

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

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>原子炉停止 72 時間後を事象開始として、「5.1.2(2)c. 重大事故等対策に関連する操作条件」の(b)で設定した時点の炉心崩壊熱による蒸散量に対して燃料損傷防止が可能な流量として、28m³/h とする。</p>	<p>原子炉停止 55 時間後を事象開始として、c. (b)で設定した時点の炉心崩壊熱による蒸散量に対して燃料損傷防止が可能な流量として、30m³/h とする。</p>	<p>による原子炉注水流量は 1,136m³/h とする。 (b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） 伝熱容量は、熱交換器 1 基当たり約 8.8MW（原子炉冷却材温度 52℃、海水温度 26℃において）とする。</p>	<p>原子炉停止 72 時間後を事象開始として、「7.4.1.2(2) d. 重大事故等対策に関連する操作条件」の(a)で設定した時点の炉心崩壊熱による蒸散量に対して燃料損傷防止が可能な流量として、29m³/h とする。</p>	<p>【高浜】 解析条件の相違 ・定検運用を考慮し、適切な評価時間を設定 【大飯、高浜】 解析条件の相違</p>
<p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p>	<p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員操作に関する条件として、「1.3(5) 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p>	<p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p>	<p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p>	
<p>(a) 蓄圧タンクによる炉心注水操作は、事象発生を検知及び判断並びに蓄圧タンクによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間として、1 基目は事象発生の 60 分後、2 基目は事象発生の 100 分後、3 基目は事象発生の 140 分後に注水するものとする。</p>	<p>(a) 蓄圧タンクによる炉心注水操作は、事象発生を検知及び判断並びに蓄圧タンクによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間として、1 基目は事象発生の 60 分後、2 基目は事象発生の 90 分後に注水するものとする。</p>			<p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (2 ページ参照)</p>
<p>(b) 恒設代替低圧注水ポンプの炉心注水操作は、事象発生を検知及び判断、空冷式非常用発電装置の準備並びに恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間、かつ、3 基目の蓄圧タンクの注水以降とし、事象発生の 141 分後に開始するものとする。</p>	<p>(b) 恒設代替低圧注水ポンプの炉心注水操作は、事象発生を検知及び判断、空冷式非常用発電装置の準備並びに恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間、かつ、2 基目の蓄圧タンクの注水以降とし、事象発生の 91 分後に開始するものとする。</p>	<p>(a) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認を考慮し、事象発生から 2 時間後に実施するものとする。</p>	<p>(a) 代替格納容器スプレイポンプの炉心注水操作は、事象発生を検知及び判断並びに代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間として、事象発生の 60 分後に開始するものとする。</p>	<p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (2,5 ページ参照)</p>
<p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスの事象進展を第 5.1.2 図に、1 次冷却材圧力、加圧器水位、燃料被覆管温度等の 1 次冷却系パラメータの推移を第 5.1.4 図から第 5.1.12 図に示す。</p>	<p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスの事象進展を第 5.1.1.2 図に、1 次冷却材圧力、加圧器水位、燃料被覆管温度等の 1 次系パラメータの推移を第 5.1.2.1 図から第 5.1.2.9 図に示す。</p>	<p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第 5.1.5 図に、原子炉水位と線量率の関係を第 5.1.6 図に示す。</p>	<p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.4.1.2 図に、1 次冷却材圧力、加圧器水位、燃料被覆管温度等の 1 次冷却系パラメータの推移を第 7.4.1.4 図から第 7.4.1.12 図に示す。</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>

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

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、余熱除去機能が喪失することにより、1次冷却材温度が上昇し、約2分で1次冷却材が沸騰、蒸散することで、1次冷却系保有水量は減少する。また、炉心で発生した蒸気が加圧器へ流入することで加圧器水位が上昇し、加圧器開口部からの放出が二相となる。二相放出となることで加圧器からの流出流量は大きくなるが、加圧器水位が低下することにより流出流量は減少に転じる。事象発生の60分後に1基目、100分後に2基目、140分後に3基目の蓄圧タンクから炉心注水することにより、炉心水位を確保することができる。蓄圧タンクによる炉心注水に伴い1次冷却系保有水量が増加することで、加圧器への流入流量も増加することから、加圧器からの流出流量はその都度変動する。</p> <p>事象発生の141分後に恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を開始することで、次第に加圧器からの流出流量と炉心への注水流量が釣り合うことにより、1次冷却系水位を確保することができる。</p> <p>(添付資料 5.1.4、5.1.5)</p> <p>b. 評価項目等</p>	<p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、余熱除去機能が喪失することにより、1次冷却材温度が上昇し、約1分で1次冷却材が沸騰、蒸散することで、1次系保有水量は減少する。また、炉心で発生した蒸気が加圧器へ流入することで加圧器水位が上昇し、加圧器開口部からの放出が二相となる。二相放出となることで加圧器からの流出流量は大きくなるが、加圧器水位が低下することにより流出流量は減少に転じる。その後、炉心に流入する冷却材温度の上昇により炉心での発生蒸気量が増加し、加圧器への流入流量も増加することに伴い、加圧器からの流出流量は再び増加に転じる。</p> <p>事象発生の60分後に1基目、90分後に2基目の蓄圧タンクから炉心注水することにより、炉心水位を確保することができる。蓄圧タンクによる炉心注水に伴い1次系保有水量が増加することから、加圧器からの流出流量はその都度変動する。</p> <p>事象発生の91分後に恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を開始することで、次第に加圧器からの流出流量と炉心への注水流量が釣り合うことにより、1次系水位を確保することができる。</p> <p>(添付資料5.1.3、5.1.4)</p> <p>b. 評価項目等</p>	<p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し、約1時間後に沸騰、蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の機能喪失に伴う原子炉水温の上昇により異常を認知し、事象発生から2時間後に待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、残留熱除去系（低圧注水モード）による注水を行う。</p> <p>原子炉水位回復から約60分後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切り替え、除熱を開始することによって、原子炉水温は低下する^{※2}。</p> <p>※2 原子炉冷却材の温度が100℃の場合における残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）1系統での除熱能力は、燃料の崩壊熱を上回るため、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）への切替えを実施することで原子炉水温は低下する。</p> <p>実操作では残留熱除去系（低圧注水モード）の準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり、残留熱除去系（低圧注水モード）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。そのため、原子炉圧力が大気圧で維持されているとした評価は保守的な条件となる。</p> <p>b. 評価項目等</p>	<p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、余熱除去機能が喪失することにより、1次冷却材温度が上昇し、約1分で1次冷却材が沸騰、蒸発することで、1次冷却系保有水量は減少する。また、炉心で発生した蒸気が加圧器へ流入することで加圧器水位が上昇し、加圧器開口部からの放出が二相となる。二相放出となることで加圧器からの流出流量は大きくなるが、加圧器水位が低下することにより流出流量は減少に転じる。その後、炉心に流入する1次冷却材温度の上昇により炉心での発生蒸気量が増加し、加圧器への流入流量も増加することに伴い、加圧器からの流出流量は再び増加に転じる。</p> <p>事象発生の60分後に代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を開始することで、次第に加圧器からの流出流量と炉心への注水流量が釣り合うことにより、炉心水位を確保することができる。</p> <p>(添付資料 7.4.1.3、7.4.1.4)</p> <p>b. 評価項目等</p>	<p>【大飯】 解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違 ・泊では本事象内及び全交流動力電源喪失と記載を整合させた</p>

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

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>炉心上端ボイド率は第 5.1.5 図に示すとおりであり、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することなく燃料有効長頂部は冠水している。</p> <p>また、燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値 0.15mSv/h を上回ることとはなく、放射線の遮蔽を維持できる。</p> <p>(添付資料 5.1.6)</p> <p>炉心崩壊熱による1次冷却材のボイド発生により、1次冷却材の密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度帰還効果と1次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度帰還効果が生じる。ミッドループ運転時の炉心が高濃度のほう酸水で満たされている場合は、ほう素密度の低下による正の反応度帰還効果の方が大きくなることにより、一時的に反応度は上昇する場合もある。</p> <p>これらの効果を考慮し、事象発生後の1次冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化を評価した。その結果、事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約-6.2% $\Delta k/k$ であり、未臨界であることを確認した。このとき、事象発生前の初期未臨界度は、取替炉心による反応度の変動を考慮して浅く設定している。また、事象進展中の反応度変化量は、ほう素値が取替炉心で大きく変わら</p>	<p>炉心上端ボイド率は第5.1.2.2図に示すとおりであり、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することなく燃料有効長頂部は冠水している。</p> <p>また、燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値0.15mSv/hを上回ることとはなく、放射線の遮蔽を維持できる。</p> <p>(添付資料 5.1.5)</p> <p>炉心崩壊熱による1次冷却材のボイド発生により、1次冷却材の密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度帰還効果と1次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度帰還効果が生じる。ミッドループ運転時の炉心が高濃度のほう酸水で満たされている場合は、ほう素密度の低下による正の反応度帰還効果の方が大きくなることにより、一時的に反応度は上昇する場合もある。</p> <p>これらの効果を考慮し、事象発生後の1次冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化を評価した。その結果、事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約-4.6% $\Delta k/k$ であり、未臨界であることを確認した。このとき、事象発生前の初期未臨界度は、取替炉心による反応度の変動を考慮して浅く設定している。また、事象進展中の反応度変化量は、ほう素値が取替炉心で大きく変わら</p>	<p>原子炉水位は、第 5.1.5 図に示すとおり、燃料有効長頂部の約 4.2m 上まで低下するに留まり、燃料は冠水維持される。</p> <p>原子炉圧力容器は未開放であり、第 5.1.6 図に示すとおり、必要な遮蔽が維持される水位である燃料有効長頂部の約 2.0m 上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。</p> <p>なお、線量率の評価点は原子炉建屋燃料取替床の床付近としている。また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。</p>	<p>炉心上端ボイド率は第7.4.1.5図に示すとおりであり、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することなく燃料は冠水維持される。</p> <p>また、燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器蓋は閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値0.15mSv/hを上回ることとはなく、放射線の遮蔽は維持される。</p> <p>(添付資料 7.4.1.5)</p> <p>炉心崩壊熱による1次冷却材のボイド発生により、1次冷却材密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度帰還効果と1次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度帰還効果が生じる。ミッドループ運転時の炉心が高濃度のほう酸水で満たされている場合は、ほう素密度の低下による正の反応度帰還効果の方が大きくなることにより、一時的に反応度は上昇する場合もある。</p> <p>これらの効果を考慮し、事象発生後の1次冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化を評価した。その結果、事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約-7.1% $\Delta k/k$ であり、未臨界であることを確認した。このとき、事象発生前の初期未臨界度は、取替炉心による反応度の変動を考慮して浅く設定している。また、事象進展中の反応度変化量は、ほう素値が取替炉心で大きく変わら</p>	<p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (2 ページ参照)</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違 ・泊では本事象内及び全交流動力電源喪失と記載を整合させた</p> <p>【大飯、高浜】 評価結果の相違</p>

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

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>ないことから、ほう素密度の変化に伴う反応度変化量も取替炉心で大きく変わらない。したがって、取替炉心を考慮した場合でも未臨界を維持できる。</p> <p>(添付資料 5.1.7)</p> <p>燃料被覆管温度は第5.1.12図に示すとおり、初期温度から大きく上昇することはなく1次冷却材の飽和温度と同等の温度に維持できる。</p> <p>第5.1.9図及び第5.1.11図に示すとおり、事象発生約220分後に、1次冷却系保有水量及び1次冷却材温度は安定しており、安定状態を維持できる。</p> <p>その後は、燃料取替用水ビット水位及び格納容器再循環サンプ水位が再循環切替値に到達後、A格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転に切り替え、炉心冷却を継続すること、格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却、また、必要に応じてB格納容器スプレイポンプを用いた格納容器スプレイにより原子炉格納容器の除熱を継続することで、燃料の健全性を維持できる。</p> <p>(添付資料5.1.8、5.1.9、5.1.10)</p> <p>なお、余熱除去系による冷却を行っているプラント状態においては、炉心崩壊熱及び1次冷却系保有水量の観点から、燃料取出前のミッドループ運転時の状態が評価項目である燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して最も厳しい想定であり、運転停止中の他のプラント状態においてもすべての評価項目を満足できる。</p>	<p>ないことから、ほう素密度の変化に伴う反応度変化量も取替炉心で大きく変わらない。したがって、取替炉心を考慮した場合でも未臨界を維持できる。</p> <p>(添付資料 5.1.6)</p> <p>燃料被覆管温度は第5.1.2.9図に示すとおり、初期温度から大きく上昇することはなく飽和温度と同等の温度に維持できる。</p> <p>第5.1.2.6図及び第5.1.2.8図に示すとおり、事象発生約170分後に、1次系保有水量及び1次冷却材温度は安定しており、安定状態を維持できる。</p> <p>その後は、燃料取替用水タンク水位及び格納容器再循環サンプ水位が再循環切替値に到達後、A格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転に切り替え、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により除熱を継続すること、また、必要に応じてB格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイにより除熱を継続することで、燃料の健全性を維持できる。</p> <p>(添付資料5.1.7、5.1.8、5.1.9)</p> <p>なお、余熱除去系による冷却を行っているプラント状態においては、炉心崩壊熱及び1次系保有水量の観点から、燃料取出前のミッドループ運転時の状態が評価項目である燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して最も厳しい想定であり、運転停止中の他のプラント状態においてもすべての評価項目を満足できる。</p>	<p>原子炉水位回復後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による除熱を継続することで、長期的に安定状態を維持できる。</p>	<p>ないことから、ほう素密度の変化に伴う反応度変化量も取替炉心で大きく変わらない。したがって、取替炉心を考慮した場合でも未臨界を維持できる。</p> <p>(添付資料 7.4.1.6)</p> <p>燃料被覆管温度は第7.4.1.12図に示すとおり、初期温度から大きく上昇することはなく1次冷却材の飽和温度と同等の温度に維持できる。</p> <p>第7.4.1.9図及び第7.4.1.11図に示すとおり、事象発生約120分後に、1次冷却系保有水量及び1次冷却材温度は安定しており、安定状態を維持できる。</p> <p>その後は、燃料取替用水ビット水位及び格納容器再循環サンプ水位が再循環切替値に到達後、B格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転に切り替え、炉心冷却を継続すること、格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却、また、必要に応じてA格納容器スプレイポンプを用いた格納容器スプレイにより原子炉格納容器の除熱を継続することで、燃料の健全性を維持できる。</p> <p>(添付資料 7.4.1.7、7.4.1.8、7.4.1.9)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【高浜】 記載方針の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載箇所の相違（女川実績の反映） ・泊は同様の記載を「(D)有効性評価の方法」に記載</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(添付資料 5.1.11、5.1.12、5.1.13)</p>	<p>(添付資料 5.1.10、5.1.11、5.1.12)</p>	<p>本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>※3 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。崩壊熱除去機能喪失における原子炉建屋燃料取替床での運転員及び重大事故等対応要員による作業時間は3.5時間であり、その被ばく量は最大で35mSvとなる。また、現場作業員の退避は1時間以内であり、その被ばく量は10mSv以下となる。よって、被ばく量は最大でも35mSvとなるため、緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。</p> <p>本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋燃料取替床での操作を必要な作業としていないが、燃料プール代替注水系（可搬型）を使用した燃料プールへの注水について仮に考慮し、ホースの設置にかかる作業時間を想定した。</p> <p>必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/hは、定期検査作業時での原子炉建屋燃料取替床における線量率を考慮した値である。</p> <p>この線量率となる水位は燃料有効長頂部の約2.0m上（通常運転水位から約3.2m下）の位置である。</p> <p>(添付資料 4.1.3、5.1.5、5.1.6、5.1.7)</p>	<p>本評価では、「6.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p>	<p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p>

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

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>5.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作により、1次冷却系保有水を確保することが特徴である。</p> <p>また、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水は、事象発生を起点とする操作であるため、不確かさの影響を確認する運転員等操作はない。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THEtisの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m程度の不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点に開始する操作はないことから、運転員等操作時間に与える影</p>	<p>5.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作により、1次系保有水を確保することが特徴である。</p> <p>また、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水は、事象発生を起点とする操作であるため、不確かさの影響を確認する運転員等操作はない。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THEtisの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m程度の不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点に開始する操作はないことから、運転員等操作時間に与える影</p>	<p>5.1.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>本重要事故シーケンスは、原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作とする。</p>	<p>7.4.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>本重要事故シーケンスは、原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障により、余熱除去機能を喪失することが特徴である。</p> <p>また、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水は、事象発生を起点とする操作であるため、不確かさの影響を確認する運転員等操作はない。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THEtisの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m程度の不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点に開始する操作はないことから、運転員等操作時間に与える影</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・操作の特徴ではなく事故の特徴について記載</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (2ページ参照)</p>

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

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>響はない。</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THEtisの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m程度の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなるが、第5.1.8図に示すとおり、最も低くなる原子炉容器内水位は、炉心上端から約1.1mの高さ位置であるため、炉心の冠水は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料5.1.14)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第5.1.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱に関する影響評価の結果を以下に示す。</p>	<p>響はない。</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THEtisの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m程度の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなるが、第5.1.2.5図に示すとおり、最も低くなる原子炉容器内水位は、炉心上端から約0.5mの高さ位置であるため、炉心の冠水は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料5.1.13)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第5.1.2.1表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱（標準値）に関する影響評価の結果を以下に示す。</p>	<p>(1) 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第5.1.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p>	<p>響はない。</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THEtisの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m程度の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなるが、第7.4.1.8図に示すとおり、最も低くなる原子炉容器内水位は、炉心上端から約1.0mの高さ位置であるため、炉心の冠水は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料7.4.1.13)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第7.4.1.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱に関する影響評価の結果を以下に示す。</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【高浜】 記載内容の相違 ・泊は個別解析のため、標準値に係る記載をしない（大飯と</p>

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

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率は低下し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、炉心露出に対する事象進展は遅くなるが、炉心水位を起点に開始する運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率は低下し、1次系保有水量の減少が抑制されることから、炉心露出に対する事象進展は遅くなるが、炉心水位を起点に開始する運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約14MWに対して最確条件は、約14MW未満であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の52℃に対して最確条件は約43℃～約45℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から7時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/hが維持される水位）である燃料有効長頂部の約2.0m上の高さに到達するまでの時間は約2.2時間となることから、評価条件である原子炉水温が52℃、原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが、注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の炉心崩壊熱を最確条件とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率は低下し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、炉心露出に対する事象進展は遅くなるが、炉心水位を起点に開始する運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>同種</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		<p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなるが、注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容</p>		

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

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率は低下し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率は低下し、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約14MWに対して最確条件は、約14MW未満であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に、原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は、注水までの時間余裕が短くなることから、評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から7時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/h^{*3}が維持される水位）である燃料有効長頂部の約2.0m上の高さに到達するまでの時間は約2.2時間、燃料有効長頂部到達まで約3.5時間となることから、評価条件である原子炉停止1日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉水温は、評価条</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の炉心崩壊熱を最確条件とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率は低下し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		<p>件の52℃に対して最確条件は約43℃～約45℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から7時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/hが維持される水位）である燃料有効長頂部の約2.0m上の高さに到達するまでの時間は約2.2時間となることから、評価条件である原子炉水温が52℃かつ原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項</p>		

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

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。</p> <p>(a) 要員の配置による他の操作に与える影響</p>	<p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。</p> <p>(a) 要員の配置による他の操作に与える影響</p>	<p>目となるパラメータに与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる^{※4}。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>※4 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が、運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p>	<p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p>	<p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p>

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

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>蓄圧タンクによる炉心注水は、第5.1.3図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水は、第5.1.3図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与</p>	<p>蓄圧タンクによる炉心注水は、第5.1.1.3図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水は、第5.1.1.3図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>【参考：女川の「全交流動力電源喪失(TBU)」】</p> <p>操作条件の高圧代替注水系による原子炉注水操作は、解析上の操作開始時間として事象発生15分後に注水開始を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、高圧注水機能喪失の認知に係る確認時間及び高圧代替注水系による原子炉注水の操作時間は、時間余裕を含めて設定されており、原子炉への注水開始時間も早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>なお、この操作を行う運転員は、他の操作との重複がないことから、操作開始時間が早まっても、他の運転員等の操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与</p>	<p>操作条件の待機中の残留熱除去系(低圧注水モード)の注水操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から2時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知により原子炉注水の必要性を確認し操作を実施することは容易であり、評価では事象発生から2時間後の注水操作開始を設定しているが、実態の注水操作開始時間は早くなる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与</p>	<p>操作条件の代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水操作は、解析上の操作開始時間として、事象発生60分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実際の操作においては、余熱除去機能喪失判断後、準備が完了した段階で実施することとなっているため、操作開始が早まる可能性があることから運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>なお、この操作を行う運転員等は、他の操作との重複がないことから、操作開始時間が早まっても、他の運転員等の操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与</p>	<p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (2ページ参照)</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違(女川) 記載の相違</p>

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

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>える影響</p> <p>蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の操作開始時間については、解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合には、1次冷却系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>える影響</p> <p>蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の操作開始時間については、解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合には、1次系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>える影響</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。 （添付資料 5.1.2, 5.1.7, 5.1.8）</p>	<p>える影響</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合には、1次冷却系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり （2ページ参照）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・泊は蓄圧タンクを炉心注水手段としていないため、蓄圧タンクによる炉心注水が遅れた場合の感度解析は実施していない（玄海と同様）</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり （2ページ参照）</p>
<p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。</p> <p>蓄圧タンクによる炉心注水の操作時間余裕としては、第 5.1.13 図及び第 5.1.14 図に示すとおり、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水をしない場合の感度解析を実施した結果、事象発生約 92 分後に燃料被覆管温度が上昇する。したがって、蓄圧タンクによる炉心注水の操作時間余裕としては、炉心が露出する可能性がある1次冷却系保有水量となるまで事象発生の60分後から約32分の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>また、恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の操作時間余裕としては、第 5.1.15 図に示すとおり、3基目の蓄圧タンクによる炉心注水後の1次冷却系保有水量の推移が2基目の蓄圧タンクによる炉心注水後の1次冷却系保有水量の推移と同様の推移をするものとして、</p>	<p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。</p> <p>蓄圧タンクによる炉心注水の操作時間余裕としては、第 5.1.3.1 図及び第 5.1.3.2 図に示すとおり、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水をしない場合の感度解析を実施した結果、事象発生約 73 分後に燃料被覆管温度が上昇する。したがって、蓄圧タンクによる炉心注水の操作時間余裕としては、炉心が露出する可能性がある1次系保有水量となるまで約 13 分の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>また、恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の操作時間余裕としては、第 5.1.3.3 図に示すとおり、2基目の蓄圧タンクによる炉心注水後の1次系保有水量の推移が1基目の蓄圧タンクによる炉心注水後の1次系保有水量の推移と同様の推移をするものとして、炉心が</p>	<p>(2) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作については、通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約4時間、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は約6時間であり、事故を認知して注水を開始する</p>	<p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>炉心が露出する可能性がある1次冷却系保有水量となるまでの時間を概算した。その結果、事象発生140分後から60分以上の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(添付資料 5.1.15)</p>	<p>露出する可能性がある1次系保有水量となるまでの時間を概算した。その結果、30分以上の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(添付資料 5.1.14)</p>	<p>までの時間は2時間であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 5.1.2, 5.1.7, 5.1.8)</p>	<p>冷却系保有水量となるまでの時間を概算した。その結果、約30分の時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 7.4.1.14)</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（伊方と同様）</p> <p>【大飯、高浜】 評価結果の相違 ・泊は蓄圧タンクを炉心注水手段としておらず、代替のポンプによる炉心注水操作開始時刻や開始時点の炉心水位等が異なるが、操作時間余裕は同等</p>
<p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。</p> <p>その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員による蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 5.1.16)</p>	<p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。</p> <p>その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員による蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 5.1.15)</p>	<p>(3) まとめ</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。</p> <p>その結果、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p>	<p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。</p> <p>その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員による代替格納容器スプレイポンプを用いた炉心注水により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 7.4.1.15)</p>	<p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川支線の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (2ページ参照)</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川支線の反映）</p>

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

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>5.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」において、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「5.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり40名である。したがって、「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員74名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>また、水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。</p> <p>a. 水源</p> <p>燃料取替用水ピット (1,860m³：有効水量)を水源とする恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水については、事象発生の約68.7時間後までの注水継続が可能であり、この間に格納容器再循環サンプを水源とした代替再循環運転が可能であるため、燃料取替用</p>	<p>5.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」において、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は「5.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり54名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している重大事故等対策要員118名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>また、水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。</p> <p>a. 水源</p> <p>燃料取替用水タンク (1,600m³：有効水量)を水源とする恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水については、事象発生の約54.8時間後までの注水継続が可能であり、この間に格納容器再循環サンプを水源とした代替再循環運転が可能であるため、燃料取替用</p>	<p>5.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「5.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり11名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員の28名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」において、水源、燃料及び電源の資源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>(添付資料5.1.9)</p> <p>a. 水源</p> <p>残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水については、必要な注水量が少なく、また、サブプレッションチェンバ内のプール水を水源とし、循環することから、水源が枯渇することはないため、7日間の継続実施が可能である。</p>	<p>7.4.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「7.4.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり21名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している中央制御室の運転員、災害対策本部要員、災害対策要員及び災害対策要員(支援)の36名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>燃料取替用水ピット (1,700m³：有効水量)を水源とする代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水については、事象発生の約59.6時間後までの注水継続が可能であり、この間に格納容器再循環サンプを水源とした代替再循環運転が可能であるため、</p>	<p>【大飯、高浜】 体制の相違 ・要員体制の差異</p> <p>【大飯、高浜】 評価条件の相違 ・泊はシングルプラント評価のためツインプラントでの評価である大飯、高浜とは評価条件が異なる(女川と同様)</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・燃料取替用水ピット保有水量及び炉心注水量の差異より注水継続時間が異なる</p>

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

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>水ピットへの補給は不要である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>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日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約 594.7kℓ の重油が必要となる。</p> <p>電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約 3.1kℓ の重油が必要となる。</p> <p>空冷式非常用発電装置を用いた恒設代替低圧注水ポンプへの電源供給については、事故発生直後から約 69時間後までの運転を想定して、約 6.9kℓ の重油が必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要な重油は、</p>	<p>水タンクへの補給は不要である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>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日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約 450.9kℓ の重油が必要となる。</p> <p>電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約 2.8kℓ の重油が必要となる。</p> <p>空冷式非常用発電装置を用いた恒設代替低圧注水ポンプへの電源供給については、事故発生直後から約 55時間後までの運転を想定して、約 5.5kℓ の重油が必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要な重油は、</p>	<p>b. 燃料</p> <p>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>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電源供給を想定した場合、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について、7日間の継続が可能である。</p> <p>緊急時対策所への電源供給については、保守的に事象発生直後からの電源車（緊急時対策所用）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約 17kℓ の軽油が必要となるが、緊急時対策所軽油タンク（約 18kℓ）の使用が可能であることから、7日間の継続が可能である（合計使用量 約 777kℓ）。</p> <p>【再掲】</p> <p>軽油タンク（約 755kℓ）及びガスタ</p>	<p>燃料取替用水ピットへの補給は不要である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>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>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</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・必要な燃料量の相違 ・泊は軽油のみを使用する（島根と同様）</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり （5 ページ参照）</p> <p>【大飯、高浜】</p>

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

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>これらを合計して約 604.7kℓ となるが、「6.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯蔵タンク及び重油タンクの合計油量(620kℓ)にて供給可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>ディーゼル発電機の電源負荷について、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> <p>空冷式非常用発電装置の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として約 145kW 必要となるが、空冷式非常用発電装置の給電容量 2,920kW(3,650kVA)にて供給可能である。</p> <p>(添付資料 5.1.17)</p>	<p>これらを合計して約 459.2kℓ となるが、「6.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯蔵タンク及び重油タンクの合計油量(460kℓ)にて供給可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>ディーゼル発電機の電源負荷について、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> <p>空冷式非常用発電装置の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として約 145kW 必要となるが、空冷式非常用発電装置の給電容量 2,920kW (3,650kVA)にて供給可能である。</p> <p>(添付資料 5.1.16)</p>	<p>一ピ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について、7日間の継続が可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所への電源供給を行う電源車(緊急時対策所用)についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p>	<p>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及び緊急時対策所への電源供給について、7日間の継続が可能である(合計使用量約 546.3kℓ)。</p> <p>c. 電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定し、ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所への電源供給を行う緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料 7.4.1.16)</p>	<p>記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・貯槽容量の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違(女川実績の反映)</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (5ページ参照)</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違(女川実績の反映) ・対策所の評価結果についても記載</p>

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

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>5.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」では、原子炉の運転停止中に、余熱除去系の故障等に伴い、余熱除去機能が喪失する。このため、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散に伴い1次冷却系保有水量が減少することで燃料損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」に対する燃料損傷防止対策は、短期対策として充てんポンプ、高圧注入ポンプ、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水、長期対策として格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により除熱を継続する手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」の重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」に対して、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水の有効性を確認する観点から、充てんポンプ及び高圧注入ポンプの機能喪失の重畳を考慮し有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水により、炉心は露出することなく燃料有効長頂部は冠水している。燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、放射線の遮蔽を維持でき、また、炉心崩壊熱により1次</p>	<p>5.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」では、原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障等に伴い、余熱除去機能が喪失する。このため、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散に伴い1次系保有水量が減少することで燃料損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」に対する燃料損傷防止対策は、短期対策として充てん／高圧注入ポンプ、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水、長期対策として格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により除熱を継続する手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」の重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」に対して、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水の有効性を確認する観点から、充てん／高圧注入ポンプの機能喪失の重畳を考慮し有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水により、炉心は露出することなく燃料有効長頂部は冠水している。燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、放射線の遮蔽を維持でき、また、炉心崩壊熱により1次</p>	<p>5.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」では、原子炉の運転停止中に残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の故障により、崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」に対する燃料損傷防止対策としては、残留熱除去系(低圧注水モード及び原子炉停止時冷却モード)による原子炉注水手段及び除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」の重要事故シーケンス「崩壊熱除去機能喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、残留熱除去系(低圧注水モード及び原子炉停止時冷却モード)による原子炉注水及び原子炉除熱を実施することにより、燃料損傷することはない。</p>	<p>7.4.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」では、原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障により、余熱除去機能を喪失することが特徴である。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」に対する燃料損傷防止対策としては、初期の対策として、充てんポンプ、高圧注入ポンプ及び代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水、安定状態に向けた対策として、格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」の重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」に対して、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水の有効性を確認する観点から、充てんポンプ及び高圧注入ポンプの機能喪失の重畳を考慮し有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を実施することにより、燃料損傷することはない。</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (2ページ参照)</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (2ページ参照)</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違(女川実績の反映)</p>

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

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>冷却材にボイドが発生した場合においても未臨界を維持できる。</p> <p>その結果、燃料有効長頂部は冠水し、放射線の遮蔽は維持され、未臨界が確保されており、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさ並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>重大事故等対策要員は、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時においても供給可能である。</p> <p>以上のことから、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水による燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であり、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。</p>	<p>冷却材にボイドが発生した場合においても未臨界を維持できる。</p> <p>その結果、燃料有効長頂部は冠水し、放射線の遮蔽は維持され、未臨界が確保されており、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさ並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>重大事故等対策要員は、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時においても供給可能である。</p> <p>以上のことから、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水による燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であり、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。</p>	<p>その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、残留熱除去系（低圧注水モード及び原子炉停止時冷却モード）による原子炉注水及び原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。</p>	<p>その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員、災害対策本部要員、災害対策要員及び災害対策要員（支援）にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・泊では文章内で重複する表現のため記載していない（伊方と同様）</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (2 ページ参照)</p>

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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

第 5.1.1.1 表 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における重大事故等対策について（1 / 3）

種類及び事件	手順	実設設備	可設設備	計装設備
a. 余熱除去機能喪失の発現	<ul style="list-style-type: none"> 余熱除去ポンプトリップ等による運転正常又は余熱除去設備停止による冷却能力の低下、余熱除去機能喪失と判断し、崩壊熱除去機能の回復操作を実施する。 	-	-	余熱除去温度 1 冷却材炉内温度 (広域) 1 冷却材炉外温度 (広域)
b. 原子炉冷却炉管からの冷却材漏れ及び燃料管管束の脱落の防止	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉冷却炉管内における作業員に対しては、ワークシフトアラーム又はベータ放射線計測器による放射線計測器の指示を行う。 冷却材ポンプの運転状態を確認し、異常が認められれば、燃料管束の脱落防止を行う。 	-	-	-
c. 余熱除去機能回復操作	<ul style="list-style-type: none"> 余熱除去機能回復した原因を究明するとともに、前の対応と照らし合わせて、余熱除去機能の回復操作を実施する。 燃料管束を原子炉冷却炉管内に挿入するため、原子炉冷却材ポンプの運転を行う。 	【余熱除去ポンプ】	-	-
d. 原子炉冷却炉管管束脱落の防止	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉冷却炉管管束脱落防止のため、燃料管束ポンプを運転して、燃料管束の脱落防止を行う。 	【燃料管束ポンプ】	-	燃料管束ポンプ温度 (広域) 1 燃料管束ポンプ温度 (広域) 燃料管束ポンプ温度 (広域) 1 燃料管束ポンプ温度 (広域) 燃料管束ポンプ温度 (広域)

【 】は有効性評価上判断しない、重大事故等対策設備

第 5.1.1.1 表 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における重大事故等対策について（1 / 3）

種類及び事件	手順	実設設備	可設設備	計装設備
a. 余熱除去機能喪失の発現	<ul style="list-style-type: none"> 余熱除去ポンプトリップ等による運転正常又は余熱除去設備停止による冷却能力の低下、余熱除去機能喪失と判断し、崩壊熱除去機能の回復操作を実施する。 	-	-	冷却材温度 1 冷却材炉内温度 (広域) 1 冷却材炉外温度 (広域)
b. 原子炉冷却炉管からの冷却材漏れ及び燃料管管束の脱落の防止	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉冷却炉管内における作業員に対しては、ワークシフトアラーム又はベータ放射線計測器による放射線計測器の指示を行う。 冷却材ポンプの運転状態を確認し、異常が認められれば、燃料管束の脱落防止を行う。 	-	-	-
c. 余熱除去機能回復操作	<ul style="list-style-type: none"> 余熱除去機能回復した原因を究明するとともに、前の対応と照らし合わせて、余熱除去機能の回復操作を実施する。 燃料管束を原子炉冷却炉管内に挿入するため、原子炉冷却材ポンプの運転を行う。 	【燃料管束ポンプ】	-	-
d. 原子炉冷却炉管管束脱落の防止	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉冷却炉管管束脱落防止のため、燃料管束ポンプを運転して、燃料管束の脱落防止を行う。 	【燃料管束ポンプ】	-	燃料管束ポンプ温度 (広域) 1 燃料管束ポンプ温度 (広域) 燃料管束ポンプ温度 (広域) 1 燃料管束ポンプ温度 (広域)

【 】は有効性評価上判断しない、重大事故等対策設備

第 5.1.1 表 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策について

種類及び事件	手順	実設設備	可設設備	計装設備
冷却材ポンプトリップによる冷却能力の低下	<ul style="list-style-type: none"> 冷却材ポンプトリップ等による運転正常又は冷却設備停止による冷却能力の低下、冷却機能喪失と判断し、崩壊熱除去機能の回復操作を実施する。 	【伊勢川ディーゼル発電機】 【伊勢川タンク】	-	【冷却材ポンプ出口温度】 【冷却材ポンプ入口温度】 【冷却材ポンプ出口流量】 【冷却材ポンプ入口流量】
燃料管束脱落の防止	<ul style="list-style-type: none"> 燃料管束脱落防止のため、燃料管束ポンプを運転して、燃料管束の脱落防止を行う。 	【燃料管束ポンプ】	-	燃料管束ポンプ温度 (広域) 1 燃料管束ポンプ温度 (広域) 燃料管束ポンプ温度 (広域) 1 燃料管束ポンプ温度 (広域)

【 】は有効性評価上判断しない、重大事故等対策設備

第 7.4.1.1 表 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重大事故等対策について（1 / 3）

種類及び事件	手順	実設設備	可設設備	計装設備
a. 冷却材ポンプトリップによる冷却能力の低下	<ul style="list-style-type: none"> 冷却材ポンプトリップ等による運転正常又は冷却設備停止による冷却能力の低下、冷却機能喪失と判断し、崩壊熱除去機能の回復操作を実施する。 	-	-	【冷却材ポンプ出口温度】 【冷却材ポンプ入口温度】 【冷却材ポンプ出口流量】 【冷却材ポンプ入口流量】
b. 燃料管束脱落の防止	<ul style="list-style-type: none"> 燃料管束脱落防止のため、燃料管束ポンプを運転して、燃料管束の脱落防止を行う。 	【燃料管束ポンプ】	-	燃料管束ポンプ温度 (広域) 1 燃料管束ポンプ温度 (広域) 燃料管束ポンプ温度 (広域) 1 燃料管束ポンプ温度 (広域)

【 】は有効性評価上判断しない、重大事故等対策設備

相違理由

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

【大阪、高浜】
 記載方針の相違（女川実績の反映）
 ・既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの及び重大事故等対処設備（設計基準拡張）を識別

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																														
<p>第 5.1.2 表 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の主要解析条件 （燃料取出前のミッドグループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）（1/2）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>主要解析条件</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>燃料コード</td> <td>M-BELAPS</td> </tr> <tr> <td>原子炉停止後の時間</td> <td>72時間</td> </tr> <tr> <td>1次冷却炉圧力 （初期）</td> <td>大気圧（OMP+1case）</td> </tr> <tr> <td>1次冷却炉圧力監視範囲 （初期）</td> <td>93℃（保安規定モード6）</td> </tr> <tr> <td>1次冷却炉水位 （初期）</td> <td>原子炉停炉後水位 監視中心高さ+200mm</td> </tr> <tr> <td>炉心温度</td> <td>PP：日本原子力発電設備 アクアコールド（ORISEZ） （サイクル末期を想定）</td> </tr> <tr> <td>1次冷却炉開口部</td> <td>加圧減圧弁全閉 加圧減圧弁上昇+2個開放</td> </tr> <tr> <td>2次冷却炉水位</td> <td>2次冷却炉からの余裕なし</td> </tr> </tbody> </table> <p>注1 原子炉停止後72時間又は全副冷却系投入からの時間を示している。運転運転操作において原子炉の出力は全副冷却系投入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、最終的に93℃でアクアコールドモードに移行し、93℃以下の安全余裕を確保する。運転運転操作において、予備炉心サイクル末期の炉心平均温度に対し、ばらつきとして10%の保守性を考慮。</p>	項目	主要解析条件	燃料コード	M-BELAPS	原子炉停止後の時間	72時間	1次冷却炉圧力 （初期）	大気圧（OMP+1case）	1次冷却炉圧力監視範囲 （初期）	93℃（保安規定モード6）	1次冷却炉水位 （初期）	原子炉停炉後水位 監視中心高さ+200mm	炉心温度	PP：日本原子力発電設備 アクアコールド（ORISEZ） （サイクル末期を想定）	1次冷却炉開口部	加圧減圧弁全閉 加圧減圧弁上昇+2個開放	2次冷却炉水位	2次冷却炉からの余裕なし	<p>第 5.1.2.1 表 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の主要解析条件 （燃料取出前のミッドグループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）（1/2）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>主要解析条件</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>燃料コード</td> <td>M-BELAPS</td> </tr> <tr> <td>原子炉停止後の時間</td> <td>72時間</td> </tr> <tr> <td>1次冷却炉圧力 （初期）</td> <td>大気圧（OMP+1case）</td> </tr> <tr> <td>1次冷却炉圧力監視範囲 （初期）</td> <td>93℃（保安規定モード6）</td> </tr> <tr> <td>1次冷却炉水位 （初期）</td> <td>原子炉停炉後水位 監視中心高さ+80mm</td> </tr> <tr> <td>炉心温度</td> <td>PP：日本原子力発電設備 アクアコールド（ORISEZ） （サイクル末期を想定）</td> </tr> <tr> <td>1次冷却炉開口部</td> <td>加圧減圧弁全閉 加圧減圧弁上昇+2個開放</td> </tr> <tr> <td>2次冷却炉水位</td> <td>2次冷却炉からの余裕なし</td> </tr> </tbody> </table> <p>注1 原子炉停止後72時間又は全副冷却系投入からの時間を示している。運転運転操作において原子炉の出力は全副冷却系投入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、最終的に93℃でアクアコールドモードに移行し、93℃以下の安全余裕を確保する。運転運転操作において、予備炉心サイクル末期の炉心平均温度に対し、ばらつきとして10%の保守性を考慮。</p>	項目	主要解析条件	燃料コード	M-BELAPS	原子炉停止後の時間	72時間	1次冷却炉圧力 （初期）	大気圧（OMP+1case）	1次冷却炉圧力監視範囲 （初期）	93℃（保安規定モード6）	1次冷却炉水位 （初期）	原子炉停炉後水位 監視中心高さ+80mm	炉心温度	PP：日本原子力発電設備 アクアコールド（ORISEZ） （サイクル末期を想定）	1次冷却炉開口部	加圧減圧弁全閉 加圧減圧弁上昇+2個開放	2次冷却炉水位	2次冷却炉からの余裕なし	<p>第 5.1.2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>主要解析条件</th> <th>条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>燃料コード</td> <td>原子炉停止後の時間</td> <td>燃料の崩壊熱及び炉心平均温度を考慮しから設定</td> </tr> <tr> <td>1次冷却炉圧力 （初期）</td> <td>大気圧</td> <td>炉心平均温度の中心平均温度は 328K(55℃)を以て 483/495 -6.1-1039にて算出した温度</td> </tr> <tr> <td>1次冷却炉圧力監視範囲 （初期）</td> <td>93℃</td> <td>原子炉停止1日後の水位から余裕を確保した状態</td> </tr> <tr> <td>1次冷却炉水位 （初期）</td> <td>大気圧</td> <td>原子炉停止1日後の水位を以て設定</td> </tr> <tr> <td>炉心温度</td> <td>加圧減圧弁全閉 加圧減圧弁上昇+2個開放</td> <td>原子炉停止1日後の炉心平均温度を以て設定</td> </tr> <tr> <td>1次冷却炉開口部</td> <td>加圧減圧弁全閉 加圧減圧弁上昇+2個開放</td> <td>原子炉停止1日後の炉心平均温度を以て設定</td> </tr> <tr> <td>2次冷却炉水位</td> <td>加圧減圧弁全閉 加圧減圧弁上昇+2個開放</td> <td>原子炉停止1日後の炉心平均温度を以て設定</td> </tr> </tbody> </table> <p>注1 原子炉停止後72時間又は全副冷却系投入からの時間を示している。運転運転操作において原子炉の出力は全副冷却系投入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、最終的に93℃でアクアコールドモードに移行し、93℃以下の安全余裕を確保する。運転運転操作において、予備炉心サイクル末期の炉心平均温度に対し、ばらつきとして10%の保守性を考慮。</p>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	燃料コード	原子炉停止後の時間	燃料の崩壊熱及び炉心平均温度を考慮しから設定	1次冷却炉圧力 （初期）	大気圧	炉心平均温度の中心平均温度は 328K(55℃)を以て 483/495 -6.1-1039にて算出した温度	1次冷却炉圧力監視範囲 （初期）	93℃	原子炉停止1日後の水位から余裕を確保した状態	1次冷却炉水位 （初期）	大気圧	原子炉停止1日後の水位を以て設定	炉心温度	加圧減圧弁全閉 加圧減圧弁上昇+2個開放	原子炉停止1日後の炉心平均温度を以て設定	1次冷却炉開口部	加圧減圧弁全閉 加圧減圧弁上昇+2個開放	原子炉停止1日後の炉心平均温度を以て設定	2次冷却炉水位	加圧減圧弁全閉 加圧減圧弁上昇+2個開放	原子炉停止1日後の炉心平均温度を以て設定	<p>第 7.4.1.2 表 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の主要解析条件 （燃料取出前のミッドグループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）（1/2）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>主要解析条件</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>燃料コード</td> <td>M-BELAPS</td> </tr> <tr> <td>原子炉停止後の時間</td> <td>72時間</td> </tr> <tr> <td>1次冷却炉圧力 （初期）</td> <td>大気圧（OMP+1case）</td> </tr> <tr> <td>1次冷却炉圧力監視範囲 （初期）</td> <td>93℃（保安規定モード5）</td> </tr> <tr> <td>1次冷却炉水位 （初期）</td> <td>原子炉停炉後水位 監視中心高さ+100mm</td> </tr> <tr> <td>炉心温度</td> <td>PP：日本原子力発電設備 アクアコールド（ORISEZ） （サイクル末期を想定）</td> </tr> <tr> <td>1次冷却炉開口部</td> <td>加圧減圧弁全閉 加圧減圧弁上昇+1個開放</td> </tr> <tr> <td>2次冷却炉水位</td> <td>2次冷却炉からの余裕なし</td> </tr> </tbody> </table> <p>注1 原子炉停止後72時間又は全副冷却系投入からの時間を示している。運転運転操作において原子炉の出力は全副冷却系投入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、最終的に93℃でアクアコールドモードに移行し、93℃以下の安全余裕を確保する。運転運転操作において、予備炉心サイクル末期の炉心平均温度に対し、ばらつきとして10%の保守性を考慮。</p>	項目	主要解析条件	燃料コード	M-BELAPS	原子炉停止後の時間	72時間	1次冷却炉圧力 （初期）	大気圧（OMP+1case）	1次冷却炉圧力監視範囲 （初期）	93℃（保安規定モード5）	1次冷却炉水位 （初期）	原子炉停炉後水位 監視中心高さ+100mm	炉心温度	PP：日本原子力発電設備 アクアコールド（ORISEZ） （サイクル末期を想定）	1次冷却炉開口部	加圧減圧弁全閉 加圧減圧弁上昇+1個開放	2次冷却炉水位	2次冷却炉からの余裕なし	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・泊は副冷却系であり、設備仕様も異なることから「主要解析条件」及び「条件設定の考え方」の記載が一部異なる</p> <p>【大飯、高浜】 名称等の相違</p> <p>【高浜】 評価条件の相違 ・原子炉停止後の時間の条件設定の考え方は、高浜が保守的に水抜き開始時点からさらに余裕をみた時間で設定しているのに対して、泊は崩壊熱と水位で評価条件を整合させる観点から水抜き完了までの時間に余裕をみた時間を設定（大飯と同様）</p>
項目	主要解析条件																																																																																	
燃料コード	M-BELAPS																																																																																	
原子炉停止後の時間	72時間																																																																																	
1次冷却炉圧力 （初期）	大気圧（OMP+1case）																																																																																	
1次冷却炉圧力監視範囲 （初期）	93℃（保安規定モード6）																																																																																	
1次冷却炉水位 （初期）	原子炉停炉後水位 監視中心高さ+200mm																																																																																	
炉心温度	PP：日本原子力発電設備 アクアコールド（ORISEZ） （サイクル末期を想定）																																																																																	
1次冷却炉開口部	加圧減圧弁全閉 加圧減圧弁上昇+2個開放																																																																																	
2次冷却炉水位	2次冷却炉からの余裕なし																																																																																	
項目	主要解析条件																																																																																	
燃料コード	M-BELAPS																																																																																	
原子炉停止後の時間	72時間																																																																																	
1次冷却炉圧力 （初期）	大気圧（OMP+1case）																																																																																	
1次冷却炉圧力監視範囲 （初期）	93℃（保安規定モード6）																																																																																	
1次冷却炉水位 （初期）	原子炉停炉後水位 監視中心高さ+80mm																																																																																	
炉心温度	PP：日本原子力発電設備 アクアコールド（ORISEZ） （サイクル末期を想定）																																																																																	
1次冷却炉開口部	加圧減圧弁全閉 加圧減圧弁上昇+2個開放																																																																																	
2次冷却炉水位	2次冷却炉からの余裕なし																																																																																	
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																																																																																
燃料コード	原子炉停止後の時間	燃料の崩壊熱及び炉心平均温度を考慮しから設定																																																																																
1次冷却炉圧力 （初期）	大気圧	炉心平均温度の中心平均温度は 328K(55℃)を以て 483/495 -6.1-1039にて算出した温度																																																																																
1次冷却炉圧力監視範囲 （初期）	93℃	原子炉停止1日後の水位から余裕を確保した状態																																																																																
1次冷却炉水位 （初期）	大気圧	原子炉停止1日後の水位を以て設定																																																																																
炉心温度	加圧減圧弁全閉 加圧減圧弁上昇+2個開放	原子炉停止1日後の炉心平均温度を以て設定																																																																																
1次冷却炉開口部	加圧減圧弁全閉 加圧減圧弁上昇+2個開放	原子炉停止1日後の炉心平均温度を以て設定																																																																																
2次冷却炉水位	加圧減圧弁全閉 加圧減圧弁上昇+2個開放	原子炉停止1日後の炉心平均温度を以て設定																																																																																
項目	主要解析条件																																																																																	
燃料コード	M-BELAPS																																																																																	
原子炉停止後の時間	72時間																																																																																	
1次冷却炉圧力 （初期）	大気圧（OMP+1case）																																																																																	
1次冷却炉圧力監視範囲 （初期）	93℃（保安規定モード5）																																																																																	
1次冷却炉水位 （初期）	原子炉停炉後水位 監視中心高さ+100mm																																																																																	
炉心温度	PP：日本原子力発電設備 アクアコールド（ORISEZ） （サイクル末期を想定）																																																																																	
1次冷却炉開口部	加圧減圧弁全閉 加圧減圧弁上昇+1個開放																																																																																	
2次冷却炉水位	2次冷却炉からの余裕なし																																																																																	

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所 3 / 4号炉

高浜発電所 3 / 4号炉

女川原子力発電所 2号炉

泊発電所 3号炉

相違理由

第 5.1.2 表 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の主要解析条件

項目	主要解析条件
事故発生の原因	運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失
原因	運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失
原因	運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失
原因	運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失

第 5.2.2.1 表 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の主要解析条件

項目	主要解析条件
原因	運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失
原因	運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失
原因	運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失
原因	運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失

第 7.4.1.1.2 表 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の主要解析条件

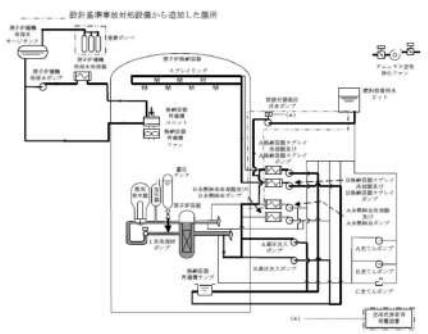
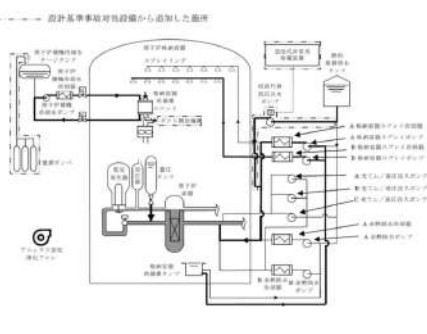
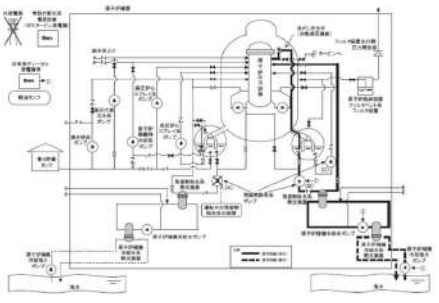
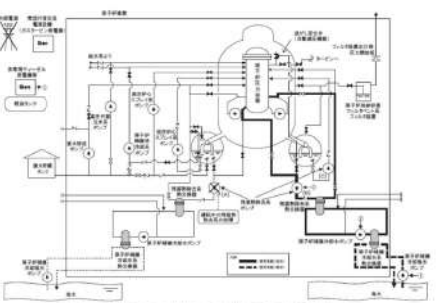
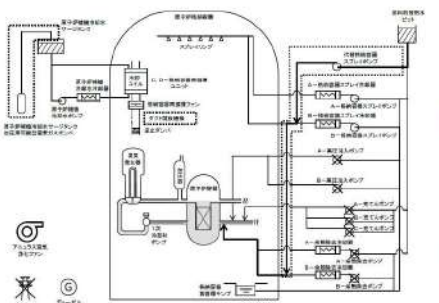
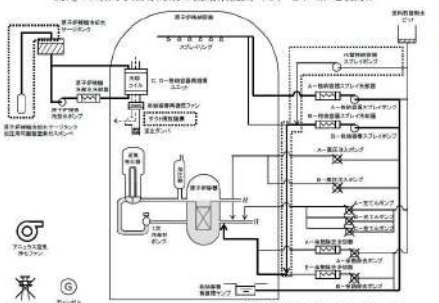
項目	主要解析条件
原因	運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失
原因	運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失
原因	運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失
原因	運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失 運転中の余熱除去機能喪失

【大阪、高浜】
設計の相違
・泊は強制解析であり、設備仕様も異なることから「主要解析条件」及び「条件設定の考え方」の記載が一部異なる
・泊は事象発生を原子炉停止後 72 時間後として評価していることにより、代替格納容器プレゾフの起動に対する余裕時間が生じており、また設備作や部動作の防止や作業員の安全の確保の観点から、蓄圧タンクを炉心注水手段とはしていない

【大阪、高浜】
名称等の相違

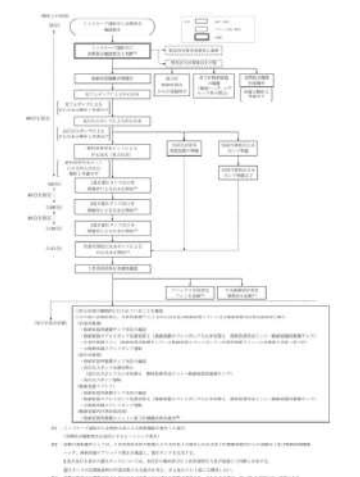
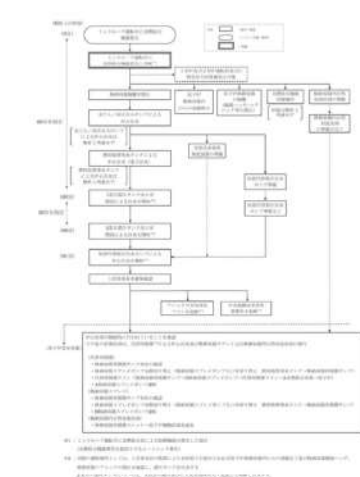
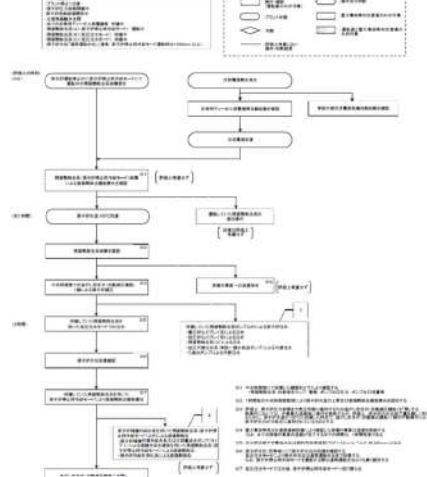
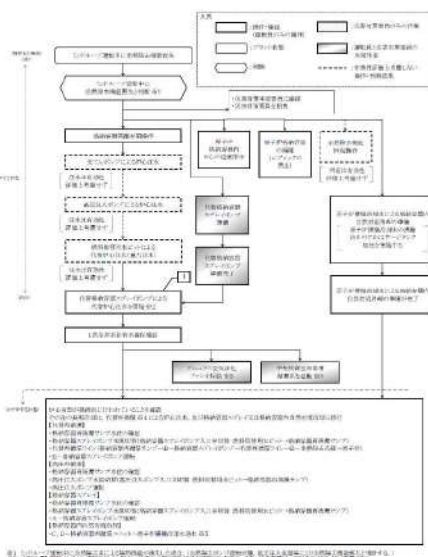
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>設計基準事故対応設備から追加した箇所</p> <p>第5.1.1図 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重大事故対策の概略系統図</p>	 <p>設計基準事故対応設備から追加した箇所</p> <p>第5.1.1.1図 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重大事故対策の概略系統図</p>	 <p>第5.1.1図 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故対策の概略系統図 (1/2) (原子炉停止時冷却喪失、原子炉風圧及び原子炉注水)</p>  <p>第5.1.2図 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故対策の概略系統図 (2/2) (原子炉停止時冷却)</p>	 <p>設計基準事故対応設備から追加した箇所</p> <p>第7.4.1.1図 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重大事故対策の概略系統図 (1/2) (炉心注水)</p>  <p>設計基準事故対応設備から追加した箇所</p> <p>第7.4.1.1図 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重大事故対策の概略系統図 (2/2) (代替再循環、格納容器スレイ再循環及び格納容器内自然対流冷却)</p>	<p>【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>【大阪、高浜】 名称等の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川技録の反映）</p> <p>・対応手段に応じた概略系統図とし、図のタイトルで識別</p> <p>・外部電源、ディーゼル発電機を追記</p>

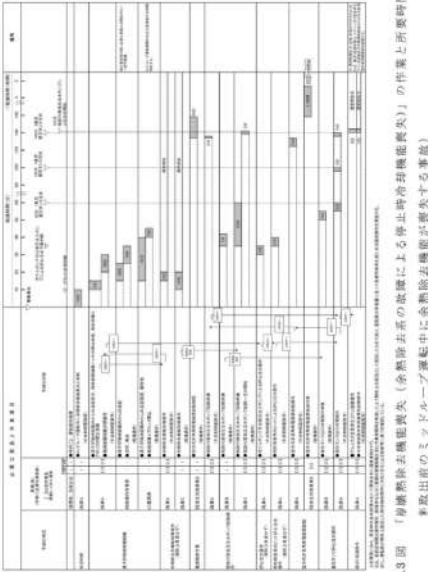
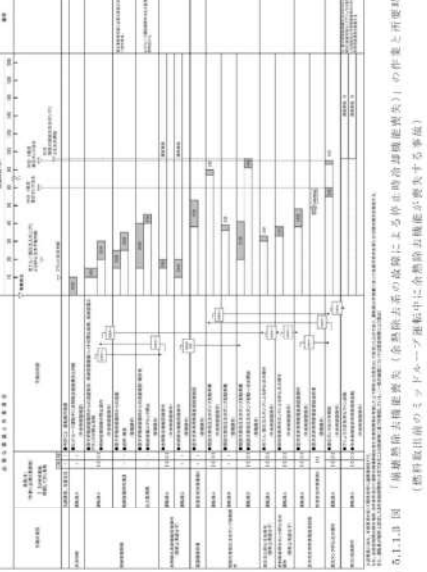
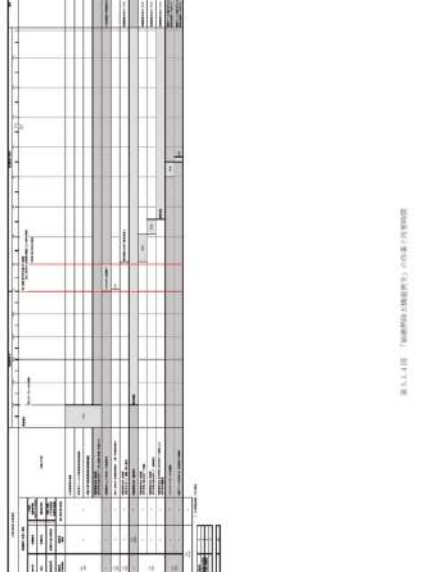
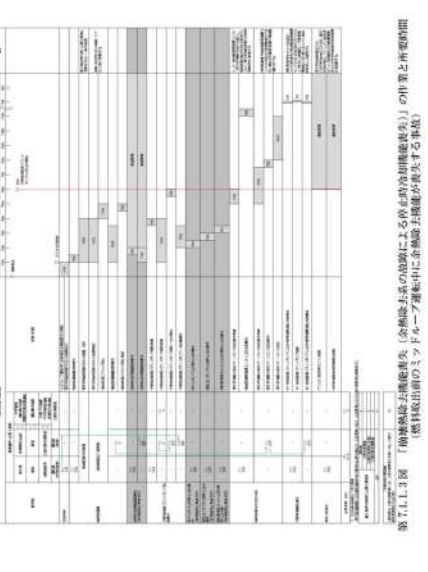
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第 5.1.2 図 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の対応手順の概要 （「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の事象進展）</p>	 <p>第 5.1.2 図 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の対応手順の概要 （「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の事象進展）</p>	 <p>第 5.1.3 図 「崩壊熱除去機能喪失」の対応手順の概要</p>	 <p>第 7.4.1.2 図 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の対応手順の概要 （「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の事象進展）</p>	<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川抜粋の反映） ・凡例に記載のとおり運転員及び緊急対策要員が行う作業を分けて記載 ・有効性評価上考慮しない操作・判断結果を破線で記載 【大阪、高浜】 設計の相違 解析結果の相違 【大阪、高浜】 名称等の相違</p>

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第 5.1.3 図 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の作業と所要時間（運転前からのミッドグループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）</p>	 <p>第 5.1.3 図 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の作業と所要時間（燃料取出前のミッドグループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）</p>	 <p>第 5.1.3 図 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の作業と所要時間</p>	 <p>第 5.1.3 図 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の作業と所要時間（燃料取出前のミッドグループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）</p>	<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・運転員を中央制御室と現場に分けて記載 ・有効性評価上考慮しない作業を色分けして記載</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 名称等の相違</p>

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>大阪発電所3/4号炉</p> <p>第5.1.4図 1次冷却材圧力の推移</p>	<p>高浜発電所3/4号炉</p> <p>第5.1.2.1図 1次冷却材圧力の推移</p>	<p>女川原子力発電所2号炉</p> <p>【泊同様、蓄圧タンクを対策としていない伊方3号炉のグラフを記載】</p> <p>図5.1.4 1次系圧力の推移</p>	<p>泊発電所3号炉</p> <p>第7.4.1.4図 1次冷却材圧力の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・大阪、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる</p>
<p>伊心上端ポイド率の推移</p> <p>第5.1.5図 伊心上端ポイド率の推移</p>	<p>伊心上端ポイド率の推移</p> <p>第5.1.2.2図 伊心上端ポイド率の推移</p>	<p>伊心上端ポイド率の推移</p> <p>図5.1.5 伊心上端ポイド率の推移</p>	<p>伊心上端ポイド率の推移</p> <p>第7.4.1.5図 伊心上端ポイド率の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・大阪、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる</p>

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第 5.1.6 図 開口部からの流出流量と注水流量の推移</p>	<p>第 5.1.2.3 図 開口部からの流出流量と注水流量の推移</p>	<p>図 5.1.6 開口部からの流出流量と注水流量の推移</p>	<p>第7.4.1.6図 開口部からの流出流量と注水流量の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・大阪、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・大阪、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる</p>
<p>第 5.1.7 図 加圧器頂部クオリティの推移</p>	<p>第 5.1.2.4 図 加圧器頂部クオリティの推移</p>	<p>図 5.1.7 加圧器頂部クオリティの推移</p>	<p>第7.4.1.7図 加圧器頂部クオリティの推移</p>	

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第5.1.8図 原子炉容器内水位の推移</p>	<p>第5.1.2.5図 原子炉容器内水位の推移</p>	<p>図5.1.8 原子炉容器水位の推移</p>	<p>第7.4.1.8図 原子炉容器内水位の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・大阪、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる</p>
<p>第5.1.9図 1次冷却系保水量の推移</p>	<p>第5.1.2.6図 1次系保水量の推移</p>	<p>図5.1.9 1次系保水量の推移</p>	<p>第7.4.1.9図 1次冷却系保水量の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・大阪、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる</p>

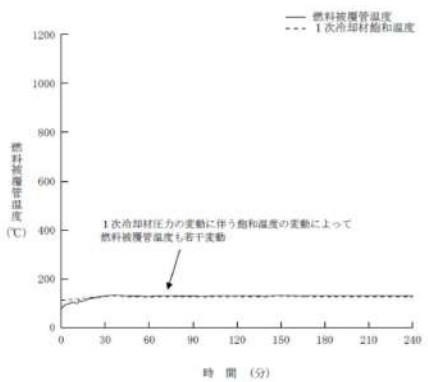
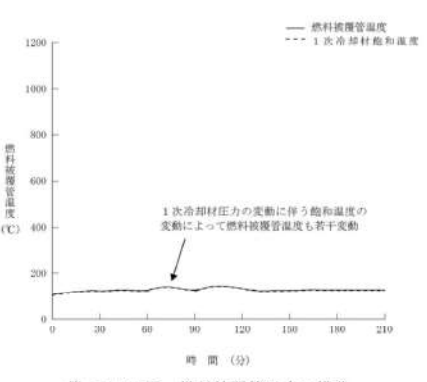
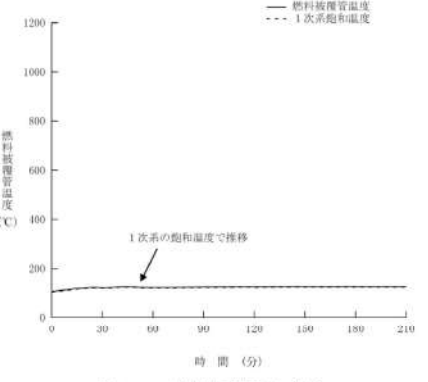
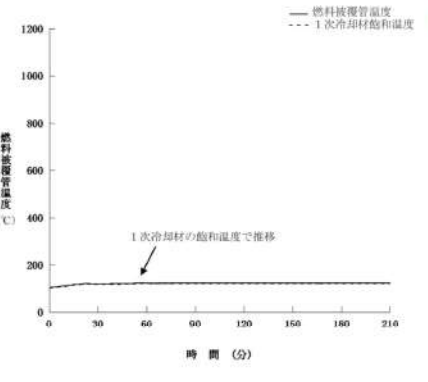
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第5.1.10図 加圧器水位の推移</p>	<p>第5.1.2.7図 加圧器水位の推移</p>	<p>図5.1.10 加圧器水位の推移</p>	<p>第7.4.1.10図 加圧器水位の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・大阪、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる。</p>
<p>第5.1.11図 1次冷却材温度の推移</p>	<p>第5.1.2.8図 1次冷却材温度の推移</p>	<p>図5.1.11 1次系温度の推移</p>	<p>第7.4.1.11図 1次冷却材温度の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・大阪、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる。</p>

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p data-bbox="224 853 504 877">第5.1.12図 燃料被覆管温度の推移</p>	 <p data-bbox="672 853 974 877">第5.1.2.9図 燃料被覆管温度の推移</p>	 <p data-bbox="1164 853 1422 877">図5.1.12 燃料被覆管温度の推移</p>	 <p data-bbox="1624 853 1892 877">第7.4.1.12図 燃料被覆管温度の推移</p>	<p data-bbox="1993 438 2128 502">【大阪】 解析結果の相違</p>

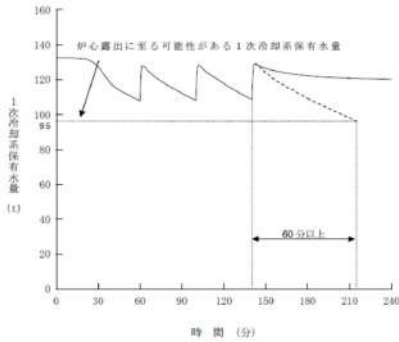
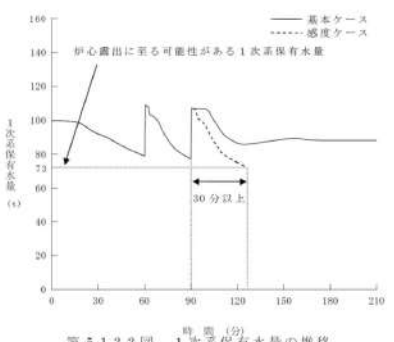
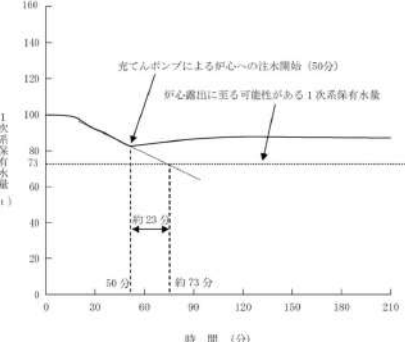
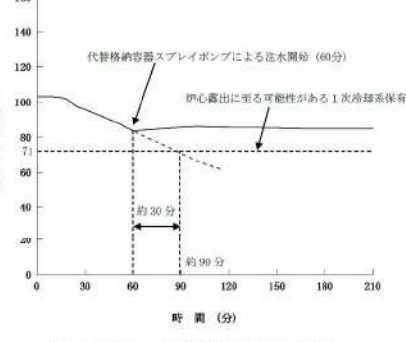
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第 5.1.13 図 燃料被覆管温度の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）</p>	<p>第 5.1.3.1 図 燃料被覆管温度の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）</p>			
<p>第 5.1.14 図 1次冷却系保有水量の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）</p>	<p>第 5.1.3.2 図 1次系保有水量の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）</p>			<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・泊は蓄圧タンクを炉心注水手段としていないため、蓄圧タンクによる炉心注水が遅れた場合の感度解析は実施していない （伊方と同様）</p>

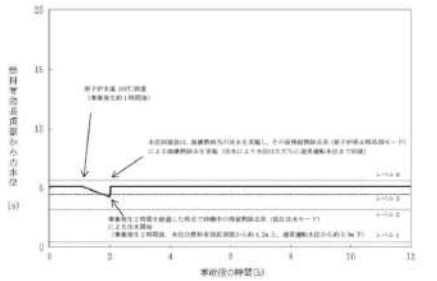
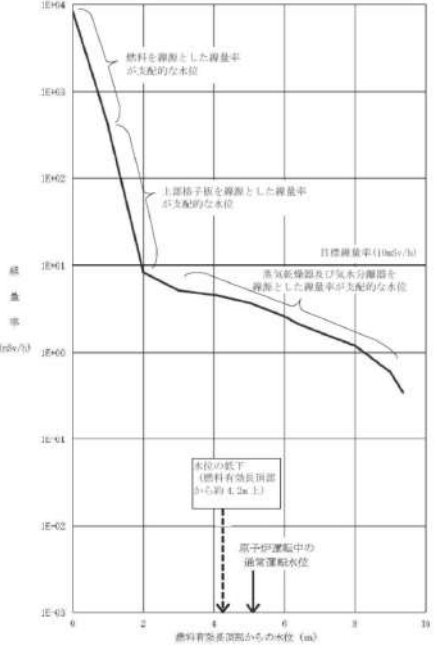
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第5.1.15図 1次冷却系保有水量の推移 (恒設代替低圧注水ポンプ炉心注水操作開始の時間余裕確認)</p>	 <p>第5.1.3.3図 1次冷却系保有水量の推移 (恒設代替低圧注水ポンプ炉心注水操作開始の時間余裕確認)</p>	 <p>図5.1.13 1次冷却系保有水量の推移 (炉心注水操作余裕確認)</p> <p>【ここまで伊方3号炉の記載】</p>	 <p>第7.4.1.13図 1次冷却系保有水量の推移 (代替炉心注水操作開始の時間余裕確認)</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・大阪、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる</p>

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		 <p>第3.1.5図 原子炉水位の推移</p>  <p>第3.1.6図 原子炉水位と線量率</p>	<p>【女川】 評価方法の相違 ・線量率については女川は水位が一番低下した状態での線量率を示し目標線量率を下回っていることを示している ・泊は炉心が露出することはなく燃料有効長頂部は冠水しているため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値0.15mSv/hを上回ることではないことを説明している（大阪、高浜と同様）</p>	

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.1 ミッドループ運転中の事故時における C/V 内作業員の退避について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																												
<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.1</p> <p style="text-align: center;">ミッドループ運転中の事故時における C/V 内作業員の退避について</p> <p>大飯3、4号炉のミッドループ運転中の事故時における C/V 内作業員の退避について次頁以降に示す。</p> <p style="text-align: center;">ミッドループ運転中の事故時におけるC/V内作業員の退避について(1/3)</p> <p>ミッドループ運転中の事故時における原子炉格納容器内からの作業員の退避に関する対応を以下に示す。</p> <p>1. 教育</p> <p>ミッドループ運転中に格納容器内で作業を実施する作業員に対しては、以下の内容・タイミングで教育を実施し周知徹底を図るとともに、訓練についても実施する。</p> <p><教育内容></p> <ul style="list-style-type: none"> 格納容器内への入退域管理方法について エバケーションアラーム吹鳴(警報時)の対応について ミッドループ運転の概要とリスクについて <p><教育の実施時期></p> <ul style="list-style-type: none"> 発電所への入所時 定期検査前 ミッドループ運転中の格納容器内作業申請時 <p>2. 退避手段及び人数把握</p> <p>事故発生後、格納容器内のエバケーションアラームもしくはページング装置により、作業員へ格納容器内からの退避指示を行う。</p> <p>また、ミッドループ運転期間中は格納容器内入退域者を機械的に管理し、事故発生時においてエアロック閉止を行う出入監視員を24時間常駐させる。</p> <p>事故発生時には、当該の出入監視員は全作業員が格納容器外に退避したことを確認し、当直課長に報告・指示を受けた上でエアロックを閉止する。</p> <p>なお、作業員は2名以上で作業を実施するため、退避の際に負傷した場合においても周囲の作業員の救助により退避可能である。</p> <p>また、確実に作業員全員が格納容器外へ退避したことを確認するための具体的な手順は以下の通り。</p> <div style="text-align: center;"> <p>3. 退避時間内訳</p> <p>▽ 退避指示(事故発生から15分以内)</p> <table border="1" data-bbox="616 710 1019 1021"> <thead> <tr> <th colspan="2"></th> <th colspan="2">所要時間</th> </tr> <tr> <th rowspan="2">作業員 (CV内 → CV外)</th> <th rowspan="2">工程</th> <th>退避</th> <th>退避完了</th> </tr> <tr> <th>10分</th> <th>10分</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>想定</td> <td>10分</td> <td>10分</td> </tr> <tr> <td></td> <td>検証結果</td> <td>約6分</td> <td>約7.5分</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" data-bbox="616 853 1019 981"> <thead> <tr> <th colspan="2"></th> <th colspan="2">退避確認・報告時</th> </tr> <tr> <th rowspan="2">出入監視員 (CV外)</th> <th rowspan="2">工程</th> <th>25分</th> <th>エアロック閉止</th> </tr> <tr> <th>5分</th> <th>5分</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>想定</td> <td>25分</td> <td>5分</td> </tr> <tr> <td></td> <td>検証結果</td> <td>約15分</td> <td>約2分</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" data-bbox="616 989 1019 1021"> <thead> <tr> <th colspan="2">合計</th> <th>想定</th> <th>30分</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>検証結果</td> <td>約17分</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>※ミッドループ期間中における格納容器内の最大作業員数は100名程度となる。</p> </div>			所要時間		作業員 (CV内 → CV外)	工程	退避	退避完了	10分	10分		想定	10分	10分		検証結果	約6分	約7.5分			退避確認・報告時		出入監視員 (CV外)	工程	25分	エアロック閉止	5分	5分		想定	25分	5分		検証結果	約15分	約2分	合計		想定	30分		検証結果	約17分		<p style="text-align: right;">添付資料 7.4.1.1</p> <p style="text-align: center;">ミッドループ運転中の事故時における C/V 内作業員の退避について</p> <p>ミッドループ運転中の事故時における原子炉格納容器（以下、「C/V」という。）内作業員の退避について下記に示す。</p> <p>1. 教育</p> <p>ミッドループ運転中に C/V 内で作業を実施する作業員に対しては、ミッドループ運転中の事故事象や非常時の退避（退避場所、注意事項等）について教育等を実施し、周知徹底を図っている。</p> <p>2. 退避手段及び人数把握</p> <p>事故発生後、格納容器内退避警報又は所内通話設備（バッテリー内蔵）により、作業員へC/V内からの退避指示を行う。</p> <p>また、ミッドループ運転期間中は C/V 内入退域者を名簿で管理し、エアロック閉止を行う C/V 出入管理員を24時間常駐させる。</p> <p>なお、作業員は2名以上で作業を実施するため、退避の際に負傷した場合においても周囲の作業員の救助により退避可能である。</p> <p>また、確実に作業員全員が C/V 外へ退避したことを確認するための具体的な手順は以下の通り。</p> <p>【退避の確認手順】</p> <p>(1) 事故発生時、作業員は予め定めた指定場所（オペフロ等）に集合し、各作業の作業責任者等が退避者を確認した後に、作業班単位又は数人のグループ単位で避難を行う。（負傷者が発生した場合は作業班員の救助により避難する。）</p> <p>(2) C/V 外へ退避した後に、各作業の作業責任者等が作業員の点呼を行い、全作業員が退避していることを確認し、C/V 入域退出管理簿に作業員が退出したことを記載（退出時間を記入）する。</p> <p>(3) C/V 出入管理員は、各作業の作業責任者等が記載した C/V 入域退出管理簿を確認し、C/V 内の全作業員の退避を確認する。</p>	<p>相違理由</p> <p>運用の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊はCV内入退域者を名簿で管理するが、CV退避時には常駐する出入管理員が全作業員の退避完了を再確認する運用は大飯と同様 <p>記載内容の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違により退避の確認手順が異なる
		所要時間																																												
作業員 (CV内 → CV外)	工程	退避	退避完了																																											
		10分	10分																																											
	想定	10分	10分																																											
	検証結果	約6分	約7.5分																																											
		退避確認・報告時																																												
出入監視員 (CV外)	工程	25分	エアロック閉止																																											
		5分	5分																																											
	想定	25分	5分																																											
	検証結果	約15分	約2分																																											
合計		想定	30分																																											
	検証結果	約17分																																												

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.1 ミッドループ運転中の事故時におけるC/V内作業員の退避について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																																				
<p>(再掲)</p> <p>ミッドループ運転中の事故時におけるC/V内作業員の退避について(1/3)</p> <p>ミッドループ運転中の事故時における原子炉格納容器内からの作業員の退避に関する対応を以下に示す。</p> <p>1. 教育</p> <p>ミッドループ運転中に格納容器内で作業を実施する作業員に対しては、以下の内容・タイミングで教育を実施し周知徹底を図るとともに、訓練についても実施する。</p> <p><教育内容></p> <ul style="list-style-type: none"> 格納容器内への入退域管理方法について エバケーションアラーム吹鳴(警報時)の対応について ミッドループ運転の概要とリスクについて <p><教育の実施時期></p> <ul style="list-style-type: none"> 発電所への入所時 定期検査前 ミッドループ運転中の格納容器内作業申請時 <p>2. 退避手段及び人数把握</p> <p>事故発生後、格納容器内のエバケーションアラームもしくはベージング装置により、作業員へ格納容器内からの退避指示を行う。</p> <p>また、ミッドループ運転期間中は格納容器内入退域者を機械的に管理し、事故発生時においてエアロック閉止を行う出入監視員を24時間常駐させる。</p> <p>事故発生時には、当該の出入監視員は全作業員が格納容器外に退避したことを確認し、当直課長に報告・指示を受けた上でエアロックを閉止する。</p> <p>なお、作業員は2名以上で作業を実施するため、退避の際に負傷した場合においても周囲の作業員の救助により退避可能である。</p> <p>また、確実に作業員全員が格納容器外へ退避したことを確認するための具体的な手順は以下の通り。</p> <p>※ミッドループ期間中における格納容器内の最大作業員数は100名程度となる。</p> <p>【退避の確認手順】</p> <ol style="list-style-type: none"> 出入監視員は格納容器内入退域を管理する装置により、全作業員が退避していることを確認する。 各作業の作業責任者(または代理人)は作業員の点呼を行い、全作業員が退避していることを確認する。 作業責任者(または代理人)は出入監視員に点呼結果を連絡し、出入監視員は全作業員が退避していることを再確認する。 <p>3. 退避時間内訳</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2"></th> <th colspan="2">所要時間</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">作業員 (CV内 -CV外)</td> <td>工程</td> <td>退避 ▽ 退避完了</td> <td>機械点検・点呼・報告</td> </tr> <tr> <td>想定</td> <td>10分</td> <td>10分</td> </tr> <tr> <td>検証結果</td> <td>約9分</td> <td>約7.5分</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">出入監視員 (CV外)</td> <td>工程</td> <td>退避確認・報告等 ↓</td> <td>エアロック閉止</td> </tr> <tr> <td>想定</td> <td>25分</td> <td>5分</td> </tr> <tr> <td>検証結果</td> <td></td> <td>約10分 約5分</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>想定</td> <td colspan="2">30分</td> </tr> <tr> <td></td> <td>検証結果</td> <td colspan="2">約17分</td> </tr> </tbody> </table>			所要時間		作業員 (CV内 -CV外)	工程	退避 ▽ 退避完了	機械点検・点呼・報告	想定	10分	10分	検証結果	約9分	約7.5分	出入監視員 (CV外)	工程	退避確認・報告等 ↓	エアロック閉止	想定	25分	5分	検証結果		約10分 約5分	合計	想定	30分			検証結果	約17分		<p>3. 退避時間内訳</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2"></th> <th colspan="2">所要時間</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">運転員</td> <td>工程</td> <td>事故発覚</td> <td>C/V隔離弁閉止 ※2</td> </tr> <tr> <td>想定</td> <td>10分</td> <td>25分</td> </tr> <tr> <td>検証結果</td> <td>約17分</td> <td>約3分</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">作業員</td> <td>工程</td> <td colspan="2">退避</td> </tr> <tr> <td>検証結果</td> <td colspan="2">約23分</td> </tr> <tr> <td>工程</td> <td colspan="2">退避～点呼完了</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">C/V 出入 監視員</td> <td>工程</td> <td colspan="2">C/V入域退避管理等との照合</td> </tr> <tr> <td>想定</td> <td colspan="2">30分</td> </tr> <tr> <td>検証結果</td> <td colspan="2">30分</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">エアロックの 閉止</td> <td>工程</td> <td colspan="2">エアロック閉止</td> </tr> <tr> <td>想定</td> <td colspan="2">10分</td> </tr> <tr> <td>検証結果</td> <td colspan="2">約5分</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>想定</td> <td colspan="2">40分</td> </tr> <tr> <td></td> <td>検証結果</td> <td colspan="2">約35分 ※1</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1：想定時間は、作業員退避後、C/V出入監視員による退避確認・照合を行うことを想定しているが、検証では、格納容器内退避警報が作動したと想定し時間を測定した。</p> <p>※2：エアロックは2重の扉となっており、通常運転中は片側ずつ開放し両側が同時に開放できないようになっているが、定期事業者検査中は両側の扉を開放している。この場合、両側の扉開放状態から片側の扉を閉止する。(閉止後も通常の出入は可能)</p>			所要時間		運転員	工程	事故発覚	C/V隔離弁閉止 ※2	想定	10分	25分	検証結果	約17分	約3分	作業員	工程	退避		検証結果	約23分		工程	退避～点呼完了		C/V 出入 監視員	工程	C/V入域退避管理等との照合		想定	30分		検証結果	30分		エアロックの 閉止	工程	エアロック閉止		想定	10分		検証結果	約5分		合計	想定	40分			検証結果	約35分 ※1		
		所要時間																																																																																				
作業員 (CV内 -CV外)	工程	退避 ▽ 退避完了	機械点検・点呼・報告																																																																																			
	想定	10分	10分																																																																																			
	検証結果	約9分	約7.5分																																																																																			
出入監視員 (CV外)	工程	退避確認・報告等 ↓	エアロック閉止																																																																																			
	想定	25分	5分																																																																																			
	検証結果		約10分 約5分																																																																																			
合計	想定	30分																																																																																				
	検証結果	約17分																																																																																				
		所要時間																																																																																				
運転員	工程	事故発覚	C/V隔離弁閉止 ※2																																																																																			
	想定	10分	25分																																																																																			
	検証結果	約17分	約3分																																																																																			
作業員	工程	退避																																																																																				
	検証結果	約23分																																																																																				
	工程	退避～点呼完了																																																																																				
C/V 出入 監視員	工程	C/V入域退避管理等との照合																																																																																				
	想定	30分																																																																																				
	検証結果	30分																																																																																				
エアロックの 閉止	工程	エアロック閉止																																																																																				
	想定	10分																																																																																				
	検証結果	約5分																																																																																				
合計	想定	40分																																																																																				
	検証結果	約35分 ※1																																																																																				

図1 作業員の退避時間の内訳

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.1 ミッドループ運転中の事故時におけるC/V内作業員の退避について）

大飯発電所3号炉		泊発電所3号炉		相違理由	
ミッドループ運転中の事故時におけるC/V内作業員の退避について(2/3)		ミッドループ運転中の事故時における原子炉格納容器内からの作業員の退避時間の検証結果は以下の通り。			
ミッドループ運転中の事故時における原子炉格納容器内からの作業員の退避時間の検証結果は以下の通り。		表1 作業員の退避時間の検証結果			
項目	時間(検証結果)	備考			
退避	作業場所から非常用エアロック外への退避	約3分	複数場所からの退避時間を検証し、最も時間を要する場合。(キャビティからの退避)キャビティタラップを昇る時間を5人で検証した結果、36秒であった。キャビティ内で作業する作業員数を20名と想定すると、36秒×(20名/5名)=144秒 オベフロからエアロックまでの移動時間は約30秒なので、144+30=174秒		
	靴の履替え	約3分	検証は5人で実施し、40秒であった。 同じエリアで靴を履き替える作業員数を20名と想定すると40秒×(20名/5名)=160秒		
	小計	約6分			
機械登録・点呼・報告	バーコードの取出し (汚染区域用放射線防護服を着用している者)	約1分	汚染区域放射線防護服を着用した状態からバーコードを取り出すまでの時間		
	バーコード読取り	約3.5分	20名が順次バーコードを読取る時間を検証した結果、40秒であった。作業員数を100名とすると、40秒×(100名/20名)=200秒		
	退避場所への移動	約1分	エアロックから機器ハッチまでの移動時間		
	作業員の点呼・報告	約2分	1つの作業グループの作業員が20名と想定し、名簿による点呼時間を検証した結果、50秒であった。点呼終了後、作業責任者がエアロック前の出入監視員へ報告するために移動する時間は約60秒なので、50+60=110秒		
小計	約7.5分				
退避確認	装置による最終確認	約0.5分	出入監視員が入退域を管理する装置で確認した時間		
	当直課長への報告	約1分	出入監視員が全作業員が退避したことを確認し、当直課長へ連絡・指示を受けた時間		
	小計	約1.5分			
エアロック閉止	エアロック閉止	約2分	シール保護養生取外し、ストッパー解除作業を含む		
	小計	約2分			
合計	約17分				
		項目	時間(検証結果)	備考	
		退避	作業場所からC/V内集合場所への移動、点呼	約15分	複数場所からの退避時間を検証し、最も時間を要する場合。(原子炉キャビティ内からの退避)作業員の原子炉キャビティ内からオベフロ移動実績40秒を1分と保守的に評価し、15人×1分として約15分とした。
			C/V内集合場所から通常用エアロック出口への退避	約8分	オベフロから通常用エアロック出口までの移動の測定結果
			小計	約23分	
		照合	退出者最終確認 入退域名簿との照合	約7分	通常用エアロック出口で最終確認、入退域名簿との照合に要する想定時間
		閉止	エアロック閉止	約5分	ターンバックル、内扉側保護カバー、本体側シート部保護カバー取外し作業実績より。
		合計		約35分	

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.1 ミッドループ運転中の事故時における C/V 内作業員の退避について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由												
<p style="text-align: center;">ミッドループ運転中の事故時におけるC/V内作業員の退避について(3/3)</p> <p>4. 作業員の退避に係る環境影響評価</p> <p>3. の通り、大飯3、4号機においてミッドループ運転中に事故が発生した場合における格納容器内からの作業員の退避に要する時間は、退避指示までの時間(15分)も含めて25分以内である。 この間に放出される蒸気の影響を確認するため、作業員被ばくの観点及び格納容器内雰囲気温度の観点で概略評価を行った。</p> <p>(1) 被ばく評価 <評価結果> 下表の通り、作業員の被ばく線量は最大約1.4mSvとなる。</p> <table border="1" data-bbox="371 485 777 564"> <thead> <tr> <th>外部被ばく</th> <th>内部被ばく</th> <th>計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>約1.1×10^{-2}mSv</td> <td>約1.3mSv</td> <td>約1.4mSv</td> </tr> </tbody> </table> <p><主な評価条件> ○1次冷却材の燃料被覆管欠陥率は0.1%と仮定 ○事象発生0分から、格納容器内が、1次冷却材の蒸気雰囲気(100℃における飽和蒸気として)で満たされるものと仮定 ○事象発生0分から30分までを対象(C/V内からC/V外への作業員の退避に要する時間25分を保守的に30分として評価) ○気液分配係数は1(1次冷却材中の放射性物質(CP,FP)は、沸騰によって液相から気相へすべて移行するもの)と仮定</p> <p>(2) 格納容器内雰囲気温度評価 <評価結果> 格納容器内雰囲気温度は、格納容器内ヒートシンクの効果によって退避完了までに有意な上昇は見られず、作業員の退避に影響はない。</p>	外部被ばく	内部被ばく	計	約 1.1×10^{-2} mSv	約1.3mSv	約1.4mSv	<p>4. 作業員の退避に係る環境影響評価</p> <p>3. の通り、泊3号炉においてミッドループ運転中に事故が発生した場合における C/V 内からの作業員の退避に要する時間は、約 23 分と評価しており、事象確認の 10 分を含めて 40 分以内である。 この間に放出される蒸気の影響を確認するため、作業員被ばくの観点及び C/V 内雰囲気温度の観点で概略評価を行った。</p> <p>(1) 被ばく評価 <評価結果> 下記の通り、作業員の被ばく線量は最大約 13.8mSv となる。</p> <p style="text-align: center;">表2 作業員の被ばく評価結果</p> <table border="1" data-bbox="1077 624 1942 687"> <thead> <tr> <th>外部被ばく</th> <th>内部被ばく</th> <th>計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>約 1.14×10^{-1}mSv</td> <td>約 1.36×10^1mSv</td> <td>約 1.38×10^1mSv</td> </tr> </tbody> </table> <p><主な評価条件></p> <ul style="list-style-type: none"> ○1次冷却材の燃料被覆管欠陥率は0.1%を仮定 ○プロセス解析の結果によらず、事象発生0分から、C/V内全体が1次冷却材の蒸気雰囲気(100℃における飽和蒸気として)で満たされるものと仮定 ○事象発生0分から40分までを対象(C/V内からC/V外への作業員の退避に要する時間23分に事象確認に要する時間10分を加えた33分を保守的に40分として評価) ○気液分配係数は1(1次冷却材中の放射性物質(CP,FP)は、沸騰によって液相から気相へすべて移行するもの)と仮定 <p>(2) C/V内雰囲気温度評価 <評価結果> C/V内雰囲気温度は、C/V内ヒートシンクの効果によって退避完了までに有意な上昇は見られず、作業員の退避の影響はない。</p>	外部被ばく	内部被ばく	計	約 1.14×10^{-1} mSv	約 1.36×10^1 mSv	約 1.38×10^1 mSv	<p>訓練実績の相違</p> <p>評価結果の相違 ・退避までに要する時間の相違及び蒸気充満の想定 の相違により被ばく線量が異なる</p> <p>評価条件の相違</p> <p>退避時間の相違</p>
外部被ばく	内部被ばく	計												
約 1.1×10^{-2} mSv	約1.3mSv	約1.4mSv												
外部被ばく	内部被ばく	計												
約 1.14×10^{-1} mSv	約 1.36×10^1 mSv	約 1.38×10^1 mSv												

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

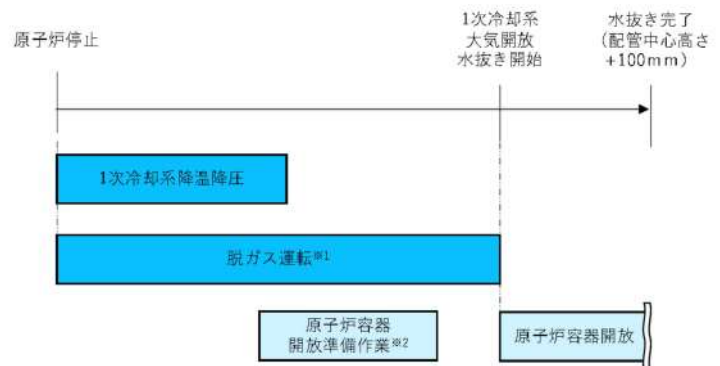
7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.2 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																																	
<p style="text-align: center;">添付資料5.1.3</p> <p style="text-align: center;">大飯3号及び4号炉の重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について （崩壊熱除去機能喪失）</p> <p>重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」における個別解析条件を第1表に示す。</p> <p style="text-align: center;">第1表 システム熱水力解析用データ（崩壊熱除去機能喪失）</p> <table border="1" data-bbox="199 520 1005 1150"> <thead> <tr> <th>名 称</th> <th>数 値</th> <th>解析上の取り扱い</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>(1) 初期条件</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1) 1次系圧力</td> <td>大気圧</td> <td>ミッドループ運転時の現実的な設定</td> </tr> <tr> <td>2) 1次系冷却材高温側温度</td> <td>93℃</td> <td>ミッドループ運転時の運転モード（モード5）の上限値</td> </tr> <tr> <td>3) 1次系水位</td> <td>原子炉容器出入口ノズルセンターレベル+200mm</td> <td>ミッドループ運転時の水位</td> </tr> <tr> <td>4) 原子炉停止後の時間</td> <td>72時間</td> <td>最短時間に余裕をみた時間</td> </tr> <tr> <td>5) 1次系開口部</td> <td>加圧器安全弁配管（3個分）</td> <td>ミッドループ運転時の現実的な設定</td> </tr> <tr> <td>(2) 事象収束に重要な機器・操作関連</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1) 蓄圧タンク</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 開操作開始</td> <td>事象発生から60分、100分、140分後</td> <td>運転員等操作余裕の考え方</td> </tr> <tr> <td> ii 個数</td> <td>3基</td> <td>設計値に余裕をみた基数</td> </tr> <tr> <td> iii 保持圧力</td> <td>1.0MPa[gage]</td> <td>最低保持圧力</td> </tr> <tr> <td> iv 保有水量</td> <td>26.9m³（1基当たり）</td> <td>最低保有水量</td> </tr> <tr> <td>2) 恒設代替低圧注水ポンプ</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 注入開始</td> <td>3基目の蓄圧タンク注入開始から1分後</td> <td>運転員等操作余裕の考え方</td> </tr> <tr> <td> ii 注入流量</td> <td>28m³/h</td> <td>蒸散量に余裕をみた流量</td> </tr> </tbody> </table>	名 称	数 値	解析上の取り扱い	(1) 初期条件			1) 1次系圧力	大気圧	ミッドループ運転時の現実的な設定	2) 1次系冷却材高温側温度	93℃	ミッドループ運転時の運転モード（モード5）の上限値	3) 1次系水位	原子炉容器出入口ノズルセンターレベル+200mm	ミッドループ運転時の水位	4) 原子炉停止後の時間	72時間	最短時間に余裕をみた時間	5) 1次系開口部	加圧器安全弁配管（3個分）	ミッドループ運転時の現実的な設定	(2) 事象収束に重要な機器・操作関連			1) 蓄圧タンク			i 開操作開始	事象発生から60分、100分、140分後	運転員等操作余裕の考え方	ii 個数	3基	設計値に余裕をみた基数	iii 保持圧力	1.0MPa[gage]	最低保持圧力	iv 保有水量	26.9m ³ （1基当たり）	最低保有水量	2) 恒設代替低圧注水ポンプ			i 注入開始	3基目の蓄圧タンク注入開始から1分後	運転員等操作余裕の考え方	ii 注入流量	28m ³ /h	蒸散量に余裕をみた流量	<p style="text-align: center;">添付資料7.4.1.2</p> <p style="text-align: center;">重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について （崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失））</p> <p>重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」における個別解析条件を第1表に示す。</p> <p style="text-align: center;">第1表 システム熱水力解析用データ （崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失））</p> <table border="1" data-bbox="1088 563 1935 1054"> <thead> <tr> <th>名 称</th> <th>数 値</th> <th>解析上の取り扱い</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>(1) 初期条件</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1) 1次冷却材圧力</td> <td>大気圧</td> <td>ミッドループ運転時の現実的な設定</td> </tr> <tr> <td>2) 1次冷却材高温側温度</td> <td>93℃</td> <td>ミッドループ運転時の運転モード（モード5）の上限値</td> </tr> <tr> <td>3) 1次冷却材水位</td> <td>原子炉容器出入口配管中心高さ+100mm</td> <td>ミッドループ運転時の水位</td> </tr> <tr> <td>4) 原子炉停止後の時間</td> <td>72時間*</td> <td>最短時間に余裕をみた時間</td> </tr> <tr> <td>5) 1次冷却系開口部</td> <td>加圧器安全弁配管（3個）+加圧器のペント弁（1個）</td> <td>ミッドループ運転時の現実的な設定</td> </tr> <tr> <td>(2) 事象収束に重要な機器・操作関連</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1) 代替格納容器スプレイポンプ</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 注水開始</td> <td>事象発生の60分後</td> <td>運転員等操作余裕の考え方</td> </tr> <tr> <td> ii 注水流量</td> <td>29m³/h</td> <td>蒸発量を上回る流量</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">※原子炉停止後の時間の詳細については、別紙に記載する。</p>	名 称	数 値	解析上の取り扱い	(1) 初期条件			1) 1次冷却材圧力	大気圧	ミッドループ運転時の現実的な設定	2) 1次冷却材高温側温度	93℃	ミッドループ運転時の運転モード（モード5）の上限値	3) 1次冷却材水位	原子炉容器出入口配管中心高さ+100mm	ミッドループ運転時の水位	4) 原子炉停止後の時間	72時間*	最短時間に余裕をみた時間	5) 1次冷却系開口部	加圧器安全弁配管（3個）+加圧器のペント弁（1個）	ミッドループ運転時の現実的な設定	(2) 事象収束に重要な機器・操作関連			1) 代替格納容器スプレイポンプ			i 注水開始	事象発生の60分後	運転員等操作余裕の考え方	ii 注水流量	29m ³ /h	蒸発量を上回る流量	<p>記載表現の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は本文第7.4.1.2表の主要解析条件の表に記載を合わせた <p>解析条件の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・大飯は蓄圧タンクに期待しているのに対して、泊は期待していない（玄海と同様）
名 称	数 値	解析上の取り扱い																																																																																	
(1) 初期条件																																																																																			
1) 1次系圧力	大気圧	ミッドループ運転時の現実的な設定																																																																																	
2) 1次系冷却材高温側温度	93℃	ミッドループ運転時の運転モード（モード5）の上限値																																																																																	
3) 1次系水位	原子炉容器出入口ノズルセンターレベル+200mm	ミッドループ運転時の水位																																																																																	
4) 原子炉停止後の時間	72時間	最短時間に余裕をみた時間																																																																																	
5) 1次系開口部	加圧器安全弁配管（3個分）	ミッドループ運転時の現実的な設定																																																																																	
(2) 事象収束に重要な機器・操作関連																																																																																			
1) 蓄圧タンク																																																																																			
i 開操作開始	事象発生から60分、100分、140分後	運転員等操作余裕の考え方																																																																																	
ii 個数	3基	設計値に余裕をみた基数																																																																																	
iii 保持圧力	1.0MPa[gage]	最低保持圧力																																																																																	
iv 保有水量	26.9m ³ （1基当たり）	最低保有水量																																																																																	
2) 恒設代替低圧注水ポンプ																																																																																			
i 注入開始	3基目の蓄圧タンク注入開始から1分後	運転員等操作余裕の考え方																																																																																	
ii 注入流量	28m ³ /h	蒸散量に余裕をみた流量																																																																																	
名 称	数 値	解析上の取り扱い																																																																																	
(1) 初期条件																																																																																			
1) 1次冷却材圧力	大気圧	ミッドループ運転時の現実的な設定																																																																																	
2) 1次冷却材高温側温度	93℃	ミッドループ運転時の運転モード（モード5）の上限値																																																																																	
3) 1次冷却材水位	原子炉容器出入口配管中心高さ+100mm	ミッドループ運転時の水位																																																																																	
4) 原子炉停止後の時間	72時間*	最短時間に余裕をみた時間																																																																																	
5) 1次冷却系開口部	加圧器安全弁配管（3個）+加圧器のペント弁（1個）	ミッドループ運転時の現実的な設定																																																																																	
(2) 事象収束に重要な機器・操作関連																																																																																			
1) 代替格納容器スプレイポンプ																																																																																			
i 注水開始	事象発生の60分後	運転員等操作余裕の考え方																																																																																	
ii 注水流量	29m ³ /h	蒸発量を上回る流量																																																																																	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

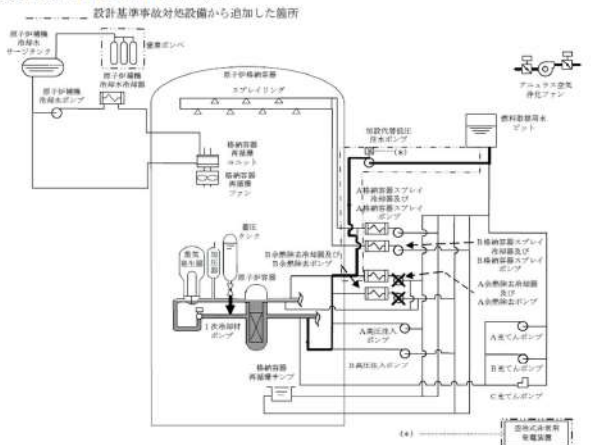
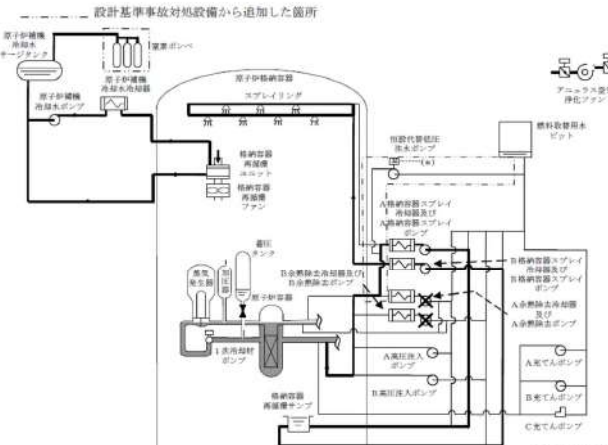
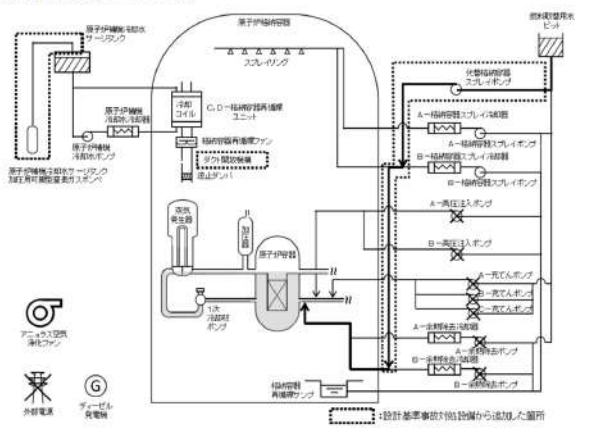
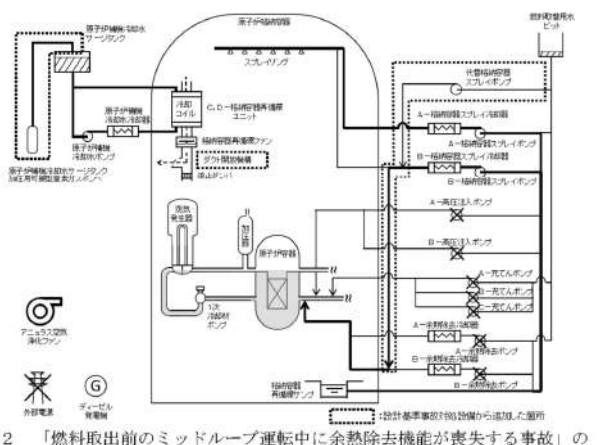
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.2 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由								
	<p style="text-align: right;">別紙</p> <p style="text-align: center;">原子炉停止後の時間について</p> <p>運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故（事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」を除く）において、原子炉停止後の時間については、評価結果を厳しくするように、燃料取出前のミッドループ運転中の事故を想定し、そのうち、炉心露出の観点から炉心崩壊熱と1次冷却系保有水量の最も厳しい組合せとなる1次冷却材水抜き完了時に事故が発生するものとしている。したがって、定期事業者検査工程上、原子炉停止から1次冷却材水抜き完了までの時間として考えられる最短時間に余裕をみた時間を設定している。</p> <p>原子炉停止から1次冷却材の水抜き完了までに必要な作業工程は、脱ガス運転、1次冷却系の降温降圧操作及び原子炉容器開放であり、そのうち、クリティカルとなる作業工程は脱ガス運転及び原子炉容器開放である。実際に原子炉停止から1次冷却材の水抜き完了までに要した時間は、泊3号炉の第1回定期検査において約105時間、第2回定期検査において約121時間である。なお、脱ガス運転終了後に原子炉容器開放を行うが、原子炉容器開放の準備作業を脱ガス運転と並行して実施する。図1にこれらの作業工程をまとめて示す。</p> <p>以上の実績を基に、泊3号炉においては、保守性を考慮し原子炉停止後の時間を72時間と設定している。</p> <div style="text-align: center;">  </div> <p>※1 1次冷却系内の溶存水素と放射性気体を取り除く作業工程 ※2 キャビティ前作業等</p> <p style="text-align: center;">図1 原子炉停止から1次冷却系の水抜きまでに実施する主要な作業工程</p> <p style="text-align: center;">表1 原子炉停止から1次冷却材水抜き完了までの時間</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th></th> <th>解析条件</th> <th>第1回定期検査</th> <th>第2回定期検査</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>原子炉停止から1次冷却材水抜き完了までの時間</td> <td>72時間</td> <td>約105時間</td> <td>約121時間</td> </tr> </tbody> </table>		解析条件	第1回定期検査	第2回定期検査	原子炉停止から1次冷却材水抜き完了までの時間	72時間	約105時間	約121時間	<p>記載方針の相違</p> <p>・原子炉停止後の冷却時間に関する説明を記載</p>
	解析条件	第1回定期検査	第2回定期検査							
原子炉停止から1次冷却材水抜き完了までの時間	72時間	約105時間	約121時間							

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

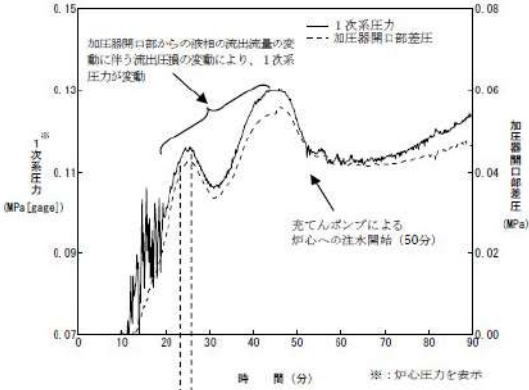
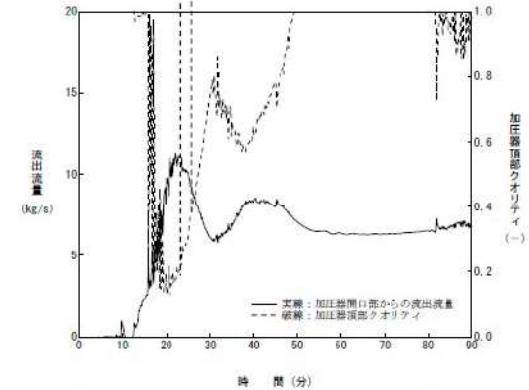
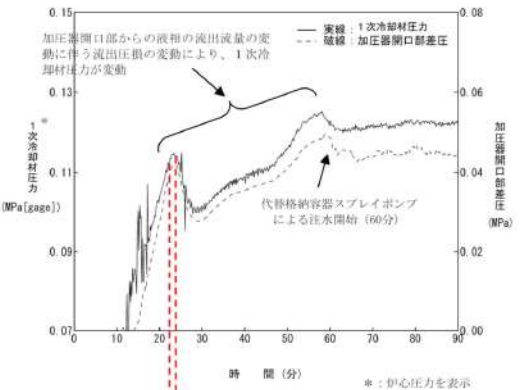
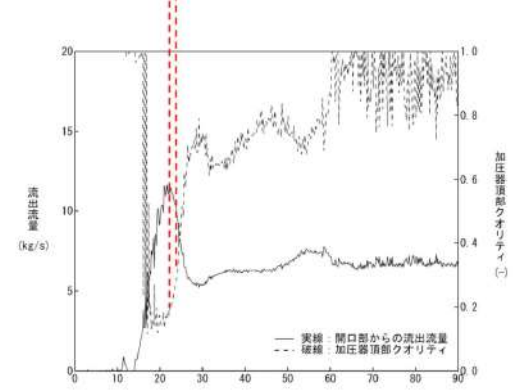
7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.3 重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">添付資料 5.1.4</p> <p style="text-align: center;">重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図を以下に示す。</p> <p style="text-align: center;">設計基準事故対処設備から追加した箇所</p>  <p>図1 「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（短期対策）</p> <p style="text-align: center;">設計基準事故対処設備から追加した箇所</p>  <p>図2 「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（長期対策）</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.4.1.3</p> <p style="text-align: center;">重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図を以下に示す。</p>  <p>図1 「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（炉心注水）</p>  <p>図2 「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（代替再循環、格納容器スプレイ再循環及び格納容器内自然対流冷却）</p>	

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

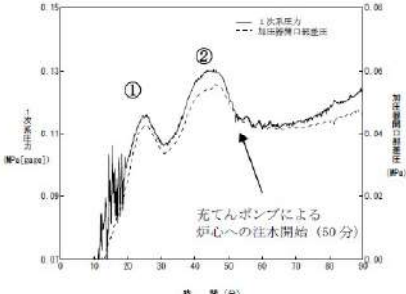
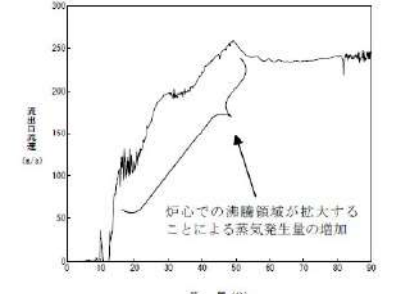
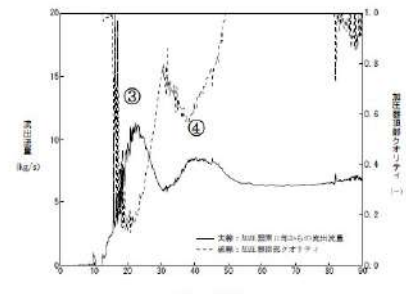
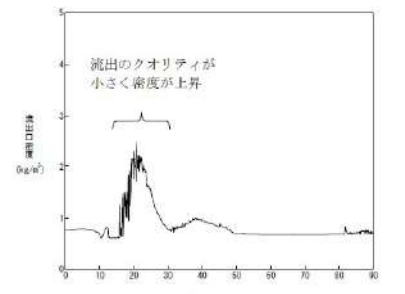
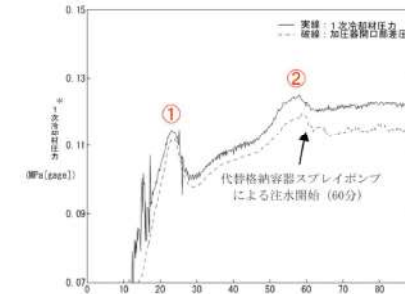
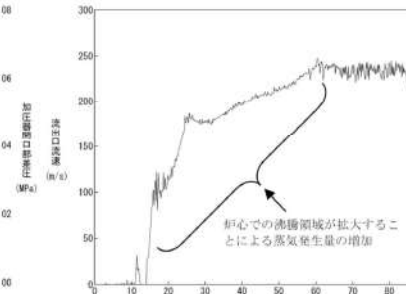
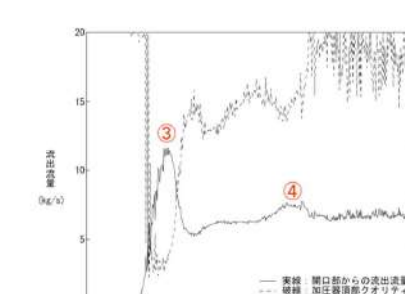
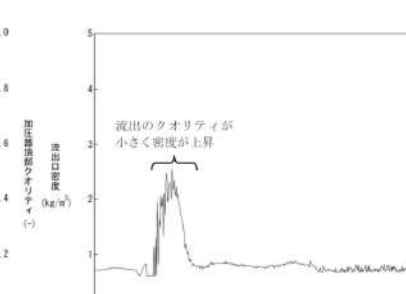
泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.4 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」及び「全交流動力電源喪失」の挙動説明について）

伊方発電所3号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p data-bbox="913 172 1048 193">添付資料 5.1.5</p> <p data-bbox="235 240 969 261">「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の挙動説明</p> <p data-bbox="147 344 613 365">① 1次系圧力と加圧器開口部からの流出流量の関係</p> <p data-bbox="147 378 1043 432">1次系の圧力変動の主要因は、加圧器開口部からの流出による圧力損失であり、流出が二相の場合、単相時と比較して圧力損失は増大し、それに伴って1次系圧力も増大する。</p> <p data-bbox="147 445 1043 499">流出流量が減少し始める段階では、まだ液相の流出が支配的であり、ある程度液相の流出が減少（クオリティが上昇）してから1次系圧力が低下し始める。</p>  <p data-bbox="376 927 808 948">図1 1次系圧力と加圧器開口部差圧の推移</p>  <p data-bbox="271 1382 913 1402">図2 加圧器開口部からの流出流量と加圧器頂部クオリティの推移</p>	<p data-bbox="1798 172 1933 193">添付資料 7.4.1.4</p> <p data-bbox="1178 240 1854 295">「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」及び「全交流動力電源喪失」の挙動説明について</p> <p data-bbox="1061 344 1554 365">① 1次冷却材圧力と加圧器開口部からの流出流量の関係</p> <p data-bbox="1061 378 1957 432">1次冷却材圧力変動の主要因は、加圧器開口部からの流出による圧力損失であり、流出が二相の場合、単相時と比較して圧力損失は増大し、それに伴って1次冷却材圧力も増大する。</p> <p data-bbox="1061 445 1957 499">流出流量が減少し始める段階では、まだ液相の放出が支配的であり、ある程度液相の流出が減少（クオリティが上昇）してから1次冷却材圧力が低下し始める。</p>  <p data-bbox="1346 927 1778 948">図1 1次冷却材圧力と加圧器開口部差圧の推移</p>  <p data-bbox="1290 1406 1778 1426">図2 開口部からの流出流量と加圧器頂部クオリティの推移</p>	<p data-bbox="1977 172 2123 328">※蓄圧注入手段をとらず、挙動が泊と類似している伊方との比較を実施</p> <p data-bbox="1977 344 2123 636">記載方針の相違 ・泊は崩壊熱除去機能喪失と全交流動力電源喪失を同一重要事故シーケンスで評価しているため合わせて記載（大飯と同様）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.4 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」及び「全交流動力電源喪失」の挙動説明について）

伊方発電所3号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>② 1次系圧力及び加圧器開口部からの流出流量のピーク値</p> <ul style="list-style-type: none"> 1次系圧力のピーク値が事象後半の方が高い理由 <p>流出口の密度（図6）は、図3の①時点の方が大きい、流出口の流速（図4）は図3の②時点の方が大きい。</p> <p>加圧器開口部での圧力損失は、以下の式で表され、密度と流速の2乗の積に比例する。</p> $\Delta P = \frac{\rho v^2}{2} \quad \left[\Delta P : \text{圧力損失} \quad \rho : \text{密度} \quad v : \text{流速} \right]$ <p>上式のように、圧力損失は流速に大きく影響することから、流速の大きい②の方が圧力ピークが大きくなる。</p> <ul style="list-style-type: none"> 加圧器開口部からの流出流量のピーク値が事象前半の方が高い理由 <p>流出口の流速（図4）は図5の④時点の方が大きい、図5の③時点の方が流出のクオリティが小さく、質量流量としては③の方が大きくなる。</p>     <p>図3 1次系圧力と加圧器開口部差圧の推移</p> <p>図4 流出口流速の推移</p> <p>図5 加圧器開口部からの流出流量と加圧器頂部クオリティの推移</p> <p>図6 流出口密度の推移</p>	<p>② 1次冷却材圧力及び加圧器開口部からの放出流量のピーク値</p> <ul style="list-style-type: none"> 1次冷却材圧力のピーク値が事象後半の方が高い理由 <p>流出口の密度（図6）は図3の①時点の方が大きい、流出口の流速（図4）は図3の②時点の方が大きい。</p> <p>加圧器開口部での圧力損失は、以下の式で表され、密度と流速の2乗の積に比例する。</p> $\Delta P \propto \frac{\rho v^2}{2} \quad \left(\begin{array}{l} \Delta P : \text{圧力損失} \\ \rho : \text{密度} \\ v : \text{流速} \end{array} \right)$ <p>上式のように、圧力損失は流速に大きく影響することから、流速の大きい②の方が圧力のピークが大きくなる。</p> <ul style="list-style-type: none"> 加圧器開口部からの流出流量のピーク値が事象前半の方が高い理由 <p>流出口の流速（図4）は図5の④時点の方が大きい、図5の③時点の方が流出のクオリティが小さく、質量流量としては③が大きくなる。</p>     <p>図3 1次冷却材圧力と加圧器開口部差圧の推移</p> <p>図4 流出口流速の推移</p> <p>図5 開口部からの流出流量と加圧器頂部クオリティの推移</p> <p>図6 流出口密度の推移</p>	

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.4 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」及び「全交流動力電源喪失」の挙動説明について）

伊方発電所3号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>③ 加圧器開口部からの流出流量と加圧器水位の関係</p> <p>加圧器水位（図7）は、事故初期は炉心での発生蒸気により押し上げられることに伴い水位は上昇するが、高温側配管の水位（図9）がなくなることにより加圧器への流入流量が減少し、流出流量が流入流量を上回る（図8）ため、加圧器水位が減少している。</p>	<p>③加圧器開口部からの流出流量と加圧器水位の関係</p> <p>加圧器水位（図7）は、事象初期は炉心での発生蒸気により押し上げられることに伴い水位は上昇するが、高温側配管の水位（図9）がなくなることにより加圧器への流入流量が減少し、流出流量が流入流量を上回る（図8）ため、加圧器水位が減少している。</p>	
<p>図7 加圧器水位の推移</p> <p>図8 加圧器の流入及び流出流量の推移</p>	<p>図7 加圧器水位の推移</p> <p>図8 加圧器の流入及び流出流量の推移</p>	
<p>図9 高温側配管水位の推移</p>	<p>図9 高温側配管水位の推移</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

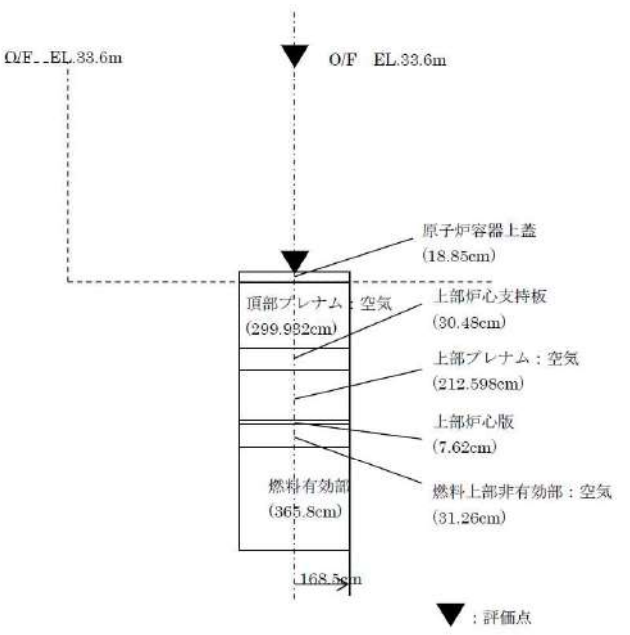
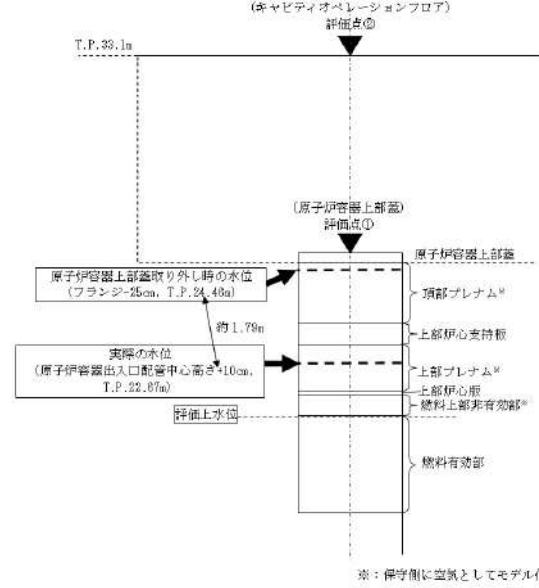
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.5 ミッドループ運転中の線量率について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																								
<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.6</p> <p style="text-align: center;">ミッドループ運転中の線量率について</p> <p>「実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」において「放射線の遮へいが維持される水位を確保すること」との基準が定められている。運転停止時の有効性評価における運転状態であるミッドループ運転中の重要事故シーケンスのうち、「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」は炉心露出しないものの、燃料有効長の高さ近くまで原子炉水位が低下することから、表1の評価条件にて線量率を評価した。</p> <p>ミッドループ運転中の炉内からの放射線による原子炉容器上蓋上面及びキャビティオペレーションフロア高さの線量率を表1の評価条件にて評価した。その結果、表2のとおり原子炉容器上蓋上面、キャビティオペレーションフロア高さにおける線量率はそれぞれ 0.047mSv/h、0.015mSv/h であり、燃料取替時の第IV区分* (0.15mSv/h) を満足している。</p> <p>※：運転停止時のミッドループ運転状態での遮蔽設計区分は、通常運転時の第VI区分 (>1.0mSv/h) ではあるが、放射線の影響が十分低いことを示すため、キャビティ満水状態で実施する燃料取替作業時に適用している燃料取替時の第IV区分 (≤0.15mSv/h) を参照。</p> <p>表1 キャビティ水位が燃料有効長上端まで低下した場合の線量率に係る評価条件</p> <table border="1" data-bbox="268 1037 940 1292"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>評価条件</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>評価時期</td> <td>運転停止時のミッドループ運転中</td> </tr> <tr> <td>評価場所</td> <td>①原子炉容器上蓋上面 ②キャビティオペレーションフロア高さ</td> </tr> <tr> <td>原子炉水位</td> <td>燃料有効部上端</td> </tr> <tr> <td>原子炉停止後の時間</td> <td>1日</td> </tr> <tr> <td>遮へい計算モデル</td> <td>図1の通り</td> </tr> </tbody> </table>	項目	評価条件	評価時期	運転停止時のミッドループ運転中	評価場所	①原子炉容器上蓋上面 ②キャビティオペレーションフロア高さ	原子炉水位	燃料有効部上端	原子炉停止後の時間	1日	遮へい計算モデル	図1の通り	<p style="text-align: right;">添付資料 7.4.1.5</p> <p style="text-align: center;">ミッドループ運転中の線量率について</p> <p>「実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」において「放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること」との基準が定められている。運転停止時の有効性評価における運転状態であるミッドループ運転中の重要事故シーケンスのうち、「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」は炉心露出しないものの、燃料有効長の高さ近くまで原子炉水位が低下することから、表1の評価条件にて線量率を評価した。</p> <p>ミッドループ運転中の炉内からの放射線による原子炉容器上部蓋上面及びキャビティオペレーションフロア高さの線量率を表1の評価条件にて評価した。その結果、表2のとおり原子炉容器上部蓋上面、キャビティオペレーションフロア高さにおける線量率はそれぞれ 8.4×10^{-2}mSv/h、2.3×10^{-2}mSv/h であり、燃料取替時の第IV区分* (≤0.15mSv/h) を満足している。</p> <p>また、30分以内に原子炉格納容器から退避できることを訓練等で確認しており、事象確認の10分を含む40分の間に作業員が受ける積算線量は、表3に示すとおり事故時の作業員の線量当量限度100mSvより十分小さい。</p> <p>さらに事故が発生した場合には、漏えいの生じている原子炉格納容器内に入城することなく、60分以内に代替格納容器スプレイポンプ等により水位の回復を図り、被ばく低減を図ることが可能である。</p> <p>※：運転停止時のミッドループ運転状態での遮蔽設計区分は、通常運転時の第VI区分 (>1mSv/h) ではあるが、放射線の影響が十分低いことを示すため、キャビティ満水状態で実施する燃料取替作業時に適用している燃料取替時の第IV区分 (≤0.15mSv/h) を参照</p> <p>表1 原子炉水位が燃料有効部上端まで低下した場合の線量率に係る評価条件</p> <table border="1" data-bbox="1097 1037 1926 1292"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>評価条件</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>運転</td> <td>運転停止時のミッドループ運転中</td> </tr> <tr> <td>評価場所</td> <td>①原子炉容器上部蓋上面 ②キャビティオペレーションフロア高さ</td> </tr> <tr> <td>原子炉水位</td> <td>燃料有効部上端</td> </tr> <tr> <td>原子炉停止後の時間</td> <td>1日</td> </tr> <tr> <td>遮へい計算モデル</td> <td>図1のとおり</td> </tr> </tbody> </table>	項目	評価条件	運転	運転停止時のミッドループ運転中	評価場所	①原子炉容器上部蓋上面 ②キャビティオペレーションフロア高さ	原子炉水位	燃料有効部上端	原子炉停止後の時間	1日	遮へい計算モデル	図1のとおり	<p>記載方針の相違 ・泊では「原子炉冷却材の流出」も評価を実施（伊方と同様） 評価結果の相違</p> <p>記載方針の相違 ・作業員への影響評価について記載（伊方と同様）</p>
項目	評価条件																									
評価時期	運転停止時のミッドループ運転中																									
評価場所	①原子炉容器上蓋上面 ②キャビティオペレーションフロア高さ																									
原子炉水位	燃料有効部上端																									
原子炉停止後の時間	1日																									
遮へい計算モデル	図1の通り																									
項目	評価条件																									
運転	運転停止時のミッドループ運転中																									
評価場所	①原子炉容器上部蓋上面 ②キャビティオペレーションフロア高さ																									
原子炉水位	燃料有効部上端																									
原子炉停止後の時間	1日																									
遮へい計算モデル	図1のとおり																									

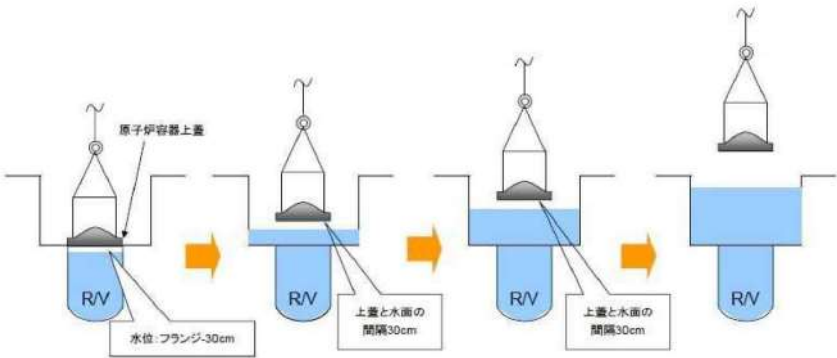
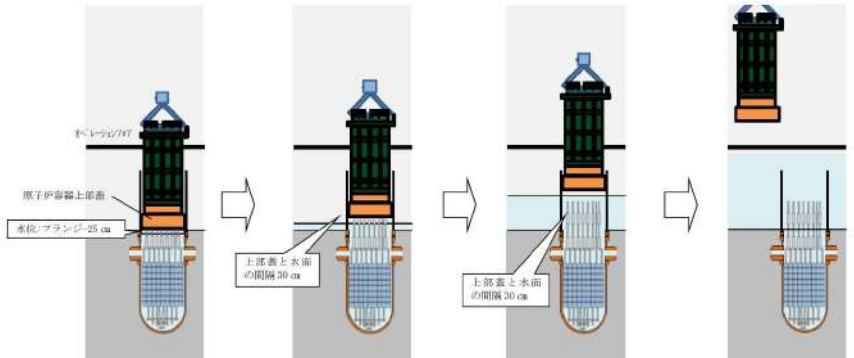
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.5 ミッドループ運転中の線量率について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																		
<p>表2 キャビティ水位が燃料有効長上端まで低下した場合の線量率</p> <table border="1" data-bbox="190 263 974 454"> <thead> <tr> <th rowspan="2">評価場所</th> <th colspan="2">線量率 (mSv/h)</th> </tr> <tr> <th>評価値</th> <th>燃料取替時の第IV区分</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①原子炉容器ふた上面</td> <td>0.047</td> <td rowspan="2">0.15</td> </tr> <tr> <td>②キャビティオペレーションフロア高さ</td> <td>0.015</td> </tr> </tbody> </table>  <p>図-1 遮へい計算モデル</p>	評価場所	線量率 (mSv/h)		評価値	燃料取替時の第IV区分	①原子炉容器ふた上面	0.047	0.15	②キャビティオペレーションフロア高さ	0.015	<p>表2 原子炉水位が燃料有効部上端まで低下した場合の線量率 (mSv/h)</p> <table border="1" data-bbox="1097 223 1915 406"> <thead> <tr> <th rowspan="2">評価点</th> <th colspan="2">線量率</th> </tr> <tr> <th>評価値</th> <th>燃料取替時の第IV区分</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①原子炉容器上部蓋上面</td> <td>8.4×10^{-2}</td> <td rowspan="2">0.15 (15×10^{-2})</td> </tr> <tr> <td>②キャビティオペレーションフロア高さ</td> <td>2.3×10^{-2}</td> </tr> </tbody> </table> <p>表3 作業員被ばく評価 (mSv)</p> <table border="1" data-bbox="1131 462 1892 678"> <thead> <tr> <th>評価項目</th> <th>積算線量</th> <th>事故時の作業員の線量当量限度</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>外部被ばく</td> <td>1.14×10^{-1}</td> <td rowspan="2">100</td> </tr> <tr> <td>内部被ばく</td> <td>1.36×10^{-1}</td> </tr> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;">計</td> <td></td> </tr> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;">1.38×10^{-1}</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>  <p>図1 遮へい計算モデル図</p> <p>○実形状に合わせて炉心等価体積を円筒形の体積線源としてモデル化 ○計算コード内では、体積線源の線源領域は微小な点線源の集合体に分割され、各点線源から評価点への線量率の寄与を計算し、それを線源領域で積分し評価点での線量率を算出</p>	評価点	線量率		評価値	燃料取替時の第IV区分	①原子炉容器上部蓋上面	8.4×10^{-2}	0.15 (15×10^{-2})	②キャビティオペレーションフロア高さ	2.3×10^{-2}	評価項目	積算線量	事故時の作業員の線量当量限度	外部被ばく	1.14×10^{-1}	100	内部被ばく	1.36×10^{-1}	計			1.38×10^{-1}			
評価場所		線量率 (mSv/h)																																		
	評価値	燃料取替時の第IV区分																																		
①原子炉容器ふた上面	0.047	0.15																																		
②キャビティオペレーションフロア高さ	0.015																																			
評価点	線量率																																			
	評価値	燃料取替時の第IV区分																																		
①原子炉容器上部蓋上面	8.4×10^{-2}	0.15 (15×10^{-2})																																		
②キャビティオペレーションフロア高さ	2.3×10^{-2}																																			
評価項目	積算線量	事故時の作業員の線量当量限度																																		
外部被ばく	1.14×10^{-1}	100																																		
内部被ばく	1.36×10^{-1}																																			
計																																				
1.38×10^{-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）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.5 ミッドループ運転中の線量率について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付</p> <p style="text-align: center;">原子炉容器ふた取り外し時の放射線遮へいについて</p> <p>原子炉容器ふたの取り外し作業を別図に示す。同作業は原子炉容器ふた吊り上げ準備として、原子炉容器スタッドボルトを取り外し、水位を原子炉冷却系ノズルセンター+20cm から原子炉容器フランジ-30cm まで約1.65m 上昇させ水遮蔽を十分に確保する。</p> <p>その後は、燃料取替用水ピットからの水により原子炉キャビティに水を注水しつつ、原子炉容器ふたを上部に吊り上げながら取り外すことから、原子炉容器ふたを取り外す際は放射線遮蔽が維持される水位を確保している。</p> <p>仮に原子炉容器ふたを取り外す際に、崩壊熱除去機能喪失等が発生した場合であっても、以下のことから放射線遮蔽が問題となることはない。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○原子炉容器ふた取り外し作業時は、運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価において有効性を確認した時点よりも、崩壊熱がさらに低下している。 ○炉心上部の広範な区画に水が確保されており、水位の低下が遅い。 ○以下の手順により、水位の回復を図ることが可能。 <ul style="list-style-type: none"> ・崩壊熱除去機能喪失：蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる注水 ・全交流動力電源喪失：蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる注水 ・原子炉冷却材の流出：充てんポンプによる注水  <p>(1)原子炉容器ふた吊り上げ準備 ・スタッドボルトを外す ・原子炉容器フランジ-30cmまで水位を上げる</p> <p>(2)原子炉容器ふた吊上げ ・原子炉キャビティ水張り開始 ・水位上昇に従って水面との間隔30cmを保持しながら、原子炉容器上蓋吊上げ</p> <p>(3)原子炉容器ふた吊上げ ・水位上昇に従って水面との間隔30cmを保持しながら、原子炉容器上蓋吊上げ</p> <p>(4)原子炉容器ふた移動 ・原子炉容器上蓋を仮置台へ移動</p> <p style="text-align: center;">別図 原子炉容器上蓋取り外し作業について</p>	<p style="text-align: right;">添付</p> <p style="text-align: center;">原子炉容器上部蓋取り外し時の放射線の遮へいについて</p> <p>原子炉容器上部蓋の取り外し作業を別図に示す。同作業は原子炉容器上部蓋吊り上げ準備として、原子炉容器スタッドボルトを取り外し、水位を原子炉容器出入口配管中心高さ+10cm から原子炉容器フランジ-25cm まで約1.8m 上昇させ水遮蔽を十分に確保する。</p> <p>その後は、燃料取替用水ピットからの水により原子炉キャビティに水を注水しつつ、原子炉容器上部蓋を上部に吊り上げながら取り外すことから、原子炉容器上部蓋を取り外す際は放射線の遮蔽が維持される水位を確保している。</p> <p>仮に原子炉容器上部蓋を取り外す際に、崩壊熱除去機能喪失等が発生した場合であっても、以下のことから放射線遮蔽が問題となることはない。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○原子炉容器上部蓋の取り外し作業時は、運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価において有効性を確認した時点よりも、崩壊熱がさらに低下している。 ○炉心上部の広範な区画に水が確保されており、水位の低下が遅い。 ○以下の手順により、水位の回復を図ることが可能。 <ul style="list-style-type: none"> ・崩壊熱除去機能喪失：代替格納容器スプレイポンプによる注水 ・全交流動力電源喪失：代替格納容器スプレイポンプによる注水 ・原子炉冷却材の流出：充てんポンプによる注水  <p>(1)原子炉容器上部蓋吊り上げ準備 ・スタッドボルトを取り外す ・原子炉容器フランジ-25cmまで水位を上げる</p> <p>(2)原子炉容器上部蓋吊上げ ・原子炉キャビティ水張り開始 ・水位上昇に従って水面との間隔30cmを保持しながら、原子炉容器上部蓋吊上げ</p> <p>(3)原子炉容器上部蓋吊上げ ・水位上昇に従って水面との間隔30cmを保持しながら、原子炉容器上部蓋吊上げ</p> <p>(4)原子炉容器上部蓋移動 ・原子炉容器上部蓋を仮置台へ移動</p> <p style="text-align: center;">別図 原子炉容器上部蓋の取り外し作業について</p>	<p style="text-align: center;">運用の相違</p> <p style="text-align: center;">対応手順の相違</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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.6 運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」事象における未臨界性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.7</p> <p>運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」における未臨界性について</p> <p>ミッドループ運転中における炉心は、燃料取替作業時の未臨界性を確保するのに十分な高濃度のほう酸水で満たされている。この初期状態から原子炉冷却材の流出が発生すると、1次冷却材が減少するとともに余熱除去機能が喪失するため、炉心崩壊熱により1次冷却材の温度は上昇して沸騰に至る。事象の進展に伴う1次冷却材のボイド発生により、1次冷却材の密度が低下すると、反応度変化としては2つの効果が生じることとなる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・冷却材密度の低下による中性子減速効果の低下による負の反応度効果 ・冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の低下による正の反応度効果 <p>燃料取替時のほう素濃度（燃料取替用水ピットほう素濃度と同じ濃度）のように、ほう素濃度が高い条件下ではほう素密度の低下による正の反応度効果が大きくなることで、炉心の反応度は正側に移行する可能性がある。さらに冷却材密度が低下すると、炉心内のほう素の存在量自体の低下と中性子エネルギースペクトルの高エネルギー側へのシフトによるほう素価値の低下により、冷却材密度低下の影響は、中性子減速効果の低下に伴う負の反応度効果が支配的となる。このように、一時的に反応度は正側に移行する場合もあるが、ほう素濃度が高い条件下では深い未臨界状態を確保していることから、炉心の未臨界性が問題となることはないと考えられる。</p> <p>大飯3 / 4号炉のウラン平衡炉心において、事象進展により冷却材密度が低下した場合の炉心反応度評価条件および評価結果を表1に示す。大飯3 / 4号炉では、事象発生前の初期状態の炉心は、濃度 2,800ppm 以上のほう酸水で満たされていることから、取替炉心の燃料装荷パターンの違いによるばらつき及び計算の不確定性を考慮しても炉心反応度は約$-6.8\% \Delta k/k$となる。この状態から、図1及び図3に示しているように、事象の進展に伴い平均炉心冷却材密度が$0.5g/cm^3$まで低下したとしても、表1に示す通り、事象進展後、炉心反応度が最も大きくなるのは、冷却材密度が約$0.75g/cm^3$のときに、約$-6.2\% \Delta k/k$（実効増倍率は約0.94）であり、計算の不確定性を考慮しても十分な未臨界度が確保されている。冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化は図5に示す通りである。なお、事象進展中の炉心上端ボイド率の変化を図2及び図4に示す。</p> <p>このように、燃料取替用水ピットのような濃度の高いほう酸水の雰囲気を確保することにより、炉心の未臨界性が問題となることはない。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.4.1.6</p> <p>運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」における未臨界性について</p> <p>ミッドループ運転中における炉心は、燃料取替作業時の未臨界性を確保するのに十分な高濃度のほう酸水で満たされている。この初期状態から原子炉冷却材の流出が発生すると、1次冷却材が減少するとともに余熱除去機能が喪失するため、炉心崩壊熱により1次冷却材の温度は上昇して沸騰に至る。事象の進展に伴う1次冷却材のボイド発生により、1次冷却材の密度が低下すると、反応度変化としては2つの効果が生じることとなる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・冷却材密度の低下による中性子減速効果の減少による負の反応度効果 ・1次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度効果 <p>燃料取替時のほう素濃度（燃料取替用水ピットほう素濃度と同じ濃度）のように、ほう素濃度が高い条件下では、ほう素密度の低下による正の反応度効果が大きくなることで、炉心の反応度は正側に移行する可能性がある。さらに冷却材密度が低下すると、炉心内のほう素の存在量自体の低下と中性子エネルギースペクトルの高エネルギー側へのシフトによるほう素価値の低下により、冷却材密度低下の影響は、中性子減速効果の低下に伴う負の反応度効果が支配的となる。このように、一時的に反応度は正側に移行する場合もあるが、ほう素濃度が高い条件下では深い未臨界状態を確保していることから、炉心の未臨界性が問題となることはないと考えられる。</p> <p>泊3号炉のウラン平衡炉心において、事象進展により冷却材密度が低下した場合の炉心反応度評価条件及び評価結果を表1に示す。泊3号炉では、事象発生前の初期状態の炉心は、濃度 3,200ppm 以上のほう酸水で満たされていることから、取替炉心の燃料装荷パターンの違いによるばらつき及び計算の不確定性を考慮しても炉心反応度は約$-8.2\% \Delta k/k$となる。この状態から、図1及び図3に示しているように、事象の進展に伴い平均炉心冷却材密度が$0.5g/cm^3$まで低下したとしても、表1に示す通り、事象進展後、炉心反応度が最も大きくなるのは、冷却材密度が約$0.75g/cm^3$のときに、約$-7.1\% \Delta k/k$（実効増倍率は約0.93）であり、計算の不確定性を考慮しても十分な未臨界度が確保されている。冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化は図5に示す通りである。なお、事象進展中の炉心上端ボイド率の変化を図2及び図4に示す。</p> <p>このように、燃料取替用水ピットのような濃度の高いほう酸水の雰囲気を確保することにより、炉心の未臨界性が問題となることはない。</p>	<p>設計の相違</p> <p>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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.6 運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」事象における未臨界性について）

大飯発電所3 / 4号炉			泊発電所3号炉			相違理由																																																																																						
<p>表1 炉心反応度評価条件及び評価結果</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>条件</th> <th>設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">核定数計算</td> <td>計算コード</td> <td>GALAXY</td> <td>冷却材密度が大きく低下する場合においても適用可能な、集合体計算コード（2次元非均質輸送計算コード）GALAXYを使用。</td> </tr> <tr> <td>燃料集合体諸元</td> <td>燃料幾何形状 燃料組成情報</td> <td>大飯3 / 4号炉のウラン燃料装荷炉心で使用する17×17型4.8wt%通常ウラン燃料及びGd入り燃料を設定。</td> </tr> <tr> <td>運転条件</td> <td>炉心熱出力 冷却材温度</td> <td>基準計算では大飯3 / 4号炉の炉心熱出力及び冷却材温度を設定。 核定数テーブル作成用の計算では燃料温度、冷却材密度、ほう素濃度に対して、反応度変化量の算出条件を包絡している。</td> </tr> <tr> <td rowspan="7">評価条件</td> <td rowspan="3">炉心計算</td> <td>計算コード</td> <td>COSMO-S</td> <td>冷却材密度が大きく低下する場合においても適用可能な炉心計算コード（3次元少数群拡散コード）COSMO-Sを使用。</td> </tr> <tr> <td>解析モデル体系</td> <td>3次元炉心モデル</td> <td>実機炉心を取り扱うため3次元炉心モデルを設定</td> </tr> <tr> <td>対象炉心</td> <td>ウラン燃料平衡炉心</td> <td>大飯3 / 4号炉ウラン燃料装荷平衡炉心を設定</td> </tr> <tr> <td>ほう素濃度</td> <td>2,800ppm</td> <td>ボイド発生により冷却材の液相部にほう酸が残るため、ほう素濃度は高くなるが、ここでは保守的な評価を行うためほう素濃度を一定（2,800ppm）として設定。</td> </tr> <tr> <td>冷却材温度</td> <td>20℃（事象初期） 100℃（事象進展中）</td> <td>事象初期は低温停止状態、事象進展中は沸騰条件として設定。</td> </tr> <tr> <td>冷却材密度</td> <td>1.0～0.5 g/cm³</td> <td>図1（崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失）及び図3（原子炉冷却材の流出）の平均炉心冷却材密度変化を包絡するよう設定（炉心上端ボイド率については図2及び図4を参照）。</td> </tr> <tr> <td>初期炉心反応度</td> <td>約-6.8% Δk/k</td> <td>原子炉停止中のほう素濃度管理値2800ppmをもとに、取替炉心における燃料装荷パターンのばらつき及び計算の不確定性を考慮し保守的に浅い未臨界状態となるように算出。（補足-1参照）</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">評価結果</td> <td>反応度変化量最大値（図5参照）</td> <td>約0.6% Δk/k</td> <td>平均冷却材密度が約0.75g/cm³において、反応度変化量が最大となる。 （計算の不確定性は±1% Δk/k）（補足-2参照）</td> </tr> <tr> <td>事象進展後炉心反応度</td> <td>約-6.2% Δk/k^{*1}</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>			項目	条件	設定の考え方		核定数計算	計算コード	GALAXY	冷却材密度が大きく低下する場合においても適用可能な、集合体計算コード（2次元非均質輸送計算コード）GALAXYを使用。	燃料集合体諸元	燃料幾何形状 燃料組成情報	大飯3 / 4号炉のウラン燃料装荷炉心で使用する17×17型4.8wt%通常ウラン燃料及びGd入り燃料を設定。	運転条件	炉心熱出力 冷却材温度	基準計算では大飯3 / 4号炉の炉心熱出力及び冷却材温度を設定。 核定数テーブル作成用の計算では燃料温度、冷却材密度、ほう素濃度に対して、反応度変化量の算出条件を包絡している。	評価条件	炉心計算	計算コード	COSMO-S	冷却材密度が大きく低下する場合においても適用可能な炉心計算コード（3次元少数群拡散コード）COSMO-Sを使用。	解析モデル体系	3次元炉心モデル	実機炉心を取り扱うため3次元炉心モデルを設定	対象炉心	ウラン燃料平衡炉心	大飯3 / 4号炉ウラン燃料装荷平衡炉心を設定	ほう素濃度	2,800ppm	ボイド発生により冷却材の液相部にほう酸が残るため、ほう素濃度は高くなるが、ここでは保守的な評価を行うためほう素濃度を一定（2,800ppm）として設定。	冷却材温度	20℃（事象初期） 100℃（事象進展中）	事象初期は低温停止状態、事象進展中は沸騰条件として設定。	冷却材密度	1.0～0.5 g/cm ³	図1（崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失）及び図3（原子炉冷却材の流出）の平均炉心冷却材密度変化を包絡するよう設定（炉心上端ボイド率については図2及び図4を参照）。	初期炉心反応度	約-6.8% Δk/k	原子炉停止中のほう素濃度管理値2800ppmをもとに、取替炉心における燃料装荷パターンのばらつき及び計算の不確定性を考慮し保守的に浅い未臨界状態となるように算出。（補足-1参照）	評価結果	反応度変化量最大値（図5参照）	約0.6% Δk/k	平均冷却材密度が約0.75g/cm ³ において、反応度変化量が最大となる。 （計算の不確定性は±1% Δk/k）（補足-2参照）	事象進展後炉心反応度	約-6.2% Δk/k ^{*1}		<p>表1 炉心反応度評価条件及び評価結果</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>条件</th> <th>設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">核定数計算</td> <td>計算コード</td> <td>GALAXY</td> <td>冷却材密度が大きく低下する場合においても適用可能な、集合体計算コード（2次元非均質輸送計算コード）GALAXYを使用。</td> </tr> <tr> <td>燃料集合体諸元</td> <td>燃料幾何形状 燃料組成情報</td> <td>泊3号炉のウラン燃料装荷炉心で使用する17×17型4.8wt%通常ウラン燃料及びGd入り燃料を設定。</td> </tr> <tr> <td>運転条件</td> <td>炉心熱出力 冷却材温度</td> <td>基準計算では泊3号炉の炉心熱出力及び冷却材温度を設定。 核定数テーブル作成用の計算では燃料温度、冷却材密度、ほう素濃度に対して、反応度変化量の算出条件を包絡している。</td> </tr> <tr> <td rowspan="7">評価条件</td> <td rowspan="3">炉心計算</td> <td>計算コード</td> <td>COSMO-S</td> <td>冷却材密度が大きく低下する場合においても適用可能な炉心計算コード（3次元少数群拡散コード）COSMO-Sを使用。</td> </tr> <tr> <td>解析モデル体系</td> <td>3次元炉心モデル</td> <td>実機炉心を取り扱うため3次元炉心モデルを設定</td> </tr> <tr> <td>対象炉心</td> <td>ウラン燃料平衡炉心</td> <td>泊3号炉ウラン燃料装荷平衡炉心を設定</td> </tr> <tr> <td>ほう素濃度</td> <td>3,200ppm</td> <td>ボイド発生により冷却材の液相部にほう酸が残るため、ほう素濃度は高くなるが、ここでは保守的な評価を行うためほう素濃度を一定（3,200ppm）として設定。</td> </tr> <tr> <td>冷却材温度</td> <td>20℃（事象初期） 100℃（事象進展中）</td> <td>事象初期は低温停止状態、事象進展中は沸騰条件として設定。</td> </tr> <tr> <td>冷却材密度</td> <td>1.0～0.5 g/cm³</td> <td>図1（崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失）及び図3（原子炉冷却材の流出）の平均炉心冷却材密度変化を包絡するよう設定（炉心上端ボイド率については図2及び図4を参照）。</td> </tr> <tr> <td>初期炉心反応度</td> <td>約-8.2% Δk/k</td> <td>原子炉停止中のほう素濃度管理値3200ppmをもとに、取替炉心における燃料装荷パターンのばらつき及び計算の不確定性を考慮し保守的に浅い未臨界状態となるように算出。（表2参照）</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">評価結果</td> <td>反応度変化量最大値（図5参照）</td> <td>約1.1% Δk/k</td> <td>平均冷却材密度が約0.75g/cm³において、反応度変化量が最大となる。 （計算の不確定性は±1% Δk/k）（図8及び図9参照）</td> </tr> <tr> <td>事象進展後炉心反応度</td> <td>約-7.1% Δk/k^{*1}</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>			項目	条件	設定の考え方	核定数計算	計算コード	GALAXY	冷却材密度が大きく低下する場合においても適用可能な、集合体計算コード（2次元非均質輸送計算コード）GALAXYを使用。	燃料集合体諸元	燃料幾何形状 燃料組成情報	泊3号炉のウラン燃料装荷炉心で使用する17×17型4.8wt%通常ウラン燃料及びGd入り燃料を設定。	運転条件	炉心熱出力 冷却材温度	基準計算では泊3号炉の炉心熱出力及び冷却材温度を設定。 核定数テーブル作成用の計算では燃料温度、冷却材密度、ほう素濃度に対して、反応度変化量の算出条件を包絡している。	評価条件	炉心計算	計算コード	COSMO-S	冷却材密度が大きく低下する場合においても適用可能な炉心計算コード（3次元少数群拡散コード）COSMO-Sを使用。	解析モデル体系	3次元炉心モデル	実機炉心を取り扱うため3次元炉心モデルを設定	対象炉心	ウラン燃料平衡炉心	泊3号炉ウラン燃料装荷平衡炉心を設定	ほう素濃度	3,200ppm	ボイド発生により冷却材の液相部にほう酸が残るため、ほう素濃度は高くなるが、ここでは保守的な評価を行うためほう素濃度を一定（3,200ppm）として設定。	冷却材温度	20℃（事象初期） 100℃（事象進展中）	事象初期は低温停止状態、事象進展中は沸騰条件として設定。	冷却材密度	1.0～0.5 g/cm ³	図1（崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失）及び図3（原子炉冷却材の流出）の平均炉心冷却材密度変化を包絡するよう設定（炉心上端ボイド率については図2及び図4を参照）。	初期炉心反応度	約-8.2% Δk/k	原子炉停止中のほう素濃度管理値3200ppmをもとに、取替炉心における燃料装荷パターンのばらつき及び計算の不確定性を考慮し保守的に浅い未臨界状態となるように算出。（表2参照）	評価結果	反応度変化量最大値（図5参照）	約1.1% Δk/k	平均冷却材密度が約0.75g/cm ³ において、反応度変化量が最大となる。 （計算の不確定性は±1% Δk/k）（図8及び図9参照）	事象進展後炉心反応度	約-7.1% Δk/k ^{*1}	
項目	条件	設定の考え方																																																																																										
核定数計算	計算コード	GALAXY	冷却材密度が大きく低下する場合においても適用可能な、集合体計算コード（2次元非均質輸送計算コード）GALAXYを使用。																																																																																									
	燃料集合体諸元	燃料幾何形状 燃料組成情報	大飯3 / 4号炉のウラン燃料装荷炉心で使用する17×17型4.8wt%通常ウラン燃料及びGd入り燃料を設定。																																																																																									
	運転条件	炉心熱出力 冷却材温度	基準計算では大飯3 / 4号炉の炉心熱出力及び冷却材温度を設定。 核定数テーブル作成用の計算では燃料温度、冷却材密度、ほう素濃度に対して、反応度変化量の算出条件を包絡している。																																																																																									
評価条件	炉心計算	計算コード	COSMO-S	冷却材密度が大きく低下する場合においても適用可能な炉心計算コード（3次元少数群拡散コード）COSMO-Sを使用。																																																																																								
		解析モデル体系	3次元炉心モデル	実機炉心を取り扱うため3次元炉心モデルを設定																																																																																								
		対象炉心	ウラン燃料平衡炉心	大飯3 / 4号炉ウラン燃料装荷平衡炉心を設定																																																																																								
	ほう素濃度	2,800ppm	ボイド発生により冷却材の液相部にほう酸が残るため、ほう素濃度は高くなるが、ここでは保守的な評価を行うためほう素濃度を一定（2,800ppm）として設定。																																																																																									
	冷却材温度	20℃（事象初期） 100℃（事象進展中）	事象初期は低温停止状態、事象進展中は沸騰条件として設定。																																																																																									
	冷却材密度	1.0～0.5 g/cm ³	図1（崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失）及び図3（原子炉冷却材の流出）の平均炉心冷却材密度変化を包絡するよう設定（炉心上端ボイド率については図2及び図4を参照）。																																																																																									
	初期炉心反応度	約-6.8% Δk/k	原子炉停止中のほう素濃度管理値2800ppmをもとに、取替炉心における燃料装荷パターンのばらつき及び計算の不確定性を考慮し保守的に浅い未臨界状態となるように算出。（補足-1参照）																																																																																									
評価結果	反応度変化量最大値（図5参照）	約0.6% Δk/k	平均冷却材密度が約0.75g/cm ³ において、反応度変化量が最大となる。 （計算の不確定性は±1% Δk/k）（補足-2参照）																																																																																									
	事象進展後炉心反応度	約-6.2% Δk/k ^{*1}																																																																																										
項目	条件	設定の考え方																																																																																										
核定数計算	計算コード	GALAXY	冷却材密度が大きく低下する場合においても適用可能な、集合体計算コード（2次元非均質輸送計算コード）GALAXYを使用。																																																																																									
	燃料集合体諸元	燃料幾何形状 燃料組成情報	泊3号炉のウラン燃料装荷炉心で使用する17×17型4.8wt%通常ウラン燃料及びGd入り燃料を設定。																																																																																									
	運転条件	炉心熱出力 冷却材温度	基準計算では泊3号炉の炉心熱出力及び冷却材温度を設定。 核定数テーブル作成用の計算では燃料温度、冷却材密度、ほう素濃度に対して、反応度変化量の算出条件を包絡している。																																																																																									
評価条件	炉心計算	計算コード	COSMO-S	冷却材密度が大きく低下する場合においても適用可能な炉心計算コード（3次元少数群拡散コード）COSMO-Sを使用。																																																																																								
		解析モデル体系	3次元炉心モデル	実機炉心を取り扱うため3次元炉心モデルを設定																																																																																								
		対象炉心	ウラン燃料平衡炉心	泊3号炉ウラン燃料装荷平衡炉心を設定																																																																																								
	ほう素濃度	3,200ppm	ボイド発生により冷却材の液相部にほう酸が残るため、ほう素濃度は高くなるが、ここでは保守的な評価を行うためほう素濃度を一定（3,200ppm）として設定。																																																																																									
	冷却材温度	20℃（事象初期） 100℃（事象進展中）	事象初期は低温停止状態、事象進展中は沸騰条件として設定。																																																																																									
	冷却材密度	1.0～0.5 g/cm ³	図1（崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失）及び図3（原子炉冷却材の流出）の平均炉心冷却材密度変化を包絡するよう設定（炉心上端ボイド率については図2及び図4を参照）。																																																																																									
	初期炉心反応度	約-8.2% Δk/k	原子炉停止中のほう素濃度管理値3200ppmをもとに、取替炉心における燃料装荷パターンのばらつき及び計算の不確定性を考慮し保守的に浅い未臨界状態となるように算出。（表2参照）																																																																																									
評価結果	反応度変化量最大値（図5参照）	約1.1% Δk/k	平均冷却材密度が約0.75g/cm ³ において、反応度変化量が最大となる。 （計算の不確定性は±1% Δk/k）（図8及び図9参照）																																																																																									
	事象進展後炉心反応度	約-7.1% Δk/k ^{*1}																																																																																										

※1：事象進展中に最大の炉心反応度となる時点における実効増倍率は約0.94である。
 $keff = 1 / (1 - \rho) = 1 / (1 - (-0.062)) \approx 0.942$

※1：事象進展中に最大の炉心反応度となる時点における実効増倍率は約0.93である。
 $keff = 1 / (1 - \rho) = 1 / (1 - (-0.071)) \approx 0.934$

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.6 運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」事象における未臨界性について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																										
<p>補足-1 初期状態における炉心反応度について</p> <p>事象初期の状態（平均炉心冷却材密度が 1.0g/cm³）における炉心反応度は、大飯3/4号炉の原子炉停止中のほう素濃度管理値 2,800ppm をもとに、取替炉心における燃料装荷パターンのばらつき及び計算の不確定性を考慮し保守的に浅い未臨界状態となるように算出した。</p> <p>具体的には、設置許可申請書に記載されている平衡炉心の燃料取替時に必要最小限要求される未臨界面度 (keff (実効増倍率) = 0.95) を満たすほう素濃度に、取替炉心ごとの燃料装荷パターンの違いによるばらつきと計算の不確定性を足し合わせたほう素濃度 2,600ppm と、大飯3/4号炉の燃料取替停止時ほう素濃度管理値 2,800ppm とのほう素濃度差に、ほう素値を掛けて算出している（表1）。</p> <div style="text-align: center;"> <p>表1 初期状態における炉心反応度の算出の内訳</p> <table border="1" data-bbox="174 699 1019 965"> <thead> <tr> <th colspan="2">項目</th> <th>設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">評価条件</td> <td>①燃料取替停止時に要求されるほう素濃度 (keff=0.95)</td> <td>2,600ppm 設置許可申請書の平衡炉心に対し、燃料装荷パターンの違いによるばらつき分(300ppm)、計算の不確定性(100ppm)を考慮したほう素濃度として設定</td> </tr> <tr> <td>②燃料取替停止時ほう素濃度管理値</td> <td>2,800ppm 燃料取替停止時ほう素濃度管理値</td> </tr> <tr> <td>③ほう素値</td> <td>-7.7×10⁻³%Δk/k/ppm 燃料取替停止時ほう素濃度管理値における設置許可申請書のほう素値</td> </tr> <tr> <td>評価結果</td> <td>④初期状態の炉心反応度</td> <td>約-6.8% Δk/k keff=0.95 における負の反応度 (①) + ほう素濃度差による負の反応度 ((②-①) × ③)</td> </tr> </tbody> </table> </div> <p>【初期状態の炉心反応度の導出】 $((0.95-1)/0.95)[\Delta k/k] \times 100[\%] + (2,800-2,600) [\text{ppm}] \times (-7.7 \times 10^{-3}) [(\% \Delta k/k) / \text{ppm}]$ $= -5.26[\% \Delta k/k] + (-1.54[\% \Delta k/k])$ $\approx -6.8[\% \Delta k/k]$ </p>	項目		設定の考え方	評価条件	①燃料取替停止時に要求されるほう素濃度 (keff=0.95)	2,600ppm 設置許可申請書の平衡炉心に対し、燃料装荷パターンの違いによるばらつき分(300ppm)、計算の不確定性(100ppm)を考慮したほう素濃度として設定	②燃料取替停止時ほう素濃度管理値	2,800ppm 燃料取替停止時ほう素濃度管理値	③ほう素値	-7.7×10 ⁻³ %Δk/k/ppm 燃料取替停止時ほう素濃度管理値における設置許可申請書のほう素値	評価結果	④初期状態の炉心反応度	約-6.8% Δk/k keff=0.95 における負の反応度 (①) + ほう素濃度差による負の反応度 ((②-①) × ③)	<p>○初期状態における炉心反応度について</p> <p>事象初期の状態（平均炉心冷却材密度が 1.0g/cm³）における炉心反応度は、原子炉停止中のほう素濃度管理値 3,200ppm をもとに、取替炉心における燃料装荷パターンのばらつき分及び計算の不確定性を考慮し、保守的に浅い未臨界状態となるように算出した。</p> <p>具体的には、設置許可申請書に記載されている平衡炉心の燃料取替時に必要最小限要求される未臨界面度 (keff (実効増倍率) = 0.95) を満たすほう素濃度に、取替炉心ごとの燃料装荷パターンの違いによるばらつき分と計算の不確定性を足し合わせたほう素濃度 2,700ppm（ウラン炉心：2,400ppm）と、燃料取替停止時ほう素濃度管理値 3,200ppm とのほう素濃度差に、ほう素値を掛けて算出している。（表2）</p> <p>表2に示すとおり、評価にあたっては、事象進展中の未臨界面度がより厳しくなるように、ウラン炉心の初期未臨界面度に比べ浅くなる MOX 炉心の初期未臨界面度を用いることとした。</p> <div style="text-align: center;"> <p>表2 初期状態における炉心反応度の算出の内訳</p> <table border="1" data-bbox="1097 667 1915 1077"> <thead> <tr> <th colspan="2">項目</th> <th>設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">評価条件</td> <td>①燃料取替停止時に要求されるほう素濃度 (keff=0.95)</td> <td>2,700ppm (2,400ppm) 設置許可申請書の平衡炉心に対し、燃料装荷パターンの違いによるばらつき分(300ppm)、計算の不確定性(100ppm)を考慮したほう素濃度として設定</td> </tr> <tr> <td>②燃料取替時ほう素濃度管理値</td> <td>3,200ppm (3,200ppm) 燃料取替停止時ほう素濃度管理値</td> </tr> <tr> <td>③ほう素値</td> <td>-5.9×10⁻³% Δk/k/ppm (-7.1×10⁻³% Δk/k/ppm) 燃料取替停止時ほう素濃度管理値における設置許可申請書のMOX平衡炉心のほう素値</td> </tr> <tr> <td>評価結果</td> <td>④初期状態の炉心反応度</td> <td>約-8.2% Δk/k (約-10.9% Δk/k) keff=0.95 における負の反応度 (①) + ほう素濃度差による負の反応度 ((②-①) × ③)</td> </tr> </tbody> </table> </div> <p>※上段はMOX炉心の値、括弧内はウラン炉心の値</p> <p>【MOX炉心の初期状態の炉心反応度の導出】 $\text{約}-8.2\% \Delta k/k = (10^2 \times (0.95-1.00) / 0.95) + ((3200-2700) \times (-5.9 \times 10^{-3}))$ $= (-5.26\% \Delta k/k) + (-2.95\% \Delta k/k)$ </p> <p>【ウラン炉心の初期状態の炉心反応度の導出】 $\text{約}-10.9\% \Delta k/k = (10^2 \times (0.95-1.00) / 0.95) + ((3200-2400) \times (-7.1 \times 10^{-3}))$ $= (-5.26\% \Delta k/k) + (-5.68\% \Delta k/k)$ </p>	項目		設定の考え方	評価条件	①燃料取替停止時に要求されるほう素濃度 (keff=0.95)	2,700ppm (2,400ppm) 設置許可申請書の平衡炉心に対し、燃料装荷パターンの違いによるばらつき分(300ppm)、計算の不確定性(100ppm)を考慮したほう素濃度として設定	②燃料取替時ほう素濃度管理値	3,200ppm (3,200ppm) 燃料取替停止時ほう素濃度管理値	③ほう素値	-5.9×10 ⁻³ % Δk/k/ppm (-7.1×10 ⁻³ % Δk/k/ppm) 燃料取替停止時ほう素濃度管理値における設置許可申請書のMOX平衡炉心のほう素値	評価結果	④初期状態の炉心反応度	約-8.2% Δk/k (約-10.9% Δk/k) keff=0.95 における負の反応度 (①) + ほう素濃度差による負の反応度 ((②-①) × ③)	<p>設計の相違 ・泊はMOX燃料を採用しているためほう素濃度管理値が高い 設計の相違 ・泊ではMOX炉心とウラン炉心を評価した上で、保守的にMOX炉心の初期未臨界面度を使用（高浜3/4号炉と同様）</p>
項目		設定の考え方																										
評価条件	①燃料取替停止時に要求されるほう素濃度 (keff=0.95)	2,600ppm 設置許可申請書の平衡炉心に対し、燃料装荷パターンの違いによるばらつき分(300ppm)、計算の不確定性(100ppm)を考慮したほう素濃度として設定																										
	②燃料取替停止時ほう素濃度管理値	2,800ppm 燃料取替停止時ほう素濃度管理値																										
	③ほう素値	-7.7×10 ⁻³ %Δk/k/ppm 燃料取替停止時ほう素濃度管理値における設置許可申請書のほう素値																										
評価結果	④初期状態の炉心反応度	約-6.8% Δk/k keff=0.95 における負の反応度 (①) + ほう素濃度差による負の反応度 ((②-①) × ③)																										
項目		設定の考え方																										
評価条件	①燃料取替停止時に要求されるほう素濃度 (keff=0.95)	2,700ppm (2,400ppm) 設置許可申請書の平衡炉心に対し、燃料装荷パターンの違いによるばらつき分(300ppm)、計算の不確定性(100ppm)を考慮したほう素濃度として設定																										
	②燃料取替時ほう素濃度管理値	3,200ppm (3,200ppm) 燃料取替停止時ほう素濃度管理値																										
	③ほう素値	-5.9×10 ⁻³ % Δk/k/ppm (-7.1×10 ⁻³ % Δk/k/ppm) 燃料取替停止時ほう素濃度管理値における設置許可申請書のMOX平衡炉心のほう素値																										
評価結果	④初期状態の炉心反応度	約-8.2% Δk/k (約-10.9% Δk/k) keff=0.95 における負の反応度 (①) + ほう素濃度差による負の反応度 ((②-①) × ③)																										

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.6 運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」事象における未臨界性について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【以下、泊同様、55Gwd/t 燃料及びMOX 燃料を装荷している伊方3号炉記載】</p> <p>（参考2）事象進展に伴う反応度変化について</p> <p>事象の進展に伴う1次冷却材のボイド発生により、1次冷却材の密度が低下すると、炉心の反応度変化としては2つの効果が生じることになり、これら2つの効果が相まって、炉心全体の反応度変化が現れる。</p> <p>①冷却材密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度効果</p> <p>②1次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度効果</p> <p>本事象進展に伴う反応度変化量の評価においては、②のほう素密度低下による正の反応度効果が大きくなるように、MOX装荷炉心に比べてほう素価値の大きい伊方3号炉のウラン（燃料集合体最高燃焼度 55,000MWd/t の高燃焼度ウラン燃料）平衡炉心を評価対象とした。また、ほう素濃度は、事象進展中のボイド発生により1次冷却材の液相部のほう酸が濃縮される効果を保守的に無視することとし、燃料取替停止時ほう素濃度管理値（4,400ppm）で一定とした。このような炉心モデルに基づき、冷却材密度が1.0～0.5g/cm³まで低下した場合の反応度変化量を評価したものである。</p> <p>事象進展中の反応度変化量は、評価対象となる取替炉心のほう素価値により変化する。ほう素価値は、装荷燃料仕様、ほう素濃度等に依存するが、取替炉心では、評価に用いたウラン平衡炉心と同じ高燃焼度ウラン燃料又はMOX燃料を装荷すること、実際の燃料取替停止時ほう素濃度を管理値（4,400ppm）以上で管理していること等から、ウラン燃料平衡炉心と同程度又は小さくなる傾向となる。このため、取替炉心毎のほう素価値は、ウラン平衡炉心の値に比べて同程度又は小さくなる傾向となり、事象進展に伴うほう素密度の低下による正の反応度変化量もウラン平衡炉心と同程度又は小さくなる。従って、取替炉心を考慮した場合でも、初期状態における炉心反応度に考慮した保守性と相まって未臨界を確保できる。</p> <p>また、計算の不確定性（±1%Δk/k：参考3参照）を考慮しても、初期状態において炉心は大きな負の反応度（約-14%Δk/k）を有しているため、十分な未臨界度が確保されている。</p> <p>【ここまで伊方3号炉記載】</p>	<p>○事象進展に伴う反応度変化について</p> <p>事象の進展に伴う1次冷却材のボイド発生により、1次冷却材の密度が低下すると、炉心の反応度変化としては2つの効果が生じることになり、これら2つの効果が相まって、炉心全体の反応度変化が現れる。</p> <p>①冷却材密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度効果</p> <p>②1次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度効果</p> <p>本事象進展に伴う反応度変化量の評価においては、②のほう素密度低下による正の反応度効果が大きくなるように、MOX装荷炉心に比べてほう素価値の大きい泊3号炉のウラン（燃料集合体最高燃焼度 55,000MWd/t の高燃焼度ウラン燃料）平衡炉心を評価対象とした。また、ほう素濃度は、事象進展中のボイド発生により1次冷却材の液相部のほう酸が濃縮される効果を保守的に無視することとし、燃料取替停止時ほう素濃度管理値（3,200ppm）で一定とした。このような炉心モデルに基づき、冷却材密度が1.0～0.5g/cm³まで低下した場合の反応度変化量を評価したものである。</p> <p>事象進展中の反応度変化量は、評価対象となる取替炉心のほう素価値により変化する。ほう素価値は、装荷燃料仕様、ほう素濃度等に依存するが、取替炉心では、評価に用いたウラン平衡炉心と同じ高燃焼度ウラン燃料又はMOX燃料を装荷すること、実際の燃料取替停止時ほう素濃度を管理値（3,200ppm）以上で管理していること等から、ウラン燃料平衡炉心と同程度又は小さくなる傾向となる。このため、取替炉心毎のほう素価値は、ウラン平衡炉心の値に比べて同程度又は小さくなる傾向となり、事象進展に伴うほう素密度の低下による正の反応度変化量もウラン平衡炉心と同程度又は小さくなる。従って、取替炉心を考慮した場合でも、初期状態における炉心反応度に考慮した保守性と相まって未臨界を確保できる。</p> <p>また、計算の不確定性（±1%Δk/k）を考慮しても、初期状態において炉心は大きな負の反応度（約-8.2%Δk/k）を有しているため、十分な未臨界度が確保されている。</p>	<p>※同様の資料が泊にあったが、伊方ベースに修正</p> <p>設計の相違 ・伊方も泊同様MOX燃料を採用しているがBITを採用していないため泊よりほう素濃度管理値が高い</p> <p>記載表現の相違 ・泊では資料最後に計算の不確定性について記載</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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

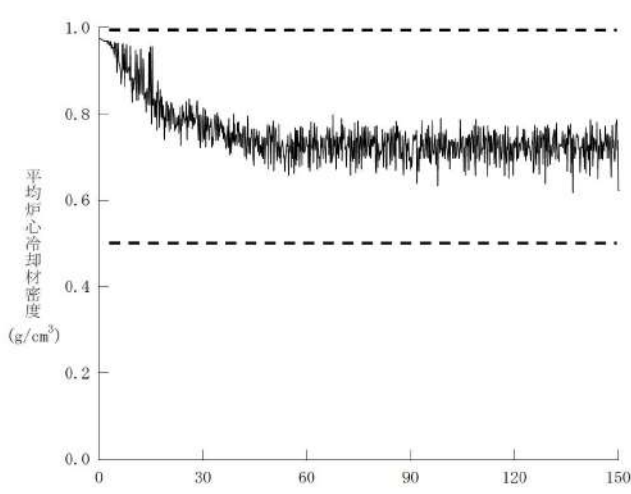
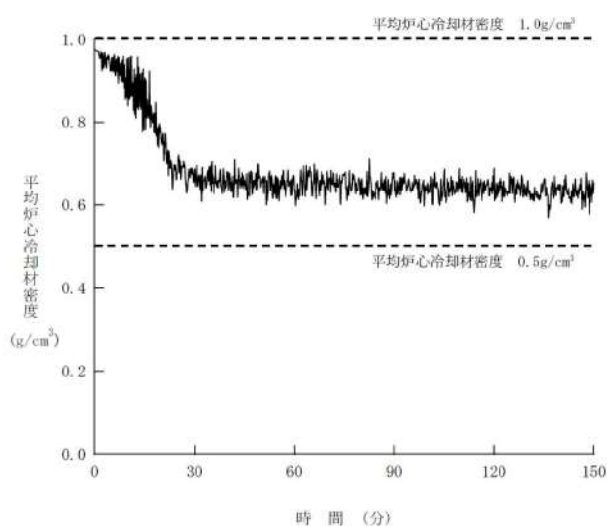
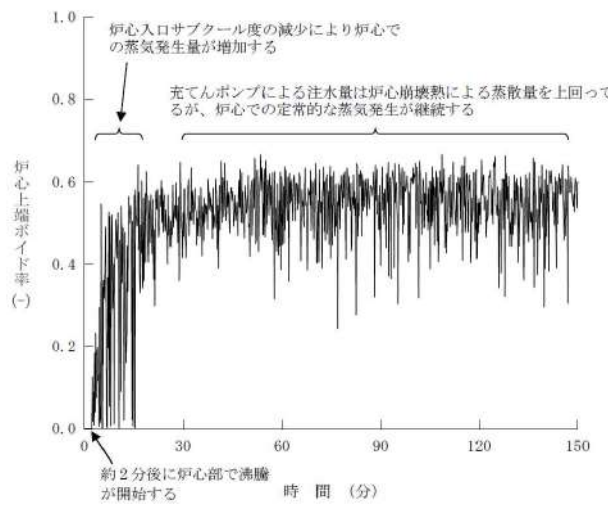
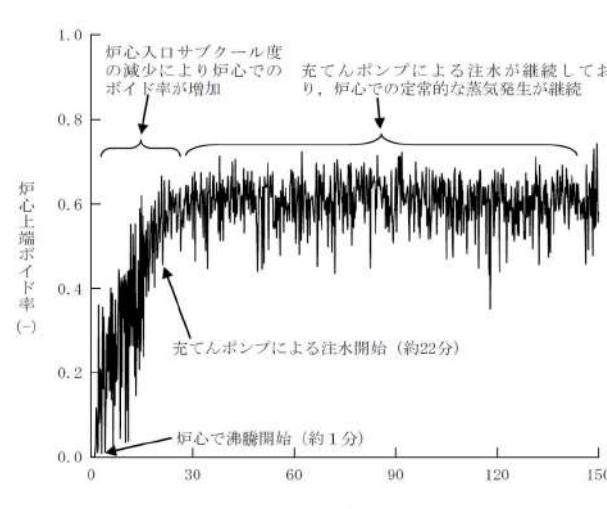
7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料7.4.1.6 運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」事象における未臨界性について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図1 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失事象時の</p>	<p>図1 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の</p>	
<p>図2 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の炉心上端ボイド率の推移</p>	<p>図2 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の炉心上端ボイド率の推移</p>	

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

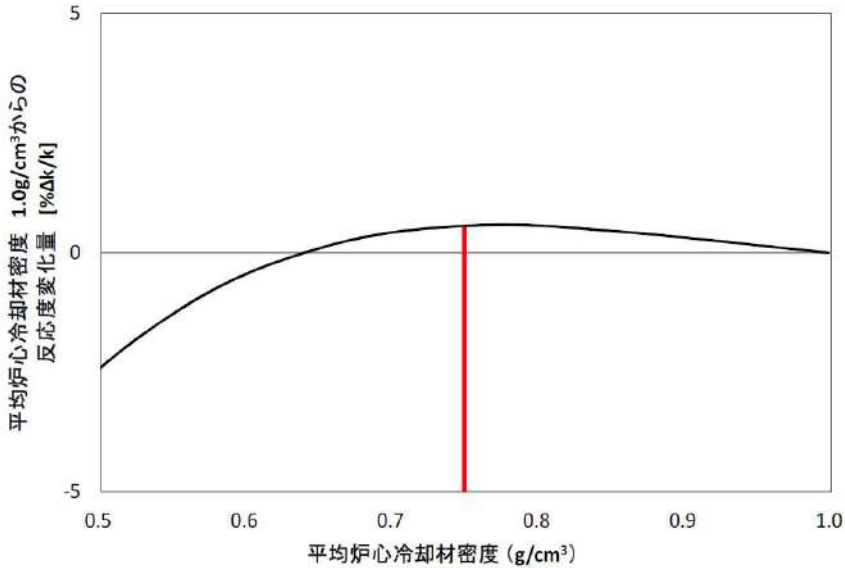
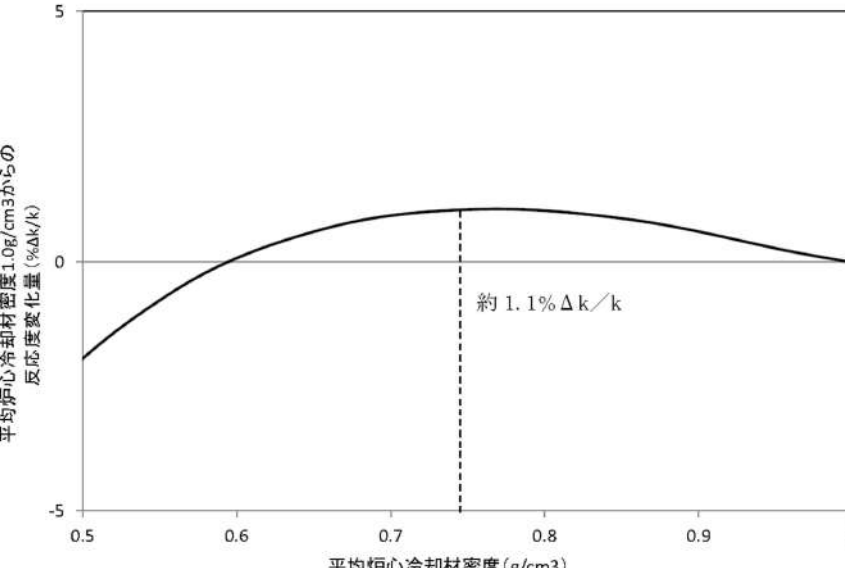
7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.6 運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」事象における未臨界性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>平均炉心冷却材密度 (g/cm³)</p> <p>時間 (分)</p>	 <p>平均炉心冷却材密度 (g/cm³)</p> <p>時間 (分)</p>	
<p>図3 原子炉冷却材の流出事象時の平均炉心冷却材密度の推移</p>	<p>図3 原子炉冷却材の流出時の平均炉心冷却材密度の推移</p>	
 <p>炉心上端ボイド率 (-)</p> <p>時間 (分)</p> <p>約2分後に炉心部で沸騰が開始する</p> <p>炉心入口サブクール度の減少により炉心での蒸気発生量が増加する</p> <p>充てんポンプによる注水量は炉心崩壊熱による蒸散量を上回っているが、炉心での定常的な蒸気発生が継続する</p>	 <p>炉心上端ボイド率 (-)</p> <p>時間 (分)</p> <p>約1分後に炉心で沸騰開始</p> <p>充てんポンプによる注水開始 (約22分)</p> <p>炉心入口サブクール度の減少により炉心でのボイド率が増加</p> <p>充てんポンプによる注水が継続しており、炉心での定常的な蒸気発生が継続</p>	
<p>図4 原子炉冷却材の流出事象時の炉心上端ボイド率の推移</p>	<p>図4 原子炉冷却材の流出時の炉心上端ボイド率の推移</p>	

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

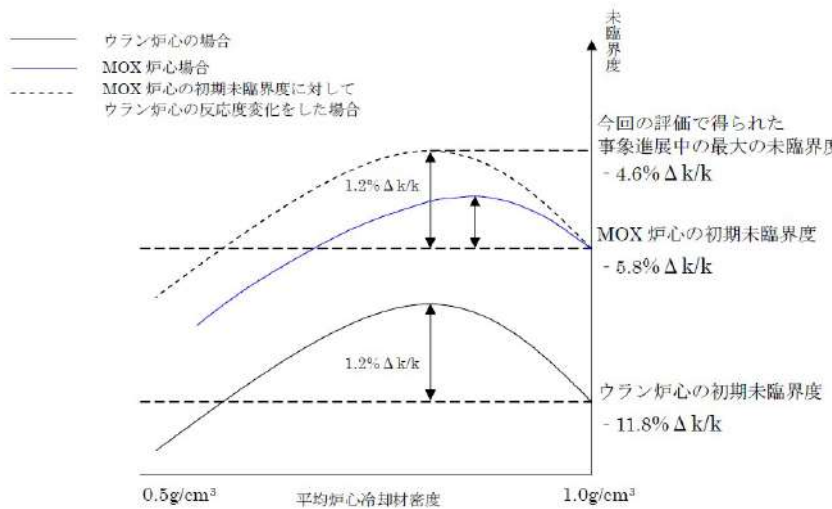
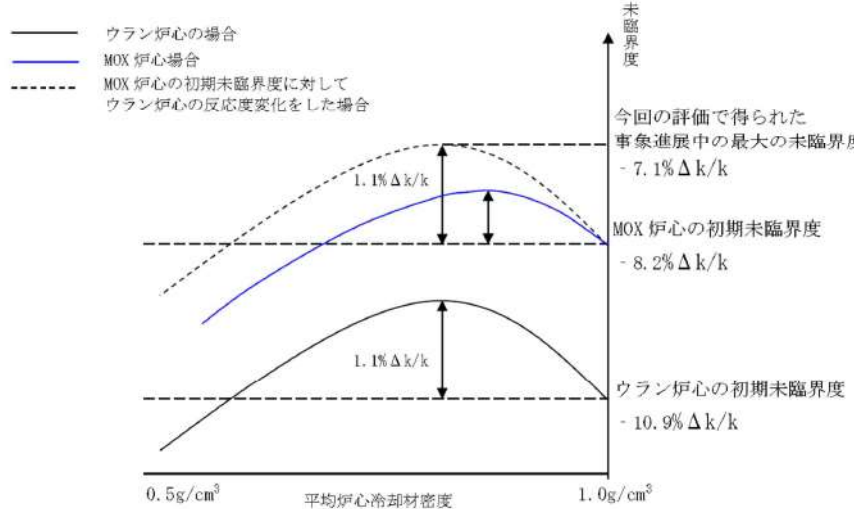
7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.6 運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」事象における未臨界性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>平均炉心冷却材密度 1.0g/cm³からの 反応度変化量 [%Δk/k]</p> <p>平均炉心冷却材密度 (g/cm³)</p>	 <p>平均炉心冷却材密度1.0g/cm³からの 反応度変化量 (%Δk/k)</p> <p>平均炉心冷却材密度 (g/cm³)</p> <p>約 1.1% Δk/k</p>	
<p>図5 冷却材密度を変化させた場合の反応度変化量</p>	<p>図5 冷却材密度を変化させた場合の反応度変化量</p>	

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.6 運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」事象における未臨界性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【以下、泊同様、MOX燃料を装荷している高浜3、4号炉記載】</p> <p>補足-2 評価においてウラン炉心を用いた理由について</p> <p>冷却材密度の低下時には、水密度が低下すると共に、ほう素密度も低下する。ほう素密度の低下による正の反応度効果は、MOX炉心とウラン炉心の違いにより反応度効果に違いが生じる。</p> <p>MOX炉心の場合、熱中性子の強吸収核種であるPu等のアクチニドを多く含むため、中性子のエネルギースペクトルが硬くなる。このため、ほう素値の絶対値が小さくなり、ほう素密度減少による正の反応度変化が小さくなる。</p> <p>一方、ウラン炉心では、MOX炉心と比較して中性子のエネルギースペクトルが軟らかいことから、ほう素値の絶対値が大きくなり、ほう素密度減少による正の反応度変化も大きくなる。</p> <p>図1に示すとおり、評価にあたっては減速材密度低下に伴う正の反応度添加量が大きい方が厳しい結果を与えるため、MOX炉心ではなくウラン炉心を用いて評価した。</p>  <p>図1 ウラン炉心を利用した際の保守性についての概要図</p> <p>【ここまで高浜3、4号炉記載】</p>	<p>○評価においてウラン炉心を用いた理由について</p> <p>冷却材密度の低下時には、水密度が低下すると共に、ほう素密度も低下する。ほう素密度の低下による正の反応度効果は、MOX炉心とウラン炉心の違いにより反応度効果に違いが生じる。</p> <p>MOX炉心の場合、熱中性子の強吸収核種であるPu等のアクチニドを多く含むため、中性子のエネルギースペクトルが硬くなる。このため、ほう素値の絶対値が小さくなり、ほう素密度減少による正の反応度変化が小さくなる。</p> <p>一方、ウラン炉心では、MOX炉心と比較して中性子のエネルギースペクトルが軟らかいことから、ほう素値の絶対値が大きくなり、ほう素密度減少による正の反応度変化も大きくなる。</p> <p>図6に示すとおり、評価にあたっては減速材密度低下に伴う正の反応度添加量が大きい方が厳しい結果を与えるため、MOX炉心ではなくウラン炉心を用いて評価した。</p>  <p>図6 ウラン炉心を利用した際の保守性についての概要図</p>	

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.6 運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」事象における未臨界性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>補足-2 GalaxyCosmo-Sコードにおける計算の不確定性について</p> <p>事象進展後の反応度変化量の計算には、冷却材密度が大きく低下する場合においても適用が可能な、GalaxyCosmo-Sコードを使用している。</p> <p>本コードは、ATWS事象解析に適用されているSPARKLE-2コードの要素コードである3次元炉心動特性計算コードCOSMO-Kの静特性版であり、事象進展に伴う反応度変化の計算に使用する3次元炉心静特性コードCOSMO-SとCOSMO-Kの静特性版の計算モデルは完全に同一である。</p> <p>冷却材密度が低下した範囲における検証として、ウラン燃料集合体、及びGd入り燃料集合体において連続エネルギーモンテカルロ計算コードMVPと集合体計算コードGALAXYによる無限増倍率の比較を実施した。結果をそれぞれ図1、図2に示す。これらの結果より、冷却材密度が0.8g/cm³~0.4g/cm³の範囲において、いずれのほう素濃度であってもMVPとGALAXYの差異の傾向的な拡大は確認されない。また、冷却材密度0.7g/cm³近傍は、実機炉心の運転範囲であり、実機炉心における運転実績から、この範囲でのGalaxyCosmo-Sコードの妥当性は確認済みであり、計算の不確定性は臨界ほう素濃度で±50ppm（約±0.5%Δk/k）である。</p> <p>以上から、GalaxyCosmo-Sコードは、冷却材密度低下時においても通常運転範囲から誤差が拡大することなく適用可能であり、計算の不確定性は通常運転範囲と同程度（約±0.5%Δk/k）と考えるが、本解析範囲では実証データが少ないことから、通常運転範囲の2倍程度（±1%Δk/k）を見込めば十分と考える。</p> <div data-bbox="179 845 1008 1037"> </div> <div data-bbox="336 1045 806 1077"> <p>図1 GalaxyCosmo-Sの入出力</p> </div> <div data-bbox="168 1085 571 1380"> </div> <div data-bbox="156 1388 571 1412"> <p>図2 冷却材密度変化に伴う無限増倍率の差異（ウラン燃料）</p> </div> <div data-bbox="593 1085 1008 1380"> </div> <div data-bbox="593 1388 1019 1412"> <p>図3 冷却材密度変化に伴う無限増倍率の差異（Gd入り燃料）</p> </div>	<p>GalaxyCosmo-Sコードにおける計算の不確定性について</p> <p>事象進展後の反応度変化量の計算には、冷却材密度が大きく低下する場合においても適用が可能な、GalaxyCosmo-Sコードを使用している。</p> <p>本コードは、ATWS事象解析に適用されているSPARKLE-2コードの要素コードである3次元炉心動特性計算コードCOSMO-Kの静特性版であり、事象進展に伴う反応度変化の計算に使用する3次元炉心静特性コードCOSMO-SとCOSMO-Kの静特性版の計算モデルは完全に同一である。（図7）</p> <p>冷却材密度が低下した範囲における検証として、ウラン燃料集合体及びGd入り燃料集合体において、連続エネルギーモンテカルロ計算コードMVPと集合体計算コードGALAXYによる無限増倍率の比較を実施した。結果をそれぞれ図8、図9に示す。これらの結果より、冷却材密度が0.8g/cm³~0.4g/cm³の範囲において、いずれのほう素濃度であってもMVPとGALAXYの差異の傾向的な拡大は確認されない。また、冷却材密度0.7g/cm³近傍は、実機炉心の運転範囲であり、実機炉心における運転実績から、この範囲でのGalaxyCosmo-Sコードの妥当性は確認済みであり、計算の不確定性は臨界ほう素濃度で±50ppm（約±0.5%Δk/k）である。</p> <p>以上から、GalaxyCosmo-Sコードは、冷却材密度低下時においても通常運転範囲から誤差が拡大することなく適用可能であり、計算の不確定性は通常運転範囲と同程度（約±0.5%Δk/k）と考えるが、本解析範囲では実証データが少ないことから、通常運転範囲の2倍程度（±1%Δk/k）を見込めば十分と考える。</p> <div data-bbox="1064 837 1937 1045"> </div> <div data-bbox="1400 1069 1601 1093"> <p>図7 GalaxyCosmo-Sの入出力</p> </div> <div data-bbox="1064 1109 1467 1380"> </div> <div data-bbox="1064 1388 1456 1412"> <p>図8 冷却材密度変化に伴う無限増倍率の差異（ウラン燃料）</p> </div> <div data-bbox="1489 1109 1915 1380"> </div> <div data-bbox="1489 1388 1915 1412"> <p>図9 冷却材密度変化に伴う無限増倍率の差異（Gd入り燃料）</p> </div>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.7 格納容器再循環サンプ水位が再循環切替水位に到達するまでの時間について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失・全交流動力電源喪失））

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.8</p> <p style="text-align: center;">格納容器再循環サンプ水位が再循環切替水位に到達するまでの時間について （運転停止中 崩壊熱除去機能喪失・全交流動力電源喪失）</p> <p>格納容器再循環サンプ水位が再循環切替水位に到達するまでの時間を次ページの想定に基づき求めた。（図1、図2参照）</p> <p>計算式：$141[\text{min}]/60[\text{min/h}] + (1,240[\text{m}^3] - 68[\text{m}^3]) / 28[\text{m}^3/\text{h}] = \text{約 } 44 \text{ 時間}$</p> <p>この時間に対し、崩壊熱除去機能喪失時における格納容器スプレイポンプによる代替再循環の準備については再循環切替水位到達後速やかに実施することで対応が可能なこと、全交流動力電源喪失時における高压代替再循環運転に移行するための大容量ポンプ等の準備時間は約16.2時間であることから、運転操作に対する時間余裕の観点で問題はないと考える。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.4.1.7</p> <p style="text-align: center;">格納容器再循環サンプ水位が再循環切替水位に到達するまでの時間について （運転停止中 崩壊熱除去機能喪失・全交流動力電源喪失）</p> <p>格納容器再循環サンプ水位が再循環切替水位に到達するまでの時間を次ページの想定に基づき求めた。（図1、図2参照）</p> <p>計算式：$60[\text{min}]/60[\text{min/h}] + (1,250[\text{m}^3] - 19[\text{m}^3]) / 29[\text{m}^3/\text{h}] = \text{約 } 43 \text{ 時間}$</p> <p>この時間に対し、崩壊熱除去機能喪失時における格納容器スプレイポンプによる代替再循環の準備については再循環切替水位到達後速やかに実施することで対応が可能なこと、全交流動力電源喪失時における高压代替再循環に移行するための可搬型大型送水ポンプ車等の準備時間は約11時間であることから、運転操作に対する時間余裕の観点で問題はないと考える。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p style="color: red;">設計等の相違 評価結果の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.7 格納容器再循環サンプ水位が再循環切替水位に到達するまでの時間について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失・全交流動力電源喪失））

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>仮設代替低圧注水ポンプ ・約141分後から運転開始 (28m³/h)</p> <p>加圧器開口部からの流出量 ・約141分以降：28m³/hで流出</p> <p>原子炉格納容器 スプレイング</p> <p>1700m³ (有効水量) 燃料取替用水ピット</p> <p>1.800m³ (有効水量)</p> <p>格納容器再循環サンプ 条件① 約141分時点の水量 (解析結果に基づく)：約68m³ 条件② 約141分以降：28m³/hで流入 条件③ 再循環切替水位相当の水量 (設計情報に基づく)：約1,240m³</p>	<p>加圧器開口部からの流出量 ・約60分以降：29m³/hで流出</p> <p>原子炉格納容器</p> <p>1700m³ (有効水量) 燃料取替用水ピット</p> <p>代替格納容器スプレイポンプ ・約60分後から運転開始 (29m³/h)</p> <p>格納容器再循環サンプ 条件① 約60分時点の水量 (解析結果に基づく)：約19m³ 条件② 約60分以降：29m³/hで流入 条件③ 再循環切替水位相当の水量 ：約1,250m³</p>	
<p>図1 再循環切替水位に到達するまでの時間評価の想定 (ミッドループ運転中のRHR喪失及びSBO)</p>	<p>図1 再循環切替水位に到達するまでの時間評価の想定 (ミッドループ運転中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失)</p>	
<p>再循環サンプ水量(m³)</p> <p>1,240 (条件③)</p> <p>条件②：28m³/hで流入</p> <p>68 (条件①)</p> <p>141分</p> <p>約44時間</p> <p>時間</p> <p>図2 時間評価結果</p>	<p>再循環サンプ水量(m³)</p> <p>1,250 (条件③)</p> <p>条件②：29m³/hで流入</p> <p>19 (条件①)</p> <p>60分</p> <p>約43時間</p> <p>時間</p> <p>図2 時間評価結果</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.8 安定状態について）

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 style="text-align: center;">添付資料 5.1.9</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>崩壊熱除去機能喪失(余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)時の安定状態については以下のとおり。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px;"> <p>原子炉安定状態：1次冷却系保水が維持されており、1次冷却材温度が安定した状態</p> <p>原子炉安定状態の確立について</p> <p>1次冷却系保水水量及び1次冷却材温度は第5.1.9図及び第5.1.11図の解析結果より、事象発生の約220分後には安定している。また、第5.1.12図の解析結果より、燃料被覆管温度も事象発生の約220分後には安定していることから、事象発生の約220分後を原子炉の安定状態とした。</p> <p>代替再循環及び格納容器内自然対流冷却等による長期停止状態の維持について</p> <p>燃料取替用水ピット水位及び格納容器再循環サンプ水位が再循環切替値に到達後、A格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転に切り替え、格納容器内自然対流冷却による除熱を継続すること、また、必要に応じてB格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイにより除熱を継続することで、燃料及び原子炉格納容器の健全性を維持可能であることから、原子炉の安定状態を長期にわたり維持可能である。</p> </div>	<p style="text-align: center;">添付資料 5.1.5</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時の安定状態については以下のとおり。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px;"> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】</p> <p>原子炉安定停止状態の確立について</p> <p>崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し、沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが、待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）による注水継続により原子炉水位は回復し、炉心の冷却が維持される。</p> <p>その後、残留熱除去系を原子炉停止時冷却モードに切替え、原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行し、原子炉安定停止状態が確立される。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】</p> <p>上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。</p> <p>また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。</p> </div>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.4.1.8</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）時の安定状態については以下のとおり。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px;"> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】</p> <p>原子炉安定停止状態の確立について</p> <p>1次冷却系保水水量は第7.4.1.9図の解析結果より、事象発生の約100分後に安定している。1次冷却材温度は第7.4.1.11図の解析結果より、事象発生の約120分後に安定状態に至る。また、第7.4.1.12図の解析結果より、燃料被覆管温度も若干変動するものの初期温度から有意な上昇はなく安定していることから、事象発生約120分後を原子炉安定状態とした。</p> <p>その後、燃料取替用水ピット水位及び格納容器再循環サンプ水位が再循環切替値に到達後、B格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転に切り替え炉心注水を開始することで、原子炉安定停止状態が確立される。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】</p> <p>上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。</p> <p>また、代替再循環運転及び格納容器内自然対流冷却による除熱を継続することで、安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。</p> </div>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.9 運転停止中における原子炉格納容器の健全性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.10</p> <p style="text-align: center;">運転停止中における原子炉格納容器の健全性について</p> <p>1. はじめに</p> <p>運転停止中の事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」では、それぞれの要因で余熱除去機能が喪失することを想定しており、1次冷却材が沸騰するとともに加圧器安全弁等の1次冷却系開口部から蒸気が放出されることで原子炉格納容器圧力及び温度が上昇する。</p> <p>よって、原子炉格納容器内圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制するため、重大事故等対策として高圧注入ポンプを用いた高圧再循環運転及び格納容器内自然対流冷却を整備することとしており、その有効性について確認する。</p> <p>2. 確認方法</p> <p>重要事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」において、格納容器内圧解析コードCOCOにより確認している、原子炉格納容器圧力及び温度並びに原子炉格納容器内放出エネルギー量の結果と、「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」における格納容器内放出エネルギー量を比較することで、運転停止中における原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を評価する。</p> <p>具体的には以下の通りである。</p> <p>①「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」の結果から、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達する時点の格納容器内放出エネルギー積算値を確認する。</p> <p>②「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」の解析結果から、原子炉格納容器放出エネルギー積算値が、①で確認した値に到達するまでの時間を確認することで、それぞれの事故シーケンスで最高使用圧力到達時間を確認する。なお、放出エネルギー量の積算値については、保守的に事象発生5時間以降は一定の割合で放出されるものとした。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.4.1.9</p> <p style="text-align: center;">運転停止中における原子炉格納容器の健全性について</p> <p>1. はじめに</p> <p>運転停止中の事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」では、それぞれの要因で余熱除去機能が喪失することを想定しており、1次冷却材が沸騰するとともに加圧器安全弁等の1次冷却系開口部から蒸気が放出されることで原子炉格納容器圧力及び温度が上昇する。</p> <p>よって、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制するため、重大事故等対策として高圧注入ポンプによる高圧再循環運転及び格納容器内自然対流冷却を整備することとしており、その有効性について確認する。</p> <p>2. 確認方法</p> <p>重要事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」において、格納容器内圧解析コードCOCOにより確認している原子炉格納容器圧力及び温度並びに原子炉格納容器内放出エネルギー量の結果と、「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」における原子炉格納容器内放出エネルギー量を比較することで、運転停止中における原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を評価する。</p> <p>具体的には以下のとおりである。</p> <p>①「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」の結果から、原子炉格納容器雰囲気温度 110℃到達時点、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達する時点それぞれの原子炉格納容器内放出エネルギー積算値を確認する。</p> <p>②「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」の解析結果から、原子炉格納容器内放出エネルギー積算値が、①で確認した値に到達するまでの時間を確認することで、それぞれの事故シーケンスで原子炉格納容器雰囲気温度 110℃到達及び最高使用圧力到達時間を確認する。なお、放出エネルギー量の積算値については、保守的に事象発生5時間以降は一定の割合で放出されるものとした。</p> <p>(図1、図2)</p>	<p>記載方針の相違 ・泊では最高使用圧力到達だけではなく、CV温度110℃到達時点のエネルギーも算出（伊方と同様）</p>

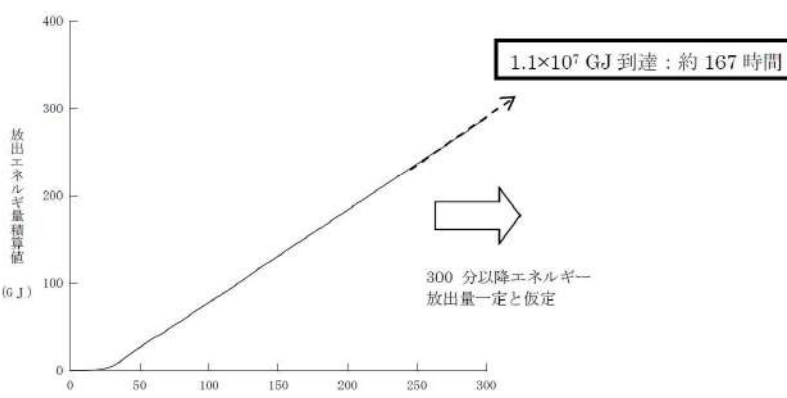
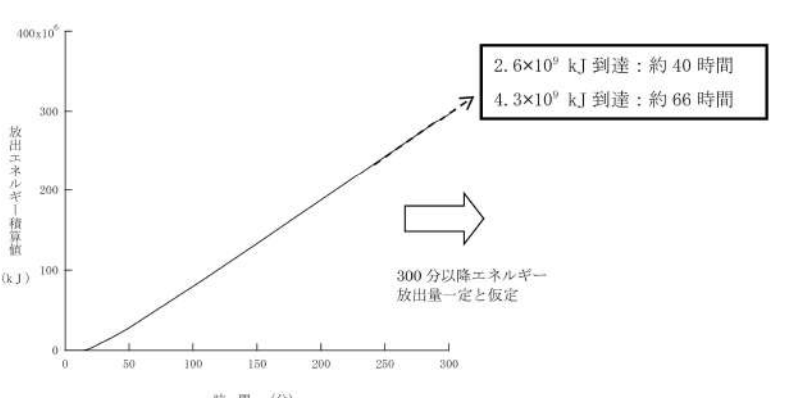
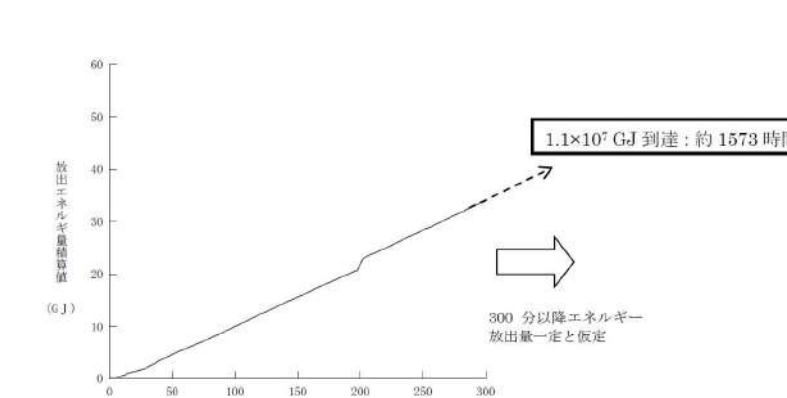
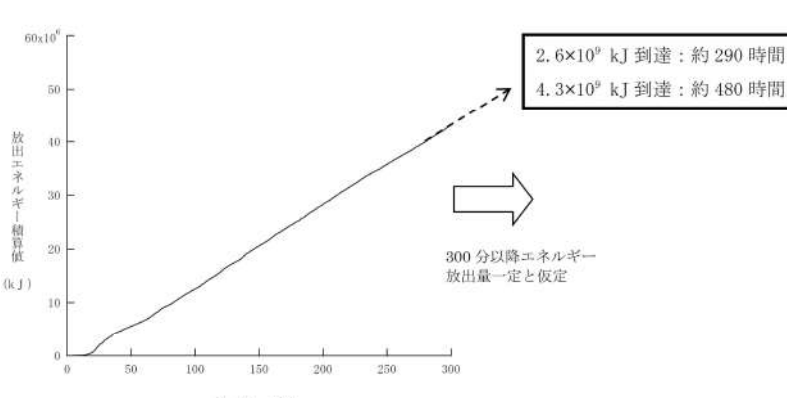
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.9 運転停止中における原子炉格納容器の健全性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																									
<p>3. 確認結果</p> <p>「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」の解析結果から、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力到達時点の原子炉格納容器内放出エネルギー量を確認した結果は表1に示すとおりである。（①に相当）</p> <p>また、「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」の解析結果から、①で確認した放出エネルギー量に到達する時間を確認することで、運転停止中の各事故シーケンスにおいて原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達する時間を評価した結果は図1及び表2に示すとおりであり、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達するまでの時間に対して格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却は事象発生の24時間後までに対応可能な対策であり、十分な余裕があることから、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」に対しても有効な対策である。</p> <p>表1 外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故における原子炉格納容器内放出エネルギー量</p> <table border="1" data-bbox="174 754 1025 978"> <thead> <tr> <th>重要事故シーケンス</th> <th>原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達するまでのエネルギー積算量</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故</td> <td>約 1.1×10⁷GJ</td> </tr> </tbody> </table> <p>表2 運転停止中の原子炉格納容器圧力及び温度評価結果</p> <table border="1" data-bbox="181 1048 1025 1410"> <thead> <tr> <th>重要事故シーケンス</th> <th>原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達するまでのエネルギー積算量（約 1.1×10⁷GJ）</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失</td> <td>約 167 時間後</td> </tr> <tr> <td>原子炉冷却材の流出</td> <td>約 1,573 時間後</td> </tr> </tbody> </table>	重要事故シーケンス	原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達するまでのエネルギー積算量	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故	約 1.1×10 ⁷ GJ	重要事故シーケンス	原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達するまでのエネルギー積算量（約 1.1×10 ⁷ GJ）	崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失	約 167 時間後	原子炉冷却材の流出	約 1,573 時間後	<p>3. 確認結果</p> <p>「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及び RCP シールLOCA が発生する事故」の解析結果から、原子炉格納容器雰囲気温度 110℃到達時点、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力到達時点の原子炉格納容器内放出エネルギー量を確認した結果は表1に示すとおりである。（①に相当）</p> <p>また、「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」の解析結果から、①で確認した放出エネルギー量に到達する時間を確認することで、運転停止中の各事故シーケンスにおいて原子炉格納容器雰囲気温度 110℃到達、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達する時間を評価した結果は図1及び表2に示すとおりであり、原子炉格納容器雰囲気温度 110℃到達するまでの時間又は原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達するまでの時間に対して、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却は事象発生の24時間後までに対応可能な対策であり、十分な余裕があることから、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」に対しても有効な対策である。</p> <p>表1 外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故における原子炉格納容器内放出エネルギー量</p> <table border="1" data-bbox="1169 746 1861 1011"> <thead> <tr> <th>重要事故シーケンス</th> <th>原子炉格納容器雰囲気温度が110℃に到達するまでのエネルギー積算量</th> <th>原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達するまでのエネルギー積算量</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故</td> <td>約2.6×10⁹ kJ</td> <td>約4.3×10⁹ kJ</td> </tr> </tbody> </table> <p>表2 運転停止中の原子炉格納容器圧力及び温度評価結果</p> <table border="1" data-bbox="1169 1128 1861 1410"> <thead> <tr> <th>重要事故シーケンス</th> <th>原子炉格納容器雰囲気温度 110℃到達時刻（約 2.6×10⁹ kJ 相当）</th> <th>原子炉格納容器圧力が最高使用圧力到達時刻（約 4.3×10⁹ kJ 相当）</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失</td> <td>約 40 時間後</td> <td>約 66 時間後</td> </tr> <tr> <td>原子炉冷却材の流出</td> <td>約 290 時間後</td> <td>約 480 時間後</td> </tr> </tbody> </table> <p>評価結果の相違・CV型式の違いにより最高使用圧力、CV自由体積、ヒートシンク量が異なるため大飯の方が最高使用圧力に到達するまでのエネルギー積算値及び時間が異なる（参考：伊方は約 3.9×10⁹kJ、約57時間、約410時間後）</p>	重要事故シーケンス	原子炉格納容器雰囲気温度が110℃に到達するまでのエネルギー積算量	原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達するまでのエネルギー積算量	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故	約2.6×10 ⁹ kJ	約4.3×10 ⁹ kJ	重要事故シーケンス	原子炉格納容器雰囲気温度 110℃到達時刻（約 2.6×10 ⁹ kJ 相当）	原子炉格納容器圧力が最高使用圧力到達時刻（約 4.3×10 ⁹ kJ 相当）	崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失	約 40 時間後	約 66 時間後	原子炉冷却材の流出	約 290 時間後	約 480 時間後	
重要事故シーケンス	原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達するまでのエネルギー積算量																										
外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故	約 1.1×10 ⁷ GJ																										
重要事故シーケンス	原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達するまでのエネルギー積算量（約 1.1×10 ⁷ GJ）																										
崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失	約 167 時間後																										
原子炉冷却材の流出	約 1,573 時間後																										
重要事故シーケンス	原子炉格納容器雰囲気温度が110℃に到達するまでのエネルギー積算量	原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達するまでのエネルギー積算量																									
外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故	約2.6×10 ⁹ kJ	約4.3×10 ⁹ kJ																									
重要事故シーケンス	原子炉格納容器雰囲気温度 110℃到達時刻（約 2.6×10 ⁹ kJ 相当）	原子炉格納容器圧力が最高使用圧力到達時刻（約 4.3×10 ⁹ kJ 相当）																									
崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失	約 40 時間後	約 66 時間後																									
原子炉冷却材の流出	約 290 時間後	約 480 時間後																									

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

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.9 運転停止中における原子炉格納容器の健全性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		
<p>図1 「余熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の原子炉格納容器内への放出エネルギー積算値</p>	<p>図1 「余熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の原子炉格納容器内への放出エネルギー積算値</p>	
		
<p>図2 「原子炉冷却材の流出」の原子炉格納容器内への放出エネルギー積算値</p>	<p>図2 「原子炉冷却材の流出」の原子炉格納容器内への放出エネルギー積算値</p>	

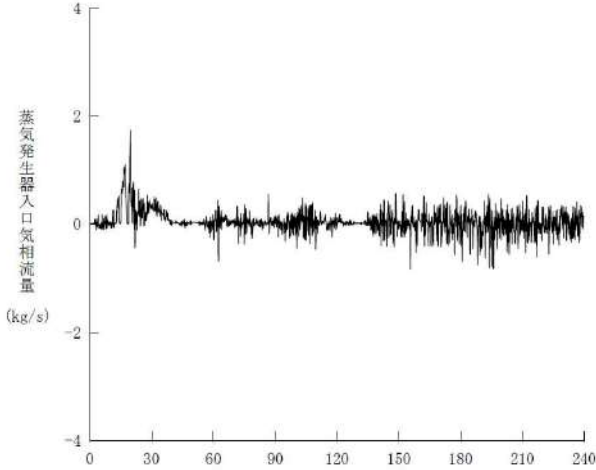
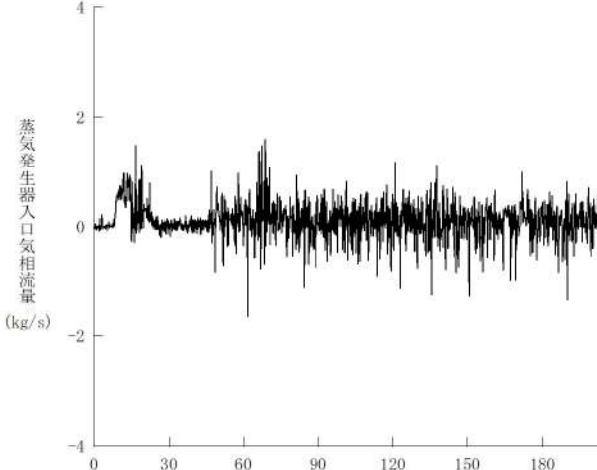
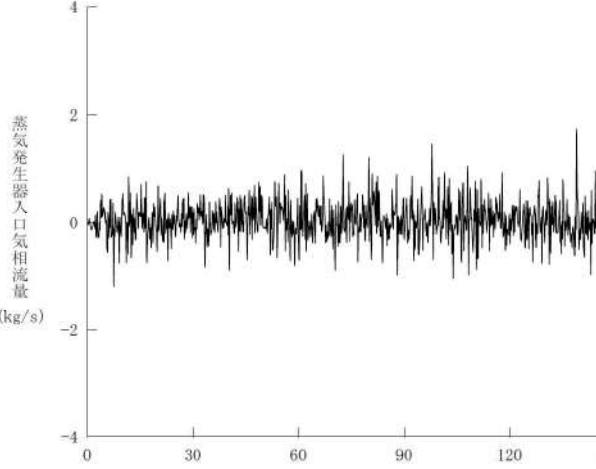
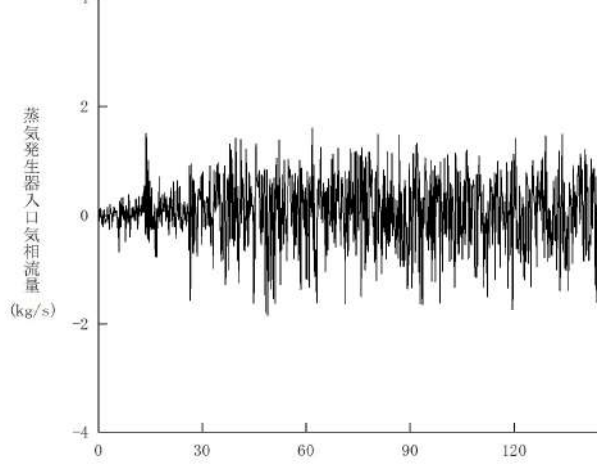
泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.10 蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置した場合の影響について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.11</p> <p style="text-align: center;">蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置した場合の影響について</p> <p>運転停止中の事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」では、蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置していないものとして有効性評価を行っている。しかしながら、実際のミッドループ運転時には、蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置する状況も考えられるため、設置した場合の評価項目となるパラメータに与える影響を確認した。</p> <p>蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置する場合、「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」時には、炉心崩壊熱による発生蒸気は蒸気発生器へ流入しないことから、設置しない場合と比べて1次冷却系の開口部からの流出流量は大きくなる。しかし、現状の評価である蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置しない場合においても、図1に示すとおり蒸気発生器への流入は流量の数%程度であり、1次冷却系の開口部からの流出が支配的となるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>また、「原子炉冷却材の流出」時には、同様に設置しない場合と比べて1次冷却系開口部及び流出口からの流出流量は大きくなるが、現状の評価である蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置しない場合においても、図2に示すとおり蒸気発生器への流入は発生蒸気流量の数%程度であり、1次冷却系の開口部及び流出口からの流出が支配的となるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>さらに、蒸気発生器出入口ノズル蓋はミッドループ水位到達後からある程度時間が経過したところで設置するため、現状の評価で想定している崩壊熱より小さくなることから、評価項目となるパラメータに与える影響はさらに小さくなる方向となる。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.4.1.10</p> <p style="text-align: center;">蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置した場合の影響について</p> <p>運転停止中の事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」では、蒸気発生器の冷却材入口ノズル及び冷却材出口ノズルの内面シール型ノズル蓋（以下「蒸気発生器出入口ノズル蓋」という。）を設置していないものとして有効性評価を行っている。しかしながら、実際のミッドループ運転時には、蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置する状況も考えられるため、設置した場合の評価項目となるパラメータに与える影響を確認した。</p> <p>蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置する場合、「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」時には、炉心崩壊熱による発生蒸気は蒸気発生器へ流入しないことから、設置しない場合と比べて1次冷却系の開口部からの流出流量は大きくなる。しかし、現状の評価である蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置しない場合においても、図1に示すとおり蒸気発生器への流入は流量の数%程度であり、1次冷却系の開口部からの流出が支配的となるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>また、「原子炉冷却材の流出」時には、同様に設置しない場合と比べて1次冷却系開口部及び流出口からの流出流量は大きくなるが、現状の評価である蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置しない場合においても、図2に示すとおり蒸気発生器への流入は発生蒸気流量の数%程度であり、1次冷却系の開口部及び流出口からの流出が支配的となるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>さらに、蒸気発生器出入口ノズル蓋はミッドループ水位到達後からある程度時間が経過したところで設置するため、現状の評価で想定している崩壊熱より小さくなることから、評価項目となるパラメータに与える影響はさらに小さくなる方向となる。</p>	<p>記載表現の相違</p>

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.10 蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置した場合の影響について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p data-bbox="280 710 873 734">時間 (分)</p>	 <p data-bbox="1198 710 1792 734">時間 (分)</p>	
<p data-bbox="280 750 873 813">図1 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の蒸気発生器入口気相流量の推移</p>	<p data-bbox="1198 750 1792 813">図1 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の蒸気発生器入口気相流量の推移</p>	
 <p data-bbox="280 1356 873 1380">時間 (分)</p>	 <p data-bbox="1198 1356 1792 1380">時間 (分)</p>	
<p data-bbox="280 1412 873 1444">図2 原子炉冷却材の流出時の蒸気発生器入口気相流量の推移</p>	<p data-bbox="1198 1404 1792 1444">図2 原子炉冷却材の流出時の蒸気発生器入口気相流量の推移</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.11 キャビティ満水時における事故影響の緩和手段について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.12</p> <p style="text-align: center;">キャビティ満水時における事故影響の緩和手段について</p> <p>1. キャビティ満水状態における事象進展について</p> <p>キャビティ満水状態とは、ミッドループ運転後に燃料取替用水ピット水をキャビティ側に移行させた後、1系統の余熱除去系によって崩壊熱除去を行っている状態である。</p> <p>キャビティ満水状態の1次系保有水量は、遮蔽設計における設計基準線量率に相当する水位^{※1}（炉心上端より約4m以上に相当）よりも上部に980m³以上確保されており、「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」が発生した場合は、事象発生後約7.3時間で沸騰を開始し、約17m³/時間の速度で蒸散が進み、約57時間で遮蔽設計基準値に相当する水位まで低下する。</p> <p>また、「原子炉冷却材の流出」が発生した場合は、有効性評価における想定と同様に燃料取替用水ピット戻り配管からの流出が継続するとした場合、約2時間で同水位まで低下するが、原子炉キャビティ水位の低下及び燃料取替用水ピット水位の上昇により流出を早期に検知し、漏えい箇所の特定及び隔離等により流出停止の措置を講じることが可能である。</p> <p>また、燃料取替用水ピット戻り配管以外からの流出を想定した場合においても、サンプル水位の上昇、ピット水位の上昇等により流出を早期に検知し、同様の措置を講じることが可能である。</p> <p>※1 使用済燃料ピットの燃料損傷防止に係る有効性評価においては、事象発生後にピット近傍で注水等の対応操作に当たる要員の過度の被ばくを防止するため、使用済燃料ピット中央表面の線量率が、燃料取替時の燃料取替建屋内の遮蔽設計基準値(第IV区分:0.15mSv/h未満)となるように遮蔽水位を設定して評価をしている。一方、キャビティ満水状態における想定事象発生時にはCV内での対応操作は必要とならないが、同様の水位を必要遮蔽厚として設定した。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.4.1.11</p> <p style="text-align: center;">キャビティ満水時における事故影響の緩和手段について</p> <p>1. キャビティ満水状態における事象進展について</p> <p>キャビティ満水状態とは、ミッドループ運転後に燃料取替用水ピット水をキャビティ側に移行させた後、1系統の余熱除去系によって崩壊熱除去を行っている状態である。</p> <p>キャビティ満水状態の1次冷却系保有水量は、遮蔽設計における設計基準線量率に相当する水位^{※1}（炉心上端より約4m以上に相当）よりも上部に約1,000m³確保されており、「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」が発生した場合は、事象発生後約7.5時間で沸騰を開始し、約15m³/時間の速度で蒸散が進み、約63時間で遮蔽設計基準値に相当する水位まで低下する。</p> <p>また、「原子炉冷却材の流出」が発生した場合は、有効性評価における想定と同様に燃料取替用水ピット戻り配管からの流出が継続するとした場合、約2時間で同水位まで低下するが、原子炉キャビティ水位の低下及び燃料取替用水ピット水位の上昇により流出を早期に検知し、漏えい箇所の特定及び隔離等により流出停止の措置を講じることが可能である。</p> <p>また、燃料取替用水ピット戻り配管以外からの流出を想定した場合においても、サンプル水位の上昇、ピット水位の上昇等により流出を早期に検知し、同様の措置を講じることが可能である。</p> <p>※1 使用済燃料ピットの燃料損傷防止に係る有効性評価においては、事象発生後にピット近傍で注水等の対応操作に当たる要員の過度の被ばくを防止するため、使用済燃料ピット中央表面の線量率が、燃料取替時の燃料取替棟内の遮蔽設計基準値(第IV区分:0.15mSv/h未満)となるように遮蔽水位を設定して評価をしている。一方、キャビティ満水状態における想定事象発生時には原子炉格納容器内での対応操作は必要とならないが、同様の水位を必要遮蔽厚として設定した。</p>	<p>記載表現の相違 設計の装置 評価結果の相違</p>

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.11 キャビティ満水時における事故影響の緩和手段について）

大飯発電所3 / 4号炉		泊発電所3号炉		相違理由																																										
<p>2. 運転停止時における有効性評価上の要求事項について</p> <p>運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド（以下、審査ガイドという）の要求事項に対して、ミッドループ運転状態及びキャビティ満水状態における評価項目を表1に示す。</p> <p>下表のとおりキャビティ満水状態においては、遮蔽設計基準値に相当する水位に対する確認が必要であり、次項にその結果を示す。</p> <p>表1 ミッドループ運転状態及びキャビティ満水状態における評価項目について</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th></th> <th>ミッドループ運転</th> <th>キャビティ満水 (モード外を除く)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">プラント 状態</td> <td>原子炉容器 開口状態</td> <td>上蓋あり</td> <td>上蓋なし</td> </tr> <tr> <td>純水ライン</td> <td>隔離</td> <td>隔離</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">審査ガイド の要求 事項</td> <td>(a)燃料冠水</td> <td>確認が必要</td> <td>燃料露出より前に遮蔽 必要厚さに到達するた め、(b)で評価する。</td> </tr> <tr> <td>(b)遮蔽厚</td> <td>原子炉容器上蓋が閉止されている 状態であることから問題ない。^{※2}</td> <td>確認が必要</td> </tr> <tr> <td>(c)未臨界</td> <td>純水による希釈は発生しない。また、 炉心で沸騰が生じたとしても 反応度への影響は軽微であり、未 臨界を維持していることを確認し ている。</td> <td>同左</td> </tr> </tbody> </table>				ミッドループ運転	キャビティ満水 (モード外を除く)	プラント 状態	原子炉容器 開口状態	上蓋あり	上蓋なし	純水ライン	隔離	隔離	審査ガイド の要求 事項	(a)燃料冠水	確認が必要	燃料露出より前に遮蔽 必要厚さに到達するた め、(b)で評価する。	(b)遮蔽厚	原子炉容器上蓋が閉止されている 状態であることから問題ない。 ^{※2}	確認が必要	(c)未臨界	純水による希釈は発生しない。また、 炉心で沸騰が生じたとしても 反応度への影響は軽微であり、未 臨界を維持していることを確認し ている。	同左	<p>2. 運転停止時における有効性評価上の要求事項について</p> <p>運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド（以下、審査ガイドという）の要求事項に対して、ミッドループ運転状態及びキャビティ満水状態における評価項目を表1に示す。</p> <p>下表のとおりキャビティ満水状態においては、遮蔽設計基準値に相当する水位に対する確認が必要であり、次項にその結果を示す。</p> <p>表1 ミッドループ運転状態及びキャビティ満水状態における 評価項目について</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th></th> <th>ミッドループ運転</th> <th>キャビティ満水 (モード外を除く)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">プラント 状態</td> <td>原子炉容器 開口状態</td> <td>上蓋あり</td> <td>上蓋なし</td> </tr> <tr> <td>純水ライン</td> <td>隔離</td> <td>隔離</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">審査ガイド の要求事項</td> <td>(a)燃料冠水</td> <td>確認が必要</td> <td>燃料露出より前に遮蔽必要 厚さに到達するため、(b) で評価する。</td> </tr> <tr> <td>(b)遮蔽厚</td> <td>原子炉容器上蓋が閉止され ている状態であることから 問題ない。^{※2}</td> <td>確認が必要</td> </tr> <tr> <td>(c)未臨界</td> <td>純水による希釈は発生しな い。また、炉心で沸騰が生 じたとしても反応度への影 響は軽微であり、未臨界を 維持していることを確認し ている。</td> <td>同左</td> </tr> </tbody> </table>				ミッドループ運転	キャビティ満水 (モード外を除く)	プラント 状態	原子炉容器 開口状態	上蓋あり	上蓋なし	純水ライン	隔離	隔離	審査ガイド の要求事項	(a)燃料冠水	確認が必要	燃料露出より前に遮蔽必要 厚さに到達するため、(b) で評価する。	(b)遮蔽厚	原子炉容器上蓋が閉止され ている状態であることから 問題ない。 ^{※2}	確認が必要	(c)未臨界	純水による希釈は発生しな い。また、炉心で沸騰が生 じたとしても反応度への影 響は軽微であり、未臨界を 維持していることを確認し ている。	同左	
		ミッドループ運転	キャビティ満水 (モード外を除く)																																											
プラント 状態	原子炉容器 開口状態	上蓋あり	上蓋なし																																											
	純水ライン	隔離	隔離																																											
審査ガイド の要求 事項	(a)燃料冠水	確認が必要	燃料露出より前に遮蔽 必要厚さに到達するた め、(b)で評価する。																																											
	(b)遮蔽厚	原子炉容器上蓋が閉止されている 状態であることから問題ない。 ^{※2}	確認が必要																																											
	(c)未臨界	純水による希釈は発生しない。また、 炉心で沸騰が生じたとしても 反応度への影響は軽微であり、未 臨界を維持していることを確認し ている。	同左																																											
		ミッドループ運転	キャビティ満水 (モード外を除く)																																											
プラント 状態	原子炉容器 開口状態	上蓋あり	上蓋なし																																											
	純水ライン	隔離	隔離																																											
審査ガイド の要求事項	(a)燃料冠水	確認が必要	燃料露出より前に遮蔽必要 厚さに到達するため、(b) で評価する。																																											
	(b)遮蔽厚	原子炉容器上蓋が閉止され ている状態であることから 問題ない。 ^{※2}	確認が必要																																											
	(c)未臨界	純水による希釈は発生しな い。また、炉心で沸騰が生 じたとしても反応度への影 響は軽微であり、未臨界を 維持していることを確認し ている。	同左																																											
<p>※2 ミッドループ運転状態における炉心からの放射線の遮蔽効果</p> <p>ミッドループ運転状態において水位が燃料有効部上端まで低下した場合を想定し、原子炉容器上蓋、上部炉心支持板等の炉内構造物による遮蔽効果を考慮して線量率を評価したところ、原子炉容器上蓋表面において 0.084mSv/h となり、燃料取替時における遮蔽設計区分（第IV区分：0.15mSv/h 未満）となった。</p> <p>したがって、遮蔽維持のための水位（炉心上端より約 4m 以上に相当）と同等の遮蔽効果を有しているため、ミッドループ運転状態においては燃料冠水状態を維持することで、遮蔽厚さに対する要求事項を満足している。</p>		<p>※2 ミッドループ運転状態における炉心からの放射線の遮蔽効果</p> <p>ミッドループ運転状態において水位が燃料有効部上端まで低下した場合を想定し、原子炉容器上蓋、上部炉心支持板等の炉内構造物による遮蔽効果を考慮して線量率を評価したところ、原子炉容器上蓋表面において 0.084mSv/h となり、燃料取替時における遮蔽設計区分（第IV区分：0.15mSv/h 未満）となった。</p> <p>したがって、遮蔽維持のための水位（炉心上端より約 4m 以上に相当）と同等の遮蔽効果を有しているため、ミッドループ運転状態においては燃料冠水状態を維持することで、遮蔽厚さに対する要求事項を満足している。</p>																																												

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.11 キャビティ満水時における事故影響の緩和手段について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>3. キャビティ満水状態における事故影響の緩和手段について</p> <p>キャビティ満水状態においては、事象発生後、十分な時間余裕を有しており、更に、運転中の余熱除去系統の機能喪失に備えて、もう片系統の余熱除去系統を待機状態としておくことを社内規定で定めており、以下のとおり事象収束が可能である。</p> <p>(1) 事象発生後の手順</p> <p>①余熱除去系統の機能喪失事象が発生した場合（図1）</p> <p>運転中の余熱除去系統（A-RHRとする。）が機能喪失した場合、ポンプのトリップ信号、キャビティ水位計等により事象発生を検知し、待機状態の余熱除去系統(B-RHR)によって崩壊熱の除去を行うことができる。</p> <p>このため、キャビティ水位の有意な低下は発生しない。</p> <p>また、運転操作としては、ミッドループ運転状態のような蓄圧タンクによる注水（事象発生の60分後、100分後、140分後で実施）又は恒設代替低圧注水ポンプによる注水（事象発生の141分後で実施）等の操作を実施する必要がなく運転操作の観点でもミッドループ運転状態の方が厳しい。</p> <p>②全交流動力電源喪失事象が発生した場合（図2）</p> <p>事象発生後、キャビティ水位は低下するが、空冷式非常用発電装置による電源回復後は、A-RHR又はB-RHRポンプを起動させることで、崩壊熱の除去を行うことができる。</p> <p>仮に事象発生の24時間後にRHRポンプを起動させた場合、その間の蒸散量を考慮しても、キャビティの保有水量は700m³以上確保されている。</p> <p>また、運転操作としても、①と同様にミッドループ運転状態の方が厳しい。</p> <p>③原子炉冷却材の流出事象が発生した場合（図1）</p> <p>事象発生後、系統からの漏えいや流出に対して様々な検知方法が整備されており、キャビティ水位の低下を早期に検知できる。燃料取替用水ピット戻り配管からの流出の場合は、流出箇所の特定後は中央制御室操作による電動弁の閉止およびRHRポンプの停止操作等により事象を収束させることができる。^{*3}</p> <p>事象収束後は、A-RHR又はB-RHRポンプを用いて（1）と同様の手順で崩壊熱の除去を行うことができる。</p> <p>対応手順と所要時間を図3に示す。事象発生後30分（状況判断10分+格納容器隔離10分+漏えい箇所隔離操作10分）で流出停止が可能であり、その間の流出量を考慮してもキャビティの保有水量は900m³以上確保されている。</p> <p>なお、燃料取替用水ピット戻り配管以外からの流出の場合は、系統隔離のための現場操作を伴うことも考えられるが、2時間以内に十分操作可能である。</p>	<p>3. キャビティ満水状態における事故影響の緩和手段について</p> <p>キャビティ満水状態においては、事象発生後、十分な時間余裕を有しており、更に、運転中の余熱除去系統の機能喪失に備えて、もう片系統の余熱除去系統を待機状態としておくことを社内規定で定めており、以下のとおり事象収束が可能である。</p> <p>(1) 事象発生後の手順</p> <p>①余熱除去系統の機能喪失事象が発生した場合（図1）</p> <p>運転中の余熱除去系統（A-余熱除去ポンプとする。）が機能喪失した場合、ポンプのトリップ信号、キャビティ水位計等により事象発生を検知し、待機状態の余熱除去系統（B-余熱除去ポンプ）によって崩壊熱の除去を行うことができる。</p> <p>このため、キャビティ水位の有意な低下は発生しない。</p> <p>また、運転操作としては、ミッドループ運転状態のような代替格納容器スプレイポンプによる注水を事象発生の60分後に実施する必要がなく運転操作の観点でもミッドループ運転状態の方が厳しい。</p> <p>②全交流動力電源喪失事象が発生した場合（図2）</p> <p>事象発生後、キャビティ水位は低下するが、代替非常用発電機による電源回復後は、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水、可搬型大型送水ポンプ車による高圧注入ポンプ補機冷却水通水及び格納容器内自然対流冷却によって、崩壊熱の除去及び低下した水位の回復を行うことができる。</p> <p>仮に事象発生の24時間後に代替格納容器スプレイポンプを起動させた場合、その間の蒸発量を考慮しても、キャビティの保有水量は600m³以上確保されている。</p> <p>また、運転操作としても、①と同様にミッドループ運転状態の方が厳しい。</p> <p>③原子炉冷却材の流出事象が発生した場合（図1）</p> <p>事象発生後、系統からの漏えいや流出に対して様々な検知方法が整備されており、キャビティ水位の低下を早期に検知できる。燃料取替用水ピット戻り配管からの流出の場合は、流出箇所の特定後は中央制御室操作による電動弁の閉止及び余熱除去ポンプの停止操作等により事象を収束させることができる。^{*3}</p> <p>事象収束後は、A-余熱除去ポンプ又はB-余熱除去ポンプを用いて（1）と同様の手順で崩壊熱の除去を行うことができる。</p> <p>対応手順と所要時間を図3に示す。事象発生後20分（状況判断10分+格納容器隔離5分+漏えい箇所隔離操作5分）で流出停止が可能であり、その間の流出量を考慮してもキャビティの保有水量は800m³以上確保されている。</p> <p>なお、燃料取替用水ピット戻り配管以外からの流出の場合は、系統隔離のための現場操作を伴うことも考えられるが、2時間以内に十分操作可能である。</p>	<p>設備の相違</p> <p>設計の相違</p> <p>・代替交流電源設備による余熱除去ポンプの起動は出来ないため炉心注水等を実施（伊方と同様）</p> <p>想定時間の相違</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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.11 キャビティ満水時における事故影響の緩和手段について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																								
<p>※3 系統構成上考えられる流出経路は、余熱除去系統と化学体積制御系統等があるが、有効性評価においては、最大流出流量として余熱除去系統の燃料取替用水ピットへの戻り配管（8インチ配管）を誤開した場合を想定している。この場合に流出した冷却材は燃料取替用水ピットからの補給ラインによって余熱除去ポンプによりキャビティへ移送することで水量を回復させることができる。</p> <p>一方、その他の化学体積制御系統等から流出した場合は、流出量は小さく十分な時間余裕があり、さらに事象が発生したとしても補助建屋サンプ又は格納容器サンプの水位上昇等により早期に検知することができる。</p>	<p>※3 系統構成上考えられる流出経路は、余熱除去系統と化学体積制御系統等があるが、有効性評価においては、最大流出流量として余熱除去系統の燃料取替用水ピットへの戻り配管（8インチ配管）を誤開した場合を想定している。この場合に流出した冷却材は燃料取替用水ピットからの補給ラインによって余熱除去ポンプによりキャビティへ移送することで水量を回復させることができる。</p> <p>一方、その他の化学体積制御系統等から流出した場合は、流出量は小さく十分な時間余裕があり、さらに事象が発生したとしても補助建屋サンプタンク又は格納容器サンプの水位上昇等により早期に検知することができる。</p>																									
<p>表2 ミッドループ運転状態及びキャビティ満水状態における事象収束操作</p>	<p>表2 ミッドループ運転及びキャビティ満水状態における事象収束操作</p>																									
<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="138 499 342 555"></th> <th data-bbox="342 499 674 555">ミッドループ運転</th> <th data-bbox="674 499 1055 555">キャビティ満水 (モード外を除く)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="138 555 342 778">① 余熱除去系統の機能喪失事象</td> <td data-bbox="342 555 674 778"> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生後速やかに検知できる。 炉心水位は低下し、事象発生後60分、100分、140分で蓄圧タンク注入、141分で恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注入を実施する。 </td> <td data-bbox="674 555 1055 778"> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生後速やかに検知できる。 待機状態のRHRを運転させることで、有意な水位低下は発生しない。 ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注入等の運転操作が不要である。 </td> </tr> <tr> <td data-bbox="138 778 342 1058">② 全交流動力電源喪失</td> <td data-bbox="342 778 674 1058">同上</td> <td data-bbox="674 778 1055 1058"> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生後速やかに検知できる。 仮に事象発生後24時間後にRHRポンプを起動させたとし、その間の蒸散量を考慮してもキャビティの保有水量は700m³以上確保されている。 ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注入等の運転操作が不要である。 </td> </tr> <tr> <td data-bbox="138 1058 342 1334">③ 原子炉冷却材の流出</td> <td data-bbox="342 1058 674 1334"> 事象発生後約3分後にRHRポンプがトリップする。炉心水位は低下するが約23分後に充てんポンプによる炉心注入を実施し、水位は回復する。 </td> <td data-bbox="674 1058 1055 1334"> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生後約10分後に流出箇所を特定できる。 事象発生後約30分後に流出停止した場合、その間の流出量を考慮してもキャビティの保有水量は900m³以上確保されている。 ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注入等の運転操作が不要である。(図3) </td> </tr> </tbody> </table>		ミッドループ運転	キャビティ満水 (モード外を除く)	① 余熱除去系統の機能喪失事象	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後速やかに検知できる。 炉心水位は低下し、事象発生後60分、100分、140分で蓄圧タンク注入、141分で恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注入を実施する。 	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後速やかに検知できる。 待機状態のRHRを運転させることで、有意な水位低下は発生しない。 ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注入等の運転操作が不要である。 	② 全交流動力電源喪失	同上	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後速やかに検知できる。 仮に事象発生後24時間後にRHRポンプを起動させたとし、その間の蒸散量を考慮してもキャビティの保有水量は700m³以上確保されている。 ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注入等の運転操作が不要である。 	③ 原子炉冷却材の流出	事象発生後約3分後にRHRポンプがトリップする。炉心水位は低下するが約23分後に充てんポンプによる炉心注入を実施し、水位は回復する。	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後約10分後に流出箇所を特定できる。 事象発生後約30分後に流出停止した場合、その間の流出量を考慮してもキャビティの保有水量は900m³以上確保されている。 ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注入等の運転操作が不要である。(図3) 	<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="1055 499 1218 555"></th> <th data-bbox="1218 499 1487 555">ミッドループ運転</th> <th data-bbox="1487 499 1966 555">キャビティ満水 (モード外を除く)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="1055 555 1218 778">① 余熱除去系統の機能喪失事象</td> <td data-bbox="1218 555 1487 778"> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生後速やかに検知できる。 炉心水位は低下し、事象発生後60分で代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を実施する。 </td> <td data-bbox="1487 555 1966 778"> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生後速やかに検知できる。 待機状態のRHRを運転させることで、有意な水位低下は発生しない 代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を実施し、蒸発により低下した水位を回復させる。 ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注水等の運転操作が不要である。 </td> </tr> <tr> <td data-bbox="1055 778 1218 962">② 全交流動力電源喪失</td> <td data-bbox="1218 778 1487 962">同上</td> <td data-bbox="1487 778 1966 962"> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生後速やかに検知できる。 仮に事象発生後24時間後に代替格納容器スプレイポンプを起動させたとし、その間の蒸発量を考慮してもキャビティの保有水量は600m³以上確保されている。 ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注水等の運転操作が不要である。 </td> </tr> <tr> <td data-bbox="1055 962 1218 1334">③ 原子炉冷却材の流出</td> <td data-bbox="1218 962 1487 1334"> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生後約2分後に余熱除去ポンプがトリップする。 炉心水位は低下するが約22分で充てんポンプによる炉心注水を実施し、水位は回復する。 </td> <td data-bbox="1487 962 1966 1334"> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生後約10分後に流出箇所を特定できる。 事象発生後約20分後に流出停止した場合、その間の流出量を考慮してもキャビティの保有水量は800m³以上確保されている。 ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注水等の運転操作が不要である。(図3) </td> </tr> </tbody> </table>		ミッドループ運転	キャビティ満水 (モード外を除く)	① 余熱除去系統の機能喪失事象	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後速やかに検知できる。 炉心水位は低下し、事象発生後60分で代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を実施する。 	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後速やかに検知できる。 待機状態のRHRを運転させることで、有意な水位低下は発生しない 代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を実施し、蒸発により低下した水位を回復させる。 ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注水等の運転操作が不要である。 	② 全交流動力電源喪失	同上	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後速やかに検知できる。 仮に事象発生後24時間後に代替格納容器スプレイポンプを起動させたとし、その間の蒸発量を考慮してもキャビティの保有水量は600m³以上確保されている。 ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注水等の運転操作が不要である。 	③ 原子炉冷却材の流出	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後約2分後に余熱除去ポンプがトリップする。 炉心水位は低下するが約22分で充てんポンプによる炉心注水を実施し、水位は回復する。 	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後約10分後に流出箇所を特定できる。 事象発生後約20分後に流出停止した場合、その間の流出量を考慮してもキャビティの保有水量は800m³以上確保されている。 ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注水等の運転操作が不要である。(図3) 	
	ミッドループ運転	キャビティ満水 (モード外を除く)																								
① 余熱除去系統の機能喪失事象	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後速やかに検知できる。 炉心水位は低下し、事象発生後60分、100分、140分で蓄圧タンク注入、141分で恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注入を実施する。 	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後速やかに検知できる。 待機状態のRHRを運転させることで、有意な水位低下は発生しない。 ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注入等の運転操作が不要である。 																								
② 全交流動力電源喪失	同上	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後速やかに検知できる。 仮に事象発生後24時間後にRHRポンプを起動させたとし、その間の蒸散量を考慮してもキャビティの保有水量は700m³以上確保されている。 ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注入等の運転操作が不要である。 																								
③ 原子炉冷却材の流出	事象発生後約3分後にRHRポンプがトリップする。炉心水位は低下するが約23分後に充てんポンプによる炉心注入を実施し、水位は回復する。	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後約10分後に流出箇所を特定できる。 事象発生後約30分後に流出停止した場合、その間の流出量を考慮してもキャビティの保有水量は900m³以上確保されている。 ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注入等の運転操作が不要である。(図3) 																								
	ミッドループ運転	キャビティ満水 (モード外を除く)																								
① 余熱除去系統の機能喪失事象	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後速やかに検知できる。 炉心水位は低下し、事象発生後60分で代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を実施する。 	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後速やかに検知できる。 待機状態のRHRを運転させることで、有意な水位低下は発生しない 代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を実施し、蒸発により低下した水位を回復させる。 ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注水等の運転操作が不要である。 																								
② 全交流動力電源喪失	同上	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後速やかに検知できる。 仮に事象発生後24時間後に代替格納容器スプレイポンプを起動させたとし、その間の蒸発量を考慮してもキャビティの保有水量は600m³以上確保されている。 ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注水等の運転操作が不要である。 																								
③ 原子炉冷却材の流出	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後約2分後に余熱除去ポンプがトリップする。 炉心水位は低下するが約22分で充てんポンプによる炉心注水を実施し、水位は回復する。 	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後約10分後に流出箇所を特定できる。 事象発生後約20分後に流出停止した場合、その間の流出量を考慮してもキャビティの保有水量は800m³以上確保されている。 ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注水等の運転操作が不要である。(図3) 																								
<p>(注) ミッドループ運転状態とキャビティ満水状態において運転操作のために確保されている総要員数は同じ。</p>																										

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

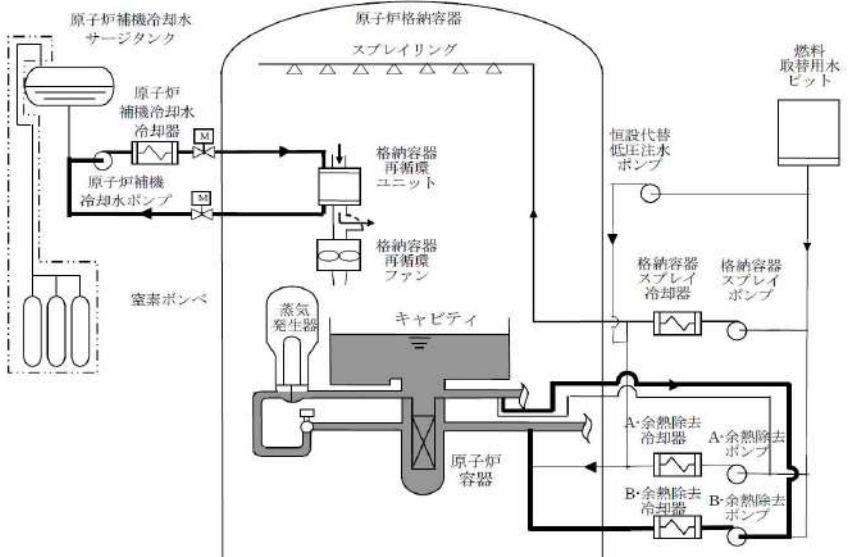
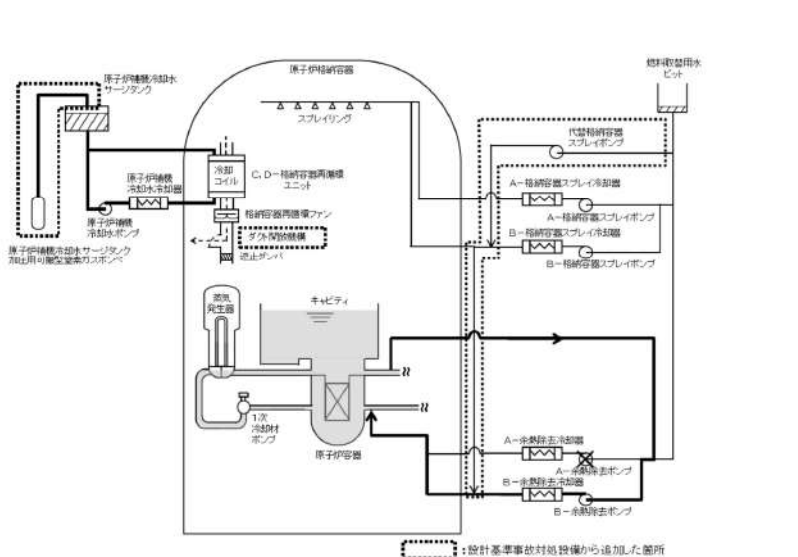
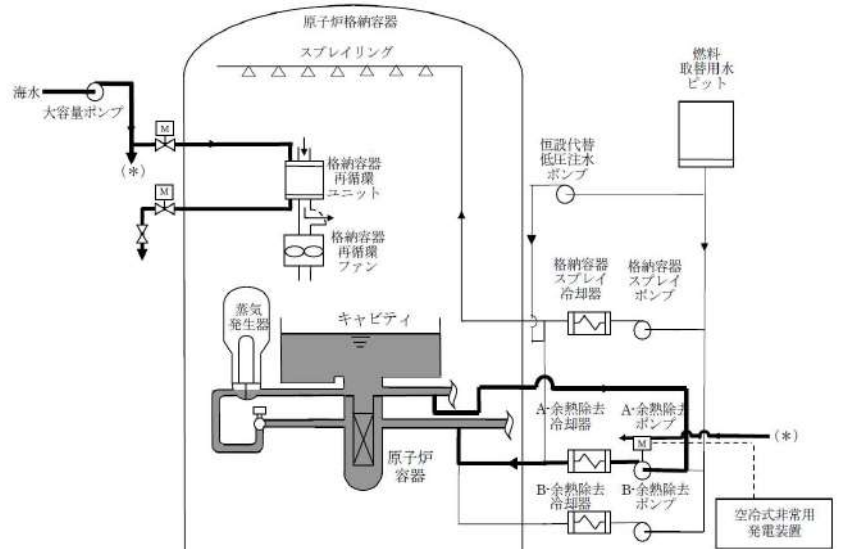
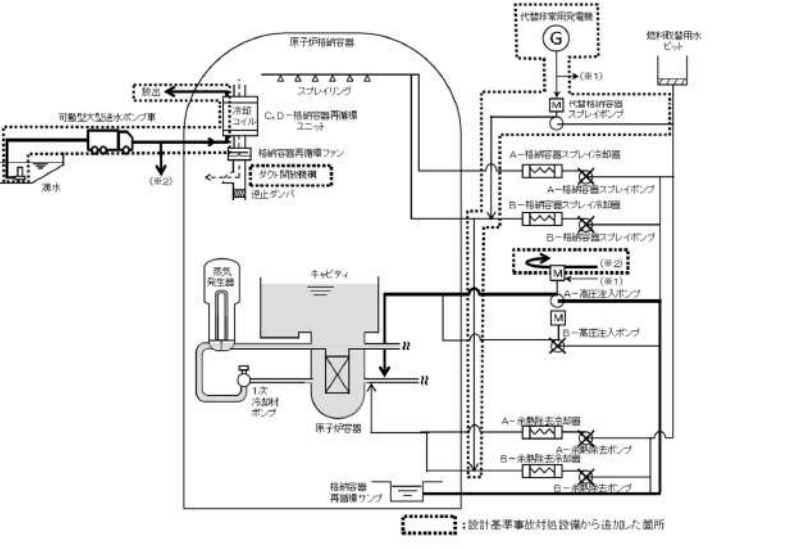
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.11 キャビティ満水時における事故影響の緩和手段について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(2) 格納容器への影響</p> <p>事象発生後、キャビティ水の蒸散により格納容器圧力・温度が上昇傾向になったとしても、ミッドループ運転状態と同様に最終ヒートシンクとなる機器（大容量ポンプ及び格納容器再循環ユニット）を機能要求していることから、格納容器内自然対流冷却による格納容器の除熱を維持できる。</p> <p>4. まとめ</p> <p>3. 項で示したとおり、キャビティ満水状態においては、事象発生後、十分な時間余裕を有しており、さらに、運転操作の観点でも、ミッドループ運転状態の方が必要な操作が多いことから、ミッドループ運転状態を対象として有効性評価を実施している。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>(2) 原子炉格納容器への影響</p> <p>事象発生後、キャビティ水の蒸発により原子炉格納容器圧力及び温度が上昇傾向になったとしても、ミッドループ運転状態と同様に最終ヒートシンクとなる機器（可搬型大型送水ポンプ車及び格納容器再循環ユニット）を機能要求していることから、格納容器内自然対流冷却による原子炉格納容器の除熱を維持できる。</p> <p>4. まとめ</p> <p>3. 項で示したとおり、キャビティ満水状態においては、事象発生後、十分な時間余裕を有しており、さらに、運転操作の観点でも、ミッドループ運転状態の方が必要な操作が多いことから、ミッドループ運転状態を対象として有効性評価を実施している。</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）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.11 キャビティ満水時における事故影響の緩和手段について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>図1 重大事故対策概要図（崩壊熱除去機能喪失、原子炉冷却材の流出の場合）</p>	 <p>図1 重大事故対策概要図（崩壊熱除去機能喪失、原子炉冷却材の流出の場合）</p>	
 <p>図2 重大事故対策概要図（全交流動力電源喪失の場合）</p>	 <p>図2 重大事故対策概要図（全交流動力電源喪失の場合）</p>	

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失 (余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失) (添付資料 7.4.1.11 キャビティ満水時における事故影響の緩和手段について)

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)

大飯発電所3/4号炉

泊発電所3号炉

相違理由

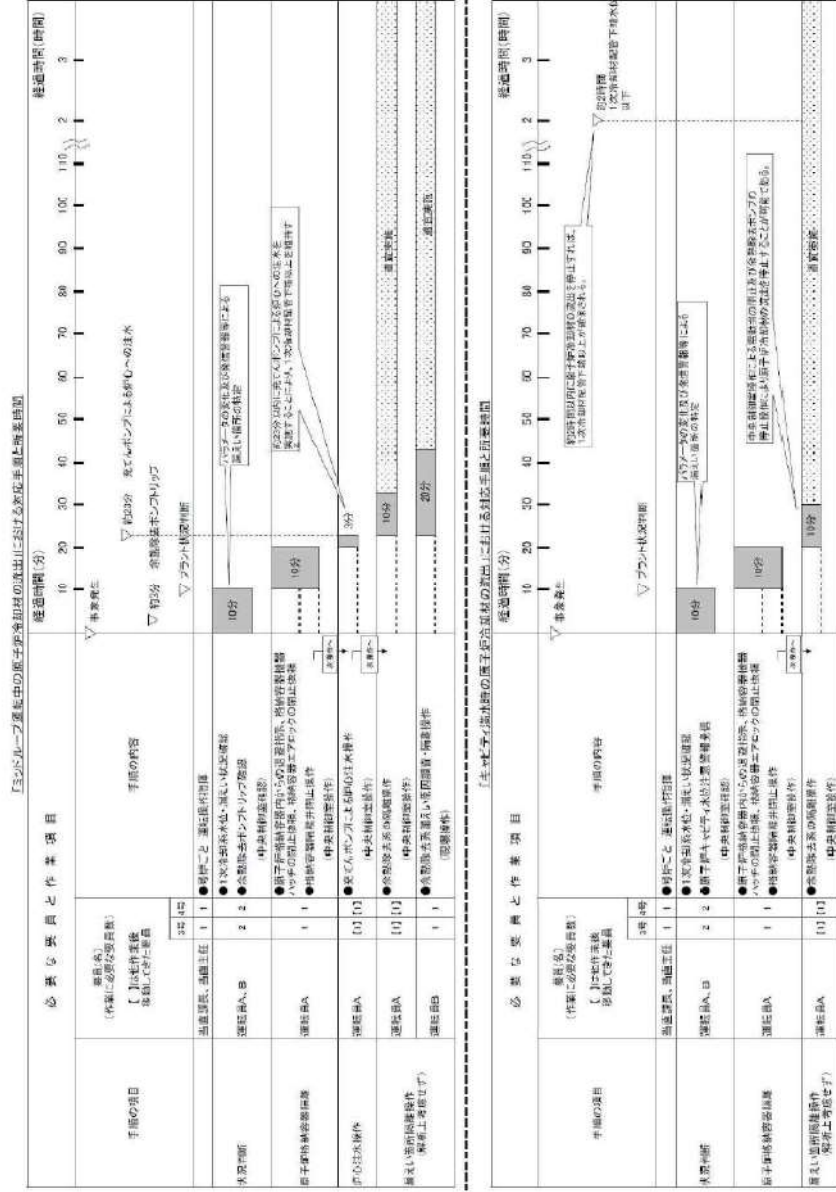


図3 キャビティ満水時の原子炉冷却材の流出における対応手順と所要時間

「ミッドループ運転中の原子炉冷却材の流出」における対応手順と所要時間

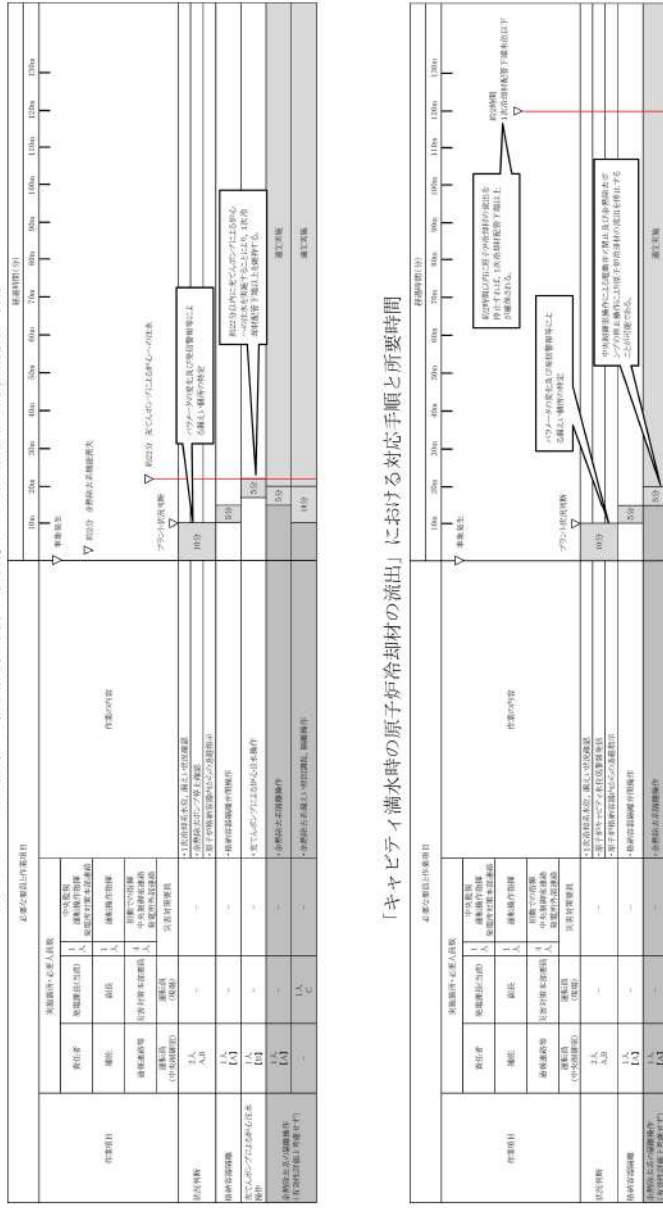


図3 キャビティ満水状態の原子炉冷却材流出事象における対応手順と所要時間

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.12 燃料取出前のミッドループ運転中以外のプラント状態での評価項目に対する影響について（崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）））

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 5. 1. 13</p> <p style="text-align: center;">燃料取出前のミッドループ運転中以外のプラント状態での評価項目に対する影響について （「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」）</p> <p>重要事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、炉心崩壊熱及び1次系保有水量の観点から、「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」を重要事故シーケンスとして有効性評価を実施し、評価項目を満足することを確認している。</p> <p>原子炉の運転停止中は主発電機の解列から並列までの期間であり、この期間中はプラントの状態が様々に変化する。このためプラントの運転状態、1次系の開放状態、1次系保有水量、崩壊熱及び保守点検状況などに応じた緩和設備の状態等に応じて、図1に示すとおり、プラントの状態を適切に区分した上で、燃料取出前のミッドループ運転中以外の期間について、評価項目に対する影響を確認した。</p> <p>表1に示すとおり、余熱除去系による冷却を行っているプラント状態においては、炉心崩壊熱及び1次系保有水量の観点から、燃料取出前のミッドループ運転時の状態が評価項目である燃料有効長頂部の冠水、放射線遮へいが維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して最も厳しい想定であり、運転停止中の他のプラント状態においても全ての評価項目を満足できる。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7. 4. 1. 12</p> <p style="text-align: center;">燃料取出前のミッドループ運転中以外のプラント状態での評価項目に対する影響について （崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」）</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、炉心崩壊熱及び1次冷却系保有水量の観点から、「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」を重要事故シーケンスとして有効性評価を実施し、評価項目を満足することを確認している。</p> <p>原子炉の運転停止中は主発電機の解列から並列までの期間であり、この期間中はプラントの状態が様々に変化する。このためプラントの運転状態、1次冷却系の開放状態、1次冷却系保有水量、崩壊熱及び保守点検状況などに応じた緩和設備の状態等に応じて、図1に示すとおり、プラントの状態を適切に区分した上で、燃料取出前のミッドループ運転中以外の期間について、評価項目に対する影響を確認した。</p> <p>表1に示すとおり、余熱除去系による冷却を行っているプラント状態においては、炉心崩壊熱及び1次冷却系保有水量の観点から、燃料取出前のミッドループ運転時の状態が評価項目である燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮へいが維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して最も厳しい想定であり、運転停止中の他のプラント状態においても全ての評価項目を満足できる。</p>	<p style="text-align: center;">記載表現の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.12 燃料取出前のミッドループ運転中以外のプラント状態での評価項目に対する影響について（崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）））

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図1 定期検査時のプラント状態と主要パラメータの推移</p>	<p>図1 定期事業者検査時のプラント状態と主要パラメータの推移</p>	<p>相違理由</p>

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

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.12 燃料取出前のミッドループ運転中以外のプラント状態での評価項目に対する影響について（崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失））

大飯発電所3 / 4号炉			泊発電所3号炉			相違理由
プラント状態	燃料有効長直前直水	運転停止中の評価項目 放射線の観測が維持できる 水位の確保	燃料有効長直前直水	運転停止中の評価項目 放射線の観測が維持できる 水位の確保	未境界の確保	
1 部分出力運転状態						
2 高温停止状態（非常用炉心冷却設備作動 信号ブロックまで）		・2次冷却系により崩壊熱を除去している期間であり、運転停止中の事故シナリオ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」は発生しないため、評価対象外である。				
3 高温停止状態（非常用炉心冷却設備作動 信号ブロック以降）から余熱除去運転開始まで						
4 余熱除去系による冷却状態① （1次系は調水状態）	・プラント状態5より崩壊熱が大きいが、1次系保有水量が多く、2次系保有水量も多く、かつ、1次冷却系にも開口部がないため、プラント状態5よりも炉心露出に対して余裕がある。したがって、プラント状態5に包絡される。	○	・プラント状態5より崩壊熱が大きいが、1次系保有水量も多く、かつ、1次冷却系にも開口部がないため、プラント状態5よりも炉心露出に対して余裕がある。したがって、プラント状態5に包絡される。	○	・プラント状態5より崩壊熱が大きいが、1次系保有水量が多く、かつ、1次冷却系にも開口部がないため、プラント状態5よりも炉心露出に対して余裕がある。したがって、プラント状態5に包絡される。	
5 余熱除去系による冷却状態② （ミッドループ運転状態）	・有効性評価にて評価項目を満足していることを確認している。	○	・有効性評価にて評価項目を満足していることを確認している。	○	・有効性評価にて評価項目を満足していることを確認している。	
6 原子炉上部キャビティ調水状態① （燃料取出）	・プラント状態5より崩壊熱が小さく、1次系保有水量も多く、かつ、1次冷却系にも開口部がないため、プラント状態5に包絡される。	○	・プラント状態5より崩壊熱が小さく、1次系保有水量も多く、かつ、1次冷却系にも開口部がないため、プラント状態5に包絡される。	○	・プラント状態5より崩壊熱が小さく、1次系保有水量も多く、かつ、1次冷却系にも開口部がないため、プラント状態5に包絡される。	

※○：原子炉容器ふたを設置している状態 ー：原子炉容器ふたを取り外している状態

表1 各プラント状態における評価項目に対する影響（崩壊熱除去機能喪失）（1/2）

大飯発電所3 / 4号炉			泊発電所3号炉			相違理由
プラント状態	燃料有効長直前直水	運転停止中の評価項目 放射線の観測が維持できる 水位の確保	燃料有効長直前直水	運転停止中の評価項目 放射線の観測が維持できる 水位の確保	未境界の確保	
1 部分出力運転状態						
2 高温停止状態		2次冷却系により崩壊熱を除去している期間であり、運転停止中の事故シナリオ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」は発生しないため、評価対象外である。				
3 高温停止状態 （非常用炉心冷却設備作動 信号ブロック）						
4 崩壊系による冷却状態① （1次冷却系は調水状態）	○	プラント状態5より崩壊熱が高いが、1次冷却系保有水量が多く、かつ、1次冷却系にも開口部がないため、プラント状態5よりも炉心露出に対して余裕がある。したがって、プラント状態5に包絡される。	○	プラント状態5より崩壊熱が高いが、1次冷却系保有水量が多く、かつ、1次冷却系にも開口部がないため、プラント状態5よりも炉心露出に対して余裕がある。したがって、プラント状態5に包絡される。	○	プラント状態5より崩壊熱が高いが、1次冷却系保有水量が多く、かつ、1次冷却系にも開口部がないため、プラント状態5よりも炉心露出に対して余裕がある。したがって、プラント状態5に包絡される。
5 崩壊系による冷却状態② （ミッドループ運転状態）	○	有効性評価にて評価項目を満足していることを確認している。	○	有効性評価にて評価項目を満足していることを確認している。	○	有効性評価にて評価項目を満足していることを確認している。
6 原子炉キャビティ調水 （燃料取出し）	○	崩壊熱が低く、1次冷却系保有水量も多く、かつ、1次冷却系にも開口部がないため、プラント状態5に包絡される。	○	崩壊熱が低く、1次冷却系保有水量も多く、かつ、1次冷却系にも開口部がないため、プラント状態5に包絡される。	○	崩壊熱が低く、1次冷却系保有水量が多く、かつ、1次冷却系にも開口部がないため、プラント状態5に包絡される。

※○：原子炉容器ふたを設置している状態 ー：原子炉容器ふたを取り外している状態

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

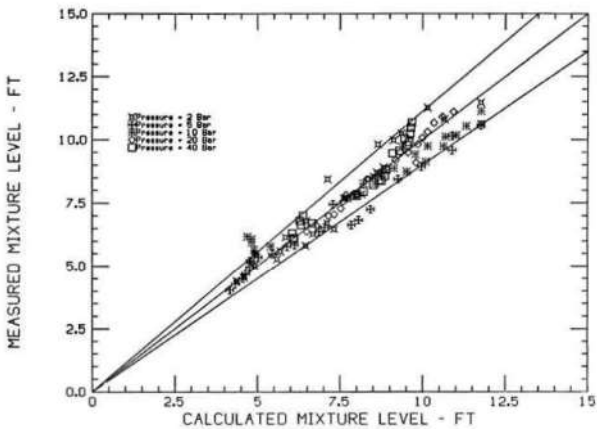
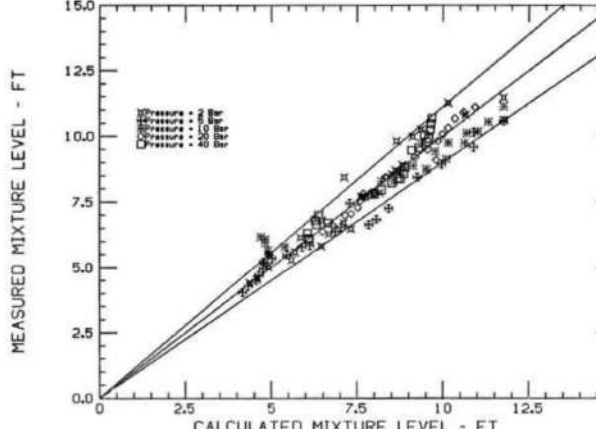
7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.12 燃料取出前のミッドループ運転中以外のプラント状態での評価項目に対する影響について（崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）））

大飯発電所3 / 4号炉				泊発電所3号炉				相違理由
プラント状態	燃料有効長頂部冠水	燃料槽の液位が維持できる水位の確保*	未臨界の確保	プラント状態	燃料有効長頂部冠水	燃料槽の液位が維持できる水位の確保*	未臨界の確保	
7 燃料取出状態								
8 原子炉上堰キャビティ満水状態②（燃料装荷）	・プラント状態5より崩壊熱が小さく、1次系保有水量も多いため、1次系保有水量の低下が速いことからプラント状態5に包絡される。	○	・プラント状態5より崩壊熱が小さい、また、1次系保有水量が多いため、ポイドの発生が少なくなるため、1次系保有水量が低下し、プラント状態5に包絡される。					
9 余熱除去系による冷却状態③（ミッドループ運転状態）	・1次系保有水量はプラント状態5と同程度であるが、崩壊熱がプラント状態5より小さいため、プラント状態5に包絡される。	○	・原子炉容器ふたの取り付け時は崩壊熱がプラント状態5よりも小さく、かつ、炉心上部の広範囲に水が循環されており、1次系保有水量の低下が速いことから、放射線への影響が問題となることはない。					
10 余熱除去系による冷却状態④（1次系は満水状態）	・プラント状態5より崩壊熱が小さく、1次系保有水量も多いため、1次系保有水量の低下が速いことからプラント状態5に包絡される。	○	・プラント状態5より崩壊熱が小さい、したがって、ポイドの発生が少なくなるため、1次系保有水量が低下し、プラント状態5に包絡される。					
11 1次冷却系漏えい状態	・プラント状態1~3と同じ	○	・原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、かつ、プラント状態5より1次系保有水量が多いため、プラント状態5に包絡される。					
12 余熱除去系による冷却状態④（1次系は満水状態）	・プラント状態5より崩壊熱が小さく、1次系保有水量も多いため、1次系保有水量の低下が速いことからプラント状態5に包絡される。	○	・プラント状態5より崩壊熱が小さい、したがって、ポイドの発生が少なくなるため、1次系保有水量が低下し、プラント状態5に包絡される。					
13 余熱除去系隔離から高温停止状態（非常用炉心冷却設備動作ロック解除まで）								
14 高温停止状態（非常用炉心冷却設備動作番号プログラム解除から）	・プラント状態1~3と同じ							
15 部分出力運転状態								

※○：原子炉容器ふたを設置している状態 -：原子炉容器ふたを取り外している状態

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.13 運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」のM-RELAP5コードの不確かさについて）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.14</p> <p>運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」のM-RELAP5コードの不確かさについて</p> <p>運転停止中の事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」では、運転中の重要事故シーケンスと異なり、1次冷却材圧力が低圧で推移する。このような低圧条件下において、M-RELAP5コードの炉心水位の不確かさは図1に示す通り±10%程度である^[1]。</p> <p>したがって、炉心高さが約4mであることから炉心水位の不確かさは最大でも±0.4m程度となる。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」について評価した結果、図2及び図3のとおり最も低くなる原子炉容器内水位は、「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の場合で炉心上端から約1.1mの高さ位置、「原子炉冷却材の流出」の場合で炉心上端から約1.3mの高さ位置である。したがって、原子炉容器内水位は炉心上端より約0.4m以上高い位置に維持されており、コードにおける炉心水位の不確かさを考慮しても炉心の冠水は維持されるため、この不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。</p> <p><参考文献></p> <p>[1] A Full-Range Drift-Flux Correlation for Vertical Flows (Revision 1), EPRI NP-3989-SR Revision 1 Special Report September 1986</p>  <p style="text-align: center;">図1 M-RELAP5の炉心水位の不確かさについて</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.4.1.13</p> <p>運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」のM-RELAP5コードの不確かさについて</p> <p>運転停止中の事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」では、運転中の重要事故シーケンスと異なり、1次冷却材圧力が低圧で推移する。このような低圧条件下において、M-RELAP5コードの炉心水位の不確かさは図1に示す通り±10%程度である^[1]。</p> <p>したがって、炉心高さが約4mであることから炉心水位の不確かさは最大でも±0.4m程度となる。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」について評価した結果、図2及び図3のとおり最も低くなる原子炉容器内水位は、「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の場合で炉心上端から約1.0mの高さ位置、「原子炉冷却材の流出」の場合で炉心上端から約1.2mの高さ位置である。したがって、原子炉容器内水位は炉心上端より約0.4m以上高い位置に維持されており、コードにおける炉心水位の不確かさを考慮しても炉心の冠水は維持されるため、この不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。</p> <p><参考文献></p> <p>[1] A Full-Range Drift-Flux Correlation for Vertical Flows (Revision 1), EPRI NP-3989-SR Revision 1 Special Report September 1986</p>  <p style="text-align: center;">図1 M-RELAP5の炉心水位の不確かさについて</p>	<p>解析結果の相違</p>

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.13 運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」のM-RELAP5コードの不確かさについて）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図2 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の原子炉容器内水位の推移</p>	<p>図2 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の原子炉容器内水位の推移</p>	
<p>図3 原子炉冷却材の流出時の原子炉容器内水位の推移</p>	<p>図3 原子炉冷却材の流出時の原子炉容器内水位の推移</p>	

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

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

（添付資料 7.4.1.14 運転停止中における崩壊熱除去機能喪失時又は全交流動力電源喪失時の炉心注水時間の時間余裕について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 5. 1. 15</p> <p style="text-align: center;">運転停止中における崩壊熱除去機能喪失時または全交流動力電源喪失時の炉心注水時間の時間余裕について</p> <p>1. はじめに</p> <p>運転停止中に崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）または全交流動力電源喪失が発生した場合において、1次冷却系保有水量を確保し炉心露出を防止する観点から蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を実施することとしており、その操作の時間余裕について確認した。</p> <p>2. 影響確認</p> <p>蓄圧タンクによる炉心注水操作は、炉心露出までに実施すれば問題ことから、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水がない場合における解析を実施した。解析条件については表1のとおりであり、また、主要なパラメータの推移の申請解析との比較について図1~2のとおりである。図1~2に示すとおり、運転停止時崩壊熱除去機能喪失時及び全交流動力電源喪失時に炉心露出、燃料被覆管のヒートアップが開始するまでには、約32分の操作時間余裕がある。</p> <p>また、3基目の蓄圧タンクによる炉心注水後の1次冷却系保有水量の推移が2基目の蓄圧タンクによる炉心注水後の1次冷却系保有水量の推移と同様の推移をするものとして、炉心が露出する可能性がある1次冷却系保有水量となるまでの時間を概算した。図3に示すとおり、恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の操作時間余裕としては、60分以上の操作時間余裕がある。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7. 4. 1. 14</p> <p style="text-align: center;">運転停止中における崩壊熱除去機能喪失時又は全交流動力電源喪失時の炉心注水時間の時間余裕について</p> <p>1. はじめに</p> <p>運転停止中に崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）又は全交流動力電源喪失が発生した場合において、1次冷却系保有水量を確保し炉心露出を防止する観点から代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を実施することとしており、その操作の時間余裕について確認した。</p> <p>2. 影響確認</p> <p>代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水操作は、炉心露出までに実施すれば問題ないことから、図1の1次冷却系保有水量応答から確認できるとおり、炉心崩壊熱の低下により1次冷却系からの漏えい率は減少するが、保守的に1次冷却系からの漏えい率を炉心注水時間時点（事象発生から60分後）のまま維持するものとして概算した結果、運転停止時崩壊熱除去機能喪失時及び全交流動力電源喪失時に燃料被覆管温度が上昇し炉心露出に至る可能性がある1次冷却系保有水量である約71[t]となるまでには、約30分の時間余裕がある。</p> <div data-bbox="1187 957 1792 1436" data-label="Figure"> </div>	<p>設計の相違</p> <p>評価方法の相違</p> <p>・泊は蓄圧タンクを用いないことから炉心注水の時間余裕を解析結果から概算して算出するのに対して、大飯は蓄圧タンクを用いることから感度解析により時間余裕を確認している（評価方法は伊方と同様であり、伊方は約23分の時間余裕）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

（添付資料 7.4.1.14 運転停止中における崩壊熱除去機能喪失時又は全交流動力電源喪失時の炉心注水時間の時間余裕について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【以降、泊と同様に炉心注水開始時間を10分遅らせた感度解析を実施している 玄海3/4号炉の記載】</p> <p>【参考】崩壊熱除去機能喪失時の炉心注水時間の感度解析について</p> <p>(1) 感度解析ケース 運転停止中における崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）では、早期に充てんポンプにより注水することとしていることから、同シーケンスの充てんポンプの注水開始時間が遅れた場合の影響を確認するため、感度解析を実施した。</p> <p>感度解析：充てんポンプの注水開始時間 【事象発生+50分】⇒【事象発生+60分】</p> <p>(2) 解析結果 主要な解析条件及び事象進展の比較表を表1に示す。また、主要なパラメータの解析結果を図2～図4から、以下のことを確認した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・図2、図4の結果から、充てんポンプによる注水開始時間を遅らせることにより、1次系保有水量の回復に遅れが生じるが、炉心は露出することはなく、安定に至る挙動に大きな差異はない。 ・図4の結果から、基本ケースと同様に、燃料被覆管温度は初期から大きく上昇することはなく、燃料被覆管温度の差異はない。 <p>(3) 結論 (2)を踏まえた解析、手順への影響確認結果を図5に示すが、充てんポンプによる代替炉心注水操作時間に余裕のあることが確認できた。</p>	<p>【参考】炉心注水時間の感度解析について</p> <p>(1) 感度解析ケース 運転停止中における崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）又は全交流動力電源喪失では、早期に代替格納容器スプレイポンプにより炉心注水することとしていることから、同シーケンスの代替格納容器スプレイポンプの注水開始時間が遅れた場合の影響を確認するため、感度解析を実施した。</p> <p>感度解析：代替格納容器スプレイポンプの注水開始時間 【事象発生+60分】⇒【事象発生+70分】</p> <p>(2) 解析結果 主要な解析条件及び事象進展の比較表を表1に示す。また、主要なパラメータの解析結果を図2～図4から、以下のことを確認した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・図2、図4の結果から、代替格納容器スプレイポンプによる注水開始時間を遅らせることにより、1次冷却系保有水量の回復に遅れが生じるが、炉心は露出することはなく、安定に至る挙動に大きな差異はない。 ・図4の結果から、基本ケースと同様に、燃料被覆管温度は初期から大きく上昇することはなく、燃料被覆管温度の差異はない。 <p>(3) 結論 (2)を踏まえた解析、手順への影響確認結果を図5に示すが、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水操作時間に余裕のあることが確認できた。</p>	<p>対策設備の相違</p>

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

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

（添付資料 7.4.1.14 運転停止中における崩壊熱除去機能喪失時又は全交流動力電源喪失時の炉心注水時間の時間余裕について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																												
<p>表1 基本ケースと感度解析ケースの主要解析条件の相違 【崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）】</p> <table border="1" data-bbox="181 284 987 758"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>基本ケース</th> <th>感度解析ケース</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>解析コード</td> <td>M-RELAP5</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>原子炉停止後の時間</td> <td>72時間</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>1次系圧力（初期）</td> <td>大気圧（0MPa[gage]）</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>1次冷却材高温側温度（初期）</td> <td>93℃</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>1次冷却材水位（初期）</td> <td>原子炉容器出入口 配管中心高さ+20cm</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>炉心崩壊熱</td> <td>FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>充てんポンプの 原子炉への注水流量</td> <td>37m³/h</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>充てんポンプ作動</td> <td>事象発生から50分後</td> <td>事象発生から60分後</td> </tr> <tr> <td>1次系開口部</td> <td>加圧器安全弁3個取り外し</td> <td>←</td> </tr> </tbody> </table> <p>*：2次系からの冷却は仮定していない</p>	項目	基本ケース	感度解析ケース	解析コード	M-RELAP5	←	原子炉停止後の時間	72時間	←	1次系圧力（初期）	大気圧（0MPa[gage]）	←	1次冷却材高温側温度（初期）	93℃	←	1次冷却材水位（初期）	原子炉容器出入口 配管中心高さ+20cm	←	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	←	充てんポンプの 原子炉への注水流量	37m ³ /h	←	充てんポンプ作動	事象発生から50分後	事象発生から60分後	1次系開口部	加圧器安全弁3個取り外し	←	<p>表1 基本ケースと感度解析ケースの主要解析条件の相違 【崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）、 全交流動力電源喪失】</p> <table border="1" data-bbox="1093 300 1928 785"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>基本ケース</th> <th>感度解析ケース</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>解析コード</td> <td>M-RELAP5</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>原子炉停止後の時間</td> <td>72時間</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>1次冷却材圧力（初期）</td> <td>大気圧（0MPa[gage]）</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>1次冷却材高温側温度（初期）</td> <td>93℃</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>1次冷却材水位（初期）</td> <td>原子炉容器出入口 配管中心高さ+100mm</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>炉心崩壊熱</td> <td>FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>代替格納容器スプレイポンプの 原子炉への注水流量</td> <td>29m³/h</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>代替格納容器スプレイポンプ作動</td> <td>事象発生の60分後</td> <td>事象発生の70分後</td> </tr> <tr> <td>1次冷却系開口部</td> <td>加圧器安全弁3個取り外し 加圧器のベント弁1個開放</td> <td>←</td> </tr> </tbody> </table> <p>*：2次冷却系からの冷却は仮定していない</p>	項目	基本ケース	感度解析ケース	解析コード	M-RELAP5	←	原子炉停止後の時間	72時間	←	1次冷却材圧力（初期）	大気圧（0MPa[gage]）	←	1次冷却材高温側温度（初期）	93℃	←	1次冷却材水位（初期）	原子炉容器出入口 配管中心高さ+100mm	←	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	←	代替格納容器スプレイポンプの 原子炉への注水流量	29m ³ /h	←	代替格納容器スプレイポンプ作動	事象発生の60分後	事象発生の70分後	1次冷却系開口部	加圧器安全弁3個取り外し 加圧器のベント弁1個開放	←	
項目	基本ケース	感度解析ケース																																																												
解析コード	M-RELAP5	←																																																												
原子炉停止後の時間	72時間	←																																																												
1次系圧力（初期）	大気圧（0MPa[gage]）	←																																																												
1次冷却材高温側温度（初期）	93℃	←																																																												
1次冷却材水位（初期）	原子炉容器出入口 配管中心高さ+20cm	←																																																												
炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	←																																																												
充てんポンプの 原子炉への注水流量	37m ³ /h	←																																																												
充てんポンプ作動	事象発生から50分後	事象発生から60分後																																																												
1次系開口部	加圧器安全弁3個取り外し	←																																																												
項目	基本ケース	感度解析ケース																																																												
解析コード	M-RELAP5	←																																																												
原子炉停止後の時間	72時間	←																																																												
1次冷却材圧力（初期）	大気圧（0MPa[gage]）	←																																																												
1次冷却材高温側温度（初期）	93℃	←																																																												
1次冷却材水位（初期）	原子炉容器出入口 配管中心高さ+100mm	←																																																												
炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	←																																																												
代替格納容器スプレイポンプの 原子炉への注水流量	29m ³ /h	←																																																												
代替格納容器スプレイポンプ作動	事象発生の60分後	事象発生の70分後																																																												
1次冷却系開口部	加圧器安全弁3個取り外し 加圧器のベント弁1個開放	←																																																												

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

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

（添付資料 7.4.1.14 運転停止中における崩壊熱除去機能喪失時又は全交流動力電源喪失時の炉心注水時間の時間余裕について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図2 1次系圧力の推移</p>	<p>図2 1次冷却材圧力の推移</p>	
<p>図3 1次系保有水量の推移</p>	<p>図3 1次冷却系保有水量の推移</p>	

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

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

（添付資料 7.4.1.14 運転停止中における崩壊熱除去機能喪失時又は全交流動力電源喪失時の炉心注水時間の時間余裕について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図4 燃料被覆管温度の推移</p>	<p>図4 燃料被覆管温度の推移</p>	
<p>図5 感度解析ケースの解析、手順への影響確認結果</p>	<p>図5 感度解析ケースの解析、手順への影響確認結果</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.15 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について）

大阪発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.16</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について （崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失））</p> <p>重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価を表1から表3に示す。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.8</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価について （運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.4.1.15</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について （崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失））</p> <p>重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価を表1から表3に示す。</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失 (余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失) (添付資料 7.4.1.15 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 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		
分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータに与える影響
1次冷却系	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる	解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響にて確認。	解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響にて確認。
	燃料棒表面熱伝達	燃料棒表面熱伝達モデル	熱伝達係数：0%〜40%	炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/HTF実験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことと燃料棒表面熱伝達は燃料棒表面積に依存してはならないこととを想定し、運転員等操作時間による影響はない。	炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/HTF実験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことと燃料棒表面熱伝達は燃料棒表面積に依存してはならないこととを想定し、運転員等操作時間による影響はない。
炉心	沸騰・ボイド非安定化	ボイドモデル 流動様式	炉心水位：±0.4m	炉心における沸騰・ボイド非安定化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Wendin/THERISの実験結果から、気液界面の低圧状態における炉心水位について、±0.4m程度の不確かさを持つことと、運転員等操作時間による影響はない。	炉心における沸騰・ボイド非安定化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Wendin/THERISの実験結果から、気液界面の低圧状態における炉心水位について、±0.4m程度の不確かさを持つことと、運転員等操作時間による影響はない。
	ECCS強制注入	ポンプ特性モデル	入力値に含まれる	解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響にて確認。	解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響にて確認。
1次冷却系	ECCS蓄圧タンク注入	安全系モデル (ECCS)	入力値に含まれる	解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響にて確認。	解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響にて確認。

大飯発電所3号炉			女川原子力発電所2号炉		
分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータに与える影響
1次冷却系	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる	解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響にて確認。	解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響にて確認。
	燃料棒表面熱伝達	燃料棒表面熱伝達モデル	熱伝達係数：0〜40%	炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/HTF実験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことと燃料棒表面熱伝達は燃料棒表面積に依存してはならないこととを想定し、運転員等操作時間による影響はない。	炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/HTF実験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことと燃料棒表面熱伝達は燃料棒表面積に依存してはならないこととを想定し、運転員等操作時間による影響はない。
炉心	沸騰・ボイド非安定化	ボイドモデル 流動様式	炉心水位：±0.4m	炉心における沸騰・ボイド非安定化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Wendin/THERISの実験結果から、気液界面の低圧状態における炉心水位について、±0.4m程度の不確かさを持つことと、運転員等操作時間による影響はない。	炉心における沸騰・ボイド非安定化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Wendin/THERISの実験結果から、気液界面の低圧状態における炉心水位について、±0.4m程度の不確かさを持つことと、運転員等操作時間による影響はない。
	ECCS強制注入	ポンプ特性モデル	入力値に含まれる	解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響にて確認。	解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響にて確認。
ECCS蓄圧タンク注入	ECCS蓄圧タンク注入	安全系モデル (ECCS)	入力値に含まれる	解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響にて確認。	解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響にて確認。

大飯発電所3号炉			女川原子力発電所2号炉		
分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータに与える影響
1次冷却系	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる	解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響にて確認。	解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響にて確認。
	燃料棒表面熱伝達	燃料棒表面熱伝達モデル	熱伝達係数：0〜40%	炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/HTF実験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことと燃料棒表面熱伝達は燃料棒表面積に依存してはならないこととを想定し、運転員等操作時間による影響はない。	炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/HTF実験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことと燃料棒表面熱伝達は燃料棒表面積に依存してはならないこととを想定し、運転員等操作時間による影響はない。
炉心	沸騰・ボイド非安定化	ボイドモデル 流動様式	炉心水位：±0.4m	炉心における沸騰・ボイド非安定化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Wendin/THERISの実験結果から、気液界面の低圧状態における炉心水位について、±0.4m程度の不確かさを持つことと、運転員等操作時間による影響はない。	炉心における沸騰・ボイド非安定化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Wendin/THERISの実験結果から、気液界面の低圧状態における炉心水位について、±0.4m程度の不確かさを持つことと、運転員等操作時間による影響はない。
	ECCS強制注入	ポンプ特性モデル	入力値に含まれる	解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響にて確認。	解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響にて確認。
ECCS蓄圧タンク注入	ECCS蓄圧タンク注入	安全系モデル (ECCS)	入力値に含まれる	解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響にて確認。	解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響にて確認。

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.15 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について）

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2 解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（2/2）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>解析条件（事故条件、機器条件）の不確かさ</th> <th>条件設定の考え方</th> <th>運転員等操作時間に与える影響</th> <th>評価項目となるパラメータに与える影響</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">事故発生条件</td> <td>起回事象</td> <td>制御条件 運転中の余熱除去機能喪失</td> <td>余熱除去ポンプ71台での停化運転中に、余熱除去ポンプの故障等により、運転中の余熱除去系が機能喪失するものとして設定。</td> <td>運転員等操作時間が増えることから、解析条件と最悪条件が同等であることから、事故発生時に与える影響はない。</td> </tr> <tr> <td>安全機能の喪失に対する設定</td> <td>運転中の余熱除去機能喪失 充てん装置の停止投入機能喪失</td> <td>運転中の余熱除去機能喪失発生時に、充てん装置の停止投入機能喪失を想定するものとして設定。</td> <td>解析条件と最悪条件が同等であることから、運転員等操作時間が増える影響はない。</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">運転員等</td> <td>外部電源</td> <td>外部電源なし</td> <td>外部電源がない場合、ディーゼル発電機により、システム電源の供給が継続するものとして設定。</td> <td>解析条件と最悪条件が同等であることから、運転員等操作時間が増える影響はない。</td> </tr> <tr> <td>蓄圧タンク保持圧力</td> <td>1.03MPa(絶対) (蓄圧保持圧力)</td> <td>蓄圧の保持圧力を設定。</td> <td>解析条件と最悪条件が同等であることから、運転員等操作時間が増える影響はない。</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">機器停止</td> <td>蓄圧タンク保有水量</td> <td>26万t(1.5倍当たり) (蓄圧保有水量)</td> <td>蓄圧の保有水量を設定。</td> <td>解析条件と最悪条件が同等であることから、運転員等操作時間が増える影響はない。</td> </tr> <tr> <td>相対代用圧力ポンプへの注水流量</td> <td>26万t/日(1.5倍当たり) (運転運転管理値)</td> <td>原子炉停止後24時間の最悪条件として設計した、相対代用圧力ポンプの注水流量を144時間の間に均等に注水するものとして設定。</td> <td>解析条件と最悪条件が同等であることから、運転員等操作時間が増える影響はない。</td> </tr> </tbody> </table>				項目	解析条件（事故条件、機器条件）の不確かさ	条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	事故発生条件	起回事象	制御条件 運転中の余熱除去機能喪失	余熱除去ポンプ71台での停化運転中に、余熱除去ポンプの故障等により、運転中の余熱除去系が機能喪失するものとして設定。	運転員等操作時間が増えることから、解析条件と最悪条件が同等であることから、事故発生時に与える影響はない。	安全機能の喪失に対する設定	運転中の余熱除去機能喪失 充てん装置の停止投入機能喪失	運転中の余熱除去機能喪失発生時に、充てん装置の停止投入機能喪失を想定するものとして設定。	解析条件と最悪条件が同等であることから、運転員等操作時間が増える影響はない。	運転員等	外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合、ディーゼル発電機により、システム電源の供給が継続するものとして設定。	解析条件と最悪条件が同等であることから、運転員等操作時間が増える影響はない。	蓄圧タンク保持圧力	1.03MPa(絶対) (蓄圧保持圧力)	蓄圧の保持圧力を設定。	解析条件と最悪条件が同等であることから、運転員等操作時間が増える影響はない。	機器停止	蓄圧タンク保有水量	26万t(1.5倍当たり) (蓄圧保有水量)	蓄圧の保有水量を設定。	解析条件と最悪条件が同等であることから、運転員等操作時間が増える影響はない。	相対代用圧力ポンプへの注水流量	26万t/日(1.5倍当たり) (運転運転管理値)	原子炉停止後24時間の最悪条件として設計した、相対代用圧力ポンプの注水流量を144時間の間に均等に注水するものとして設定。	解析条件と最悪条件が同等であることから、運転員等操作時間が増える影響はない。	<p>表1 評価条件を最悪条件とした場合の運転員操作及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）（2/3）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>評価条件（初期、事故及び機器停止条件）の不確かさ</th> <th>評価設定の考え方</th> <th>運転員等操作時間に与える影響</th> <th>評価項目となるパラメータに与える影響</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">初期条件</td> <td>原子炉初期水位</td> <td>満水運転水位 1.0m以上</td> <td>原子炉停止1日後の水位から保守性を持たせた値。</td> <td>最悪条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉初期水位より高くなるため、原子炉本位燃料有効燃費評価項目で低下する時間が増えるが、注水操作は原子炉本位水位に低下する時間が増えるものではない。解析項目となるパラメータに対する影響は大きくない。</td> </tr> <tr> <td>原子炉初期温度</td> <td>約43℃ 約45℃(1.5倍) (1.5倍) 設計温度である42℃</td> <td>停止後1日の実績を踏まえ、原子炉は冷却期間中、(1日)にわたって、外部冷却系が稼働しているため、その設計温度である42℃を設定。</td> <td>最悪条件とした場合は、事故発生時に、原子炉初期水位が100℃かつ原子炉停止から7時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価する。必要な余裕が確保される水位(必要な余裕を必要とした1065t/hが維持される水位)である燃料有効燃費評価項目で低下する時間が増えるが、注水操作は原子炉本位水位に低下する時間が増えるものではない。解析項目となるパラメータに対する影響は大きくない。</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">燃料の容量</td> <td>約1,055kL</td> <td>約1,055kL以上 1.055kL容量 1.055kL容量 1.055kL容量</td> <td>通常時の燃料タンク及びピグスタレーション室の燃料を考慮し、燃料有効燃費評価項目に与える影響はない。</td> <td>最悪条件とした場合は、燃料有効燃費評価項目となるパラメータに与える影響はない。</td> </tr> </tbody> </table>				項目	評価条件（初期、事故及び機器停止条件）の不確かさ	評価設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	初期条件	原子炉初期水位	満水運転水位 1.0m以上	原子炉停止1日後の水位から保守性を持たせた値。	最悪条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉初期水位より高くなるため、原子炉本位燃料有効燃費評価項目で低下する時間が増えるが、注水操作は原子炉本位水位に低下する時間が増えるものではない。解析項目となるパラメータに対する影響は大きくない。	原子炉初期温度	約43℃ 約45℃(1.5倍) (1.5倍) 設計温度である42℃	停止後1日の実績を踏まえ、原子炉は冷却期間中、(1日)にわたって、外部冷却系が稼働しているため、その設計温度である42℃を設定。	最悪条件とした場合は、事故発生時に、原子炉初期水位が100℃かつ原子炉停止から7時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価する。必要な余裕が確保される水位(必要な余裕を必要とした1065t/hが維持される水位)である燃料有効燃費評価項目で低下する時間が増えるが、注水操作は原子炉本位水位に低下する時間が増えるものではない。解析項目となるパラメータに対する影響は大きくない。	燃料の容量	約1,055kL	約1,055kL以上 1.055kL容量 1.055kL容量 1.055kL容量	通常時の燃料タンク及びピグスタレーション室の燃料を考慮し、燃料有効燃費評価項目に与える影響はない。	最悪条件とした場合は、燃料有効燃費評価項目となるパラメータに与える影響はない。	<p>表2 女川2号炉の至近のプラント停止操作実施時の全周炉体冷却投入から約1時間経過後の原子炉本位の異常データ ※1 原子炉停止直後、クラス1機器供用期間中検査(備えい検査)等の特殊な場合を除く</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>解析条件（事故条件、機器条件）の不確かさ</th> <th>条件設定の考え方</th> <th>運転員等操作時間に与える影響</th> <th>評価項目となるパラメータに与える影響</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">事故発生条件</td> <td>起回事象</td> <td>制御条件 運転中の余熱除去機能喪失</td> <td>余熱除去ポンプ71台での停化運転中に、余熱除去ポンプの故障等により運転中の余熱除去系が機能喪失するものとして設定。</td> <td>運転員等操作時間が増えることから、解析条件と最悪条件が同等であることから、事故発生時に与える影響はない。</td> </tr> <tr> <td>安全機能の喪失に対する設定</td> <td>待機中の余熱除去機能喪失 充てん装置の停止投入機能喪失</td> <td>待機中の余熱除去機能喪失発生時に、充てん装置の停止投入機能喪失を想定するものとして設定。</td> <td>解析条件と最悪条件が同等であることから、運転員等操作時間が増える影響はない。</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">外部電源</td> <td>外部電源なし</td> <td>外部電源がない場合、ディーゼル発電機にて代替燃料供給システムを稼働させるものとして設定。</td> <td>解析条件と最悪条件が同等であることから、運転員等操作時間が増える影響はない。</td> <td>解析条件と最悪条件が同等であることから、運転員等操作時間が増える影響はない。</td> </tr> <tr> <td>代用圧力ポンプへの注水流量</td> <td>26万t/日</td> <td>原子炉停止後24時間の最悪条件として、代用圧力ポンプの注水流量を144時間の間に均等に注水するものとして設定。</td> <td>解析条件と最悪条件が同等であることから、運転員等操作時間が増える影響はない。</td> </tr> </tbody> </table>				項目	解析条件（事故条件、機器条件）の不確かさ	条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	事故発生条件	起回事象	制御条件 運転中の余熱除去機能喪失	余熱除去ポンプ71台での停化運転中に、余熱除去ポンプの故障等により運転中の余熱除去系が機能喪失するものとして設定。	運転員等操作時間が増えることから、解析条件と最悪条件が同等であることから、事故発生時に与える影響はない。	安全機能の喪失に対する設定	待機中の余熱除去機能喪失 充てん装置の停止投入機能喪失	待機中の余熱除去機能喪失発生時に、充てん装置の停止投入機能喪失を想定するものとして設定。	解析条件と最悪条件が同等であることから、運転員等操作時間が増える影響はない。	外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合、ディーゼル発電機にて代替燃料供給システムを稼働させるものとして設定。	解析条件と最悪条件が同等であることから、運転員等操作時間が増える影響はない。	解析条件と最悪条件が同等であることから、運転員等操作時間が増える影響はない。	代用圧力ポンプへの注水流量	26万t/日	原子炉停止後24時間の最悪条件として、代用圧力ポンプの注水流量を144時間の間に均等に注水するものとして設定。	解析条件と最悪条件が同等であることから、運転員等操作時間が増える影響はない。
項目	解析条件（事故条件、機器条件）の不確かさ	条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響																																																																																	
事故発生条件	起回事象	制御条件 運転中の余熱除去機能喪失	余熱除去ポンプ71台での停化運転中に、余熱除去ポンプの故障等により、運転中の余熱除去系が機能喪失するものとして設定。	運転員等操作時間が増えることから、解析条件と最悪条件が同等であることから、事故発生時に与える影響はない。																																																																																	
	安全機能の喪失に対する設定	運転中の余熱除去機能喪失 充てん装置の停止投入機能喪失	運転中の余熱除去機能喪失発生時に、充てん装置の停止投入機能喪失を想定するものとして設定。	解析条件と最悪条件が同等であることから、運転員等操作時間が増える影響はない。																																																																																	
運転員等	外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合、ディーゼル発電機により、システム電源の供給が継続するものとして設定。	解析条件と最悪条件が同等であることから、運転員等操作時間が増える影響はない。																																																																																	
	蓄圧タンク保持圧力	1.03MPa(絶対) (蓄圧保持圧力)	蓄圧の保持圧力を設定。	解析条件と最悪条件が同等であることから、運転員等操作時間が増える影響はない。																																																																																	
機器停止	蓄圧タンク保有水量	26万t(1.5倍当たり) (蓄圧保有水量)	蓄圧の保有水量を設定。	解析条件と最悪条件が同等であることから、運転員等操作時間が増える影響はない。																																																																																	
	相対代用圧力ポンプへの注水流量	26万t/日(1.5倍当たり) (運転運転管理値)	原子炉停止後24時間の最悪条件として設計した、相対代用圧力ポンプの注水流量を144時間の間に均等に注水するものとして設定。	解析条件と最悪条件が同等であることから、運転員等操作時間が増える影響はない。																																																																																	
項目	評価条件（初期、事故及び機器停止条件）の不確かさ	評価設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響																																																																																	
初期条件	原子炉初期水位	満水運転水位 1.0m以上	原子炉停止1日後の水位から保守性を持たせた値。	最悪条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉初期水位より高くなるため、原子炉本位燃料有効燃費評価項目で低下する時間が増えるが、注水操作は原子炉本位水位に低下する時間が増えるものではない。解析項目となるパラメータに対する影響は大きくない。																																																																																	
	原子炉初期温度	約43℃ 約45℃(1.5倍) (1.5倍) 設計温度である42℃	停止後1日の実績を踏まえ、原子炉は冷却期間中、(1日)にわたって、外部冷却系が稼働しているため、その設計温度である42℃を設定。	最悪条件とした場合は、事故発生時に、原子炉初期水位が100℃かつ原子炉停止から7時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価する。必要な余裕が確保される水位(必要な余裕を必要とした1065t/hが維持される水位)である燃料有効燃費評価項目で低下する時間が増えるが、注水操作は原子炉本位水位に低下する時間が増えるものではない。解析項目となるパラメータに対する影響は大きくない。																																																																																	
燃料の容量	約1,055kL	約1,055kL以上 1.055kL容量 1.055kL容量 1.055kL容量	通常時の燃料タンク及びピグスタレーション室の燃料を考慮し、燃料有効燃費評価項目に与える影響はない。	最悪条件とした場合は、燃料有効燃費評価項目となるパラメータに与える影響はない。																																																																																	
	項目	解析条件（事故条件、機器条件）の不確かさ	条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響																																																																																
事故発生条件	起回事象	制御条件 運転中の余熱除去機能喪失	余熱除去ポンプ71台での停化運転中に、余熱除去ポンプの故障等により運転中の余熱除去系が機能喪失するものとして設定。	運転員等操作時間が増えることから、解析条件と最悪条件が同等であることから、事故発生時に与える影響はない。																																																																																	
	安全機能の喪失に対する設定	待機中の余熱除去機能喪失 充てん装置の停止投入機能喪失	待機中の余熱除去機能喪失発生時に、充てん装置の停止投入機能喪失を想定するものとして設定。	解析条件と最悪条件が同等であることから、運転員等操作時間が増える影響はない。																																																																																	
外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合、ディーゼル発電機にて代替燃料供給システムを稼働させるものとして設定。	解析条件と最悪条件が同等であることから、運転員等操作時間が増える影響はない。	解析条件と最悪条件が同等であることから、運転員等操作時間が増える影響はない。																																																																																	
	代用圧力ポンプへの注水流量	26万t/日	原子炉停止後24時間の最悪条件として、代用圧力ポンプの注水流量を144時間の間に均等に注水するものとして設定。	解析条件と最悪条件が同等であることから、運転員等操作時間が増える影響はない。																																																																																	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.15 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について）

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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	
表1 評価条件を最悪条件とした場合の運転員操作及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）（3/3）							
項目	評価条件（初期、事故及び機 器条件）の不確かさ		評価設定の考え方		運転員等操作時間による影響		評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最悪条件	評価設定の考え方	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
事故条件 長回事故、 安全機能の 喪失に對す る設定	残留熱除去 系機能喪失	—	運転中の残留熱除去系 （原子炉停止時冷却モ ード）の故障を想定	評価条件と最悪条件が同様であることから、事象 進展に影響はなく、運転員等操作時間による影響 はない。	評価条件と最悪条件が同様であることから、事象 進展に影響はなく、運転員等操作時間による影響 はない。	評価条件と最悪条件が同様であることから、事象 進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに對する影 響はない。	
	外部電源 なし	事故事象こ と	外部電源の有無は、事象 進展に於ける評価の観点 から、評価の観点なし で、厳しい外部電源なし を設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象 進展に影響はほとんどなく、運転員等操作時間 による影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象 進展に影響はほとんどなく、運転員等操作時間 による影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象 進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに對する影 響はない。	
機器条件	残留熱除去 系（原子炉 水モード）	1,150m ³ /h で 注水	低圧注水系の設計値と して設定	評価条件と最悪条件が同様であることから、事象 進展に影響はなく、運転員等操作時間による影響 はない。	評価条件と最悪条件が同様であることから、事象 進展に影響はなく、運転員等操作時間による影響 はない。	評価条件と最悪条件が同様であることから、事象 進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに對する影 響はない。	
	残留熱除去 系（原子炉 停止時冷却 モード）	熱交換器1台 異常（流量 8,800t/h）（原子 炉冷却材温度 22℃、注水 温度26℃に おいて）	残留熱除去系（原子炉停 止時冷却モード）の設計 値として設定 （原子炉水水位調整後は 崩壊熱相当の注水を充 てることで水位を維持 するが、残留熱除去系 （原子炉停止時冷却モ ード）を調整することで 注水が停止し、注水が停 止となる。）	残留熱除去系（原子炉停 止時冷却モード）の設計 値として設定 （原子炉水水位調整後は 崩壊熱相当の注水を充 てることで水位を維持 するが、残留熱除去系 （原子炉停止時冷却モ ード）を調整することで 注水が停止し、注水が停 止となる。）	残留熱除去系（原子炉停 止時冷却モード）の設計 値として設定 （原子炉水水位調整後は 崩壊熱相当の注水を充 てることで水位を維持 するが、残留熱除去系 （原子炉停止時冷却モ ード）を調整することで 注水が停止し、注水が停 止となる。）	残留熱除去系（原子炉停 止時冷却モード）の設計 値として設定 （原子炉水水位調整後は 崩壊熱相当の注水を充 てることで水位を維持 するが、残留熱除去系 （原子炉停止時冷却モ ード）を調整することで 注水が停止し、注水が停 止となる。）	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.15 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について）

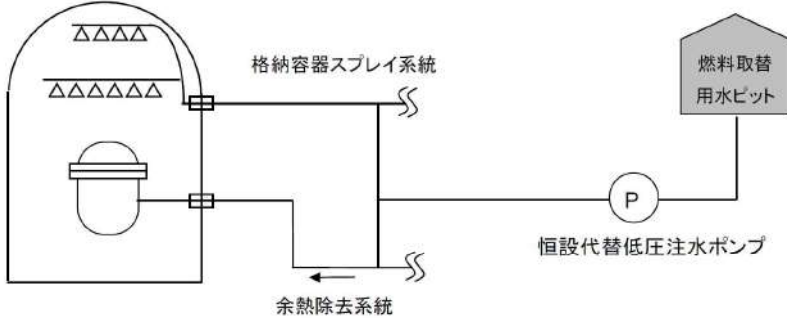
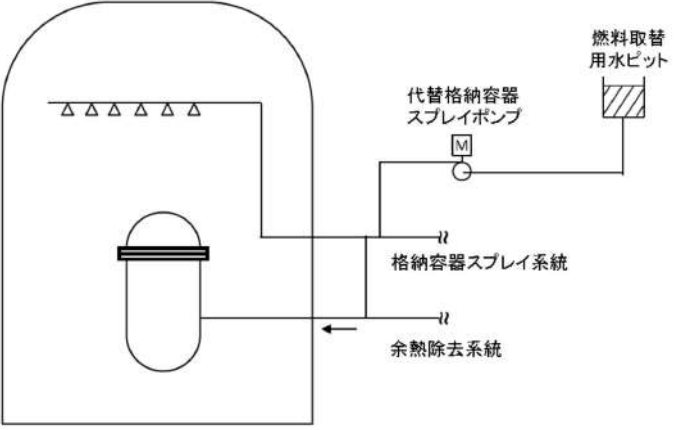
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

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
項目	解析条件（操作条件）の不確かさ	評価項目となるパラメータに与える影響	運転員等操作時間となるパラメータに与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	運転員等操作時間となるパラメータに与える影響	
運転員等 操作時間	運転員等 操作時間 1項目：事故発生 2項目：事故発生 3項目：事故発生 の40分後	運転員等操作時間として、事故発生時の検出及び作業者の反応に要する時間は、約60分、3項目は140分を想定して表記。	運転員等操作時間として、事故発生時の検出及び作業者の反応に要する時間は、約60分、3項目は140分を想定して表記。	運転員等操作時間として、事故発生時の検出及び作業者の反応に要する時間は、約60分、3項目は140分を想定して表記。	運転員等操作時間として、事故発生時の検出及び作業者の反応に要する時間は、約60分、3項目は140分を想定して表記。	
	運転員等 操作時間 1項目：事故発生 2項目：事故発生 3項目：事故発生 の40分後	運転員等操作時間として、事故発生時の検出及び作業者の反応に要する時間は、約60分、3項目は140分を想定して表記。	運転員等操作時間として、事故発生時の検出及び作業者の反応に要する時間は、約60分、3項目は140分を想定して表記。	運転員等操作時間として、事故発生時の検出及び作業者の反応に要する時間は、約60分、3項目は140分を想定して表記。	運転員等操作時間として、事故発生時の検出及び作業者の反応に要する時間は、約60分、3項目は140分を想定して表記。	運転員等操作時間として、事故発生時の検出及び作業者の反応に要する時間は、約60分、3項目は140分を想定して表記。
運転員等 操作時間 1項目：事故発生 2項目：事故発生 3項目：事故発生 の40分後	運転員等操作時間として、事故発生時の検出及び作業者の反応に要する時間は、約60分、3項目は140分を想定して表記。	運転員等操作時間として、事故発生時の検出及び作業者の反応に要する時間は、約60分、3項目は140分を想定して表記。	運転員等操作時間として、事故発生時の検出及び作業者の反応に要する時間は、約60分、3項目は140分を想定して表記。	運転員等操作時間として、事故発生時の検出及び作業者の反応に要する時間は、約60分、3項目は140分を想定して表記。	運転員等操作時間として、事故発生時の検出及び作業者の反応に要する時間は、約60分、3項目は140分を想定して表記。	
運転員等 操作時間 1項目：事故発生 2項目：事故発生 3項目：事故発生 の40分後	運転員等操作時間として、事故発生時の検出及び作業者の反応に要する時間は、約60分、3項目は140分を想定して表記。	運転員等操作時間として、事故発生時の検出及び作業者の反応に要する時間は、約60分、3項目は140分を想定して表記。	運転員等操作時間として、事故発生時の検出及び作業者の反応に要する時間は、約60分、3項目は140分を想定して表記。	運転員等操作時間として、事故発生時の検出及び作業者の反応に要する時間は、約60分、3項目は140分を想定して表記。	運転員等操作時間として、事故発生時の検出及び作業者の反応に要する時間は、約60分、3項目は140分を想定して表記。	
運転員等 操作時間 1項目：事故発生 2項目：事故発生 3項目：事故発生 の40分後	運転員等操作時間として、事故発生時の検出及び作業者の反応に要する時間は、約60分、3項目は140分を想定して表記。	運転員等操作時間として、事故発生時の検出及び作業者の反応に要する時間は、約60分、3項目は140分を想定して表記。	運転員等操作時間として、事故発生時の検出及び作業者の反応に要する時間は、約60分、3項目は140分を想定して表記。	運転員等操作時間として、事故発生時の検出及び作業者の反応に要する時間は、約60分、3項目は140分を想定して表記。	運転員等操作時間として、事故発生時の検出及び作業者の反応に要する時間は、約60分、3項目は140分を想定して表記。	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.16 水源、燃料、電源負荷評価結果について（崩壊熱除去機能喪失））

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.17</p> <p style="text-align: center;">燃料、水源、電源負荷評価結果について（停止時余熱除去機能喪失）</p> <p>1. 水源に関する評価（炉心注水） 重要事故シーケンス【燃料取出前のミッドループ運転中における余熱除去機能喪失】</p> <p>○水源 燃料取替用水ピット：1,860m³（有効水量）</p> <p>○水使用パターン 恒設代替低圧注水ポンプ：28m³/h 事故後約141分（2.3時間）以降運転</p> <p>○時間評価（燃料取替用水ピットが枯渇するまでの時間評価） 1,860m³ ÷ 28m³/h = 約66.4時間（事故後約68.7時間）</p> <p>○水源評価結果 事故後約68.7時間までに大容量ポンプ、格納容器再循環ユニットによる自然対流冷却＋再循環運転に移行することで対応可能。</p>  <p style="text-align: center;">系統概略図</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.4.1.16</p> <p style="text-align: center;">水源、燃料、電源負荷評価結果について（崩壊熱除去機能喪失）</p> <p>1. 水源に関する評価（炉心注水） 重要事故シーケンス【燃料取出前のミッドループ運転中における崩壊熱除去機能喪失】</p> <p>○水源 ・燃料取替用水ピット：約1,700m³（有効水量）</p> <p>○水使用パターン ・代替格納容器スプレイポンプ：29m³/h 事象発生60分（1時間）以降運転</p> <p>○時間評価（燃料取替用水ピットが枯渇するまでの時間評価） ・1,700 m³ ÷ 29 m³/h = 約58.6時間（事象発生約59.6時間後）</p> <p>○水源評価結果 事象発生約59.6時間後までに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却＋代替再循環運転に移行することで対応可能。</p>  <p style="text-align: center;">図 系統概略図</p>	<p>記載順・評価内容の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>評価結果の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

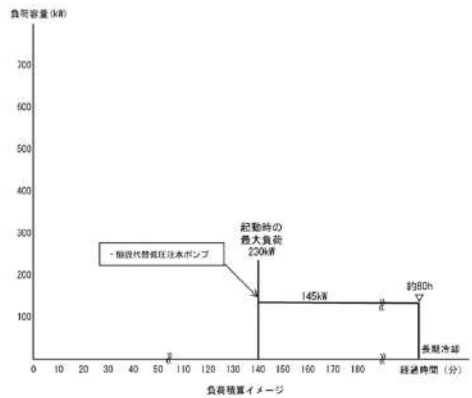
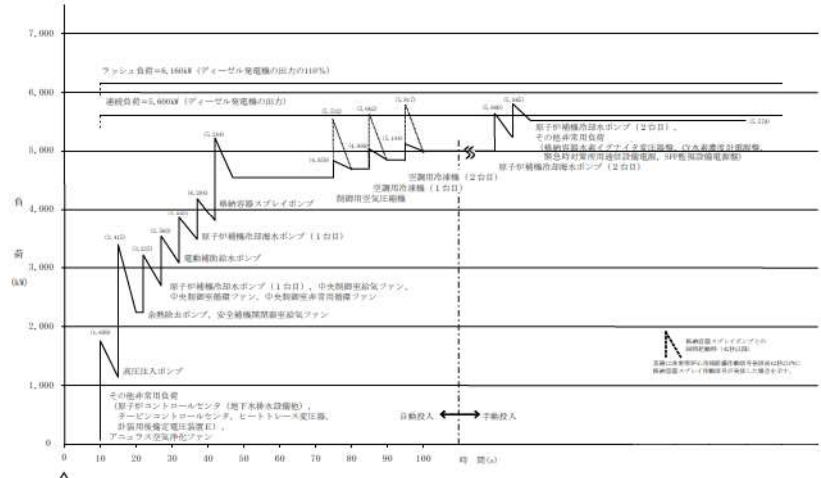
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.16 水源、燃料、電源負荷評価結果について（崩壊熱除去機能喪失））

大飯発電所3 / 4号炉			泊発電所3号炉		相違理由
2. 燃料消費に関する評価 重要事故シーケンス【燃料取出前のミッドループ運転中における余熱除去機能喪失】 プラント状況：3、4号炉停止中。 事象：外部電源が喪失してディーゼル発電機から給電を想定し、事象発生後7日間ディーゼル発電機が全出力で運転した場合を想定する。			2. 燃料消費に関する評価 重要事故シーケンス【燃料取出前のミッドループ運転中における崩壊熱除去機能喪失】 事象：ディーゼル発電機による電源供給を想定し、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合を想定する。		
燃料種別	重油		燃料種別	軽油	
号炉	3号炉	4号炉	時系列	事象発生直後～事象発生後7日間 (=168h)	
時系列	事象発生直後～7日間 (=168h) 非常用DG (3号炉用2台) 起動 (事象発生後自動起動、燃費については定格負荷を想定=事象発生後～事象発生後7日間(168h)) A-DG：燃費約 1,770L/h×168h=約 297,360L B-DG：燃費約 1,770L/h×168h=約 297,360L 合計：約 594,720L	非常用DG (4号炉用2台) 起動 (事象発生後自動起動、燃費については定格負荷を想定=事象発生後～事象発生後7日間(168h)) A-DG：燃費約 1,770L/h×168h=約 297,360L B-DG：燃費約 1,770L/h×168h=約 297,360L 合計：約 594,720L	ディーゼル発電機 2台起動 (ディーゼル発電機最大負荷 (100%出力) 時の燃料消費量) $V = \frac{N \times c \times H}{\gamma} \times 2 \text{ 台}$ $= \frac{5,600 \times 0.2311 \times 168}{825} \times 2 \text{ 台}$ = 約 527.1kL		
時系列	事象発生直後～7日間 (=168h) 緊急時対策所用発電機 (3,4号炉用1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 18.1L/h×1台×24h×7日間=約 3,041L	緊急時対策所用発電機 (3,4号炉用予備1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 18.1L/h×1台×24h×7日間=約 3,041L	緊急時対策所用発電機 (指揮所用及び待機所用各1台の計2台) 起動 (緊急時対策所用発電機 100%出力時の燃料消費量) 燃費約 (57.1L/h×1台+57.1L/h×1台)×24h×7日間=19,185.6L=約 19.2kL		
時系列	事象発生直後～事象発生後69h 空冷DG (3号炉用1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 100L/h×1台×69h=約 6,900L	空冷DG (4号炉用1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 100L/h×1台×69h=約 6,900L	合計	7日間で消費する軽油量の合計 約 546.3kL	
合計	7日間 3号炉で消費する重油量 約 604,661L	7日間 4号炉で消費する重油量 約 604,661L	結果	ディーゼル発電機燃料油貯油槽 (約 540kL) 及び燃料タンク (SA) (約 50kL) の合計約 590kLにて、7日間は十分に対応可能	
結果	3号炉に備蓄している重油量の合計は重油タンク (160kL、2基) 燃料油貯蔵タンク (150kL、2基) の合計より 620kL であることから、7日間は十分に対応可能	4号炉に備蓄している重油量の合計は重油タンク (160kL、2基) 燃料油貯蔵タンク (150kL、2基) の合計より 620kL であることから、7日間は十分に対応可能	※ ディーゼル発電機軽油消費量計算式 $V = \frac{N \times c \times H}{\gamma}$ $\left\{ \begin{array}{l} V: \text{軽油必要容量 (kL)} \\ N: \text{発電機定格出力 (kW)} = 5,600 \\ H: \text{運転時間 (h)} = 168 (7 \text{日間}) \\ \gamma: \text{燃料油の密度 (kg/kL)} = 825 \\ c: \text{燃料消費率 (kg/kWh)} = 0.2311 \end{array} \right.$		

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）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.16 水源、燃料、電源負荷評価結果について（崩壊熱除去機能喪失））

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由						
<p>3. 電源に関する評価</p> <p>負荷リスト 大飯3（4）号炉空冷式非常用発電装置(1825kVA×2台(給電容量：2920kW)) <燃料取出前のミッドループ運転中における余熱除去機能喪失></p> <table border="1" data-bbox="212 343 504 438"> <caption>主要負荷リスト</caption> <thead> <tr> <th>主要機器名称</th> <th>容量 (kW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>代替格納容器注水ポンプ</td> <td>145</td> </tr> <tr> <td>合計 (kW)</td> <td>145</td> </tr> </tbody> </table> 	主要機器名称	容量 (kW)	代替格納容器注水ポンプ	145	合計 (kW)	145	<p>3. 電源に関する評価</p> <p>重要事故シーケンス【燃料取出前のミッドループ運転中における崩壊熱除去機能喪失】 事象：外部電源は使用できないものと仮定し、ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。</p> <p>評価結果：本重要事故シーケンスでは運転中の余熱除去機能喪失後に待機中の余熱除去系が機能喪失するものとする。また、充てん機能及び高圧注入機能が喪失するものとする。ことから、重大事故等対策時の負荷は、下図の負荷曲線のうち余熱除去ポンプ及び高圧注入ポンプの負荷を除いた負荷となる。このため、重大事故等対策時に必要な負荷は、設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p>  <p>図 工学的安全施設作動時におけるB-ディーゼル発電機の負荷曲線※1、2</p> <p>※1 A、B-ディーゼル発電機のうち、負荷の大きいB-ディーゼル発電機の負荷曲線を記載 ※2 本重要事故シーケンスの燃料損傷防止対策で使用される代替格納容器スプレイポンプの負荷は、機能喪失を想定する余熱除去ポンプ及び高圧注入ポンプの負荷よりも小さい</p>	<p>相違理由</p> <p>設計の相違 ・泊の代替格納容器スプレイポンプはディーゼル発電機により受電が可能のため評価対象外（玄海と同様）</p>
主要機器名称	容量 (kW)							
代替格納容器注水ポンプ	145							
合計 (kW)	145							

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.17 運転停止中における通常時のプラント監視について）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																		
<p style="text-align: center;">添付資料 5.1.1</p> <p style="text-align: center;">運転停止中における通常時のプラント監視について</p> <p>運転停止中における通常時のプラント監視項目のうち、以下の項目に関するものについての概要を表1に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・「崩壊熱除去機能喪失」の事故シーケンスにおける運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の停止確認 ・「原子炉冷却材の流出」の事故シーケンスにおける原子炉冷却材の流出の確認 <p style="text-align: center;">表1 運転停止中における通常時のプラント監視項目の概要</p> <table border="1" data-bbox="197 539 1003 1061"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>監視対象^{※1} （下線：重大事故等対処設備）</th> <th>監視方法</th> <th>確認頻度</th> <th>異常発生に伴う警報^{※2}確認</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転状態</td> <td>残留熱除去系の運転状態</td> <td>パラメータ確認 現場状態確認</td> <td>1回/時間 現場パトロール時（1回/日）</td> <td>・系統故障警報の発生時（ポンプトリップ、ポンプ過負荷/地絡）</td> </tr> <tr> <td>原子炉水温</td> <td>・原子炉圧力容器温度 ・残留熱除去系熱交換器入口温度 ・CUW再生熱交換器入口温度 ・原子炉再循環ポンプ入口温度</td> <td>パラメータ確認</td> <td>1回/時間</td> <td></td> </tr> <tr> <td>原子炉水位</td> <td>・原子炉水位（広帯域） ・原子炉水位（SA広帯域） ・原子炉水位（狭帯域、停止域、定検時水張り用）</td> <td>パラメータ確認 現場状態確認</td> <td>1回/時間 現場パトロール時（1回/日）</td> <td>・水位高の警報消灯時（原子炉水位（狭帯域）） ・水位低の警報発生時（原子炉水位（広帯域、狭帯域））</td> </tr> <tr> <td>圧力抑制室水位</td> <td>・圧力抑制室水位</td> <td>パラメータ確認</td> <td>1回/時間</td> <td>・水位高の警報発生時（圧力抑制室水位）</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 施設定期検査中において点検により監視できない期間がある ※2 施設定期検査中において点検により警報を発報しない期間がある</p>	項目	監視対象 ^{※1} （下線：重大事故等対処設備）	監視方法	確認頻度	異常発生に伴う警報 ^{※2} 確認	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転状態	残留熱除去系の運転状態	パラメータ確認 現場状態確認	1回/時間 現場パトロール時（1回/日）	・系統故障警報の発生時（ポンプトリップ、ポンプ過負荷/地絡）	原子炉水温	・原子炉圧力容器温度 ・残留熱除去系熱交換器入口温度 ・CUW再生熱交換器入口温度 ・原子炉再循環ポンプ入口温度	パラメータ確認	1回/時間		原子炉水位	・原子炉水位（広帯域） ・原子炉水位（SA広帯域） ・原子炉水位（狭帯域、停止域、定検時水張り用）	パラメータ確認 現場状態確認	1回/時間 現場パトロール時（1回/日）	・水位高の警報消灯時（原子炉水位（狭帯域）） ・水位低の警報発生時（原子炉水位（広帯域、狭帯域））	圧力抑制室水位	・圧力抑制室水位	パラメータ確認	1回/時間	・水位高の警報発生時（圧力抑制室水位）	<p style="text-align: center;">添付資料 7.4.1.17</p> <p style="text-align: center;">運転停止中における通常時のプラント監視について</p> <p>運転停止中における通常時のプラント監視項目のうち、以下の項目に関するものについての概要を表1に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・「崩壊熱除去機能喪失」の事故シーケンスにおける運転中の余熱除去系の停止確認 ・「原子炉冷却材の流出」の事故シーケンスにおける原子炉冷却材の流出の確認 <p style="text-align: center;">表1 運転停止中における通常時のプラント監視項目の概要</p> <table border="1" data-bbox="1093 539 1910 1072"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>監視対象^{※1} （下線：重大事故等対処設備）</th> <th>監視方法</th> <th>確認頻度</th> <th>異常発生に伴う警報^{※2}確認</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>余熱除去系の運転状態</td> <td>余熱除去系の運転状態</td> <td>パラメータ確認 現場状態確認</td> <td>1回/時間 現場パトロール時（1回/日）</td> <td>・系統故障警報の発生時（ポンプトリップ、ポンプ過負荷/地絡、ポンプ出口圧力高/流量低）</td> </tr> <tr> <td>1次冷却材温度</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） ・炉心出口温度 ・余熱除去冷却器入口温度</td> <td>パラメータ確認</td> <td>1回/時間</td> <td></td> </tr> <tr> <td>1次冷却材水位</td> <td>・加圧器水位 ・原子炉容器水位 ・1次冷却系統ループ水位</td> <td>パラメータ確認 現場状態確認</td> <td>1回/時間 現場パトロール時（1回/日）</td> <td>・水位低の警報発生時（加圧器水位、1次冷却系統ループ水位）</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） ・原子炉下部キャビティ水位</td> <td>パラメータ確認</td> <td>1回/時間</td> <td>・水位高の警報発生時（原子炉下部キャビティ水位）</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 定期事業者検査中において点検により監視できない期間がある ※2 定期事業者検査中において点検により警報を発報しない期間がある</p>	項目	監視対象 ^{※1} （下線：重大事故等対処設備）	監視方法	確認頻度	異常発生に伴う警報 ^{※2} 確認	余熱除去系の運転状態	余熱除去系の運転状態	パラメータ確認 現場状態確認	1回/時間 現場パトロール時（1回/日）	・系統故障警報の発生時（ポンプトリップ、ポンプ過負荷/地絡、ポンプ出口圧力高/流量低）	1次冷却材温度	・1次冷却材温度（広域—高温側） ・1次冷却材温度（広域—低温側） ・炉心出口温度 ・余熱除去冷却器入口温度	パラメータ確認	1回/時間		1次冷却材水位	・加圧器水位 ・原子炉容器水位 ・1次冷却系統ループ水位	パラメータ確認 現場状態確認	1回/時間 現場パトロール時（1回/日）	・水位低の警報発生時（加圧器水位、1次冷却系統ループ水位）	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） ・原子炉下部キャビティ水位	パラメータ確認	1回/時間	・水位高の警報発生時（原子炉下部キャビティ水位）	<p style="text-align: center;">設備名称の相違</p>
項目	監視対象 ^{※1} （下線：重大事故等対処設備）	監視方法	確認頻度	異常発生に伴う警報 ^{※2} 確認																																																
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転状態	残留熱除去系の運転状態	パラメータ確認 現場状態確認	1回/時間 現場パトロール時（1回/日）	・系統故障警報の発生時（ポンプトリップ、ポンプ過負荷/地絡）																																																
原子炉水温	・原子炉圧力容器温度 ・残留熱除去系熱交換器入口温度 ・CUW再生熱交換器入口温度 ・原子炉再循環ポンプ入口温度	パラメータ確認	1回/時間																																																	
原子炉水位	・原子炉水位（広帯域） ・原子炉水位（SA広帯域） ・原子炉水位（狭帯域、停止域、定検時水張り用）	パラメータ確認 現場状態確認	1回/時間 現場パトロール時（1回/日）	・水位高の警報消灯時（原子炉水位（狭帯域）） ・水位低の警報発生時（原子炉水位（広帯域、狭帯域））																																																
圧力抑制室水位	・圧力抑制室水位	パラメータ確認	1回/時間	・水位高の警報発生時（圧力抑制室水位）																																																
項目	監視対象 ^{※1} （下線：重大事故等対処設備）	監視方法	確認頻度	異常発生に伴う警報 ^{※2} 確認																																																
余熱除去系の運転状態	余熱除去系の運転状態	パラメータ確認 現場状態確認	1回/時間 現場パトロール時（1回/日）	・系統故障警報の発生時（ポンプトリップ、ポンプ過負荷/地絡、ポンプ出口圧力高/流量低）																																																
1次冷却材温度	・1次冷却材温度（広域—高温側） ・1次冷却材温度（広域—低温側） ・炉心出口温度 ・余熱除去冷却器入口温度	パラメータ確認	1回/時間																																																	
1次冷却材水位	・加圧器水位 ・原子炉容器水位 ・1次冷却系統ループ水位	パラメータ確認 現場状態確認	1回/時間 現場パトロール時（1回/日）	・水位低の警報発生時（加圧器水位、1次冷却系統ループ水位）																																																
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） ・原子炉下部キャビティ水位	パラメータ確認	1回/時間	・水位高の警報発生時（原子炉下部キャビティ水位）																																																

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 5.1.2 運転停止中の蓄圧タンクによる炉心注水について（大飯））

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料5.1.2</p> <p><u>運転停止中の蓄圧タンクによる炉心注水について</u></p> <p>運転停止中における炉心注水手段として注水手段の多様性の観点から蓄圧タンクによる炉心注水についても整備しており、以下に蓄圧タンクによる炉心注水について説明する。</p> <p>1. 運転停止中における蓄圧タンクの誤動作及び誤操作について</p> <p>運転停止中において1次冷却材圧力が6.89MPa以下となれば、低温過加圧防止の観点から、蓄圧タンク出口弁を閉止し、さらに当該弁の電源を開放することにより駆動源が無い状態としていることから、出口弁の誤動作によって炉心注水が行われることはない。</p> <p>また、誤操作の観点においては、①現場にて当該弁の電源を投入する②中央制御室の操作スイッチで開操作を行う、という2つのステップを踏む必要があることから、意図的に実施しない限り、蓄圧タンクによる炉心注水が行われることはない。</p> <p>2. 作業員の原子炉格納容器外への退避と蓄圧タンクによる炉心注水開始について</p> <p>作業員が原子炉格納容器から退避を完了するまでの時間については、事象発生後の45分後（プラント状況判断に10分、退避指示5分、退避完了30分）に可能であることを確認している。</p> <p>なお、運転停止中に「崩壊熱除去機能喪失」または「全交流電源喪失」が発生した場合においては、事象発生後の60分後に1基目、100分後に2基目、140分後に3基目の蓄圧タンクによる炉心注水（141分後以降については恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を継続）を実施することで、燃料損傷防止対策の有効性を確認している。蓄圧タンクによる炉心注水については作業員退避後実施する手順としているが、上記のとおり、1基目の炉心注水開始前に余裕を持って作業員退避を完了することが可能であり、作業員安全の観点からも有効性評価における想定は妥当である。</p> <p>上記の理由から、意図的に蓄圧タンクによる炉心注水を実施しない限り、不必要な炉心注水が行われることはないことや、蓄圧タンクによる炉心注水時の作業員の原子炉格納容器からの退避状況を鑑みた結果、蓄圧タンクによる炉心注水を整備していることは有効である。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p style="text-align: center;">【該当する資料なし】</p>	<p>※蓄圧タンクによる炉心注水に関する添付資料であり泊は蓄圧タンクを使用しないため添付資料を作成していない（玄海と同様）</p>

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAE742-9 r.9.0
提出年月日	令和5年10月31日

泊発電所3号炉
重大事故等対策の有効性評価
比較表

7.4.2 全交流動力電源喪失

令和5年10月
北海道電力株式会社

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

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
比較結果等を取りまとめた資料				
1. 先行審査実績等を踏まえた泊3号炉まとめ資料の変更状況(2017年3月以降)				
1-1) 設計方針・運用・体制などを変更し、まとめ資料を修正した箇所と理由				
a. 大飯3/4号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし				
b. 女川2号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし				
c. 他社審査会合の指摘事項等を確認した結果、変更したもの : なし				
d. 当社が自主的に変更したもの : 下記1件				
・ SFP注水操作開始が SFP の沸騰開始前に可能になるようにタイムチャートを修正（第7.4.2.3図）【比較表 P43】				
1-2) 設計方針・運用・体制を変更するものではないが、まとめ資料の記載の充実を行った箇所と理由				
a. 大飯3/4号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし				
b. 女川2号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし				
c. 他社審査会合の指摘事項等を確認した結果、変更したもの : なし				
d. 当社が自主的に変更したもの : なし				
1-3) バックフィット関連事項				
なし				
2. 大飯3/4号炉・高浜3/4号炉まとめ資料との比較結果の概要				
2-1) 比較表の構成について				
・ 泊と大飯、高浜で記載が異なる箇所は右上凡例に従い色付けをし、「相違理由」欄に相違理由を記載しているプラントを【大飯】【高浜】と記載している				
2-2) 泊3号炉の特徴について				
・ 泊3号は他のPWR3ループプラントに比べて以下の特徴がある（添付資料6.5.8）				
●補助給水流量が小さい : 「全交流動力電源喪失」では、蒸気発生器保有水量の回復が遅くなる傾向がある				
●余熱除去ポンプの注入特性（高圧時の注入流量が若干多い） : 「ECCS注水機能喪失（2インチ破断）」では、燃料が露出せず終始冠水状態となる				
●CV関連パラメータ（CV自由体積が若干小さく、格納容器再循環ユニットの除熱特性も若干低い） : 原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度が高めに推移する傾向がある				
2-3) 有効性評価の主な項目（1/2）				
項目	大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
事故シナエンスグループの特徴	原子炉の運転停止中に送電系統又は所内主発電設備の故障等により、外部電源が喪失するとともに、非常用所内電源系統が機能喪失する。また、従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し、原子炉補機冷却水が必要な機器に供給できなくなることに伴い、余熱除去系による余熱除去機能が喪失することから、緩和措置がとられない場合には、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散に伴い1次冷却系保有水量が減少することで炉心が露出し、燃料損傷に至る。	原子炉の運転停止中に送電系統又は所内発電設備の故障等により、外部電源が喪失するとともに、非常用所内電源系統が機能喪失する。また、従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し、原子炉補機冷却水が必要な機器に供給できなくなることに伴い、余熱除去系による余熱除去機能が喪失することから、緩和措置がとられない場合には、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散に伴い1次系保有水量が減少することで炉心が露出し、燃料損傷に至る。	原子炉の運転停止中に送電系統又は所内主発電設備の故障等により、外部電源が喪失するとともに、非常用所内電源系統が機能喪失する。また、従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し、原子炉補機冷却水が必要な機器に供給できなくなることに伴い、余熱除去系による余熱除去機能が喪失することを想定する。このため、緩和措置がとられない場合には、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散に伴い1次冷却系保有水量が減少することで燃料が露出し、燃料損傷に至る。	相違なし

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

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
2-3) 有効性評価の主な項目 (2/2)				
項目	大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
燃料損傷防止対策	燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、蓄圧タンク、恒設代替低圧注水ポンプ及び充てんポンプによる炉心注水を整備する。長期的な除熱を可能とするため、大容量ポンプを用いて高圧注入ポンプ及び格納容器再循環ユニットへ冷却水として海水を通水することで、高圧注入ポンプによる高圧代替再循環及び格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。	燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプ、充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水を整備する。長期的な除熱を可能とするため、大容量ポンプを用いて余熱除去ポンプ及び格納容器再循環ユニットへ冷却水として海水を通水することで、余熱除去ポンプによる低圧代替再循環及び格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。	燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として代替格納容器スプレイポンプ及び充てんポンプによる炉心注水を整備する。また、安定状態に向けた対策として可搬型大型送水ポンプ車を用いて高圧注入ポンプ及び格納容器再循環ユニットへ冷却水として海水を通水することで、高圧注入ポンプを用いた高圧代替再循環による炉心冷却及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却による原子炉格納容器除熱手段を整備する。	設計の相違 ・泊は代替格納容器スプレイポンプの起動に対する余裕時間があり、また誤操作や誤動作の防止、作業員の安全の確保の観点から蓄圧タンクを炉心注水手段とはしていない（玄海と同様） ・泊は非プースティングプラントであり、高圧再循環に余熱除去系を使用しないため、余熱除去系が機能喪失している本事象において高圧再循環を実施することが可能である（大飯と同様）
重要事故シーケンス	「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」			相違なし
有効性評価の結果 (評価項目等)	燃料有効長頂部の冠水：蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することなく燃料有効長頂部は冠水している。 放射線の遮蔽が維持される水位の確保：燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値0.15mSv/hを上回ることはなく、放射線の遮蔽を維持できる。 未臨界の確保：事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約-6.2% Δk/kであり、未臨界であることを確認した。	燃料有効長頂部の冠水：蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することなく燃料有効長頂部は冠水している。 放射線の遮蔽が維持される水位の確保：燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値0.15mSv/hを上回ることはなく、放射線の遮蔽を維持できる。 未臨界の確保：事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約-4.6% Δk/kであり、未臨界であることを確認した。	燃料有効長頂部の冠水：代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することなく燃料は冠水を維持する。 放射線の遮蔽が維持される水位の確保：燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器蓋は閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値0.15mSv/hを上回ることはなく、放射線の遮蔽は維持される。 未臨界の確保：事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約-7.1% Δk/kであり、未臨界であることを確認した。	相違なし （燃料損傷防止対策が異なるが、燃料有効長頂部が冠水している点では同様。また、未臨界の確保では炉心半喉の最大値が異なるが、最大値が0未満であり未臨界を確保できている点では同様。）
2-4) 主な差異				
・泊、大飯、高浜のプラント設備の相違以外で、上記2-3)に記載した事項以外の主な相違はない				
2-5) 相違理由の省略				
相違理由	大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違が生じている理由
設備名称の相違	恒設代替低圧注水ポンプ	恒設代替低圧注水ポンプ	代替格納容器スプレイポンプ	—
	空冷式非常用発電装置	空冷式非常用発電装置	代替非常用発電機	—
	充てんポンプ	充てん/高圧注入ポンプ	充てんポンプ	—
	B充てんポンプ（自己冷却）	B充てん/高圧注入ポンプ（自己冷却）	B一充てんポンプ（自己冷却）	—
	燃料取替用水ビット	燃料取替用水タンク	燃料取替用水ビット	—
	A、D格納容器再循環ユニット	A、B格納容器再循環ユニット	C、D一格納容器再循環ユニット	—
記載表現の相違	大容量ポンプ	大容量ポンプ	可搬型大型送水ポンプ車	—
	1次冷却系 動作	1次系 作動	1次冷却系 動作	（大飯と同様） （大飯と同様）

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

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>5.2 全交流動力電源喪失</p> <p>5.2.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故のみ」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に送電系統又は所内発電設備の故障等により、外部電源が喪失するとともに、非常用所内電源系統が機能喪失する。また、従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し、原子炉補機冷却水が必要な機器に供給できなくなることに伴い、余熱除去系による余熱除去機能が喪失することから、緩和措置がとられない場合には、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散に伴い1次冷却系保有水量が減少することで炉心が露出し、燃料損傷に至る。</p>	<p>5.2 全交流動力電源喪失</p> <p>5.2.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故のみ」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に送電系統又は所内発電設備の故障等により、外部電源が喪失するとともに、非常用所内電源系統が機能喪失する。また、従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し、原子炉補機冷却水が必要な機器に供給できなくなることに伴い、余熱除去系による余熱除去機能が喪失することから、緩和措置がとられない場合には、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散に伴い1次系保有水量が減少することで炉心が露出し、燃料損傷に至る。</p>	<p>5.2 全交流動力電源喪失</p> <p>5.2.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「外部電源喪失+直流電源喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」、②「外部電源喪失+交流電源喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」、③「外部電源喪失+直流電源喪失」及び④「外部電源喪失+交流電源喪失」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失することにより、原子炉の注水機能及び除熱機能が喪失することを想定する。このため、燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により燃料が露出し、燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、全交流動力電源が喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には、全交流動力電源に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられ</p>	<p>7.4.2 全交流動力電源喪失</p> <p>7.4.2.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に含まれる事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失することにより、従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し、原子炉補機冷却水が必要な機器に供給できなくなることに伴い、余熱除去系による余熱除去機能が喪失することを想定する。このため、燃料の崩壊熱により1次冷却材が蒸発することから緩和措置がとられない場合には、炉心水位の低下により燃料が露出し、燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、全交流動力電源が喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には、全交流動力電源に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられ</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p>

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

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>したがって、本事故シーケンスグループでは、炉心注水を行うことにより1次冷却系保有水を確保し、燃料損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、蓄圧タンク、恒設代替低圧注水ポンプ及び充電ポンプによる炉心注水を整備する。長期的な除熱を可能とするため、大容量ポンプを用いて高圧注入ポンプ及び格納容器再循環ユニットへ冷却水として海水を通過することで、高圧注入ポンプによる高圧代替再循環及び格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。</p> <p>対策の概略系統図を第5.2.1図に、対応手順の概要を第5.2.2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策の設備と手順の関係を第5.2.1表に示す。</p>	<p>したがって、本事故シーケンスグループでは、炉心注水を行うことにより1次系保有水量を確保し、燃料損傷を防止することが必要となる。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプ、充電／高圧注入ポンプによる炉心注水を整備する。長期的な除熱を可能とするため、大容量ポンプを用いて余熱除去ポンプ及び格納容器再循環ユニットへ冷却水として海水を通過することで、余熱除去ポンプによる低圧代替再循環及び格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。</p> <p>対策の概略系統図を第5.2.1.1図に、対応手順の概要を第5.2.1.2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策の設備と手順の関係を第5.2.1.1表に示す。</p>	<p>る。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、運転員が異常を認知して、常設代替交流電源設備による電源供給、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水を行うことによって、燃料損傷の防止を図る。また、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより原子炉を除熱する。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として常設代替交流電源設備による給電手段、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水手段を整備する。また、安定状態に向けた対策として原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱手段を整備する。</p> <p>これらの対策の概略系統図を第5.2.1図及び第5.2.2図に、手順の概要を第5.2.3図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第5.2.1表に示す。</p>	<p>る。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、運転員が異常を認知して、代替非常用発電機による電源供給、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を行うことによって、燃料損傷の防止を図る。また、高圧注入ポンプを用いた高圧代替再循環及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより原子炉及び原子炉格納容器を除熱する。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として代替格納容器スプレイポンプ及び充電ポンプによる炉心注水を整備する。また、安定状態に向けた対策として可搬型大型送水ポンプ車を用いて高圧注入ポンプ及び格納容器再循環ユニットへ冷却水として海水を通過することで、高圧注入ポンプを用いた高圧代替再循環による炉心冷却及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却による原子炉格納容器除熱手段を整備する。</p> <p>これらの対策の概略系統図を第7.4.2.1図に、手順の概要を第7.4.2.2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第7.4.2.1表に示す。</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・泊は代替格納容器スプレイポンプの起動に対する余裕時間があり、また誤操作や誤動作の防止や作業員の安全の確保の観点から蓄圧タンクを炉心注水手段とはしていない（玄海と同様）</p> <p>【高浜】 設計の相違 ・泊は非プースティンクプラントであり、高圧再循環に余熱除去系を使用しないため、余熱</p>

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

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>本事故シーケンスグループのうち、「5.2.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計40名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員8名である。発電所構内に常駐している要員のうち、緊急安全対策要員が24名、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員が6名である。この必要な要員と作業項目について第5.2.3図に示す。</p> <p>a. 全交流動力電源喪失の判断</p> <p>外部電源が喪失しディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失の判断を行う。</p>	<p>本事故シーケンスグループのうち、「5.2.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急安全対策要員、本部要員及び召集要員で構成され、合計62名である。その内訳は以下のとおりである。召集要員に期待しない事象発生6時間後までは、中央制御室の運転員が、中央監視・指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員8名、発電所構内に常駐している要員のうち、緊急安全対策要員が10名、関係各所に通報連絡等を行う本部要員が6名である。召集要員に期待する事象発生6時間後以降に必要な召集要員は36名である。この必要な要員と作業項目について第5.2.1.3図に示す。</p> <p>a. 全交流動力電源喪失の判断</p> <p>外部電源が喪失しディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失の判断を行う。</p>	<p>本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び現場操作を行う重大事故等対応要員で構成され、合計28名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、発電課長1名、発電副長1名及び運転操作対応を行う運転員3名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う発電所対策本部要員は6名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は17名である。必要な要員と作業項目について第5.2.4図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、28名で対処可能である。</p> <p>a. 全交流動力電源喪失による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）停止確認</p> <p>原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。</p> <p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による崩壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系ポンプ出口流量で</p>	<p>本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、災害対策要員、災害対策要員（支援）及び災害対策本部要員で構成され、合計21名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う発電課長（当直）及び副長の2名、運転操作対応を行う運転員4名である。発電所構内に常駐している要員のうち、災害対策要員が9名、災害対策要員（支援）が2名、関係各所に通報連絡等を行う災害対策本部要員が4名である。必要な要員と作業項目について第7.4.2.3図に示す。</p> <p>a. 全交流動力電源喪失の判断</p> <p>外部電源が喪失しディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「0V」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失の判断を行う。また、蓄電池（非常用）による非常用直流母線への給電を確認する。</p>	<p>除去系が機能喪失している本事故象において高圧再循環を実施することが可能である（大飯と同様）</p> <p>【大飯、高浜】 体制の相違 ・大飯及び高浜がワイヤラントなのに対し、泊はソングワイヤラントのため少ない要員数となっている。また、主にサポート系故障時に実施する作業については、設備構成等の相違により泊は対応が少なく（デイクローズ取付、仮設水櫃設備等が不要）、比較的少人数での対応が可能となっている。</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違 【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・泊は他のSBO事象と同様に非常用直流母線への</p>

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

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>b. 早期の電源回復不能判断及び対応</p> <p>中央制御室からの操作による非常用母線の電源回復に失敗することで、早期の電源回復不能と判断し、空冷式非常用発電装置、恒設代替低圧注水ポンプ、B 充てんポンプ（自己冷却）、アニユラス空気浄化系ダンパへの作動空気供給、大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用循環系のダンパ開放及び送水車の準備を行う。</p>	<p>b. 早期の電源回復不能判断及び対応</p> <p>中央制御室からの操作による非常用母線の電源回復に失敗することで、早期の電源回復不能と判断し、空冷式非常用発電装置、恒設代替低圧注水ポンプ、B 充てん/高圧注入ポンプ（自己冷却）、アニユラス空気浄化設備ダンパへの作動空気供給、大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用循環系のダンパ開放及び消防ポンプの準備を行う。</p>	<p>ある。</p> <p>b. 早期の電源回復不能判断及び対応準備</p> <p>中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、原子炉補機代替冷却水系及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の準備を開始する。</p>	<p>b. 早期の電源回復不能判断及び対応</p> <p>中央制御室からの操作による非常用母線の電源回復に失敗することで、早期の電源回復不能と判断し、代替非常用発電機、代替格納容器スプレイポンプ、B-充てんポンプ（自己冷却）、アニユラス空気浄化系の空気作動弁及びダンパへの代替空気供給、格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用循環系のダンパ開放及び可搬型大型送水ポンプ車の準備を行う。</p>	<p>給電確認を明確化する（伊方と同様）</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p>
<p>c. 余熱除去機能喪失の判断</p> <p>余熱除去流量等のパラメータにより余熱除去機能喪失を判断する。余熱除去機能喪失の判断に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。</p>	<p>c. 余熱除去機能喪失の判断</p> <p>余熱除去流量等のパラメータにより余熱除去機能喪失を判断する。余熱除去機能喪失の判断に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。</p>	<p>c. 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持</p> <p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止により原子炉水温が100℃に到達し、原子炉圧力が上昇することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1個を開操作する。</p> <p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による原子炉水温の上昇を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力容器温度である。</p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力等である。</p>	<p>c. 余熱除去機能喪失の判断</p> <p>低圧注入流量等のパラメータにより余熱除去機能喪失を判断する。余熱除去機能喪失の判断に必要な計装設備は、低圧注入流量等である。</p>	<p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p>
<p>d. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止</p> <p>原子炉格納容器内にいる作業員に対してエバケーションアラーム又はページング装置により退避の指示を行う。作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。</p> <p>(添付資料 5.1.1)</p>	<p>d. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止</p> <p>原子炉格納容器内にいる作業員に対してエバケーションアラーム又はページング装置により退避の指示を行う。作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。</p> <p>(添付資料 5.1.1)</p>	<p>逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力等である。</p> <p>d. 低圧代替注水系（常設）（復水移送</p>	<p>d. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止</p> <p>原子炉格納容器内にいる作業員に対して格納容器内退避警報又は所内通話設備により退避の指示を行う。作業員が原子炉格納容器外へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。</p> <p>(添付資料 7.4.1.1)</p>	<p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（伊方と同様）</p>
<p>f. 原子炉格納容器隔離操作</p> <p>放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、電源回復後、原子炉格納容器隔離を行う。</p>	<p>f. 原子炉格納容器隔離操作</p> <p>放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、電源回復後、原子炉格納容器隔離を行う。</p>	<p>d. 低圧代替注水系（常設）（復水移送</p>	<p>e. 原子炉格納容器隔離操作</p> <p>放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、電源回復後、原子炉格納容器隔離を行う。</p>	
<p>g. 炉心注水及び1次冷却系保有水確保</p>	<p>g. 炉心注水及び1次系保有水確保操作</p>	<p>d. 低圧代替注水系（常設）（復水移送</p>	<p>f. 炉心注水及び1次冷却系保有水確保</p>	

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

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>操作</p> <p>炉心水位を回復させるため、原子炉格納容器からの退避完了及び格納容器エアロックの閉止を確認後、蓄圧タンク出口弁を開操作し炉心注水を実施する。以降、炉心水位の低下を継続監視し、2基目及び3基目の蓄圧タンク出口弁を開操作する。</p> <p>また、恒設代替低圧注水ポンプの準備ができれば代替炉心注水を開始し、1次冷却系保有水量を維持するとともに、加圧器安全弁（3個取外し中）からの蒸散により崩壊熱を除去する。</p> <p>炉心注水及び1次冷却系保有水確保の操作に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p> <p>また、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水が行えない場合、B充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水を行う。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 5.1.2)</p>	<p>炉心水位を回復させるため、原子炉格納容器からの退避完了及び格納容器エアロックの閉止を確認後、蓄圧タンク出口弁を開放し炉心注水を実施する。以降、炉心水位の低下を継続監視し、2基目の蓄圧タンク出口弁を開放する。</p> <p>また、恒設代替低圧注水ポンプの準備ができれば炉心への注水を開始し、1次系保有水量を維持すると共に、加圧器安全弁（3個取外し中）からの蒸散により崩壊熱を除去する。</p> <p>炉心注水及び1次系保有水確保の操作に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p> <p>また、恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水が行えない場合、B充てん/高圧注入ポンプ（自己冷却）による炉心注水を行う。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料5.1.17)</p>	<p>ポンプ)による原子炉注水</p> <p>中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備による交流電源供給を開始する。また、復水移送ポンプ1台を手動起動し、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水を開始する。これにより、原子炉水位が回復する。</p> <p>低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系ヘッドスプレイライン洗浄流量）等である。</p>	<p>操作</p> <p>炉心水位を回復させるため、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水を開始し、1次冷却系保有水量を維持するとともに、加圧器安全弁（3個取外し中）からの蒸発により崩壊熱を除去する。</p> <p>炉心注水及び1次冷却系保有水確保の操作に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p> <p>また、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水が行えない場合、B一充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水を行う。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 7.4.2.1)</p>	<p>【大飯、高浜】設計の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・相違理由は前述どおり（2ページ参照） ・注水方法の差異による対応方針の相違（伊方、玄海と同様）
<p>【比較のため移動】</p> <p>e. 燃料取替用水ビットによる炉心注水</p> <p>炉心水位を回復させるため、燃料取替用水ビット水の原子炉への重力注水が期待できる場合は、優先して実施する。</p> <p>燃料取替用水ビットによる炉心注水に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 5.2.1)</p>	<p>【比較のため移動】</p> <p>e. 燃料取替用水タンクによる炉心注水</p> <p>炉心水位を回復させるため、燃料取替用水タンク水の原子炉への重力注水が期待できる場合は、優先して実施する。</p> <p>燃料取替用水タンクによる炉心注水に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 5.2.1)</p>		<p>g. 燃料取替用水ビットによる炉心注水</p> <p>炉心水位を回復させるため、燃料取替用水ビット水の原子炉への重力注水が期待できる場合は実施する。</p> <p>燃料取替用水ビットによる炉心注水に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 7.4.2.2)</p>	<p>【大飯、高浜】設計の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・全交流動力電源喪失時は、泊は重力注水より代替格納容器スプレイポンプの方が短時間で注水でき、また確実に注水できるため、重力注水の優先順位が異なる
<p>h. アンユラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動</p> <p>格納容器圧力（広域）計指示が上昇し 39.0kPa[gage]となれば、アンユラ</p>	<p>h. アンユラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動</p> <p>原子炉格納容器圧力計指示が上昇し 25.5kPa[gage]となれば、アンユラ</p>		<p>h. アンユラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動</p> <p>原子炉格納容器圧力指示が上昇し 0.025MPa[gage]になれば、アンユラス</p>	<p>【大飯、高浜】設備名称の相違</p>

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

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>ス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策のため、現場でアニュラス空気浄化系ダンパの代替空気供給（窒素ボンベ接続）を行い、アニュラス空気浄化ファンを起動する。</p> <p>また、中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。</p> <p>アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動に必要な計装設備は、格納容器圧力（広域）である。</p> <p>i. 高圧代替再循環による炉心冷却</p> <p>長期対策として、燃料取替用水ピットを水源とした恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を継続して実施する。</p> <p>また、燃料取替用水ピット水位計指示が再循環切替水位（3号炉：12.5%、4号炉：16.0%）到達、格納容器再循環サンプル水位（広域）計指示が56%以上であること及び大容量ポンプによるB高圧注入ポンプへの海水通水ラインによりポンプへ海水が通水されていることを確認し、格納容器再循環サンプルからB高圧注入ポンプを経て炉心注水する高圧代替再循環運転に切り替え、炉心注水を継続する。</p> <p>高圧代替再循環による炉心冷却に必要な計装設備は高圧注入流量等である。</p>	<p>ス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策のため、アニュラス空気浄化ファンを起動する。</p> <p>また、中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環系を起動する。</p> <p>アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動に必要な計装設備は、格納容器広域圧力である。</p> <p>i. 低圧代替再循環による炉心冷却</p> <p>長期対策として、燃料取替用水タンクを水源とした恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を継続して実施する。</p> <p>また、燃料取替用水タンク水位計指示が16%到達、格納容器再循環サンプル広域水位計指示が67%以上であること及び大容量ポンプによるB余熱除去ポンプへの海水通水ラインによりポンプへ海水が通水されていることを確認し、格納容器再循環サンプルから余熱除去ポンプを経て炉心へ注水する低圧代替再循環運転に切り替え炉心冷却を継続する。</p> <p>低圧代替再循環による炉心冷却に必要な計装設備は余熱除去流量等である。</p>	<p>e. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復</p> <p>原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転を再開する。</p> <p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転の再開を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。</p> <p>崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を停止するため、逃がし安</p>	<p>部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場でアニュラス空気浄化系の空気作動弁及びダンパへの代替空気供給（窒素ボンベ接続）を行い、B-アニュラス空気浄化ファンを起動する。</p> <p>また、中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。</p> <p>アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動に必要な計装設備は、原子炉格納容器圧力である。</p> <p>i. 高圧代替再循環による炉心冷却</p> <p>燃料取替用水ピットを水源とした代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水を継続して実施する。</p> <p>また、燃料取替用水ピット水位指示が再循環切替水位16.5%到達、格納容器再循環サンプル水位（広域）指示が71%以上であること及び可搬型大型送水ポンプ車によるA-高圧注入ポンプへの海水通水ラインによりポンプへ海水が通水されていることを確認し、格納容器再循環サンプルからA-高圧注入ポンプを経て炉心注水する高圧代替再循環運転に切り替え、炉心注水を継続する。</p> <p>高圧代替再循環による炉心冷却に必要な計装設備は、高圧注入流量等である。</p>	<p>【大飯、高浜】 設計の相違</p> <p>【高浜】 記載方針の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【高浜】 設計の相違</p> <p>・相違理由は前述 どおり (2ページ参照)</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違</p> <p>・燃料取替用水ピットの切替水位 設定の差異</p> <p>【高浜】 設計の相違</p> <p>・相違理由は前述 どおり (2ページ参照)</p>

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

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>j. 格納容器内自然対流冷却 長期対策として、大容量ポンプを用いたA、D格納容器再循環ユニットへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。 格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。</p> <p>k. 原子炉補機冷却水系の復旧作業 緊急安全対策要員等の作業時間や原子炉補機冷却水系の機能喪失要因を考慮し、予備品の海水ポンプモータによる対応を行うこと等で、原子炉補機冷却水系の復旧を図る。</p>	<p>j. 格納容器内自然対流冷却 長期対策として、大容量ポンプを用いたA、B格納容器再循環ユニットへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。 格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。</p> <p>k. 原子炉補機冷却系の復旧作業 召集要員の作業時間や原子炉補機冷却水系の機能喪失要因を考慮し、予備品の海水ポンプモータによる対応を行うこと等で、原子炉補機冷却水系の復旧を図る。</p>	<p>全弁（自動減圧機能）を全閉とする。</p>	<p>j. 格納容器内自然対流冷却 可搬型大型送水ポンプ車を用いたC、D-格納容器再循環ユニットへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。 格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。</p> <p>k. 原子炉補機冷却水系の復旧作業 参集要員等の作業時間や原子炉補機冷却水系の機能喪失要因を考慮し、予備品の原子炉補機冷却海水ポンプ電動機による対応を行うこと等で、原子炉補機冷却水系の復旧を図る。</p>	<p>【大飯、高浜】 対応要員の相違 【大飯、高浜】 設備名称の相違</p>

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

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>5.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水開始までの時間余裕が短く、かつ、要求される設備容量の観点から代表性があり、炉心崩壊熱が高く、1次冷却系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失する事故」であるが、「外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失する事故」との従属性を考慮し、「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」である。</p> <p>なお、非常用所内交流電源の復旧に伴い、電源供給機能が復旧することも考えられるが、復旧により中央制御室での操作が可能となることで現場操作にかかる作業、要員等の必要な作業項目と要員</p>	<p>7.4.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水開始までの時間余裕が短く、かつ、要求される設備容量の観点から代表性があり、炉心崩壊熱が高く、1次系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失する事故」であるが、「外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失する事故」との従属性を考慮し、「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」である。</p> <p>なお、非常用所内交流電源の復旧に伴い、電源供給機能が復旧することも考えられるが、復旧により中央制御室での操作が可能となることで現場操作にかかる作業、要員等の必要な作業項目と要員</p>	<p>5.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。</p> <p>なお、「5.1 崩壊熱除去機能喪失」で考慮している事故シーケンス「崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」は、事象進展が同様なので併せて本重要事故シーケンスにおいて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。</p> <p>本評価で想定するプラント状態においては、崩壊熱、原子炉冷却材及び注水手段の多様性の観点から、「POS-A PCV/RPV開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」が燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して、最も厳しい想定である。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。</p>	<p>7.4.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水開始までの時間余裕が短く、かつ、要求される設備容量の観点から代表性があり、炉心崩壊熱が高く、1次冷却系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失する事故」であるが、「外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失する事故」との従属性を考慮し、「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」である。</p> <p>本評価で想定するプラント状態においては、炉心崩壊熱及び1次冷却系保有水量の観点から、燃料取出前のミッドループ運転時の状態が燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して、最も厳しい想定である。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。</p> <p>(添付資料 7.4.1.10, 7.4.1.11, 7.4.2.6)</p> <p>なお、非常用所内交流電源の復旧に伴い、電源供給機能が復旧することも考えられるが、復旧により中央制御室での操作が可能となることで現場操作にかかる作業、要員等の必要な作業項目と要員</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】 設計の相違 ・相違理由は前述どおり (2ページ参照)</p> <p>【大飯、高浜】 記載箇所の相違（女川実績の反映） ・泊と同様の記載を大飯、高浜は確保及び未臨界の確保に対して、最も厳しい想定である。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。</p> <p>「(3) 有効性評価結果」の最後に記載</p>

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

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>は少なくなることから、本重要事故シーケンスに対する有効性評価により、あわせて措置の有効性を確認する。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ポイド率変化及び気液分離・対向流並びに1次冷却系におけるECCS強制注入及びECCS蓄圧タンク注入が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードM-RELAP5により、1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第5.2.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。 (添付資料 5.2.2)</p>	<p>は少なくなることから、本重要事故シーケンスに対する有効性評価により、併せて措置の有効性を確認する。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ポイド率変化及び気液分離・対向流並びに1次冷却系におけるECCS強制注入及びECCS蓄圧タンク注入が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードM-RELAP5により、1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第5.2.2.1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。 (添付資料 5.2.2)</p>	<p>また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。 (添付資料 5.1.2, 5.1.3)</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第5.2.2表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 原子炉圧力容器の状態</p> <p>原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については、燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から、未開放時の評価に包絡される。</p>	<p>は少なくなることから、本重要事故シーケンスに対する有効性評価により、あわせて措置の有効性を確認する。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ポイド率変化及び気液分離・対向流並びに1次冷却系におけるECCS強制注入が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードM-RELAP5により、1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.4.2.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。 (添付資料 7.4.2.3)</p> <p>a. 初期条件</p>	<p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・相違理由は前述どおり (2ページ参照)</p> <p>【女川】 評価手法の相違 ・女川は解析コードを使用せずに評価をしているため評価条件と記載</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違(女川実績の反映)</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		<p>(b) 崩壊熱</p> <p>原子炉停止後の崩壊熱は、ANSI/ANS-5.1-1979の式に基づくものとし、また、崩壊熱を厳しく見積もるために、原子炉停止1日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約14MWである。</p> <p>なお、崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約24m³/hである。 (添付資料5.1.4)</p> <p>(c) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温</p> <p>事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし、また、原子炉初期水温は52℃とする。</p> <p>(d) 原子炉圧力</p> <p>原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また、事象発生後において、水位低下量を厳しく見積もるために、原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする^{※1}。</p> <p>※1 実操作では低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。大</p>	<p>(a) 炉心崩壊熱</p> <p>炉心崩壊熱としては、日本原子力学会の推奨値に基づく核分裂生成物の崩壊熱にアクチニドの崩壊熱を考慮した曲線を使用する。また、使用する炉心崩壊熱はウラン燃料及びウラン・プルトニウム混合酸化物燃料の装荷を考慮するとともに、燃焼度が高くなるサイクル末期炉心を対象に設定し、局所的な影響を考慮した高温点評価用崩壊熱を用いる。</p> <p>(b) 1次冷却材高温側温度</p> <p>ミッドループ運転時の運転モード（モード5）の上限値として、1次冷却材高温側温度の初期値は93℃とする。</p> <p>(c) 1次冷却材水位</p> <p>プラント系統構成上の制約から定めているミッドループ運転中の水位として、1次冷却材の初期水位は、原子炉容器出入口配管の中心高さを100mm上回る高さとする。</p> <p>(d) 1次冷却材圧力</p> <p>ミッドループ運転中は、1次冷却系は大気開放状態としていることから、1次冷却材圧力の初期値は大気圧とする。</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象 起回事象として、外部電源喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源はないものとする。 起回事象として、外部電源が喪失するものとしている。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 蓄圧タンク 蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力及び初期保有水量については、最低保持圧力及び最低保有水量を用いる。 蓄圧タンク保持圧力（最低保持圧力）1.0MPa[gage] 蓄圧タンク保有水量（最低保有水量）26.9m³</p>	<p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象 起回事象として、外部電源喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源はないものとする。 起回事象として、外部電源が喪失するものとしている。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 蓄圧タンク 蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力及び初期保有水量については、最低保持圧力及び最低保有水量を用いる。 蓄圧タンク保持圧力（最低保持圧力）4.04MPa[gage] 蓄圧タンク保有水量（最低保有水量）29.0m³</p>	<p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象 起回事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源が喪失するものとする。また、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）が機能喪失することにより、崩壊熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 起回事象として、外部電源を喪失するものとしている。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p>	<p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象 起回事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、全交流動力電源が喪失するものとする。また、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）が機能喪失することにより、余熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 起回事象として、外部電源を喪失するものとしている。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・相違理由は前述どおり (2ページ参照)</p>

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

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(1 基当たり)</p> <p>(b) 恒設代替低圧注水ポンプの原子炉への注水流量 原子炉停止 72 時間後を事象開始として、「5.2.2(2)c. 重大事故等対策に関連する操作条件」の(b)で設定した時点の炉心崩壊熱による蒸散量に対して燃料損傷防止が可能な流量として、28m³/hとする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 蓄圧タンクによる炉心注水操作は、事象発生の検知及び判断、代替交流電源の準備並びに蓄圧タンクによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間として、1 基目は事象発生の 60 分後、2 基目は事象発生の 100 分後、3 基目は事象発生の 140 分後に注水するものとする。</p> <p>(b) 恒設代替低圧注水ポンプの原子炉への注水操作は、事象発生の検知及び判断、代替交流電源の準備並び</p>	<p>(1 基当たり)</p> <p>(b) 恒設代替低圧注水ポンプの原子炉への注水流量 原子炉停止の 55 時間後を事象開始として、c. (b)で設定した時点の炉心崩壊熱による蒸散量に対して燃料損傷防止が可能な流量として、30m³/hとする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員操作に関する条件として、「1.3(5) 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 蓄圧タンクによる炉心注水操作は、事象発生の検知及び判断、代替交流電源の準備並びに蓄圧タンクによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間として、1 基目は事象発生の 60 分後、2 基目は事象発生の 90 分後に注水するものとする。</p> <p>(b) 恒設代替低圧注水ポンプの原子炉への注水操作は、事象発生の検知及び判断、代替交流電源の準備並び</p>	<p>(a) 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ） 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水流量は 100m³/hとする。</p> <p>(b) 原子炉補機代替冷却水系 伝熱容量は 16MW（原子炉冷却材温度 154℃、海水温度 26℃において）とする。</p> <p>(c) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） 伝熱容量は、熱交換器 1 基当たり約 8.8MW（原子炉冷却材温度 52℃、海水温度 26℃において）とする。</p> <p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 常設代替交流電源設備による交流電源の供給は、事象発生 20 分後に開始するものとする。</p> <p>(b) 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水準備操作は事象発生 25 分までに完了する</p>	<p>(a) 代替格納容器スプレイポンプの原子炉への注水流量 原子炉停止 72 時間後を事象開始として、「7.4.2.2(2) d. 重大事故等対策に関連する操作条件」の(a)で設定した時点の炉心崩壊熱による蒸発量に対して燃料損傷防止が可能な流量として、29m³/hとする。</p> <p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 代替非常用発電機による交流電源の供給は、事象発生の 25 分後に開始するものとする。</p> <p>(b) 代替格納容器スプレイポンプの原子炉への注水操作は、事象発生の検知及び判断、代替交流電源の準備</p>	<p>【高浜】 解析条件の相違 ・定検運用を考慮し、適切な評価時間を設定 【大飯、高浜】 解析条件の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） 【大飯、高浜】 設計の相違 ・相違理由は前述どおり （2 ページ参照）</p>

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

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>に恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間、かつ、3基目の蓄圧タンクの注水後の時間として、事象発生後141分後に開始するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第5.2.2図に、1次冷却材圧力、加圧器水位、燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの推移を第5.2.4図から第5.2.12図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い、余熱除去機能が喪失することにより、1次冷却材温度が上昇し、約2分で1次冷却材が沸騰、蒸散することで、1次冷却系保有水量は減少する。また、炉心で発生した蒸気が加圧器へ流入することで加圧器水位が上昇し、加圧器開口部からの放出が二相となる。二相放出となることで加圧器からの流出流量は大きくなるが、加圧器水位が低下することにより流出流量は減少に転じる。事象発生後60分後に1基目、100分後に2基目、140分後に3基目の蓄圧タンクから炉心へ注水することにより、炉心水位を確保することができる。蓄圧タンクによる炉心注水に伴い1次冷却系保有水量が増加し、加圧器への流入流量も増加することから、加圧器からの流出流量はその都度変動する。</p>	<p>に恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間、かつ、2基目の蓄圧タンクの注水後の時間として、事象発生後91分後に開始するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第5.2.1.2図に、1次冷却材圧力、加圧器水位、燃料被覆管温度等の1次系パラメータの推移を第5.2.2.1図から第5.2.2.9図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い、余熱除去機能が喪失することにより、1次冷却材温度が上昇し、約1分で1次冷却材が沸騰、蒸散することで、1次系保有水量は減少する。また、炉心で発生した蒸気が加圧器へ流入することで加圧器水位が上昇し、加圧器開口部からの放出が二相となる。二相放出となることで加圧器からの流出流量は大きくなるが、加圧器水位が低下することにより流出流量は減少に転じる。その後、炉心に流入する1次冷却材温度の上昇により炉心での発生蒸気量が増加し、加圧器への流入流量も増加することに伴い、加圧器からの流出流量は再び増加に転じる。事象発生後60分後に1基目、90分後に2基目の蓄圧タンクから炉心へ注水することにより、炉心水位を確保することができる。蓄圧タンクによる炉心注水に伴い1次系保有水量が増加し、</p>	<p>が、原子炉注水操作は事象発生2時間後から開始する。</p> <p>(c) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）は、軸受等の冷却が必要となるため、原子炉補機代替冷却水系の準備が完了する事象発生24時間後から開始する。</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第5.2.5図に、原子炉水位と線量率の関係を第5.2.6図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し、約1時間後に沸騰、蒸散することにより原子炉水位は低下し始める。</p> <p>常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、事象発生から2時間経過した時点で、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水を行うことによって、原子炉水位は燃料有効長頂部の約4.2m上まで低下することとどまる。原子炉水位回復後は、蒸発量に応じた注水を実施することによって、原子炉水位を通常運転水位付近に維持することができる。</p> <p>事象発生から24時間経過した時点で、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱を開始することによって、原子炉水温は低下する。</p>	<p>並びに代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間として、事象発生後60分後に開始するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第7.4.2.2図に、1次冷却材圧力、加圧器水位、燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの推移を第7.4.2.4図から第7.4.2.12図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い、余熱除去機能が喪失することにより、1次冷却材温度が上昇し、約1分で1次冷却材が沸騰、蒸発することで、1次冷却系保有水量は減少する。また、炉心で発生した蒸気が加圧器へ流入することで加圧器水位が上昇し、加圧器開口部からの放出が二相となる。二相放出となることで加圧器からの流出流量は大きくなるが、加圧器水位が低下することにより流出流量は減少に転じる。その後、炉心に流入する1次冷却材温度の上昇により炉心での発生蒸気量が増加し、加圧器への流入流量も増加することに伴い、加圧器からの流出流量は再び増加に転じる。</p>	<p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・相違理由は前述どおり（2ページ参照） 【大飯、高浜】 解析条件の相違</p> <p>【大飯】 解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>

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

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>事象発生の141分後に恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を開始することで、次第に加圧器からの流出流量と炉心への注水流量が釣り合うことにより、炉心水位を確保することができる。 (添付資料 5.1.5、5.2.3)</p> <p>b. 評価項目等 炉心上端ボイド率は第5.2.5図に示すとおりであり、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することはなく燃料有効長頂部は冠水している。 また、燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値0.15mSv/hを上回ることなく、放射線の遮蔽を維持できる。 (添付資料 5.1.6)</p> <p>炉心崩壊熱による1次冷却材のボイド発生により、1次冷却材密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度帰還効果と、1次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度帰還効果が生じる。ミッドループ運転時の炉心が高濃度のほう酸水で満たされている場合は、ほう素密度の低下による正の反応度帰還効果の方が大きくなることにより、一時的に反応度は</p>	<p>加圧器への流入流量も増加することから、加圧器からの流出流量はその都度変動する。 事象発生の91分後に恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を開始することで、次第に加圧器からの流出流量と炉心への注水流量が釣り合うことにより、炉心水位を確保することができる。 (添付資料 5.2.3、5.1.4)</p> <p>b. 評価項目等 炉心上端ボイド率は第5.2.2図に示すとおりであり、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することはなく燃料有効長頂部は冠水している。 また、燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値0.15mSv/hを上回ることなく、放射線の遮蔽を維持できる。 (添付資料 5.1.5)</p> <p>炉心崩壊熱による1次冷却材のボイド発生により、1次冷却材密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度帰還効果と、1次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度帰還効果が生じる。ミッドループ運転時の炉心が高濃度のほう酸水で満たされている場合は、ほう素密度の低下による正の反応度帰還効果の方が大きくなることにより、一時的に反応度は</p>	<p>b. 評価項目等 原子炉水位は、第5.2.5図に示すとおり、燃料有効長頂部の約4.2m上まで低下するとどまり、燃料は冠水を維持する。 原子炉圧力容器は未開放であり、第5.2.6図に示すとおり、必要な遮蔽^{※2}を確保できる水位である燃料有効長頂部の約2.0m上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。 なお、線量率の評価点は原子炉建屋燃料取替床の床付近としている。また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。 なお、事象発生前に現場にいた作業員の退避における放射線影響については現場環境が悪化する前に退避が可能であるため、影響はない。</p>	<p>事象発生の60分後に代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を開始することで、次第に加圧器からの流出流量と炉心への注水流量が釣り合うことにより、炉心水位を確保することができる。 (添付資料 7.4.1.4、7.4.2.4)</p> <p>b. 評価項目等 炉心上端ボイド率は第7.4.2.5図に示すとおりであり、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することはなく燃料は冠水維持される。 また、燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器蓋は閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値0.15mSv/hを上回ることなく、放射線の遮蔽は維持される。 (添付資料 7.4.1.5)</p> <p>炉心崩壊熱による1次冷却材のボイド発生により、1次冷却材密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度帰還効果と1次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度帰還効果が生じる。ミッドループ運転時の炉心が高濃度のほう酸水で満たされている場合は、ほう素密度の低下による正の反応度帰還効果の方が大きくなることにより、一時的に反応度は</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・相違理由は前述どおり (2 ページ参照)</p>

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

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>上昇する場合もある。</p> <p>これらの効果を考慮し、事象発生後の1次冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化を評価した。その結果、事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約−6.2% Δk/kであり、未臨界であることを確認した。このとき、事象発生前の初期未臨界度は、取替炉心による反応度の変動を考慮して浅く設定している。また、事象進展中の反応度変化量は、ほう素価値が取替炉心で大きく変わらないことから、ほう素密度の変化に伴う反応度変化量も取替炉心で大きく変わらない。したがって、取替炉心を考慮した場合でも未臨界を維持できる。</p> <p>(添付資料 5.1.7)</p> <p>燃料被覆管温度は第5.2.12図に示すとおり、初期温度から大きく上昇することはなく1次冷却材の飽和温度と同等の温度に維持できる。</p> <p>第5.2.9図及び第5.2.11図に示すとおり、事象発生約220分後に、1次冷却系保有水量及び1次冷却材温度は安定しており、安定状態を維持できる。</p> <p>その後は、燃料取替用水ビット水位及び格納容器再循環サンプ水位が再循環切替値に到達後、高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転に切り替え、炉心注水を継続すること、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器の除熱を継続することで、燃料の健全</p>	<p>上昇する場合もある。</p> <p>これらの効果を考慮し、事象発生後の1次冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化を評価した。その結果、事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約−4.6% Δk/kであり、未臨界であることを確認した。このとき、事象発生前の初期未臨界度は、取替炉心による反応度の変動を考慮して浅く設定している。また、事象進展中の反応度変化量は、ほう素価値が取替炉心で大きく変わらないことから、ほう素密度の変化に伴う反応度変化量も取替炉心で大きく変わらない。したがって、取替炉心を考慮した場合でも未臨界を維持できる。</p> <p>(添付資料 5.1.6)</p> <p>燃料被覆管温度は第5.2.2.9図に示すとおり、初期温度から大きく上昇することはなく飽和温度と同等の温度に維持できる。</p> <p>第5.2.2.6図及び第5.2.2.8図に示すとおり、事象発生約170分後に、1次系保有水量及び1次冷却材温度は安定しており、安定状態を維持できる。</p> <p>その後は、燃料取替用水タンク水位及び格納容器再循環サンプ水位が再循環切替値に到達後、余熱除去ポンプによる低圧代替再循環運転に切り替え、炉心注水を継続すること及び格納容器内自然対流冷却による除熱を継続することで燃料の健全性を維持できる。</p>	<p>事象発生2時間後から、常設代替交流電源設備により電源を供給された低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の安定した原子炉注水を継続することから、長期的に原子炉压力容器及び原子炉格納容器の安定状態を維持できる。</p>	<p>上昇する場合もある。</p> <p>これらの効果を考慮し、事象発生後の1次冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化を評価した。その結果、事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約−7.1% Δk/kであり、未臨界であることを確認した。このとき、事象発生前の初期未臨界度は、取替炉心による反応度の変動を考慮して浅く設定している。また、事象進展中の反応度変化量は、ほう素価値が取替炉心で大きく変わらないことから、ほう素密度の変化に伴う反応度変化量も取替炉心で大きく変わらない。したがって、取替炉心を考慮した場合でも未臨界を維持できる。</p> <p>(添付資料 7.4.1.6)</p> <p>燃料被覆管温度は第7.4.2.12図に示すとおり、初期温度から大きく上昇することはなく1次冷却材の飽和温度と同等の温度に維持できる。</p> <p>第7.4.2.9図及び第7.4.2.11図に示すとおり、事象発生約120分後に、1次冷却系保有水量及び1次冷却材温度は安定しており、安定状態を維持できる。</p> <p>その後は、燃料取替用水ビット水位及び格納容器再循環サンプ水位が再循環切替値に到達後、高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転に切り替え、炉心注水を継続すること及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却により除熱を継続することで、燃料の健全性を維持でき</p>	<p>【大阪、高浜】 評価結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【高浜】 設計の相違 ・相違理由は前述どおり (2ページ参照) 【大阪、高浜】</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>性を維持できる。</p> <p>(添付資料 5.1.8、5.2.4、5.1.10)</p> <p>なお、余熱除去系による冷却を行っているプラント状態においては、炉心崩壊熱及び1次冷却系保有水量の観点から、燃料取出前のミッドループ運転時の状態が評価項目である燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して最も厳しい想定であり、運転停止中の他のプラント状態においてもすべての評価項目を満足できる。</p> <p>(添付資料 5.1.11、5.1.12、5.2.5)</p>	<p>(添付資料 5.1.7、5.2.4、5.1.9)</p> <p>なお、余熱除去系による冷却を行っているプラント状態においては、炉心崩壊熱及び1次系保有水量の観点から、燃料取出前のミッドループ運転時の状態が評価項目である燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して最も厳しい想定であり、運転停止中の他のプラント状態においてもすべての評価項目を満足できる。</p> <p>(添付資料 5.1.8、5.1.9、5.2.5)</p>	<p>本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。全交流動力電源喪失における原子炉建屋燃料取替床での運転員及び重大事故等対応要員による作業時間は3.5時間であり、その被ばく量は最大で35mSvとなる。また、現場作業員の退避は1時間以内であり、その被ばく量は10mSv以下となる。よって、被ばく量は最大でも35mSvとなるため、緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋燃料取替床での操作を必要な作業としていないが、燃料プール代替注水系（可搬型）を使用した燃料プールへの注水について仮に考慮し、ホースの設置にかかる作業時間を想定した。</p> <p>必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/hは、定期検査作業時での原子</p>	<p>る。</p> <p>(添付資料 7.4.1.7、7.4.1.9、7.4.2.5)</p> <p>本評価では、「6.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p>	<p>記載表現の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載箇所の相違（女川実績の反映） ・泊は同様の記載を「(1)有効性評価の方法」に記載</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・具体的に評価した評価項目をまとめて記載</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		<p>炉建屋燃料取替床における線量率を考慮した値である。</p> <p>この線量率となる水位は燃料有効長頂部の約2.0m上（通常運転水位から約3.2m下）の位置である。</p> <p>（添付資料4.1.3, 5.1.6, 5.1.7, 5.2.1）</p>		

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

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>5.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作により、1次冷却系保有水量を確保することが特徴である。</p> <p>また、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水は、事象発生を起点とする操作であるため、不確かさの影響を確認する運転員等操作はない。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m程度の不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点に開始する操作はないことから、運転員等操作時間に与える影</p>	<p>5.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作により、1次系保有水量を確保することが特徴である。</p> <p>また、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水は、事象発生を起点とする操作であるため、不確かさの影響を確認する運転員等操作はない。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m程度の不確かさを持つことを確認している。しかし、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>5.2.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>本重要事故シーケンスは、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、常設代替交流電源設備による受電及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水操作とする。</p>	<p>7.4.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>本重要事故シーケンスは、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、余熱除去系による余熱除去機能を喪失することが特徴である。</p> <p>また、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水は、事象発生を起点とする操作であるため、不確かさの影響を確認する運転員等操作はない。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m程度の不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点に開始する操作はないことから、運転員等操作時間に与える影</p>	<p>【大阪、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映） 【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・操作の特徴ではなく事故の特徴について記載 【大阪、高浜】 設計の相違 ・相違理由は前述どおり （2ページ参照） 【高浜】 記載方針の相違</p>

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

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>響はない。</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m程度の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなるが、第5.2.8図に示すとおり、最も低くなる原子炉容器内水位は、炉心上端から約1.1mの高さ位置であるため、炉心の冠水は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料5.1.14)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第5.2.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱に関する影響</p>	<p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m程度の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなるが、第5.1.2.5図に示すとおり、最も低くなる原子炉容器内水位は、炉心上端から約0.5mの高さ位置であるため、解析コードにおける炉心水位の不確かさを考慮しても炉心の冠水は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料5.1.12)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第5.2.2.1表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱(標準</p>	<p>女川原子力発電所2号炉</p> <p>(1) 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第5.2.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結</p>	<p>響はない。</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m程度の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなるが、第7.4.2.8図に示すとおり、最も低くなる原子炉容器内水位は、炉心上端から約1.0mの高さ位置であるため、炉心の冠水は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料7.4.1.13)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第7.4.2.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱に関する</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【高浜】 記載方針の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違(女川実績の反映)</p> <p>【高浜】</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率は低下し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、炉心露出に対する事象進展は遅くなるが、炉心水位を起点とする運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>値)に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率は低下し、1次系保有水量の減少が抑制されることから、炉心露出に対する事象進展は遅くなるが、炉心水位を起点とする運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約14MWに対して最確条件は、約14MW未満であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の52℃に対して最確条件は約43℃～約45℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から7時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/hが維持される水位）である燃料有効長頂部の約2.0m上の高さに到達するまでの時間は約2.2時間となることから、評価条件である原子炉水温が52℃、原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが、注水操作や給電操作は原子炉水温に依</p>	<p>る影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の炉心崩壊熱を最確条件とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率は低下し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、炉心露出に対する事象進展は遅くなるが、炉心水位を起点とする運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>記載内容の相違 ・泊は個別解析のため、標準値に係る記載をしない（大飯と同様）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		<p>じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなるが、注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作や給電操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の</p>		

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

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率は低下し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率は低下し、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、評価条件の不確かさとして、原子炉压力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉压力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約14MWに対して最確条件は、約14MW未満であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に、原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は、注水までの時間余裕が短くなることから、評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から7時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽を確保できる水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/h^{※2}が維持される水位）である燃料有効長頂部の約2.0m上の高さに到達するまでの時間は約2.2時間、燃料有効長頂部到達まで約3.5時間となることから、評価条件である原子炉</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の炉心崩壊熱を最確条件とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率は低下し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		<p>停止1日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、本時間に対して作業員が現場から避難するまでの時間及び原子炉注水までの時間は確保されているため放射線の遮蔽は維持され、原子炉水位が燃料有効長頂部を下回ることないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の52℃に対して最確条件は約43℃～約45℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から7時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/hが維持される水位）である燃料有効長頂部の約2.0m上の高さに到達するまでの時間は約2.2時間となることから、評価条件である原子炉水温が52℃かつ原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、</p>		

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>b. 操作条件 操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転</p>	<p>b. 操作条件 操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転</p>	<p>原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる^{※3}。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事象ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>※3 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価</p> <p>b. 操作条件 操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移</p>	<p>b. 操作条件 操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移</p>	<p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女</p>

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

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。</p> <p>(a) 要員の配置による他の操作に与える影響</p> <p>蓄圧タンクによる炉心注水は、第5.2.3図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水は、第5.2.3図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p>	<p>員操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。</p> <p>(a) 要員の配置による他の操作に与える影響</p> <p>蓄圧タンクによる炉心注水は、第5.2.1.2図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水は、第5.2.1.2図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>【参考：女川の「全交流動力電源喪失(TBU)」】</p> <p>操作条件の高圧代替注水系による原子炉注水操作は、解析上の操作開始時間として事象発生15分後に注水開始を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、高圧注水機能喪失の認知に係る確認時間及び高圧代替注水系による原子</p>	<p>動、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が、運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水準備操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から25分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、常設代替交流電源設備からの受電操作時間は、時間余裕を含めて設定されていることから、実態の運転操作においては、評価上の受電完了時間と比べ短くなる可能性があり、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水操作は、事象発生から2時間後に開始する。運転員等操作時間に与える影響として、時間余裕を含めて設定され</p>	<p>動、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水操作は、解析上の操作開始時間として、事象発生後60分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実際の操作においては、余熱除去機能喪失判断後、準備が完了した段階で実施することとなっているため、操作開始が早まる可能性があることから運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p>	<p>川実績の反映</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・相違理由は前述どおり (2ページ参照)</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p>

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

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の操作開始時間については、解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合には、1次冷却系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>炉注水の操作時間は、時間余裕を含めて設定されており、原子炉への注水開始時間も早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>なお、この操作を行う運転員は、他の操作との重複がないことから、操作開始時間が早まっても、他の運転員等の操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の操作開始時間については、解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合には、1次系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>ていることから、実態の運転操作においては、評価上の想定よりも短くなる可能性があり、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の原子炉補機代替冷却水系の運転操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から24時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉補機代替冷却水系の準備は、9時間を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了することで操作開始時間が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の原子炉補機代替冷却水系の運転操作は、運転員等操作時間に与える影響として、操作開始時間は評価上の想定より早まる可能性があるが、原子炉への注水をすでに実施していることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>(添付資料 5.1.2, 5.1.7, 5.2.2)</p>	<p>なお、この操作を行う運転員等は、他の操作との重複がないことから、操作開始時間が早まっても、他の運転員等の操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合には、1次冷却系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・相違理由は前述どおり (2ページ参照)</p>

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

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。</p> <p>蓄圧タンクによる炉心注水の操作時間余裕としては、第 5.2.13 図及び第 5.2.14 図に示すとおり、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水をしない場合の感度解析を実施した結果、事象発生約 92 分後に燃料被覆管温度が上昇する。したがって、蓄圧タンクによる炉心注水の操作時間余裕としては、炉心が露出する可能性がある 1 次冷却系保有水量となるまで、事象発生約 60 分後から約 32 分の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>また、恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の操作時間余裕としては、第 5.2.15 図に示すとおり、3 基目の蓄圧タンクによる炉心注水後の 1 次冷却系保有水量の推移が 2 基目の蓄圧タンクによる炉心注水後の 1 次冷却系保有水量の推移と同様の推移をするものとして、炉心が露出する可能性がある 1 次冷却系保有水量となるまでの時間を概算した。その結果、事象発生約 140 分後から 60 分以上の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(添付資料 5.1.15)</p>	<p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。</p> <p>蓄圧タンクによる炉心注水操作の操作時間余裕としては、第 5.2.3.1 図及び第 5.2.3.2 図に示すとおり、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水をしない場合の感度解析を実施した結果、事象発生約 73 分後に燃料被覆管温度が上昇する。したがって、蓄圧タンクによる炉心注水の操作時間余裕としては、炉心が露出する可能性がある 1 次系保有水量となるまで、約 13 分の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>また、恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の操作時間余裕としては、第 5.2.3.3 図に示すとおり、2 基目の蓄圧タンクによる炉心注水後の 1 次系保有水量の推移が 1 基目の蓄圧タンクによる炉心注水後の 1 次系保有水量の推移と同様の推移をするものとして、炉心が露出する可能性がある 1 次系保有水量となるまでの時間を概算した。その結果、30 分以上の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(添付資料 5.1.14)</p>	<p>(2) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水操作は、通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 4 時間、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は約 6 時間であり、事故を認知して注水を開始するまでの時間が 2 時間であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の原子炉補機代替冷却水系運転操作は、事象発生 24 時間後の操作であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。仮に、操作が遅れる場合は、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉への注水を継続する。</p> <p>(添付資料 5.1.2, 5.1.7, 5.2.2)</p>	<p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水の操作時間余裕としては、第 7.4.2.13 図に示すとおり、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水操作開始時点の 1 次冷却系保有水量の推移と同様の推移をするものとして、炉心が露出する可能性がある 1 次冷却系保有水量となるまでの時間を概算した。その結果、約 30 分の時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 7.4.1.14)</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・泊は蓄圧タンクを炉心注水手段としていないため、蓄圧タンクによる炉心注水が遅れた場合の感度解析は実施していない（玄海と同様）</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・相違理由は前述どおり (2 ページ参照)</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（伊方と同様）</p> <p>【大飯、高浜】 評価結果の相違 ・泊は蓄圧タンクを炉心注水手段としておらず、代替のポンプによる炉心注水操作開始時刻や開始時点の炉心水位等が</p>

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

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員による蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 5.2.6)</p>	<p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員による蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 5.2.6)</p>	<p>(3) まとめ</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p>	<p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員による代替格納容器スプレイポンプを用いた炉心注水により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 7.4.2.7)</p>	<p>異なるが、操作時間余裕は同等</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・相違理由は前述どおり (2 ページ参照)</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p>

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

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>5.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「5.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり40名である。したがって、「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員74名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>また、水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。ただし、燃料のうち送水車用燃料（軽油）については共用であるため、3号炉及び4号炉の合計の消費量を評価する。</p> <p>a. 水源</p> <p>燃料取替用水ピット（1,860m³：有効水量）を水源とする恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水については、事象発生時の約68.7時間後までの注水継続が可能であり、この間に、格納容器再循環サンプを水源とした高圧代替再循環運転が可能であるため、燃料取替用水ピットへの補給は不</p>	<p>5.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は「5.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり62名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している重大事故等対策要員118名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>また、水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。ただし、燃料のうち消防ポンプ用燃料（ガソリン）については共用であるため、3号炉及び4号炉の合計の消費量を評価する。</p> <p>a. 水源</p> <p>燃料取替用水タンク（1,600m³：有効水量）を水源とする恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水については、事象発生時の約54.8時間後までの注水継続が可能である。この間に、格納容器再循環サンプを水源とした低圧代替再循環運転が可能であるため、燃料取替用水タンクへの補給は不</p>	<p>5.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「5.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり28名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員の28名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>(添付資料5.2.3)</p> <p>a. 水源</p> <p>低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水については、7日間の対応を考慮すると、約534m³の水が必要である。</p> <p>水源として、復水貯蔵タンクに約1,192m³の水量を保有している。これにより、注水によって復水貯蔵タンクを枯渇させることなく、必要な水量を</p>	<p>7.4.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「7.4.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり21名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している中央制御室の運転員、災害対策本部要員、災害対策要員及び災害対策要員（支援）の36名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>燃料取替用水ピット（1,700m³：有効水量）を水源とする代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水については、事象発生時の約59.6時間後までの注水継続が可能であり、この間に格納容器再循環サンプを水源とした高圧代替再循環運転が可能であるため、燃料取替用水ピットへの補給は不</p>	<p>【大飯、高浜】 体制の相違 ・要員体制の相違</p> <p>【大飯、高浜】 評価条件の相違 ・泊3号炉グループプラント評価のためツインプラントでの評価である大飯、高浜とは評価条件が異なる（女川と同様）</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・燃料取替用水ピット保有水量及び炉心注水量の差異より注水継続時間が異なる 【高浜】</p>

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

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>要である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>(a) 重油</p> <p>空冷式非常用発電装置による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続には約133.4kℓの重油が必要となる。</p> <p>電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約3.1kℓの重油が必要となる。</p>	<p>要である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>(a) 重油</p> <p>空冷式非常用発電装置による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続には約133.4kℓの重油が必要となる。</p> <p>電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約2.8kℓの重油が必要となる。</p>	<p>確保可能であり、7日間の継続実施が可能である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、事象発生後7日間の運転継続に約414kℓの軽油が必要となる。</p> <p>大容量送水ポンプ（タイプI）による復水貯蔵タンクへの給水については、保守的に事象発生直後からの大容量送水ポンプ（タイプI）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約32kℓの軽油が必要となる。</p> <p>原子炉補機代替冷却水系については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約42kℓの軽油が必要となる。</p> <p>軽油タンク（約755kℓ）及びガスタービン発電設備軽油タンク（約300kℓ）にて合計約1,055kℓの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給、大容量送水ポンプ（タイプI）による復水貯蔵タンクへの給水及び原子炉補機代替冷却水系の運転について、7日間の継続が可能である。</p> <p>緊急時対策所への電源供給については、保守的に事象発生直後からの電源車（緊急時対策所用）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約17kℓの軽油が必要となるが、緊急時対策所軽油タンク（約18kℓ）の使用が可能で</p>	<p>不要である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>代替非常用発電機による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続には約138.1kℓの軽油が必要となる。</p> <p>緊急時対策所への電源供給については、保守的に事象発生直後からの緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、7日間の運転継続に約19.2kℓの軽油が必要となる。</p>	<p>設計の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・再循環運転の相違理由は前述どおり（2ページ参照） <p>【大飯、高浜】</p> <p>設計の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・必要な燃料量の相違 ・泊は軽油のみを使用する（島根と同様） <p>【大飯、高浜】</p> <p>設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】</p> <p>設計の相違</p>

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

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却については、事象発生後の13.6時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約47.9kℓの重油が必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約184.4kℓとなるが、「6.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、燃料油貯蔵タンク及び重油タンクの合計油量のうち、使用可能量(548kℓ)にて供給可能である。</p> <p>(b) 軽油</p> <p>送水車による使用済燃料ピットへの海水注水については、3号炉、4号炉それぞれ事象発生後の6.3時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約4,771ℓの軽油が必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要な軽油は、これらを合計して約9,542ℓとなるが、「6.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、発電所構内に備蓄している軽油21,000ℓにて供給可能で</p>	<p>大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却については、事象発生後の13.5時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約47.9kℓの重油が必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約184.1kℓの重油が必要となるが「6.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯蔵タンク等の合計油量のうち、使用可能量(420kℓ)にて供給可能である。</p> <p>(b) ガソリン</p> <p>使用済燃料ピットへ海水を補給するための消防ポンプについては、3号炉、4号炉それぞれ事象発生後の18時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約1,507ℓのガソリンが必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要なガソリンは、合計して約3,014ℓとなるが、「6.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、発電所構内に備蓄しているガソリン12,150ℓにて供給可能で</p>	<p>あることから、7日間の継続が可能である（合計使用量約505kℓ）。</p> <p>【再掲】</p> <p>大容量送水ポンプ(タイプI)による復水貯蔵タンクへの給水については、保守的に事象発生直後からの大容量送水ポンプ(タイプI)の運転を想定すると、7日間の運転継続に約32kℓの軽油が必要となる。</p> <p>【再掲】</p> <p>大容量送水ポンプ(タイプI)による復水貯蔵タンクへの給水については、保守的に事象発生直後からの大容量送水ポンプ(タイプI)の運転を想定すると、7日間の運転継続に約32kℓの軽油が必要となる。</p> <p>【再掲】</p> <p>軽油タンク(約755kℓ)及びガスタ一ビン発電設備軽油タンク(約300kℓ)にて合計約1,055kℓの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電</p>	<p>可搬型大型送水ポンプ車による格納容器内自然対流冷却については、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>可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの海水注水については、保守的に事象発生直後からの可搬型大型送水ポンプ車の運転を想定すると、7日間の運転継続に約12.5kℓの軽油が必要となる。</p> <p>ディーゼル発電機燃料油貯油槽(約540kℓ)及び燃料タンク(SA)(約50kℓ)にて合計約590kℓの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、代替非常用発電機による電源供</p>	<p>【大飯、高浜】 評価方針の相違(女川実績の反映) ・泊は燃料の評価条件に基づき保守的に事象発生直後からの運転を想定して必要な油量を評価 【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・泊は使用する油が軽油のみのため合計油量を最後に記載</p> <p>【高浜】 記載表現の相違 【大飯、高浜】 評価方針の相違(女川実績の反映) ・泊は燃料の評価条件に基づき保守的に事象発生直後からの運転を想定して必要な油量を評価 【大飯、高浜】 記載方針の相違(女川実績の反映) 【大飯、高浜】 設計の相違</p>

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

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>ある。</p> <p>c. 電源</p> <p>空冷式非常用発電装置の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷及びその他負荷として約1,759kW必要となるが、空冷式非常用発電装置の給電容量2,920kW(3,650kVA)にて供給可能である。</p> <p>(添付資料 5.2.7)</p>	<p>ある。</p> <p>c. 電源</p> <p>空冷式非常用発電装置の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷及びその他負荷として約438kW必要となるが、空冷式非常用発電装置の給電容量2,920kW(3,650kVA)にて供給可能である。</p> <p>(添付資料 5.2.7)</p>	<p>源供給、大容量送水ポンプ(タイプI)による復水貯蔵タンクへの給水及び原子炉補機代替冷却水系の運転について、7日間の継続が可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として約4,440kW必要となるが、常用連続運用仕様である約6,000kW未満となることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所への電源供給を行う電源車(緊急時対策所用)についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>所内常設蓄電式直流電源設備の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、不要な直流負荷の切り離しを行うことにより、事象発生後24時間の直流電源供給が可能である。</p>	<p>給、緊急時対策所への電源供給、可搬型大型送水ポンプ車による格納容器内自然対流冷却及び使用済燃料ピットへの海水注水について、7日間の継続が可能である(合計使用量約182.3kL)。</p> <p>c. 電源</p> <p>代替非常用発電機の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として約1,638kW必要となるが、代替非常用発電機の給電容量2,760kW(3,450kVA)未満となることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所への電源供給を行う緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、不要な直流負荷の切り離しを行うことにより、事象発生後24時間の直流電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料 7.4.2.8)</p>	<p>・貯留容量の相違</p> <p>【大飯、高浜】設計の相違</p> <p>【大飯、高浜】記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>【大飯、高浜】記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>・緊急所及び蓄電池の評価結果についても記載</p>

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

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>5.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉運転停止中に送電系統の故障等により、外部電源が喪失するとともに、非常用所内交流電源系統が機能喪失する。また、従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し、原子炉補機冷却水が必要な機器に供給できなくなることに伴い、余熱除去系による余熱除去機能が喪失する。このため、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散に伴い、1次冷却系保有水量が減少することで燃料損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策は、短期対策として蓄圧タンク、恒設代替低圧注水ポンプ及び充てんポンプによる炉心注水する手段を、長期対策として大容量ポンプを用いて高圧注入ポンプ及び格納容器再循環ユニットへ冷却水として海水を通水することで、高圧注入ポンプによる高圧代替再循環及び格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により除熱を継続する手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水により、炉心は露出することはなく燃料有効長頂部は冠水している。燃料有効</p>	<p>5.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉運転停止中に送電系統の故障等により、外部電源が喪失するとともに、非常用所内交流電源が機能喪失する。また、従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し、原子炉補機冷却水が必要な機器に供給できなくなることに伴い、余熱除去系による余熱除去機能が喪失する。このため、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散に伴い、1次系保有水量が減少することで燃料損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策は、短期対策として蓄圧タンク、恒設代替低圧注水ポンプ及び充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水する手段を、長期対策として大容量ポンプを用いて余熱除去ポンプ及び格納容器再循環ユニットへ冷却水として海水を通水することで、余熱除去ポンプによる低圧代替再循環及び格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により除熱を継続する手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水により、炉心は露出することはなく燃料有効長頂部は冠水している。燃料有効</p>	<p>5.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系等による崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策としては、初期の対策として、常設代替交流電源設備による交流電源供給手段、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失+交流電源喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、常設代替交流電源設備による交流電源供給、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水及び原子炉補機代替冷却水系</p>	<p>7.4.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、余熱除去系による余熱除去機能が喪失することが特徴である。</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策としては、初期の対策として、代替格納容器スプレイポンプ及びB-充てんポンプ（自己冷却）による炉心注水、安定状態に向けた対策として、可搬型大型送水ポンプ車を用いてA-高圧注入ポンプ及び格納容器再循環ユニットへ冷却水として海水を通水することで、A-高圧注入ポンプを用いた高圧代替再循環による炉心冷却及び格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を実施することにより、燃料損傷することはない。</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・相違理由は前述どおり (2ページ参照)</p> <p>【高浜】 設計の相違 ・相違理由は前述どおり (2ページ参照)</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・相違理由は前述どおり</p>

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

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、放射線の遮蔽を維持でき、また、炉心崩壊熱により1次冷却材にボイドが発生した場合においても未臨界を維持できる。</p> <p>その結果、燃料有効長頂部は冠水し、放射線の遮蔽は維持され、未臨界が確保されており、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさ並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>重大事故等対策要員は、本事故シナシナグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、全交流動力電源喪失時においても供給可能である。</p> <p>以上のことから、事故シナシナグループ「全交流動力電源喪失」において、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水による燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シナシナグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。</p>	<p>長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、放射線の遮蔽を維持でき、また、炉心崩壊熱により1次冷却材にボイドが発生した場合においても未臨界を維持できる。</p> <p>その結果、燃料有効長頂部は冠水し、放射線の遮蔽は維持され、未臨界が確保されており、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>重大事故等対策要員は、本事故シナシナグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、全交流動力電源喪失時においても供給可能である。</p> <p>以上のことから、事故シナシナグループ「全交流動力電源喪失」において、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水による燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シナシナグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。</p>	<p>を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱を実施することにより、燃料損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水及び原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シナシナグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。</p>	<p>その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員、災害対策本部要員、災害対策要員及び災害対策要員（支援）にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シナシナグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。</p>	<p>(2 ページ参照)</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・治で本文内で重複する表現のため記載していない（伊方と同様）</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・相違理由は前述どおり (2 ページ参照)</p>

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																																																
<p>第 5.2.1 表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について (1/3)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>対策及び備考</th> <th>手続</th> <th>重大事故等対応設備</th> <th>対策設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>a. 全交流動力電源喪失の判断</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源が喪失し、ディーゼルの発電機が起動することにより、すべての非常用電源及び非常用電源の稼働が停止することを検出し、全交流動力電源喪失の判断を行う。 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 </td> </tr> <tr> <td>b. 早期の電源回復不能判断及び対応</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 中央制御室からの操作による非常用電源の電源回復不能の判断を行う。 ディーゼル発電機が起動しない場合、ディーゼル発電機が起動しないことを検出し、早期の電源回復不能の判断を行う。 ディーゼル発電機が起動しない場合、ディーゼル発電機が起動しないことを検出し、早期の電源回復不能の判断を行う。 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 </td> </tr> <tr> <td>c. 非常用電源喪失の判断</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機が起動しない場合、ディーゼル発電機が起動しないことを検出し、非常用電源喪失の判断を行う。 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 </td> </tr> <tr> <td>d. 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 </td> </tr> <tr> <td>e. 原子炉格納容器格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 </td> </tr> </tbody> </table> <p>【1】は単独設備上検知しない重大事故等対応設備</p>	対策及び備考	手続	重大事故等対応設備	対策設備	a. 全交流動力電源喪失の判断	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源が喪失し、ディーゼルの発電機が起動することにより、すべての非常用電源及び非常用電源の稼働が停止することを検出し、全交流動力電源喪失の判断を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 	b. 早期の電源回復不能判断及び対応	<ul style="list-style-type: none"> 中央制御室からの操作による非常用電源の電源回復不能の判断を行う。 ディーゼル発電機が起動しない場合、ディーゼル発電機が起動しないことを検出し、早期の電源回復不能の判断を行う。 ディーゼル発電機が起動しない場合、ディーゼル発電機が起動しないことを検出し、早期の電源回復不能の判断を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 	c. 非常用電源喪失の判断	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機が起動しない場合、ディーゼル発電機が起動しないことを検出し、非常用電源喪失の判断を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 	d. 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 	e. 原子炉格納容器格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 	<p>第 5.2.1.1 表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について (1/4)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>対策及び備考</th> <th>手続</th> <th>重大事故等対応設備</th> <th>対策設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>a. 全交流動力電源喪失の判断</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源が喪失し、ディーゼルの発電機が起動することにより、すべての非常用電源及び非常用電源の稼働が停止することを検出し、全交流動力電源喪失の判断を行う。 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 </td> </tr> <tr> <td>b. 早期の電源回復不能判断及び対応</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 中央制御室からの操作による非常用電源の電源回復不能の判断を行う。 ディーゼル発電機が起動しない場合、ディーゼル発電機が起動しないことを検出し、早期の電源回復不能の判断を行う。 ディーゼル発電機が起動しない場合、ディーゼル発電機が起動しないことを検出し、早期の電源回復不能の判断を行う。 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 </td> </tr> <tr> <td>c. 非常用電源喪失の判断</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機が起動しない場合、ディーゼル発電機が起動しないことを検出し、非常用電源喪失の判断を行う。 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 </td> </tr> <tr> <td>d. 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 </td> </tr> <tr> <td>e. 原子炉格納容器格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 </td> </tr> </tbody> </table> <p>【1】は有効性評価上検知しない重大事故等対応設備</p>	対策及び備考	手続	重大事故等対応設備	対策設備	a. 全交流動力電源喪失の判断	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源が喪失し、ディーゼルの発電機が起動することにより、すべての非常用電源及び非常用電源の稼働が停止することを検出し、全交流動力電源喪失の判断を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 	b. 早期の電源回復不能判断及び対応	<ul style="list-style-type: none"> 中央制御室からの操作による非常用電源の電源回復不能の判断を行う。 ディーゼル発電機が起動しない場合、ディーゼル発電機が起動しないことを検出し、早期の電源回復不能の判断を行う。 ディーゼル発電機が起動しない場合、ディーゼル発電機が起動しないことを検出し、早期の電源回復不能の判断を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 	c. 非常用電源喪失の判断	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機が起動しない場合、ディーゼル発電機が起動しないことを検出し、非常用電源喪失の判断を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 	d. 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 	e. 原子炉格納容器格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 	<p>第 5.2.1 表 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>対策及び備考</th> <th>手続</th> <th>重大事故等対応設備</th> <th>対策設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>a. 全交流動力電源喪失の判断</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源が喪失し、ディーゼルの発電機が起動することにより、すべての非常用電源及び非常用電源の稼働が停止することを検出し、全交流動力電源喪失の判断を行う。 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 </td> </tr> <tr> <td>b. 早期の電源回復不能判断及び対応</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 中央制御室からの操作による非常用電源の電源回復不能の判断を行う。 ディーゼル発電機が起動しない場合、ディーゼル発電機が起動しないことを検出し、早期の電源回復不能の判断を行う。 ディーゼル発電機が起動しない場合、ディーゼル発電機が起動しないことを検出し、早期の電源回復不能の判断を行う。 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 </td> </tr> <tr> <td>c. 非常用電源喪失の判断</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機が起動しない場合、ディーゼル発電機が起動しないことを検出し、非常用電源喪失の判断を行う。 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 </td> </tr> <tr> <td>d. 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 </td> </tr> <tr> <td>e. 原子炉格納容器格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 </td> </tr> </tbody> </table> <p>【1】は有効性評価上検知しない重大事故等対応設備</p>	対策及び備考	手続	重大事故等対応設備	対策設備	a. 全交流動力電源喪失の判断	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源が喪失し、ディーゼルの発電機が起動することにより、すべての非常用電源及び非常用電源の稼働が停止することを検出し、全交流動力電源喪失の判断を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 	b. 早期の電源回復不能判断及び対応	<ul style="list-style-type: none"> 中央制御室からの操作による非常用電源の電源回復不能の判断を行う。 ディーゼル発電機が起動しない場合、ディーゼル発電機が起動しないことを検出し、早期の電源回復不能の判断を行う。 ディーゼル発電機が起動しない場合、ディーゼル発電機が起動しないことを検出し、早期の電源回復不能の判断を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 	c. 非常用電源喪失の判断	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機が起動しない場合、ディーゼル発電機が起動しないことを検出し、非常用電源喪失の判断を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 	d. 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 	e. 原子炉格納容器格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 	<p>第 7.4.2.1 表 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について (1/3)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>対策及び備考</th> <th>手続</th> <th>重大事故等対応設備</th> <th>対策設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>a. 全交流動力電源喪失の判断</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源が喪失し、ディーゼルの発電機が起動することにより、すべての非常用電源及び非常用電源の稼働が停止することを検出し、全交流動力電源喪失の判断を行う。 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 </td> </tr> <tr> <td>b. 早期の電源回復不能判断及び対応</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 中央制御室からの操作による非常用電源の電源回復不能の判断を行う。 ディーゼル発電機が起動しない場合、ディーゼル発電機が起動しないことを検出し、早期の電源回復不能の判断を行う。 ディーゼル発電機が起動しない場合、ディーゼル発電機が起動しないことを検出し、早期の電源回復不能の判断を行う。 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 </td> </tr> <tr> <td>c. 非常用電源喪失の判断</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機が起動しない場合、ディーゼル発電機が起動しないことを検出し、非常用電源喪失の判断を行う。 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 </td> </tr> <tr> <td>d. 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 </td> </tr> <tr> <td>e. 原子炉格納容器格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 </td> </tr> </tbody> </table> <p>【1】は有効性評価上検知しない重大事故等対応設備</p>	対策及び備考	手続	重大事故等対応設備	対策設備	a. 全交流動力電源喪失の判断	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源が喪失し、ディーゼルの発電機が起動することにより、すべての非常用電源及び非常用電源の稼働が停止することを検出し、全交流動力電源喪失の判断を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 	b. 早期の電源回復不能判断及び対応	<ul style="list-style-type: none"> 中央制御室からの操作による非常用電源の電源回復不能の判断を行う。 ディーゼル発電機が起動しない場合、ディーゼル発電機が起動しないことを検出し、早期の電源回復不能の判断を行う。 ディーゼル発電機が起動しない場合、ディーゼル発電機が起動しないことを検出し、早期の電源回復不能の判断を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 	c. 非常用電源喪失の判断	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機が起動しない場合、ディーゼル発電機が起動しないことを検出し、非常用電源喪失の判断を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 	d. 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 	e. 原子炉格納容器格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】 名称等の相違 ・設備仕様等の差異により「手順」重大事故等対応設備の記載、名称が異なる</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違(女川実績の反映) ・既許可の対象となっている設備を重大事故等対応設備に位置付けるもの及び重大事故等対応設備(設計基準拡張)を識別</p> <p>【1】は重大事故等対応設備(設計基準拡張)</p>
対策及び備考	手続	重大事故等対応設備	対策設備																																																																																																	
a. 全交流動力電源喪失の判断	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源が喪失し、ディーゼルの発電機が起動することにより、すべての非常用電源及び非常用電源の稼働が停止することを検出し、全交流動力電源喪失の判断を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 																																																																																																	
b. 早期の電源回復不能判断及び対応	<ul style="list-style-type: none"> 中央制御室からの操作による非常用電源の電源回復不能の判断を行う。 ディーゼル発電機が起動しない場合、ディーゼル発電機が起動しないことを検出し、早期の電源回復不能の判断を行う。 ディーゼル発電機が起動しない場合、ディーゼル発電機が起動しないことを検出し、早期の電源回復不能の判断を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 																																																																																																	
c. 非常用電源喪失の判断	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機が起動しない場合、ディーゼル発電機が起動しないことを検出し、非常用電源喪失の判断を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 																																																																																																	
d. 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 																																																																																																	
e. 原子炉格納容器格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 																																																																																																	
対策及び備考	手続	重大事故等対応設備	対策設備																																																																																																	
a. 全交流動力電源喪失の判断	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源が喪失し、ディーゼルの発電機が起動することにより、すべての非常用電源及び非常用電源の稼働が停止することを検出し、全交流動力電源喪失の判断を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 																																																																																																	
b. 早期の電源回復不能判断及び対応	<ul style="list-style-type: none"> 中央制御室からの操作による非常用電源の電源回復不能の判断を行う。 ディーゼル発電機が起動しない場合、ディーゼル発電機が起動しないことを検出し、早期の電源回復不能の判断を行う。 ディーゼル発電機が起動しない場合、ディーゼル発電機が起動しないことを検出し、早期の電源回復不能の判断を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 																																																																																																	
c. 非常用電源喪失の判断	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機が起動しない場合、ディーゼル発電機が起動しないことを検出し、非常用電源喪失の判断を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 																																																																																																	
d. 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 																																																																																																	
e. 原子炉格納容器格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 																																																																																																	
対策及び備考	手続	重大事故等対応設備	対策設備																																																																																																	
a. 全交流動力電源喪失の判断	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源が喪失し、ディーゼルの発電機が起動することにより、すべての非常用電源及び非常用電源の稼働が停止することを検出し、全交流動力電源喪失の判断を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 																																																																																																	
b. 早期の電源回復不能判断及び対応	<ul style="list-style-type: none"> 中央制御室からの操作による非常用電源の電源回復不能の判断を行う。 ディーゼル発電機が起動しない場合、ディーゼル発電機が起動しないことを検出し、早期の電源回復不能の判断を行う。 ディーゼル発電機が起動しない場合、ディーゼル発電機が起動しないことを検出し、早期の電源回復不能の判断を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 																																																																																																	
c. 非常用電源喪失の判断	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機が起動しない場合、ディーゼル発電機が起動しないことを検出し、非常用電源喪失の判断を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 																																																																																																	
d. 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 																																																																																																	
e. 原子炉格納容器格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 																																																																																																	
対策及び備考	手続	重大事故等対応設備	対策設備																																																																																																	
a. 全交流動力電源喪失の判断	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源が喪失し、ディーゼルの発電機が起動することにより、すべての非常用電源及び非常用電源の稼働が停止することを検出し、全交流動力電源喪失の判断を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 																																																																																																	
b. 早期の電源回復不能判断及び対応	<ul style="list-style-type: none"> 中央制御室からの操作による非常用電源の電源回復不能の判断を行う。 ディーゼル発電機が起動しない場合、ディーゼル発電機が起動しないことを検出し、早期の電源回復不能の判断を行う。 ディーゼル発電機が起動しない場合、ディーゼル発電機が起動しないことを検出し、早期の電源回復不能の判断を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 																																																																																																	
c. 非常用電源喪失の判断	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機が起動しない場合、ディーゼル発電機が起動しないことを検出し、非常用電源喪失の判断を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機 																																																																																																	
d. 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 																																																																																																	
e. 原子炉格納容器格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器からの過熱防止及び格納容器エアロックの閉止を行う。 																																																																																																	

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

第5.2.1表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について（2/3）

種別及び条件	仕様	取組内容	取組設備	取組設備の位置	取組設備
1. 炉心日本及び1号炉用電源喪失	<ul style="list-style-type: none"> 炉心日本及び1号炉用電源喪失時、炉心冷却水供給系に設置された炉心冷却水ポンプの電源喪失による炉心冷却水の供給停止を防止する。炉心冷却水の供給停止を防止し、また、炉心冷却水の供給停止による炉心冷却水の供給停止を防止する。 炉心冷却水の供給停止による炉心冷却水の供給停止を防止する。 炉心冷却水の供給停止による炉心冷却水の供給停止を防止する。 	<ul style="list-style-type: none"> 炉心冷却水供給系に設置された炉心冷却水ポンプの電源喪失による炉心冷却水の供給停止を防止する。 炉心冷却水の供給停止による炉心冷却水の供給停止を防止する。 炉心冷却水の供給停止による炉心冷却水の供給停止を防止する。 	<ul style="list-style-type: none"> 炉心冷却水供給系に設置された炉心冷却水ポンプ 炉心冷却水の供給停止による炉心冷却水の供給停止を防止する。 炉心冷却水の供給停止による炉心冷却水の供給停止を防止する。 	<ul style="list-style-type: none"> 炉心冷却水供給系に設置された炉心冷却水ポンプ 炉心冷却水の供給停止による炉心冷却水の供給停止を防止する。 炉心冷却水の供給停止による炉心冷却水の供給停止を防止する。 	<ul style="list-style-type: none"> 炉心冷却水供給系に設置された炉心冷却水ポンプ 炉心冷却水の供給停止による炉心冷却水の供給停止を防止する。 炉心冷却水の供給停止による炉心冷却水の供給停止を防止する。

【1】は有効性評価上考慮しない重大事故等対策設備

第5.4.1.1表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について（2/4）

種別及び条件	仕様	取組設備	取組設備の位置	取組設備	
1. 炉心日本及び1号炉用電源喪失	<ul style="list-style-type: none"> 炉心冷却水供給系に設置された炉心冷却水ポンプの電源喪失による炉心冷却水の供給停止を防止する。 炉心冷却水の供給停止による炉心冷却水の供給停止を防止する。 炉心冷却水の供給停止による炉心冷却水の供給停止を防止する。 	<ul style="list-style-type: none"> 炉心冷却水供給系に設置された炉心冷却水ポンプ 炉心冷却水の供給停止による炉心冷却水の供給停止を防止する。 炉心冷却水の供給停止による炉心冷却水の供給停止を防止する。 	<ul style="list-style-type: none"> 炉心冷却水供給系に設置された炉心冷却水ポンプ 炉心冷却水の供給停止による炉心冷却水の供給停止を防止する。 炉心冷却水の供給停止による炉心冷却水の供給停止を防止する。 	<ul style="list-style-type: none"> 炉心冷却水供給系に設置された炉心冷却水ポンプ 炉心冷却水の供給停止による炉心冷却水の供給停止を防止する。 炉心冷却水の供給停止による炉心冷却水の供給停止を防止する。 	<ul style="list-style-type: none"> 炉心冷却水供給系に設置された炉心冷却水ポンプ 炉心冷却水の供給停止による炉心冷却水の供給停止を防止する。 炉心冷却水の供給停止による炉心冷却水の供給停止を防止する。

【1】は有効性評価上考慮しない重大事故等対策設備

女川原子力発電所2号炉

第7.4.2.1表 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について（2/3）

種別及び条件	仕様	取組設備	取組設備の位置	取組設備	
1. 炉心日本及び1号炉用電源喪失	<ul style="list-style-type: none"> 炉心冷却水供給系に設置された炉心冷却水ポンプの電源喪失による炉心冷却水の供給停止を防止する。 炉心冷却水の供給停止による炉心冷却水の供給停止を防止する。 炉心冷却水の供給停止による炉心冷却水の供給停止を防止する。 	<ul style="list-style-type: none"> 炉心冷却水供給系に設置された炉心冷却水ポンプ 炉心冷却水の供給停止による炉心冷却水の供給停止を防止する。 炉心冷却水の供給停止による炉心冷却水の供給停止を防止する。 	<ul style="list-style-type: none"> 炉心冷却水供給系に設置された炉心冷却水ポンプ 炉心冷却水の供給停止による炉心冷却水の供給停止を防止する。 炉心冷却水の供給停止による炉心冷却水の供給停止を防止する。 	<ul style="list-style-type: none"> 炉心冷却水供給系に設置された炉心冷却水ポンプ 炉心冷却水の供給停止による炉心冷却水の供給停止を防止する。 炉心冷却水の供給停止による炉心冷却水の供給停止を防止する。 	<ul style="list-style-type: none"> 炉心冷却水供給系に設置された炉心冷却水ポンプ 炉心冷却水の供給停止による炉心冷却水の供給停止を防止する。 炉心冷却水の供給停止による炉心冷却水の供給停止を防止する。

【大飯、高浜】
 名称等の相違
 ・設備仕様等の差異により「手廻り」重大事故等対処設備の記載、名称が異なる
 【大飯、高浜】
 記載方針の相違（女川実績の反映）
 ・既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの及び重大事故等対処設備（設計基本仕様）を識別

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

第 5.2.1 表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について（3/3）

実施及び操作	目標	重大事故等対策設備		対策設備
		事故設備	可搬設備	
1. 燃料制御室内事故対応高圧電源	・燃料制御室内、大停電が作られた場合、燃料制御室内は事故対応高圧電源ユニットへの電源供給により、燃料制御室内は事故対応高圧電源で行うことで、原子炉燃料制御室内の状態を継続的に監視する。	A、D燃料制御室内ユニット 燃料制御室内ユニット 燃料制御室内ユニット	大停電ポンプ タンクローリー	燃料制御室内ユニット 燃料制御室内ユニット AM燃料制御室内ユニット 可搬型事故対応高圧電源 燃料制御室内ユニット 燃料制御室内ユニット 燃料制御室内ユニット 燃料制御室内ユニット
2. 原子炉燃料制御室内事故対応高圧電源	・緊急事故対応高圧電源等の作業者が原子炉燃料制御室内の機器の電源供給を考慮し、機器の電源供給を確保するための対応を行うこと等であり、原子炉燃料制御室内の電源供給を確保する。	-	-	-

【 1 】 は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備

第 6.2.1.1 表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について（3/4）

実施及び操作	重大事故等対策設備		対策設備
	事故設備	可搬設備	
1. 燃料制御室内事故対応高圧電源	・燃料制御室内、大停電が作られた場合、燃料制御室内は事故対応高圧電源ユニットへの電源供給により、燃料制御室内は事故対応高圧電源で行うことで、原子炉燃料制御室内の状態を継続的に監視する。	A、D燃料制御室内ユニット 燃料制御室内ユニット 燃料制御室内ユニット	燃料制御室内ユニット 燃料制御室内ユニット 燃料制御室内ユニット 燃料制御室内ユニット 燃料制御室内ユニット 燃料制御室内ユニット 燃料制御室内ユニット 燃料制御室内ユニット
2. 原子炉燃料制御室内事故対応高圧電源	・緊急事故対応高圧電源等の作業者が原子炉燃料制御室内の機器の電源供給を考慮し、機器の電源供給を確保するための対応を行うこと等であり、原子炉燃料制御室内の電源供給を確保する。	-	-

【 1 】 は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備

第 6.2.1.1 表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について（4/4）

実施及び操作	重大事故等対策設備		対策設備
	事故設備	可搬設備	
1. 燃料制御室内事故対応高圧電源	・燃料制御室内、大停電が作られた場合、燃料制御室内は事故対応高圧電源ユニットへの電源供給により、燃料制御室内は事故対応高圧電源で行うことで、原子炉燃料制御室内の状態を継続的に監視する。	A、D燃料制御室内ユニット 燃料制御室内ユニット 燃料制御室内ユニット	燃料制御室内ユニット 燃料制御室内ユニット 燃料制御室内ユニット 燃料制御室内ユニット 燃料制御室内ユニット 燃料制御室内ユニット 燃料制御室内ユニット 燃料制御室内ユニット
2. 原子炉燃料制御室内事故対応高圧電源	・緊急事故対応高圧電源等の作業者が原子炉燃料制御室内の機器の電源供給を考慮し、機器の電源供給を確保するための対応を行うこと等であり、原子炉燃料制御室内の電源供給を確保する。	-	-

【 1 】 は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備

女川原子力発電所2号炉

第 7.4.2.1 表 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について（3/3）

実施及び操作	目標	重大事故等対策設備		対策設備
		事故設備	可搬設備	
1. 燃料制御室内事故対応高圧電源	・燃料制御室内、大停電が作られた場合、燃料制御室内は事故対応高圧電源ユニットへの電源供給により、燃料制御室内は事故対応高圧電源で行うことで、原子炉燃料制御室内の状態を継続的に監視する。	A、D燃料制御室内ユニット 燃料制御室内ユニット 燃料制御室内ユニット	大停電ポンプ タンクローリー	燃料制御室内ユニット 燃料制御室内ユニット AM燃料制御室内ユニット 可搬型事故対応高圧電源 燃料制御室内ユニット 燃料制御室内ユニット 燃料制御室内ユニット 燃料制御室内ユニット
2. 原子炉燃料制御室内事故対応高圧電源	・緊急事故対応高圧電源等の作業者が原子炉燃料制御室内の機器の電源供給を考慮し、機器の電源供給を確保するための対応を行うこと等であり、原子炉燃料制御室内の電源供給を確保する。	-	-	-

【 1 】 は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備

泊発電所3号炉

相違理由

【大飯、高浜】
 名称等の相違
 ・設備仕様等の差異により「手順」重大事故等対策設備の記載、名称が異なる
 【大飯、高浜】
 記載方針の相違（女川実績の反映）
 ・既許可の対象となっている設備を重大事故等対策設備に位置付けるもの及び重大事故等対策設備（設計基準拡張）を識別

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

第5.2.2表 「全交流動力電源喪失」の主要解除条件
 (燃料取出前のミッドグループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所用内交流電源が喪失し、原子炉機械冷却機能が喪失する事故) (1/2)

項目	主要解除条件
解除コード	M-REELAP3
原子炉停止後の時間	72時間
1. 1次冷却材圧力 (初期)	高気圧 (OMP/Press)
1. 1次冷却材高気圧検出 (初期)	90°C (保安規定モード)
1. 1次冷却材水位 (初期)	原子炉冷却材入口 高気圧中心高さ + 300mm
1. 1次冷却材流量 (初期)	FP、日本原子力学会協議体 アクチニド・ORGANI2 (サイタル本機を指定)
1. 1次冷却材流量 (追加)	追加設定を参照3参照外し
2. 1次冷却材の流量 (追加)	2. 1次冷却材からの流量なし 注：追加設定を参照

本表は、燃料取出前のミッドグループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所用内交流電源が喪失し、原子炉機械冷却機能が喪失する事故の主要解除条件を示している。解除条件は、原子炉停止後の時間、1次冷却材圧力、1次冷却材高気圧検出、1次冷却材水位、1次冷却材流量、1次冷却材の流量などである。解除条件は、高気圧 (OMP/Press)、90°C (保安規定モード)、原子炉冷却材入口高気圧中心高さ + 300mm、FP、日本原子力学会協議体アクチニド・ORGANI2 (サイタル本機を指定)、追加設定を参照3参照外し、2. 1次冷却材からの流量なしなどである。注：追加設定を参照。

第5.2.2.1表 「全交流動力電源喪失」の主要解除条件
 (燃料取出前のミッドグループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所用内交流電源が喪失し、原子炉機械冷却機能が喪失する事故) (1/2)

項目	主要解除条件
解除コード	M-REELAP3
原子炉停止後の時間	72時間
1. 1次冷却材圧力 (初期)	高気圧 (OMP/Press)
1. 1次冷却材高気圧検出 (初期)	90°C (保安規定モード)
1. 1次冷却材水位 (初期)	原子炉冷却材入口 高気圧中心高さ + 300mm
1. 1次冷却材流量 (初期)	FP、日本原子力学会協議体 アクチニド・ORGANI2 (サイタル本機を指定)
1. 1次冷却材流量 (追加)	追加設定を参照3参照外し
2. 1次冷却材の流量 (追加)	2. 1次冷却材からの流量なし

本表は、燃料取出前のミッドグループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所用内交流電源が喪失し、原子炉機械冷却機能が喪失する事故の主要解除条件を示している。解除条件は、原子炉停止後の時間、1次冷却材圧力、1次冷却材高気圧検出、1次冷却材水位、1次冷却材流量、1次冷却材の流量などである。解除条件は、高気圧 (OMP/Press)、90°C (保安規定モード)、原子炉冷却材入口高気圧中心高さ + 300mm、FP、日本原子力学会協議体アクチニド・ORGANI2 (サイタル本機を指定)、追加設定を参照3参照外し、2. 1次冷却材からの流量なしなどである。注：追加設定を参照。

第5.2.2.2表 主要評価条件 (全交流動力電源喪失)

項目	主要評価条件	主要解除条件
原子炉停止後の時間	72時間	72時間
1. 1次冷却材圧力 (初期)	高気圧 (OMP/Press)	高気圧 (OMP/Press)
1. 1次冷却材高気圧検出 (初期)	90°C (保安規定モード)	90°C (保安規定モード)
1. 1次冷却材水位 (初期)	原子炉冷却材入口 高気圧中心高さ + 300mm	原子炉冷却材入口 高気圧中心高さ + 300mm
1. 1次冷却材流量 (初期)	FP、日本原子力学会協議体 アクチニド・ORGANI2 (サイタル本機を指定)	FP、日本原子力学会協議体 アクチニド・ORGANI2 (サイタル本機を指定)
1. 1次冷却材流量 (追加)	追加設定を参照3参照外し	追加設定を参照3参照外し
2. 1次冷却材の流量 (追加)	2. 1次冷却材からの流量なし	2. 1次冷却材からの流量なし

本表は、燃料取出前のミッドグループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所用内交流電源が喪失し、原子炉機械冷却機能が喪失する事故の主要評価条件を示している。評価条件は、原子炉停止後の時間、1次冷却材圧力、1次冷却材高気圧検出、1次冷却材水位、1次冷却材流量、1次冷却材の流量などである。解除条件は、高気圧 (OMP/Press)、90°C (保安規定モード)、原子炉冷却材入口高気圧中心高さ + 300mm、FP、日本原子力学会協議体アクチニド・ORGANI2 (サイタル本機を指定)、追加設定を参照3参照外し、2. 1次冷却材からの流量なしなどである。注：追加設定を参照。

第7.4.2.2表 「全交流動力電源喪失」の主要解除条件
 (燃料取出前のミッドグループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所用内交流電源が喪失し、原子炉機械冷却機能が喪失する事故) (1/2)

項目	主要解除条件
解除コード	M-REELAP3
原子炉停止後の時間	72時間
1. 1次冷却材圧力 (初期)	高気圧 (OMP/Press)
1. 1次冷却材高気圧検出 (初期)	90°C (保安規定モード)
1. 1次冷却材水位 (初期)	原子炉冷却材入口 高気圧中心高さ + 300mm
1. 1次冷却材流量 (初期)	FP、日本原子力学会協議体 アクチニド・ORGANI2 (サイタル本機を指定)
1. 1次冷却材流量 (追加)	追加設定を参照3参照外し
2. 1次冷却材の流量 (追加)	2. 1次冷却材からの流量なし

本表は、燃料取出前のミッドグループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所用内交流電源が喪失し、原子炉機械冷却機能が喪失する事故の主要解除条件を示している。解除条件は、原子炉停止後の時間、1次冷却材圧力、1次冷却材高気圧検出、1次冷却材水位、1次冷却材流量、1次冷却材の流量などである。解除条件は、高気圧 (OMP/Press)、90°C (保安規定モード)、原子炉冷却材入口高気圧中心高さ + 300mm、FP、日本原子力学会協議体アクチニド・ORGANI2 (サイタル本機を指定)、追加設定を参照3参照外し、2. 1次冷却材からの流量なしなどである。注：追加設定を参照。

相違理由

- 【大飯、高浜】
設計の相違
- ・炉冷却解析であり、設備仕様も異なることから「主要解析条件」及び「条件設定の考え方」の記載が一部異なる
- 【大飯、高浜】
名称等の相違
- 【高浜】
評価条件の相違
- ・原子炉停止後の時間の条件設定の考え方は、高浜が保守的に水抜き開始時点からさらに余裕をみた時間で設定しているのに対して、泊は崩壊熱と水位で評価条件を整合させる観点から水抜き完了までの時間に余裕をみた時間を設定 (大飯と同様)

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

第5.4.2表 「全交流動力電源喪失」の主要解除条件

(燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故) (2/2)

項目	主要解除条件	条件設定の考え方
原因事象	外部電源喪失	起因事象として、外部電源喪失が発生するものとして設定。
安全機能の喪失に対する設定	非常用所内交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失	非常用所内交流電源喪失、原子炉補機冷却機能が機能喪失するものとして設定。
外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。
蓄圧タンク貯蔵出力	1.0MPa以上 (最低保持圧力)	蓄圧タンクの保持圧力を設定。
蓄圧タンク貯蔵水量	260m ³ (11日量以上) (最低保持水量)	蓄圧タンクの保持水量を設定。
原子炉冷却回路日本ポンプの原子炉への出力喪失	24m ³ /h	原子炉停止後22時間後を事故開始として原子炉冷却回路日本ポンプの起動時刻141分時点における原子炉冷却回路日本ポンプの出力を27t/h以上を上回る量として設定。
原子炉冷却回路日本ポンプの出力喪失	1. 蓄圧タンク貯蔵水量の60%減 2. 蓄圧タンク貯蔵水量の100%減 3. 蓄圧タンク貯蔵水量の140%減	蓄圧タンク貯蔵水量の減少による原子炉冷却回路日本ポンプの出力喪失を1.蓄圧タンク貯蔵水量の60%減、2.蓄圧タンク貯蔵水量の100%減、3.蓄圧タンク貯蔵水量の140%減を想定して設定。
原子炉冷却回路日本ポンプの出力喪失	3. 蓄圧タンク貯蔵水量の60%減 4. 蓄圧タンク貯蔵水量の100%減 (事故発生時の144分後)	蓄圧タンク貯蔵水量の減少による原子炉冷却回路日本ポンプの出力喪失を3.蓄圧タンク貯蔵水量の60%減、4.蓄圧タンク貯蔵水量の100%減を想定して設定。

*：定期検査中の長期待機となる場合を考慮し、表4項のうち、1項には動作しない。

第5.4.2.1表 「全交流動力電源喪失」の主要解除条件

(燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故) (2/2)

項目	主要解除条件	条件設定の考え方
原因事象	外部電源喪失	起因事象として、外部電源喪失が発生するものとして設定。
安全機能の喪失に対する設定	非常用所内交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失	非常用所内交流電源喪失、原子炉補機冷却機能が機能喪失するものとして設定。
外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。
蓄圧タンク貯蔵出力	4.0MPa以上 (最低保持圧力)	蓄圧タンクの保持圧力を設定。
蓄圧タンク貯蔵水量	294m ³ (11日量以上) (最低保持水量)	蓄圧タンクの保持水量を設定。
原子炉冷却回路日本ポンプの出力喪失	30m ³ /h	原子炉停止後55分間後を事故開始として原子炉冷却回路日本ポンプの起動時刻91分時点における原子炉冷却回路日本ポンプの出力を27t/h以上を上回る量として設定。
原子炉冷却回路日本ポンプの出力喪失	1. 蓄圧タンク貯蔵水量の60%減 2. 蓄圧タンク貯蔵水量の100%減 (事故発生時の91分後)	蓄圧タンク貯蔵水量の減少による原子炉冷却回路日本ポンプの出力喪失を1.蓄圧タンク貯蔵水量の60%減、2.蓄圧タンク貯蔵水量の100%減を想定して設定。
原子炉冷却回路日本ポンプの出力喪失	2. 蓄圧タンク貯蔵水量の60%減 3. 蓄圧タンク貯蔵水量の100%減 (事故発生後の91分後)	蓄圧タンク貯蔵水量の減少による原子炉冷却回路日本ポンプの出力喪失を2.蓄圧タンク貯蔵水量の60%減、3.蓄圧タンク貯蔵水量の100%減を想定して設定。

*：定期検査中の長期待機となる場合を考慮し、表3項のうち、1項には動作しない。

高浜発電所3/4号炉

女川原子力発電所2号炉

泊発電所3号炉

相違理由

第7.4.2.2表 「全交流動力電源喪失」の主要解除条件

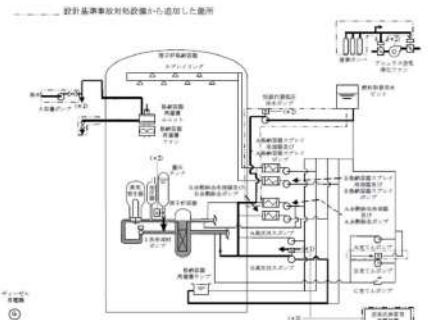
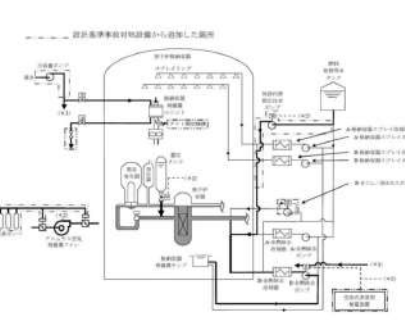
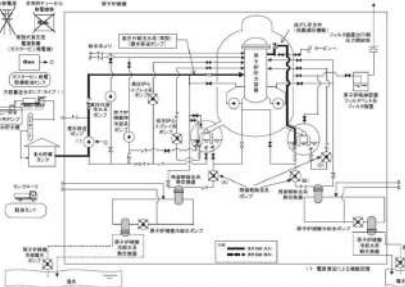
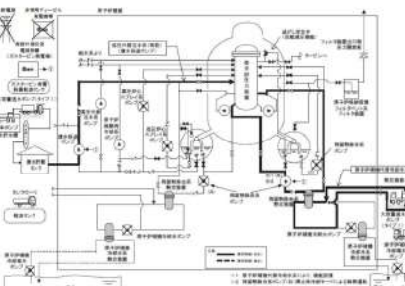
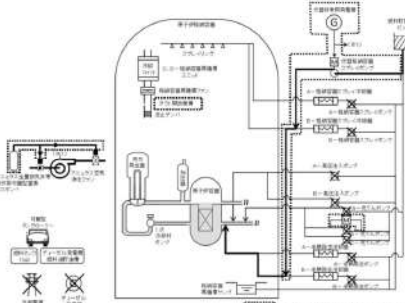
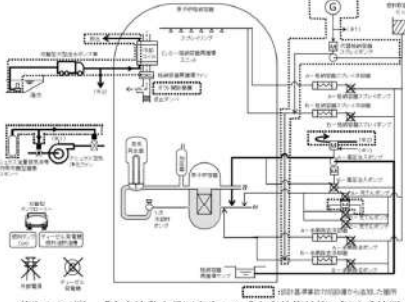
(燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故) (2/2)

項目	主要解除条件	条件設定の考え方
原因事象	外部電源喪失	起因事象として、外部電源喪失が発生するものとして設定。
安全機能の喪失に対する設定	非常用所内交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失	非常用所内交流電源喪失、原子炉補機冷却機能が機能喪失するものとして設定。
外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。
原子炉冷却回路日本ポンプの出力喪失	23m ³ /h	原子炉停止後22時間後を事故開始として原子炉冷却回路日本ポンプの起動時刻141分時点における原子炉冷却回路日本ポンプの出力を27t/h以上を上回る量として設定。
原子炉冷却回路日本ポンプの出力喪失	事故発生時の60分後	蓄圧タンク貯蔵水量の減少による原子炉冷却回路日本ポンプの出力喪失を、事故発生時の60分後を想定して設定。

【大浜、高浜】
 設計の相違
 ・原子炉補機冷却機能が機能喪失することから「主要解除条件」及び「条件設定の考え方」の記載が一部異なる
 【大浜、高浜】
 名称等の相違

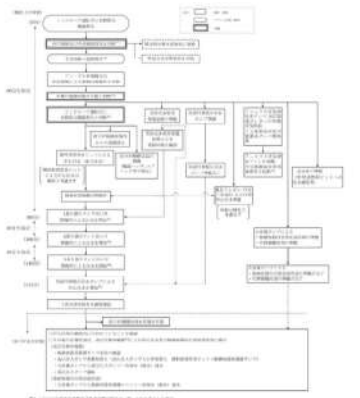
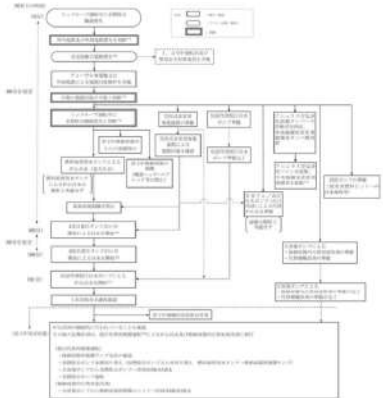
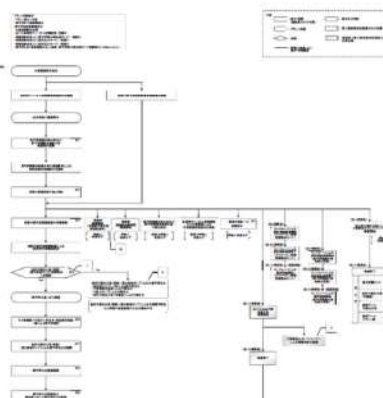
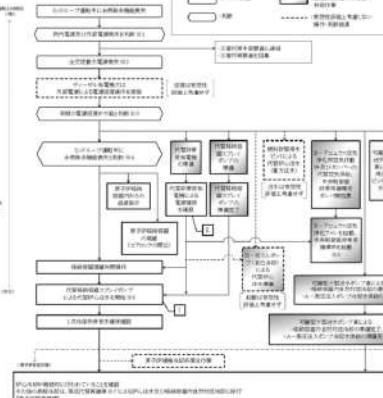
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>設計基準事故対応設備から逆戻した箇所</p> <p>第5.2.1回 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図</p>	 <p>設計基準事故対応設備から逆戻した箇所</p> <p>第5.2.1.1回 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図</p>	 <p>第5.2.1回 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (原子炉減圧及び原子炉注水)</p>  <p>第5.2.2回 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/2) (原子炉停止冷却炉及び原子炉注水)</p>	 <p>設計基準事故対応設備から逆戻した箇所</p> <p>第7.4.2.1回 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (炉心注水)</p>  <p>設計基準事故対応設備から逆戻した箇所</p> <p>第7.4.2.1回 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/2) (高圧代替再循環及び格納容器内自然対流冷却)</p>	<p>【大飯、高浜】 設計の相違</p> <p>【大飯、高浜】 名称等の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実装の反映）</p> <p>・対応手段に応じた概略系統図とし、図のタイトルで識別</p> <p>・外部電源、ディーゼル発電機を追記</p>

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

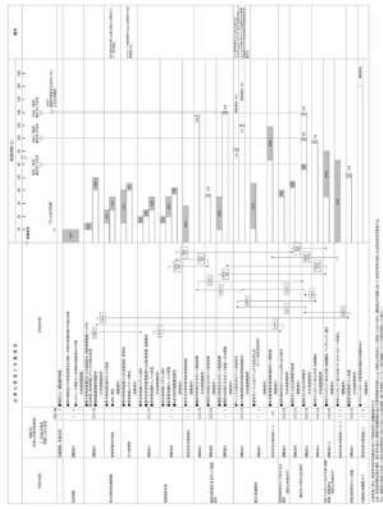
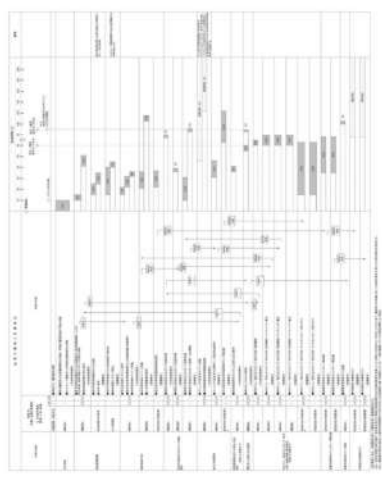
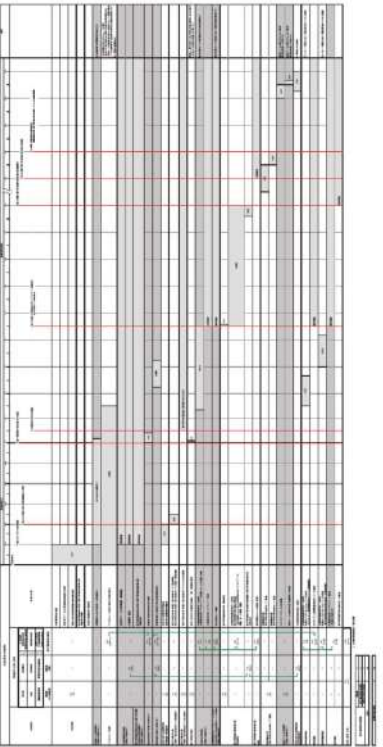
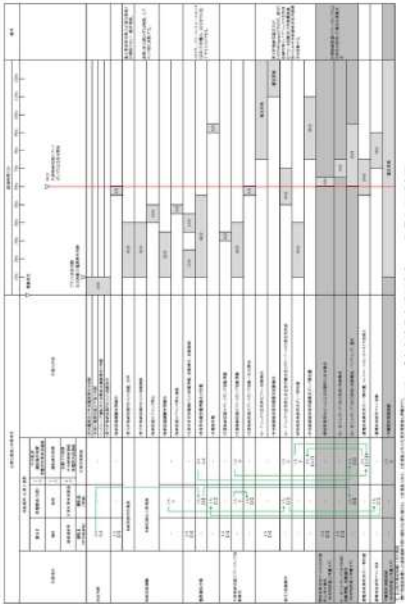
7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第5.2.2回 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 (「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用内 交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」の事象進展)</p>	 <p>第5.2.1.2回 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 (「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用内 交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」の事象進展)</p>	 <p>第5.2.2回 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要</p>	 <p>第7.4.2.2回 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 (「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用内交流 電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」の事象進展)</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女 川美濃の反映） ・凡例に記載のとおり 運転員及び災害 対策要員が行う作 業を分けて記載 ・有効性評価上考慮 しない操作・判断結 果を破線で記載</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】 名称等の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

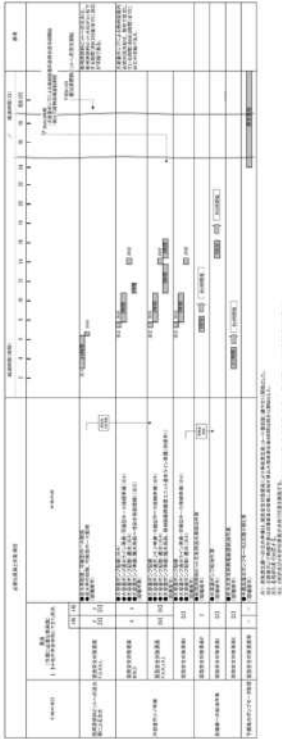
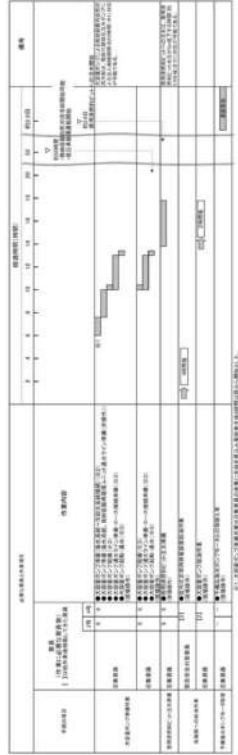
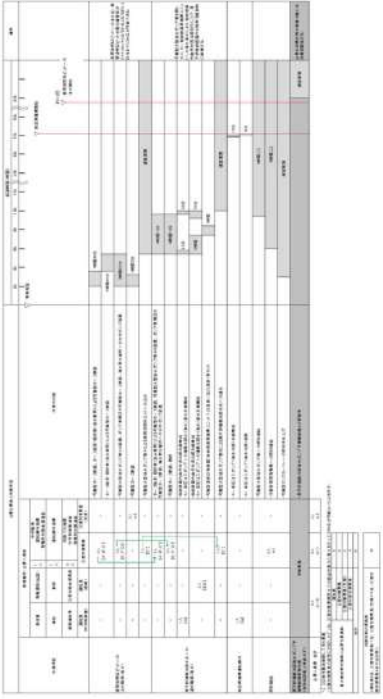
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第5.2.3図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間 (燃料搬出前のミッドグループ運転中に外部電源が喪失するともに、非常用内交流電源が喪失し、原子炉機械設備機能が喪失する事故) (1/2)</p>	 <p>第5.2.1図 図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間 (燃料搬出前のミッドグループ運転中に外部電源が喪失するともに、非常用内交流電源が喪失し、原子炉機械設備機能が喪失する事故) (1/2)</p>	 <p>第5.2.1図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間</p>	 <p>第7.4.2.3図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間 (燃料搬出前のミッドグループ運転中に外部電源が喪失するともに非常用内交流電源が喪失し、原子炉機械設備機能が喪失する事故) (1/2)</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川図式の反映） ・運転員を中央制御室と現場に分けて記載 ・有効性評価上考慮しない作業を色分けして記載 【大飯、高浜】 設計の相違 解析結果の相違 【大飯、高浜】 名称等の相違</p>

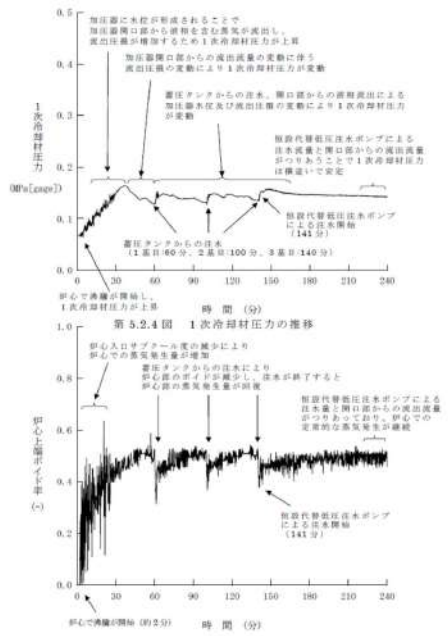
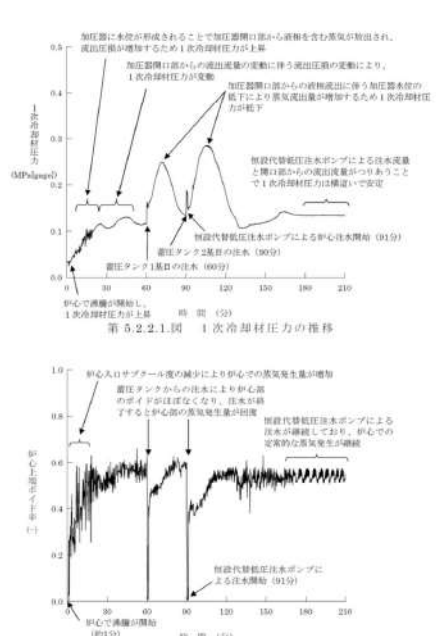
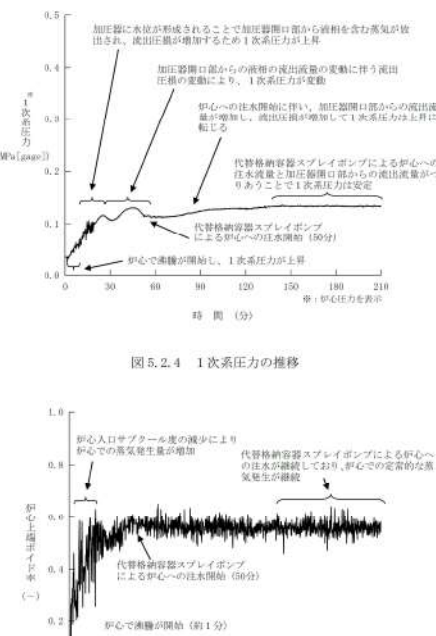
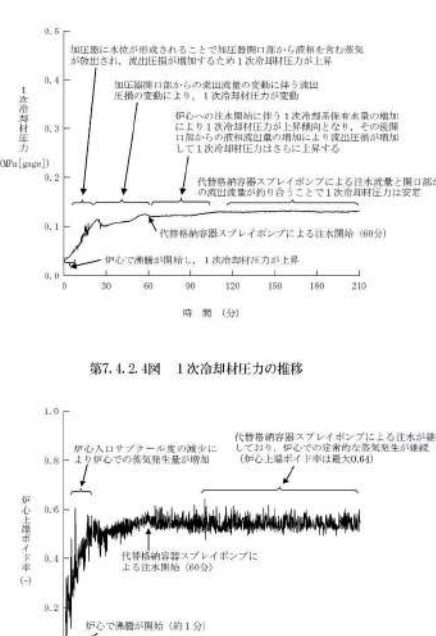
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第 5.2.8 図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間 (燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに、非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故) (2/2)</p>	 <p>第 5.2.1.3 図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間 (燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに、非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故) (2/2)</p>		 <p>第7.4.2 図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間 (燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故) (2/2)</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川図表の反映） ・運転員を中央制御室と現場に分けて記載 ・有効性評価上考慮しない作業を色分けして記載 【大飯、高浜】 設計の相違 解析結果の相違 【大飯、高浜】 名称等の相違</p>

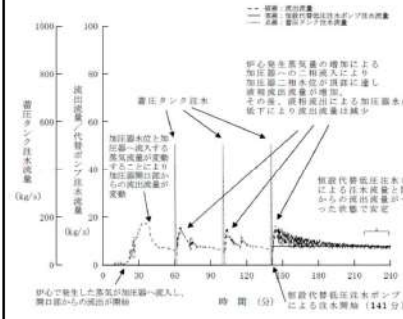
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.2 全交流動力電源喪失

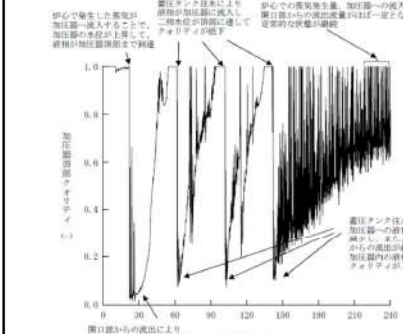
大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>大飯発電所3/4号炉</p>  <p>第5.2.4図 1次冷却材圧力の推移</p> <p>第5.2.5図 炉心上端ポイド率の推移</p>	<p>高浜発電所3/4号炉</p>  <p>第5.2.2.1図 1次冷却材圧力の推移</p> <p>第5.2.2.2図 炉心上端ポイド率の推移</p>	<p>女川原子力発電所2号炉</p> <p>【泊同様、蓄圧タンクを対策としていない伊方3号炉のグラフを記載】</p>  <p>図5.2.4 1次系圧力の推移</p> <p>図5.2.5 炉心上端ポイド率の推移</p>	<p>泊発電所3号炉</p>  <p>第7.4.2.4図 1次冷却材圧力の推移</p> <p>第7.4.2.5図 炉心上端ポイド率の推移</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・大飯、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・大飯、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる</p>

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

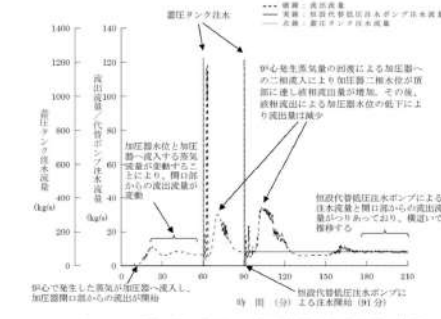
7.4.2 全交流動力電源喪失



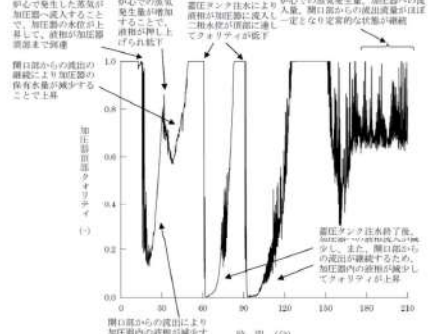
第5.2.2.6図 開口部からの流出流量と注水流量の推移



第5.2.2.7図 加圧器頂部クオリティの推移



第5.2.2.3図 開口部からの流出流量と注水流量の推移



第5.2.2.4図 加圧器頂部クオリティの推移

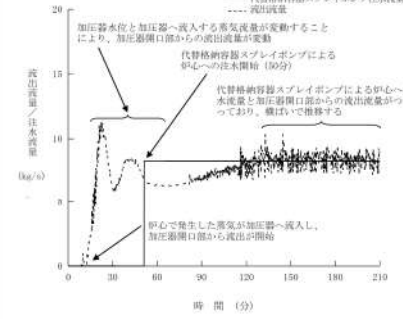


図5.2.6 開口部からの流出流量と注水流量の推移

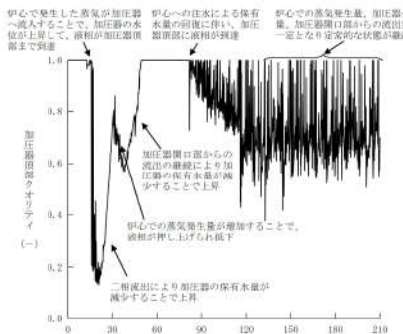
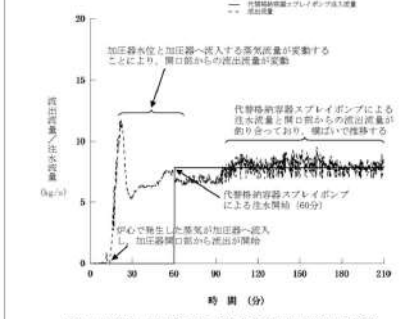
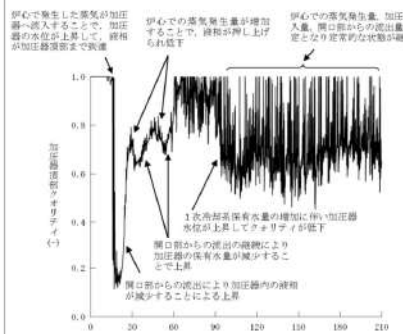


図5.2.7 加圧器頂部クオリティの推移



第7.4.2.6図 開口部からの流出流量と注水流量の推移



第7.4.2.7図 加圧器頂部クオリティの推移

【大飯、高浜】
 解析結果の相違
 ・大飯、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる

【大飯、高浜】
 解析結果の相違
 ・大飯、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>大飯発電所3/4号炉</p> <p>第5.2.8図 原子炉容器内水位の推移</p>	<p>高浜発電所3/4号炉</p> <p>第5.2.2.5図 原子炉容器内水位の推移</p>	<p>女川原子力発電所2号炉</p> <p>図5.2.8 原子炉容器水位の推移</p>	<p>泊発電所3号炉</p> <p>第7.4.2.8図 原子炉容器内水位の推移</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・大飯、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる</p>
<p>加圧器開口部からの二相流出により1次冷却系保有水量が減少</p> <p>第5.2.9図 1次冷却系保有水量の推移</p>	<p>加圧器水位上昇により開口部からの二相流出が増加し1次冷却系保有水量が減少</p> <p>第5.2.2.6図 1次系保有水量の推移</p>	<p>加圧器水位上昇により開口部からの二相流出が増加し1次冷却系保有水量が減少</p> <p>図5.2.9 1次系保有水量の推移</p>	<p>加圧器水位上昇により開口部からの二相流出が増加し1次冷却系保有水量が減少</p> <p>第7.4.2.9図 1次冷却系保有水量の推移</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・大飯、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる</p>

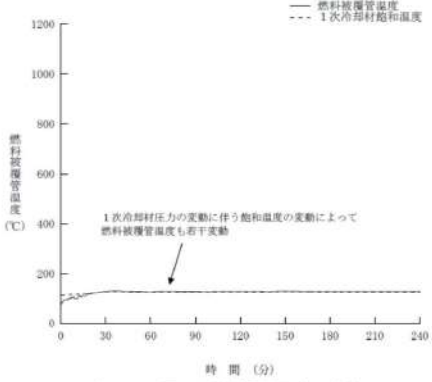
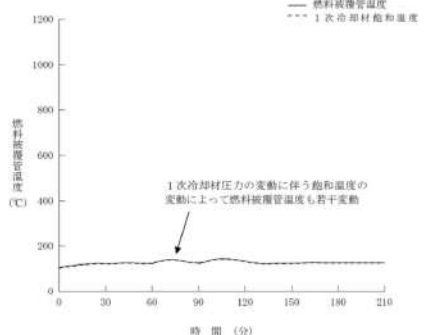
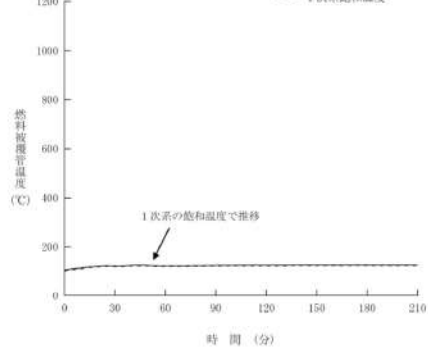
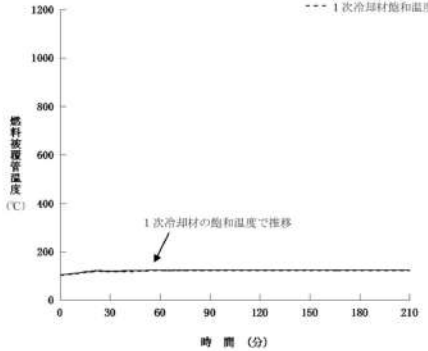
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第5.2.10図 加圧器水位の推移</p>	<p>第5.2.2.7図 加圧器水位の推移</p>	<p>図5.2.10 加圧器水位の推移</p>	<p>第7.4.2.10図 加圧器水位の推移</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・大飯、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる</p>
<p>第5.2.11図 1次冷却材温度の推移</p>	<p>第5.2.2.8図 1次冷却材温度の推移</p>	<p>図5.2.11 1次系温度の推移</p>	<p>第7.4.2.11図 1次冷却材温度の推移</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・大飯、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる</p>

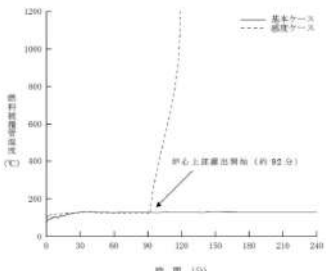
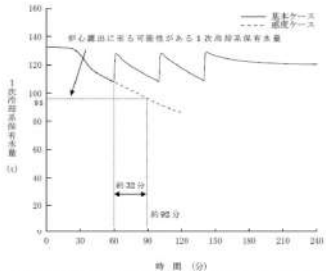
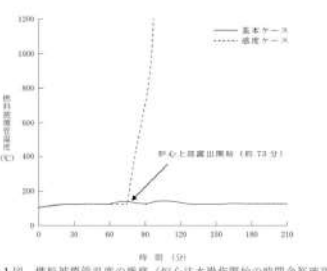
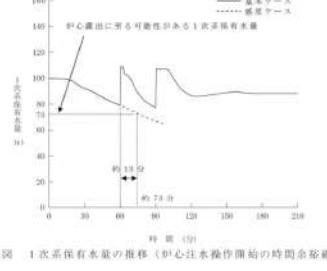
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第 5.2.12 図 燃料被覆管温度の推移</p>	 <p>第 5.2.2.9 図 燃料被覆管温度の推移</p>	 <p>図 5.2.12 燃料被覆管温度の推移</p>	 <p>第7.4.2.12図 燃料被覆管温度の推移</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>

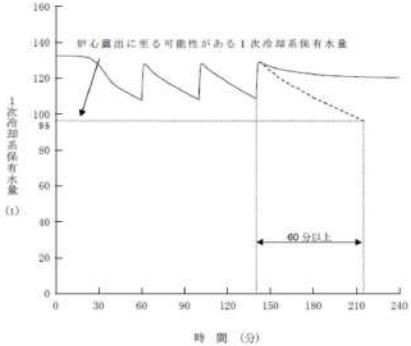
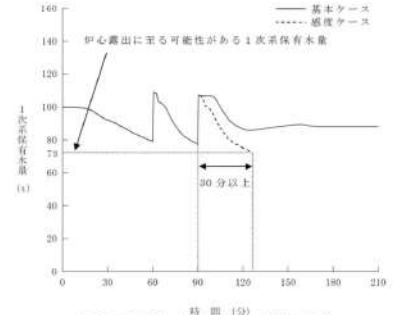
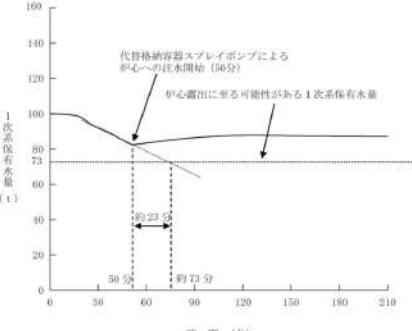
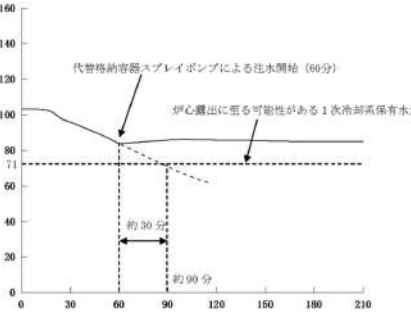
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第 5.2.13 図 燃料被覆管温度の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）</p>  <p>第 5.2.14 図 1次系保水容量の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）</p>	 <p>第 5.2.3.1 図 燃料被覆管温度の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）</p>  <p>第 5.2.3.2 図 1次系保水容量の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）</p>			<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・泊は蓄圧タンクを炉心注水手段としていないため、蓄圧タンクによる炉心注水が遅れた場合の感度解析は実施していない （伊方と同様）</p>

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第 5.2.15 図 1次冷却系保有水量の推移 (恒設代替低圧注水ポンプ炉心注水操作開始の時間余裕確認)</p>	 <p>第 5.2.3.3 図 1次系保有水量の推移 (恒設代替低圧注水ポンプ炉心注水操作開始の時間余裕確認)</p>	 <p>図 5.2.13 1次系保有水量の推移 (炉心注水操作時間余裕確認)</p>	 <p>第 7.4.2.13 図 1次冷却系保有水量の推移 (代替炉心注水操作開始の時間余裕確認)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・大飯、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる</p>
		<p>【ここまで伊方3号炉の記載】</p>		

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		<p>第 5.2.5 図 原子炉水位の推移</p>	<p>第 5.2.6 図 原子炉水位と線量率</p>	<p>【女川】 評価方法の相違 ・線量率については女川は水位が一番低下した状態での線量率を示し目標線量率を下回っていることを示している ・泊は炉心が露出することはなく燃料有効長頂部は冠水しているため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値 0.15mSv/h を上回ることはないことを説明している（大飯、高浜と同様）</p>

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

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

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

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

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

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

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

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

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由												
<p style="text-align: center;">添付資料 5.2.1</p> <p style="text-align: center;">RCS への燃料取替用水ピット重力注水について</p> <p>大飯3, 4号炉のRCSへの燃料取替用水ピット重力注水について以下に示す。燃料取替用水ピットによる重力注水については、燃料取替用水ピット側と炉心側の水頭差及び1次冷却材圧力等がバランスする水位まで燃料取替用水ピットによる重力注水は継続する。</p> <table border="1" data-bbox="533 497 1032 584"> <tr> <td></td> <td>燃料取替用水ピット水位100% (E.L. +30.0m)</td> <td>燃料取替用水ピット水位3% (E.L. +20.2m)</td> </tr> <tr> <td>ノズルセンター+10cm (E.L. +23.0m)</td> <td>+7.0m</td> <td>-2.8m</td> </tr> </table> <p style="text-align: center;">原子炉周辺建屋</p> <p style="text-align: center;">(重力注水経路)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・燃料取替用水ピット→余熱除去ポンプスルー→1次冷却系低温側配管 ・燃料取替用水ピット→余熱除去ポンプ入口ライン→1次冷却系高温側配管 		燃料取替用水ピット水位100% (E.L. +30.0m)	燃料取替用水ピット水位3% (E.L. +20.2m)	ノズルセンター+10cm (E.L. +23.0m)	+7.0m	-2.8m	<p style="text-align: center;">添付資料 7.4.2.2</p> <p style="text-align: center;">RCS への燃料取替用水ピット重力注水について</p> <p>泊3号炉のRCSへの燃料取替用水ピット重力注水について以下に示す。燃料取替用水ピットによる重力注水については、燃料取替用水ピット側と炉心側の水頭差及び1次冷却材圧力等がバランスする水位まで燃料取替用水ピットによる重力注水は継続する。</p> <table border="1" data-bbox="1487 475 1946 584"> <tr> <td></td> <td>燃料取替用水ピット水位87.4% (T.P. 38.1m)</td> <td>燃料取替用水ピット水位3% (T.P. 25.4m)</td> </tr> <tr> <td>配管中心高さ+100mm (T.P. 22.67m)</td> <td>15.43m</td> <td>2.73m</td> </tr> </table> <p style="text-align: center;">(重力注水経路)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・燃料取替用水ピット→余熱除去ポンプスルー→1次冷却系低温側配管 ・燃料取替用水ピット→余熱除去ポンプ入口ライン→1次冷却系高温側配管 		燃料取替用水ピット水位87.4% (T.P. 38.1m)	燃料取替用水ピット水位3% (T.P. 25.4m)	配管中心高さ+100mm (T.P. 22.67m)	15.43m	2.73m	<p style="text-align: center;">記載表現の相違</p>
	燃料取替用水ピット水位100% (E.L. +30.0m)	燃料取替用水ピット水位3% (E.L. +20.2m)												
ノズルセンター+10cm (E.L. +23.0m)	+7.0m	-2.8m												
	燃料取替用水ピット水位87.4% (T.P. 38.1m)	燃料取替用水ピット水位3% (T.P. 25.4m)												
配管中心高さ+100mm (T.P. 22.67m)	15.43m	2.73m												

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.4.2 全交流動力電源喪失（停止中）（添付資料 7.4.2.3 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について（全交流動力電源喪失））

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																																	
<p style="text-align: center;">添付資料 5.2.2</p> <p style="text-align: center;">大飯3号及び4号炉の重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について （全交流動力電源喪失）</p> <p>重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」における個別解析条件を第1表に示す。</p> <p style="text-align: center;">第1表 システム熱水力解析用データ（全交流動力電源喪失）</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.4.2.3</p> <p style="text-align: center;">重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について （全交流動力電源喪失）</p> <p>重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」における個別解析条件を第1表に示す。</p> <p style="text-align: center;">第1表 システム熱水力解析用データ （全交流動力電源喪失）</p>																																																																																		
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 30%;">名 称</th> <th style="width: 20%;">数 値</th> <th style="width: 50%;">解析上の取り扱い</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">(1) 初期条件</td> </tr> <tr> <td>1) 1次系圧力</td> <td>大気圧</td> <td>ミッドループ運転時の現実的な設定</td> </tr> <tr> <td>2) 1次系冷却材高温側温度</td> <td>93℃</td> <td>ミッドループ運転時の運転モード（モード5）の上限値</td> </tr> <tr> <td>3) 1次系水位</td> <td>原子炉容器出入口 ノズルセンターレベル +200mm</td> <td>ミッドループ運転時の水位</td> </tr> <tr> <td>4) 原子炉停止後の時間</td> <td>72時間</td> <td>最短時間に余裕をみた時間</td> </tr> <tr> <td>5) 1次系開口部</td> <td>加圧器安全弁配管（3個分）</td> <td>ミッドループ運転時の現実的な設定</td> </tr> <tr> <td colspan="3">(2) 事象収束に重要な機器・操作関連</td> </tr> <tr> <td colspan="3">1) 蓄圧タンク</td> </tr> <tr> <td> i 開操作開始</td> <td>事象発生から60分、100分、 140分後</td> <td>運転員等操作余裕の考え方</td> </tr> <tr> <td> ii 個数</td> <td>3基</td> <td>設計値に余裕をみた基数</td> </tr> <tr> <td> iii 保持圧力</td> <td>1.0MPa[gage]</td> <td>最低保持圧力</td> </tr> <tr> <td> iv 保有水量</td> <td>26.9m³（1基当たり）</td> <td>最低保有水量</td> </tr> <tr> <td colspan="3">2) 恒設代替低圧注水ポンプ</td> </tr> <tr> <td> i 注入開始</td> <td>3基目の蓄圧タンク注入開始 から1分後</td> <td>運転員等操作余裕の考え方</td> </tr> <tr> <td> ii 注入流量</td> <td>28m³/h</td> <td>蒸散量に余裕をみた流量</td> </tr> </tbody> </table>	名 称	数 値	解析上の取り扱い	(1) 初期条件			1) 1次系圧力	大気圧	ミッドループ運転時の現実的な設定	2) 1次系冷却材高温側温度	93℃	ミッドループ運転時の運転モード（モード5）の上限値	3) 1次系水位	原子炉容器出入口 ノズルセンターレベル +200mm	ミッドループ運転時の水位	4) 原子炉停止後の時間	72時間	最短時間に余裕をみた時間	5) 1次系開口部	加圧器安全弁配管（3個分）	ミッドループ運転時の現実的な設定	(2) 事象収束に重要な機器・操作関連			1) 蓄圧タンク			i 開操作開始	事象発生から60分、100分、 140分後	運転員等操作余裕の考え方	ii 個数	3基	設計値に余裕をみた基数	iii 保持圧力	1.0MPa[gage]	最低保持圧力	iv 保有水量	26.9m ³ （1基当たり）	最低保有水量	2) 恒設代替低圧注水ポンプ			i 注入開始	3基目の蓄圧タンク注入開始 から1分後	運転員等操作余裕の考え方	ii 注入流量	28m ³ /h	蒸散量に余裕をみた流量	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 30%;">名 称</th> <th style="width: 20%;">数 値</th> <th style="width: 50%;">解析上の取り扱い</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">(1) 初期条件</td> </tr> <tr> <td>1) 1次冷却材圧力</td> <td>大気圧</td> <td>ミッドループ運転時の現実的な設定</td> </tr> <tr> <td>2) 1次冷却材高温側温度</td> <td>93℃</td> <td>ミッドループ運転時の運転モード（モード5）の上限値</td> </tr> <tr> <td>3) 1次冷却材水位</td> <td>原子炉容器出入口 配管中心高さ+100mm</td> <td>ミッドループ運転時の水位</td> </tr> <tr> <td>4) 原子炉停止後の時間</td> <td>72時間</td> <td>最短時間に余裕をみた時間</td> </tr> <tr> <td>5) 1次冷却系開口部</td> <td>加圧器安全弁配管（3個） +加圧器のベント弁（1個）</td> <td>ミッドループ運転時の現実的な設定</td> </tr> <tr> <td colspan="3">(2) 事象収束に重要な機器・操作関連</td> </tr> <tr> <td colspan="3">1) 代替格納容器スプレイポンプ</td> </tr> <tr> <td> i 注水開始</td> <td>事象発生後の60分後</td> <td>運転員等操作余裕の考え方</td> </tr> <tr> <td> ii 注水流量</td> <td>29m³/h</td> <td>蒸散量を上回る流量</td> </tr> </tbody> </table>	名 称	数 値	解析上の取り扱い	(1) 初期条件			1) 1次冷却材圧力	大気圧	ミッドループ運転時の現実的な設定	2) 1次冷却材高温側温度	93℃	ミッドループ運転時の運転モード（モード5）の上限値	3) 1次冷却材水位	原子炉容器出入口 配管中心高さ+100mm	ミッドループ運転時の水位	4) 原子炉停止後の時間	72時間	最短時間に余裕をみた時間	5) 1次冷却系開口部	加圧器安全弁配管（3個） +加圧器のベント弁（1個）	ミッドループ運転時の現実的な設定	(2) 事象収束に重要な機器・操作関連			1) 代替格納容器スプレイポンプ			i 注水開始	事象発生後の60分後	運転員等操作余裕の考え方	ii 注水流量	29m ³ /h	蒸散量を上回る流量	<p style="color: green;">記載表現の相違 ・泊は本文第7.4.2.2表の主要解析条件の表に記載を合わせた</p> <p style="color: red;">解析条件の相違 ・大飯は蓄圧タンクに期待しているのに対して、泊は期待していない（玄海と同様）</p>
名 称	数 値	解析上の取り扱い																																																																																	
(1) 初期条件																																																																																			
1) 1次系圧力	大気圧	ミッドループ運転時の現実的な設定																																																																																	
2) 1次系冷却材高温側温度	93℃	ミッドループ運転時の運転モード（モード5）の上限値																																																																																	
3) 1次系水位	原子炉容器出入口 ノズルセンターレベル +200mm	ミッドループ運転時の水位																																																																																	
4) 原子炉停止後の時間	72時間	最短時間に余裕をみた時間																																																																																	
5) 1次系開口部	加圧器安全弁配管（3個分）	ミッドループ運転時の現実的な設定																																																																																	
(2) 事象収束に重要な機器・操作関連																																																																																			
1) 蓄圧タンク																																																																																			
i 開操作開始	事象発生から60分、100分、 140分後	運転員等操作余裕の考え方																																																																																	
ii 個数	3基	設計値に余裕をみた基数																																																																																	
iii 保持圧力	1.0MPa[gage]	最低保持圧力																																																																																	
iv 保有水量	26.9m ³ （1基当たり）	最低保有水量																																																																																	
2) 恒設代替低圧注水ポンプ																																																																																			
i 注入開始	3基目の蓄圧タンク注入開始 から1分後	運転員等操作余裕の考え方																																																																																	
ii 注入流量	28m ³ /h	蒸散量に余裕をみた流量																																																																																	
名 称	数 値	解析上の取り扱い																																																																																	
(1) 初期条件																																																																																			
1) 1次冷却材圧力	大気圧	ミッドループ運転時の現実的な設定																																																																																	
2) 1次冷却材高温側温度	93℃	ミッドループ運転時の運転モード（モード5）の上限値																																																																																	
3) 1次冷却材水位	原子炉容器出入口 配管中心高さ+100mm	ミッドループ運転時の水位																																																																																	
4) 原子炉停止後の時間	72時間	最短時間に余裕をみた時間																																																																																	
5) 1次冷却系開口部	加圧器安全弁配管（3個） +加圧器のベント弁（1個）	ミッドループ運転時の現実的な設定																																																																																	
(2) 事象収束に重要な機器・操作関連																																																																																			
1) 代替格納容器スプレイポンプ																																																																																			
i 注水開始	事象発生後の60分後	運転員等操作余裕の考え方																																																																																	
ii 注水流量	29m ³ /h	蒸散量を上回る流量																																																																																	

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

7.4.2 全交流動力電源喪失（停止中）（添付資料 7.4.2.4 重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">添付資料 5. 2. 3</p> <p style="text-align: center;">重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図を以下に示す。</p> <p style="text-align: right;">設計基準事故対処設備から追加した箇所</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.4.2.4</p> <p style="text-align: center;">重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図を以下に示す。</p> <p style="text-align: right;">設計基準事故対処設備から追加した箇所</p>	
<p>図1 「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（短期対策）</p> <p style="text-align: right;">設計基準事故対処設備から追加した箇所</p> <p>図2 「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（長期対策）</p> <p style="text-align: right;">設計基準事故対処設備から追加した箇所</p>	<p>図1 「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（炉心注水）</p> <p>図2 「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（高圧代替再循環及び格納容器内自然対流冷却）</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

大阪発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">添付資料 5.2.4</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>全交流動力電源喪失（燃料取出前のミッドループ運転中に全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失）時における安定状態については以下のとおり。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px;"> <p>原子炉安定状態：1次冷却系保有水が維持されており、1次冷却材温度が安定した状態</p> <p>原子炉安定状態の確立について</p> <p>1次冷却系保有水量及び1次冷却材温度は第5.2.9図及び第5.2.11図の解析結果より、事象発生の約220分後には安定している。また、第5.2.12図の解析結果より、燃料被覆管温度も事象発生の約220分後には安定していることから、事象発生の約220分後を原子炉の安定状態とした。</p> <p>高压代替再循環運転及び格納容器内自然対流冷却による長期安定状態の維持について</p> <p>燃料取替用水ビット水位及び格納容器再循環サンプ水位が再循環切替値に到達後、高压注入ポンプによる高压代替再循環運転に切り替え、炉心注水を継続すること及び格納容器内自然対流冷却による除熱を継続することで燃料の健全性を維持できる。</p> </div>	<p style="text-align: center;">添付資料 5.2.1</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>運転停止中の全交流動力電源喪失の安定状態については、以下のとおり。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px;"> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】</p> <p>原子炉安定停止状態の確立について</p> <p>崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し、沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始した後、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水により原子炉水位は回復し、炉心の冷却が維持される。</p> <p>その後、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）により原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行することができ、原子炉安定停止状態が確立される。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】</p> <p>上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。</p> <p>また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。</p> </div>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.4.2.5</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>全交流動力電源喪失（燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故）時における安定状態については以下のとおり。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px;"> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】</p> <p>原子炉安定停止状態の確立について</p> <p>1次冷却系保有水量は第7.4.2.9図の解析結果より、事象発生の約100分後に安定している。1次冷却材温度は第7.4.2.11図の解析結果より、事象発生の約120分後に安定状態に至る。また、第7.4.2.12図の解析結果より、燃料被覆管温度も若干変動するものの初期温度から有意な上昇はなく安定していることから、事象発生約120分後を原子炉安定状態とした。</p> <p>その後、燃料取替用水ビット水位及び格納容器再循環サンプ水位が再循環切替値に到達後、高压注入ポンプによる高压再循環運転に切り替え炉心注水を開始することで、原子炉安定停止状態が確立される。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】</p> <p>上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。</p> <p>また、高压再循環運転及び格納容器内自然対流冷却による除熱を継続することで、安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。</p> </div>	

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

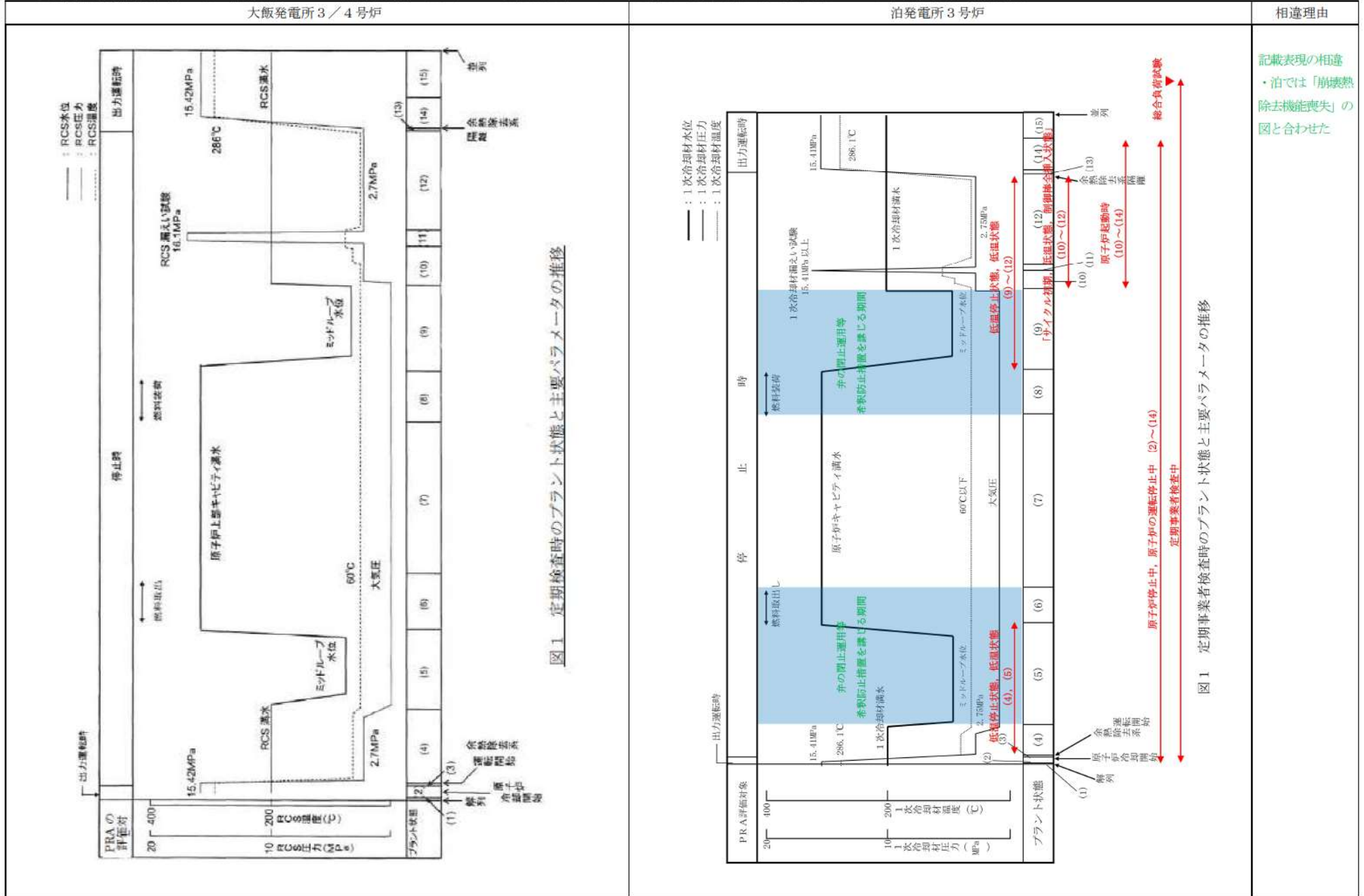
7.4.2 全交流動力電源喪失（停止中）（添付資料 7.4.2.6 燃料取出前のミッドループ運転中以外のプラント状態での評価項目に対する影響について（全交流動力電源喪失））

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 5.2.5</p> <p style="text-align: center;">燃料取出前のミッドループ運転中以外のプラント状態での評価項目に対する影響について （「全交流動力電源喪失」）</p> <p>重要事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、炉心崩壊熱及び1次冷却系保有水量の観点から、「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」を重要事故シーケンスとして有効性評価を実施し、評価項目を満足することを確認している。</p> <p>原子炉の運転停止中は主発電機の解列から並列までの期間であり、この期間中はプラントの状態が様々に変化する。このためプラントの運転状態、1次冷却系の開放状態、1次冷却系保有水量、崩壊熱及び保守点検状況などに応じた緩和設備の状態等に応じて、図1に示すとおり、プラントの状態を適切に区分した上で、燃料取出前のミッドループ運転中以外の期間について、評価項目に対する影響を確認した。</p> <p>表1に示すとおり、余熱除去系による冷却を行っているプラント状態においては、炉心崩壊熱及び1次冷却系保有水量の観点から、燃料取出前のミッドループ運転時の状態が評価項目である燃料有効長頂部の冠水、放射線遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して最も厳しい想定であり、運転停止中の他のプラント状態においても全ての評価項目を満足できる。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.4.2.6</p> <p style="text-align: center;">燃料取出前のミッドループ運転中以外のプラント状態での評価項目に対する影響について （全交流動力電源喪失）</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、炉心崩壊熱及び1次冷却系保有水量の観点から、「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」を重要事故シーケンスとして有効性評価を実施し、評価項目を満足することを確認している。</p> <p>原子炉の運転停止中は主発電機の解列から並列までの期間であり、この期間中はプラントの状態が様々に変化する。このためプラントの運転状態、1次冷却系の開放状態、1次冷却系保有水量、崩壊熱及び保守点検状況などに応じた緩和設備の状態等に応じて、図1に示すとおり、プラントの状態を適切に区分した上で、燃料取出前のミッドループ運転中以外の期間について、評価項目に対する影響を確認した。</p> <p>表1に示すとおり、余熱除去系による冷却を行っているプラント状態においては、炉心崩壊熱及び1次冷却系保有水量の観点から、燃料取出前のミッドループ運転時の状態が評価項目である燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して最も厳しい想定であり、運転停止中の他のプラント状態においても全ての評価項目を満足できる。</p>	

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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



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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

大飯発電所3 / 4号炉				泊発電所3号炉				相違理由
<p>プラント状態</p> <p>燃料有効長頂部冠水</p> <p>運転停止中の評価項目</p> <p>放射線の遮蔽が維持できる 水位の確保</p> <p>未境界の確保</p>	1 部分出力運転状態	<ul style="list-style-type: none"> 出力運転時と同じ種別手段がある。(全交流動力電源喪失に対する種別手段は、ECCS自動起動信号ブロックの影響はない) 	<ul style="list-style-type: none"> 部分出力運転時の炉心は過熱状態であるが、この状態で1次冷却水の熱除去機能が喪失し1次冷却水の温度が上昇した場合でも、減速材温度低下効果があるため炉心の反応度増進効果により出力は低下する方向となる。この状態から制御棒挿入により炉心を高温状態で未境界とする事ができる。 1次冷却材へのほう形水注入により、キセノン濃度変化に対して高温状態でのほう形水注入を維持することができる。 高温停止状態の炉心は保安規定により停止弁が確保されており、キセノン濃度変化により停止弁が確保されている。また、1次冷却材へのほう形水注入により、キセノン濃度変化に対して、高温状態で十分減速材を維持できる。 一方、1次冷却材は過圧されていることから1次冷却材の密度変化はわずかながら1次冷却材の密度はミッドループ運転状態よりも低いことから1次冷却材密度低下に伴う正の反応度増進効果はプラント状態5での評価条件を考慮してもわずかながら影響は小さい。 	<ul style="list-style-type: none"> 部分出力運転状態の炉心は過熱状態であるが、この状態で1次冷却系の熱除去機能が喪失し1次冷却材の温度が上昇した場合でも、減速材温度低下効果があるため、負の反応度増進効果により炉心を高温状態とする事ができる。また、1次冷却材へのほう形水注入により、キセノン濃度変化に対して、高温状態で十分減速材を維持できる。 高温停止状態の炉心は保安規定により停止弁が確保されており、キセノン濃度変化により停止弁が確保されている。また、1次冷却材へのほう形水注入により、キセノン濃度変化に対して、高温状態で十分減速材を維持できる。 一方、1次冷却材は過圧されていることから1次冷却材の密度変化はわずかながら1次冷却材の密度はミッドループ運転状態よりも低いことから1次冷却材密度低下に伴う正の反応度増進効果はプラント状態5での評価条件を考慮してもわずかながら影響は小さい。 	<ul style="list-style-type: none"> ・有効性評価にて評価項目を満足する ・原子炉容器ふたの取り外し時は崩壊熱が十分に低下しており、かつ、炉心上部の広範な区画に水の確保がされており、1次冷却材保有水量の低下が問題となることはない。 	<ul style="list-style-type: none"> ・有効性評価にて評価項目を満足する ・原子炉容器ふたの取り外し時は崩壊熱が十分に低下しており、かつ、炉心上部の広範な区画に水の確保がされており、1次冷却材保有水量の低下が問題となることはない。 	<p>運転停止中の評価項目</p> <p>放射線の遮蔽が維持できる 水位の確保</p> <p>未境界の確保</p>	<p>相違理由</p>
	2 高温停止状態（非常用炉心冷却設備作動信号ブロックまで）	<ul style="list-style-type: none"> 出力運転時と比較して1次冷却材保有水量は同等であるが、崩壊熱は小さい。そのため、出力運転時の有効性評価にて、燃料有効長頂部は冠水状態を維持できることを確認している。 	<ul style="list-style-type: none"> ・プラント状態5より崩壊熱が大きい1次冷却材保有水量が多く、かつ、1次冷却材の開口部がないため、プラント状態5よりも炉心温度に対して余裕がある。したがって、プラント状態5に包摂される。 	<ul style="list-style-type: none"> ・プラント状態5より崩壊熱が小さい1次冷却材保有水量が多いため、1次冷却材の開口部がないため、プラント状態5に包摂される。 	<ul style="list-style-type: none"> ・有効性評価にて評価項目を満足すること 	<ul style="list-style-type: none"> ・有効性評価にて評価項目を満足すること 		
	3 高温停止状態（非常用炉心冷却設備作動信号ブロック以降）から余熱除去運転開始まで	<ul style="list-style-type: none"> 出力運転時と比較して1次冷却材保有水量は同等であるが、崩壊熱は小さい。そのため、出力運転時の有効性評価にて、燃料有効長頂部は冠水状態を維持できることを確認している。 	<ul style="list-style-type: none"> ・プラント状態5より崩壊熱が大きい1次冷却材保有水量が多く、かつ、1次冷却材の開口部がないため、プラント状態5よりも炉心温度に対して余裕がある。したがって、プラント状態5に包摂される。 	<ul style="list-style-type: none"> ・プラント状態5より崩壊熱が小さい1次冷却材保有水量が多いため、1次冷却材の開口部がないため、プラント状態5に包摂される。 	<ul style="list-style-type: none"> ・有効性評価にて評価項目を満足すること 	<ul style="list-style-type: none"> ・有効性評価にて評価項目を満足すること 		
	4 余熱除去による冷却状態①（1次冷却材は満水状態）	<ul style="list-style-type: none"> 出力運転時と比較して1次冷却材保有水量は同等であるが、崩壊熱は小さい。そのため、出力運転時の有効性評価にて、燃料有効長頂部は冠水状態を維持できることを確認している。 	<ul style="list-style-type: none"> ・プラント状態5より崩壊熱が大きい1次冷却材保有水量が多く、かつ、1次冷却材の開口部がないため、プラント状態5よりも炉心温度に対して余裕がある。したがって、プラント状態5に包摂される。 	<ul style="list-style-type: none"> ・プラント状態5より崩壊熱が小さい1次冷却材保有水量が多いため、1次冷却材の開口部がないため、プラント状態5に包摂される。 	<ul style="list-style-type: none"> ・有効性評価にて評価項目を満足すること 	<ul style="list-style-type: none"> ・有効性評価にて評価項目を満足すること 		
	5 余熱除去による冷却状態②（ミッドループ運転状態）	<ul style="list-style-type: none"> 出力運転時と比較して1次冷却材保有水量は同等であるが、崩壊熱は小さい。そのため、出力運転時の有効性評価にて、燃料有効長頂部は冠水状態を維持できることを確認している。 	<ul style="list-style-type: none"> ・プラント状態5より崩壊熱が大きい1次冷却材保有水量が多く、かつ、1次冷却材の開口部がないため、プラント状態5よりも炉心温度に対して余裕がある。したがって、プラント状態5に包摂される。 	<ul style="list-style-type: none"> ・プラント状態5より崩壊熱が小さい1次冷却材保有水量が多いため、1次冷却材の開口部がないため、プラント状態5に包摂される。 	<ul style="list-style-type: none"> ・有効性評価にて評価項目を満足すること 	<ul style="list-style-type: none"> ・有効性評価にて評価項目を満足すること 		
	6 原子炉キャビティ満水状態①（燃料取出）	<ul style="list-style-type: none"> 出力運転時と比較して1次冷却材保有水量は同等であるが、崩壊熱は小さい。そのため、出力運転時の有効性評価にて、燃料有効長頂部は冠水状態を維持できることを確認している。 	<ul style="list-style-type: none"> ・プラント状態5より崩壊熱が大きい1次冷却材保有水量が多く、かつ、1次冷却材の開口部がないため、プラント状態5よりも炉心温度に対して余裕がある。したがって、プラント状態5に包摂される。 	<ul style="list-style-type: none"> ・プラント状態5より崩壊熱が小さい1次冷却材保有水量が多いため、1次冷却材の開口部がないため、プラント状態5に包摂される。 	<ul style="list-style-type: none"> ・プラント状態5より崩壊熱が小さい1次冷却材保有水量が多いため、1次冷却材の開口部がないため、プラント状態5に包摂される。 	<ul style="list-style-type: none"> ・有効性評価にて評価項目を満足すること 		

※○：原子炉容器ふたを配置している状態 -：原子炉容器ふたを取り外している状態

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

大飯発電所3 / 4号炉				泊発電所3号炉				相違理由
プラント状態	燃料有効長頂部基本	燃料線の歪みが維持できる水位の確保*	燃料有効長頂部基本	燃料線の歪みが維持できる水位の確保*	燃料有効長頂部基本	燃料線の歪みが維持できる水位の確保*		
7 燃料取出状態								
8 原子炉上部キャビティ満水状態②（燃料装荷）	・プラント状態5より積熱熱が小さく、1次系保有水量も多いため、1次系保有水量の低下が速いことからプラント状態5に包絡される。	○	・プラント状態5より積熱熱が小さく、1次系保有水量も多いため、1次系保有水量の低下が速いことからプラント状態5に包絡される。	○	・プラント状態5より積熱熱が小さく、1次系保有水量も多いため、1次系保有水量の低下が速いことからプラント状態5に包絡される。	○		
9 余熱除去系による冷却状態③（ミッドループ運転状態）	・1次系保有水量はプラント状態5と同等であるが、プラント状態5より積熱熱が小さいため、プラント状態5に包絡される。	○	・原子炉容器ふたの取り付け時は積熱熱がプラント状態5より小さいため、かつ、炉心上部の広範囲に水の確保が速いことから放射線量への影響が問題となることはない。	○	・原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、かつ、プラント状態5より1次系保有水量が多いため、プラント状態5に包絡される。	○		
10 余熱除去系による冷却状態④（1次系は満水状態）	○	○	・プラント状態5より積熱熱が小さく、1次系保有水量も多いため、1次系保有水量の低下が速いことからプラント状態5に包絡される。	○	・プラント状態5より積熱熱が小さく、1次系保有水量も多いため、1次系保有水量の低下が速いことからプラント状態5に包絡される。	○		
11 1次冷却系循環し運転	○	○	・プラント状態5より積熱熱が小さく、1次系保有水量も多いため、1次系保有水量の低下が速いことからプラント状態5に包絡される。	○	・プラント状態5より積熱熱が小さく、1次系保有水量も多いため、1次系保有水量の低下が速いことからプラント状態5に包絡される。	○		
12 余熱除去系による冷却状態④（1次系は満水状態）	○	○	・プラント状態5より積熱熱が小さく、1次系保有水量も多いため、1次系保有水量の低下が速いことからプラント状態5に包絡される。	○	・プラント状態5より積熱熱が小さく、1次系保有水量も多いため、1次系保有水量の低下が速いことからプラント状態5に包絡される。	○		
13 余熱除去系隔離から高温停止状態（非常用炉心冷却設備作動信号ブロック解除まで）	○	○	・燃料取扱停止時のほう蒸濃度が満たされており、未境界状態である。一方、1次系は過圧されていることから、1次冷却材の密度変化はわずかであること及びほう蒸濃度はミッドループ運転状態よりも低いことから、1次冷却材密度低下に伴う正の反応度増進効果はプラント状態5での評価条件を考慮してもわずかであり影響は小さい。	○	・燃料取扱停止時のほう蒸濃度が満たされており、未境界状態である。一方、1次系は過圧されていることから、1次冷却材の密度変化はわずかであること及びほう蒸濃度はミッドループ運転状態よりも低いことから、1次冷却材密度低下に伴う正の反応度増進効果はプラント状態5での評価条件を考慮してもわずかであり影響は小さい。	○		
14 高温停止状態（非常用炉心冷却設備作動信号ブロック解除から）	○	○	・プラント状態1~3と同じ	○	・プラント状態1~3と同じ	○		
15 部分出力運転状態	○	○	・プラント状態1~3と同じ	○	・プラント状態1~3と同じ	○		

※○：原子炉容器ふたを配置している状態 ○：原子炉容器ふたを取り外している状態

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

大阪発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 5.2.6</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について （全交流動力電源喪失）</p> <p>「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」の解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価を表1から表3に示す。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.2.2</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価について （運転停止中 全交流動力電源喪失）</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.4.2.7</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について （全交流動力電源喪失）</p> <p>重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」の解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価を表1から表3に示す。</p>	

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

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

表2 解析条件を最悪条件とした場合の運転員等稼働時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (1/2)
大飯発電所3/4号炉
項目: 解析条件 (初期条件) の不確かさ
解析条件: 72時間、1次冷却材流量低下 (20%減少)、1次冷却材流量低下 (50%減少)
項目: 運転員等稼働時間(与える影響)
項目: 評価項目となるパラメータに与える影響

表1 評価条件を最悪条件とした場合の運転員稼働時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (運転停止中 全交流動力電源喪失) (1/3)
女川原子力発電所2号炉
項目: 評価項目となるパラメータに与える影響
項目: 運転員等稼働時間(与える影響)
項目: 評価項目となるパラメータに与える影響

表2 解析条件を最悪条件とした場合の運転員等稼働時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (1/2)
泊発電所3号炉
項目: 解析条件 (初期条件) の不確かさ
解析条件: 72時間、1次冷却材流量低下 (20%減少)、1次冷却材流量低下 (50%減少)
項目: 運転員等稼働時間(与える影響)
項目: 評価項目となるパラメータに与える影響

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

表2 解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（2/2）		大飯発電所3/4号炉	
項目	解析条件（事故条件、機器条件）の不確かさ	条件設定の考え方	
		解析条件	運転員等操作時間に与える影響
事故条件	起回事象	外部電源喪失	評価項目となるパラメータに与える影響
	安全機能の喪失に対する仮定	外部電源喪失 非常用内交流電源喪失 原子炉増熱炉内機器故障	解析条件と機器条件が同様であることから、事故条件に相違はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	外部電源	外部電源なし	解析条件と機器条件が同様であることから、事故条件に相違はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	蓄圧タンク保水圧力	1.0MPa(gage) (最低保水圧力)	解析条件と機器条件が同様であることから、事故条件に相違はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
運転員等	蓄圧タンク保水水量	約27.0m ³ (1基あたり) (過渡電圧維持時間)	解析条件と機器条件が同様であることから、事故条件に相違はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納炉保水圧力	26.0m ³ (1基あたり) (最低保水水量)	解析条件と機器条件が同様であることから、事故条件に相違はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表1 評価条件を最悪条件とした場合の運転員操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 全交流動力電源喪失）（2/3）		女川原子力発電所2号炉	
項目	評価条件（事故条件、機器条件）の不確かさ	条件設定の考え方	
		解析条件	運転員等操作時間に与える影響
事故条件	起回事象	外部電源喪失	評価項目となるパラメータに与える影響
	安全機能の喪失に対する仮定	外部電源喪失 非常用内交流電源喪失 原子炉増熱炉内機器故障	解析条件と機器条件が同様であることから、事故条件に相違はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	外部電源	外部電源なし	解析条件と機器条件が同様であることから、事故条件に相違はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	蓄圧タンク保水圧力	1.0MPa(gage) (最低保水圧力)	解析条件と機器条件が同様であることから、事故条件に相違はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
運転員等	蓄圧タンク保水水量	約27.0m ³ (1基あたり) (過渡電圧維持時間)	解析条件と機器条件が同様であることから、事故条件に相違はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納炉保水圧力	26.0m ³ (1基あたり) (最低保水水量)	解析条件と機器条件が同様であることから、事故条件に相違はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表2 解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（2/2）		泊発電所3号炉	
項目	解析条件（事故条件、機器条件）の不確かさ	条件設定の考え方	
		解析条件	運転員等操作時間に与える影響
事故条件	起回事象	外部電源喪失	評価項目となるパラメータに与える影響
	安全機能の喪失に対する仮定	外部電源喪失 非常用内交流電源喪失 原子炉増熱炉内機器故障	解析条件と機器条件が同様であることから、事故条件に相違はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	外部電源	外部電源なし	解析条件と機器条件が同様であることから、事故条件に相違はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	蓄圧タンク保水圧力	1.0MPa(gage) (最低保水圧力)	解析条件と機器条件が同様であることから、事故条件に相違はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
運転員等	蓄圧タンク保水水量	約27.0m ³ (1基あたり) (過渡電圧維持時間)	解析条件と機器条件が同様であることから、事故条件に相違はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納炉保水圧力	26.0m ³ (1基あたり) (最低保水水量)	解析条件と機器条件が同様であることから、事故条件に相違はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

泊発電所 3号炉 有効性評価 比較表

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

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

大飯発電所 3 / 4号炉		女川原子力発電所 2号炉		泊発電所 3号炉		相違理由
表1 評価条件を最悪条件とした場合の運転員操作及び評価項目となるパラメータによる影響 (運転停止中 全交流動力電源喪失) (3/3)						
項目	評価条件 (評価、事業及び評価条件)		評価項目となるパラメータによる影響 (運転停止中 全交流動力電源喪失) (3/3)		評価項目となるパラメータによる影響	相違理由
	評価条件	事業及び評価条件	評価項目となるパラメータ	運転員操作/評価項目による影響		
株式会社	経路喪失	外船電源喪失	運転員が原子炉出力を調節し、電源喪失状態を維持し、電源喪失状態を継続して運転	運転員が原子炉出力を調節し、電源喪失状態を維持し、電源喪失状態を継続して運転	評価項目となるパラメータによる影響	運転員が原子炉出力を調節し、電源喪失状態を維持し、電源喪失状態を継続して運転
	安全機器の動作に欠点がある	原子炉出力が運転員による監視で、異常を察知し、異常発生	全ての異常状態を監視し、異常発生時は、運転員が原子炉出力を調節し、電源喪失状態を継続して運転	全ての異常状態を監視し、異常発生時は、運転員が原子炉出力を調節し、電源喪失状態を継続して運転	運転員が原子炉出力を調節し、電源喪失状態を維持し、電源喪失状態を継続して運転	運転員が原子炉出力を調節し、電源喪失状態を維持し、電源喪失状態を継続して運転
株式会社	外部電源	外部電源なし	運転員による監視で、異常発生時は、運転員が原子炉出力を調節し、電源喪失状態を継続して運転	運転員による監視で、異常発生時は、運転員が原子炉出力を調節し、電源喪失状態を継続して運転	運転員が原子炉出力を調節し、電源喪失状態を維持し、電源喪失状態を継続して運転	運転員が原子炉出力を調節し、電源喪失状態を維持し、電源喪失状態を継続して運転
株式会社	低圧(発電機)冷却水ポンプ	100%/分以下で動作	運転員が原子炉出力を調節し、電源喪失状態を維持し、電源喪失状態を継続して運転	運転員が原子炉出力を調節し、電源喪失状態を維持し、電源喪失状態を継続して運転	運転員が原子炉出力を調節し、電源喪失状態を維持し、電源喪失状態を継続して運転	運転員が原子炉出力を調節し、電源喪失状態を維持し、電源喪失状態を継続して運転
	原子炉冷却水ポンプ	100%/分以下で動作	運転員が原子炉出力を調節し、電源喪失状態を維持し、電源喪失状態を継続して運転	運転員が原子炉出力を調節し、電源喪失状態を維持し、電源喪失状態を継続して運転	運転員が原子炉出力を調節し、電源喪失状態を維持し、電源喪失状態を継続して運転	運転員が原子炉出力を調節し、電源喪失状態を維持し、電源喪失状態を継続して運転
	原子炉冷却水ポンプ	100%/分以下で動作	運転員が原子炉出力を調節し、電源喪失状態を維持し、電源喪失状態を継続して運転	運転員が原子炉出力を調節し、電源喪失状態を維持し、電源喪失状態を継続して運転	運転員が原子炉出力を調節し、電源喪失状態を維持し、電源喪失状態を継続して運転	運転員が原子炉出力を調節し、電源喪失状態を維持し、電源喪失状態を継続して運転

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

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
項目	評価項目 (備考(注)) の 評価上の適用範囲 および評価 条件	運転項目となるパラメータ と相違する項目	運転項目となるパラメータ と相違する項目	運転項目となるパラメータ と相違する項目	運転項目となるパラメータ と相違する項目	
	評価項目 (備考(注)) の 評価上の適用範囲 および評価 条件	運転項目となるパラメータ と相違する項目	運転項目となるパラメータ と相違する項目	運転項目となるパラメータ と相違する項目	運転項目となるパラメータ と相違する項目	
全機群 (非 運転) の 評価項目 及び運転 項目	全機群 (非 運転) の 評価項目 及び運転 項目	全機群 (非 運転) の 評価項目 及び運転 項目	全機群 (非 運転) の 評価項目 及び運転 項目	全機群 (非 運転) の 評価項目 及び運転 項目	全機群 (非 運転) の 評価項目 及び運転 項目	
評価項目 (備考(注)) の 評価上の適用範囲 および評価 条件	評価項目 (備考(注)) の 評価上の適用範囲 および評価 条件	評価項目 (備考(注)) の 評価上の適用範囲 および評価 条件	評価項目 (備考(注)) の 評価上の適用範囲 および評価 条件	評価項目 (備考(注)) の 評価上の適用範囲 および評価 条件	評価項目 (備考(注)) の 評価上の適用範囲 および評価 条件	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

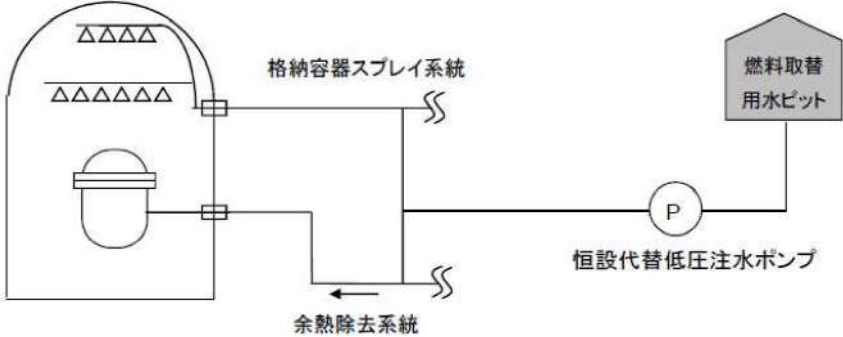
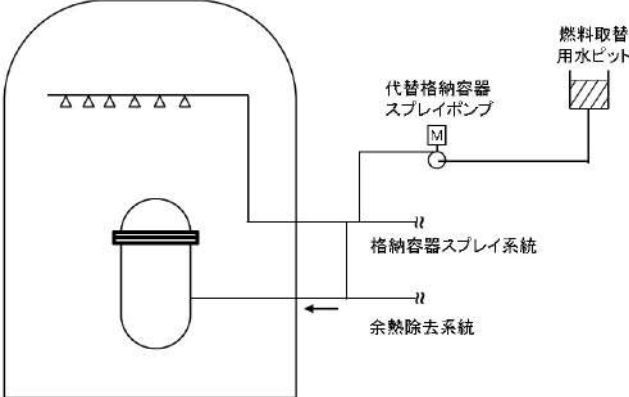
7.4.2 全交流動力電源喪失（停止中）（添付資料 7.4.2.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失））

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

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
項目	評価項目	評価項目となるパラメータ	評価項目となるパラメータ	評価項目となるパラメータ	評価項目となるパラメータ	評価項目となるパラメータ	相違理由
	評価項目となるパラメータ	評価項目となるパラメータ	評価項目となるパラメータ	評価項目となるパラメータ	評価項目となるパラメータ	評価項目となるパラメータ	
項目	評価項目となるパラメータ	評価項目となるパラメータ	評価項目となるパラメータ	評価項目となるパラメータ	評価項目となるパラメータ	評価項目となるパラメータ	相違理由
項目	評価項目となるパラメータ	評価項目となるパラメータ	評価項目となるパラメータ	評価項目となるパラメータ	評価項目となるパラメータ	評価項目となるパラメータ	相違理由

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

7.4.2 全交流動力電源喪失（停止中）（添付資料 7.4.2.8 水源、燃料、電源負荷評価結果について（全交流動力電源喪失））

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 5.2.7</p> <p style="text-align: center;">燃料、水源、電源負荷評価結果について（停止時全交流動力電源喪失）</p> <p>1. 水源に関する評価（炉心注水） 重要事故シーケンス【燃料取出前のミッドループ運転中における全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失】</p> <p>○水源 燃料取替用水ピット：1,860m³（有効水量）</p> <p>○水使用パターン 恒設代替低圧注水ポンプ：28m³/h 事故後約141分（2.3時間）以降運転</p> <p>○時間評価（燃料取替用水ピットが枯渇するまでの時間評価） 1,860 m³ ÷ 28m³/h = 約66.4時間（事故後約68.7時間）</p> <p>○水源評価結果 事故後約68.7時間までに大容量ポンプ、格納容器再循環ユニットによる自然対流冷却+再循環運転に移行することで対応可能。</p>  <p style="text-align: center;">系統概略図</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.4.2.8</p> <p style="text-align: center;">水源、燃料、電源負荷評価結果について（全交流動力電源喪失）</p> <p>1. 水源に関する評価（炉心注水） 重要事故シーケンス【燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故】</p> <p>○水源 ・燃料取替用水ピット：約1,700m³（有効水量）</p> <p>○水使用パターン ・代替格納容器スプレイポンプ：29m³/h 事象発生60分（1時間）以降運転</p> <p>○時間評価（燃料取替用水ピットが枯渇するまでの時間評価） ・1,700m³ ÷ 29m³/h = 約58.6時間（事象発生約59.6時間後）</p> <p>○水源評価結果 事象発生約59.6時間後までに可搬型大型送水ポンプ車、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却+高圧再循環運転に移行することで対応可能。</p>  <p style="text-align: center;">図 系統概略図</p>	<p>記載順の相違</p> <p>記載表現の相違</p> <p>設計の相違</p> <p>評価結果の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.4.2 全交流動力電源喪失（停止中）（添付資料 7.4.2.8 水源、燃料、電源負荷評価結果について（全交流動力電源喪失））

大飯発電所3/4号炉			泊発電所3号炉			相違理由																																															
2. 燃料消費に関する評価 重要事故シーケンス【燃料取出前のミッドループ運転中における全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失】 プラント状況：3、4号炉停止中。 事象：全交流動力電源喪失は全ユニット発災を想定する。			2. 燃料消費に関する評価 重要事故シーケンス【燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故】			設計の相違																																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th>燃料種別</th> <th colspan="2">重油</th> </tr> <tr> <th>号炉</th> <th>3号炉</th> <th>4号炉</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">時系列</td> <td>事象発生直後～7日間（=168h）</td> <td>空冷DG（3号炉用2台）起動 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約 3970/h（定格負荷）×2台×24h×7日間=約 133,392ℓ</td> <td>空冷DG（4号炉用2台）起動 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約 3970/h（定格負荷）×2台×24h×7日間=約 133,392ℓ</td> </tr> <tr> <td>事象発生直後～7日間（=168h）</td> <td>緊急時対策用発電機（3,4号炉用1台）起動 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約 18.10/h×1台×24h×7日間=約 3,041ℓ</td> <td>緊急時対策用発電機（3,4号炉用予備1台）起動 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約 18.10/h×1台×24h×7日間=約 3,041ℓ</td> </tr> <tr> <td>事象発生後 13.6h 後～事象発生後 7日間（=154.4h）</td> <td>大容量ポンプ（3,4号炉用1台）起動 燃費約 3100/h（定格負荷）×（154.4h）=約 47,864ℓ</td> <td>大容量ポンプ（3,4号炉用予備1台）起動 燃費約 3100/h（定格負荷）×（154.4h）=約 47,864ℓ</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td colspan="2">7日間 3号炉で消費する重油量の合計 約 184,297ℓ</td> <td>7日間 4号炉で消費する重油量の合計 約 184,297ℓ</td> </tr> <tr> <td>結果</td> <td colspan="2">3号炉に備蓄している重油量の使用可能量は548kℓ（重油タンク（160kℓ、2基）、燃料油貯蔵タンク（114kℓ、2基）の合計）であることから、7日間は十分に対応可能</td> <td>4号炉に備蓄している重油量の使用可能量は548kℓ（重油タンク（160kℓ、2基）、燃料油貯蔵タンク（114kℓ、2基）の合計）であることから、7日間は十分に対応可能</td> </tr> </tbody> </table>			燃料種別	重油			号炉	3号炉	4号炉	時系列	事象発生直後～7日間（=168h）	空冷DG（3号炉用2台）起動 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約 3970/h（定格負荷）×2台×24h×7日間=約 133,392ℓ	空冷DG（4号炉用2台）起動 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約 3970/h（定格負荷）×2台×24h×7日間=約 133,392ℓ	事象発生直後～7日間（=168h）	緊急時対策用発電機（3,4号炉用1台）起動 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約 18.10/h×1台×24h×7日間=約 3,041ℓ	緊急時対策用発電機（3,4号炉用予備1台）起動 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約 18.10/h×1台×24h×7日間=約 3,041ℓ	事象発生後 13.6h 後～事象発生後 7日間（=154.4h）	大容量ポンプ（3,4号炉用1台）起動 燃費約 3100/h（定格負荷）×（154.4h）=約 47,864ℓ	大容量ポンプ（3,4号炉用予備1台）起動 燃費約 3100/h（定格負荷）×（154.4h）=約 47,864ℓ	合計	7日間 3号炉で消費する重油量の合計 約 184,297ℓ		7日間 4号炉で消費する重油量の合計 約 184,297ℓ	結果	3号炉に備蓄している重油量の使用可能量は548kℓ（重油タンク（160kℓ、2基）、燃料油貯蔵タンク（114kℓ、2基）の合計）であることから、7日間は十分に対応可能		4号炉に備蓄している重油量の使用可能量は548kℓ（重油タンク（160kℓ、2基）、燃料油貯蔵タンク（114kℓ、2基）の合計）であることから、7日間は十分に対応可能	<table border="1"> <thead> <tr> <th>燃料種別</th> <th colspan="2">軽油</th> </tr> <tr> <th>号炉</th> <th>3号炉</th> <th>4号炉</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">時系列</td> <td>事象発生後 6.3h 後～事象発生後 7日間（=161.7h）</td> <td>3号送水車起動 燃費約 210/h×161.7h=約 3,396ℓ</td> <td>4号送水車起動 燃費約 210/h×161.7h=約 3,396ℓ</td> </tr> <tr> <td>事象発生後 6.3h 後～事象発生後 7日間（=161.7h）</td> <td>3号水中ポンプ起動 燃費約 8.50/h×161.7h=約 1,375ℓ</td> <td>4号水中ポンプ起動 燃費約 8.50/h×161.7h=約 1,375ℓ</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td colspan="2">7日間 3,4号炉で消費する軽油量の合計 約 9,542ℓ</td> </tr> <tr> <td>結果</td> <td colspan="2">発電所に備蓄している軽油量の合計は21,000ℓであることから、7日間は十分に対応可能</td> </tr> </tbody> </table>			燃料種別	軽油		号炉	3号炉	4号炉	時系列	事象発生後 6.3h 後～事象発生後 7日間（=161.7h）	3号送水車起動 燃費約 210/h×161.7h=約 3,396ℓ	4号送水車起動 燃費約 210/h×161.7h=約 3,396ℓ	事象発生後 6.3h 後～事象発生後 7日間（=161.7h）	3号水中ポンプ起動 燃費約 8.50/h×161.7h=約 1,375ℓ	4号水中ポンプ起動 燃費約 8.50/h×161.7h=約 1,375ℓ	合計	7日間 3,4号炉で消費する軽油量の合計 約 9,542ℓ		結果	発電所に備蓄している軽油量の合計は21,000ℓであることから、7日間は十分に対応可能					
燃料種別	重油																																																				
号炉	3号炉	4号炉																																																			
時系列	事象発生直後～7日間（=168h）	空冷DG（3号炉用2台）起動 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約 3970/h（定格負荷）×2台×24h×7日間=約 133,392ℓ	空冷DG（4号炉用2台）起動 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約 3970/h（定格負荷）×2台×24h×7日間=約 133,392ℓ																																																		
	事象発生直後～7日間（=168h）	緊急時対策用発電機（3,4号炉用1台）起動 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約 18.10/h×1台×24h×7日間=約 3,041ℓ	緊急時対策用発電機（3,4号炉用予備1台）起動 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約 18.10/h×1台×24h×7日間=約 3,041ℓ																																																		
	事象発生後 13.6h 後～事象発生後 7日間（=154.4h）	大容量ポンプ（3,4号炉用1台）起動 燃費約 3100/h（定格負荷）×（154.4h）=約 47,864ℓ	大容量ポンプ（3,4号炉用予備1台）起動 燃費約 3100/h（定格負荷）×（154.4h）=約 47,864ℓ																																																		
合計	7日間 3号炉で消費する重油量の合計 約 184,297ℓ		7日間 4号炉で消費する重油量の合計 約 184,297ℓ																																																		
結果	3号炉に備蓄している重油量の使用可能量は548kℓ（重油タンク（160kℓ、2基）、燃料油貯蔵タンク（114kℓ、2基）の合計）であることから、7日間は十分に対応可能		4号炉に備蓄している重油量の使用可能量は548kℓ（重油タンク（160kℓ、2基）、燃料油貯蔵タンク（114kℓ、2基）の合計）であることから、7日間は十分に対応可能																																																		
燃料種別	軽油																																																				
号炉	3号炉	4号炉																																																			
時系列	事象発生後 6.3h 後～事象発生後 7日間（=161.7h）	3号送水車起動 燃費約 210/h×161.7h=約 3,396ℓ	4号送水車起動 燃費約 210/h×161.7h=約 3,396ℓ																																																		
	事象発生後 6.3h 後～事象発生後 7日間（=161.7h）	3号水中ポンプ起動 燃費約 8.50/h×161.7h=約 1,375ℓ	4号水中ポンプ起動 燃費約 8.50/h×161.7h=約 1,375ℓ																																																		
	合計	7日間 3,4号炉で消費する軽油量の合計 約 9,542ℓ																																																			
結果	発電所に備蓄している軽油量の合計は21,000ℓであることから、7日間は十分に対応可能																																																				
<table border="1"> <thead> <tr> <th>燃料種別</th> <th colspan="2">重油</th> </tr> <tr> <th>号炉</th> <th>3号炉</th> <th>4号炉</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">時系列</td> <td>事象発生直後～7日間（=168h）</td> <td>空冷DG（3号炉用2台）起動 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約 3970/h（定格負荷）×2台×24h×7日間=約 133,392ℓ</td> <td>空冷DG（4号炉用2台）起動 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約 3970/h（定格負荷）×2台×24h×7日間=約 133,392ℓ</td> </tr> <tr> <td>事象発生直後～7日間（=168h）</td> <td>緊急時対策用発電機（3,4号炉用1台）起動 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約 18.10/h×1台×24h×7日間=約 3,041ℓ</td> <td>緊急時対策用発電機（3,4号炉用予備1台）起動 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約 18.10/h×1台×24h×7日間=約 3,041ℓ</td> </tr> <tr> <td>事象発生後 13.6h 後～事象発生後 7日間（=154.4h）</td> <td>大容量ポンプ（3,4号炉用1台）起動 燃費約 3100/h（定格負荷）×（154.4h）=約 47,864ℓ</td> <td>大容量ポンプ（3,4号炉用予備1台）起動 燃費約 3100/h（定格負荷）×（154.4h）=約 47,864ℓ</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td colspan="2">7日間 3号炉で消費する重油量の合計 約 184,297ℓ</td> <td>7日間 4号炉で消費する重油量の合計 約 184,297ℓ</td> </tr> <tr> <td>結果</td> <td colspan="2">3号炉に備蓄している重油量の使用可能量は548kℓ（重油タンク（160kℓ、2基）、燃料油貯蔵タンク（114kℓ、2基）の合計）であることから、7日間は十分に対応可能</td> <td>4号炉に備蓄している重油量の使用可能量は548kℓ（重油タンク（160kℓ、2基）、燃料油貯蔵タンク（114kℓ、2基）の合計）であることから、7日間は十分に対応可能</td> </tr> </tbody> </table>			燃料種別	重油		号炉	3号炉	4号炉	時系列	事象発生直後～7日間（=168h）	空冷DG（3号炉用2台）起動 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約 3970/h（定格負荷）×2台×24h×7日間=約 133,392ℓ	空冷DG（4号炉用2台）起動 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約 3970/h（定格負荷）×2台×24h×7日間=約 133,392ℓ	事象発生直後～7日間（=168h）	緊急時対策用発電機（3,4号炉用1台）起動 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約 18.10/h×1台×24h×7日間=約 3,041ℓ	緊急時対策用発電機（3,4号炉用予備1台）起動 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約 18.10/h×1台×24h×7日間=約 3,041ℓ	事象発生後 13.6h 後～事象発生後 7日間（=154.4h）	大容量ポンプ（3,4号炉用1台）起動 燃費約 3100/h（定格負荷）×（154.4h）=約 47,864ℓ	大容量ポンプ（3,4号炉用予備1台）起動 燃費約 3100/h（定格負荷）×（154.4h）=約 47,864ℓ	合計	7日間 3号炉で消費する重油量の合計 約 184,297ℓ		7日間 4号炉で消費する重油量の合計 約 184,297ℓ	結果	3号炉に備蓄している重油量の使用可能量は548kℓ（重油タンク（160kℓ、2基）、燃料油貯蔵タンク（114kℓ、2基）の合計）であることから、7日間は十分に対応可能		4号炉に備蓄している重油量の使用可能量は548kℓ（重油タンク（160kℓ、2基）、燃料油貯蔵タンク（114kℓ、2基）の合計）であることから、7日間は十分に対応可能	<table border="1"> <thead> <tr> <th>燃料種別</th> <th colspan="2">軽油</th> </tr> <tr> <th>号炉</th> <th>3号炉</th> <th>4号炉</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">時系列</td> <td>事象発生直後～7日間（=168h）</td> <td>代替非常用発電機起動 2台起動 （代替非常用発電機100%出力時の燃料消費量） 燃費約 411 L/h×2台×24h×7日間=約 138,096L=約 138.1kL</td> <td>代替非常用発電機起動 2台起動 （代替非常用発電機100%出力時の燃料消費量） 燃費約 411 L/h×2台×24h×7日間=約 138,096L=約 138.1kL</td> </tr> <tr> <td>事象発生直後～7日間（=168h）</td> <td>緊急時対策用発電機（指揮所用及び待機所用各1台の計2台）起動 （緊急時対策用発電機100%出力時の燃料消費量） 燃費約（57.1L/h×1台+57.1L/h×1台）×24h×7日間=約 19,185.6L=約 19.2kL</td> <td>緊急時対策用発電機（指揮所用及び待機所用各1台の計2台）起動 （緊急時対策用発電機100%出力時の燃料消費量） 燃費約（57.1L/h×1台+57.1L/h×1台）×24h×7日間=約 19,185.6L=約 19.2kL</td> </tr> <tr> <td>事象発生直後～7日間（=168h）</td> <td><格納容器内自然対流冷却> 可搬型大型送水ポンプ車 1台起動 （可搬型大型送水ポンプ車100%負荷時の燃料消費量） 燃費約 74L/h×1台×24h×7日間=約 12,432L=約 12.5kL</td> <td><格納容器内自然対流冷却> 可搬型大型送水ポンプ車 1台起動 （可搬型大型送水ポンプ車100%負荷時の燃料消費量） 燃費約 74L/h×1台×24h×7日間=約 12,432L=約 12.5kL</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td colspan="2">7日間で消費する軽油量の合計 約 182.3kL</td> <td>7日間で消費する軽油量の合計 約 182.3kL</td> </tr> <tr> <td>結果</td> <td colspan="2">ディーゼル発電機燃料油貯蔵（約 540kL）及び燃料タンク（SA）（約 50kL）の合計約 590kLにて、7日間は十分に対応可能</td> <td>ディーゼル発電機燃料油貯蔵（約 540kL）及び燃料タンク（SA）（約 50kL）の合計約 590kLにて、7日間は十分に対応可能</td> </tr> </tbody> </table>			燃料種別	軽油		号炉	3号炉	4号炉	時系列	事象発生直後～7日間（=168h）	代替非常用発電機起動 2台起動 （代替非常用発電機100%出力時の燃料消費量） 燃費約 411 L/h×2台×24h×7日間=約 138,096L=約 138.1kL	代替非常用発電機起動 2台起動 （代替非常用発電機100%出力時の燃料消費量） 燃費約 411 L/h×2台×24h×7日間=約 138,096L=約 138.1kL	事象発生直後～7日間（=168h）	緊急時対策用発電機（指揮所用及び待機所用各1台の計2台）起動 （緊急時対策用発電機100%出力時の燃料消費量） 燃費約（57.1L/h×1台+57.1L/h×1台）×24h×7日間=約 19,185.6L=約 19.2kL	緊急時対策用発電機（指揮所用及び待機所用各1台の計2台）起動 （緊急時対策用発電機100%出力時の燃料消費量） 燃費約（57.1L/h×1台+57.1L/h×1台）×24h×7日間=約 19,185.6L=約 19.2kL	事象発生直後～7日間（=168h）	<格納容器内自然対流冷却> 可搬型大型送水ポンプ車 1台起動 （可搬型大型送水ポンプ車100%負荷時の燃料消費量） 燃費約 74L/h×1台×24h×7日間=約 12,432L=約 12.5kL	<格納容器内自然対流冷却> 可搬型大型送水ポンプ車 1台起動 （可搬型大型送水ポンプ車100%負荷時の燃料消費量） 燃費約 74L/h×1台×24h×7日間=約 12,432L=約 12.5kL	合計	7日間で消費する軽油量の合計 約 182.3kL		7日間で消費する軽油量の合計 約 182.3kL	結果	ディーゼル発電機燃料油貯蔵（約 540kL）及び燃料タンク（SA）（約 50kL）の合計約 590kLにて、7日間は十分に対応可能		ディーゼル発電機燃料油貯蔵（約 540kL）及び燃料タンク（SA）（約 50kL）の合計約 590kLにて、7日間は十分に対応可能
燃料種別	重油																																																				
号炉	3号炉	4号炉																																																			
時系列	事象発生直後～7日間（=168h）	空冷DG（3号炉用2台）起動 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約 3970/h（定格負荷）×2台×24h×7日間=約 133,392ℓ	空冷DG（4号炉用2台）起動 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約 3970/h（定格負荷）×2台×24h×7日間=約 133,392ℓ																																																		
	事象発生直後～7日間（=168h）	緊急時対策用発電機（3,4号炉用1台）起動 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約 18.10/h×1台×24h×7日間=約 3,041ℓ	緊急時対策用発電機（3,4号炉用予備1台）起動 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約 18.10/h×1台×24h×7日間=約 3,041ℓ																																																		
	事象発生後 13.6h 後～事象発生後 7日間（=154.4h）	大容量ポンプ（3,4号炉用1台）起動 燃費約 3100/h（定格負荷）×（154.4h）=約 47,864ℓ	大容量ポンプ（3,4号炉用予備1台）起動 燃費約 3100/h（定格負荷）×（154.4h）=約 47,864ℓ																																																		
合計	7日間 3号炉で消費する重油量の合計 約 184,297ℓ		7日間 4号炉で消費する重油量の合計 約 184,297ℓ																																																		
結果	3号炉に備蓄している重油量の使用可能量は548kℓ（重油タンク（160kℓ、2基）、燃料油貯蔵タンク（114kℓ、2基）の合計）であることから、7日間は十分に対応可能		4号炉に備蓄している重油量の使用可能量は548kℓ（重油タンク（160kℓ、2基）、燃料油貯蔵タンク（114kℓ、2基）の合計）であることから、7日間は十分に対応可能																																																		
燃料種別	軽油																																																				
号炉	3号炉	4号炉																																																			
時系列	事象発生直後～7日間（=168h）	代替非常用発電機起動 2台起動 （代替非常用発電機100%出力時の燃料消費量） 燃費約 411 L/h×2台×24h×7日間=約 138,096L=約 138.1kL	代替非常用発電機起動 2台起動 （代替非常用発電機100%出力時の燃料消費量） 燃費約 411 L/h×2台×24h×7日間=約 138,096L=約 138.1kL																																																		
	事象発生直後～7日間（=168h）	緊急時対策用発電機（指揮所用及び待機所用各1台の計2台）起動 （緊急時対策用発電機100%出力時の燃料消費量） 燃費約（57.1L/h×1台+57.1L/h×1台）×24h×7日間=約 19,185.6L=約 19.2kL	緊急時対策用発電機（指揮所用及び待機所用各1台の計2台）起動 （緊急時対策用発電機100%出力時の燃料消費量） 燃費約（57.1L/h×1台+57.1L/h×1台）×24h×7日間=約 19,185.6L=約 19.2kL																																																		
	事象発生直後～7日間（=168h）	<格納容器内自然対流冷却> 可搬型大型送水ポンプ車 1台起動 （可搬型大型送水ポンプ車100%負荷時の燃料消費量） 燃費約 74L/h×1台×24h×7日間=約 12,432L=約 12.5kL	<格納容器内自然対流冷却> 可搬型大型送水ポンプ車 1台起動 （可搬型大型送水ポンプ車100%負荷時の燃料消費量） 燃費約 74L/h×1台×24h×7日間=約 12,432L=約 12.5kL																																																		
合計	7日間で消費する軽油量の合計 約 182.3kL		7日間で消費する軽油量の合計 約 182.3kL																																																		
結果	ディーゼル発電機燃料油貯蔵（約 540kL）及び燃料タンク（SA）（約 50kL）の合計約 590kLにて、7日間は十分に対応可能		ディーゼル発電機燃料油貯蔵（約 540kL）及び燃料タンク（SA）（約 50kL）の合計約 590kLにて、7日間は十分に対応可能																																																		

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

7.4.2 全交流動力電源喪失（停止中）（添付資料 7.4.2.8 水源、燃料、電源負荷評価結果について（全交流動力電源喪失））

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																								
<p>3. 電源に関する評価</p> <p>負荷リスト 大飯3（4）号炉空冷式非常用発電装置(1825kVA×2台(給電容量：2920kW))</p> <p><燃料取出前のミッドループ運転中における全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失></p> <div data-bbox="156 383 1030 766"> <p>主要負荷リスト</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>主要機器名称</th> <th>容量(kW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>高圧注入ポンプ</td> <td>1400</td> </tr> <tr> <td>発電機(A,B)</td> <td>77</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内圧監視器</td> <td></td> </tr> <tr> <td>静的補償式水素再結合装置温度監視装置</td> <td></td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器水素再結合装置温度監視装置</td> <td></td> </tr> <tr> <td>可搬型格納容器水素再結合装置</td> <td></td> </tr> <tr> <td>アニュウス水素濃度計</td> <td></td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器水位</td> <td></td> </tr> <tr> <td>原子炉下圧キャッチャー冷却</td> <td></td> </tr> <tr> <td>A, B, C, D 炉監視用電源</td> <td></td> </tr> <tr> <td>可搬型照明 (5A)</td> <td></td> </tr> <tr> <td>衛星電話 (固定)</td> <td></td> </tr> <tr> <td>低圧代替注水ポンプ</td> <td>140</td> </tr> <tr> <td>アニュウス空気浄化ファン</td> <td>19</td> </tr> <tr> <td>中央制御室空調ファン</td> <td>19</td> </tr> <tr> <td>中央制御室監視ファン</td> <td>11</td> </tr> <tr> <td>中央制御室非常用監視ファン</td> <td>11</td> </tr> <tr> <td>合計 (kW)</td> <td>1758</td> </tr> </tbody> </table> </div>	主要機器名称	容量(kW)	高圧注入ポンプ	1400	発電機(A,B)	77	原子炉格納容器内圧監視器		静的補償式水素再結合装置温度監視装置		原子炉格納容器水素再結合装置温度監視装置		可搬型格納容器水素再結合装置		アニュウス水素濃度計		原子炉格納容器水位		原子炉下圧キャッチャー冷却		A, B, C, D 炉監視用電源		可搬型照明 (5A)		衛星電話 (固定)		低圧代替注水ポンプ	140	アニュウス空気浄化ファン	19	中央制御室空調ファン	19	中央制御室監視ファン	11	中央制御室非常用監視ファン	11	合計 (kW)	1758	<p>3. 電源に関する評価</p> <p>代替非常用発電機の負荷</p> <p>重要事故シーケンス【燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故】</p> <div data-bbox="1075 367 1948 766"> <p>表 主要負荷リスト</p> <table border="1"> <tbody> <tr> <td>高圧注入ポンプ</td> <td>1,400kW</td> </tr> <tr> <td>発電機 (A, B)</td> <td>113kW</td> </tr> <tr> <td>静風用電源 (安全室)</td> <td>113kW</td> </tr> <tr> <td>中央制御室 (安全室)</td> <td>22kW (A 中電源に含む)</td> </tr> <tr> <td></td> <td>22kW (B 中電源に含む)</td> </tr> <tr> <td></td> <td>23kW (A 中電源に含む)</td> </tr> <tr> <td></td> <td>23kW (B 中電源に含む)</td> </tr> <tr> <td>代替格納容器スプレッドポンプ</td> <td>200kW</td> </tr> <tr> <td>アニュウス空気浄化ファン</td> <td>38kW</td> </tr> <tr> <td>中央制御室空調ファン</td> <td>19kW</td> </tr> <tr> <td>中央制御室監視ファン</td> <td>11kW</td> </tr> <tr> <td>中央制御室非常用監視ファン</td> <td>11kW</td> </tr> <tr> <td>中央制御室監視器</td> <td>25kW</td> </tr> <tr> <td>中央制御室非常用監視ファン電源用電源</td> <td>13kW</td> </tr> <tr> <td>ディーゼル発電機燃料供給ポンプ</td> <td>7.1kW</td> </tr> <tr> <td>合計 (設計負荷)</td> <td>1,410kW</td> </tr> <tr> <td>合計 (最大負荷)</td> <td>2,136kW</td> </tr> </tbody> </table> </div>	高圧注入ポンプ	1,400kW	発電機 (A, B)	113kW	静風用電源 (安全室)	113kW	中央制御室 (安全室)	22kW (A 中電源に含む)		22kW (B 中電源に含む)		23kW (A 中電源に含む)		23kW (B 中電源に含む)	代替格納容器スプレッドポンプ	200kW	アニュウス空気浄化ファン	38kW	中央制御室空調ファン	19kW	中央制御室監視ファン	11kW	中央制御室非常用監視ファン	11kW	中央制御室監視器	25kW	中央制御室非常用監視ファン電源用電源	13kW	ディーゼル発電機燃料供給ポンプ	7.1kW	合計 (設計負荷)	1,410kW	合計 (最大負荷)	2,136kW	<p>記載表現の相違</p>
主要機器名称	容量(kW)																																																																									
高圧注入ポンプ	1400																																																																									
発電機(A,B)	77																																																																									
原子炉格納容器内圧監視器																																																																										
静的補償式水素再結合装置温度監視装置																																																																										
原子炉格納容器水素再結合装置温度監視装置																																																																										
可搬型格納容器水素再結合装置																																																																										
アニュウス水素濃度計																																																																										
原子炉格納容器水位																																																																										
原子炉下圧キャッチャー冷却																																																																										
A, B, C, D 炉監視用電源																																																																										
可搬型照明 (5A)																																																																										
衛星電話 (固定)																																																																										
低圧代替注水ポンプ	140																																																																									
アニュウス空気浄化ファン	19																																																																									
中央制御室空調ファン	19																																																																									
中央制御室監視ファン	11																																																																									
中央制御室非常用監視ファン	11																																																																									
合計 (kW)	1758																																																																									
高圧注入ポンプ	1,400kW																																																																									
発電機 (A, B)	113kW																																																																									
静風用電源 (安全室)	113kW																																																																									
中央制御室 (安全室)	22kW (A 中電源に含む)																																																																									
	22kW (B 中電源に含む)																																																																									
	23kW (A 中電源に含む)																																																																									
	23kW (B 中電源に含む)																																																																									
代替格納容器スプレッドポンプ	200kW																																																																									
アニュウス空気浄化ファン	38kW																																																																									
中央制御室空調ファン	19kW																																																																									
中央制御室監視ファン	11kW																																																																									
中央制御室非常用監視ファン	11kW																																																																									
中央制御室監視器	25kW																																																																									
中央制御室非常用監視ファン電源用電源	13kW																																																																									
ディーゼル発電機燃料供給ポンプ	7.1kW																																																																									
合計 (設計負荷)	1,410kW																																																																									
合計 (最大負荷)	2,136kW																																																																									

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAE743-9 r.11.0
提出年月日	令和5年10月31日

泊発電所3号炉
重大事故等対策の有効性評価
比較表

7.4.3 原子炉冷却材の流出

令和5年10月
北海道電力株式会社

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

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

7.4.3 原子炉冷却材の流出

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
比較結果等を取りまとめた資料				
1. 先行審査実績等を踏まえた泊3号炉まとめ資料の変更状況(2017年3月以降)				
1-1) 設計方針・運用・体制などを変更し、まとめ資料を修正した箇所と理由				
a. 大飯3/4号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし				
b. 女川2号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし				
c. 他社審査会合の指摘事項等を確認した結果、変更したもの : なし				
d. 当社が自主的に変更したもの : 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 : なし				
c. 他社審査会合の指摘事項等を確認した結果、変更したもの : なし				
d. 当社が自主的に変更したもの : なし				
1-3) バックフィット関連事項				
なし				
2. 大飯3/4号炉・大飯3/4号炉まとめ資料との比較結果の概要				
2-1) 比較表の構成について				
・泊と大飯、高浜で記載が異なる箇所は右上凡例に従い色付けをし、「相違理由」欄に相違理由を記載しているプラントを【大飯】【高浜】と記載している				
2-2) 泊3号炉の特徴について				
・泊3号は他のPWR3ループプラントに比べて以下の特徴がある（添付資料6.5.8）				
●補助給水流量が小さい : 「全交流動力電源喪失」では、蒸気発生器保有水量の回復が遅くなる傾向がある				
●余熱除去ポンプの注入特性（高圧時の注入流量が若干多い） : 「ECCS注水機能喪失（2インチ破断）」では、燃料が露出せず終始冠水状態となる				
●CV関連パラメータ（CV自由体積が若干小さく、格納容器再循環ユニットの除熱特性も若干低い） : 原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度が高めに推移する傾向がある				
2-3) 有効性評価の主な項目（1/2）				
項目	大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
事故シーケンスグループの特徴	原子炉停止中に、原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、誤操作等によって系外への漏えいが発生する。このため、1次冷却材が流出することで、余熱除去機能が喪失し、緩和措置がとられない場合には、1次冷却系保有水量が減少することで炉心が露出し、炉心損傷に至る。	原子炉停止中に、原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、誤操作等によって系外への漏えいが発生する。このため、1次冷却材が流出することで、余熱除去機能が喪失し、緩和措置がとられない場合には、1次系保有水量が減少することで炉心が露出し、炉心損傷に至る。	原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への1次冷却材の流出が発生することを想定する。このため、1次冷却材の流出に伴い余熱除去機能が喪失し、緩和措置がとられない場合には、1次冷却系保有水量が減少することで燃料が露出し、燃料損傷に至る。	相違なし

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

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

7.4.3 原子炉冷却材の流出

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
2-3) 有効性評価の主な項目 (2/2)				
項目	大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
燃料損傷防止対策 (長期対策)	燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするために 充てんポンプ による炉心注水を整備する。長期的な除熱を可能とするため、格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。	燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするために 充てん/高圧注入ポンプ による炉心注水を整備する。長期的な除熱を可能とするため、格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。	燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、 初期の対策として充てんポンプ による炉心注水を整備する。 また、安定状態に向けた対策として 格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。	相違なし
重要事故シーケンス	「燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」			相違なし
有効性評価の結果 (評価項目等)	燃料有効長頂部の冠水：充てんポンプ による炉心注水によって、炉心は露出することなく 燃料有効長頂部は冠水している 。 放射線の遮蔽が維持される水位の確保 ：燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器 ふたが閉止されている状態 であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値0.15mSv/hを上回ることなく、放射線の遮蔽を維持できる。 未臨界の確保 ：事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において 約-6.2% Δk/k であり、未臨界であることを確認した。	燃料有効長頂部の冠水：充てん/高圧注入ポンプ による炉心注水によって、炉心は露出することなく 燃料有効長頂部は冠水している 。 放射線の遮蔽が維持される水位の確保 ：燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器 ふたが閉止されている状態 であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値0.15mSv/hを上回ることなく、放射線の遮蔽を維持できる。 未臨界の確保 ：事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において 約-4.6% Δk/k であり、未臨界であることを確認した。	燃料有効長頂部の冠水：充てんポンプ による炉心注水によって、炉心は露出することなく 燃料は冠水維持される 。 放射線の遮蔽が維持される水位の確保 ：燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器 蓋は閉止されている状態 であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値0.15mSv/hを上回ることなく、放射線の遮蔽は維持される。 未臨界の確保 ：事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において 約-7.1% Δk/k であり、未臨界であることを確認した。	相違なし (燃料損傷防止対策が異なるが、燃料有効長頂部が冠水している点では同様。また、未臨界の確保では炉心反応度の最大値が異なるが、最大値が0未満であり未臨界を確保できている点では同様。)
2-4) 主な相違				
・泊、大飯、高浜のプラント設備の相違以外に、上記2-3)に記載した事項以外の主な相違はない				
2-5) 差異の識別の省略				
相違理由	大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違が生じている理由
設備名称の相違	充てんポンプ	充てん/高圧注入ポンプ	充てんポンプ	-
	燃料取替用水ピット	燃料取替用水タンク	燃料取替用水ピット	-
	A格納容器スプレイポンプ	A格納容器スプレイポンプ	B格納容器スプレイポンプ	-
	B格納容器スプレイポンプ	B格納容器スプレイポンプ	A格納容器スプレイポンプ	-
	A、D格納容器再循環ユニット	A、B格納容器再循環ユニット	C、D格納容器再循環ユニット	-
記載表現の相違	1次冷却系	1次系	1次冷却系	(大飯と同様)
	蒸散	蒸散	蒸発	泊では「蒸発」で統一

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

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

7.4.3 原子炉冷却材の流出

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>5.3 原子炉冷却材の流出</p> <p>5.3.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」、「水位維持に失敗する事故」及び「オーバードレンとなる事故」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、原子炉停止中に、原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、誤操作等によって系外への漏えいが発生する。このため、1次冷却材が流出することで、余熱除去機能が喪失し、緩和措置がとられない場合には、1次冷却系保有水量が減少することで炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p>	<p>5.3 原子炉冷却材の流出</p> <p>5.3.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」、「水位維持に失敗する事故」及び「オーバードレンとなる事故」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、原子炉停止中に、原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、誤操作等によって系外への漏えいが発生する。このため、1次冷却材が流出することで、余熱除去機能が喪失し、緩和措置がとられない場合には、1次系保有水量が減少することで炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p>	<p>5.3 原子炉冷却材の流出</p> <p>5.3.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「原子炉冷却材の流出（RHR切替時の冷却材流出）+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」、②「原子炉冷却材の流出（CUWブロー時の冷却材流出）+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」、③「原子炉冷却材の流出（CRD交換時の冷却材流出）+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び④「原子炉冷却材の流出（LPRM交換時の冷却材流出）+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生することを想定する。このため、原子炉冷却材の流出に伴い原子炉冷却材が減少することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により燃料が露出し、燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、原子炉冷却材の流出によって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には、注水機能に対する重大事故等対処設備に期待す</p>	<p>7.4.3 原子炉冷却材の流出</p> <p>7.4.3.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に含まれる事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」、「水位維持に失敗する事故」及び「オーバードレンとなる事故」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への1次冷却材の流出が発生することを想定する。このため、1次冷却材の流出に伴い余熱除去機能が喪失し、緩和措置がとられない場合には、1次冷却系保有水量が減少することで燃料が露出し、燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、1次冷却材の流出によって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には、注水機能に対する重大事故等対処設備に期待す</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p>

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

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

7.4.3 原子炉冷却材の流出

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>したがって、本事故シーケンスグループでは、炉心注水を行うことにより1次冷却系保有水を確認し、燃料損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするために充てんポンプによる炉心注水を整備する。長期的な除熱を可能とするため、格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。</p> <p>対策の概略系統図を第5.3.1図に、対応手順の概要を第5.3.2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第5.3.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループのうち、「5.3.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計12名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及</p>	<p>したがって、本事故シーケンスグループでは、炉心注水を行うことにより1次系保有水を確認し、燃料損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするために充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水を整備する。長期的な除熱を可能とするため、格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。</p> <p>対策の概略系統図を第5.3.1.1図に、対応手順の概要を第5.3.1.2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第5.3.1.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループのうち、「5.3.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び本部要員で構成され、合計12名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視・指示を行う</p>	<p>ることが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉圧力容器からの原子炉冷却材流出の停止や、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことで必要量の原子炉冷却材を確保することによって、燃料損傷の防止を図る。また、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより、原子炉を除熱する。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、運転員による原子炉冷却材流出の停止及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段を整備する。</p> <p>これらの対策の概略系統図を第5.3.1図及び第5.3.2図に、手順の概要を第5.3.3図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第5.3.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員で構成され、合計11名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、発電課長1名、発電副長1名及び運転操作対応を行う運転</p>	<p>ることが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、充てんポンプによる炉心注水を行うことで必要量の1次冷却材を確保することによって、燃料損傷の防止を図る。また、代替再循環及び格納容器スプレイ並びに格納容器内自然対流冷却による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより、原子炉及び原子炉格納容器を除熱する。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として充てんポンプによる炉心注水を整備する。また、安定状態に向けた対策として格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。</p> <p>これらの対策の概略系統図を第7.4.3.1図に、手順の概要を第7.4.3.2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第7.4.3.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び災害対策本部要員で構成され、合計10名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う発電課長（当直）及び副長の2名、運転操作対応を行う運転</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 体制の相違 ・シングルプラントとツインプラントによる相違を除けば、対応操作、要員</p>

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

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

7.4.3 原子炉冷却材の流出

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>び指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員4名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は6名である。この必要な要員と作業項目について第5.3.3図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、12名で対処可能である。</p> <p>a. 1次冷却系の水位低下による余熱除去機能喪失の判断</p> <p>1次冷却材流出により1次冷却系の水位が低下し、余熱除去ポンプの運転に必要な水頭圧が確保できなくなり、余熱除去ポンプがトリップする。余熱除去系2系統の運転不能により、余熱除去機能喪失と判断する。</p> <p>余熱除去機能喪失の判断に必要な計装設備は、余熱除去流量である。</p> <p>b. 余熱除去機能喪失時の対応</p> <p>余熱除去機能回復操作を実施するとともに、1次冷却材の流出原因調査及び隔離操作を行う。 (添付資料 5.3.1)</p>	<p>当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員4名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う本部要員は6名である。この必要な要員と作業項目について第5.3.1.3図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、12名で対処可能である。</p> <p>a. 1次系の水位低下による余熱除去機能喪失の判断</p> <p>1次冷却材流出により1次系の水位が低下し、余熱除去ポンプの運転に必要な水頭圧が確保できなくなり、余熱除去ポンプがトリップする。余熱除去系2系統の運転不能により、余熱除去機能喪失と判断する。</p> <p>余熱除去機能喪失の判断に必要な計装設備は、余熱除去流量である。</p> <p>b. 余熱除去機能喪失時の対応</p> <p>余熱除去機能回復操作を実施するとともに、1次冷却材の流出原因調査及び隔離操作を行う。</p>	<p>員3名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う発電所対策本部要員は6名である。必要な要員と作業項目について第5.3.4図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、11名で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認</p> <p>原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生する。</p> <p>なお、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の吸込み配管の高さは燃料有効長頂部以下にあるため、本事故シーケンスの水位低下量においては崩壊熱除去機能は維持される。原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。 (添付資料 5.1.1)</p> <p>b. 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止確認</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から漏れいしている箇所の隔離を行うことで、原子炉冷却材流出が停止することを確認する。</p>	<p>員4名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う災害対策本部要員は4名である。必要な要員と作業項目について第7.4.3.3図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、10名で対処可能である。</p> <p>a. 1次冷却系の水位低下による余熱除去機能喪失の判断</p> <p>1次冷却材流出により1次冷却系の水位が低下し、余熱除去ポンプの運転に必要な水頭圧が確保できなくなり、余熱除去ポンプがトリップする。余熱除去系2系統の運転不能により、余熱除去機能喪失と判断する。</p> <p>余熱除去機能喪失の判断に必要な計装設備は、低圧注入流量である。 (添付資料 7.4.1.17)</p> <p>b. 余熱除去機能喪失時の対応</p> <p>余熱除去機能回復操作を実施するとともに、1次冷却材の流出原因調査及び隔離操作を行う。 (添付資料 7.4.3.1)</p>	<p>教とも同等</p> <p>【大飯、高浜】 体制の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 添付資料の相違（女川実績の反映）</p>

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

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

7.4.3 原子炉冷却材の流出

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>c. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止</p> <p>原子炉格納容器内にいる作業員に対してエバケーションアラーム又はページング装置により退避の指示を行う。作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。</p> <p>(添付資料 5.1.1)</p>	<p>c. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止</p> <p>原子炉格納容器内にいる作業員に対してエバケーションアラーム又はページング装置により退避の指示を行う。作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。</p> <p>(添付資料 5.1.1)</p>	<p>隔離操作完了により、正常な残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転となる。</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。</p>	<p>c. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止</p> <p>原子炉格納容器内にいる作業員に対して格納容器内退避警報又は所内通話設備により退避の指示を行う。作業員が原子炉格納容器外へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。</p> <p>(添付資料 7.4.1.1)</p>	<p>【大飯、高浜】 設備名称の相違 【大飯、高浜】 記載表現の相違（伊方と同様）</p>
<p>d. 原子炉格納容器隔離操作</p> <p>放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、原子炉格納容器隔離を行う。</p>	<p>d. 原子炉格納容器隔離操作</p> <p>放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、原子炉格納容器隔離を行う。</p>		<p>d. 原子炉格納容器隔離操作</p> <p>放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、原子炉格納容器隔離を行う。</p>	
<p>e. 充てんポンプによる炉心注水及び1次冷却系保有水確保</p> <p>充てんポンプにより燃料取替用水ピット水を炉心注水し、1次冷却系保有水を維持するとともに、加圧器安全弁（3個取外し中）からの蒸散により崩壊熱を除去する。</p> <p>充てんポンプによる炉心注水及び1次冷却系保有水確保の操作に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p>	<p>e. 充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水及び1次系保有水確保</p> <p>充てん／高圧注入ポンプにより燃料取替用水タンク水を炉心に注水し、1次系保有水を維持するとともに、加圧器安全弁（3個取外し中）からの蒸散により崩壊熱を除去する。</p> <p>充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水及び1次系保有水確保の操作に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p>	<p>c. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水</p> <p>原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系ポンプ出口流量等である。</p>	<p>e. 充てんポンプによる炉心注水及び1次冷却系保有水確保</p> <p>充てんポンプにより燃料取替用水ピット水を炉心に注水し、1次冷却系保有水を維持するとともに、加圧器安全弁（3個取外し中）からの蒸発により崩壊熱を除去する。</p> <p>充てんポンプによる炉心注水及び1次冷却系保有水確保の操作に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p>	
<p>f. アンユラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動</p> <p>格納容器圧力（広域）計指示が上昇し 39.0kPa[gage]になれば、アンユラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策としてアンユラス空気浄化ファンを起動する。</p> <p>また、中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環系を起動する。</p>	<p>f. アンユラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動</p> <p>格納容器広域圧力計指示が上昇し 25.5kPa[gage]になれば、アンユラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策としてアンユラス空気浄化ファンを起動する。</p> <p>また、中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環系を起動する。</p>		<p>f. アンユラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動</p> <p>原子炉格納容器圧力指示が上昇し 0.025MPa[gage]になれば、アンユラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策としてアンユラス空気浄化ファンを起動する。</p> <p>また、中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環系を起動する。</p>	<p>【大飯、高浜】 設備名称の相違 【大飯、高浜】 設計の相違</p>

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

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

7.4.3 原子炉冷却材の流出

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>アンユラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動に必要な計装設備は、格納容器圧力（広域）である。</p> <p>g. 代替再循環運転又は高圧再循環運転による1次冷却系の冷却</p> <p>長期対策として、燃料取替用水ピットを水源とした充てんポンプによる炉心冷却を継続して実施する。</p> <p>また、余熱除去機能が回復しない状態で燃料取替用水ピット水位計指示が再循環切替水位（3号炉：12.5%、4号炉：16.0%）到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が56%以上であることを確認し、格納容器再循環サンプからA格納容器スプレイポンプを経てA格納容器スプレイ冷却器で冷却した水をA余熱除去系統及びA格納容器スプレイ系統に整備している連絡ラインより炉心注水する代替再循環運転又は高圧注入ポンプを経て炉心注水する高圧再循環運転に切り替えることで、継続的な炉心冷却を行う。</p> <p>代替再循環運転による1次冷却系の冷却操作に必要な計装設備は、余熱除去流量等であり、高圧再循環運転による1次冷却系の冷却操作に必要な計装設備は、高圧注入流量等である。</p> <p>h. 格納容器内自然対流冷却</p> <p>長期対策として、A、D格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉格納容器内の除熱を</p>	<p>アンユラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動に必要な計装設備は、格納容器広域圧力である。</p> <p>g. 代替再循環運転による1次系の冷却</p> <p>長期対策として、燃料取替用水タンクを水源とした充てん／高圧注入ポンプによる炉心冷却を継続して実施する。</p> <p>また、余熱除去機能が回復しない状態で燃料取替用水タンク水位計指示が16%到達及び格納容器再循環サンプ広域水位計指示が67%以上であることを確認し、格納容器再循環サンプからA格納容器スプレイポンプを経てA格納容器スプレイ冷却器で冷却した水をA余熱除去系統及びA格納容器スプレイ系統に整備している連絡ラインより炉心注水する代替再循環運転に切り替えることで、継続的な炉心冷却を行う。</p> <p>代替再循環運転による1次系の冷却操作に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。</p> <p>h. 格納容器内自然対流冷却</p> <p>長期対策として、A、B格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉格納容器内の除熱を</p>	<p>女川原子力発電所2号炉</p>	<p>アンユラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動に必要な計装設備は、原子炉格納容器圧力である。</p> <p>g. 代替再循環運転又は高圧再循環運転による1次冷却系の冷却</p> <p>燃料取替用水ピットを水源とした充てんポンプによる炉心注水を継続して実施する。</p> <p>また、余熱除去機能が回復しない状態で、燃料取替用水ピット水位指示が再循環切替水位16.5%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）指示が71%以上であることを確認し、格納容器再循環サンプからB格納容器スプレイポンプを経てB格納容器スプレイ冷却器で冷却した水をB余熱除去系統及びB格納容器スプレイ系統に整備している連絡ラインより炉心注水する代替再循環運転又は高圧注入ポンプを経て炉心注水する高圧再循環運転に切り替えることで、継続的な炉心冷却を行う。</p> <p>代替再循環運転による1次冷却系の冷却操作に必要な計装設備は、低圧注入流量等であり、高圧再循環運転による1次冷却系の冷却操作に必要な計装設備は、高圧注入流量等である。</p> <p>h. 格納容器内自然対流冷却</p> <p>C、D格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施す</p>	<p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【高浜】 設計の相違 ・泊は非フースティン グプラントであり、 高圧再循環に余 熱除去系を使用 しないため、余熱 除去系が機能喪 失している本事 象において高圧 再循環を実施す ることが可能で ある（大飯と同 様）</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・燃料取替用水ピ ットの切替水位 設定の差異</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.4.3 原子炉冷却材の流出

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>継続的に実施する。</p> <p>格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。</p> <p>なお、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じてB格納容器スプレイポンプにより、格納容器スプレイ再循環運転を継続的に行う。</p>	<p>継続的に実施する。</p> <p>格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。</p> <p>なお、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じてB格納容器スプレイポンプにより、格納容器スプレイ系再循環運転を継続的に行う。</p>		<p>る。</p> <p>格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。</p> <p>なお、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じてA-格納容器スプレイポンプにより、格納容器スプレイ再循環運転を継続的に行う。</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、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

7.4.3 原子炉冷却材の流出

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>5.3.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、1次冷却材の流出流量の観点から代表性があり、1次冷却系保有水の確保の観点から、炉心崩壊熱が高く、1次冷却系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」である。</p>	<p>5.3.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、1次冷却材の流出流量の観点から代表性があり、1次系保有水の確保の観点から、崩壊熱が高く、1次系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」である。</p>	<p>5.3.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、事象認知までに要する時間（点検作業に伴う原子炉冷却材の流出事象は検知が容易）及び原子炉冷却材の流出量の観点から、「原子炉冷却材の流出（RHR切替時の冷却材流出）+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である^{※1}。残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）は通常、2系統あるうち1系統を用いて、崩壊熱除去を実施しており、作業や点検等に伴い系統切替えを実施する可能性がある。系統切替えに当たって、原子炉冷却材が系外に流出しないように系統構成を十分に確認して行うが、操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出する事象を想定している。</p> <p>「RHR切替時の冷却材流出」は原子炉冷却材流出事象発生時の検知が他の作業等よりも困難な事象であり、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている「POS-B 原子炉ウェル滴水状態」が検知性及び放射線遮蔽の考慮の観点で最も厳しい想定である。なお、燃料有効長頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放状態が厳しくなるが、その場合であっても1時間以上の時間余裕^{※2}があり、かつ、原子炉水位（広帯域）による警報発生、緩和設備の起動、運転員による圧力抑制室水位の監視等に期待出来るため、原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能であり、評価項目を満足できる。したがって、当該プラント状態を基本と</p>	<p>7.4.3.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、1次冷却材の流出流量の観点から代表性があり、1次冷却系保有水の確保の観点から、崩壊熱が高く、1次冷却系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」である。</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて想定するプラント状態においては、炉心崩壊熱及び1次冷却系保有水量の観点から、燃料取出前のミッドループ運転時の状態が燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して最も厳しい想定である。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。 （添付資料 7.4.1.10, 7.4.1.11, 7.4.3.6）</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載箇所の相違 ・本重要事故シーケンスにおいて想定するプラント状態が最も厳しい想定であることを記載（女川と同様） ・泊と同様の記載を大飯、高浜は「(3) 有効性評価結果」の最後に記載</p>

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

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

7.4.3 原子炉冷却材の流出

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>本重要事故シナリオでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ポイド率変化及び気液分離・対向流並びに1次冷却系における冷却材流出及びECCS強制注入が重要な現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードM-RELAP5により1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シナリオにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シナリオに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第5.3.2表に示す。また、主要な解析条件について、本評価事故シナリオ特有の解析条件を以下に示す。 (添付資料5.3.2)</p>	<p>本重要事故シナリオでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ポイド率変化及び気液分離・対向流並びに1次冷却系における冷却材流出及びECCS強制注入が重要な現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードM-RELAP5により1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シナリオにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シナリオに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第5.3.2.1表に示す。また、主要な解析条件について、本評価事故シナリオ特有の解析条件を以下に示す。 (添付資料5.3.2)</p>	<p>し、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。</p> <p>本重要事故シナリオでは、操作の誤り等による原子炉冷却材の系外流出により原子炉水位が低下するが、燃料有効長頂部の冠水及び未臨界を維持できることを評価する。さらに、原子炉水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。</p> <p>また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シナリオにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>※1 残留熱除去系系統切替時のLOCAは他の原子炉冷却材流出事象と比べて事象検知の観点で厳しい。</p> <p>※2 原子炉冷却材の流出により原子炉水位が通常運転水位から燃料有効長頂部まで低下するまでの時間 (添付資料5.3.1, 5.3.2, 5.3.3)</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シナリオに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第5.3.2表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シナリオ特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 原子炉圧力容器の状態</p>	<p>本重要事故シナリオでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ポイド率変化及び気液分離・対向流並びに1次冷却系における冷却材流出及びECCS強制注入が重要な現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードM-RELAP5により、1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シナリオにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シナリオに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.4.3.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シナリオ特有の解析条件を以下に示す。 (添付資料7.4.3.2)</p> <p>a. 初期条件</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違 ・泊では他シナリオに合わせて「重要現象」と記載（伊方と同様）</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女</p>

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

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

7.4.3 原子炉冷却材の流出

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象</p> <p>起回事象として、余熱除去系統からの1次冷却材の流出を想定する。ミッドループ運転中に1次冷却系と接続されている系統には余熱除去系統と化学体積制御系統等があるが、1次冷却系保有水の早期流出の観点で流量の多い余熱除去系統からの流出とする。</p> <p>また、流出流量は余熱除去ポンプ1台による浄化運転時の最大流量として、450m³/hとする。</p> <p>さらに、余熱除去機能喪失後も誤操作等による系外の漏えいの復旧を見込まず、流出が継続するものとし、流出する口径は余熱除去系統の最大口径である燃料取替用水ピット戻り配管の約0.2m（8インチ）相</p>	<p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象</p> <p>起回事象として、余熱除去系統からの1次冷却材の流出を想定する。ミッドループ運転中に1次系と接続されている系統には余熱除去系と化学体積制御系統等があるが、1次系保有水の早期流出の観点で流量の多い余熱除去系からの流出とする。</p> <p>また、流出流量は余熱除去ポンプ1台による浄化運転時の最大流量として、380m³/hとする。</p> <p>さらに、余熱除去機能喪失後も誤操作等による系外の漏えいの復旧を見込まず、流出が継続するものとし、流出する口径は余熱除去系統の最大口径である燃料取替用水タンク戻り配管の約0.2m（8インチ）相</p>	<p>原子炉圧力容器の開放時について評価する。原子炉未開放時には原子炉水位（広帯域）による警報発生、緩和設備の起動、運転員による圧力抑制室水位の監視等に期待できる。</p> <p>(b) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温</p> <p>事象発生前の原子炉の初期水位は、原子炉ウェル満水の水位とし、保有水量を厳しく見積もるため、燃料プールと原子炉ウェルの間に設置されているプールゲートは閉を仮定する。また、原子炉初期水温は52℃とする。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象</p> <p>起回事象として、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の系統切替時に原子炉冷却材が流出するものとする。具体的には、最小流量バイパス弁（以下「残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁」という。）の開防止措置忘れの人的過誤による原子炉冷却材のサブプレッションチェンバへの流出を想定し、流出流量は100m³/hとする。</p> <p>(b) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発</p> <p>本想定事象では、崩壊熱除去機能喪失を仮定した場合も、炉心冠水が維持できるまで約2.2時間であるのに対して、原子炉水温が100℃に到</p>	<p>(a) 1次冷却材高温側温度</p> <p>ミッドループ運転時の運転モード（モード5）の上限値として、1次冷却材高温側温度の初期値は93℃とする。</p> <p>(b) 1次冷却材水位</p> <p>プラント系統構成上の制約から定めているミッドループ運転中の水位として、1次冷却材の初期水位は、原子炉容器出入口配管の中心高さを100mm上回る高さとする。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象</p> <p>起回事象として、余熱除去系統からの1次冷却材の流出を想定する。ミッドループ運転中に1次冷却系と接続されている系統には余熱除去系統と化学体積制御系統等があるが、1次冷却系保有水の早期流出の観点で流量の多い余熱除去系統からの流出とする。</p> <p>また、流出流量は余熱除去ポンプ1台による浄化運転時の最大流量として、400m³/hとする。</p> <p>さらに、余熱除去機能喪失後も誤操作等による系外の漏えいの復旧を見込まず、流出が継続するものとし、流出する口径は余熱除去系統の最大口径である燃料取替用水ピット戻り配管の約0.2m（8インチ）相</p>	<p>川実績の反映</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違</p>

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

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

7.4.3 原子炉冷却材の流出

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>当とする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 余熱除去ポンプ入口側の1次冷却材が喪失した時点として、1次冷却系水位が1次冷却材管の下端に到達した時点で浄化運転中の余熱除去系が機能喪失し、その後さらに待機中の余熱除去系も機能喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源はないものとする。</p> <p>外部電源がない場合、ディーゼル発電機にて充てんポンプによる炉心注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の確保の観点から厳しくなる外部電源がない場合を想定する。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 充てんポンプの原子炉への注水流量 原子炉停止 72 時間後を事象開始として、「5.3.2(2)c. 重大事故等対策に関連する操作条件」の(a)で設定した時点の崩壊熱の蒸散量に、流出により低下した水位を回復させるための水量を見込み、45m³/h とする。</p>	<p>当とする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 余熱除去ポンプ入口側の1次冷却材が喪失した時点として、1次系水位が1次冷却材配管の下端に到達した時点で浄化運転中の余熱除去系が機能喪失し、その後さらに待機中の余熱除去系も機能喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源はないものとする。</p> <p>外部電源がない場合、ディーゼル発電機にて充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の確保の観点から厳しくなる外部電源がない場合を想定する。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 充てん/高圧注入ポンプの原子炉への注水流量 原子炉停止 55 時間後を事象開始として、c. (a)で設定した時点の崩壊熱の蒸散量に、流出により低下した水位を回復させるための水量を見込み、31m³/h とする。</p>	<p>達するまでの時間が事象発生から約3.6時間と長いと、崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発については、考慮しない。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。 【参考：崩壊熱除去機能喪失】 外部電源は使用できないものと仮定する。 外部電源が使用できない場合においても、非常用ディーゼル発電機にて残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の評価の観点で厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。 【ここまで】</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 残留熱除去系（低圧注水モード） 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水流量は、1,136m³/h とする。</p>	<p>当とする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 余熱除去ポンプ入口側の1次冷却材が喪失した時点として、1次冷却系水位が1次冷却材配管の下端に到達した時点で浄化運転中の余熱除去系が機能喪失し、その後さらに待機中の余熱除去系も機能喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 外部電源が使用できない場合においても、ディーゼル発電機にて充てんポンプによる炉心注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の評価の観点で厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 充てんポンプの原子炉への注水流量 原子炉停止 72 時間後を事象開始として、「7.4.3.2(2)d. 重大事故等対策に関連する操作条件」の(a)で設定した時点の崩壊熱の蒸散量に、流出により低下した水位を回復させるための水量を見込み、29m³/h とする。</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映） ・元の記載を活かしつつ女川の崩壊熱除去機能喪失と合わせた記載とした</p> <p>【高浜】 解析条件の相違 ・定検運用を考慮し、適切な評価時間を設定 【大飯、高浜】 解析条件の相違</p>

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

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

7.4.3 原子炉冷却材の流出

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、 「1.3.5 運転員等の操作時間に対する 仮定」に示す分類に従って以下のと おり設定する。</p> <p>(a) 充てんポンプによる炉心注水操 作に要する時間を上回る時間とし て、余熱除去機能喪失の20分後に 開始するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスの事象進展を 第5.3.2図に、1次冷却材圧力、加圧器 水位、燃料被覆管温度等の1次冷却系パ ラメータの推移を第5.3.4図から第 5.3.13図に示す。</p> <p>a. 事象進展 事象発生後、1次冷却材の流出に伴 い、1次冷却系水位が低下し約3分で 余熱除去系が機能喪失することで流</p>	<p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、 「1.3(5) 運転員等の操作時間に対す る仮定」に示す分類に従って以下のと おり設定する。</p> <p>(a) 充てん/高圧注入ポンプによる 炉心注水操作に要する時間を上回 る時間として、余熱除去機能喪失の 20分後に開始するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスの事象進展を 第5.3.1.2図に、1次冷却材圧力、加圧 器水位、燃料被覆管温度等の1次系パ ラメータの推移を第5.3.2.1図から第 5.3.2.10図に示す。</p> <p>a. 事象進展 事象発生後、1次冷却材の流出に伴 い、1次系水位が低下し約3分で余熱 除去系が機能喪失することで流出</p>	<p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、 「1.3.5 運転員等の操作時間に対す る仮定」に示す分類に従って以下のと おり設定する。</p> <p>(a) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却 モード）運転中の残留熱除去系ポン プミニマムフロー弁閉止及び待機 中の残留熱除去系（低圧注水モー ド）による原子炉注水は、原子炉水 位低下確認後、原因調査を開始し、 事象発生から2時間後に実施する ものとする。</p> <p>なお、本評価事象においては漏え い箇所の隔離が容易であるため、残 留熱除去系（低圧注水モード）によ る原子炉注水操作は残留熱除去系 ポンプミニマムフロー弁閉止操作 完了後に実施するものとしている。 ただし、両操作とも水位低下を認知 して実施する操作であり、事象によ っては原子炉注水操作を残留熱除 去系ポンプミニマムフロー弁閉止 操作完了前に実施することもある。 （添付資料5.3.2）</p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子 炉水位の推移を第5.3.5図に、原子炉水 位と線量率の関係を第5.3.6図に示す。</p> <p>a. 事象進展 事象発生後、原子炉冷却材が流出す ることにより、原子炉水位は低下し始 めるが、原子炉水位の低下により異常</p>	<p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、 「6.3.5 運転員等の操作時間に対す る仮定」に示す分類に従って以下のと おり設定する。</p> <p>(a) 充てんポンプの炉心注水操作は、 事象発生時の検知及び判断並びに充 てんポンプによる炉心注水操作に 要する時間を上回る時間として、余 熱除去機能喪失の20分後に開始す るものとする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスの事象進展を 第7.4.3.2図に、1次冷却材圧力、加圧 器水位、燃料被覆管温度等の1次冷却系 パラメータの推移を第7.4.3.4図から第 7.4.3.13図に示す。</p> <p>a. 事象進展 事象発生後、1次冷却材の流出に伴 い、1次冷却系水位が低下し約2分で 余熱除去系が機能喪失することで流</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・泊は他事象と記 載を整合させた （伊方と同様）</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>

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

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

7.4.3 原子炉冷却材の流出

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>出流量が減少する。事象発生約 23 分後、充てんポンプによる炉心注水を開始し、加圧器開口部及び余熱除去系抽出口からの流出流量と炉心への注水流量が釣り合うことにより 1 次冷却系保有水量を確保することができる。</p> <p>(添付資料 5.3.3)</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>炉心上端ボイド率は第 5.3.5 図に示すとおりであり、充てんポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することなく燃料有効長頂部は冠水している。</p> <p>また、燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたが閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値 0.15mSv/h を上回ることではなく、放射線の遮蔽を維持できる。</p> <p>(添付資料 5.1.5)</p> <p>炉心崩壊熱に伴う 1 次冷却材のボイド発生により、1 次冷却材の密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度帰還効果と、1 次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度帰還効果が生じる。ミッドループ運転</p>	<p>量が減少する。事象発生約 23 分後、充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水を開始し、加圧器からの流出流量と炉心への注水流量が釣り合うことにより 1 次系保有水量を確保することができる。</p> <p>(添付資料 5.3.3)</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>炉心上端ボイド率は第 5.3.2.2 図に示すとおりであり、充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することなく燃料有効長頂部は冠水している。</p> <p>また、燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたが閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値 0.15mSv/h を上回ることではなく、放射線の遮蔽を維持できる。</p> <p>(添付資料 5.1.5)</p> <p>炉心崩壊熱に伴う 1 次冷却材のボイド発生により、1 次冷却材の密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度帰還効果と、1 次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度帰還効果が生じる。ミッドループ運転</p>	<p>事象を認知し、事象発生から 2 時間経過した時点で、原子炉冷却材流出口を隔離することによって流出を止め、その後待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行う。</p> <p>その後は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）により崩壊熱除去機能を回復する。</p> <p>線量率の評価点は、原子炉建屋燃料取替床の床付近としており、燃料有効長頂部の約 14m 上の水位での線量率は $1.0 \times 10^{-3} \text{mSv/h}$ 以下であり、この水位において放射線の遮蔽は維持されている。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉水位は、第 5.3.5 図に示すとおり、燃料有効長頂部の約 14m 上まで低下することとなり、燃料は冠水維持される。</p> <p>第 5.3.6 図に示すとおり、必要な遮蔽^{※3}が維持できる水位である燃料有効長頂部の約 3.0m 上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。</p> <p>なお、線量率の評価点は原子炉建屋燃料取替床の床付近としている。</p> <p>また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。</p>	<p>出流量が減少する。事象発生約 22 分後、充てんポンプによる炉心注水を開始し、加圧器開口部及び余熱除去系抽出口からの流出流量と炉心への注水流量が釣り合うことにより 1 次冷却系保有水量を確保することができる。</p> <p>(添付資料 7.4.3.3)</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>炉心上端ボイド率は第 7.4.3.5 図に示すとおりであり、充てんポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することなく燃料は冠水維持される。</p> <p>また、燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器蓋は閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値 0.15mSv/h を上回ることではなく、放射線の遮蔽は維持される。</p> <p>(添付資料 7.4.1.5)</p> <p>炉心崩壊熱に伴う 1 次冷却材のボイド発生により、1 次冷却材密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度帰還効果と 1 次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度帰</p>	<p>【高浜】 記載表現の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違 ・泊では本事象内及び全交流動力電源喪失と記載を整合</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.4.3 原子炉冷却材の流出

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>時の炉心が高濃度のほう酸水で満たされている場合は、ほう素密度の低下による正の反応度帰還効果の方が大きくなることにより、一時的に反応度は上昇する場合もある。</p> <p>これらの効果を考慮し、事象発生後の1次冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化を評価した。その結果、事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約-6.2% $\Delta k/k$ であり、未臨界であることを確認した。このとき、事象発生前の初期未臨界度は、取替炉心による反応度の変動を考慮して浅く設定している。また、事象進展中の反応度変化量は、ほう素値が取替炉心で大きく変わらないことから、ほう素密度の変化に伴う反応度変化量も取替炉心で大きく変わらない。したがって、取替炉心を考慮した場合でも未臨界を維持できる。</p> <p>(添付資料 5.1.6)</p> <p>燃料被覆管温度は第5.3.13図に示すとおり、初期温度から大きく上昇することはなく1次冷却材の飽和温度と同等の温度に維持できる。</p> <p>第5.3.10図及び第5.3.12図に示すとおり、事象発生約30分後に、1次冷却系保有水量及び1次冷却材温度は安定しており、安定状態を維持できる。</p> <p>その後は、1次冷却材流出系統の隔離を行った上で、燃料取替用水ビット水位及び格納容器再循環サンプル水位が再循環切替値に到達後、A格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転に切り替え、炉心冷却を継続するこ</p>	<p>時の炉心が高濃度のほう酸水で満たされている場合は、ほう素密度の低下による正の反応度帰還効果の方が大きくなることにより、一時的に反応度は上昇する場合もある。</p> <p>これらの効果を考慮し、事象発生後の1次冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化を評価した。その結果、事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約-4.6% $\Delta k/k$ であり、未臨界であることを確認した。このとき、事象発生前の初期未臨界度は、取替炉心による反応度の変動を考慮して浅く設定している。また、事象進展中の反応度変化量は、ほう素値が取替炉心で大きく変わらないことから、ほう素密度の変化に伴う反応度変化量も取替炉心で大きく変わらない。したがって、取替炉心を考慮した場合でも未臨界を維持できる。</p> <p>(添付資料 5.1.6)</p> <p>燃料被覆管温度は第5.3.2.10図に示すとおり、初期温度から大きく上昇することはなく飽和温度と同等の温度に維持できる。</p> <p>第5.3.2.7図及び第5.3.2.9図に示すとおり、事象発生約30分後に、1次系保有水量及び1次冷却材温度は安定しており、原子炉は安定状態に維持できる。</p> <p>その後は、1次冷却材流出系統の隔離を行った上で、燃料取替用水タンク水位及び格納容器再循環サンプル水位が再循環切替値に到達後、A格納容器スプレイポンプによる代替再循環運</p>	<p>原子炉水位回復後、残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転による原子炉圧力容器除熱を行うことで、安定状態を維持できる。</p>	<p>還効果が生じる。ミッドループ運転時の炉心が高濃度のほう酸水で満たされている場合は、ほう素密度の低下による正の反応度帰還効果の方が大きくなることにより、一時的に反応度は上昇する場合もある。</p> <p>これらの効果を考慮し、事象発生後の1次冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化を評価した。その結果、事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約-7.1% $\Delta k/k$ であり、未臨界であることを確認した。このとき、事象発生前の初期未臨界度は、取替炉心による反応度の変動を考慮して浅く設定している。また、事象進展中の反応度変化量は、ほう素値が取替炉心で大きく変わらないことから、ほう素密度の変化に伴う反応度変化量も取替炉心で大きく変わらない。したがって、取替炉心を考慮した場合でも未臨界を維持できる。</p> <p>(添付資料 7.4.1.6)</p> <p>燃料被覆管温度は第7.4.3.13図に示すとおり、初期温度から大きく上昇することはなく1次冷却材の飽和温度と同等の温度に維持できる。</p> <p>第7.4.3.10図及び第7.4.3.12図に示すとおり、事象発生約30分後に、1次冷却系保有水量及び1次冷却材温度は安定しており、安定状態を維持できる。</p> <p>その後は、1次冷却材流出系統の隔離を行った上で、燃料取替用水ビット水位及び格納容器再循環サンプル水位が再循環切替値に到達後、B-格納容器スプレイポンプによる代替再循環</p>	<p>【大飯、高浜】 評価結果の相違</p> <p>【高浜】 記載表現の相違</p> <p>【高浜】</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.4.3 原子炉冷却材の流出

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>と、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却、また、必要に応じてB格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイにより原子炉格納容器の除熱を継続することで、燃料の健全性を維持できる。</p> <p>(添付資料5.3.4、5.3.5、5.1.10)</p> <p>なお、余熱除去系による冷却を行っているプラント状態においては、炉心崩壊熱及び1次冷却系保有水量の観点から、燃料取出前のミッドループ運転時の状態が評価項目である燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して最も厳しい想定であり、運転停止中の他のプラント状態においてもすべての評価項目を満足できる。</p> <p>また、余熱除去系による冷却を行っているプラント状態以外の部分出力運転や高温停止状態においては、燃料取出前のミッドループ運転時と比べて、期待できる蓄圧タンク等の緩和機能の台数が増えることから、1次冷却系保有水が確保される状況にあり、炉心崩壊熱を考慮してもすべての評価項目を満足できる。</p> <p>(添付資料5.1.11、5.1.12、5.3.6)</p>	<p>トによる格納容器内自然対流冷却により除熱を継続すること、また、必要に応じてB格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイにより除熱を継続することで、燃料の健全性を維持できる。</p> <p>(添付資料5.3.4、5.3.5、5.1.9)</p> <p>なお、余熱除去系による冷却を行っているプラント状態においては、炉心崩壊熱及び1次系保有水量の観点から、燃料取出前のミッドループ運転時の状態が評価項目である燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して最も厳しい想定であり、運転停止中の他のプラント状態においてもすべての評価項目を満足できる。</p> <p>(添付資料5.1.10、5.3.6)</p> <p>また、余熱除去系による冷却を行っているプラント状態以外の部分出力運転や高温停止状態においては、燃料取出前のミッドループ運転時と比べて、期待できる蓄圧タンク等の緩和機能の台数が増えることから、1次系保有水が確保される状況にあり、炉心崩壊熱を考慮してもすべての評価項目を満足できる。</p>	<p>本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>※3 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。原子炉冷却材流出における原子炉建屋燃料取替床での運転員及び重大事故等対応要員</p>	<p>運転に切り替え、炉心冷却を継続すること、格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却、また、必要に応じてA格納容器スプレイポンプを用いた格納容器スプレイにより原子炉格納容器の除熱を継続することで、燃料の健全性を維持できる。</p> <p>(添付資料7.4.1.9、7.4.3.4、7.4.3.5)</p> <p>本評価では、「6.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p>	<p>記載方針の相違 【高浜】 記載表現の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載箇所の相違（女川実績の反映） ・泊は同様の記載を「(1)有効性評価の方法」に記載</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.4.3 原子炉冷却材の流出

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		<p>による作業時間は3.5時間であり、その被ばく量は最大で35mSvとなる。また、現場作業員の退避は1時間以内であり、その被ばく量は10mSv以下となる。よって、被ばく量は最大でも35mSvとなるため、緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。</p> <p>本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋燃料取替床での操作を必要な作業としていないが、燃料プール代替注水系（可搬型）を使用した燃料プールへの注水について仮に考慮し、ホースの設置にかかる作業時間を想定した。</p> <p>必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/hは、定期検査作業時での原子炉建屋燃料取替床における線量率を考慮した値である。</p> <p>この線量率となる水位は燃料有効長頂部の約3.0m上（原子炉ウェル満水から約13m下）の位置である。（添付資料4.1.3、5.1.7、5.3.4）</p>		

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

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

7.4.3 原子炉冷却材の流出

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>5.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である充てんポンプによる炉心注水操作により、1次冷却系保有水を確保することが特徴である。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、1次冷却系水位低下による余熱除去機能喪失を起点とする充てんポンプによる炉心注水とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m程度の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり、余熱除去機能喪失が早くなることで、1次冷却</p>	<p>5.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水操作により、1次系保有水を確保することが特徴である。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、1次系水位低下による余熱除去機能喪失を起点とする充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m程度の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり、余熱除去機能喪失が早くなることで、1次系水</p>	<p>5.3.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）により、水位を回復させることが特徴である。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作とする。</p>	<p>7.4.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である充てんポンプによる炉心注水操作により、1次冷却系保有水を確保することが特徴である。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、1次冷却系水位低下による余熱除去機能喪失を起点とする充てんポンプによる炉心注水とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m程度の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり、余熱除去機能喪失が早くなることで、1次冷却</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p>

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

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

7.4.3 原子炉冷却材の流出

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>系水位低下による余熱除去機能喪失を起点とする充てんポンプによる炉心注水の操作開始が早くなるが、操作開始が早まる時間は数十秒であり、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、二相臨界流での漏えい量について-10%~+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮した場合、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることにより、炉心露出に対する事象進展が遅くなることから、1次冷却系水位低下による余熱除去機能喪失を起点とする操作の開始が遅くなる。</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m 程度の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり、評価項目</p>	<p>位低下による余熱除去機能喪失を起点とする充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水の操作開始が早くなるが、操作開始が早まる時間は数十秒であり、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、二相臨界流での漏えい量について-10%~+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次系保有水量の減少が抑制されることにより、炉心露出に対する事象進展が遅くなることから、1次系水位低下による余熱除去機能喪失を起点とする操作の開始が遅くなる。</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m 程度の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり、評価項目</p>		<p>系水位低下による余熱除去機能喪失を起点とする充てんポンプによる炉心注水の操作開始が早くなるが、操作開始が早まる時間は数十秒であり、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、二相臨界流での漏えい量について-10%~+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮した場合、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることにより、炉心露出に対する事象進展が遅くなることから、1次冷却系水位低下による余熱除去機能喪失を起点とする操作の開始が遅くなるが、操作手順（1次冷却系水位低下による余熱除去機能喪失の判断後に炉心注水操作を開始）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m 程度の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり、評価項目</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・運転員等操作時間 に与える影響について詳細に記載</p>

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

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

7.4.3 原子炉冷却材の流出

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>となるパラメータに対する余裕は小さくなるが、第5.3.9図に示すとおり、最も低くなる原子炉容器内水位は、炉心上端から約1.3mの高さ位置であるため、炉心の冠水は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料5.1.14)</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken試験解析の結果から、二相臨界流での漏えい量について-10%~+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮した場合、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第5.3.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及び1次冷却材流出流量に関する影響評価の結果</p>	<p>となるパラメータに対する余裕は小さくなるが、第5.3.2.6図に示すとおり、最も低くなる原子炉容器内水位は、炉心上端から約1.1mの高さ位置であるため、解析コードにおける炉心水位の不確かさを考慮しても炉心の冠水は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料5.1.13)</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken試験解析の結果から、二相臨界流での漏えい量について-10%~+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第5.3.2.1表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱(標準値)及び1次冷却材流出流量に関する</p>	<p>となるパラメータに対する余裕は小さくなるが、第7.4.3.9図に示すとおり、最も低くなる原子炉容器内水位は、炉心上端から約1.2mの高さ位置であるため、炉心の冠水は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料7.4.1.13)</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken試験解析の結果から、二相臨界流での漏えい量について-10%~+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮した場合、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第7.4.3.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を確認する。また、評価条件の設定に当たっては、評価項目に対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p>	<p>となるパラメータに対する余裕は小さくなるが、第7.4.3.9図に示すとおり、最も低くなる原子炉容器内水位は、炉心上端から約1.2mの高さ位置であるため、炉心の冠水は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料7.4.1.13)</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken試験解析の結果から、二相臨界流での漏えい量について-10%~+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮した場合、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第7.4.3.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及び1次冷却材流出流量に関する影響評価</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【高浜】 記載方針の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違(女川実績の反映)</p> <p>【高浜】 記載内容の相違</p>

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

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

7.4.3 原子炉冷却材の流出

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率が低下し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されるが、余熱除去機能喪失までの期間においては、1次冷却系保有水の減少量のうち余熱除去系統からの1次冷却材の流出量が支配的であることから、1次冷却系水位低下による余熱除去機能喪失を起点とする操作に与える影響は小さい。</p> <p>1次冷却材流出流量を最確値とした場合、解析条件で設定している1次冷却材流出流量より減少し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、1次冷却系水位低下が遅くなることで、余熱除去機能喪失に対する事象進展は遅くなるが、余熱除去機能喪失以降に1次冷却系水位を起点に開始する運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率が低下し、1次系保有水量の減少が抑制されることから、1次系水位低下による余熱除去機能喪失を起点とする操作の開始が遅くなる。</p> <p>1次冷却材流出流量を最確値とした場合、解析条件で設定している1次冷却材流出流量より減少し、1次系保有水量の減少が抑制されることから、1次系水位低下が遅くなることで、余熱除去機能喪失に対する事象進展は遅くなるが、余熱除去機能喪失以降に1次系水位を起点に開始する運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の原子炉水位は、評価条件の原子炉ウェル満水に対して最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なり、原子炉ウェル水張り実施中においては、評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが、既に原子炉注水を実施しており、また原子炉冷却材流出の停止のための隔離操作は、原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件のプールゲートの状態は、評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなるが、原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉圧力容器の未開放時は、原子炉水位（広帯域）による警報発生、緩和設備の起動、運転員による圧力抑制室水位の監視</p>	<p>の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の炉心崩壊熱を最確条件とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率は低下し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されるが、余熱除去機能喪失までの期間においては、1次冷却系保有水の減少量のうち余熱除去系統からの1次冷却材の流出量が支配的であることから、1次冷却系水位低下による余熱除去機能喪失を起点とする操作に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の1次冷却材流出流量を最確条件とした場合、解析条件で設定している1次冷却材流出流量より減少し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから1次冷却系水位低下が遅くなることで、余熱除去機能喪失に対する事象進展は遅くなるが、余熱除去機能喪失以降に1次冷却系水位を起点に開始する運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>・泊は個別解析のため、標準値に係る記載をしない（大飯と同様）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【高浜】 記載内容の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p>

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

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

7.4.3 原子炉冷却材の流出

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率が低下し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p> <p>1次冷却材流出流量を最確値とした場合、解析条件で設定している1次冷却材流出流量より減少し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率が低下し、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p> <p>1次冷却材流出流量を最確値とした場合、解析条件で設定している1次冷却材流出流量より減少し、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p>	<p>等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため、運転員等操作時間が早くなり、原子炉圧力容器の開放時は、評価条件と同様となるが、原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の原子炉水位及び原子炉圧力容器の状態について、評価条件の原子炉圧力容器の開放及び原子炉ウェル満水に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉ウェルの水張りを実施しているため初期水位が原子炉ウェル満水と高い位置となるが、原子炉圧力容器等の遮蔽に期待できず、また原子炉水位計の警報による運転員の認知に期待できないため、速やかな認知が困難である。一方、原子炉圧力容器の未開放時は、原子炉圧力容器の開放時と比べて、初期水位が低い位置であるが、原子炉圧力容器等の遮蔽に期待でき、かつ、原子炉水位計による警報発生、緩和設備の起動、運転員による圧力抑制室水位の監視等により原子炉冷却材流出の認知が早まる。</p> <p>なお、放射線の遮蔽を維持できる燃料有効長頂部の約2.0m上に到達するまでの時間（約43分）は評価条件における認知の時間（1時間）より早いものの、原子炉水位計によ</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の炉心崩壊熱を最確条件とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率は低下し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p> <p>事故条件の1次冷却材流出流量を最確条件とした場合、解析条件で設定している1次冷却材流出流量より減少し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.4.3 原子炉冷却材の流出

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>b. 操作条件 操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響及び解析</p>	<p>b. 操作条件 操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響及び解析</p>	<p>る警報発生、緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり、さらに残留熱除去系ポンプ起動操作後のプラント状態確認（運転員による圧力抑制室水位の監視等）に期待できるため、事象発生 20 分後に認知が可能であり、事象発生 30 分後に原子炉注水が可能となる。このため、現場作業員の退避時の被ばくを考慮した際も必要な放射線の遮蔽は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は約 68 分と長く、認知後すぐに隔離による原子炉冷却材流出の停止操作及び原子炉注水操作を行えるため、操作時間が十分あることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件のプールゲートの状態において、評価条件のプールゲート閉に対して、最確条件はプールゲート開であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料 5.3.3)</p> <p>b. 操作条件 操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作</p>	<p>b. 操作条件 操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作</p>	<p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p>

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

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

7.4.3 原子炉冷却材の流出

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。</p> <p>(a) 要員の配置による他の操作に与える影響</p> <p>充てんポンプによる炉心注水は、第5.3.3図に示すとおり、中央制御室からの操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p>	<p>上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。</p> <p>(a) 要員の配置による他の操作に与える影響</p> <p>充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水は、第5.3.1.3図に示すとおり、中央制御室からの操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>【参考：女川の「高圧注水・減圧機能喪失」】</p> <p>操作条件の残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）の運転操作は、解析上の操作開始時間として原子炉水位高（レベル8）到達後（事象発生約40分後）を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は早まる可能性があるが、中央制御室で行う操作であることから、他の操作に与える影響はない。</p>	<p>有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が、運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から2時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、運転員の残留熱除去系系統切替時のプラント状態確認による早期の認知に期待できるため、評価の想定と比べ早く事象を認知できる可能性があり、評価上の操作開始時間に対し、実態の原子炉冷却材流出の停止操作が早くなることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は、評価上の操作開始時間として、原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の時間を考慮し、事象発生から2時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、評価では事象発生から2時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが、実態は運転員の残留熱除去系系統切替時のプラント状態確</p>	<p>有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の充てんポンプによる炉心注水操作は、解析上の操作開始時間として、余熱除去機能喪失の20分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は早まる若しくは遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p>	<p>【大飯 高圧注水機能の相違（女川 高圧注水機能）】</p>

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

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

7.4.3 原子炉冷却材の流出

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>充てんポンプによる炉心注水の操作開始時間については、解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合には、1次冷却系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、操作開始が遅くなる場合は、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散及び1次冷却材流出に伴う1次冷却系保有水量の減少と操作遅れ時間の程度により評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなると考えられるが、「5.3.3(3) 操作時間余裕の把握」において、充てんポンプによる炉心注水が遅れた場合の操作時間余裕を評価しており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性を確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。</p> <p>充てんポンプによる炉心注水の操作</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水の操作開始時間については、解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合には、1次系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、操作開始が遅くなる場合は、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散及び1次冷却材流出に伴う1次系保有水量の減少と操作遅れ時間の程度により評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなると考えられるが、「(3) 操作時間余裕の把握」において、充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水が遅れた場合の操作時間余裕を評価しており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性を確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。</p> <p>充てん/高圧注入ポンプによる炉心</p>	<p>認による早期の認知に期待でき、速やかに原子炉注水操作を実施するため、その開始時間は早くなることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系(低圧注水モード)の注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料5.3.5)</p> <p>(2) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の原子炉冷却材流出の停止</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の充てんポンプによる炉心注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合には、1次冷却系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、操作開始が遅くなる場合は、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散及び1次冷却材流出に伴う1次冷却系保有水量の減少と操作遅れ時間の程度により評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなると考えられるが、「7.4.3.3(3) 操作時間余裕の把握」において、充てんポンプによる炉心注水が遅れた場合の操作時間余裕を評価しており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の充てんポンプによる炉心</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違(女川実績の反映)</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違(女川実績の反映)</p>

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

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

7.4.3 原子炉冷却材の流出

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>時間余裕としては、第5.3.14図に示すとおり、充てんポンプによる炉心注水開始時点の1次冷却系からの流出量を維持するものとして概算した結果、炉心が露出する可能性がある1次冷却系保有水量となるまで事象発生の約23分後から約46分の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(添付資料5.3.7)</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員による充てんポンプを用いた炉心注水により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料5.3.8)</p>	<p>注水の操作時間余裕としては、第5.3.3.1図に示すとおり、充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水開始時点の1次系からの流出量を維持するものとして概算した結果、炉心が露出する可能性がある1次系保有水量となるまで約27分の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(添付資料5.3.7)</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員による充てん/高圧注入ポンプを用いた炉心注水により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料5.3.8)</p>	<p>操作について、必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまでに約8時間であり、事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は2時間であることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作について、必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまで約8時間であり、事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は2時間であることから、時間余裕がある。</p> <p>(添付資料5.3.5)</p> <p>(3) まとめ</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p>	<p>注水の操作時間余裕としては、第7.4.3.14図に示すとおり、充てんポンプによる炉心注水開始時点の1次冷却系からの流出量を維持するものとして概算した結果、炉心が露出する可能性がある1次冷却系保有水量となるまで約26分の時間余裕がある。</p> <p>(添付資料7.4.3.7)</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員による充てんポンプを用いた炉心注水により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>(添付資料7.4.3.8)</p>	<p>【大飯、高浜】 評価結果の相違 【大飯】 記載表現の相違 ・泊は他事象と整合を図った記載とした 【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映） 【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p>

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

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

7.4.3 原子炉冷却材の流出

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>5.3.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「5.3.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり12名である。したがって、「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員74名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。 また、水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。</p> <p>a. 水源 燃料取替用水ピット (1,860m³：有効水量)を水源とする充てんポンプによる炉心注水については、燃料取替用水ピット水位が再循環切替水位 (3号炉：12.5%、4号炉：16.0%) に到達後、代替再循環へ切り替え、以降は格納容器再循環サンプを水源とするため、燃料取替用水ピットへの補給は不要である。</p>	<p>5.3.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「5.3.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり12名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している重大事故等対策要員118名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。 また、水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。</p> <p>a. 水源 燃料取替用水タンク (1,600m³：有効水量)を水源とする充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水については、燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位 (16%) に到達後、代替再循環へ切り替え、以降は格納容器再循環サンプを水源とするため、燃料取替用水タンクへの補給は不要である。</p>	<p>5.3.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「5.3.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり11名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員の28名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。 (添付資料 5.3.6)</p> <p>a. 水源 残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水については、必要な注水量が少なく、また、サブプレッションチェンバ内のプール水を水源とし、循環することから、水源が枯渇することはないため、7日間の継続実施が可能である。</p>	<p>7.4.3.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「7.4.3.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり10名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している中央制御室の運転員、災害対策本部要員、災害対策要員及び災害対策要員 (支援) の36名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源 燃料取替用水ピット (1,700m³：有効水量)を水源とする充てんポンプによる炉心注水については、燃料取替用水ピット水位が再循環切替水位 (16.5%) に到達後、代替再循環へ切り替え、以降は格納容器再循環サンプを水源とするため、燃料取替用水ピットへの補給は不要である。</p>	<p>【大飯、高浜】 体制の相違 ・要員体制の差異</p> <p>【大飯、高浜】 評価条件の相違 ・泊3シングルプラント評価のためツインプラントでの評価である大飯、高浜とは評価条件が異なる (女川と同様)</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・有効水量の相違 ・燃料取替用水ピット (ツク) 切替水位設定の差異</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.4.3 原子炉冷却材の流出

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>b. 燃料</p> <p>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日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約594.7kℓの重油が必要となる。</p> <p>電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約3.1kℓの重油が必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要な重油はこれらを合計して約597.8kℓとなるが、「6.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯蔵タンク及び重油タンクの合計油量(620kℓ)にて供給可能である。</p>	<p>b. 燃料</p> <p>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日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約450.9kℓの重油が必要となる。</p> <p>電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約2.8kℓの重油が必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要な重油はこれらを合計して約453.7kℓとなるが、「6.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯蔵タンク及び重油タンクの合計油量(460kℓ)にて供給可能である。</p>	<p>b. 燃料</p> <p>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>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電源供給を想定した場合、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について、7日間の継続が可能である。</p> <p>緊急時対策所への電源供給については、保守的に事象発生直後からの電源車（緊急時対策所用）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約17kℓの軽油が必要となるが、緊急時対策所軽油タンク（約18kℓ）の使用が可能であることから、7日間の継続が可能である（合計使用量 約777kℓ）。</p> <p>【再掲】</p> <p>軽油タンク（約755kℓ）及びガスタービン発電設備軽油タンク（約300kℓ）にて合計約1,055kℓの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p>	<p>b. 燃料</p> <p>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>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及び緊急時対策所への電源供給について、7日間の継続が可能である（合計使用量約546.3kℓ）。</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映） 【大飯、高浜】 設計の相違 ・必要な燃料量の相違 ・泊は軽油のみを使用する（島根と同様）</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） 【大飯、高浜】 設備名称の相違 設計の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.4.3 原子炉冷却材の流出

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>c. 電源</p> <p>ディーゼル発電機の電源負荷について、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料 2. 1. 12)</p>	<p>c. 電源</p> <p>ディーゼル発電機の電源負荷について、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p>	<p>c. 電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所への電源供給を行う電源車（緊急時対策所用）についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p>	<p>c. 電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定し、ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所への電源供給を行う緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料 7. 4. 3. 9)</p>	<p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・緊急時の評価結果についても記載</p>

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

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

7.4.3 原子炉冷却材の流出

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>5.3.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、原子炉の運転停止中に、原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、誤操作等によって系外への漏えいが発生する。このため、1次冷却材が流出することで、余熱除去機能が喪失し、1次冷却系保有水量が減少することで炉心損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する燃料損傷防止対策は、短期対策として充てんポンプによる炉心注水、長期対策として格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、充てんポンプによる炉心注水により炉心は露出することなく燃料有効長頂部は冠水している。燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、放射線の遮蔽を維持でき、また、炉心崩壊熱により1次冷却材にボイドが発生した場合においても未臨界を維持できる。</p> <p>その結果、燃料有効長頂部は冠水し、放射線の遮蔽は維持され、未臨界が確保されており、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさ並</p>	<p>5.3.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、原子炉の運転停止中に、原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、誤操作等によって系外への漏えいが発生する。このため、1次冷却材が流出することで、余熱除去機能が喪失し、1次系保有水量が減少することで炉心損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する燃料損傷防止対策は、短期対策として充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水、長期対策として格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水により炉心は露出することなく燃料有効長頂部は冠水している。燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、放射線の遮蔽を維持でき、また、炉心崩壊熱により1次冷却材にボイドが発生した場合においても未臨界を維持できる。</p> <p>その結果、燃料有効長頂部は冠水し、放射線の遮蔽は維持され、未臨界が確保されており、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件並びにそれら</p>	<p>5.3.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、系統切替操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出することで原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、燃料損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する燃料損傷防止対策としては、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「原子炉冷却材の流出（RHR切替時の冷却材流出）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について有効性評価を実施した。</p> <p>上記の場合においても、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことにより、燃料は露出することなく燃料有効長頂部は冠水しているため、燃料損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽の維持及び制御棒の全挿入状態が維持されており未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>評価条件の不確かさについて確認した</p>	<p>7.4.3.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、原子炉の運転停止中に、原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、誤操作等によって1次冷却材が系外に流出することで、余熱除去機能が喪失し、1次冷却系保有水量が減少することで燃料損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する燃料損傷防止対策としては、初期の対策として、充てんポンプによる炉心注水、安定状態に向けた対策として、格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、充てんポンプによる炉心注水を行うことにより、燃料は露出することなく燃料有効長頂部は冠水しているため、燃料損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさに</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】</p>

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

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

7.4.3 原子炉冷却材の流出

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>重大事故等対策要員は、本事故シナシナグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時においても供給可能である。</p> <p>以上のことから、事故シナシナグループ「原子炉冷却材の流出」において、充てんポンプを用いた炉心注水による燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シナシナに対して有効であり、事故シナシナグループ「原子炉冷却材の流出」に対して有効である。</p>	<p>が運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>重大事故等対策要員は、本事故シナシナグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時においても供給可能である。</p> <p>以上のことから、事故シナシナグループ「原子炉冷却材の流出」において、充てん/高圧注入ポンプを用いた炉心注水による燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シナシナに対して有効であり、事故シナシナグループ「原子炉冷却材の流出」に対して有効である。</p>	<p>結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シナシナに対して有効であることが確認でき、事故シナシナグループ「原子炉冷却材の流出」に対して有効である。</p>	<p>について確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員、災害対策本部要員、災害対策要員及び災害対策要員（支援）にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、充てんポンプによる炉心注水等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シナシナに対して有効であることが確認でき、事故シナシナグループ「原子炉冷却材の流出」に対して有効である。</p>	<p>記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】記載方針の相違・注では文脈内で重複する表現のため記載していない（伊方と同様）</p>

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

7.4.3 原子炉冷却材の流出

大阪発電所3/4号炉		高浜発電所3/4号炉		女川原子力発電所2号炉		泊発電所3号炉		相違理由
第 5.3.1.1 表 「原子炉冷却材の流出」における重大事故等対策について (1/3)								
判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		重大事故等対処設備		重大事故等対処設備		相違理由
		常設設備	可動設備	常設設備	可動設備	常設設備	可動設備	
a. 1次系水位低下による余熱除去機能喪失の判断	<ul style="list-style-type: none"> 1次系冷却材流出により1次系水位が低下し、余熱除去ポンプの運転に必要な水頭圧が確保できなくなり、余熱除去ポンプがトリップする。余熱除去系 2系系の運転不能により、余熱除去機能喪失と判断する。 余熱除去機能喪失時の対応として、1次系冷却材の流出原因調査及び補修作業を行う。 	常設設備	可動設備	常設設備	可動設備	常設設備	可動設備	【大阪、高浜】 名称等の相違 ・設備仕様等の差異により「手順」「重大事故等対処設備」の記載、名称が異なる 【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川記載の反映） ・既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの及び重大事故等対処設備（設計基準表現）を識別
b. 余熱除去機能喪失時の対応	<ul style="list-style-type: none"> 余熱除去機能喪失時の対応として、1次系冷却材の流出原因調査及び補修作業を行う。 	常設設備	可動設備	常設設備	可動設備	常設設備	可動設備	
c. 原子炉格納容器からの過渡指示及び格納容器エアロックの閉止	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器内にある作業員に対してエバクエーションアラーム又はエバクエーション装置により過渡の指示を行う。 作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。 	常設設備	可動設備	常設設備	可動設備	常設設備	可動設備	
d. 原子炉格納容器隔離操作	<ul style="list-style-type: none"> 放射線物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、原子炉格納容器隔離操作を行う。 	常設設備	可動設備	常設設備	可動設備	常設設備	可動設備	
【 1 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備								
第 5.3.1.1 表 「原子炉冷却材の流出」における重大事故等対策について (1/3)								
判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		重大事故等対処設備		重大事故等対処設備		相違理由
		常設設備	可動設備	常設設備	可動設備	常設設備	可動設備	
a. 1次系水位低下による余熱除去機能喪失の判断	<ul style="list-style-type: none"> 1次系冷却材流出により1次系水位が低下し、余熱除去ポンプの運転に必要な水頭圧が確保できなくなり、余熱除去ポンプがトリップする。2系系の運転不能により、余熱除去機能喪失と判断する。 余熱除去機能喪失時の対応として、1次系冷却材の流出原因調査及び補修作業を行う。 	常設設備	可動設備	常設設備	可動設備	常設設備	可動設備	【大阪、高浜】 名称等の相違 ・設備仕様等の差異により「手順」「重大事故等対処設備」の記載、名称が異なる 【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川記載の反映） ・既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの及び重大事故等対処設備（設計基準表現）を識別
b. 余熱除去機能喪失時の対応	<ul style="list-style-type: none"> 余熱除去機能喪失時の対応として、1次系冷却材の流出原因調査及び補修作業を行う。 	常設設備	可動設備	常設設備	可動設備	常設設備	可動設備	
c. 原子炉格納容器からの過渡指示及び格納容器エアロックの閉止	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器内にある作業員に対してエバクエーションアラーム又はエバクエーション装置により過渡の指示を行う。 作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。 	常設設備	可動設備	常設設備	可動設備	常設設備	可動設備	
d. 原子炉格納容器隔離操作	<ul style="list-style-type: none"> 放射線物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、原子炉格納容器隔離操作を行う。 	常設設備	可動設備	常設設備	可動設備	常設設備	可動設備	
【 1 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備								
第 5.3.1 表 「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策について								
判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		重大事故等対処設備		重大事故等対処設備		相違理由
		常設設備	可動設備	常設設備	可動設備	常設設備	可動設備	
a. 1次系水位低下による余熱除去機能喪失の判断	<ul style="list-style-type: none"> 運転中において原子炉冷却材圧力コントロールが機能しなくなった場合、運転員の操作等により条件への原子炉冷却材の流出が懸念される。 原子炉冷却材圧力コントロールが機能しなくなった場合、運転員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。 	常設設備	可動設備	常設設備	可動設備	常設設備	可動設備	【大阪、高浜】 名称等の相違 ・設備仕様等の差異により「手順」「重大事故等対処設備」の記載、名称が異なる 【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川記載の反映） ・既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの及び重大事故等対処設備（設計基準表現）を識別
b. 余熱除去機能喪失時の対応	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉冷却材圧力コントロールが機能しなくなった場合、運転員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。 	常設設備	可動設備	常設設備	可動設備	常設設備	可動設備	
c. 原子炉格納容器からの過渡指示及び格納容器エアロックの閉止	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器内にある作業員に対してエバクエーションアラーム又はエバクエーション装置により過渡の指示を行う。 作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。 	常設設備	可動設備	常設設備	可動設備	常設設備	可動設備	
d. 原子炉格納容器隔離操作	<ul style="list-style-type: none"> 放射線物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、原子炉格納容器隔離操作を行う。 	常設設備	可動設備	常設設備	可動設備	常設設備	可動設備	
【 1 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備								
第 7.4.3.1 表 「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策について (1/3)								
判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		重大事故等対処設備		重大事故等対処設備		相違理由
		常設設備	可動設備	常設設備	可動設備	常設設備	可動設備	
a. 1次系水位低下による余熱除去機能喪失の判断	<ul style="list-style-type: none"> 1次系冷却材圧力コントロールが機能しなくなった場合、運転員の操作等により条件への原子炉冷却材の流出が懸念される。 原子炉冷却材圧力コントロールが機能しなくなった場合、運転員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。 	常設設備	可動設備	常設設備	可動設備	常設設備	可動設備	【大阪、高浜】 名称等の相違 ・設備仕様等の差異により「手順」「重大事故等対処設備」の記載、名称が異なる 【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川記載の反映） ・既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの及び重大事故等対処設備（設計基準表現）を識別
b. 余熱除去機能喪失時の対応	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉冷却材圧力コントロールが機能しなくなった場合、運転員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。 	常設設備	可動設備	常設設備	可動設備	常設設備	可動設備	
c. 原子炉格納容器からの過渡指示及び格納容器エアロックの閉止	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器内にある作業員に対してエバクエーションアラーム又はエバクエーション装置により過渡の指示を行う。 作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。 	常設設備	可動設備	常設設備	可動設備	常設設備	可動設備	
d. 原子炉格納容器隔離操作	<ul style="list-style-type: none"> 放射線物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、原子炉格納容器隔離操作を行う。 	常設設備	可動設備	常設設備	可動設備	常設設備	可動設備	
【 1 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備								

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

7.4.3 原子炉冷却材の流出

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																												
<p>第 5.3.1 表 「原子炉冷却材の流出」における重大事故等対策について（2/3）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>判断及び操作</th> <th>手順</th> <th>常設設備</th> <th>可搬型設備</th> <th>針梁設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>e. 充てんポンプによる炉心注水及び1次冷却系保有水確保</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 充てん/高圧注入ポンプにより燃料取扱用ピット水を炉心注水し、1次冷却系保有水を維持するとともに、加圧器安全弁（3個取外し中）からの蒸発により崩壊熱を除去する。 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 充てん/高圧注入ポンプ 燃料取扱用ピット水タンク ディーゼル発電機 燃料取扱用ピット水タンク 重油タンク </td> <td>-</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 加圧器水位 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 燃料取扱用ピット水位 </td> </tr> <tr> <td>f. アニウラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環ポンプの起動</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 「燃料容器圧力（広域）計指値が上昇し、0.02MPa(表値)になれば、アニウラス部の水素滞留防止及び破ばく阻滅対策として、アニウラス空気浄化ファンを起動する。 中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環ポンプを起動する。 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> アニウラス空気浄化ファン アニウラス空気浄化フィルタユニット 中央制御室空調ファン 中央制御室非常用循環ポンプ 中央制御室非常用循環ポンプ 燃料フィルタユニット ディーゼル発電機 燃料取扱用ピット水タンク 重油タンク </td> <td>-</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 燃料容器圧力（広域） </td> </tr> </tbody> </table> <p>【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対応設備</p>	判断及び操作	手順	常設設備	可搬型設備	針梁設備	e. 充てんポンプによる炉心注水及び1次冷却系保有水確保	<ul style="list-style-type: none"> 充てん/高圧注入ポンプにより燃料取扱用ピット水を炉心注水し、1次冷却系保有水を維持するとともに、加圧器安全弁（3個取外し中）からの蒸発により崩壊熱を除去する。 	<ul style="list-style-type: none"> 充てん/高圧注入ポンプ 燃料取扱用ピット水タンク ディーゼル発電機 燃料取扱用ピット水タンク 重油タンク 	-	<ul style="list-style-type: none"> 加圧器水位 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 燃料取扱用ピット水位 	f. アニウラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環ポンプの起動	<ul style="list-style-type: none"> 「燃料容器圧力（広域）計指値が上昇し、0.02MPa(表値)になれば、アニウラス部の水素滞留防止及び破ばく阻滅対策として、アニウラス空気浄化ファンを起動する。 中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環ポンプを起動する。 	<ul style="list-style-type: none"> アニウラス空気浄化ファン アニウラス空気浄化フィルタユニット 中央制御室空調ファン 中央制御室非常用循環ポンプ 中央制御室非常用循環ポンプ 燃料フィルタユニット ディーゼル発電機 燃料取扱用ピット水タンク 重油タンク 	-	<ul style="list-style-type: none"> 燃料容器圧力（広域） 	<p>第 5.3.1.1 表 「原子炉冷却材の流出」における重大事故等対策について（2/3）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>判断及び操作</th> <th>手順</th> <th>常設設備</th> <th>可搬型設備</th> <th>針梁設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>e. 充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水及び1次冷却系保有水確保</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 充てん/高圧注入ポンプにより燃料取扱用ピット水を炉心注水し、1次冷却系保有水を維持するとともに、加圧器安全弁（3個取外し中）からの蒸発により崩壊熱を除去する。 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 充てん/高圧注入ポンプ 燃料取扱用ピット水タンク ディーゼル発電機 燃料取扱用ピット水タンク </td> <td>-</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 加圧器水位 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 燃料取扱用ピット水位 燃料容器圧力（広域） </td> </tr> <tr> <td>f. アニウラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環ポンプの起動</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 「燃料容器圧力（広域）計指値が上昇し、0.02MPa(表値)になれば、アニウラス部の水素滞留防止及び破ばく阻滅対策として、アニウラス空気浄化ファンを起動する。 中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環ポンプを起動する。 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> アニウラス空気浄化ファン アニウラス空気浄化フィルタユニット 中央制御室空調ファン 中央制御室非常用循環ポンプ 中央制御室非常用循環ポンプ 燃料フィルタユニット ディーゼル発電機 燃料取扱用ピット水タンク 重油タンク </td> <td>-</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 燃料取扱用ピット水位 燃料容器圧力（広域） </td> </tr> </tbody> </table> <p>【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対応設備</p>	判断及び操作	手順	常設設備	可搬型設備	針梁設備	e. 充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水及び1次冷却系保有水確保	<ul style="list-style-type: none"> 充てん/高圧注入ポンプにより燃料取扱用ピット水を炉心注水し、1次冷却系保有水を維持するとともに、加圧器安全弁（3個取外し中）からの蒸発により崩壊熱を除去する。 	<ul style="list-style-type: none"> 充てん/高圧注入ポンプ 燃料取扱用ピット水タンク ディーゼル発電機 燃料取扱用ピット水タンク 	-	<ul style="list-style-type: none"> 加圧器水位 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 燃料取扱用ピット水位 燃料容器圧力（広域） 	f. アニウラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環ポンプの起動	<ul style="list-style-type: none"> 「燃料容器圧力（広域）計指値が上昇し、0.02MPa(表値)になれば、アニウラス部の水素滞留防止及び破ばく阻滅対策として、アニウラス空気浄化ファンを起動する。 中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環ポンプを起動する。 	<ul style="list-style-type: none"> アニウラス空気浄化ファン アニウラス空気浄化フィルタユニット 中央制御室空調ファン 中央制御室非常用循環ポンプ 中央制御室非常用循環ポンプ 燃料フィルタユニット ディーゼル発電機 燃料取扱用ピット水タンク 重油タンク 	-	<ul style="list-style-type: none"> 燃料取扱用ピット水位 燃料容器圧力（広域） 	<p>第 7.4.3.1 表 「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策について（2/3）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>判断及び操作</th> <th>手順</th> <th>常設設備</th> <th>可搬型設備</th> <th>針梁設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>e. 充てんポンプによる炉心注水及び1次冷却系保有水確保</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 充てんポンプにより燃料取扱用ピット水を炉心注水し、1次冷却系保有水を維持するとともに、加圧器安全弁（3個取外し中）からの蒸発により崩壊熱を除去する。 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 充てんポンプ 燃料取扱用ピット水タンク 【ディーゼル発電機】 ディーゼル発電機燃料油貯槽* </td> <td>-</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 加圧器水位 1次冷却材温度（広域-高温側） 1次冷却材温度（広域-低温側） 燃料取扱用ピット水位* </td> </tr> <tr> <td>f. アニウラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環ポンプの起動</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 「原子炉格納容器圧力指示が上昇し、0.025MPa(表値)になれば、アニウラス部の水素滞留防止及び破ばく阻滅対策として、アニウラス空気浄化ファンを起動する。 中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環ポンプを起動する。 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> アニウラス空気浄化ファン アニウラス空気浄化フィルタユニット 中央制御室空調ファン 中央制御室非常用循環ポンプ 中央制御室非常用循環ポンプ 燃料フィルタユニット 【ディーゼル発電機】 ディーゼル発電機燃料油貯槽* </td> <td>-</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 燃料取扱用ピット水位* 原子炉格納容器圧力* </td> </tr> </tbody> </table> <p>*：既許可の対象となっている設備を重大事故等対応設備に位置付けるもの【 】：重大事故等対応設備（設計基準記載）</p>	判断及び操作	手順	常設設備	可搬型設備	針梁設備	e. 充てんポンプによる炉心注水及び1次冷却系保有水確保	<ul style="list-style-type: none"> 充てんポンプにより燃料取扱用ピット水を炉心注水し、1次冷却系保有水を維持するとともに、加圧器安全弁（3個取外し中）からの蒸発により崩壊熱を除去する。 	<ul style="list-style-type: none"> 充てんポンプ 燃料取扱用ピット水タンク 【ディーゼル発電機】 ディーゼル発電機燃料油貯槽* 	-	<ul style="list-style-type: none"> 加圧器水位 1次冷却材温度（広域-高温側） 1次冷却材温度（広域-低温側） 燃料取扱用ピット水位* 	f. アニウラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環ポンプの起動	<ul style="list-style-type: none"> 「原子炉格納容器圧力指示が上昇し、0.025MPa(表値)になれば、アニウラス部の水素滞留防止及び破ばく阻滅対策として、アニウラス空気浄化ファンを起動する。 中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環ポンプを起動する。 	<ul style="list-style-type: none"> アニウラス空気浄化ファン アニウラス空気浄化フィルタユニット 中央制御室空調ファン 中央制御室非常用循環ポンプ 中央制御室非常用循環ポンプ 燃料フィルタユニット 【ディーゼル発電機】 ディーゼル発電機燃料油貯槽* 	-	<ul style="list-style-type: none"> 燃料取扱用ピット水位* 原子炉格納容器圧力* 	<p>【大阪、高浜】 名称等の相違 ・設備仕様等の差異により「手順」「重大事故等対応設備」の記載、名称が異なる</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・既許可の対象となっている設備を重大事故等対応設備に位置付けるもの及び重大事故等対応設備（設計基準記載）を識別</p>
判断及び操作	手順	常設設備	可搬型設備	針梁設備																																												
e. 充てんポンプによる炉心注水及び1次冷却系保有水確保	<ul style="list-style-type: none"> 充てん/高圧注入ポンプにより燃料取扱用ピット水を炉心注水し、1次冷却系保有水を維持するとともに、加圧器安全弁（3個取外し中）からの蒸発により崩壊熱を除去する。 	<ul style="list-style-type: none"> 充てん/高圧注入ポンプ 燃料取扱用ピット水タンク ディーゼル発電機 燃料取扱用ピット水タンク 重油タンク 	-	<ul style="list-style-type: none"> 加圧器水位 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 燃料取扱用ピット水位 																																												
f. アニウラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環ポンプの起動	<ul style="list-style-type: none"> 「燃料容器圧力（広域）計指値が上昇し、0.02MPa(表値)になれば、アニウラス部の水素滞留防止及び破ばく阻滅対策として、アニウラス空気浄化ファンを起動する。 中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環ポンプを起動する。 	<ul style="list-style-type: none"> アニウラス空気浄化ファン アニウラス空気浄化フィルタユニット 中央制御室空調ファン 中央制御室非常用循環ポンプ 中央制御室非常用循環ポンプ 燃料フィルタユニット ディーゼル発電機 燃料取扱用ピット水タンク 重油タンク 	-	<ul style="list-style-type: none"> 燃料容器圧力（広域） 																																												
判断及び操作	手順	常設設備	可搬型設備	針梁設備																																												
e. 充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水及び1次冷却系保有水確保	<ul style="list-style-type: none"> 充てん/高圧注入ポンプにより燃料取扱用ピット水を炉心注水し、1次冷却系保有水を維持するとともに、加圧器安全弁（3個取外し中）からの蒸発により崩壊熱を除去する。 	<ul style="list-style-type: none"> 充てん/高圧注入ポンプ 燃料取扱用ピット水タンク ディーゼル発電機 燃料取扱用ピット水タンク 	-	<ul style="list-style-type: none"> 加圧器水位 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 燃料取扱用ピット水位 燃料容器圧力（広域） 																																												
f. アニウラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環ポンプの起動	<ul style="list-style-type: none"> 「燃料容器圧力（広域）計指値が上昇し、0.02MPa(表値)になれば、アニウラス部の水素滞留防止及び破ばく阻滅対策として、アニウラス空気浄化ファンを起動する。 中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環ポンプを起動する。 	<ul style="list-style-type: none"> アニウラス空気浄化ファン アニウラス空気浄化フィルタユニット 中央制御室空調ファン 中央制御室非常用循環ポンプ 中央制御室非常用循環ポンプ 燃料フィルタユニット ディーゼル発電機 燃料取扱用ピット水タンク 重油タンク 	-	<ul style="list-style-type: none"> 燃料取扱用ピット水位 燃料容器圧力（広域） 																																												
判断及び操作	手順	常設設備	可搬型設備	針梁設備																																												
e. 充てんポンプによる炉心注水及び1次冷却系保有水確保	<ul style="list-style-type: none"> 充てんポンプにより燃料取扱用ピット水を炉心注水し、1次冷却系保有水を維持するとともに、加圧器安全弁（3個取外し中）からの蒸発により崩壊熱を除去する。 	<ul style="list-style-type: none"> 充てんポンプ 燃料取扱用ピット水タンク 【ディーゼル発電機】 ディーゼル発電機燃料油貯槽* 	-	<ul style="list-style-type: none"> 加圧器水位 1次冷却材温度（広域-高温側） 1次冷却材温度（広域-低温側） 燃料取扱用ピット水位* 																																												
f. アニウラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環ポンプの起動	<ul style="list-style-type: none"> 「原子炉格納容器圧力指示が上昇し、0.025MPa(表値)になれば、アニウラス部の水素滞留防止及び破ばく阻滅対策として、アニウラス空気浄化ファンを起動する。 中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環ポンプを起動する。 	<ul style="list-style-type: none"> アニウラス空気浄化ファン アニウラス空気浄化フィルタユニット 中央制御室空調ファン 中央制御室非常用循環ポンプ 中央制御室非常用循環ポンプ 燃料フィルタユニット 【ディーゼル発電機】 ディーゼル発電機燃料油貯槽* 	-	<ul style="list-style-type: none"> 燃料取扱用ピット水位* 原子炉格納容器圧力* 																																												

