸気発生器補助給水流量計				操作										<p>監視計器一覧（3/5）</p> <table border="1" data-bbox="750 359 1332 1236"> <thead> <tr> <th>手順書</th> <th>重大事故等の対応に必要な監視項目</th> <th>監視パラメータ（計器）</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">1.2.2.3 重大事故等の進展抑制時の対応手順</td> </tr> <tr> <td colspan="3">(1) 重大事故等の進展抑制</td> </tr> <tr> <td>非常時操作手順書（徴候ベース）「水位確保」等</td> <td rowspan="2">判断基準</td> <td>原子炉圧力（燃料域） 原子炉圧力（広帯域） 原子炉圧力（燃料域） 原子炉圧力（SA 広帯域） 原子炉圧力（SA 燃料域）</td> </tr> <tr> <td>非常時操作手順書（設備別）「ほう酸水注入系ポンプによるほう酸水注入」</td> <td>4-2C 母線電圧 4-2D 母線電圧 125V 直流主母線 2A 電圧 125V 直流主母線 2B 電圧 125V 直流主母線 2A-1 電圧 125V 直流主母線 2B-1 電圧</td> </tr> <tr> <td>非常時操作手順書（設備別）「ほう酸水注入系ポンプによる原子炉注水」</td> <td rowspan="2">操作</td> <td>原子炉圧力（燃料域） 原子炉圧力（広帯域） 原子炉圧力（燃料域） 原子炉圧力（SA 広帯域） 原子炉圧力（SA 燃料域）</td> </tr> <tr> <td></td> <td>ほう酸水注入系貯蔵タンク水位 純水タンク水位</td> </tr> <tr> <td></td> <td>原子炉圧力容器内の水位</td> <td>原子炉圧力（燃料域） 原子炉圧力（広帯域） 原子炉圧力（燃料域） 原子炉圧力（SA 広帯域） 原子炉圧力（SA 燃料域）</td> </tr> <tr> <td></td> <td>原子炉圧力容器内の圧力</td> <td>原子炉圧力（SA）</td> </tr> <tr> <td></td> <td>補機監視機能</td> <td>ほう酸水注入系ポンプ出口圧力 純水移送ポンプ出口圧力 ほう酸水注入系貯蔵タンク水位 純水タンク水位</td> </tr> <tr> <td>非常時操作手順書（徴候ベース）「水位確保」</td> <td rowspan="2">判断基準</td> <td>原子炉圧力（燃料域） 原子炉圧力（広帯域） 原子炉圧力（燃料域） 原子炉圧力（SA 広帯域） 原子炉圧力（SA 燃料域）</td> </tr> <tr> <td>非常時操作手順書（設備別）「制碎機駆動水ポンプによる原子炉注水」</td> <td>6-2C 母線電圧 6-2D 母線電圧 4-2C 母線電圧 4-2D 母線電圧 125V 直流主母線 2A 電圧 125V 直流主母線 2B 電圧 125V 直流主母線 2A-1 電圧 125V 直流主母線 2B-1 電圧</td> </tr> <tr> <td></td> <td>補機監視機能</td> <td>原子炉補機冷却水系統流量</td> </tr> <tr> <td></td> <td>水源の確保</td> <td>復水貯蔵タンク水位</td> </tr> <tr> <td></td> <td>原子炉圧力容器内の水位</td> <td>原子炉圧力（燃料域） 原子炉圧力（広帯域） 原子炉圧力（燃料域） 原子炉圧力（SA 燃料域）</td> </tr> <tr> <td></td> <td>原子炉圧力容器内の圧力</td> <td>原子炉圧力（SA）</td> </tr> <tr> <td></td> <td>原子炉圧力容器への注水量</td> <td>制碎機駆動水ポンプ出口流量</td> </tr> <tr> <td></td> <td>補機監視機能</td> <td>アキュムレータ充填水圧力</td> </tr> <tr> <td></td> <td>水源の確保</td> <td>復水貯蔵タンク水位</td> </tr> </tbody> </table>	手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ（計器）	1.2.2.3 重大事故等の進展抑制時の対応手順			(1) 重大事故等の進展抑制			非常時操作手順書（徴候ベース）「水位確保」等	判断基準	原子炉圧力（燃料域） 原子炉圧力（広帯域） 原子炉圧力（燃料域） 原子炉圧力（SA 広帯域） 原子炉圧力（SA 燃料域）	非常時操作手順書（設備別）「ほう酸水注入系ポンプによるほう酸水注入」	4-2C 母線電圧 4-2D 母線電圧 125V 直流主母線 2A 電圧 125V 直流主母線 2B 電圧 125V 直流主母線 2A-1 電圧 125V 直流主母線 2B-1 電圧	非常時操作手順書（設備別）「ほう酸水注入系ポンプによる原子炉注水」	操作	原子炉圧力（燃料域） 原子炉圧力（広帯域） 原子炉圧力（燃料域） 原子炉圧力（SA 広帯域） 原子炉圧力（SA 燃料域）		ほう酸水注入系貯蔵タンク水位 純水タンク水位		原子炉圧力容器内の水位	原子炉圧力（燃料域） 原子炉圧力（広帯域） 原子炉圧力（燃料域） 原子炉圧力（SA 広帯域） 原子炉圧力（SA 燃料域）		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力（SA）		補機監視機能	ほう酸水注入系ポンプ出口圧力 純水移送ポンプ出口圧力 ほう酸水注入系貯蔵タンク水位 純水タンク水位	非常時操作手順書（徴候ベース）「水位確保」	判断基準	原子炉圧力（燃料域） 原子炉圧力（広帯域） 原子炉圧力（燃料域） 原子炉圧力（SA 広帯域） 原子炉圧力（SA 燃料域）	非常時操作手順書（設備別）「制碎機駆動水ポンプによる原子炉注水」	6-2C 母線電圧 6-2D 母線電圧 4-2C 母線電圧 4-2D 母線電圧 125V 直流主母線 2A 電圧 125V 直流主母線 2B 電圧 125V 直流主母線 2A-1 電圧 125V 直流主母線 2B-1 電圧		補機監視機能	原子炉補機冷却水系統流量		水源の確保	復水貯蔵タンク水位		原子炉圧力容器内の水位	原子炉圧力（燃料域） 原子炉圧力（広帯域） 原子炉圧力（燃料域） 原子炉圧力（SA 燃料域）		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力（SA）		原子炉圧力容器への注水量	制碎機駆動水ポンプ出口流量		補機監視機能	アキュムレータ充填水圧力		水源の確保	復水貯蔵タンク水位	<p>監視計器一覧（3/10）</p> <table border="1" data-bbox="1377 375 1982 1204"> <thead> <tr> <th>対応手段</th> <th>重大事故等の対応に必要な監視項目</th> <th>監視計器</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">1.2.2.1 フロントライン系故障時の対応手順</td> </tr> <tr> <td colspan="3">(2) 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（注水）</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">判断基準</td> <td>原子炉圧力容器内の温度</td> <td>・1次冷却材温度（広域-高温側） ・1次冷却材温度（広域-低温側）</td> </tr> <tr> <td>原子炉圧力容器内の圧力</td> <td>・1次冷却材圧力（広域）</td> </tr> <tr> <td>最終ヒートシンクの確保</td> <td>・蒸気発生器水位（広域） ・蒸気発生器水位（狭域） ・補助給水流量</td> </tr> <tr> <td>原子炉圧力容器内の温度</td> <td>・1次冷却材温度（広域-高温側） ・1次冷却材温度（広域-低温側）</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">操作</td> <td>最終ヒートシンクの確保</td> <td>・主蒸気ライン圧力 ・蒸気発生器水位（広域） ・蒸気発生器水位（狭域）</td> </tr> <tr> <td>原子炉圧力容器内の温度</td> <td>・1次冷却材温度（広域-高温側） ・1次冷却材温度（広域-低温側）</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">判断基準</td> <td>最終ヒートシンクの確保</td> <td>・蒸気発生器水位（燃料域） ・補助給水流量</td> </tr> <tr> <td>原子炉圧力容器内の温度</td> <td>・1次冷却材温度（広域-高温側） ・1次冷却材温度（広域-低温側）</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">操作</td> <td>最終ヒートシンクの確保</td> <td>・主蒸気ライン圧力 ・蒸気発生器水位（広域） ・蒸気発生器水位（狭域）</td> </tr> <tr> <td>原子炉圧力容器内の温度</td> <td>・1次冷却材温度（広域-高温側） ・1次冷却材温度（広域-低温側）</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">判断基準</td> <td>最終ヒートシンクの確保</td> <td>・蒸気発生器水位（燃料域） ・補助給水流量</td> </tr> <tr> <td>原子炉圧力容器内の温度</td> <td>・1次冷却材温度（広域-高温側） ・1次冷却材温度（広域-低温側）</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">操作</td> <td>最終ヒートシンクの確保</td> <td>・主蒸気ライン圧力 ・蒸気発生器水位（広域） ・蒸気発生器水位（狭域）</td> </tr> <tr> <td>水源の確保</td> <td>・2次系純水タンク水位 ・ろ過水タンク水位</td> </tr> </tbody> </table> <p>d. 代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水</p> <p>e. 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水</p>	対応手段	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視計器	1.2.2.1 フロントライン系故障時の対応手順			(2) 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（注水）			判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・1次冷却材温度（広域-高温側） ・1次冷却材温度（広域-低温側）	原子炉圧力容器内の圧力	・1次冷却材圧力（広域）	最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位（広域） ・蒸気発生器水位（狭域） ・補助給水流量	原子炉圧力容器内の温度	・1次冷却材温度（広域-高温側） ・1次冷却材温度（広域-低温側）	操作	最終ヒートシンクの確保	・主蒸気ライン圧力 ・蒸気発生器水位（広域） ・蒸気発生器水位（狭域）	原子炉圧力容器内の温度	・1次冷却材温度（広域-高温側） ・1次冷却材温度（広域-低温側）	判断基準	最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位（燃料域） ・補助給水流量	原子炉圧力容器内の温度	・1次冷却材温度（広域-高温側） ・1次冷却材温度（広域-低温側）	操作	最終ヒートシンクの確保	・主蒸気ライン圧力 ・蒸気発生器水位（広域） ・蒸気発生器水位（狭域）	原子炉圧力容器内の温度	・1次冷却材温度（広域-高温側） ・1次冷却材温度（広域-低温側）	判断基準	最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位（燃料域） ・補助給水流量	原子炉圧力容器内の温度	・1次冷却材温度（広域-高温側） ・1次冷却材温度（広域-低温側）	操作	最終ヒートシンクの確保	・主蒸気ライン圧力 ・蒸気発生器水位（広域） ・蒸気発生器水位（狭域）	水源の確保	・2次系純水タンク水位 ・ろ過水タンク水位	<p>【大飯】 設備の相違（相違理由①） ・泊は自主対策設備による対応手段として、代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水手段及び原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水手段を整備。</p>
判断基準	原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器内の圧力	最終ヒートシンクの確保	水源の確保																																																																																																																																
判断基準	・1次冷却材高温側温度計（広域） ・1次冷却材低温側温度計（広域）	・1次冷却材圧力計	・蒸気発生器水位計（広域） ・蒸気発生器水位計（狭域） ・蒸気発生器補助給水流量計	・復水ピット水位計																																																																																																																																
	・1次冷却材高温側温度計（広域） ・1次冷却材低温側温度計（広域）		・蒸気発生器水位計（狭域） ・蒸気発生器補助給水流量計																																																																																																																																	
	・主蒸気圧力計																																																																																																																																			
	・蒸気発生器水位計（広域） ・蒸気発生器水位計（狭域） ・蒸気発生器補助給水流量計																																																																																																																																			
操作																																																																																																																																				
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ（計器）																																																																																																																																		
1.2.2.3 重大事故等の進展抑制時の対応手順																																																																																																																																				
(1) 重大事故等の進展抑制																																																																																																																																				
非常時操作手順書（徴候ベース）「水位確保」等	判断基準	原子炉圧力（燃料域） 原子炉圧力（広帯域） 原子炉圧力（燃料域） 原子炉圧力（SA 広帯域） 原子炉圧力（SA 燃料域）																																																																																																																																		
非常時操作手順書（設備別）「ほう酸水注入系ポンプによるほう酸水注入」		4-2C 母線電圧 4-2D 母線電圧 125V 直流主母線 2A 電圧 125V 直流主母線 2B 電圧 125V 直流主母線 2A-1 電圧 125V 直流主母線 2B-1 電圧																																																																																																																																		
非常時操作手順書（設備別）「ほう酸水注入系ポンプによる原子炉注水」	操作	原子炉圧力（燃料域） 原子炉圧力（広帯域） 原子炉圧力（燃料域） 原子炉圧力（SA 広帯域） 原子炉圧力（SA 燃料域）																																																																																																																																		
		ほう酸水注入系貯蔵タンク水位 純水タンク水位																																																																																																																																		
	原子炉圧力容器内の水位	原子炉圧力（燃料域） 原子炉圧力（広帯域） 原子炉圧力（燃料域） 原子炉圧力（SA 広帯域） 原子炉圧力（SA 燃料域）																																																																																																																																		
	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力（SA）																																																																																																																																		
	補機監視機能	ほう酸水注入系ポンプ出口圧力 純水移送ポンプ出口圧力 ほう酸水注入系貯蔵タンク水位 純水タンク水位																																																																																																																																		
非常時操作手順書（徴候ベース）「水位確保」	判断基準	原子炉圧力（燃料域） 原子炉圧力（広帯域） 原子炉圧力（燃料域） 原子炉圧力（SA 広帯域） 原子炉圧力（SA 燃料域）																																																																																																																																		
非常時操作手順書（設備別）「制碎機駆動水ポンプによる原子炉注水」		6-2C 母線電圧 6-2D 母線電圧 4-2C 母線電圧 4-2D 母線電圧 125V 直流主母線 2A 電圧 125V 直流主母線 2B 電圧 125V 直流主母線 2A-1 電圧 125V 直流主母線 2B-1 電圧																																																																																																																																		
	補機監視機能	原子炉補機冷却水系統流量																																																																																																																																		
	水源の確保	復水貯蔵タンク水位																																																																																																																																		
	原子炉圧力容器内の水位	原子炉圧力（燃料域） 原子炉圧力（広帯域） 原子炉圧力（燃料域） 原子炉圧力（SA 燃料域）																																																																																																																																		
	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力（SA）																																																																																																																																		
	原子炉圧力容器への注水量	制碎機駆動水ポンプ出口流量																																																																																																																																		
	補機監視機能	アキュムレータ充填水圧力																																																																																																																																		
	水源の確保	復水貯蔵タンク水位																																																																																																																																		
対応手段	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視計器																																																																																																																																		
1.2.2.1 フロントライン系故障時の対応手順																																																																																																																																				
(2) 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（注水）																																																																																																																																				
判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・1次冷却材温度（広域-高温側） ・1次冷却材温度（広域-低温側）																																																																																																																																		
	原子炉圧力容器内の圧力	・1次冷却材圧力（広域）																																																																																																																																		
	最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位（広域） ・蒸気発生器水位（狭域） ・補助給水流量																																																																																																																																		
	原子炉圧力容器内の温度	・1次冷却材温度（広域-高温側） ・1次冷却材温度（広域-低温側）																																																																																																																																		
操作	最終ヒートシンクの確保	・主蒸気ライン圧力 ・蒸気発生器水位（広域） ・蒸気発生器水位（狭域）																																																																																																																																		
	原子炉圧力容器内の温度	・1次冷却材温度（広域-高温側） ・1次冷却材温度（広域-低温側）																																																																																																																																		
判断基準	最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位（燃料域） ・補助給水流量																																																																																																																																		
	原子炉圧力容器内の温度	・1次冷却材温度（広域-高温側） ・1次冷却材温度（広域-低温側）																																																																																																																																		
操作	最終ヒートシンクの確保	・主蒸気ライン圧力 ・蒸気発生器水位（広域） ・蒸気発生器水位（狭域）																																																																																																																																		
	原子炉圧力容器内の温度	・1次冷却材温度（広域-高温側） ・1次冷却材温度（広域-低温側）																																																																																																																																		
判断基準	最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位（燃料域） ・補助給水流量																																																																																																																																		
	原子炉圧力容器内の温度	・1次冷却材温度（広域-高温側） ・1次冷却材温度（広域-低温側）																																																																																																																																		
操作	最終ヒートシンクの確保	・主蒸気ライン圧力 ・蒸気発生器水位（広域） ・蒸気発生器水位（狭域）																																																																																																																																		
	水源の確保	・2次系純水タンク水位 ・ろ過水タンク水位																																																																																																																																		

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大阪発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																											
<p>監視計器一覧（3/6）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>対応手段</th> <th>重大事故等の対応に必要な監視項目</th> <th>監視計器</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">1.2.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等</td> </tr> <tr> <td colspan="3">(3) 蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）</td> </tr> <tr> <td rowspan="10">a. タービンバイパス弁による蒸気放出</td> <td rowspan="2">原子炉圧力容器内の温度</td> <td>・1次冷却材高量側温度計（広域）</td> </tr> <tr> <td>・1次冷却材低量側温度計（広域）</td> </tr> <tr> <td rowspan="1">原子炉圧力容器内の圧力</td> <td>・1次冷却材圧力計</td> </tr> <tr> <td rowspan="5">最終ヒートシンクの確保</td> <td>・主蒸気圧力計</td> </tr> <tr> <td>・蒸気発生器水位計（広域）</td> </tr> <tr> <td>・蒸気発生器水位計（狭域）</td> </tr> <tr> <td>・蒸気発生器主給水流置計（CRT）</td> </tr> <tr> <td>・蒸気発生器水張り流置計（CRT）</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">電源</td> <td>・復水器真空度計（広域）</td> </tr> <tr> <td>・4-3（4）C1、C2、D1、D2母線電圧計</td> </tr> <tr> <td>操作</td> <td colspan="2">「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.1(3)b「タービンバイパス弁による蒸気放出」にて整備する。</td> </tr> </tbody> </table>	対応手段	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視計器	1.2.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等			(3) 蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）			a. タービンバイパス弁による蒸気放出	原子炉圧力容器内の温度	・1次冷却材高量側温度計（広域）	・1次冷却材低量側温度計（広域）	原子炉圧力容器内の圧力	・1次冷却材圧力計	最終ヒートシンクの確保	・主蒸気圧力計	・蒸気発生器水位計（広域）	・蒸気発生器水位計（狭域）	・蒸気発生器主給水流置計（CRT）	・蒸気発生器水張り流置計（CRT）	電源	・復水器真空度計（広域）	・4-3（4）C1、C2、D1、D2母線電圧計	操作	「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.1(3)b「タービンバイパス弁による蒸気放出」にて整備する。			<p>監視計器一覧（4/10）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>対応手段</th> <th>重大事故等の対応に必要な監視項目</th> <th>監視計器</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">1.2.2.1 フロントライン系故障時の対応手順</td> </tr> <tr> <td colspan="3">(3) 蒸気発生器2次側からの給熱による発電用原子炉の冷却（蒸気放出）</td> </tr> <tr> <td rowspan="10">a. タービンバイパス弁による蒸気放出</td> <td rowspan="2">原子炉圧力容器内の温度</td> <td>・1次冷却材温度（広域-高量側）</td> </tr> <tr> <td>・1次冷却材温度（広域-低量側）</td> </tr> <tr> <td rowspan="1">原子炉圧力容器内の圧力</td> <td>・1次冷却材圧力（広域）</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">電源</td> <td>・泊幹線1L電圧、2L電圧</td> </tr> <tr> <td>・後志幹線1L電圧、2L電圧</td> </tr> <tr> <td>・甲母線電圧、乙母線電圧</td> </tr> <tr> <td>・6-C1、C2、D母線電圧</td> </tr> <tr> <td rowspan="5">最終ヒートシンクの確保</td> <td>・主蒸気ライン圧力</td> </tr> <tr> <td>・蒸気発生器水位（広域）</td> </tr> <tr> <td>・蒸気発生器水位（狭域）</td> </tr> <tr> <td>・主給水ライン流量</td> </tr> <tr> <td>・蒸気発生器水張り流量</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">操作</td> <td>・補助給水流量</td> </tr> <tr> <td>・復水器真空（広域）</td> </tr> <tr> <td>操作</td> <td colspan="2">「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.1(3)b、「タービンバイパス弁による蒸気放出」の操作手順と同様である。</td> </tr> </tbody> </table>	対応手段	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視計器	1.2.2.1 フロントライン系故障時の対応手順			(3) 蒸気発生器2次側からの給熱による発電用原子炉の冷却（蒸気放出）			a. タービンバイパス弁による蒸気放出	原子炉圧力容器内の温度	・1次冷却材温度（広域-高量側）	・1次冷却材温度（広域-低量側）	原子炉圧力容器内の圧力	・1次冷却材圧力（広域）	電源	・泊幹線1L電圧、2L電圧	・後志幹線1L電圧、2L電圧	・甲母線電圧、乙母線電圧	・6-C1、C2、D母線電圧	最終ヒートシンクの確保	・主蒸気ライン圧力	・蒸気発生器水位（広域）	・蒸気発生器水位（狭域）	・主給水ライン流量	・蒸気発生器水張り流量	操作	・補助給水流量	・復水器真空（広域）	操作	「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.1(3)b、「タービンバイパス弁による蒸気放出」の操作手順と同様である。		<p>【大阪】 記載内容の相違 ・判断基準「電源」について、泊は常用系母線の電圧及び外部電源の電圧を記載。</p>
対応手段	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視計器																																																												
1.2.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等																																																														
(3) 蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）																																																														
a. タービンバイパス弁による蒸気放出	原子炉圧力容器内の温度	・1次冷却材高量側温度計（広域）																																																												
		・1次冷却材低量側温度計（広域）																																																												
	原子炉圧力容器内の圧力	・1次冷却材圧力計																																																												
	最終ヒートシンクの確保	・主蒸気圧力計																																																												
		・蒸気発生器水位計（広域）																																																												
		・蒸気発生器水位計（狭域）																																																												
		・蒸気発生器主給水流置計（CRT）																																																												
		・蒸気発生器水張り流置計（CRT）																																																												
	電源	・復水器真空度計（広域）																																																												
		・4-3（4）C1、C2、D1、D2母線電圧計																																																												
操作	「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.1(3)b「タービンバイパス弁による蒸気放出」にて整備する。																																																													
対応手段	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視計器																																																												
1.2.2.1 フロントライン系故障時の対応手順																																																														
(3) 蒸気発生器2次側からの給熱による発電用原子炉の冷却（蒸気放出）																																																														
a. タービンバイパス弁による蒸気放出	原子炉圧力容器内の温度	・1次冷却材温度（広域-高量側）																																																												
		・1次冷却材温度（広域-低量側）																																																												
	原子炉圧力容器内の圧力	・1次冷却材圧力（広域）																																																												
	電源	・泊幹線1L電圧、2L電圧																																																												
		・後志幹線1L電圧、2L電圧																																																												
		・甲母線電圧、乙母線電圧																																																												
		・6-C1、C2、D母線電圧																																																												
	最終ヒートシンクの確保	・主蒸気ライン圧力																																																												
		・蒸気発生器水位（広域）																																																												
		・蒸気発生器水位（狭域）																																																												
・主給水ライン流量																																																														
・蒸気発生器水張り流量																																																														
操作	・補助給水流量																																																													
	・復水器真空（広域）																																																													
操作	「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.1(3)b、「タービンバイパス弁による蒸気放出」の操作手順と同様である。																																																													

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																
<p>1.2.2.2 サポート系機能喪失時の手順等</p> <p>(1) 補助給水ポンプの機能回復</p> <table border="1" data-bbox="107 542 705 957"> <tr> <td rowspan="6">a. タービン動補助給水ポンプ(現場手動操作)及びタービン動補助給水ポンプ起動弁(現場手動操作)によるタービン動補助給水ポンプの機能回復</td> <td rowspan="3">判断基準</td> <td>原子炉圧力容器内の温度</td> <td>・ 1次冷却材高温側温度計 (広域)</td> </tr> <tr> <td>原子炉圧力容器内の圧力</td> <td>・ 1次冷却材圧力計</td> </tr> <tr> <td>最終ヒートシンクの確保</td> <td>・ 蒸気発生器水位計 (広域) ・ 蒸気発生器水位計 (狭域) ・ 蒸気発生器補助給水流量計</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">操作</td> <td>水源の確保</td> <td>・ 復水ピット水位計</td> </tr> <tr> <td>電源</td> <td>・ A、B直流き電機出力電圧計</td> </tr> <tr> <td>原子炉圧力容器内の温度</td> <td>・ 1次冷却材高温側温度計 (広域)</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">操作</td> <td>最終ヒートシンクの確保</td> <td>・ 蒸気発生器水位計 (広域) ・ 蒸気発生器水位計 (狭域) ・ 蒸気発生器補助給水流量計</td> </tr> <tr> <td>水源の確保</td> <td>・ 復水ピット水位計</td> </tr> </table>	a. タービン動補助給水ポンプ(現場手動操作)及びタービン動補助給水ポンプ起動弁(現場手動操作)によるタービン動補助給水ポンプの機能回復	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・ 1次冷却材高温側温度計 (広域)	原子炉圧力容器内の圧力	・ 1次冷却材圧力計	最終ヒートシンクの確保	・ 蒸気発生器水位計 (広域) ・ 蒸気発生器水位計 (狭域) ・ 蒸気発生器補助給水流量計	操作	水源の確保	・ 復水ピット水位計	電源	・ A、B直流き電機出力電圧計	原子炉圧力容器内の温度	・ 1次冷却材高温側温度計 (広域)	操作	最終ヒートシンクの確保	・ 蒸気発生器水位計 (広域) ・ 蒸気発生器水位計 (狭域) ・ 蒸気発生器補助給水流量計	水源の確保	・ 復水ピット水位計		<p>監視計器一覧 (5/10)</p> <table border="1" data-bbox="1377 518 1993 1069"> <thead> <tr> <th>対応手段</th> <th>重大事故等の対応に必要となる監視項目</th> <th>監視計器</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">1.2.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 全交流電力電圧喪失及び常設直流電源系統喪失時の蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却</td> </tr> <tr> <td rowspan="10">a. 現場手動操作によるタービン動補助給水ポンプの機能回復</td> <td rowspan="3">判断基準</td> <td>原子炉圧力容器内の温度</td> <td>・ 1次冷却材温度 (広域-高温側) ・ 1次冷却材温度 (広域-低温側)</td> </tr> <tr> <td>原子炉圧力容器内の圧力</td> <td>・ 1次冷却材圧力 (広域)</td> </tr> <tr> <td>電源</td> <td>・ 泊幹線1L電圧, 2L電圧 ・ 復志幹線1L電圧, 2L電圧 ・ 甲母線電圧, 乙母線電圧 ・ 6-A, B, C1, C2, D母線電圧 ・ A、B直流コントロールセンタ母線電圧</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">操作</td> <td>最終ヒートシンクの確保</td> <td>・ 蒸気発生器水位 (広域) ・ 蒸気発生器水位 (狭域) ・ 補助給水流量</td> </tr> <tr> <td>水源の確保</td> <td>・ 補助給水ピット水位</td> </tr> <tr> <td>原子炉圧力容器内の温度</td> <td>・ 1次冷却材温度 (広域-高温側) ・ 1次冷却材温度 (広域-低温側)</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">操作</td> <td>最終ヒートシンクの確保</td> <td>・ 蒸気発生器水位 (広域) ・ 蒸気発生器水位 (狭域) ・ 補助給水流量</td> </tr> <tr> <td>水源の確保</td> <td>・ 補助給水ピット水位</td> </tr> <tr> <td>補機監視機能</td> <td>・ タービン動補助給水ポンプ軸受油圧</td> </tr> </tbody> </table>	対応手段	重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器	1.2.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 全交流電力電圧喪失及び常設直流電源系統喪失時の蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却			a. 現場手動操作によるタービン動補助給水ポンプの機能回復	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・ 1次冷却材温度 (広域-高温側) ・ 1次冷却材温度 (広域-低温側)	原子炉圧力容器内の圧力	・ 1次冷却材圧力 (広域)	電源	・ 泊幹線1L電圧, 2L電圧 ・ 復志幹線1L電圧, 2L電圧 ・ 甲母線電圧, 乙母線電圧 ・ 6-A, B, C1, C2, D母線電圧 ・ A、B直流コントロールセンタ母線電圧	操作	最終ヒートシンクの確保	・ 蒸気発生器水位 (広域) ・ 蒸気発生器水位 (狭域) ・ 補助給水流量	水源の確保	・ 補助給水ピット水位	原子炉圧力容器内の温度	・ 1次冷却材温度 (広域-高温側) ・ 1次冷却材温度 (広域-低温側)	操作	最終ヒートシンクの確保	・ 蒸気発生器水位 (広域) ・ 蒸気発生器水位 (狭域) ・ 補助給水流量	水源の確保	・ 補助給水ピット水位	補機監視機能	・ タービン動補助給水ポンプ軸受油圧	
a. タービン動補助給水ポンプ(現場手動操作)及びタービン動補助給水ポンプ起動弁(現場手動操作)によるタービン動補助給水ポンプの機能回復			判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・ 1次冷却材高温側温度計 (広域)																																														
				原子炉圧力容器内の圧力	・ 1次冷却材圧力計																																														
		最終ヒートシンクの確保		・ 蒸気発生器水位計 (広域) ・ 蒸気発生器水位計 (狭域) ・ 蒸気発生器補助給水流量計																																															
		操作	水源の確保	・ 復水ピット水位計																																															
			電源	・ A、B直流き電機出力電圧計																																															
	原子炉圧力容器内の温度		・ 1次冷却材高温側温度計 (広域)																																																
操作	最終ヒートシンクの確保	・ 蒸気発生器水位計 (広域) ・ 蒸気発生器水位計 (狭域) ・ 蒸気発生器補助給水流量計																																																	
	水源の確保	・ 復水ピット水位計																																																	
	対応手段	重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器																																																
	1.2.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 全交流電力電圧喪失及び常設直流電源系統喪失時の蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却																																																		
a. 現場手動操作によるタービン動補助給水ポンプの機能回復	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・ 1次冷却材温度 (広域-高温側) ・ 1次冷却材温度 (広域-低温側)																																																
		原子炉圧力容器内の圧力	・ 1次冷却材圧力 (広域)																																																
		電源	・ 泊幹線1L電圧, 2L電圧 ・ 復志幹線1L電圧, 2L電圧 ・ 甲母線電圧, 乙母線電圧 ・ 6-A, B, C1, C2, D母線電圧 ・ A、B直流コントロールセンタ母線電圧																																																
	操作	最終ヒートシンクの確保	・ 蒸気発生器水位 (広域) ・ 蒸気発生器水位 (狭域) ・ 補助給水流量																																																
		水源の確保	・ 補助給水ピット水位																																																
		原子炉圧力容器内の温度	・ 1次冷却材温度 (広域-高温側) ・ 1次冷却材温度 (広域-低温側)																																																
	操作	最終ヒートシンクの確保	・ 蒸気発生器水位 (広域) ・ 蒸気発生器水位 (狭域) ・ 補助給水流量																																																
		水源の確保	・ 補助給水ピット水位																																																
		補機監視機能	・ タービン動補助給水ポンプ軸受油圧																																																

泊発電所3号炉 技術的能力 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）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																	
<p>1.2.2.2 サポート系機能喪失時の手順等 (2) 主蒸気逃がし弁の機能回復</p> <table border="1" data-bbox="107 502 705 885"> <tr> <td rowspan="4">a. 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復</td> <td rowspan="2">判断基準</td> <td>原子炉圧力容器内の温度</td> <td>・ 1次冷却材高温側温度計（広域） ・ 1次冷却材低温側温度計（広域）</td> </tr> <tr> <td>原子炉圧力容器内の圧力</td> <td>・ 1次冷却材圧力計</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">最終ヒートシンクの確保</td> <td>主蒸気圧力計</td> <td>・ 主蒸気圧力計</td> </tr> <tr> <td>蒸気発生器水位計（広域）</td> <td>・ 蒸気発生器水位計（広域）</td> </tr> <tr> <td>蒸気発生器水位計（狭域）</td> <td>・ 蒸気発生器水位計（狭域）</td> </tr> <tr> <td>蒸気発生器主給水流量計（CRT） 蒸気発生器水廻り流量計（CRT） 蒸気発生器補助給水流量計</td> <td>・ 蒸気発生器主給水流量計（CRT） ・ 蒸気発生器水廻り流量計（CRT） ・ 蒸気発生器補助給水流量計</td> </tr> <tr> <td>補機監視機能</td> <td>制御用空気供給母管圧力計</td> <td>・ 制御用空気供給母管圧力計</td> </tr> <tr> <td>操作</td> <td colspan="2">「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2(2)a.「主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。</td> </tr> </table> <p>一：通常の運転操作により対応する手順については、監視計器を記載しない。</p>	a. 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・ 1次冷却材高温側温度計（広域） ・ 1次冷却材低温側温度計（広域）	原子炉圧力容器内の圧力	・ 1次冷却材圧力計	最終ヒートシンクの確保	主蒸気圧力計	・ 主蒸気圧力計	蒸気発生器水位計（広域）	・ 蒸気発生器水位計（広域）	蒸気発生器水位計（狭域）	・ 蒸気発生器水位計（狭域）	蒸気発生器主給水流量計（CRT） 蒸気発生器水廻り流量計（CRT） 蒸気発生器補助給水流量計	・ 蒸気発生器主給水流量計（CRT） ・ 蒸気発生器水廻り流量計（CRT） ・ 蒸気発生器補助給水流量計	補機監視機能	制御用空気供給母管圧力計	・ 制御用空気供給母管圧力計	操作	「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2(2)a.「主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。			<p>監視計器一覧（6/10）</p> <table border="1" data-bbox="1377 486 1993 1093"> <thead> <tr> <th>対応手段</th> <th>重大事故等の対応に必要な監視項目</th> <th>監視計器</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">1.2.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の蒸気発生器2次側からの臨熱による発電用原子炉の冷却</td> </tr> <tr> <td rowspan="14">b. 現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復</td> <td rowspan="4">判断基準</td> <td>原子炉圧力容器内の温度</td> <td>・ 1次冷却材温度（広域—高温側） ・ 1次冷却材温度（広域—低温側）</td> </tr> <tr> <td>原子炉圧力容器内の圧力</td> <td>・ 1次冷却材圧力（広域）</td> </tr> <tr> <td>原子炉圧力容器内の水位</td> <td>・ 加圧器水位</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内の温度</td> <td>・ 格納容器内温度</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">電源</td> <td>原子炉格納容器内の圧力</td> <td>・ 原子炉格納容器圧力 ・ 格納容器圧力（RMP）</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内の水位</td> <td>・ 格納容器再循環サンプ水位（狭域）</td> </tr> <tr> <td>最終ヒートシンクの確保</td> <td>・ 主蒸気ライン圧力 ・ 蒸気発生器水位（広域） ・ 蒸気発生器水位（狭域） ・ 補助給水流量</td> </tr> <tr> <td>補機監視機能</td> <td>・ 前母線1L電圧、2L電圧 ・ 後志新線1L電圧、2L電圧 ・ 甲母線電圧、乙母線電圧 ・ 8-A、B、C1、C2、D母線電圧 ・ A、B—直流コントロールセンタ母線電圧 ・ 制御用空気圧力</td> </tr> <tr> <td>操作</td> <td colspan="2">「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2(1)b.「現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復」の操作手順と同様である。</td> </tr> </tbody> </table>	対応手段	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視計器	1.2.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の蒸気発生器2次側からの臨熱による発電用原子炉の冷却			b. 現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・ 1次冷却材温度（広域—高温側） ・ 1次冷却材温度（広域—低温側）	原子炉圧力容器内の圧力	・ 1次冷却材圧力（広域）	原子炉圧力容器内の水位	・ 加圧器水位	原子炉格納容器内の温度	・ 格納容器内温度	電源	原子炉格納容器内の圧力	・ 原子炉格納容器圧力 ・ 格納容器圧力（RMP）	原子炉格納容器内の水位	・ 格納容器再循環サンプ水位（狭域）	最終ヒートシンクの確保	・ 主蒸気ライン圧力 ・ 蒸気発生器水位（広域） ・ 蒸気発生器水位（狭域） ・ 補助給水流量	補機監視機能	・ 前母線1L電圧、2L電圧 ・ 後志新線1L電圧、2L電圧 ・ 甲母線電圧、乙母線電圧 ・ 8-A、B、C1、C2、D母線電圧 ・ A、B—直流コントロールセンタ母線電圧 ・ 制御用空気圧力	操作	「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2(1)b.「現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復」の操作手順と同様である。		<p>【大飯】 記載内容の相違 ・最終ヒートシンクの確保について、大飯は主給水ラインについての流量計も記載しているが、泊はSBO時主給水ラインは通水されないため記載不要。</p> <p>【大飯】 記載方針の相違（相違理由③） ・SBO判断のため泊は「電源」についても記載している。</p>
a. 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復			判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・ 1次冷却材高温側温度計（広域） ・ 1次冷却材低温側温度計（広域）																																															
		原子炉圧力容器内の圧力		・ 1次冷却材圧力計																																																
		最終ヒートシンクの確保	主蒸気圧力計	・ 主蒸気圧力計																																																
	蒸気発生器水位計（広域）		・ 蒸気発生器水位計（広域）																																																	
蒸気発生器水位計（狭域）	・ 蒸気発生器水位計（狭域）																																																			
蒸気発生器主給水流量計（CRT） 蒸気発生器水廻り流量計（CRT） 蒸気発生器補助給水流量計	・ 蒸気発生器主給水流量計（CRT） ・ 蒸気発生器水廻り流量計（CRT） ・ 蒸気発生器補助給水流量計																																																			
補機監視機能	制御用空気供給母管圧力計	・ 制御用空気供給母管圧力計																																																		
操作	「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2(2)a.「主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。																																																			
対応手段	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視計器																																																		
1.2.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の蒸気発生器2次側からの臨熱による発電用原子炉の冷却																																																				
b. 現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・ 1次冷却材温度（広域—高温側） ・ 1次冷却材温度（広域—低温側）																																																	
		原子炉圧力容器内の圧力	・ 1次冷却材圧力（広域）																																																	
		原子炉圧力容器内の水位	・ 加圧器水位																																																	
		原子炉格納容器内の温度	・ 格納容器内温度																																																	
	電源	原子炉格納容器内の圧力	・ 原子炉格納容器圧力 ・ 格納容器圧力（RMP）																																																	
		原子炉格納容器内の水位	・ 格納容器再循環サンプ水位（狭域）																																																	
		最終ヒートシンクの確保	・ 主蒸気ライン圧力 ・ 蒸気発生器水位（広域） ・ 蒸気発生器水位（狭域） ・ 補助給水流量																																																	
		補機監視機能	・ 前母線1L電圧、2L電圧 ・ 後志新線1L電圧、2L電圧 ・ 甲母線電圧、乙母線電圧 ・ 8-A、B、C1、C2、D母線電圧 ・ A、B—直流コントロールセンタ母線電圧 ・ 制御用空気圧力																																																	
	操作	「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2(1)b.「現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復」の操作手順と同様である。																																																		