

女川原子力発電所保安規定審査資料	
資料番号	保-0006-4
提出年月日	2022年11月24日

女川原子力発電所2号炉

原子炉施設保安規定変更に係る説明資料

(17条, 添付1-2, 1-3

先行BWRプラントとの比較表)

【添付1-2 (内部溢水, 地震, 津波),

添付1-3 (表1~20) 抜粋】

2022年11月

東北電力株式会社

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 下線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>女川2号炉案</p>	<p>差異理由</p>
<p>添付2 火災，内部溢水，火山影響等，その他自然災害 及び有毒ガス対応に係る実施基準</p> <p>(第17条，第17条の2，第17条の3， 第17条の4及び第17条の5関連)</p>	<p>添付1-2 火災，内部溢水，火山影響等，その他自然災害 および有毒ガス対応に係る実施基準</p> <p>(第17条，第17条の2，第17条の3，第17条の4および第17条の5関連)</p>	

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

相崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）	女川2号炉案	差異理由
<p>2. 内部溢水</p> <p>技術計画GMは、溢水発生時における原子炉施設の保全のための活動を行う体制の整備として、次の2. 1項から2. 4項を含む計画を策定し、安全総括部長の承認を得る。また、各GMは、計画に基づき、溢水発生時における原子炉施設の保全のための活動を行うために必要な体制及び手順の整備を実施する。</p> <p>2. 1 要員の配置</p> <p>防災安全GMは、原子力災害が発生するおそれがある場合又は発生した場合に備え、第108条に定める必要な要員を配置する。</p> <p>2. 2 教育訓練の実施</p> <p>技術計画GMは、溢水発生時の対応に関する以下の教育訓練を定期的の実施する。</p> <p>(1) 全所員に対して、溢水全般（評価内容並びに溢水経路、防護すべき設備、水密扉及び堰等の設置の考え方等）の運用管理に関する教育訓練を実施する。</p> <p>(2) 運転員に対して、溢水発生時の運転操作等に関する教育訓練を実施する。</p> <p>2. 3 資機材の配備</p> <p>各GMは、溢水発生時に使用する資機材を配備する。</p> <p>2. 4 手順書の整備</p> <p>(1) 発電GM及び技術計画GMは、溢水発生時における原子炉施設の保全のための活動を行うために必要な体制の整備として、以下の活動を実施することをマニュアルに定める。</p> <p>ア. 溢水発生時の措置に関する手順</p> <p>(ア) 当直長は、想定破損による溢水、消火水の放水による溢水、地震起因による溢水及びその他の要因による溢水が発生した場合の措置を行う。</p> <p>(イ) 当直長は、燃料プール冷却浄化系やサプレッションプール浄化系が機能喪失した場合、残留熱除去系による使用済燃料プールの注水及び冷却の措置を行う。</p> <p>イ. 運転時間実績管理</p> <p>技術計画GMは、運転実績（高エネルギー配管として運転している割合が当該系統の運転している時間の2%又はプラント運転期間の1%より小さい）により、低エネルギー配管としている系統についての運転時間実績管理を行う。</p> <p>ウ. 水密扉の閉止状態の管理</p> <p>当直長は、中央制御室等において水密扉監視設備等の警報監視により、必要な水密扉の閉止状態の確認を行う。また、各GMは、水密扉開放後の確実な閉止操作及び閉止されていない状態が確認された場合の閉止操作を行う。</p> <p>エ. 屋外タンクの片側運用の管理</p> <p>当直長は、防護すべき設備が設置される建屋へ過度の溢水が流入し伝播することを防ぐため、<u>過水タンク及び純水タンクを常時一基隔離し、片側運用とする。</u></p>	<p>2. 内部溢水</p> <p>防災課長は、溢水発生時における原子炉施設の保全のための活動を行う体制の整備として、次の2. 1項から2. 4項を含む計画を策定し、所長の承認を得る。また、各課長は、計画に基づき、溢水発生時における原子炉施設の保全のための活動を行うために必要な体制および手順の整備を実施する。</p> <p>2. 1 要員の配置</p> <p>防災課長は、原子力災害が発生するおそれがある場合または発生した場合に備え、第108条に定める必要な要員を配置する。</p> <p>2. 2 教育訓練の実施</p> <p>溢水発生時の対応に関する以下の教育訓練を定期的の実施する。</p> <p>(1) 防災課長は、全所員に対して、溢水全般（評価内容ならびに溢水経路、防護すべき設備、水密扉および堰等の設置の考え方等）の運用管理に関する教育訓練を実施する。</p> <p>(2) 発電管理課長は、運転員に対して、溢水発生時の運転操作等に関する教育訓練を実施する。</p> <p>2. 3 資機材の配備</p> <p>各課長は、溢水発生時に使用する資機材を配備する。</p> <p>2. 4 手順書の整備</p> <p>(1) 防災課長は、<u>溢水発生時における原子炉施設の保全のための活動を行うために必要な体制の整備として、以下の活動を実施することを品質マネジメント文書に定める。</u></p> <p>a. 溢水発生時の措置に関する手順</p> <p>(a) 発電課長は、想定破損による溢水、消火水の放水による溢水、地震起因による溢水およびその他の要因による溢水が発生した場合の措置を行う。</p> <p>(b) 発電課長は、燃料プール冷却浄化系または燃料プール補給水系が機能喪失した場合、残留熱除去系による使用済燃料プールの注水および冷却の措置を行う。</p> <p>b. 運転時間実績管理</p> <p>防災課長は、運転実績（高エネルギー配管として運転している割合が当該系統の運転している時間の2%またはプラント運転期間の1%より小さい）により、低エネルギー配管としている系統についての運転時間実績管理を行う。</p> <p>c. 水密扉の閉止状態の管理</p> <p>発電課長は、中央制御室等において水密扉監視設備等の警報監視により、必要な水密扉の閉止状態の確認を行う。また、各課長は、水密扉開放後の確実な閉止操作および閉止されていない状態が確認された場合の閉止操作を行う。</p> <p>d. 屋外タンクの水量の管理</p> <p>防災課長は、防護すべき設備が設置される建屋へ過度の溢水が流入し伝播することを防ぐため、<u>必要な屋外タンクの水量を管理する。</u></p>	<p>・計画の承認者の相違（女川では所長が承認者）</p> <p>・設備設計の相違（溢水量管理として、柏崎では屋外タンクは片側運用、女川では屋外タンクの水量の管理） TS-10 602 ページ参照</p>

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）	女川2号炉案	差異理由
<p>才. 溢水発生時の原子炉施設への影響確認に関する手順</p> <p>各CMは、原子炉施設に溢水が発生した場合、事象収束後、原子炉施設の損傷の有無を確認するとともに、その結果を所長及び原子炉主任技術者に報告する。</p> <p>カ. 蒸気漏えいに対する管理</p> <p>当直長は、原子炉建屋内における所内蒸気系漏えいによる影響の発生を防止するための管理を行う。</p>	<p>e. 溢水発生時の原子炉施設への影響確認に関する手順</p> <p>各課長は、原子炉施設に溢水が発生した場合は、事象収束後、原子炉施設の損傷の有無を確認するとともに、その結果を所長および原子炉主任技術者に報告する。</p>	<p>参照</p> <p>別紙添付 1-2(2. 内部溢水)(1)参照</p> <p>・柏崎は、隔離する期間を明確にするために「常時」を記載。女川は、隔離する運用ではなく、また、管理する期間については、他の項目と同様、明記していない。</p> <p>・水量管理する屋外タンクとは、再生純水タンク、No.1サブレーションプール水貯蔵タンク、No.2サブレーションプール水貯蔵タンク、2号復水浄化系復水脱塩装置苛性ソーダ貯槽、2号復水浄化系復水脱塩装置硫酸貯槽、2号硫酸計量槽、3号各種薬液貯蔵及び移送系硫酸貯槽、3号各種薬液貯蔵及び移送系苛性ソーダ貯槽である。</p> <p>・設備の相違による運用の相違（柏崎は溢水源となる系統を溢水防護区画外の元弁で閉止することにより、蒸気漏えいによる影響の発生を防止する。女川は同様の加熱蒸気系において、溢水防護区画外の元弁で閉止</p>

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 下線：旧条文からの変更箇所

相崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）	女川2号炉案	差異理由
<p>キ．排水誘導経路に対する管理 当直長は、排水を期待する設備の状態監視を行う。また、技術計画GMは、排水を期待する箇所からの排水を阻害する要因に対し、それを防止するための管理を行う。</p> <p>ク．定事検停止時等における運用管理 原子炉安全GMは、定事検停止時等の作業に伴う防護対象設備の不待機や扉の開放等、影響評価上設定したプラント状態の一時的な変更時においても、その状態を踏まえた必要な安全機能が損なわれないよう管理を行う。</p> <p>ケ．施設管理、点検 (ア) 各GMは、配管の想定破損評価において、応力評価の結果により破損形状の想定を行う配管は、評価結果に影響するような減肉がないことを確認するために、継続的な肉厚管理を行う。 (イ) 各GMは、浸水防護施設を維持するため、施設管理計画に基づき適切に施設管理、点検を実施するとともに、必要に応じ補修を行う。 コ．溢水評価条件の変更の要否を確認する手順 技術計画GMは、各種対策設備の追加及び資機材の持ち込み等により評価条件に見直しがある場合、都度、溢水評価への影響確認を行う。</p>	<p>f. 排水誘導経路に対する管理 発電課長は、排水を期待する設備等の状態監視を行う。また、防災課長は、排水を期待する箇所からの排水を阻害する要因に対し、それを防止するための管理を行う。</p> <p>g. 定事検停止時等における運用管理 防災課長は、定事検停止時等の作業に伴う防護対象設備の不待機や扉の開放等、影響評価上設定したプラント状態の一時的な変更時においても、その状態を踏まえた必要な安全機能が損なわれないよう管理を行う。</p> <p>h. 施設管理、点検 (a) 各課長は、配管の想定破損評価において、応力評価の結果により破損形状の想定を行う配管は、評価結果に影響するような減肉がないことを確認するために、継続的な肉厚管理を行う。</p> <p>(b) 各課長は、浸水防護設備を維持するため、施設管理計画に基づき適切に施設管理、点検を実施するとともに、必要に応じ補修を行う。</p> <p>i. 溢水評価条件の変更の要否を確認する手順 防災課長は、各種対策設備の追加および資機材の持ち込み等により評価条件に見直しがある場合、都度、溢水評価への影響確認を行う。</p> <p>j. B、Cクラス機器運用管理 各課長は、地震起因による溢水において、溢水源となる機器のうち運用によって溢水を考慮しない機器について、プラント運転中および停止中において常時、系統運用を停止し、隔離（水抜き）する。</p>	<p>運用は実施しない。なお、当該系統については耐震補強の実施及び想定破損除外を適用しており、減肉による破損が生じないことを継続的な肉厚管理により確認する。）</p> <p>別紙_添付 1-2(2) 内部溢水(3)参照</p> <p>・TS-47 添付 1-2「火災、内部溢水、火山影響等、その他自然災害および有毒ガス対応に係る実施基準」のうち施設管理点検に関する記載について</p> <p>・設備設計の相違(女川では、溢水量低減のため、溢水源となる機器のうち運用で管理する系統は隔離(水抜き)する。)</p> <p>TS-10 602 ページ参照</p> <p>別紙_添付 1-2(2) 内部溢水(2)参照</p> <p>・溢水防護対策として運用管理するB、Cクラス機器とは、CRD自動交換機制御室、ISI及びPCV L/T室、脱衣エリア、下足エリア、女性用更衣室エリア、女性用脱衣手洗いエリアの各フアンコルユニット</p>

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 赤字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 下線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）	女川2号炉案	差異理由
<p>2. 5 定期的な評価</p> <p>(1) 各GMは、2. 1項から2. 4項の活動の実施結果について、1年に1回以上定期的に評価を行うとともに、評価結果に基づき、より適切な活動となるように必要に応じて、計画の見直しを行い、技術計画GMに報告する。</p> <p>(2) 技術計画GMは、各GMからの報告を受け、必要に応じて、計画の見直しを行う。</p> <p>2. 6 原子炉施設の災害を未然に防止するための措置</p> <p>当直長は、溢水の影響により、原子炉施設の保安に重大な影響を及ぼす可能性がある」と判断した場合は、当該号炉を所管する運転管理部長に報告する。当該号炉を所管する運転管理部長は、所長、原子炉主任技術者及び関係GMに連絡するとともに、必要に応じて原子炉停止等の措置について協議する。</p>	<p>k. 排水手順</p> <p>各課長は、<u>溢水発生後、滞留区画等の排水作業を行う。</u></p> <p>2. 5 定期的な評価</p> <p>(1) 各課長は、2. 1項から2. 4項の活動の実施結果について、1年に1回以上定期的に評価を行うとともに、評価結果に基づき、より適切な活動となるように必要に応じて、計画の見直しを行い、防災課長に報告する。</p> <p>(2) 防災課長は、各課長からの報告を受け、必要に応じて、計画の見直しを行う。</p> <p>2. 6 原子炉施設の災害を未然に防止するための措置</p> <p>発電課長は、溢水の影響により、原子炉施設の保安に重大な影響を及ぼす可能性がある」と判断した場合は、<u>発電管理課長に報告する。発電管理課長は、所長、原子炉主任技術者および関係課長に連絡するとともに、必要に応じて原子炉停止等の措置について協議する。</u></p>	<p>である。</p> <p>•運用の明確化(女川では、溢水発生後の排水作業を明確化) TS-10 604 ページ参照</p>

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 下線：旧条文からの変更箇所

柘崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）	女川2号炉案	差異理由
<p>4. 地 震</p> <p>技術計画GMは、地震発生時における原子炉施設の保全のための活動を行う体制の整備として、次の4. 1項から4. 4項を含む計画を策定し、安全総括部長の承認を得る。また、各GMは、計画に基づき、地震発生時における原子炉施設の保全のための活動を行うために必要な体制及び手順の整備を実施する。</p> <p>4. 1 要員の配置</p> <p>(1) 防災安全GMは、災害（原子力災害を除く。）が発生するおそれがある場合又は発生した場合に備え、必要な要員を配置する。</p> <p>(2) 防災安全GMは、原子力災害が発生するおそれがある場合又は発生した場合に備え、第108条に定める必要な要員を配置する。</p> <p>4. 2 教育訓練の実施</p> <p>技術計画GMは、地震発生時に関する以下の教育訓練を定期的実施する。</p> <p>(1) 全所員に対して、地震発生時の運用管理に関する教育訓練を実施する。</p> <p>(2) 運転員に対して、地震発生時の運転操作等に関する教育訓練を実施する。</p> <p>4. 3 資機材の配備</p> <p>各GMは、地震発生時に使用する資機材を配備する。</p> <p>4. 4 手順書の整備</p> <p>(1) 技術計画GMは、地震発生時における原子炉施設の保全のための活動を行うために必要な体制の整備として、以下の活動を実施することをマニュアルに定める。</p>	<p>4. 地 震</p> <p>防災課長は、地震発生時における原子炉施設の保全のための活動を行う体制の整備として、次の4. 1項から4. 4項を含む計画を策定し、所長の承認を得る。また、各課長は、計画に基づき、地震発生時における原子炉施設の保全のための活動を行うために必要な体制および手順の整備を実施する。</p> <p>4. 1 要員の配置</p> <p>(1) 防災課長は、災害（原子力災害を除く。）が発生するおそれがある場合または発生した場合に備え、必要な要員を配置する。</p> <p>(2) 防災課長は、原子力災害が発生するおそれがある場合または発生した場合に備え、第108条に定める必要な要員を配置する。</p> <p>(3) 防災課長は、地下水位低下設備の機能喪失のおそれがある場合または機能喪失した場合に備え、必要な要員を配置する。</p> <p>4. 2 教育訓練の実施</p> <p>地震発生時に対応に関する以下の教育訓練を定期的実施する。</p> <p>(1) 防災課長は、全所員に対して、地震発生時の運用管理に関する教育訓練を実施する。</p> <p>(2) 発電管理課長は、運転員に対して、地震発生時の運転操作等に関する教育訓練を実施する。</p> <p>4. 3 資機材の配備</p> <p>(1) 各課長は、地震発生時に使用する資機材を配備する。</p> <p>(2) 防災課長は、地下水位低下設備の機能喪失時ににおける地下水の排水措置および復旧に使用する資機材を配備する。</p> <p>4. 4 手順書の整備</p> <p>(1) 防災課長は、地震発生時における原子炉施設の保全のための活動を行うために必要な体制の整備として、以下の活動を実施することを品質マネジメント文書に定める。</p> <p>a. 波及的影響防止に関する手順</p> <p>(a) 各課長は、波及的影響を防止するよう現場を維持するため、2号炉の機器設置時の配慮事項等を定めて管理する。</p> <p>(b) 各課長は、2号炉の機器・配管等の設置および点検資材等の仮設・仮置時における、耐震重要施設（耐震スクラス施設）および常設耐震重要重大事故防止設備、常設重大事故緩和設備、常設重大事故防止設備（設計基準拡張）（当該設備が属する耐震重要度分類がスクラスのもの）又は常設重大事故緩和設備（設計基準拡張）（当該設備が属する耐震重要度分類がスクラスのもの）または常設重大事故緩和設備（設計基準拡張）ならびにこれらが設置される重大事故等対処施設（以下「耐震重要施設等」という。）に対する下位クラス施設^{※1}の波及的影響（4つの観点^{※2}および溢水・火災の観点）を防止する。</p> <p>※1：耐震重要施設等以外の施設をいう。</p> <p>※2：4つの観点とは、以下をいう。</p>	<p>・計画の承認者の相違（女川では所長が承認者）</p> <p>・体制の相違（女川では地下水位低下設備の対応する要員を配置）</p> <p>TS-10 1097 ページ参照</p>
<p>7. 波及的影響防止に関する手順</p> <p>(ア) 各GMは、波及的影響を防止するよう現場を維持するため、7号炉の機器設置時の配慮事項等を定めて管理する。</p> <p>(イ) 各GMは、7号炉の機器・配管等の設置および点検資材等の仮設・仮置時における、耐震重要施設（耐震スクラス施設）及び常設耐震重要重大事故防止設備、常設重大事故緩和設備、常設重大事故防止設備（設計基準拡張）（当該設備が属する耐震重要度分類がスクラスのもの）又は常設重大事故緩和設備（設計基準拡張）並びにこれらが設置される重大事故等対処施設（以下、「耐震重要施設等」という。）に対する下位クラス施設^{※1}の波及的影響（4つの観点^{※2}および溢水・火災の観点）を防止する。</p> <p>※1：耐震重要施設等以外の施設をいう。</p> <p>※2：4つの観点とは、以下をいう。</p>	<p>(2) 防災課長は、地下水位低下設備の機能喪失時ににおける地下水の排水措置および復旧に使用する資機材を配備する。</p> <p>4. 4 手順書の整備</p> <p>(1) 防災課長は、地震発生時における原子炉施設の保全のための活動を行うために必要な体制の整備として、以下の活動を実施することを品質マネジメント文書に定める。</p> <p>a. 波及的影響防止に関する手順</p> <p>(a) 各課長は、波及的影響を防止するよう現場を維持するため、2号炉の機器設置時の配慮事項等を定めて管理する。</p> <p>(b) 各課長は、2号炉の機器・配管等の設置および点検資材等の仮設・仮置時における、耐震重要施設（耐震スクラス施設）および常設耐震重要重大事故防止設備、常設重大事故緩和設備、常設重大事故防止設備（設計基準拡張）（当該設備が属する耐震重要度分類がスクラスのもの）又は常設重大事故緩和設備（設計基準拡張）（当該設備が属する耐震重要度分類がスクラスのもの）または常設重大事故緩和設備（設計基準拡張）ならびにこれらが設置される重大事故等対処施設（以下「耐震重要施設等」という。）に対する下位クラス施設^{※1}の波及的影響（4つの観点^{※2}および溢水・火災の観点）を防止する。</p> <p>※1：耐震重要施設等以外の施設をいう。</p> <p>※2：4つの観点とは、以下をいう。</p>	<p>・設備の相違（女川では地下水位低下設備の資機材を配備）</p> <p>TS-10 1097 ページ参照</p>

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 下線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

相崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）	女川2号炉案	差異理由
<p>イ. 設置地盤及び地震応答性状の相違等に起因する相対変位又は不等沈下による影響</p> <p>ア. 設置地盤および地震応答性状の相違等に起因する相対変位または不等沈下による影響</p> <p>ii. 耐震重要施設等と下位クラス施設との接続部における相互影響</p> <p>iii. 建屋内における下位クラス施設の損傷、転倒および落下等による耐震重要施設等への影響</p> <p>iv. 建屋外における下位クラス施設の損傷、転倒および落下等による耐震重要施設等への影響</p> <p>イ. 設備の保管に関する手順</p> <p>(ア) 各GMIは、7号炉の可搬型重大事故等対処設備について、地震による周辺斜面の崩壊・溢水・火災等の影響により重大事故等に対処するために必要な機能を喪失しないよう、固縛措置、分散配置、転倒防止対策等による適切な保管がなされていることを確認する。</p> <p>(イ) 各GMIは、7号炉の可搬型重大事故等対処設備のうち、屋外の車両型設備等について、離隔距離を基に必要な設備間隔を定め適切な保管がなされていることを確認する。</p> <p>ウ. 地震発生時の原子炉施設への影響確認に関する手順</p> <p>各GMIは、発電所周辺のあらかじめ定められた測候所等において震度5弱以上の地震が観測された場合、原子炉施設の損傷の有無を確認するとともに、その結果を所長及び原子炉主任技術者に報告する。</p> <p>エ. 代替設備の確保</p> <p>各GMIは、地震の影響により、安全施設の構造健全性が維持できない場合を考慮して、代替設備による必要な機能の確保、安全上支障のない期間における補修の実施等により、安全機能を維持する。</p>	<p>i. 設置地盤および地震応答性状の相違等に起因する相対変位または不等沈下による影響</p> <p>ii. 耐震重要施設等と下位クラス施設との接続部における相互影響</p> <p>iii. 建屋内における下位クラス施設の損傷、転倒および落下等による耐震重要施設等への影響</p> <p>iv. 建屋外における下位クラス施設の損傷、転倒および落下等による耐震重要施設等への影響</p> <p>b. 設備の保管に関する手順</p> <p>(a) 各課長は、2号炉の可搬型重大事故等対処設備について、地震による周辺斜面の崩壊・溢水・火災等の影響により重大事故等に対処するために必要な機能を喪失しないよう、固縛措置、分散配置、転倒防止対策等による適切な保管がなされていることを確認する。</p> <p>(b) 各課長は、2号炉の可搬型重大事故等対処設備のうち、屋外の車両型設備等について、離隔距離を基に必要な設備間隔を定め適切な保管がなされていることを確認する。</p> <p>c. 地震発生時の原子炉施設への影響確認に関する手順</p> <p>各課長は、発電所周辺のあらかじめ定められた測候所等において震度5弱以上の地震が観測された場合、原子炉施設の損傷の有無を確認するとともに、その結果を所長および原子炉主任技術者に報告する。</p> <p>d. 代替設備の確保</p> <p>各課長は、地震の影響により、安全施設の構造健全性が維持できない場合を考慮して、代替設備による必要な機能の確保、安全上支障のない期間における補修の実施等により、安全機能を維持する。</p> <p>e. 地下水位低下設備の機能喪失時の対応</p> <p>(a) 発電課長は、防災課長に可搬型ポンプユニットによる排水措置を依頼する。また、発電課長は、第57条に基づき必要に応じて原子炉を停止する。</p> <p>(b) 防災課長は、第57条に基づき可搬型ポンプユニットによる排水措置を実施する。</p> <p>(c) 防災課長は、屋外排水路の排水異常により、地表面での潜水が確認された場合は、仮設ホースの敷設等による対応を行い、排水経路の確保を行う。</p> <p>f. 地下水位上昇時の原子炉施設への影響確認</p> <p>各課長は、地下水位が設計用地下水位を超過したおそれがあることを確認した場合、事象収束後、原子炉施設の損傷の有無を確認するとともに、その結果を所長および原子炉主任技術者に報告する。</p> <p>g. 地下水位低下設備の施設管理、点検</p> <p>原子炉課長、電気課長、計測制御課長および土木課長は、地下水位低下設備の要求機能を維持するため、施設管理計画に基づき適切に施設管理、点検を実施するとともに、必要に応じ補修を行う。</p> <p>h. 地下水位低下設備の設計条件の変更の要否確認</p> <p>(a) 土木課長は、地下水位の観測記録を一定期間取得し、設計用地下水位と異なることの妥当性を確認する。</p> <p>(b) 土木課長は、地下水位に影響を与える大規模な地盤改良や地中構造物の設置・撤去等を行う場合、設計用地下水位への影響確認を行う。</p>	<p>・設備、運用の相違（女川では地下水位低下設備の機能喪失時の対応を記載）</p> <p>・運用の相違（女川では地下水位低下設備の機能喪失時の対応を記載）</p> <p>・設備、運用の相違（女川では地下水位低下設備の施設管理等を記載）</p> <p>・設備、運用の相違（女川では地下水位低下設備の設計条件の変更の要否確認を記載）</p> <p>TS-10 1097 ページ参照 別紙_添付 1-2(4.地震)(1)(2)参照</p>

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 下線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）	女川2号炉案	差異理由
<p>4. 5 定期的な評価</p> <p>(1) 各GMは、4. 1項から4. 4項の活動の実施結果について、1年に1回以上定期的に評価を行うとともに、評価結果に基づき、より適切な活動となるように必要に応じて、計画の見直しを行い、技術計画GMに報告する。</p> <p>(2) 技術計画GMは、各GMからの報告を受け、必要に応じて、計画の見直しを行う。</p> <p>4. 6 原子炉施設の災害を未然に防止するための措置</p> <p>当直長は、地震の影響により、原子炉施設の保安に重大な影響を及ぼす可能性があると判断した場合は、当該号炉を所管する運転管理部長に報告する。当該号炉を所管する運転管理部長は、所長、原子炉主任技術者及び関係GMに連絡するとともに、必要に応じて原子炉停止等の措置について協議する。</p> <p>4. 7 その他関連する活動</p> <p>(1) 7号炉について、原子力設備管理部長は、以下の活動を実施することをマニュアルに定める。</p> <p>ア. 新たな知見等の収集、反映</p> <p>原子力設備管理部長は、定期的に新たな知見の確認を行い、新たな知見が得られた場合、耐震安全性に関する評価を行い、必要な事項を適切に反映する。</p> <p>イ. 波及的影響防止</p> <p>原子力設備管理部長は、4つの観点以外の新たな波及的影響の観点の抽出を実施する。</p> <p>ウ. 地震観測及び影響確認</p> <p>(ア) 原子力設備管理部長は、7号炉の原子炉施設のうち安全上特に重要なものに対して、地震観測等により振動性状の把握及び土木設備・建築物の機能に支障のないことの確認を行うとともに、適切な観測を継続的に実施するために、必要に応じ、地震観測網の拡充を計画する。</p> <p>(イ) 原子力設備管理部長は、7号炉の原子炉施設のうち安全上特に重要なものに対する振動性状の確認結果を受けて、その結果をもとに施設の機能に支障のないことを確認する。</p>	<p>4. 5 定期的な評価</p> <p>(1) 各課長は、4. 1項から4. 4項の活動の実施結果について、1年に1回以上定期的に評価を行うとともに、評価結果に基づき、より適切な活動となるように必要に応じて、計画の見直しを行い、防災課長に報告する。</p> <p>(2) 防災課長は、各課長からの報告を受け、必要に応じて、計画の見直しを行う。</p> <p>4. 6 原子炉施設の災害を未然に防止するための措置</p> <p>発電課長は、地震の影響により、原子炉施設の保安に重大な影響を及ぼす可能性があるかと判断した場合は、発電管理課長に報告する。発電管理課長は、所長、原子炉主任技術者および関係課長に連絡するとともに、必要に応じて原子炉停止等の措置について協議する。</p> <p>4. 7 その他関連する活動</p> <p>(1) 2号炉について、原子力部長は、以下の活動を実施することを品質マネジメント文書に定める。</p> <p>a. 新たな知見等の収集、反映</p> <p>原子力部長は、定期的に新たな知見の確認を行い、新たな知見が得られた場合、耐震安全性に関する評価を行い、必要な事項を適切に反映する。</p> <p>b. 波及的影響防止</p> <p>原子力部長は、4つの観点以外の新たな波及的影響の観点の抽出を実施する。</p> <p>c. 地震観測および影響確認</p> <p>(a) 原子力部長は、2号炉の原子炉施設のうち安全上特に重要なものに対して、地震観測等により振動性状の把握および土木設備・建築物の機能に支障のないことの確認を行うとともに、適切な観測を継続的に実施するために、必要に応じ、地震観測網の拡充を計画する。</p> <p>(b) 原子力部長は、2号炉の原子炉施設のうち安全上特に重要なものに対する振動性状の確認結果を受けて、その結果をもとに施設の機能に支障のないことを確認する。</p>	

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 下線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

相崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）	女川2号炉案	差異理由
<p>5. 津波</p> <p>技術計画GMは、津波発生時における原子炉施設の保全のための活動を行う体制の整備として、次の5. 1項から5. 4項を含む計画を策定し、安全総括部長の承認を得る。また、各GMは、計画に基づき、津波発生時における原子炉施設の保全のための活動を行うために必要な体制及び手順の整備を実施する。</p> <p>5. 1 要員の配置</p> <p>(1) 防災安全GMは、災害（原子力災害を除く。）が発生するおそれがある場合又は発生した場合に備え、必要な要員を配置する。</p> <p>(2) 防災安全GMは、原子力災害が発生するおそれがある場合又は発生した場合に備え、第108条に定める必要な要員を配置する。</p> <p>5. 2 教育訓練の実施</p> <p>技術計画GMは、津波発生時の対応に関する以下の教育訓練を定期的実施する。</p> <p>(1) 全所員に対して、津波防護の運用管理に関する教育訓練を実施する。</p> <p>(2) 運転員に対して、津波発生時の運転操作等に関する教育訓練を実施する。</p> <p>(3) 各グループ員に対して、津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備の施設管理、点検に関する教育訓練を実施する。</p> <p>5. 3 資機材の配備</p> <p>各GMは、津波発生時に使用する資機材を配備する。</p> <p>5. 4 手順書の整備</p> <p>(1) 技術計画GMは、津波発生時における原子炉施設の保全のための活動を行うために必要な体制の整備として、以下の活動を実施することをマニュアルに定める。</p> <p>ア. 津波の襲来が予想される場合の対応</p> <p>(ア) 当直長は、発電所を含む地域に大津波警報が発令された場合、原子炉を停止し、冷却操作を開始する。また、補機取水槽の水位を中央制御室にて監視し、引き波による水位低下を確認した場合、原子炉補機冷却海水ポンプによる原子炉補機冷却海水ポンプ（循環水ポンプ）を停止する。</p>	<p>5. 津波</p> <p>防災課長は、津波発生時における原子炉施設の保全のための活動を行う体制の整備として、次の5. 1項から5. 4項を含む計画を策定し、所長の承認を得る。また、各課長は、計画に基づき、津波発生時における原子炉施設の保全のための活動を行うために必要な体制および手順の整備を実施する。</p> <p>5. 1 要員の配置</p> <p>(1) 防災課長は、災害（原子力災害を除く。）が発生するおそれがある場合または発生した場合に備え、必要な要員を配置する。</p> <p>(2) 防災課長は、原子力災害が発生するおそれがある場合または発生した場合に備え、第108条に定める必要な要員を配置する。</p> <p>5. 2 教育訓練の実施</p> <p>津波発生時の対応に関する以下の教育訓練を定期的実施する。</p> <p>(1) 防災課長は、全所員に対して、津波防護の運用管理に関する教育訓練を実施する。</p> <p>(2) 発電管理課長は、運転員に対して、津波発生時の運転操作等に関する教育訓練を実施する。</p> <p>(3) 各課長は、各所属員に対して、津波防護施設、浸水防止設備および津波監視設備の施設管理、点検に関する教育訓練を実施する。</p> <p>5. 3 資機材の配備</p> <p>各課長は、津波発生時に使用する資機材を配備する。</p> <p>5. 4 手順書の整備</p> <p>(1) 防災課長は、津波発生時における原子炉施設の保全のための活動を行うために必要な体制の整備として、以下の活動を実施することを品質マネジメント文書に定める。</p> <p>a. 津波の襲来が予想される場合の対応</p> <p>(a) 発電課長は、発電所を含む地域に大津波警報が発表された場合、原子炉を停止し、冷却操作を開始するとともに、i～iii.を実施する。ただし、以下の場合はその限りではない。</p> <p>① 大津波警報が観報であった場合。</p> <p>② 発電所から遠方で発生した地震に伴う津波であって、津波が到達するまでの間に大津波警報が解除または見直された場合。</p> <p>1. 海水ポンプ室の水位を中央制御室にて監視し、引き波による水位低下を確認した場合、原子炉補機冷却海水ポンプによる原子炉補機冷却および高圧炉心スプレー補機冷却海水ポンプによる高圧炉心スプレー補機冷却に必要な海水を確保するため、常用系海水ポンプ（循環水ポンプ）を停止する。</p> <p>ii. 循環水配管の損傷に伴う海水流入を防止するため、海水ポンプ室水位を確認し、循環水ポンプの停止および復水器水室出入口弁の閉止を実施する。</p> <p>iii. タービン補機冷却海水系配管の損傷に伴う海水流入を防止するため、海水ポンプ室水位を確認し、タービン補機冷却海水ポンプの停止およびタービン補機冷却海水ポンプ吐出弁の閉止を実施する。</p>	<p>• 計画の承認者の相違（女川では所長が承認者）</p>
<p>ア. 津波の襲来が予想される場合の対応</p> <p>(ア) 当直長は、発電所を含む地域に大津波警報が発令された場合、原子炉を停止し、冷却操作を開始する。また、補機取水槽の水位を中央制御室にて監視し、引き波による水位低下を確認した場合、原子炉補機冷却海水ポンプによる原子炉補機冷却海水ポンプ（循環水ポンプ）を停止する。</p>	<p>① 大津波警報が観報であった場合。</p> <p>② 発電所から遠方で発生した地震に伴う津波であって、津波が到達するまでの間に大津波警報が解除または見直された場合。</p> <p>1. 海水ポンプ室の水位を中央制御室にて監視し、引き波による水位低下を確認した場合、原子炉補機冷却海水ポンプによる原子炉補機冷却および高圧炉心スプレー補機冷却海水ポンプによる高圧炉心スプレー補機冷却に必要な海水を確保するため、常用系海水ポンプ（循環水ポンプ）を停止する。</p> <p>ii. 循環水配管の損傷に伴う海水流入を防止するため、海水ポンプ室水位を確認し、循環水ポンプの停止および復水器水室出入口弁の閉止を実施する。</p> <p>iii. タービン補機冷却海水系配管の損傷に伴う海水流入を防止するため、海水ポンプ室水位を確認し、タービン補機冷却海水ポンプの停止およびタービン補機冷却海水ポンプ吐出弁の閉止を実施する。</p>	<p>• 女川では、PWRプラントと同様に大津波警報が観報や見直された場合の措置を記載</p> <p>• 女川では、大津波警報が発表された場合の措置として、循環水ポンプの停止および復水器水室出入口弁の閉止並</p>

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 下線：旧条文からの変更箇所

相崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）	女川2号炉案	差異理由
<p>(イ) 各GMは、燃料等輸送船に関し、発電所を含む地域に津波警報等が発令された場合、荷役作業を中断し、陸側作業員及び輸送物の退避に関する措置を実施する。</p> <p>(ウ) 土木GMは、浚渫作業で使用する土運船等に関し、発電所を含む地域に津波警報等が発令された場合、作業を中断し、陸側作業員の退避に関する措置を実施する。また、退避が困難な浚渫船等については、係留等の措置を実施する。</p> <p>(エ) 各GMは、緊急離岸する船側と退避状況に関する情報連絡を行う。</p> <p>(オ) 各GMは、大湊側護岸部で使用する車両のうち、海水貯留堰への衝突影響のある車両に関し、発電所を含む地域に津波警報等が発令された場合、漂流物化防止対策を実施し、作業員の退避に関する措置を実施する。</p> <p>(カ) 当直長は、津波監視カメラ及び取水槽水位計による津波の襲来状況の監視を実施する。</p>	<p>(b) 各課長は、燃料等輸送船に関し、発電所を含む地域に津波警報等が発令された場合、荷役作業を中断し、陸側作業員および輸送物の退避に関する措置を実施する。<u>なお、2、3号炉のみ3号炉のカーテンウォール内にはゴムポートのみ入港できる運用とする。</u></p> <p>(c) 各課長は、緊急離岸する船側と退避状況に関する情報連絡を行う。</p> <p>(d) 発電課長は、津波監視カメラおよび取水ビット水位計による津波の襲来状況の監視を実施する。</p> <p>b. 水密扉の閉止状態の管理 発電課長は、中央制御室等において水密扉監視設備等の警報監視により、必要な水密扉の閉止状態の確認を行う。また、各課長は、水密扉開放後の確実な閉止操作および閉止されていない状態が確認された場合の閉止操作を行う。</p> <p>e. 浸水防止蓋および防潮壁鋼製扉の管理 各課長は、浸水防止蓋および防潮壁鋼製扉開放後の確実な閉止操作および閉止されていない状態が確認された場合の閉止操作を行う。</p> <p><u>d. 2号炉および3号炉のカーテンウォール内への入港管理 各課長は、2号炉および3号炉のカーテンウォール内にはゴムポートのみ入港できるような運用管理を実施する。</u></p>	<p>差異理由 びにタービン補機冷却海水ポンプの停止及びタービン補機冷却海水ポンプ吐出弁の閉止を実施する。 TS-40 12 ページ参照</p> <p>・運用の相違（相崎では土運船等の対応を記載。女川では浚渫作業を実施しない。）</p> <p>・設備の相違（女川のは防潮壁鋼製扉も管理） TS-10 435 ページ参照</p> <p>・女川では、取水口閉塞による取水性への影響及び浸水防護設備への衝突影響の観点から2、3号炉のカーテンウォール内にはゴムポートのみ入港できる運用とする。 TS-40 13 ページ参照</p>

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）	女川2号炉案	差異理由
<p>エ. 津波発生時の原子炉施設への影響確認 各GMは、発電所を含む地域に大津波警報が発令された場合は、事象収束後、原子炉施設の損傷の有無を確認するとともに、その結果を所長及び原子炉主任技術者に報告する。</p> <p>オ. 施設管理、点検 各GMは、津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備について、その要求機能を維持するため、施設管理計画に基づき適切に施設管理、点検を実施するとともに、必要に応じ補修を行う。</p> <p>カ. 津波評価条件の変更の要否確認 (ア) 各GMは、設備改造等を行う場合、都度、津波評価への影響確認を行う。 (イ) 技術計画GMは、津波評価に係る評価条件を定期的に確認する。</p> <p>キ. 代替設備の確保 各GMは、津波の襲来により、安全施設の構造健全性が維持できない場合を考慮して、代替設備による必要な機能の確保、安全上支障のない期間における補修の実施等により、安全機能を維持する。</p> <p>5. 5 定期的な評価 (1) 各GMは、5. 1項から5. 4項の活動の実施結果について、1年に1回以上定期的に評価を行うとともに、評価結果に基づき、より適切な活動となるように必要に応じて、計画の見直しを行い、技術計画GMに報告する。 (2) 技術計画GMは、各GMからの報告を受け、必要に応じて、計画の見直しを行う。</p> <p>5. 6 原子炉施設の災害を未然に防止するための措置 当直長は、津波の影響により、原子炉施設の保安に重大な影響を及ぼす可能性があるかと判断した場合は、当該号炉を所管する運転管理部長に報告する。当該号炉を所管する運転管理部長は、所長、原子炉主任技術者及び関係GMに連絡するとともに、必要に応じて原子炉停止等の措置について協議する。</p> <p>5. 7 その他関連する活動 (1) 原子力設備管理部長は、以下の活動を実施することをマニュアルに定める。 ア. 新たな知見の収集、反映 原子力設備管理部長は、定期的に新たな知見の確認を行い、新たな知見が得られた場合、耐津波安全性に関する評価を行い、必要な事項を適切に反映する。</p>	<p>e. 津波発生時の原子炉施設への影響確認 各課長は、発電所を含む地域に大津波警報が発令された場合は、事象収束後、原子炉施設の損傷の有無を確認するとともに、その結果を所長および原子炉主任技術者に報告する。</p> <p>f. 施設管理、点検 各課長は、津波防護施設、浸水防止設備および津波監視設備について、その要求機能を維持するため、施設管理計画に基づき適切に施設管理、点検を実施するとともに、必要に応じ補修を行う。</p> <p>g. 津波評価条件の変更の要否確認 (a) 各課長は、設備改造等を行う場合、都度、津波評価への影響確認を行う。 (b) 防災課長は、津波評価に係る評価条件を定期的に確認する。</p> <p>h. 代替設備の確保 各課長は、津波の襲来により、安全施設の構造健全性が維持できない場合を考慮して、代替設備による必要な機能の確保、安全上支障のない期間における補修の実施等により、安全機能を維持する。</p> <p>5. 5 定期的な評価 (1) 各課長は、5. 1項から5. 4項の活動の実施結果について、1年に1回以上定期的に評価を行うとともに、評価結果に基づき、より適切な活動となるように必要に応じて、計画の見直しを行い、防災課長に報告する。 (2) 防災課長は、各課長からの報告を受け、必要に応じて、計画の見直しを行う。</p> <p>5. 6 原子炉施設の災害を未然に防止するための措置 発電課長は、津波の影響により、原子炉施設の保安に重大な影響を及ぼす可能性があるかと判断した場合は、発電管理課長に報告する。発電管理課長は、所長、原子炉主任技術者および関係課長に連絡するとともに、必要に応じて原子炉停止等の措置について協議する。</p> <p>5. 7 その他関連する活動 (1) 原子力部長は、以下の活動を実施することを品質マネジメント文書に定める。 a. 新たな知見の収集、反映 原子力部長は、定期的に新たな知見の確認を行い、新たな知見が得られた場合、耐津波安全性に関する評価を行い、必要な事項を適切に反映する。</p>	<p>TS-47 添付 1-2「火災、内部溢水、火山影響等、その他自然災害および有毒ガス対応に係る実施基準」のうち施設管理点検に関する記載について」</p>

加熱蒸気系復水戻り系配管の応力評価について

加熱蒸気系及び復水戻り系配管は、溢水ガイド付録Aに基づく高エネルギー配管^{※1}に分類され、想定破損による蒸気影響評価においては、配管破損により安全機能を損なうおそれがあることから、溢水ガイド附属書Aに基づく詳細評価（応力評価）^{※2}を実施することにより、破損の想定を除外している。

※1：溢水ガイド付録Aより、以下のとおり分類。

高エネルギー配管：呼び径 25A(1B)を超える配管でプラントの通常運転時に運転温度が 95℃を超えるか又は運転圧力が 1.9MPa[gage]を超える配管。なお、高エネルギー配管として運転している割合が当該系統の運転している時間の 2%又はプラント運転期間の 1%より小さければ、低エネルギー配管として扱う。

低エネルギー配管：呼び径 25A(1B)を超える配管でプラントの通常運転時に運転温度が 95℃以下で、かつ運転圧力が 1.9MPa[gage]以下の配管。（ただし静水頭圧の配管は除く）

※2：配管の破損形状の想定に当たっては、高エネルギー配管は、「完全全周破断」、低エネルギー配管は、「配管内径の 1/2 の長さで配管肉厚の 1/2 の幅を有する貫通クラック（以下「貫通クラック」という。）」を想定するが、応力評価を実施する配管については、発生応力 S_n と許容応力 S_a の比により、以下で示した応力評価の結果に基づく破損形状を想定する（以下に抜粋して示す）。

【高エネルギー配管（ターミナルエンド部を除く。）】

- ・原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器バウンダリ以外の配管
 - (a) クラス 2, 3 又は非安全系配管
 - $S_n \leq 0.4S_a \Rightarrow$ 破損想定不要
 - $0.4S_a < S_n \leq 0.8S_a \Rightarrow$ 貫通クラック

【低エネルギー配管】

- ・原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器バウンダリ以外の配管
 - (a) クラス 2, 3 又は非安全系配管
 - $S_n \leq 0.4S_a \Rightarrow$ 破損想定不要

設工認からの追記箇所を赤色にて示す。

女川原子力発電所第2号機 工事計画審査資料

資料番号

02-補-E-01-0220-1_改8

補足-220-1 発電用原子炉施設の溢水防護に関する補足説明資料

表 4.1-1 想定破損による蒸気影響評価結果と対策一覧

防護対象設備が存在する建屋・区画	溢水防護区画内の蒸気源有無	溢水防護区画外からの流入有無	耐蒸気仕様の有無	判定	備考
原子炉建屋 原子炉棟 (二次格納施設内)	主蒸気系 給水系 原子炉隔離時冷却系 原子炉冷却材浄化系 加熱蒸気系	有 (加熱蒸気系)	有 (一部無し)	○	<ul style="list-style-type: none"> 高エネルギー配管の破断を考慮した設計 <ul style="list-style-type: none"> ①耐露域仕様 ②フローアッパーパネルの設置 加熱蒸気系（加熱蒸気復水戻り系を一部含む）に対しては、以下の対策を実施 <ul style="list-style-type: none"> ①想定破損除外の適用（応力評価の実施） ②耐蒸気仕様となっていない設備については、設備対策を実施。又は蒸気漏えいによって機能喪失しても安全機能に影響がないことを確認 二次格納施設内の防護対象設備に対する機能維持判定を「1.2 防護すべき設備のうち溢水影響評価対象外とする設備について」に示す。
原子炉建屋付属棟	無	有 (加熱蒸気系)	無	○	<ul style="list-style-type: none"> 独立した区分の空調エリアである 原子炉建屋原子炉棟（二次格納施設内）の貫通部には気密シールが施されているため、原子炉建屋原子炉棟（二次格納施設内）へ伝播しない
制御建屋	無	有 (加熱蒸気系)	無	○	<ul style="list-style-type: none"> 加熱蒸気系に対しては、以下の対策を実施 <ul style="list-style-type: none"> ①想定破損除外の適用（応力評価の実施） 復水貯蔵タンク水位計が機能喪失するが、多重化された系統が同時にその機能を失わない
復水貯蔵タンクエリア	加熱蒸気系	無	無	○	
海水ポンプエリア	無	無	無	○	
軽油タンクエリア	無	無	無	○	
原子炉建屋付属棟 (廃棄物処理エリア(非管理区域))	無	無	無	○	
タービン建屋	加熱蒸気系	有 (加熱蒸気系)	無	○	<ul style="list-style-type: none"> 加熱蒸気系に対しては、以下の対策を実施 <ul style="list-style-type: none"> ①防護カバーの設置

原子炉建屋原子炉棟及び制御建屋の加熱蒸気系及び復水戻り系については、想定破損除外を適用する。

表 5.1-1 溢水源として想定する系統（想定破損による溢水）(5/7)

系統	分類		設置エリア										
	高エネ	低エネ	原子炉建屋			制御建屋		タービン建屋		補助ボイラー建屋	海水ポンプ室	CSTエリア*1	LOTエリア*2
			原子炉棟	付属棟	付属棟(廃棄物処理エリア)	管理	非管理	管理	非管理				
加熱蒸気及び復水戻り系	○	○*3	○	○	○	○	○	○	○	○	-	-	
所内温水系	-	○	○	○	○	○	○	○	○	○	-	-	
非常用ディーゼル発電設備冷却水系	-	○	○	○	○	○	○	○	○	○	-	-	
高圧炉心ステイゼル発電設備冷却水系	-	○	○	○	○	○	○	○	○	○	-	-	
非常用ディーゼル発電設備潤滑油系	-	○	○	○	○	○	○	○	○	○	-	-	
高圧炉心ステイゼル発電設備潤滑油系	-	○	○	○	○	○	○	○	○	○	-	-	

加熱蒸気系及び復水戻り系は、温度・圧力が高く高エネルギー配管に分類されるが、後述のとおり、テストラインについては運転時間が短いことから、低エネルギー配管に分類する。

注記*1：CSTエリア：復水貯蔵タンクエリア

*2：LOTエリア：軽油タンクエリア

*3：当該系統の運転時間が短いため、低エネルギー配管に分類する

5.2 高エネルギー及び低エネルギー配管の分類について

想定破損評価においては、配管を高エネルギー配管及び低エネルギー配管に分類し、評価を実施しているが、高エネルギー配管に分類される系統であっても、運転期間が短時間である場合については、評価上低エネルギー配管として評価を実施している。この考え方を以下に示す。

内部溢水影響評価ガイド付録Aには、高エネルギー配管であっても高エネルギー状態にある運転期間が短時間(プラントの通常運転時の1%より小さい)である場合には、低エネルギー配管とすることができると定められている。

「通常運転」としては、ガイドが「高エネルギー状態にある運転期間」が短時間である系統の配管の考え方の参考とした米国 NRC の Standard Review Plan(SRP) Branch Technical Position(BTP)3-4「Postulated Rupture Locations in Fluid System Piping Inside and Outside Containment」では、「原子炉起動、出力運転中、温態待機、低温停止状態までの冷却期間」とされるが、ここでは設置許可基準規則第二条 2 項二の定義を用い、プラントの停止中を含む全期間とする。この場合の女川原子力発電所第 2 号機の通常運転時間を表 5.2-1 に示す。

表 5.2-1 女川原子力発電所第 2 号機のプラント運転時間

号機	開始日 (営業運転開始日)	最終日	通常運転時間(h)
2	1995/07	2010/11	133921

また、各系統の「高エネルギー状態にある運転期間」の合計は、上記通常運転期間における各系統の高エネルギー状態にある運転時間の合算とする。

以上をもとに、高エネルギー配管であっても運転期間の割合が小さいことから低エネルギー配管とした 6 系統について、「高エネルギー状態にある運転期間」の算出結果を表 5.2-2 に示す。この結果より、全ての系統において「高エネルギー状態にある運転期間」が「通常運転」期間の 1%より小さいことを確認したため、低エネルギー配管として評価する。

表 5.2-2 高エネルギー状態の運転期間割合算出結果

系統名	高エネルギー状態 にある運転時間 (h)	高エネルギー状態に ある運転時間割合 (%)	計算式*
ほう酸水注入系	A : 63 B : 63	A : 0.05 B : 0.05	A : 63h/133921h=0.05% B : 63h/133921h=0.05%
残留熱除去系	A : 28 B : 23 C : 14	A : 0.03 B : 0.02 C : 0.02	A : 28h/133921h=0.03% B : 23h/133921h=0.02% C : 14h/133921h=0.02%
低圧炉心スプレイ系	133	0.10	133h/133921h=0.10%
高圧炉心スプレイ系	189	0.15	189h/133921h=0.15%
原子炉隔離時冷却系	99	0.08	99h/133921h=0.08%
加熱蒸気及び復水戻り系（原子炉隔離時冷却系タービンテストライン）	3	0.01	3h/133921h=0.01%

注記*：計算結果は小数点第三位切り上げ

なお、今後、品質マネジメント文書に定めて、運転時間実績管理を行う。

5.3 高エネルギー及び低エネルギー配管の応力評価について

1. 高エネルギー配管の応力評価

女川原子力発電所第2号機において高エネルギー配管のうち想定破損除外の適用（応力評価）を実施する対象配管は加熱蒸気及び復水戻り系であり、非安全系の配管であることから、溢水ガイド附属書Aのクラス2,3又は非安全系の配管に適用される計算式により応力評価を実施し、評価条件を満足することを確認する。

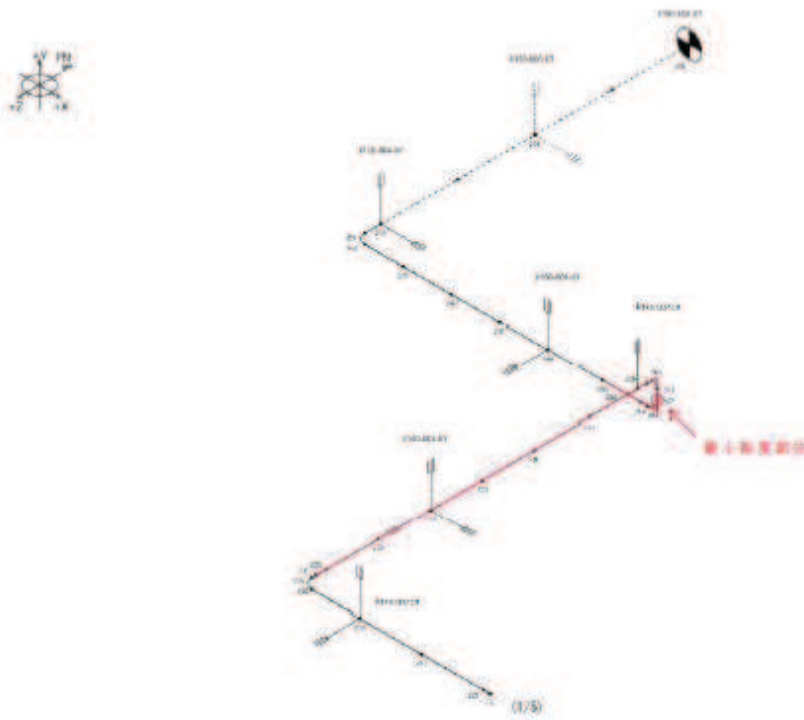
供用状態A, B及び(1/3)Sd地震荷重に対して設計・建設規格PPC-3530(1)b.の計算式により計算した（一次応力+二次応力） S_n が、設計・建設規格PPC-3530(1)d.の計算式により求めた許容応力 S_a の0.4倍以下であることを確認する。

↑高エネルギー配管の応力評価の考え方

応力評価結果の一例抜粋↓

表 5.3-2 応力評価結果（3次元はりモデルによる評価）(1/7)

系統名称	評価モデル番号	建屋	区画名称	発生応力 (MPa)	許容値 $0.4S_a$ (MPa)
加熱蒸気及び復水戻り系	HS-002	R/B	R-1F-5	67	100



高エネルギー配管 HS-002 (5/5)

5.3-2 図 配管図 (1/7)

2. 低エネルギー配管の応力評価

女川原子力発電所第2号機において低エネルギー配管のうち想定破損除外の適用(応力評価)を実施する対象配管はクラス2又は非安全系の配管であることから、溢水ガイド附属書Aのクラス2,3又は非安全系の配管に適用される計算式により応力評価を実施し、評価条件を満足することを確認する。

供用状態A, B及び(1/3)Sd地震荷重に対して設計・建設規格PPC-3530(1)b.の計算式により計算した(一次応力+二次応力)Snが、設計・建設規格PPC-3530(1)d.の計算式により求めた許容応力Saの0.4倍以下であることを確認する。

↑低エネルギー配管の応力評価の考え方

応力評価結果の一例抜粋↓

表 5.3-4 応力評価結果 (3次元はりモデルによる評価) (15/17)

系統名称	評価モデル番号	建屋	区画名称	発生応力 (MPa)	許容値 0.4Sa (MPa)
加熱蒸気及び復水戻り系	HS-001-1	R/B	R-B1F-1	91	100
			R-B2F-1		
			R-B2F-6		
			R-B3F-2		

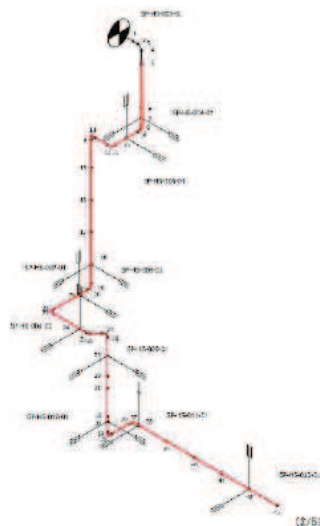


図 5.3-4 HS-001-1(1/5)

なお、想定破損除外を適用した部位については、評価結果に影響するような減肉がないことを確認するために、継続的な肉厚管理を行う。

地下水位低下設備の設計条件の変更の要否確認について

1. はじめに

女川原子力発電所においては、地震発生時における原子炉施設の保全のための活動を行うために必要な体制の整備において、地下水位低下設備の設計条件の変更の要否について確認する旨を保安規定「添付 1-2 火災，内部溢水，火山影響等，その他自然災害および有毒ガス対応に係る実施基準」に以下のとおり記載している。ここでは、地下水位低下設備の設計条件の変更の要否の確認の概要について説明する。

4. 4 手順書の整備

h. 地下水位低下設備の設計条件の変更の要否確認

- (a) 土木課長は、地下水位の観測記録を一定期間取得し、設計用地下水位の妥当性を確認する。
- (b) 土木課長は、地下水位に影響を与える大規模な地盤改良や地中構造物の設置・撤去等を行う場合、設計用地下水位への影響確認を行う。

2. 設計条件の変更の要否の確認について

4.4 h. (a) 土木課長は、地下水位の観測記録を一定期間取得し、設計用地下水位の妥当性を確認する。

【確認方法】

- ①土木課長は設計用地下水位の妥当性を確認するため、観測井の地下水位を確認する。
- ②土木課長は、①で確認した観測記録が、設計用地下水位を下回ることを確認する。
- ③観測記録が設計用地下水位を定常的に上回る場合は、モデルの妥当性や耐震評価への影響を確認する。

【頻度】

安全対策工事完了後 1 年程度※，観測井における地下水位の計測は 1 時間毎に行う。

※地下水位の変動は降水量と相関関係があるが、下図（工認 補足-600-1 地盤の支持性能についてより抜粋）のとおり 1 年間における降水量は周期性を有しており、月降水量の年間平均値も年によらずおおむね一定となることが確認している。以上より、安全対策工事完了後 1 年程度の観測記録と設計用地下水位を比較することで、設計用地下水位の妥当性が確認できると考えられる。

ただし、年間の降水量に明らかな特異性や観測不良等による欠測等が確認された場合については観測期間を延長するものとする。

なお、設計用地下水位は既往最大の降雨や仮想的な豪雨条件（超過確率約 4 0 0 年程度の豪雨）において想定される水位を十分包絡するよう高めに設定している。

【工認 補足-600-1 地盤の支持性能について】

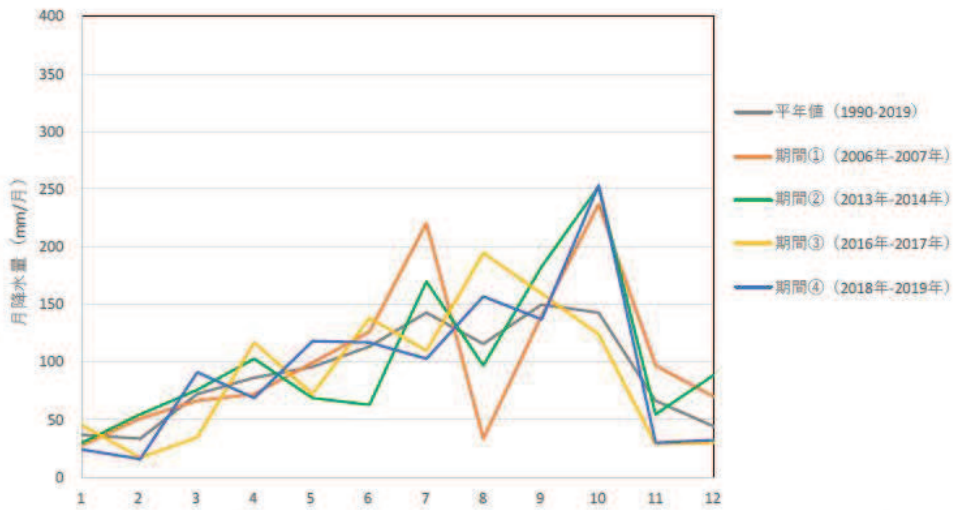


図 3.3-63 石巻地点における平年値と観測時期の降水量の比較結果

表 3.3-18 石巻地点における月降水量の年間平均値の比較

	平年値	期間①	期間②	期間③	期間④
降水量 (mm/月)	92	104	104	89	96

4.4 h. (b) 地下水位に影響を与える大規模な地盤改良や地中構造物の設置・撤去等を行う場合、設計用地下水位への影響確認を行う。

【確認方法】

- ①土木課長は大規模な地盤改良や地中構造物の設置・撤去等、地下水位の分布に影響を与える大規模な改変等を行う場合、浸透流解析の条件に適切に反映し、設計用地下水位への影響を確認する。

以上

【工認 補足-600-1 地盤の支持性能について】

(10) 設計用地下水位の今後の検証計画など

a. 工事完了後の地下水位の観測計画

予測解析結果は、将来的な防潮堤の沈下対策や新設ドレーン等を考慮したものであることから、今後、これらの施工が完了した運転段階において地下水位の観測記録を取得し、設計用地下水位と比較することにより、予測解析の妥当性を確認する方針とする。

地下水位観測計画を図 3.3-82 に示す。

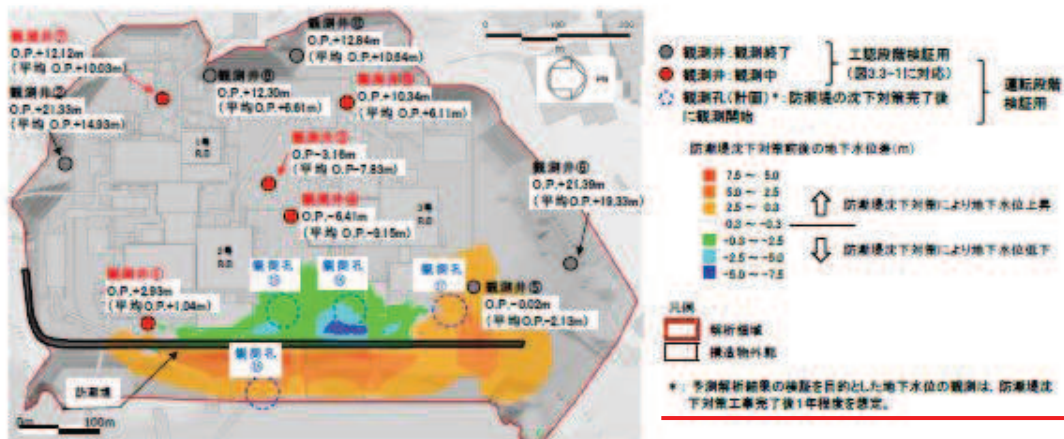


図3.3-82 防潮堤沈下対策による影響範囲と今後の地下水位観測計画

上に示す地下水位観測計画は、現在測定している観測井の他、防潮堤の沈下対策後に測定を開始する観測孔（観測孔 No. ⑮～No. ⑳）により構成され、防潮堤の沈下対策後に測定を開始する観測孔については防潮堤の沈下対策により地下水位が影響を受ける範囲を想定し設定している。

防潮堤の沈下対策により地下水位が影響を受ける範囲の想定にあたり実施した浸透流解析の詳細については参考資料 12 に示す。

b. 将来的な地形改変等への対応

浸透流解析に用いる三次元解析モデルにおいては、地下水の流動場に影響を与える防潮堤下部の地盤改良や、基礎が岩着している施設周辺の地盤改良など、安全対策工事完了段階において想定される変動要素を反映済である。

ただし、将来的な特重施設の設置や他号機申請等に伴う新たな構築物等の構築など、耐震評価における設計用地下水位を設定した後に、設計用地下水位を超過する可能性のある事象が発生した場合は、設計用地下水位の再検討を行う。

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

相崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）	女川2号炉案	差異理由
<p>重大事故等の発生及び拡大の防止に必要な措置の運用手順等</p> <p>表1 緊急停止失敗時に原子炉を未臨界にするための手順等</p> <p>表2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等</p> <p>表3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等</p> <p>表4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に原子炉を冷却するための手順等</p> <p>表5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等</p> <p>表6 格納容器内の冷却等のための手順等</p> <p>表7 格納容器の過圧破損を防止するための手順等</p> <p>表8 格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等</p> <p>表9 水素爆発による格納容器の破損を防止するための手順等</p> <p>表10 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等</p> <p>表11 使用済燃料プールの冷却等のための手順等</p> <p>表12 発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等</p> <p>表13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等</p> <p>表14 電源の確保に関する手順等</p> <p>表15 事故時の計装に関する手順等</p> <p>表16 中央制御室の居住性に関する手順等</p> <p>表17 監視測定等に関する手順等</p> <p>表18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等</p> <p>表19 通信連絡に関する手順等</p> <p>表20 重大事故等対策における操作の成立性</p>	<p>重大事故等の発生および拡大の防止に必要な措置の運用手順等</p> <p>表1 緊急停止失敗時に原子炉を未臨界にするための手順等</p> <p>表2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等</p> <p>表3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等</p> <p>表4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に原子炉を冷却するための手順等</p> <p>表5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等</p> <p>表6 格納容器内の冷却等のための手順等</p> <p>表7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等</p> <p>表8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等</p> <p>表9 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等</p> <p>表10 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等</p> <p>表11 使用済燃料プールの冷却等のための手順等</p> <p>表12 発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等</p> <p>表13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等</p> <p>表14 電源の確保に関する手順等</p> <p>表15 事故時の計装に関する手順等</p> <p>表16 中央制御室の居住性等に関する手順等</p> <p>表17 監視測定等に関する手順等</p> <p>表18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等</p> <p>表19 通信連絡に関する手順等</p> <p>表20 重大事故等対策における操作の成立性</p>	

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

表1 相崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)	表1 女川2号炉案	差異理由
<p>操作手順</p> <p>1. 緊急停止失敗時に原子炉を未臨界にするための手順等</p> <p>方針目的</p> <p>運転時の異常な過渡変化時において原子炉の運転を緊急に停止させるための設計基準事故対処設備が機能喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、代替制御棒挿入機能による制御棒緊急挿入、原子炉冷却材再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制、自動減圧系起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止により、原子炉冷却材圧力パウンダリ及び格納容器的健全性を維持することを目的とする。</p> <p>また、自動での原子炉緊急停止及び手動による原子炉緊急停止ができない場合は、原子炉出力の抑制を図った後にほう酸水注入により未臨界に移行することを目的とする。</p> <p>対応手段等</p> <p>フロントライン系故障時</p> <p>1. 代替制御棒挿入機能による制御棒緊急挿入</p> <p>当直副長は、運転時の異常な過渡変化時において、原子炉の運転を緊急に停止することができない事象 (以下「スクラム不能異常過渡事象」という。なお、スクラム不能異常過渡事象とは、ATWSのこと) が発生するおそれがある場合又はスクラム不能異常過渡事象が発生した場合、代替制御棒挿入機能により、制御棒が自動で緊急挿入するため、原子炉が緊急停止したことを確認する。</p> <p>また、代替制御棒挿入機能により制御棒が自動で緊急挿入しなかった場合は、中央制御室からの手動操作により代替制御棒挿入機能等を作動させて制御棒を緊急挿入し、原子炉を緊急停止する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準</p> <p>原子炉自動スクラム信号が発信した場合又は原子炉手動スクラム操作をした場合。</p> <p>2. 原子炉冷却材再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制</p> <p>当直副長は、スクラム不能異常過渡事象が発生した場合は、代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能により原子炉冷却材再循環ポンプが自動で停止するため、炉心流量が低下し、原子炉出力が抑制されたことを確認する。</p> <p>また、代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能により原子炉冷却材再循環ポンプが自動で停止しなかった場合は、中央制御室からの手動操作により原子炉冷却材再循環ポンプを停止し、原子炉出力を抑制する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準</p> <p>事故時運転操作手順書 (徴候ベース)「スクラム」(原子炉出力)の操作を実施しても、ペアロッド1組又は制御棒1本よりも多くの制御棒が未挿入の場合。(制御棒操作監視系の故障により、制御棒の位置が確認できない場合もスクラム不能異常過渡事象と判断する)</p>	<p>操作手順</p> <p>1. 緊急停止失敗時に原子炉を未臨界にするための手順等</p> <p>方針目的</p> <p>運転時の異常な過渡変化時において、原子炉の運転を緊急に停止させるための設計基準事故対処設備が機能喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、代替制御棒挿入機能による制御棒緊急挿入、原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制、自動減圧系起動阻止機能による原子炉出力急上昇防止により、原子炉冷却材圧力パウンダリおよび原子炉格納容器的健全性を維持することを目的とする。</p> <p>また、自動での原子炉緊急停止および手動による原子炉緊急停止ができない場合は、原子炉出力の抑制を図った後にほう酸水注入により未臨界に移行することを目的とする。</p> <p>対応手段等</p> <p>フロントライン系故障時</p> <p>1. 代替制御棒挿入機能による制御棒緊急挿入</p> <p>発電課長は、運転時の異常な過渡変化時において、原子炉の運転を緊急に停止することができない事象 (以下「スクラム不能異常過渡事象」という。なお、スクラム不能異常過渡事象とは、ATWSのこと) が発生するおそれがある場合またはスクラム不能異常過渡事象が発生した場合は、代替制御棒挿入機能により、制御棒が自動で緊急挿入するため、原子炉が緊急停止したことを確認する。</p> <p>また、代替制御棒挿入機能により制御棒が自動で緊急挿入しなかった場合は、中央制御室からの手動操作により代替制御棒挿入機能等を作動させて制御棒を緊急挿入し、原子炉を緊急停止する。</p> <p>〔手順着手の判断基準〕</p> <p>原子炉自動スクラム信号が発信した場合は原子炉手動スクラム操作をした場合。</p> <p>2. 原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制</p> <p>発電課長は、スクラム不能異常過渡事象が発生した場合は、代替原子炉再循環ポンプトリップ機能により原子炉再循環ポンプが自動で停止するため、炉心流量が低下し、原子炉出力が抑制されたことを確認する。</p> <p>また、代替原子炉再循環ポンプトリップ機能により原子炉再循環ポンプが自動で停止しなかった場合は、中央制御室からの手動操作により原子炉再循環ポンプを停止し、原子炉出力を抑制する。</p> <p>〔手順着手の判断基準〕</p> <p>非常時操作手順書 (徴候ベース)「スクラム」(原子炉出力)の操作を実施しても、未挿入の制御棒が1本よりも多い場合 (制御棒位置指示系の故障により、制御棒の位置が確認できない場合もスクラム不能異常過渡事象と判断する。)</p>	<p>・運用の相違 (女川の発電課長は、相崎の当直長に相当。以下同様の場合には、他表を含め差異理由は記載しない。)</p> <p>・設備の相違 (女川はペアロッドによるATWS判断はない。以下、「差異理由1-1」と記載) TS-10 1174頁参照</p>

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)	女川2号炉案	差異理由
<p>3. 自動減圧系の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止 当直副長は、スクラム不能異常過渡事象が発生した場合は、自動減圧系の起動阻止スイッチにより自動減圧系及び代替自動減圧ロジック (代替自動減圧機能) による自動減圧を阻止し、原子炉圧力容器への冷水注水量の増加に伴う原子炉出力の急上昇を防止する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準 事故時運転操作手順書 (敬候ベース) 「スクラム」 (原子炉出力) の操作を実施しても、ペアロッド1組又は制御棒1本よりも多くの制御棒が未挿入の場合。(制御棒操作監視系の故障により、制御棒の位置が確認できない場合もスクラム不能異常過渡事象と判断する)</p> <p>4. ほう酸水注入 当直副長は、スクラム不能異常過渡事象が発生した場合は、原子炉冷却材再循環ポンプ停止により原子炉出力を抑制した後、中央制御室からの手動操作によりほう酸水注入系を起動し、原子炉圧力容器へほう酸水を注入することにより原子炉を未臨界とする。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準 事故時運転操作手順書 (敬候ベース) 「スクラム」 (原子炉出力) の操作を実施しても、ペアロッド1組又は制御棒1本よりも多くの制御棒が未挿入の場合。(制御棒操作監視系の故障により、制御棒の位置が確認できない場合もスクラム不能異常過渡事象と判断する)</p> <p>(配慮すべき事項) ○重大事故等時の対応手段の選択 運転時の異常な過渡変化の発生時に、原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず全制御棒が全挿入されない場合は、代替制御棒挿入機能により制御棒が自動で緊急挿入するため、原子炉が緊急停止したことを確認する。 代替制御棒挿入機能により制御棒が自動で緊急挿入しなかった場合は、中央制御室からの手動操作により代替制御棒挿入機能等を作動させて制御棒を緊急挿入し、原子炉を緊急停止する。 代替制御棒挿入機能により制御棒が緊急挿入せず、原子炉が緊急停止できない場合は、原子炉停止機能喪失と判断し、中央制御室からの手動操作により原子炉冷却材再循環ポンプを停止し、原子炉出力を抑制することによりほう酸水注入系を速やかに起動し、原子炉を未臨界とする。</p>	<p>3. 自動減圧系作動阻止機能による原子炉出力急上昇防止 発電副長は、スクラム不能異常過渡事象が発生した場合は、自動減圧系作動阻止機能の手動操作または中性子束高および原子炉水位低 (レベル2) の信号による自動作動により、自動減圧系および代替自動減圧回路 (代替自動減圧機能) による自動減圧を阻止し、原子炉圧力容器への冷水注水量の増加に伴う原子炉出力の急上昇を防止する。</p> <p>〔手順着手の判断基準〕 非常時操作手順書 (敬候ベース) 「スクラム」 (原子炉出力) の操作を実施しても、未挿入の制御棒が1本よりも多い場合 (制御棒位置指示系の故障により、制御棒の位置が確認できない場合もスクラム不能異常過渡事象と判断する。)</p> <p>4. ほう酸水注入 発電副長は、スクラム不能異常過渡事象が発生した場合は、原子炉再循環ポンプ停止により原子炉出力を抑制した後、中央制御室からの手動操作によりほう酸水注入系を起動し、原子炉圧力容器へほう酸水を注入することにより原子炉を未臨界とする。</p> <p>〔手順着手の判断基準〕 非常時操作手順書 (敬候ベース) 「スクラム」 (原子炉出力) の操作を実施しても、未挿入の制御棒が1本よりも多い場合 (制御棒位置指示系の故障により、制御棒の位置が確認できない場合もスクラム不能異常過渡事象と判断する。)</p> <p>(配慮すべき事項) ○重大事故等時の対応手段の選択 運転時の異常な過渡変化の発生時に、原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず全制御棒が全挿入されない場合は、代替制御棒挿入機能により制御棒が自動で緊急挿入するため、原子炉が緊急停止したことを確認する。 代替制御棒挿入機能により制御棒が自動で緊急挿入しなかった場合は、中央制御室からの手動操作により代替制御棒挿入機能等を作動させて制御棒を緊急挿入し、原子炉を緊急停止する。 代替制御棒挿入機能により制御棒が緊急挿入しなかった場合は、原子炉停止機能喪失と判断し、中央制御室からの手動操作により原子炉再循環ポンプを停止し、自動減圧系および代替自動減圧回路 (代替自動減圧機能) の自動起動阻止を行うとともに、ほう酸水注入系を速やかに起動し、原子炉を未臨界とする。</p>	<p>差異理由</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備の相違 (女川：自動作動あり。柏崎：自動作動なし) TS-10 1173頁参照 ・差異理由 1-1

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

表2 柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)	表2 女川2号炉案
<p>操作手順</p> <p>2. 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等</p> <p>方針目的</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水、原子炉隔離時冷却系の現場操作による原子炉への注水により原子炉を冷却することを目的とする。</p> <p>また、原子炉を冷却するため、原子炉水位を監視及び制御することを目的とする。</p> <p>さらに、重大事故等の進展を抑制するため、ほう酸水注入系により注水することを目的とする。</p>	<p>操作手順</p> <p>2. 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等</p> <p>方針目的</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水、原子炉隔離時冷却系の現場操作による原子炉への注水により原子炉を冷却することを目的とする。</p> <p>また、原子炉を冷却するため、原子炉水位を監視および制御することを目的とする。</p> <p>さらに、重大事故等の進展を抑制するため、ほう酸水注入系により注水することを目的とする。</p>
<p>対応手段等</p> <p>フロントライン系故障時</p> <p>1. 高圧代替注水系による原子炉の冷却</p> <p>当直副長は、設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の故障により原子炉の冷却ができない場合は、以下の手段により原子炉圧力容器へ注水し、原子炉を冷却する。</p> <p>(1) 中央制御室からの手動操作により高圧代替注水系を起動し、原子炉圧力容器へ注水する。</p> <p>(2) 中央制御室からの手動操作により高圧代替注水系を起動できない場合は、現場で弁の手動操作により高圧代替注水系を起動し、原子炉圧力容器へ注水する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>給水・復水系、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低 (レベル3) 以上に維持できない場合。</p> <p>(配慮すべき事項)</p> <p>○重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>設計基準事故対処設備である高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系が機能喪失した場合は、中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動し、原子炉を冷却する。</p> <p>中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動できない場合は、現場での弁の手動操作により高圧代替注水系を起動し、原子炉を冷却する。</p> <p>これらの対応手段により、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、高圧代替注水系の運転を継続する。</p>	<p>対応手段等</p> <p>フロントライン系故障時</p> <p>1. 高圧代替注水系による原子炉の冷却</p> <p>発電課長は、設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系および高圧炉心スプレイスの故障により原子炉の冷却ができない場合は、以下の手段により原子炉圧力容器へ注水し、原子炉を冷却する。</p> <p>① 中央制御室からの手動操作により高圧代替注水系を起動し、原子炉圧力容器へ注水する。</p> <p>② 中央制御室からの手動操作により高圧代替注水系を起動できない場合は、現場での弁の手動操作により高圧代替注水系を起動し、原子炉圧力容器へ注水する。</p> <p>[手順着手の判断基準]</p> <p>復水給水系、原子炉隔離時冷却系および高圧炉心スプレイスによる原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低 (レベル3) 以上に維持できない場合。</p> <p>(配慮すべき事項)</p> <p>○重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>設計基準事故対処設備である高圧炉心スプレイスおよび原子炉隔離時冷却系が機能喪失した場合は、中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動し、原子炉を冷却する。</p> <p>中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動できない場合は、現場での弁の手動操作により高圧代替注水系を起動し、原子炉を冷却する。</p> <p>これらの対応手段により、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策および原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、高圧代替注水系の運転を継続する。</p>
	<p>差異理由</p>

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）	女川2号炉案
<p>サボート系故障時</p> <p>1. 原子炉隔離時冷却系の現場操作による原子炉の冷却</p> <p>当直副長及び緊急時対策本部は、全交流動力電源及び常設直流電源系統の喪失により設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉の冷却ができない場合は、高圧代替注水系による原子炉の冷却の他、現場で弁の自動操作により原子炉隔離時冷却系を起動することで原子炉圧力容器へ注水し、原子炉を冷却するとともに、排水処理を実施する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準</p> <p>全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失により中央制御室からの操作による原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系での原子炉圧力容器への注水ができない場合において、中央制御室からの操作及び現場での弁の自動操作により高圧代替注水系を起動できない場合、又は高圧代替注水系により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合。</p> <p>2. 代替電源設備による原子炉隔離時冷却系の復旧</p> <p>当直副長は、全交流動力電源が喪失し、原子炉隔離時冷却系の起動又は運転継続に必要な直流電源を所内蓄電式直流電源設備を用いて給電している場合は、所内蓄電式直流電源設備の蓄電池が枯渇する前に以下の手段等により直流電源を確保し、原子炉隔離時冷却系の運転を継続する。</p> <p>(1) 代替交流電源設備等により充電器を受電し、直流電源を供給する。</p> <p>(2) 代替交流電源設備により直流電源を確保できない場合は、可搬型直流電源設備により直流電源を供給する。</p>	<p>サボート系故障時</p> <p>1. 原子炉隔離時冷却系の現場操作による原子炉の冷却</p> <p>発電課長および発電所対策本部は、全交流動力電源喪失および常設直流電源系統喪失により、設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系および高圧炉心スプレイス系による原子炉の冷却ができない場合は、高圧代替注水系による原子炉の冷却のほか、現場での弁の自動操作により原子炉隔離時冷却系を起動することで原子炉圧力容器へ注水し、原子炉を冷却するとともに、排水処理を実施する。</p> <p>[手順着手の判断基準]</p> <p>全交流動力電源喪失および常設直流電源系統喪失により中央制御室からの操作による原子炉隔離時冷却系および高圧炉心スプレイス系での原子炉圧力容器への注水ができない場合において、中央制御室からの操作および現場での弁の操作による弁の自動操作により高圧代替注水系を起動できない場合は高圧代替注水系により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合。</p> <p>2. 代替電源設備による原子炉隔離時冷却系の復旧</p> <p>発電課長および発電所対策本部は、全交流動力電源が喪失し、原子炉隔離時冷却系の起動または運転継続に必要な直流電源を所内常設蓄電式直流電源設備により給電している場合は、所内常設蓄電式直流電源設備の1.2.5V蓄電池が枯渇する前に以下の手段等により直流電源を確保し、原子炉隔離時冷却系の運転を継続する。</p> <p>① 代替交流電源設備により1.2.5V充電器に給電し、直流電源を供給する。</p> <p>② 代替交流電源設備により直流電源を確保できない場合は、可搬型代替直流電源設備等により直流電源を供給する。</p> <p>[手順着手の判断基準]</p> <p>全交流動力電源喪失時、原子炉隔離時冷却系の起動または運転継続に必要な所内常設蓄電式直流電源設備の1.2.5V蓄電池が枯渇により機能が喪失すると予測される場合で、常設代替交流電源設備または可搬型代替交流電源設備が使用可能な場合。</p> <p>(配慮すべき事項)</p> <p>○重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>全交流動力電源喪失および常設直流電源系統喪失により設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系および高圧炉心スプレイス系による原子炉の冷却ができない場合は、中央</p>
<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p> <p>サボート系故障時</p> <p>1. 原子炉隔離時冷却系の現場操作による原子炉の冷却</p> <p>当直副長及び緊急時対策本部は、全交流動力電源及び常設直流電源系統の喪失により設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉の冷却ができない場合は、高圧代替注水系による原子炉の冷却の他、現場で弁の自動操作により原子炉隔離時冷却系を起動することで原子炉圧力容器へ注水し、原子炉を冷却するとともに、排水処理を実施する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準</p> <p>全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失により中央制御室からの操作による原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系での原子炉圧力容器への注水ができない場合において、中央制御室からの操作及び現場での弁の自動操作により高圧代替注水系を起動できない場合、又は高圧代替注水系により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合。</p> <p>2. 代替電源設備による原子炉隔離時冷却系の復旧</p> <p>当直副長は、全交流動力電源が喪失し、原子炉隔離時冷却系の起動又は運転継続に必要な直流電源を所内蓄電式直流電源設備を用いて給電している場合は、所内蓄電式直流電源設備の蓄電池が枯渇する前に以下の手段等により直流電源を確保し、原子炉隔離時冷却系の運転を継続する。</p> <p>(1) 代替交流電源設備等により充電器を受電し、直流電源を供給する。</p> <p>(2) 代替交流電源設備により直流電源を確保できない場合は、可搬型直流電源設備により直流電源を供給する。</p>	<p>女川2号炉案</p> <p>サボート系故障時</p> <p>1. 原子炉隔離時冷却系の現場操作による原子炉の冷却</p> <p>発電課長および発電所対策本部は、全交流動力電源喪失および常設直流電源系統喪失により、設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系および高圧炉心スプレイス系による原子炉の冷却ができない場合は、高圧代替注水系による原子炉の冷却のほか、現場での弁の自動操作により原子炉隔離時冷却系を起動することで原子炉圧力容器へ注水し、原子炉を冷却するとともに、排水処理を実施する。</p> <p>[手順着手の判断基準]</p> <p>全交流動力電源喪失および常設直流電源系統喪失により中央制御室からの操作による原子炉隔離時冷却系および高圧炉心スプレイス系での原子炉圧力容器への注水ができない場合において、中央制御室からの操作および現場での弁の操作による弁の自動操作により高圧代替注水系を起動できない場合は高圧代替注水系により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合。</p> <p>2. 代替電源設備による原子炉隔離時冷却系の復旧</p> <p>発電課長および発電所対策本部は、全交流動力電源が喪失し、原子炉隔離時冷却系の起動または運転継続に必要な直流電源を所内常設蓄電式直流電源設備により給電している場合は、所内常設蓄電式直流電源設備の1.2.5V蓄電池が枯渇する前に以下の手段等により直流電源を確保し、原子炉隔離時冷却系の運転を継続する。</p> <p>① 代替交流電源設備により1.2.5V充電器に給電し、直流電源を供給する。</p> <p>② 代替交流電源設備により直流電源を確保できない場合は、可搬型代替直流電源設備等により直流電源を供給する。</p> <p>[手順着手の判断基準]</p> <p>全交流動力電源喪失時、原子炉隔離時冷却系の起動または運転継続に必要な所内常設蓄電式直流電源設備の1.2.5V蓄電池が枯渇により機能が喪失すると予測される場合で、常設代替交流電源設備または可搬型代替交流電源設備が使用可能な場合。</p> <p>(配慮すべき事項)</p> <p>○重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>全交流動力電源喪失および常設直流電源系統喪失により設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系および高圧炉心スプレイス系による原子炉の冷却ができない場合は、中央</p>

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>女川2号炉案</p>	<p>差異理由</p>
<p>の操作により高圧代替注水系を起動し、原子炉を冷却する。 中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動できない場合は、現場で弁の手动操作により高圧代替注水系を起動し、原子炉を冷却する。 いずれの操作によっても高圧代替注水系を起動できない場合は、現場で弁の手动操作により原子炉隔離時冷却系を起動し、原子炉を冷却する。 これらの対応手段により、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、高圧代替注水系又は原子炉隔離時冷却系の運転を継続する。 全交流動力電源が喪失し、原子炉隔離時冷却系の起動又は運転継続に必要な直流通電を所内蓄電式直流通電設備を用いて給電している場合は、所内蓄電式直流通電設備の蓄電池が枯渇する前に代替交流電源設備等より充電器を受電することにより直流通電を確保し、原子炉隔離時冷却系の運転を継続することにより原子炉を冷却する。 代替交流電源設備等を用いて給電できない場合は、可搬型直流通電設備により直流通電を確保し、原子炉隔離時冷却系の運転を継続することにより原子炉を冷却する。 代替交流電源設備、可搬型直流通電設備等への燃料補給及び復水貯蔵槽への補給をすることにより、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、原子炉隔離時冷却系の運転を継続させる。</p>	<p>制御室からの操作により高圧代替注水系を起動し、原子炉を冷却する。 中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動できない場合は、現場での弁の手动操作により高圧代替注水系を起動し、原子炉を冷却する。 いずれの操作によっても高圧代替注水系を起動できない場合は、現場で弁の手动操作により原子炉隔離時冷却系を起動し、原子炉を冷却する。 これらの対応手段により、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策および原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、高圧代替注水系または原子炉隔離時冷却系の運転を継続する。 全交流動力電源が喪失し、原子炉隔離時冷却系の起動または運転継続に必要な直流通電を所内常設蓄電式直流通電設備により給電している場合は、所内常設蓄電式直流通電設備の1.25V蓄電池が枯渇する前に代替交流電源設備により1.25V充電器を受電することにより直流通電を確保し、原子炉隔離時冷却系の運転を継続することにより原子炉を冷却する。 代替交流電源設備による給電ができない場合は、可搬型代替直流通電設備等により直流通電を確保し、原子炉隔離時冷却系の運転を継続することにより原子炉を冷却する。 代替交流電源設備、可搬型代替直流通電設備等への燃料補給および復水貯蔵タンクへの補給をすることにより、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策および原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、原子炉隔離時冷却系の運転を継続させる。</p>	<p>・差異理由 2-1</p>
<p>○現場での弁の手动操作による原子炉隔離時冷却系の起動時の留意事項 現場で弁の手动操作により原子炉隔離時冷却系を起動する場合は、発生する排水により原子炉隔離時冷却系ポンプ本体が水没する前に排水処理を実施する。</p>	<p>○現場での弁の手动操作による原子炉隔離時冷却系の起動時の留意事項 現場での弁の手动操作により原子炉隔離時冷却系を起動する場合は、RCICタービンポンプ室に滞留する排水を処理しない場合においても、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策および原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの間、原子炉隔離時冷却系を水没させずに運転を継続することが可能である。</p>	<p>・記載方針の相違（設置許可申請書本文 18(1)第 10-1 表「重大事故等対策」における手順書の概要）における記載の相違による。） ・別紙_表 2(1)参照</p>
<p>監視及び制御 当直副長は、「高圧代替注水系による原子炉の冷却」及び「原子炉隔離時冷却系の現場操作による原子炉の冷却」により原子炉を冷却する際には、原子炉を冷却するために原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位計（広帯域）、原子炉水位計（燃料域）、原子炉水位計（SA）等により監視する。 また、これらの計測機器が故障又は計測範囲（把握能力）を超えた場合は、当該パラメータの値を推定する。 中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動する場合は、高圧代替注水系の作動状況を原子炉水位計（広帯域）、原子炉水位計（燃料域）、原子炉水位計（SA）、原子炉圧力計、原子炉圧力計（SA）、高圧代替注水系系統流量計、復水貯蔵槽水位計（SA）等により監視</p>	<p>監視および制御 発電課長および発電所対策本部は、「高圧代替注水系による原子炉の冷却」および「原子炉隔離時冷却系の現場操作による原子炉の冷却」により原子炉へ注水する際には、原子炉を冷却するために原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、原子炉水位（SA広帯域）、原子炉水位（SA燃料域）等により監視する。 また、これらの計測機器が故障または計測範囲（把握能力）を超えた場合は、当該パラメータの値を推定する。 中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動する場合は、高圧代替注水系の作動状況を原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、原子炉水位（SA広帯域）、原子炉水位（SA燃料域）、原子炉圧力（SA）、高圧代替注水系ポンプ出口流量、復水貯蔵タン</p>	<p>・運用の相違（女川は、可搬型計測器を使用する場合もあることから、発電所対策本部も主語に含める。）</p>

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)	女川2号炉案	差異理由
<p>する。</p> <p>現場で弁の手動操作により高圧代替注水系又は原子炉隔離時冷却系を起動する場合は、高圧代替注水系又は原子炉隔離時冷却系の作動状況を原子炉水位計(広帯域)、原子炉水位計(燃料域)、原子炉水位計(SA)等により監視する。</p> <p>原子炉圧力容器内の水位の調整が必要な場合は、中央制御室からの操作、又は現場での弁の操作により原子炉圧力容器内の水位を制御する。</p> <p>1. 手順着手の判断基準</p> <p>給水・復水系、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低(レベル3)以上に維持できない場合。</p>	<p>ク水位等により監視する。</p> <p>現場での弁の手動操作により高圧代替注水系または原子炉隔離時冷却系を起動する場合は、高圧代替注水系または原子炉隔離時冷却系の作動状況を原子炉水位(広帯域)、原子炉水位(燃料域)、原子炉水位(SA広帯域)、原子炉水位(SA燃料域)、高圧代替注水系ポンプ出口流量等により監視する。</p> <p>原子炉圧力容器内の水位の調整が必要な場合は、中央制御室からの操作または現場での弁の操作により原子炉圧力容器内の水位を制御する。</p> <p>1. 手順着手の判断基準</p> <p>復水給水系、原子炉隔離時冷却系および高圧炉心注水系による原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低(レベル3)以上に維持できない場合。</p>	<p>運用の相違(女川は、原子炉圧力容器への注水量として、当該パラメータも監視する。) TS-10 1184 頁参照</p>
<p>重大事故等の進展抑制</p> <p>1. ほう酸水注入系による進展抑制</p> <p>当直副長は、原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系による原子炉への高圧注水により原子炉圧力容器内の水位が維持できない場合は、重大事故等の進展を抑制するため、ほう酸水貯蔵タンク等を水源として、ほう酸水注入系により原子炉圧力容器へ注水する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準</p> <p>原子炉冷却材圧力バウダリが高圧の状態であり、高圧代替注水系及び原子炉隔離時冷却系により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低(レベル3)以上に維持できない場合で、ほう酸水注入系が使用可能な場合。</p>	<p>重大事故等の進展抑制</p> <p>1. ほう酸水注入系による進展抑制</p> <p>発電課長は、原子炉隔離時冷却系および高圧代替注水系による原子炉への高圧注水により原子炉圧力容器内の水位が維持できない場合は、重大事故等の進展を抑制するため、ほう酸水注入系貯蔵タンク等を水源として、ほう酸水注入系により原子炉圧力容器へ注水する。</p> <p>1. 手順着手の判断基準</p> <p>原子炉冷却材圧力バウダリが高圧の状態であり、高圧炉心注水系、原子炉隔離時冷却系および高圧代替注水系により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低(レベル3)以上に維持できない場合で、ほう酸水注入系が使用可能な場合。</p>	
<p>重大事故等対処設備(設計基準拡張)</p> <p>当直副長は、設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系又は高圧炉心注水系が健全であれば、これらを重大事故等対処設備(設計基準拡張)と位置付け重大事故等の対処に用いる。</p> <p>1. 手順着手の判断基準</p> <p>給水・復水系による原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低(レベル3)以上に維持できない場合。</p>	<p>重大事故等対処設備(設計基準拡張)</p> <p>発電課長は、設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系または高圧炉心注水系が健全であれば、これらを重大事故等対処設備(設計基準拡張)と位置付け重大事故等の対処に用いる。</p> <p>1. 手順着手の判断基準</p> <p>復水給水系による原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低(レベル3)以上に維持できない場合。</p>	<p>運用の相違(女川は可搬型計測器を使用する際の資機材を中央制御室に配備。) TS-10 1188 頁参照</p>
<p>作業性</p> <p>高圧代替注水系又は原子炉隔離時冷却系の現場操作による起動操作を速やかに開始できるように、使用する資機材は作業場所近傍に配備する。</p>	<p>作業性</p> <p>高圧代替注水系または原子炉隔離時冷却系の起動操作は、通常の弁操作である。</p>	
<p>電源確保</p> <p>全交流動力電源喪失時は、代替交流電源設備等を用いてほう酸水注入系へ給電する。</p>	<p>電源確保</p> <p>全交流動力電源喪失時は、代替交流電源設備を用いてほう酸水注入系へ給電する。</p>	
<p>燃料補給</p> <p>表1-4「1.4. 電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。</p>	<p>燃料補給</p> <p>表1-4「1.4. 電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。</p>	

設置許可申請書本文
十八(1)第 10-1 表「重
大事故等対策」におけ
る手順書の概要」抜粋

第 10-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (2/19)

第 10-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (2/19)

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等	原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水、原子炉隔離時冷却系の現場操作による発電用原子炉への注水により発電用原子炉を冷却する手順等を整備する。 また、発電用原子炉を冷却するため、原子炉水位を監視及び制御する手順等を整備する。 さらに、重大事故等の進展を抑制するため、ほう酸水注入系により注水する手順等を整備する。
方針目的	設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系又は高圧炉心注水系が健全であれば、これらを重大事故等対処設備（設計基準拡張）と位置付け重大事故等の対処に用いる。
対応手段等	高圧代替注水系による発電用原子炉の冷却
	フロントライン系故障時
対応手段等	原子炉隔離時冷却系の現場操作
	サポート系故障時

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等	原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水、原子炉隔離時冷却系の現場操作による発電用原子炉への注水により発電用原子炉を冷却する手順等を整備する。 また、発電用原子炉を冷却するため、原子炉水位を監視及び制御する手順等を整備する。 さらに、重大事故等の進展を抑制するため、ほう酸水注入系により注水する手順等を整備する。
方針目的	設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系又は高圧炉心スプレイス系が健全であれば、これらを重大事故等対処設備（設計基準拡張）と位置付け重大事故等の対処に用いる。
対応手段等	高圧代替注水系による発電用原子炉の冷却
	フロントライン系故障時
対応手段等	原子炉隔離時冷却系の現場操作
	サポート系故障時

設置許可申請書本文 十八(1)第 10-1 表「重 大事故等対策」におけ る手順書の概要」抜粋	備考
--	----

柏崎刈羽 7 号炉

女川 2 号炉

備考

【中略】

【中略】

<p>配慮すべき事項</p> <p>重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>サポート系故障時</p>	<p>全交流動力電源及び常設直流電源系統の喪失により設計基準種事故対処設備である原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による発電用原子炉の冷却ができない場合は、中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動し、発電用原子炉を冷却する。</p> <p>中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動できない場合は、現場で弁の手動操作により高圧代替注水系を起動し、発電用原子炉を冷却する。</p> <p>いずれの操作によっても高圧代替注水系を起動できない場合は、現場で弁の手動操作により原子炉圧力容器内の水位を維持できない場合は、現場で弁の手動操作により原子炉隔離時冷却系を起動し、発電用原子炉を冷却する。</p> <p>これらの対応手段により、原子炉冷却材圧力パウンダリの減圧及び原子炉冷却材圧力パウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、高圧代替注水系又は原子炉隔離時冷却系の運転を継続する。</p> <p>全交流動力電源が喪失し、原子炉隔離時冷却系の起動又は運転継続に必要な直流電源を所内常設蓄電池が枯渇する前に代替交流電源設備により125V充電器を受電することにより直流電源を確保し、原子炉隔離時冷却系の運転を継続することにより発電用原子炉を冷却する。</p> <p>代替交流電源設備を用いて給電できない場合は、可搬型直流電源設備により発電用原子炉を冷却する。</p> <p>代替交流電源設備、可搬型直流電源設備等への燃料補給及び復水貯蔵槽への補給をすることにより、原子炉冷却材圧力パウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力パウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、原子炉隔離時冷却系の運転を継続させる。</p> <p>現場で弁の手動操作により原子炉隔離時冷却系を起動する場合は、発生する排水により原子炉隔離時冷却系ポンプ本体が水没する前に排水処理を実施する。</p>
<p>配慮すべき事項</p> <p>重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>サポート系故障時</p>	<p>全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失により設計基準種事故対処設備である原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による発電用原子炉の冷却ができない場合は、中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動し、発電用原子炉を冷却する。</p> <p>中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動できない場合は、現場で弁の手動操作により高圧代替注水系を起動し、発電用原子炉を冷却する。</p> <p>いずれの操作によっても高圧代替注水系を起動できない場合は、現場で弁の手動操作により原子炉圧力容器内の水位を維持できない場合は、現場で弁の手動操作により原子炉隔離時冷却系を起動し、発電用原子炉を冷却する。</p> <p>これらの対応手段により、原子炉冷却材圧力パウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力パウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、高圧代替注水系又は原子炉隔離時冷却系の運転を継続する。</p> <p>全交流動力電源が喪失し、原子炉隔離時冷却系の起動又は運転継続に必要な直流電源を所内常設蓄電池が枯渇する前に代替交流電源設備により125V充電器を受電することにより直流電源を確保し、原子炉隔離時冷却系の運転を継続することにより発電用原子炉を冷却する。</p> <p>代替交流電源設備により給電できない場合は、可搬型代替直流電源設備等により直流電源を確保し、原子炉隔離時冷却系の運転を継続することにより発電用原子炉を冷却する。</p> <p>代替交流電源設備、可搬型代替直流電源設備等への燃料補給及び復水貯蔵タンクへの補給をすることにより、原子炉冷却材圧力パウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力パウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、原子炉隔離時冷却系の運転を継続させる。</p> <p>現場で弁の手動操作により原子炉隔離時冷却系を起動する場合は、RCIC タービンポンプ室に滞留する排水を処理しない場合においても、原子炉冷却材圧力パウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力パウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの間、原子炉隔離時冷却系を水没させずに運転を継続することが可能である。</p>
<p>配慮すべき事項</p> <p>現場での弁の手動操作による原子炉隔離時冷却系の起動時の留意事項</p>	<p>現場での弁の手動操作による原子炉隔離時冷却系の起動時の留意事項</p>

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）	女川2号炉案	差異理由
<p>表3</p> <p>操作手順</p> <p>3. 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等</p> <p>方針目的</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する原子炉の減圧機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び格納容器の破損を防止するため、自動操作による減圧及び減圧の自動化により原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧することを目的とする。</p> <p>また、炉心損傷時に原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧状態である場合において、高圧溶融物放出/格納容器雰囲気気直接加熱を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧することを目的とする。</p> <p>さらに、インターフェースシステムLOCA発生時において、原子炉冷却材の漏洩を抑制するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧することを目的とする。</p>	<p>表3</p> <p>操作手順</p> <p>3. 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等</p> <p>方針目的</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する原子炉の減圧機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷および格納容器の破損を防止するため、自動操作による減圧および減圧の自動化により原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧することを目的とする。</p> <p>また、炉心損傷時に原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧状態である場合において、高圧溶融物放出/格納容器雰囲気気直接加熱を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧することを目的とする。</p> <p>さらに、インターフェースシステムLOCA発生時において、原子炉冷却材の漏えいを抑制するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧することを目的とする。</p>	<p>差異理由</p>
<p>対応手段等</p> <p>フロントライン系故障時</p> <p>1. 自動操作による減圧</p> <p>当副副長は、設計基準事故対処設備である主蒸気逃がし安全弁の自動減圧機能が故障等により原子炉の減圧ができない場合は、中央制御室からの自動操作により主蒸気逃がし安全弁を開放し、原子炉を減圧する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準</p> <p>a. 原子炉を冷温停止に移行するために減圧する場合</p> <p>復水器は使用できないが、主蒸気逃がし安全弁の開操作が可能な場合。</p> <p>b. 急速減圧の場合</p> <p>低圧注水系1系以上又は低圧代替注水系（常設）のポンプ2台以上若しくは代替注水系2系以上の起動^{*1}により原子炉圧力容器への注水手段が確保され、主蒸気逃がし安全弁の開操作が可能な場合。</p> <p>c. 炉心損傷後の減圧の場合</p> <p>(a) 低圧注水手段がある場合</p> <p>高圧注水系は使用できないが、低圧注水系1系^{**2}以上が使用可能である場合で、主蒸気逃がし安全弁の開操作が可能な場合。</p> <p>(b) 低圧注水手段がない場合</p> <p>原子炉圧力容器への注水手段が確保できず、原子炉圧力容器内の水位が規定水位（有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置）に到達した場合で、主蒸気逃がし安全弁の開操作が可能な場合。</p>	<p>対応手段等</p> <p>フロントライン系故障時</p> <p>1. 自動操作による減圧</p> <p>発電副長は、設計基準事故対処設備である主蒸気逃がし安全弁の自動減圧機能が故障等により原子炉の減圧ができない場合は、中央制御室からの自動操作により主蒸気逃がし安全弁を開放し、原子炉を減圧する。</p> <p>[手順着手の判断基準]</p> <p>① 原子炉を冷温停止に移行するために減圧する場合</p> <p>主復水器が使用不可能であるが、主蒸気逃がし安全弁の開操作が可能な場合。</p> <p>② 急速減圧の場合</p> <p>低圧注水系または低圧代替注水系のうち1系統以上の起動^{*1}により原子炉圧力容器への注水手段が確保され、主蒸気逃がし安全弁の開操作が可能な場合。</p> <p>③ 炉心損傷後の減圧の場合</p> <p>高圧注水系は使用できないが、低圧注水系1系統^{**2}以上が使用可能である場合で、主蒸気逃がし安全弁の開操作が可能な場合。</p> <p>④ 注水手段がない場合</p> <p>炉心損傷後において、原子炉圧力容器への注水手段が確保できず、原子炉圧力容器内の水位が規定水位（有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの20%上の位置）に到達した場合で、主蒸気逃がし安全弁の開操作が可能な場合。</p>	<p>差異理由</p> <p>・設備の相違（急速減圧に必要としている注水系統の相違。） 以下「差異理由3-1」と記載。 TS-10 1211ページ参照</p> <p>・感度解析結果の差異（ジルコニウム一水反応が著しくなる前に減圧するという考え方は、柏崎と同様。）以下「差異理由3-2」と記載。 TS-10 1212頁参照</p>

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)	女川2号炉案	差異理由
<p>※1：「低圧注水系1系以上又は低圧代替注水系(常設)のポンプ2台以上若しくは代替注水系2系以上の起動」とは、原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時での注水が可能となる高圧炉心注水系及び残留熱除去系(低圧注水系)及び給水・復水系のうち1系以上起動すること、また、それができない場合は低圧代替注水系(常設)のポンプ2台以上起動、若しくは低圧代替注水系(常設)、消火系及び低圧代替注水系(可搬型)のうち2系以上起動することをいう。</p> <p>なお、格納容器パラメータ又は原子炉圧力容器内の水位が規定値に到達した場合は、低圧代替注水系(常設)のポンプ1台又は代替注水系1系のみの起動であっても原子炉の減圧を行う。</p> <p>※2：「低圧注水系1系」とは、残留熱除去系(低圧注水系)、給水・復水系、低圧代替注水系(常設)、消火系又は低圧代替注水系(可搬型)のいずれか1系をいう。</p> <p>2. 減圧の自動化</p> <p>当直副長は、設計基準事故対処設備である主蒸気逃がし安全弁の自動減圧機能が故障等により原子炉の減圧ができない場合は、代替自動減圧ロジック(代替自動減圧機能)の自動作動を確認し、原子炉を減圧する。</p> <p>(配慮すべき事項)</p> <p>○重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>設計基準事故対処設備である主蒸気逃がし安全弁の自動減圧系機能喪失により主蒸気逃がし安全弁が作動しない場合は、低圧注水系、低圧代替注水系等による原子炉圧力容器への注水準備が完了していることを確認し、主蒸気逃がし安全弁の自動操作等により原子炉を減圧する。</p> <p>なお、残留熱除去系が運転している場合は、原子炉水位異常常低(レベル1)が10分継続した段階で代替自動減圧機能が自動作動することを確認し、これにより原子炉を減圧する。</p>	<p>※1：「低圧注水系または低圧代替注水系のうち1系以上での起動」とは、原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時での注水が可能となる高圧炉心注水系、低圧炉心注水系、低圧代替注水系、残留熱除去系(低圧注水モード)および復水給水系のうち1系以上起動すること、また、それができない場合は低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)、低圧代替注水系(常設)(直流駆動低圧注水系ポンプ)、低圧代替注水系(可搬型)、代替循環冷却系および過水系のうち1系以上起動することをいう。</p> <p>※2：「低圧注水系1系」とは、低圧炉心注水系、残留熱除去系(低圧注水モード)、復水給水系、代替循環冷却系、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)(直流駆動低圧注水系ポンプ)、低圧代替注水系(可搬型)または過水系のいずれか1系をいう。</p> <p>2. 減圧の自動化</p> <p>発電副長は、設計基準事故対処設備である主蒸気逃がし安全弁の自動減圧機能が故障等により原子炉が減圧できない場合は、代替自動減圧回路(代替自動減圧機能)の自動作動を確認し、原子炉を減圧する。</p> <p>(配慮すべき事項)</p> <p>○重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>設計基準事故対処設備である主蒸気逃がし安全弁の自動減圧機能喪失により主蒸気逃がし安全弁が作動しない場合は、低圧注水系または低圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水準備が完了していることを確認し、主蒸気逃がし安全弁の自動操作等により原子炉を減圧する。</p> <p>なお、原子炉水位低(レベル1)設定到達10分後および残留熱除去系(低圧注水モード)または低圧炉心注水系が運転している場合は、代替自動減圧機能が自動作動することを確認し、これにより原子炉を減圧する。</p>	<p>照</p> <ul style="list-style-type: none"> 差異理由 3-1 <p>• 運用の相違(女川は注水系1系以上で減圧するため記載不要) 以下「差異理由 3-3」と記載。</p> <ul style="list-style-type: none"> 設備の相違
<p>サポート系故障時</p> <p>1. 常設直流電源系統喪失時の減圧</p> <p>当直副長は、常設直流電源系統喪失により主蒸気逃がし安全弁の作動に必要な直流電源が喪失し、原子炉の減圧ができない場合は、以下の手段により直流電源を確保し、主蒸気逃がし安全弁(自動減圧機能)の機能を回復させて原子炉を減圧する。</p> <p>(1) 常設代替直流電源設備により直流電源を確保する。その後、12.5V代替蓄電池の枯渇防止のため、可搬型代替直流電源設備により直流電源を継続的に供給する。</p>	<p>サポート系故障時</p> <p>1. 常設直流電源系統喪失時の減圧</p> <p>発電副長は、常設直流電源系統喪失により主蒸気逃がし安全弁の作動に必要な直流電源が喪失し、原子炉の減圧ができない場合は、以下の手段により直流電源を確保し、主蒸気逃がし安全弁(自動減圧機能)の機能を回復させて原子炉を減圧する。</p> <p>(1) 12.5V代替蓄電池により直流電源を確保する。その後、12.5V代替蓄電池の枯渇を防止するため、可搬型代替直流電源設備により直流電源を継続的に供給する。</p>	<ul style="list-style-type: none"> 注水設備の相違 TS-10 1215頁参照 <p>• 運用の相違 (女川：主蒸気逃がし安全弁(自動</p>
<p>サポート系故障時</p> <p>1. 常設直流電源系統喪失時の減圧</p> <p>当直副長は、常設直流電源系統喪失により主蒸気逃がし安全弁の作動に必要な直流電源が喪失し、原子炉の減圧ができない場合は、以下の手段により直流電源を確保し、主蒸気逃がし安全弁(自動減圧機能)の機能を回復させて原子炉を減圧する。</p> <p>(1) 常設代替直流電源設備により直流電源を確保する。その後、12.5V代替蓄電池の枯渇防止のため、可搬型代替直流電源設備により直流電源を継続的に供給する。</p>	<p>サポート系故障時</p> <p>1. 常設直流電源系統喪失時の減圧</p> <p>発電副長は、常設直流電源系統喪失により主蒸気逃がし安全弁の作動に必要な直流電源が喪失し、原子炉の減圧ができない場合は、以下の手段により直流電源を確保し、主蒸気逃がし安全弁(自動減圧機能)の機能を回復させて原子炉を減圧する。</p> <p>(1) 12.5V代替蓄電池により直流電源を確保する。その後、12.5V代替蓄電池の枯渇を防止するため、可搬型代替直流電源設備により直流電源を継続的に供給する。</p>	<ul style="list-style-type: none"> 注水設備の相違 TS-10 1215頁参照 <p>• 運用の相違 (女川：主蒸気逃がし安全弁(自動</p>

保安規定比較表

<p>赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり) 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし) 上線：旧条文からの変更箇所</p>	<p>差異理由</p>
<p>柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)</p> <p>供給する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 常設直流電源系統喪失により主蒸気逃がし安全弁を中央制御室から遠隔操作できない状態において、以下の条件が全て成立した場合。 (a) 炉心損傷前の原子炉の減圧は、低圧注水系1系以上又は低圧代替注水系(常設)のポンプ2台以上若しくは代替注水系2系以上の起動^{※1}により原子炉圧力容器への注水手段が確保されている場合。炉心損傷後の原子炉の減圧は、高圧注水系が使用できない場合で、低圧注水系1系^{※2}以上が使用可能である場合、又は原子炉圧力容器内の水位が規定水位(有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置)に到達した場合。 (b) 主蒸気逃がし安全弁(自動減圧機能なし)作動用の窒素ガスが確保されている場合。</p> <p>(c) 主蒸気逃がし安全弁(自動減圧機能なし)の作動に必要な直流電源を常設代替直流電源設備から給電可能な場合。</p>	<p>女川2号炉案</p> <p>〔手順着手の判断基準〕 常設直流電源系統喪失により主蒸気逃がし安全弁を中央制御室から遠隔操作できない状態において、以下の条件が全て成立した場合。 ① 炉心損傷前の原子炉の減圧は、低圧注水系または低圧代替注水系のうち1系統以上の起動^{※1}により原子炉圧力容器への注水手段が確保されている場合。炉心損傷後の原子炉の減圧は、高圧注水系が使用できない場合で、低圧注水系1系統^{※2}以上が使用可能である場合。注水手段がない場合の原子炉の減圧は、原子炉圧力容器内の水位が規定水位(有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの20%上の位置)に到達した場合。</p> <p>② 主蒸気逃がし安全弁(自動減圧機能)の作動に必要な直流電源を可搬型代替直流電源設備から給電可能な場合。 ^{※1}:「低圧注水系または低圧代替注水系のうち1系統以上の起動」とは、原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時での注水が可能な系統である高圧炉心スプレイス系、低圧炉心スプレイス系、残留熱除去系(低圧注水モード)および復水給水系のうち1系統以上起動すること、また、それができない場合は低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)、低圧代替注水系(常設)(直流駆動低圧注水系ポンプ)、低圧代替注水系(可搬型)、代替循環冷却系および過水系のうち1系統以上起動することを用いる。</p> <p>^{※2}:「低圧注水系1系統」とは、低圧炉心スプレイス系、残留熱除去系(低圧注水モード)、復水給水系、代替循環冷却系、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)(直流駆動低圧注水系ポンプ)、低圧代替注水系(可搬型)または過水系のいずれか1系統をいう。</p>
<p>差異理由</p> <p>減圧機能)に電源を供給 柏崎：逃がし安全弁(自動減圧機能なし)に電源を供給) 以下「差異理由3-4」と記載 TS-10 1215, 1216 ページ参照 ・注水設備の相違 ・差異理由3-2 ・記載方針の相違 (本項は、「常設直流電源系統喪失時の減圧」であり、作動用窒素ガスが確保されていることを前提とした項目であるため、記載していない。)以下、「差異理由3-5」と記載 TS-10 1217頁参照 ・差異理由3-4 ・記載位置の相違(柏崎は、(2)a, (b)の下にまとめて記載)</p>	

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

<p>柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)</p>	<p>女川2号炉案</p>	<p>差異理由</p>
<p>(2) 主蒸気逃がし安全弁の作動回路に主蒸気逃がし安全弁用可搬型蓄電池を接続して直流電源を確保する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>常設直流電源系統喪失により主蒸気逃がし安全弁を中央制御室から遠隔操作できない状態において、以下の条件が全て成立した場合。</p> <p>(a) 炉心損傷前の原子炉の減圧は、低圧注水系1系以上又は低圧代替注水系(常設)のポンプ2台以上若しくは代替注水系2系以上の起動^{※1}により原子炉圧力容器への注水手段が確保されている場合。炉心損傷後の原子炉の減圧は、高圧注水系が使用できない場合で、低圧注水系1系^{※2}以上が使用可能である場合、又は原子炉圧力容器内の水位が規定水位(有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置)に到達した場合。</p> <p>(b) 主蒸気逃がし安全弁(自動減圧機能なし)作動用の窒素ガスが確保されている場合。</p> <p>※1:「低圧注水系1系以上又は低圧代替注水系(常設)のポンプ2台以上若しくは代替注水系2系以上の起動」とは、原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時での注水が可能となる系統である高圧炉心注水系及び残留熱除去系(低圧注水系)及び給水・復水系のうち1系以上起動すること、また、それができない場合は低圧代替注水系(常設)のポンプ2台以上起動、若しくは低圧代替注水系(常設)、消火系及び低圧代替注水系(可搬型)のうち2系以上起動することをいう。</p> <p>なお、格納容器パラメータ又は原子炉圧力容器内の水位が規定値に到達した場合は、低圧代替注水系(常設)のポンプ1台又は代替注水系1系のみの起動であっても原子炉の減圧を行う。</p> <p>※2:「低圧注水系1系」とは、残留熱除去系(低圧注水系)、給水・復水系、低圧代替注水系(常設)、消火系又は低圧代替注水系(可搬型)のいずれか1系をいう。</p>	<p>(2) 主蒸気逃がし安全弁の作動回路に主蒸気逃がし安全弁用可搬型蓄電池を接続して直流電源を確保する。</p> <p>[手順着手の判断基準]</p> <p>常設直流電源系統喪失により主蒸気逃がし安全弁を中央制御室から遠隔操作できない状態において、可搬型代替直流電源設備が使用できない場合で、以下の条件が成立した場合。</p> <p>炉心損傷前の原子炉の減圧は、低圧注水系または低圧代替注水系のうち1系統以上の起動^{※1}により原子炉圧力容器への注水手段が確保されている場合。炉心損傷後の原子炉の減圧は、高圧注水系が使用できない場合で、低圧注水系1系統^{※2}以上が使用可能である場合。注水手段がない場合の原子炉の減圧は、原子炉圧力容器内の水位が規定水位(有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの20%上の位置)に到達した場合。</p> <p>※1:「低圧注水系または低圧代替注水系のうち1系統以上の起動」とは、原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時での注水が可能となる系統である高圧炉心スプレイス系、低圧炉心スプレイス系、残留熱除去系(低圧注水モード)および復水給水系のうち1系統以上起動すること、また、それができない場合は低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)、低圧代替注水系(常設)(直流駆動低圧注水系ポンプ)、低圧代替注水系(可搬型)、代替循環冷却系およびろ過水系のうち1系統以上起動することをいう。</p> <p>※2:「低圧注水系1系統」とは、低圧炉心スプレイス系、残留熱除去系(低圧注水モード)、復水給水系、代替循環冷却系、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)(直流駆動低圧注水系ポンプ)、低圧代替注水系(可搬型)のいずれか1系統をいう。</p> <p>2. 高圧窒素ガス供給系(非常用)による窒素確保</p> <p>発電機長は、主蒸気逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータおよび主蒸気逃がし安全弁自動減圧機能用アキュムレータの供給圧力が喪失した場合は、主蒸気逃がし安全弁(自動減圧機能)の作動に必要な窒素の供給源を高圧窒素ガス供給系(非常用)に切り替えることと主蒸気逃がし安全弁(自動減圧機能)の作動に必要な窒素を確保し、主蒸気逃がし安全弁(自動減圧機能)の機能を回復させて原子炉を減圧する。</p> <p>高圧窒素ガス供給系(非常用)からの供給期間中において、主蒸気逃がし安全弁(自動減圧機能)の作動に伴い窒素の圧力が低下した場合は、予備の高圧窒素ガスポンベに切り替える。</p> <p>[手順着手の判断基準]</p> <p>① 高圧窒素ガス供給系(非常用)から高圧窒素ガス供給系(非常用)への切替え</p>	<ul style="list-style-type: none"> • (1)の手順が実施できない場合に(2)を実施することを明記 • 注水設備の相違 • 差異理由 3-2 • 差異理由 3-5 • 差異理由 3-1 • 差異理由 3-3 • 注水設備の相違
<p>2. 高圧窒素ガス供給系による窒素ガス確保</p> <p>当副長は、逃がし弁機能用アキュムレータ及び自動減圧機能用アキュムレータの供給圧力が喪失した場合は、主蒸気逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスの供給源を高圧窒素ガス供給系に切り替えることと主蒸気逃がし安全弁の作動に必要な窒素を確保し、主蒸気逃がし安全弁の機能を回復させて原子炉を減圧する。</p> <p>高圧窒素ガス供給系からの供給期間中において、主蒸気逃がし安全弁の作動に伴い窒素ガスの圧力が低下した場合は、予備の高圧窒素ガスポンベに切り替える。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準</p> <p>a. 不活性ガス系から高圧窒素ガス供給系への切替え</p>	<p>2. 高圧窒素ガス供給系(非常用)による窒素確保</p> <p>発電機長は、主蒸気逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータおよび主蒸気逃がし安全弁自動減圧機能用アキュムレータの供給圧力が喪失した場合は、主蒸気逃がし安全弁(自動減圧機能)の作動に必要な窒素の供給源を高圧窒素ガス供給系(非常用)に切り替えることと主蒸気逃がし安全弁(自動減圧機能)の作動に必要な窒素を確保し、主蒸気逃がし安全弁(自動減圧機能)の機能を回復させて原子炉を減圧する。</p> <p>高圧窒素ガス供給系(非常用)からの供給期間中において、主蒸気逃がし安全弁(自動減圧機能)の作動に伴い窒素の圧力が低下した場合は、予備の高圧窒素ガスポンベに切り替える。</p> <p>[手順着手の判断基準]</p> <p>① 高圧窒素ガス供給系(非常用)から高圧窒素ガス供給系(非常用)への切替え</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 運用の相違(女川は、高圧窒素ガス供給系(非常用)による窒素の供給は、主蒸気逃がし安全弁自動減圧機能用アキュムレータとしている。) 以下「差異理由 3-」

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)	女川2号炉案	差異理由
<p>高圧窒素ガス供給系ドライウェル入口圧力低警報が発生した場合。</p> <p>高圧窒素ガスポンプの切替え及び取替え</p> <p>高圧窒素ガスポンプから主蒸気逃がし安全弁作動用の窒素ガスを供給している期間において、高圧窒素ガス供給系窒素ガスポンプ出口圧力低警報が発生した場合。</p>	<p>高圧窒素ガス供給系原子炉格納容器入口圧力低警報が発生した場合。</p> <p>② 高圧窒素ガス供給系 (非常用) 高圧窒素ガスポンプの切替え</p> <p>高圧窒素ガス供給系 (非常用) 高圧窒素ガスポンプから主蒸気逃がし安全弁 (自動減圧機能) 作動用の窒素を供給している期間において、高圧窒素ガス供給系窒素ガスポンプ出口圧力低警報が発生した場合。</p> <p>3. 代替高圧窒素ガス供給系による減圧</p> <p>発電課長は、主蒸気逃がし安全弁逃がし弁機能用アキユムレタおよび主蒸気逃がし安全弁自動減圧機能用アキユムレタの供給圧力が喪失した場合は、代替高圧窒素ガス供給系により主蒸気逃がし安全弁 (自動減圧機能) の作動に必要な窒素を確保し、主蒸気逃がし安全弁 (自動減圧機能) の機能を回復させて原子炉を減圧する。</p> <p>代替高圧窒素ガス供給系高圧窒素ガスポンプからの供給期間中において、主蒸気逃がし安全弁 (自動減圧機能) の作動に伴い窒素の圧力が低下した場合は、使用可能な高圧窒素ガスポンプと取り替える。</p> <p>主蒸気逃がし安全弁を、想定される重大事故等時における原子炉格納容器内の環境条件においても確実に作動できるよう、窒素の供給源を代替高圧窒素ガス供給系に切り替えることで主蒸気逃がし安全弁 (自動減圧機能) の作動に必要な窒素を確保し、主蒸気逃がし安全弁 (自動減圧機能) により原子炉を減圧する。</p> <p>[手順着手の判断基準]</p> <p>① 代替高圧窒素ガス供給系の中央制御室からの遠隔操作</p> <p>主蒸気逃がし安全弁の駆動源である高圧窒素ガス供給系 (常用) および主蒸気逃がし安全弁 (自動減圧機能) の駆動源である高圧窒素ガス供給系 (非常用) の窒素が喪失し、中央制御室からの遠隔操作により原子炉を減圧できない場合。</p> <p>② 代替高圧窒素ガス供給系高圧窒素ガスポンプの取替え</p> <p>代替高圧窒素ガス供給系高圧窒素ガスポンプから主蒸気逃がし安全弁 (自動減圧機能) 作動用の窒素を供給している期間において、高圧窒素ガスポンプの作動窒素供給圧力が規定圧力未満となった場合。</p> <p>③ 代替高圧窒素ガス供給系による主蒸気逃がし安全弁 (自動減圧機能) 開放</p> <p>炉心損傷を判断し、原子炉格納容器内の圧力が 427kPa [range] を超えるおそれがある状態において原子炉を減圧する場合。</p> <p>4. 代替電源設備を用いた主蒸気逃がし安全弁の復旧</p> <p>発電課長および発電所対策本部は、全交流動力電源喪失または常設直流電源喪失により主蒸気逃がし安全弁が作動せず原子炉の減圧ができない場合は、以下の手段により直流電源を確保し、主蒸気逃がし安全弁の機能を回復させて原子炉を減圧する。</p> <p>① 可搬型代替直流電源設備等により直流電源を確保する。</p> <p>[手順着手の判断基準]</p> <p>常設直流電源喪失により、1 2 5 V 直流主母線 2 A および 2 B の電圧喪失を確認した場合において、可搬型代替直流電源設備または 1 2 5 代替充電器用電源重接続設備からの給電が可能な場合。</p>	<p>6J と記載。</p> <p>TS-10 1223 頁参照</p> <p>・設備の相違 (柏崎は、あらかじめ供給圧力を高く設定するが、女川は代替高圧窒素ガス供給系に切り替えてより高い圧力の作動窒素を供給する。)</p> <p>以下「差異理由 3-7」と記載。</p> <p>TS-10 1227 頁参照</p> <p>・運用の相違 (女川では、電源車を使用した給電は、発電所対策本部にて実施する。)</p>
<p>高圧窒素ガス供給系ドライウェル入口圧力低警報が発生した場合。</p> <p>高圧窒素ガスポンプの切替え及び取替え</p> <p>高圧窒素ガスポンプから主蒸気逃がし安全弁作動用の窒素ガスを供給している期間において、高圧窒素ガス供給系窒素ガスポンプ出口圧力低警報が発生した場合。</p>	<p>高圧窒素ガス供給系原子炉格納容器入口圧力低警報が発生した場合。</p> <p>② 高圧窒素ガス供給系 (非常用) 高圧窒素ガスポンプの切替え</p> <p>高圧窒素ガス供給系 (非常用) 高圧窒素ガスポンプから主蒸気逃がし安全弁 (自動減圧機能) 作動用の窒素を供給している期間において、高圧窒素ガス供給系窒素ガスポンプ出口圧力低警報が発生した場合。</p> <p>3. 代替高圧窒素ガス供給系による減圧</p> <p>発電課長は、主蒸気逃がし安全弁逃がし弁機能用アキユムレタおよび主蒸気逃がし安全弁自動減圧機能用アキユムレタの供給圧力が喪失した場合は、代替高圧窒素ガス供給系により主蒸気逃がし安全弁 (自動減圧機能) の作動に必要な窒素を確保し、主蒸気逃がし安全弁 (自動減圧機能) の機能を回復させて原子炉を減圧する。</p> <p>代替高圧窒素ガス供給系高圧窒素ガスポンプからの供給期間中において、主蒸気逃がし安全弁 (自動減圧機能) の作動に伴い窒素の圧力が低下した場合は、使用可能な高圧窒素ガスポンプと取り替える。</p> <p>主蒸気逃がし安全弁を、想定される重大事故等時における原子炉格納容器内の環境条件においても確実に作動できるよう、窒素の供給源を代替高圧窒素ガス供給系に切り替えることで主蒸気逃がし安全弁 (自動減圧機能) の作動に必要な窒素を確保し、主蒸気逃がし安全弁 (自動減圧機能) により原子炉を減圧する。</p> <p>[手順着手の判断基準]</p> <p>① 代替高圧窒素ガス供給系の中央制御室からの遠隔操作</p> <p>主蒸気逃がし安全弁の駆動源である高圧窒素ガス供給系 (常用) および主蒸気逃がし安全弁 (自動減圧機能) の駆動源である高圧窒素ガス供給系 (非常用) の窒素が喪失し、中央制御室からの遠隔操作により原子炉を減圧できない場合。</p> <p>② 代替高圧窒素ガス供給系高圧窒素ガスポンプの取替え</p> <p>代替高圧窒素ガス供給系高圧窒素ガスポンプから主蒸気逃がし安全弁 (自動減圧機能) 作動用の窒素を供給している期間において、高圧窒素ガスポンプの作動窒素供給圧力が規定圧力未満となった場合。</p> <p>③ 代替高圧窒素ガス供給系による主蒸気逃がし安全弁 (自動減圧機能) 開放</p> <p>炉心損傷を判断し、原子炉格納容器内の圧力が 427kPa [range] を超えるおそれがある状態において原子炉を減圧する場合。</p> <p>4. 代替電源設備を用いた主蒸気逃がし安全弁の復旧</p> <p>発電課長および発電所対策本部は、全交流動力電源喪失または常設直流電源喪失により主蒸気逃がし安全弁が作動せず原子炉の減圧ができない場合は、以下の手段により直流電源を確保し、主蒸気逃がし安全弁の機能を回復させて原子炉を減圧する。</p> <p>① 可搬型代替直流電源設備等により直流電源を確保する。</p> <p>[手順着手の判断基準]</p> <p>常設直流電源喪失により、1 2 5 V 直流主母線 2 A および 2 B の電圧喪失を確認した場合において、可搬型代替直流電源設備または 1 2 5 代替充電器用電源重接続設備からの給電が可能な場合。</p>	<p>6J と記載。</p> <p>TS-10 1223 頁参照</p> <p>・設備の相違 (柏崎は、あらかじめ供給圧力を高く設定するが、女川は代替高圧窒素ガス供給系に切り替えてより高い圧力の作動窒素を供給する。)</p> <p>以下「差異理由 3-7」と記載。</p> <p>TS-10 1227 頁参照</p> <p>・運用の相違 (女川では、電源車を使用した給電は、発電所対策本部にて実施する。)</p>
<p>高圧窒素ガス供給系ドライウェル入口圧力低警報が発生した場合。</p> <p>高圧窒素ガスポンプの切替え及び取替え</p> <p>高圧窒素ガスポンプから主蒸気逃がし安全弁作動用の窒素ガスを供給している期間において、高圧窒素ガス供給系窒素ガスポンプ出口圧力低警報が発生した場合。</p>	<p>高圧窒素ガス供給系原子炉格納容器入口圧力低警報が発生した場合。</p> <p>② 高圧窒素ガス供給系 (非常用) 高圧窒素ガスポンプの切替え</p> <p>高圧窒素ガス供給系 (非常用) 高圧窒素ガスポンプから主蒸気逃がし安全弁 (自動減圧機能) 作動用の窒素を供給している期間において、高圧窒素ガス供給系窒素ガスポンプ出口圧力低警報が発生した場合。</p> <p>3. 代替高圧窒素ガス供給系による減圧</p> <p>発電課長は、主蒸気逃がし安全弁逃がし弁機能用アキユムレタおよび主蒸気逃がし安全弁自動減圧機能用アキユムレタの供給圧力が喪失した場合は、代替高圧窒素ガス供給系により主蒸気逃がし安全弁 (自動減圧機能) の作動に必要な窒素を確保し、主蒸気逃がし安全弁 (自動減圧機能) の機能を回復させて原子炉を減圧する。</p> <p>代替高圧窒素ガス供給系高圧窒素ガスポンプからの供給期間中において、主蒸気逃がし安全弁 (自動減圧機能) の作動に伴い窒素の圧力が低下した場合は、使用可能な高圧窒素ガスポンプと取り替える。</p> <p>主蒸気逃がし安全弁を、想定される重大事故等時における原子炉格納容器内の環境条件においても確実に作動できるよう、窒素の供給源を代替高圧窒素ガス供給系に切り替えることで主蒸気逃がし安全弁 (自動減圧機能) の作動に必要な窒素を確保し、主蒸気逃がし安全弁 (自動減圧機能) により原子炉を減圧する。</p> <p>[手順着手の判断基準]</p> <p>① 代替高圧窒素ガス供給系の中央制御室からの遠隔操作</p> <p>主蒸気逃がし安全弁の駆動源である高圧窒素ガス供給系 (常用) および主蒸気逃がし安全弁 (自動減圧機能) の駆動源である高圧窒素ガス供給系 (非常用) の窒素が喪失し、中央制御室からの遠隔操作により原子炉を減圧できない場合。</p> <p>② 代替高圧窒素ガス供給系高圧窒素ガスポンプの取替え</p> <p>代替高圧窒素ガス供給系高圧窒素ガスポンプから主蒸気逃がし安全弁 (自動減圧機能) 作動用の窒素を供給している期間において、高圧窒素ガスポンプの作動窒素供給圧力が規定圧力未満となった場合。</p> <p>③ 代替高圧窒素ガス供給系による主蒸気逃がし安全弁 (自動減圧機能) 開放</p> <p>炉心損傷を判断し、原子炉格納容器内の圧力が 427kPa [range] を超えるおそれがある状態において原子炉を減圧する場合。</p> <p>4. 代替電源設備を用いた主蒸気逃がし安全弁の復旧</p> <p>発電課長および発電所対策本部は、全交流動力電源喪失または常設直流電源喪失により主蒸気逃がし安全弁が作動せず原子炉の減圧ができない場合は、以下の手段により直流電源を確保し、主蒸気逃がし安全弁の機能を回復させて原子炉を減圧する。</p> <p>① 可搬型代替直流電源設備等により直流電源を確保する。</p> <p>[手順着手の判断基準]</p> <p>常設直流電源喪失により、1 2 5 V 直流主母線 2 A および 2 B の電圧喪失を確認した場合において、可搬型代替直流電源設備または 1 2 5 代替充電器用電源重接続設備からの給電が可能な場合。</p>	<p>6J と記載。</p> <p>TS-10 1223 頁参照</p> <p>・設備の相違 (柏崎は、あらかじめ供給圧力を高く設定するが、女川は代替高圧窒素ガス供給系に切り替えてより高い圧力の作動窒素を供給する。)</p> <p>以下「差異理由 3-7」と記載。</p> <p>TS-10 1227 頁参照</p> <p>・運用の相違 (女川では、電源車を使用した給電は、発電所対策本部にて実施する。)</p>

保安規定比較表

<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p> <p>(2) 代替交流電源設備等により充電器を受電することで直流電源を確保する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>全交流動力電源喪失が原因で常設直流電源が喪失し、直流125V主母線(A)系及び(B)系の電圧喪失を確認した場合において、常設代替交流電源設備、第二代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備いずれかの設備からの給電が可能な場合。</p> <p>(配慮すべき事項)</p> <p>○重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>常設直流電源系統の喪失により主蒸気逃がし安全弁が作動しない場合は、可搬型直流電源設備又は主蒸気逃がし安全弁用可搬型蓄電池により主蒸気逃がし安全弁を作動させて原子炉を減圧する。</p> <p>常設直流電源の喪失により主蒸気逃がし安全弁が作動しない場合は、可搬型直流電源設備等により主蒸気逃がし安全弁を作動させて原子炉を減圧する。</p> <p>常設直流電源喪失の原因が全交流動力電源喪失の場合は、代替交流電源設備等により充電器を受電することで直流電源を確保し、主蒸気逃がし安全弁の機能を回復させて原子炉を減圧する。</p> <p>主蒸気逃がし安全弁作動窒素ガスの喪失により主蒸気逃がし安全弁が作動しない場合は、高圧窒素ガス供給系の高圧窒素ガスボンベにより主蒸気逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスを確保し、主蒸気逃がし安全弁の機能を回復させて原子炉を減圧する。</p>	<p>女川2号炉案</p> <p>② 代替交流電源設備により125V充電器に給電することで直流電源を確保する。</p> <p>[手順着手の判断基準]</p> <p>全交流動力電源喪失が原因で常設直流電源が喪失し、125V直流主母線2Aおよび2Bの電圧喪失を確認した場合において、常設代替交流電源設備または可搬型代替交流電源設備からの給電が可能な場合。</p> <p>(配慮すべき事項)</p> <p>○重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>常設直流電源系統喪失により主蒸気逃がし安全弁が作動しない場合は、可搬型代替直流電源設備または主蒸気逃がし安全弁用可搬型蓄電池により主蒸気逃がし安全弁を作動させて原子炉を減圧する。</p> <p>常設直流電源の喪失により主蒸気逃がし安全弁が作動しない場合は、可搬型代替直流電源設備等により主蒸気逃がし安全弁を作動させて原子炉を減圧する。</p> <p>全交流動力電源喪失が原因で常設直流電源が喪失した場合は、代替交流電源設備により125V充電器を充電することで直流電源を確保し、主蒸気逃がし安全弁の機能を回復させて原子炉を減圧する。</p> <p>主蒸気逃がし安全弁の駆動源である高圧窒素ガス供給系(常用)の喪失により主蒸気逃がし安全弁が作動しない場合は、高圧窒素ガス供給系(非常用)により主蒸気逃がし安全弁(自動減圧機能)に必要な窒素を確保し、主蒸気逃がし安全弁(自動減圧機能)の機能を回復させて原子炉を減圧する。</p> <p>主蒸気逃がし安全弁の駆動源である高圧窒素ガス供給系(常用)および主蒸気逃がし安全弁(自動減圧機能)の駆動源である高圧窒素ガス供給系(非常用)の窒素が喪失し、主蒸気逃がし安全弁が作動しない場合は、代替高圧窒素ガス供給系により主蒸気逃がし安全弁(自動減圧機能)に窒素を供給し、主蒸気逃がし安全弁(自動減圧機能)にて原子炉を減圧する。</p> <p>主蒸気逃がし安全弁を、想定される重大事故等時における原子炉格納容器内の環境条件においても確実に作動できるよう、窒素の供給源を代替高圧窒素ガス供給系に切り替えることで主蒸気逃がし安全弁(自動減圧機能)の作動に必要な窒素を確保し、主蒸気逃がし安全弁(自動減圧機能)により原子炉を減圧する。</p> <p>高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の防止</p> <p>発電副長は、炉心損傷時、原子炉压力容器への注水手段がない場合は、原子炉压力容器内が高圧の状態で破損した場合に溶融物が放出され、原子炉格納容器内の雰囲気気直接加熱されることによる原子炉格納容器の破損を防止するため、主蒸気逃がし安全弁の自動減圧機能により原子炉を減圧する。</p> <p>[手順着手の判断基準]</p> <p>「対応手段等 フロントライン系故障時」1. 自動操作による減圧 手順着手の判断基準 e-③炉心損傷後の減圧の場合および④注水手段がない場合と同じ。</p> <p>インターフェイスシステムLOCA発生時</p> <p>発電副長は、インターフェイスシステムLOCAが発生した場合は、原子炉格納容器外への原子炉冷却材の漏えいを停止するため、漏えい箇所を隔離する。 漏えい箇所の隔離ができない場合は、原子炉を手動停止するとともに、主蒸気逃がし安全弁等により原子炉を減圧し、漏えい箇所を隔離する。</p>	<p>差異理由</p> <p>・設備の相違（柏崎は、自主対策設備として、第二代替交流電源設備を設置）</p> <p>・差異理由 3-6</p> <p>・差異理由 3-7</p>
<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p> <p>高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の防止</p> <p>当直副長は、炉心損傷時、原子炉压力容器への注水手段がない場合は、原子炉压力容器が高圧の状態で破損した場合に溶融物が放出され、格納容器内の雰囲気気直接加熱されることによる格納容器の破損を防止するため、主蒸気逃がし安全弁の自動減圧機能により原子炉を減圧する。</p> <p>1. 手順着手の判断基準</p> <p>「対応手段等 フロントライン系故障時」1. 自動操作による減圧 (1) 手順着手の判断基準 c. 炉心損傷後の減圧の場合と同じ。</p> <p>インターフェイスシステムLOCA発生時</p> <p>当直副長は、インターフェイスシステムLOCAが発生した場合は、原子炉を手動停止するとともに、格納容器外への原子炉冷却材の漏えいを停止するため、漏えい箇所を隔離する。 とともに、格納容器から速やかに漏えい箇所を隔離できない場合は、格納容器外への原子炉冷却材の漏えいを抑制するため、主蒸気逃がし安全弁等により原子炉を減圧し、漏えい箇所を隔離する。</p>	<p>② 代替交流電源設備により125V充電器に給電することで直流電源を確保する。</p> <p>[手順着手の判断基準]</p> <p>全交流動力電源喪失が原因で常設直流電源が喪失し、125V直流主母線2Aおよび2Bの電圧喪失を確認した場合において、常設代替交流電源設備または可搬型代替交流電源設備からの給電が可能な場合。</p> <p>(配慮すべき事項)</p> <p>○重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>常設直流電源系統喪失により主蒸気逃がし安全弁が作動しない場合は、可搬型代替直流電源設備または主蒸気逃がし安全弁用可搬型蓄電池により主蒸気逃がし安全弁を作動させて原子炉を減圧する。</p> <p>常設直流電源の喪失により主蒸気逃がし安全弁が作動しない場合は、可搬型代替直流電源設備等により主蒸気逃がし安全弁を作動させて原子炉を減圧する。</p> <p>全交流動力電源喪失が原因で常設直流電源が喪失した場合は、代替交流電源設備により125V充電器を充電することで直流電源を確保し、主蒸気逃がし安全弁の機能を回復させて原子炉を減圧する。</p> <p>主蒸気逃がし安全弁の駆動源である高圧窒素ガス供給系(常用)の喪失により主蒸気逃がし安全弁が作動しない場合は、高圧窒素ガス供給系(非常用)により主蒸気逃がし安全弁(自動減圧機能)に必要な窒素を確保し、主蒸気逃がし安全弁(自動減圧機能)の機能を回復させて原子炉を減圧する。</p> <p>主蒸気逃がし安全弁の駆動源である高圧窒素ガス供給系(常用)および主蒸気逃がし安全弁(自動減圧機能)の駆動源である高圧窒素ガス供給系(非常用)の窒素が喪失し、主蒸気逃がし安全弁が作動しない場合は、代替高圧窒素ガス供給系により主蒸気逃がし安全弁(自動減圧機能)に窒素を供給し、主蒸気逃がし安全弁(自動減圧機能)にて原子炉を減圧する。</p> <p>主蒸気逃がし安全弁を、想定される重大事故等時における原子炉格納容器内の環境条件においても確実に作動できるよう、窒素の供給源を代替高圧窒素ガス供給系に切り替えることで主蒸気逃がし安全弁(自動減圧機能)の作動に必要な窒素を確保し、主蒸気逃がし安全弁(自動減圧機能)により原子炉を減圧する。</p> <p>高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の防止</p> <p>発電副長は、炉心損傷時、原子炉压力容器への注水手段がない場合は、原子炉压力容器内が高圧の状態で破損した場合に溶融物が放出され、原子炉格納容器内の雰囲気気直接加熱されることによる原子炉格納容器の破損を防止するため、主蒸気逃がし安全弁の自動減圧機能により原子炉を減圧する。</p> <p>[手順着手の判断基準]</p> <p>「対応手段等 フロントライン系故障時」1. 自動操作による減圧 手順着手の判断基準 e-③炉心損傷後の減圧の場合および④注水手段がない場合と同じ。</p> <p>インターフェイスシステムLOCA発生時</p> <p>発電副長は、インターフェイスシステムLOCAが発生した場合は、原子炉格納容器外への原子炉冷却材の漏えいを停止するため、漏えい箇所を隔離する。 漏えい箇所の隔離ができない場合は、原子炉を手動停止するとともに、主蒸気逃がし安全弁等により原子炉を減圧し、漏えい箇所を隔離する。</p>	<p>差異理由</p> <p>・運用の相違（女川：漏えい箇所の隔離ができない場合に原子炉を手動停止 柏崎：インターフェイスが）</p>

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
上線：旧条文からの変更箇所

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

<p>赤崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)</p>	<p>女川2号炉案</p>
<p>原子炉冷却材が格納容器外へ漏えいし原子炉建屋原子炉区域内の圧力が上昇した場合は、燃料取扱床フローアウトパネルが開放することで、原子炉建屋原子炉区域内の圧力及び温度の上昇を抑制し、環境を改善する。</p> <p>1. 手順着手の判断基準</p> <p>非常用炉心冷却系の吐出圧力上昇、原子炉建屋内の温度上昇若しくはエア放射線モニタの指示値上昇等漏えいが予測されるパラメータの変化、又は漏えい関連警報の発生によりインターフェースシステムLOCAの発生を判断した場合。</p>	<p>原子炉冷却材が格納容器外へ漏えいし原子炉建屋原子炉区域内の圧力が上昇した場合は、原子炉建屋フローアウトパネルが開放することで、原子炉建屋原子炉区域内の圧力および温度の上昇を抑制し、環境を改善する。</p> <p>「手順着手の判断基準」</p> <p>非常用炉心冷却系および原子炉隔離時冷却系の出口圧力上昇、原子炉建屋原子炉区域内の温度上昇もしくはエア放射線モニタの指示値上昇等漏えいが予測されるパラメータの変化または漏えい関連警報の発生によりインターフェースシステムLOCAの発生を判断した場合。</p>
<p>(配慮すべき事項)</p> <p>○インターフェースシステムLOCA時の溢水の影響</p> <p>隔離操作場所へのアクセスルートは、インターフェースシステムLOCAにより漏えいが発生する機器よりも上層階に位置し、溢水の影響がないように選定する。</p> <p>○インターフェースシステムLOCAの検知</p> <p>インターフェースシステムLOCAの発生は、格納容器内外のパラメータ等により判断する。非常用炉心冷却系ポンプ設置室は原子炉建屋内において各部屋が分離されているため、漏えい箇所の特定は、監視カメラ及び火災報知器により行う。</p>	<p>(配慮すべき事項)</p> <p>○インターフェースシステムLOCAによる溢水の影響</p> <p>隔離操作場所および隔離操作場所へのアクセスルートは、インターフェースシステムLOCAにより漏えいが発生する機器よりも上層階に位置し、溢水の影響がないようにする。</p> <p>○インターフェースシステムLOCAの検知</p> <p>インターフェースシステムLOCAの発生は、格納容器内外のパラメータ等により判断する。非常用炉心冷却系ポンプおよび原子炉隔離時冷却系ポンプ設置室は原子炉建屋原子炉区域内において各部屋が分離されているため、漏えい箇所の特定は、床漏えい検出器、放射線モニタおよび火災感知器により行う。</p>
<p>○作業性</p> <p>インターフェースシステムLOCA発生時は、現場で漏えい箇所を隔離する場合は、隔離操作場所及び隔離操作場所へのアクセスルートの環境を考慮して、現場環境が改善された状態で、事故環境下においても作業できるような防護具を確実に装着する。</p>	<p>○作業性</p> <p>インターフェースシステムLOCA発生時は、漏えいした水の滞留および蒸気による高湿度環境が想定されるため、現場での隔離操作は環境性を考慮し、防護具を着用する。</p>
<p>代替自動減圧機能による原子炉の自動減圧時の留意事項</p> <p>表1「1. 緊急停止失敗時に原子炉を未臨界にするための手順等」における対応操作中は、原子炉の自動減圧による原子炉圧力容器への注水量の増加に伴う原子炉出力の急上昇を防止するため、自動減圧系の起動阻止スイッチにより自動減圧系及び代替自動減圧ロジック (代替自動減圧機能) による自動減圧を阻止する。</p>	<p>代替自動減圧機能による原子炉の自動減圧時の留意事項</p> <p>表1「1. 緊急停止失敗時に原子炉を未臨界にするための手順等」における対応操作中は、原子炉の自動減圧による原子炉圧力容器への注水量の増加に伴う原子炉出力の急上昇を防止するため、自動減圧系作動阻止機能により自動減圧系および代替自動減圧回路 (代替自動減圧機能) による自動減圧を阻止する。</p>
<p>主蒸気逃がし安全弁の背圧対策</p> <p>主蒸気逃がし安全弁は、想定される重大事故等時における格納容器内の環境条件においても確実に作動できるよう、主蒸気逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガス圧力を確保する。</p>	<p>主蒸気逃がし安全弁の背圧対策</p> <p>主蒸気逃がし安全弁が想定される重大事故等時における原子炉格納容器内の環境条件においても確実に作動できるよう、窒素の供給源を代替高圧窒素ガス供給系に切り替えることで主蒸気逃がし安全弁の作動に必要なより高い圧力の窒素を供給する。</p>
<p>燃料補給</p> <p>表1.4「1.4. 電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。</p>	<p>燃料補給</p> <p>表1.4「1.4. 電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。</p>

・記載方針の相違(設置許可申請書本文十ハ(1)第10-1表「重大事故等対策」における手順書の概要)における記載の相違による。) 女川は、代替高圧窒素ガス供給系を使用することで背圧を考慮しても主蒸気逃がし安全弁(自動減圧機能)を開放可能とする。 TS-10 1235ページ参照

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

表4 柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)	表4 女川2号炉案	差異理由
<p>操作手順 4. 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に原子炉を冷却するための手順等</p> <p>方針目的 原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び格納容器的破損を防止するため、低圧代替注水系により原子炉を冷却することを目的とする。</p> <p>また、炉心が溶融し、原子炉圧力容器的破損に至った場合で、溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存した場合においても格納容器的破損を防止するため、低圧代替注水系により残存溶融炉心を冷却することを目的とする。</p> <p>対応手段等 原子炉運転中の場合 フロントライン系故障時</p> <p>1. 低圧代替注水系による原子炉の冷却</p> <p>当直副長及び緊急時対策本部は、設計基準事故対処設備である残留熱除去系 (低圧注水系) の故障等により原子炉の冷却ができな場合は、以下の手段により原子炉圧力容器へ注水し、原子炉を冷却する。</p> <p>(1) 復水貯蔵槽を水源として、低圧代替注水系 (常設) により注水する。</p> <p>【(2) a. 手順着手の判断基準】第1段落および注釈を記載</p> <p>給水・復水系及び非常用炉心冷却系による原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低 (レベル3) 以上に維持できない場合において、低圧代替注水系 (常設) 及び注入配管が使用可能な場合※。</p> <p>※1. 設備に異常がなく、電源及び水源 (復水貯蔵槽) が確保されている場合。</p> <p>(2) 低圧代替注水系 (常設) により原子炉圧力容器へ注水できない場合は、防火水槽又は淡水貯水池を水源として、低圧代替注水系 (可搬型) 等により注水する。低圧代替注水系 (可搬型) による注水の手順着手の判断基準を以下に示す。</p> <p>なお、低圧代替注水系 (可搬型) による注水は、海を水源として利用できる。</p>	<p>操作手順 4. 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に原子炉を冷却するための手順等</p> <p>方針目的 原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷および格納容器的破損を防止するため、低圧代替注水系により原子炉を冷却することを目的とする。</p> <p>また、炉心が溶融し、原子炉圧力容器的破損に至った場合で、溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存した場合においても原子炉格納容器的破損を防止するため、低圧代替注水系により残存溶融炉心を冷却することを目的とする。</p> <p>対応手段等 原子炉運転中の場合 フロントライン系故障時</p> <p>1. 低圧代替注水系による原子炉の冷却</p> <p>発電部長および発電所対策本部は、設計基準事故対処設備である残留熱除去系 (低圧注水系) および低圧炉心スプレイス系の故障等により原子炉の冷却ができな場合は、以下の手段により原子炉圧力容器へ注水し、原子炉を冷却する。</p> <p>① 復水貯蔵タンクを水源として、低圧代替注水系 (常設) (復水移送ポンプ) により注水する。</p> <p>〔手順着手の判断基準〕 復水給水系および非常用炉心冷却系による原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低 (レベル3) 以上に維持できない場合において、低圧代替注水系 (常設) (復水移送ポンプ) が使用可能な場合※。</p> <p>※：設備に異常がなく、電源および水源 (復水貯蔵タンク) が確保されている場合。</p> <p>② 低圧代替注水系 (常設) (復水移送ポンプ) により原子炉圧力容器へ注水できない場合は、復水貯蔵タンクを水源として、低圧代替注水系 (常設) (直流駆動低圧注水系ポンプ) により注水する。</p> <p>〔手順着手の判断基準〕 復水給水系、非常用炉心冷却系、低圧代替注水系 (常設) (復水移送ポンプ) および代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低 (レベル3) 以上に維持できない場合で、低圧代替注水系 (常設) (直流駆動低圧注水系ポンプ) が使用可能な場合※。</p> <p>※：設備に異常がなく、電源および水源 (復水貯蔵タンク) が確保されている場合。</p> <p>③ 低圧代替注水系 (常設) (直流駆動低圧注水系ポンプ) により原子炉圧力容器へ注水できない場合は、淡水貯水槽 (No.1) および淡水貯水槽 (No.2) を水源として、低圧代替注水系 (可搬型) 等により注水する。なお、低圧代替注水系 (可搬型) による注水は、海を水源として利用できる。</p>	<p>・女川のECCSには低圧炉心スプレイス系がある (ABWR と BWR-5 の ECCS 構成の相違)。以下「差異理由 4-1」と記載</p> <p>・記載位置の相違 (女川：①②それぞれ分けて判断基準を記載</p> <p>柏崎：(1)(2)の判断基準をまとめて記載)</p> <p>・設備の相違 (女川では、直流駆動低圧注水系ポンプを整備する。) 以下「差異理由 4-2」と記載</p> <p>TS-10 1251頁参照</p>

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）	女川2号炉案	差異理由
<p>a. 手順着手の判断基準 給水・復水系及び非常用炉心冷却系による原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合において、低圧代替注水系（常設）及び注入配管が使用可能な場合※¹。</p> <p>また、給水・復水系及び非常用炉心冷却系による原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合において、低圧代替注水系（可搬型）及び注入配管が使用可能な場合※²。</p> <p>※¹：設備に異常がなく、電源及び水源（復水貯蔵槽）が確保されている場合。</p> <p>※²：設備に異常がなく、燃料及び水源（防火水槽又は淡水貯水池）が確保されている場合。</p>	<p>〔手順着手の判断基準〕 復水給水系および非常用炉心冷却系による原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合において、低圧代替注水系（可搬型）が使用可能な場合※。</p> <p>※：設備に異常がなく、電源、燃料および水源（淡水貯水槽（No.1）または淡水貯水槽（No.2））が確保されている場合。</p> <p>④ 交流電源が確保できない場合は、復水貯蔵タンクを水源として、低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水系ポンプ）により注水する。</p> <p>〔手順着手の判断基準〕 「対応手段等 原子炉運転中の場合」 フロントライン系故障時 1. 低圧代替注水系による原子炉の冷却 ②)と同じ。</p> <p>（配慮すべき事項） ○重大事故等時の対応手段の選択 設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水系）の故障等により原子炉の冷却機能が喪失した場合において、低圧代替注水系（常設）（復水貯蔵タンク）に異常がなく、交流電源および水源（復水貯蔵槽）が確保されている場合は、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）により原子炉を冷却する。</p> <p>低圧代替注水系（常設）により原子炉の冷却ができない場合において、低圧代替注水系（可搬型）等により原子炉の冷却が確保されている場合は、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）により原子炉の冷却ができない場合において、低圧代替注水系（可搬型）等により原子炉の冷却が確保されている場合は、低圧代替注水系（可搬型）により原子炉を冷却する。</p> <p>なお、低圧代替注水系等により原子炉を冷却する場合は、中央制御室から弁の操作ができない場合は、現場で弁の手動操作を実施する。</p>	<p>記載位置の相違（女川：点線枠内に相当する内容を①の直下に記載）</p> <p>記載位置の相違（女川：点線枠内に相当する内容を①の直下に記載）</p> <p>・女川は電動弁の操作に必要な電源が確保されていることを確認する。 ・差異理由4-2 TS-10 1251頁参照</p> <p>・差異理由4-1</p> <p>・差異理由4-2 TS-10 1264頁参照</p> <p>・設備の相違（女川は系統構成を中央制御室からの操作のみで実施）以下「差異理由4-3」と記載</p>

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）	女川2号炉案
<p>原子炉運転中の場合 サポート系故障時</p> <p>1. 常設代替交流電源設備による残留熱除去系（低圧注水系）の復旧</p> <p>当直副長は、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水系）が全交流動力電源喪失等により使用できない場合は、低圧代替注水系による原子炉の冷却に加え、常設代替交流電源設備へ給電することにより残留熱除去系（低圧注水系）を復旧し、サブレッションポンプを水源として、原子炉圧力容器へ注水し、原子炉を冷却する。</p> <p>また、常設代替交流電源設備等へ燃料を補給し、電源の供給を継続することにより残留熱除去系（低圧注水系）を運転継続する。</p> <p>原子炉の停止後は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に移行し、長期的に原子炉を冷却する。</p> <p>（1）手順着手の判断基準</p> <p>常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備により非常用高圧母線C系又はD系の受電が完了し、残留熱除去系（低圧注水系）が使用可能な状態^{※1}に復旧された場合。</p> <p>※1：設備に異常がなく、電源、補機冷却水及び水源（サブレッションポンプ）が確保されている状態。</p> <p>（配慮すべき事項）</p> <p>○重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>外部電源、常設代替交流電源設備等により交流電源が確保できた場合において、原子炉補機冷却水系の運転ができる場合は、残留熱除去系（低圧注水系）により原子炉を冷却する。</p> <p>原子炉補機冷却水系の運転ができない場合は、代替原子炉補機冷却系を設置し、残留熱除去系（低圧注水系）により原子炉を冷却する。</p> <p>代替原子炉補機冷却系の設置による残留熱除去系（低圧注水系）の復旧に時間を要するため、低圧代替注水系等による原子炉の冷却を並行して実施する。その際の優先順位は、フロントライン系故障時の優先順位と同様である。</p>	<p>原子炉運転中の場合 サポート系故障時</p> <p>常設代替交流電源設備による残留熱除去系（低圧注水モード）および低圧炉心スプレイス系の復旧</p> <p>発電課長は、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水モード）および低圧炉心スプレイス系が全交流動力電源喪失等により使用できない場合は、低圧代替注水系による原子炉の冷却に加え、常設代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ給電することにより残留熱除去系（低圧注水モード）および低圧炉心スプレイス系を復旧し、サブレッションポンプを水源として、原子炉圧力容器へ注水し、原子炉を冷却する。また、常設代替交流電源設備へ燃料を補給し、電源の供給を継続することにより残留熱除去系（低圧注水モード）および低圧炉心スプレイス系を運転継続する。原子炉の停止後は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）に移行し、長期的に原子炉からの除熱を行う。</p> <p>〔手順着手の判断基準〕</p> <p>① 残留熱除去系（低圧注水モード）の復旧</p> <p>常設代替交流電源設備により非常用高圧母線2C系または2D系の受電が完了し、残留熱除去系（低圧注水モード）が使用可能な状態^{※1}に復旧された場合。</p> <p>② 低圧炉心スプレイス系を使用する場合</p> <p>常設代替交流電源設備により非常用高圧母線2C系の受電が完了し、残留熱除去系（低圧注水モード）が復旧できず、低圧炉心スプレイス系が使用可能な状態^{※1}に復旧された場合。</p> <p>※：設備に異常がなく、電源、補機冷却水および水源（サブレッションポンプ）が確保されている状態。</p> <p>（配慮すべき事項）</p> <p>○重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>外部電源、常設代替交流電源設備により交流電源が確保できた場合において、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却水系を含む。）の運転ができる場合は、残留熱除去系（低圧注水モード）により原子炉を冷却する。残留熱除去系（低圧注水モード）の運転ができない場合は、低圧炉心スプレイス系により原子炉を冷却する。</p> <p>原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却水系を含む。）の運転ができない場合は、原子炉補機代替冷却水系を設置し、残留熱除去系（低圧注水モード）により原子炉を冷却する。</p> <p>原子炉補機代替冷却水系の設置による残留熱除去系（低圧注水モード）の復旧に時間を要するため、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）等による原子炉の冷却を並行して実施する。その際の優先順位は、フロントライン系故障時の優先順位と同様である。</p>
	<p>差異理由</p> <p>・差異理由4-2 TS-10 1265</p> <p>・差異理由4-1</p> <p>・柏崎は自主対策設備として第二代替交流電源設備を設置</p> <p>・差異理由4-1</p> <p>・差異理由4-1</p>

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)	女川2号炉案	差異理由
<p>原子炉停止中の場合 フロントライン系故障時 1. 低圧代替注水系による原子炉の冷却 当直副長及び緊急時対策本部は、設計基準事故対処設備である残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の故障等により原子炉の冷却機能が喪失した場合は、以下の手段により原子炉圧力容器へ注水し、原子炉を冷却する。 (1) 復水貯蔵槽を水源として、低圧代替注水系(常設)により注水する。</p> <p>(2) 低圧代替注水系(常設)により原子炉圧力容器へ注水できない場合は、防火水槽又は淡水貯水池を水源として、低圧代替注水系(可搬型)等により注水する。低圧代替注水系(可搬型)による注水の手順着手の判断基準を以下に示す。 なお、低圧代替注水系(可搬型)による注水は、海を水源として利用できる。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 「対応手段等 原子炉運転中の場合」 フロントライン系故障時 1. 低圧代替注水系による原子炉の冷却 a. 手順着手の判断基準」と同じ。</p> <p>(配慮すべき事項) ○重大事故等時の対応手段の選択 設計基準事故対処設備である残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の故障等により原子炉の冷却機能が喪失した場合において、低圧代替注水系(常設)に異常がなく、交流電源及び水源(復水貯蔵槽)が確保されている場合は、低圧代替注水系(常設)により原子炉を冷却する。 低圧代替注水系(常設)により原子炉の冷却ができない場合において、低圧代替注水系(可搬型)等に異常がなく、燃料及び水源(防火水槽又は淡水貯水池)が確保されている場合は、低圧代替注水系(可搬型)等により原子炉を冷却する。</p> <p>なお、低圧代替注水系等により原子炉を冷却する場合は、中央制御室から弁の操作が可能であって注水流量が多い配管から選択する。また、中央制御室から弁の操作ができない場合は、現場で弁の手动操作を実施する。</p>	<p>原子炉停止中の場合 フロントライン系故障時 低圧代替注水系による原子炉の冷却 発電課および発電所対策本部は、設計基準事故対処設備である残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の故障等により原子炉の冷却機能が喪失した場合は、以下の手段により原子炉圧力容器へ注水し、原子炉を冷却する。 ① 復水貯蔵タンクを水源として、低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)により注水する。 〔手順着手の判断基準〕 原子炉停止中に非常用炉心冷却系による原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉圧力容器内の水位を維持できない場合において、低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)が使用可能な場合*。 ※：設備に異常がなく、電源および水源(復水貯蔵タンク)が確保されている場合。 ② 低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)により原子炉圧力容器へ注水できない場合は、淡水貯水槽(No.1)および淡水貯水槽(No.2)を水源として、低圧代替注水系(可搬型)等により注水する。 なお、低圧代替注水系(可搬型)による注水は、海を水源として利用できる。 〔手順着手の判断基準〕 原子炉停止中に非常用炉心冷却系による原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉圧力容器内の水位を維持できない場合において、低圧代替注水系(可搬型)が使用可能な場合*。 ※：設備に異常がなく、電源、燃料および水源(淡水貯水槽(No.1)または淡水貯水槽(No.2))が確保されている場合。</p> <p>(配慮すべき事項) ○重大事故等時の対応手段の選択 設計基準事故対処設備である残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の故障等により原子炉の冷却機能が喪失した場合において、低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)に異常がなく、交流電源および水源(復水貯蔵タンク)が確保されている場合は、低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)により原子炉を冷却する。 低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)により原子炉の冷却ができない場合において、低圧代替注水系(可搬型)に異常がなく、燃料および水源(淡水貯水槽(No.1)または淡水貯水槽(No.2))が確保されている場合は、低圧代替注水系(可搬型)により原子炉を冷却する。 なお、低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)により原子炉を冷却する場合は、注水流量が多い配管から選択する。</p>	<p>• 運用の相違 (原子炉運転中の判断基準と一部異なる(ポンプの運転順序)ための操作順序) ため記載。)</p> <p>• 運用の相違 (原子炉運転中の判断基準と一部異なる(ポンプの運転順序)ための操作順序) ため記載。)</p> <p>• 差異理由4-3 TS-10 1292ページ参照</p>

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）	女川2号炉案	差異理由
<p>原子炉停止中の場合 サボート系故障時</p> <p>1. 常設代替交流電源設備による残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の復旧 当直副長は、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が全交流動力電源喪失等により使用できない場合は、低圧代替注水系による原子炉の冷却に加え、常設代替交流電源設備等を用いて非常用所内電気設備へ給電することにより残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を復旧し、原子炉の除熱を実施する。 また、常設代替交流電源設備等へ燃料を補給し、電源の供給を継続することにより残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を運転継続する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準 常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備により非常用高圧母線C系又はD系の受電が完了し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が使用可能な状態※1に復旧された場合。 ※1：設備に異常がなく、電源および補機冷却水が確保されており、原子炉水位指示値が原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持され、かつ原子炉圧力指示値が規定値以下の状態。 (配慮すべき事項) ○重大事故等時の対応手段の選択 外部電源、常設代替交流電源設備等により交流電源が確保できた場合において、原子炉を補機冷却水系の運転ができれば、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により原子炉を冷却する。 原子炉補機冷却水系の運転ができない場合は、代替原子炉補機冷却系を設置し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により原子炉を冷却する。 代替原子炉補機冷却系の設置による残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の復旧に時間を要するため、低圧代替注水系等による原子炉の冷却を並行して実施する。その際の優先順位は、フロントライン系故障時の優先順位と同様である。</p>	<p>原子炉停止中の場合 サボート系故障時</p> <p>常設代替交流電源設備による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の復旧 発電課長は、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）が全交流動力電源喪失等により使用できない場合は、低圧代替注水系による原子炉の冷却に加え、常設代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ給電することにより残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を復旧し、原子炉の除熱を実施する。 また、常設代替交流電源設備等へ燃料を補給し、電源の供給を継続することにより残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を運転継続する。 〔手順着手の判断基準〕 常設代替交流電源設備により非常用高圧母線2C系および2D系の受電が完了し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）が使用可能な状態※1に復旧された場合。 ※：設備に異常がなく、電源および補機冷却水が確保されており、原子炉水位指示値が原子炉水位低（レベル3）以上で維持され、かつ原子炉圧力指示値が規定値以下の状態。 (配慮すべき事項) ○重大事故等時の対応手段の選択 外部電源、常設代替交流電源設備により交流電源が確保できた場合において、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却水系を含む。）の運転ができれば、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）により原子炉を冷却する。 原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却水系を含む。）の運転ができない場合は、原子炉補機代替冷却水系を設置し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）により原子炉を冷却する。 原子炉補機代替冷却水系の設置による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の復旧に時間を要するため、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）等による原子炉の冷却を並行して実施する。その際の優先順位は、フロントライン系故障時の優先順位と同様である。</p>	
<p>原子炉運転中の場合 溶融炉心が原子炉压力容器内に残存する場合 低圧代替注水系による残存溶融炉心の冷却 発電課長および発電所対策本部は、溶融炉心が原子炉压力容器を破損し格納容器下部へ落下するものの、溶融炉心が原子炉压力容器内に残存した場合は、以下の手段により原子炉压力容器へ注水し、残存溶融炉心を冷却する。</p>	<p>原子炉運転中の場合 溶融炉心が原子炉压力容器内に残存する場合 低圧代替注水系による残存溶融炉心の冷却 発電課長および発電所対策本部は、溶融炉心が原子炉压力容器を破損し原子炉格納容器下部へ落下するものの、溶融炉心が原子炉压力容器内に残存した場合は、以下の手段により原子炉压力容器へ注水し、残存溶融炉心を冷却する。</p>	

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）	女川2号炉案	差異理由
<p>(1) 復水貯蔵槽を水源として、低圧代替注水系（常設）により注水する。</p> <p>【(2) a. 手順着手の判断基準】 原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化※1により原子炉圧力容器の破損を判断した場合において、低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水が可能なる場合※2。 ※1：「原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化」は、原子炉圧力容器内の圧力の低下、原子炉圧力容器内の圧力の上昇、原子炉圧力容器下部の雰囲気温度の上昇により確認する。</p>	<p>① サブレッションチェンバを水源として、代替循環冷却系により注水する。 【手順着手の判断基準】 原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化※1により原子炉圧力容器の破損を判断した場合において、代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水が可能なる場合※2。 ※1：「原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化」は、原子炉圧力容器下部温度の上昇もしくは指示値の喪失、原子炉圧力容器内の圧力の低下、原子炉圧力容器内の圧力の上昇、原子炉圧力容器下部の雰囲気温度の低下または原子炉圧力容器内の水素濃度の上昇により確認する。</p> <p>※2：代替循環冷却系により原子炉圧力容器への注水に必要な流量（助熱相当）が確保できる場合。なお、原子炉圧力容器への注水と同時に代替循環冷却ポンプによるドライウエルスブレイまたは原子炉圧力容器下部への注水が必要となつた場合の優先順位は、以下のとおりとする。 優先1：ドライウエルスブレイおよび原子炉圧力容器への注水 優先2：ドライウエルスブレイ 優先3：原子炉圧力容器への注水 優先4：原子炉圧力容器下部への注水</p> <p>② 代替循環冷却系により残存溶融炉心の冷却ができない場合は、復水貯蔵タンクを水源として、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）により注水する。</p> <p>【手順着手の判断基準】 原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化※1により原子炉圧力容器の破損を判断した場合において、代替循環冷却系が使用できず、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉圧力容器への注水が可能なる場合※2。 ※1：「原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化」は、原子炉圧力容器下部温度の上昇もしくは指示値の喪失、原子炉圧力容器内の圧力の低下、原子炉圧力容器内の圧力の上昇、原子炉圧力容器下部の雰囲気温度の低下または原子炉圧力容器内の水素濃度の上昇により確認する。</p>	<p>設備の相違（女川は、新設する代替循環冷却系の注水手順を記載）</p> <p>・女川の代替循環冷却系は、ドライウエルスブレイ及び原子炉圧力容器下部への注水が可能のため、効果的に溶融炉心を冷却できる注水先の優先順を記載（TS-10 1275, 1276 頁参照）</p> <p>・設備の相違（女川では、外部水源を使用する低圧代替注水より内部水源を使用する代替循環冷却系を優先する。）</p> <p>・設備の相違（女川は「原子炉圧力容器下部温度計」を新設する。）</p> <p>「原子炉圧力容器下部の雰囲気温度」は、RPV破損して格納炉心が落下すると事前水張りされた水の蒸発による</p>

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）	女川2号炉案	差異理由
<p>【(2) a. 手順着手の判断基準】第1段落及び注釈の記載】 ※2：格納容器内へのスプレイ及び格納容器下部への注水に必要な流量（140m³/h、35～70m³/h）が確保され、更に低圧代替注水系（常設）により原子炉圧力容器への注水に必要な流量（30m³/h）が確保できる場合。</p>	<p>※2：低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）により原子炉圧力容器への注水に必要な流量（崩壊熱相当）が確保できる場合。なお、原子炉圧力容器への注水と同時に復水移送ポンプによるドライウエルスプレイまたは原子炉格納容器下部への注水が必要となった場合の優先順位は、以下のとおりとする。</p> <p>優先1：ドライウエルスプレイ 優先2：原子炉圧力容器への注水 優先3：原子炉格納容器下部への注水</p>	<p>り飽和蒸気で満たされ、飽和温度程度まで低下する。 「原子炉格納容器内の水素濃度」は、格納容器下部に初期水位が存在する場合、RPV 破損に伴って水素濃度が急激に上昇すると考えられる。） 以下「差異理由4-4」と記載 ・女川の復水移送ポンプは、原子炉格納容器内へのスプレイ及び原子炉格納容器下部への注水を同時に実施できないため、効果的に溶融炉心を冷却できる注水先の優先順を記載 TS-10 1271, 1272 ページ参照 TS-10 1278, 1279 ページ参照</p>

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

<p>柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)</p> <p>(2) 低圧代替注水系 (常設) により残存溶融炉心の冷却ができない場合は、防火水槽又は淡水貯水槽を水源として、低圧代替注水系 (可搬型) 等により注水する。低圧代替注水系 (可搬型) による注水の手順基準を以下に示す。 なお、低圧代替注水系 (可搬型) による注水は、海を水源として利用できる。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化^{※1}により原子炉圧力容器の破損を判断した場合において、低圧代替注水系 (常設) による原子炉圧力容器への注水が可能^{※2}な場合^{※2} また、原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化^{※1}により原子炉圧力容器の破損を判断した場合において、低圧代替注水系 (常設) 及び消火系が使用できず、低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉圧力容器への注水が可能な場合^{※3}。 ^{※1}「原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化」は、原子炉圧力指示値の低下、格納容器内圧力指示値の上昇、ドライウェル雰囲気温度指示値の上昇により確認する。 ^{※2} 格納容器内へのスプレイ及び格納容器下部への注水に必要な流量 (140m³/h、3.5~7.0m³/h) が確保され、更に低圧代替注水系 (常設) により原子炉圧力容器への注水に必要な流量 (3.0m³/h) が確保できる場合。 ^{※3} 格納容器内へのスプレイ及び格納容器下部への注水に必要な流量 (140m³/h、3.5~7.0m³/h) が確保され、更に低圧代替注水系 (可搬型) により原子炉圧力容器への注水に必要な流量 (3.0m³/h) が確保できる場合。 なお、十分な注水流量が確保できない場合は溶融炉心の冷却を優先し効果的な注水箇所を選択する。</p> <p>(配慮すべき事項) ○ 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存した場合において、低圧代替注水系 (常設) に異がなく、交流電源及び水源 (復水貯蔵槽) が確保されている場合は、低圧代替注水系 (常設) により残存溶融炉心を冷却する。 低圧代替注水系 (常設) により残存溶融炉心の冷却ができない場合において、低圧代替注水系 (可搬型) に異がなく、燃料及び水源 (防火水槽又は淡水貯水池) が確保されている場合は、低圧代替注水系 (可搬型) により残存溶融炉心を冷却する。</p> <p>なお、低圧代替注水系等により原子炉を冷却する場合は、注水流量が多い配管から選択する。</p>	<p>女川2号炉案</p> <p>③ 低圧代替注水系 (常設) (復水移送ポンプ) により残存溶融炉心の冷却ができない場合は、淡水貯水槽 (No.1) および淡水貯水槽 (No.2) を水源として、低圧代替注水系 (可搬型) 等により注水する。なお、低圧代替注水系 (可搬型) による注水は、海を水源として利用できる。</p> <p>〔手順着手の判断基準〕</p> <p>原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化^{※1}により原子炉圧力容器の破損を判断した場合において、低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉圧力容器への注水が可能^{※2}な場合^{※2}。 ^{※1}「原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化」は、原子炉格納容器下部温度の上昇もしくは指示値の喪失、原子炉圧力容器内の圧力の低下、原子炉格納容器内の圧力の上昇、原子炉格納容器下部の雰囲気温度の低下または原子炉格納容器内の水素濃度の上昇により確認する。 ^{※2} 低圧代替注水系 (可搬型) により原子炉圧力容器への注水に必要な流量 (肺臓熱相当) が確保できる場合。</p> <p>(配慮すべき事項) ○ 重大事故等時の対応手段の選択 溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存した場合において、代替循環冷却系に異常がなく、交流電源および水源 (サブレーションチェンバ) が確保されている場合は、代替循環冷却系により残存溶融炉心を冷却する。 代替循環冷却系により残存溶融炉心の冷却ができない場合において、低圧代替注水系 (常設) (復水移送ポンプ) に異がなく、交流電源および水源 (復水貯蔵タンク) が確保されている場合は、低圧代替注水系 (常設) (復水移送ポンプ) により残存溶融炉心を冷却する。 低圧代替注水系 (常設) (復水移送ポンプ) により残存溶融炉心の冷却ができない場合において、低圧代替注水系 (可搬型) に異がなく、燃料および水源 (淡水貯水槽 (No.1) または淡水貯水槽 (No.2)) が確保されている場合は、低圧代替注水系 (可搬型) により残存溶融炉心を冷却する。 なお、低圧代替注水系 (常設) (復水移送ポンプ) により原子炉を冷却する場合は、注水流量が多い配管から選択する。</p> <p>差異理由</p> <ul style="list-style-type: none"> ・点線枠内の記載は、(1) 下部に再掲 ・差異理由 4-4 ・設備の相違 (女川の大容量送水ポンプは、原子炉格納容器代替スプレイ、原子炉格納容器下部への注水及び原子炉圧力容器への注水を同時に実施できる設計のため記載不要) ・設備の相違 (女川は、新設する代替循環冷却系の注水手順を記載) TS-10 1285, 1286 頁参照
--	--

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)	女川2号炉案	差異理由
<p>○残存溶融炉心の冷却における留意事項 低圧代替注水系等により十分な注水流量が確保できない場合は、溶融炉心の冷却を優先し、効果的な注水箇所を選択する。</p> <p>重大事故等対処設備 (設計基準拡張) 当直副長は、設計基準事故対処設備である残留熱除去系 (低圧注水系又は原子炉停止時冷却系) が健全であれば、これらを重大事故等対処設備 (設計基準拡張) と位置付け重大事故等の対処に用いる。 1. 手順着手の判断基準 残留熱除去系 (低圧注水系) については、給水・復水系、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低 (レベル3) 以上に維持できない場合。</p> <p>残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) については、原子炉水位指示値が原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) の間で維持され、かつ原子炉圧力指示値が規定値以下の場合。</p>	<p>○残存溶融炉心の冷却における留意事項 低圧代替注水系 (常設) (復水移送ポンプ) 等により十分な注水流量が確保できない場合は、原子炉隔離時冷却系 (常設) (復水移送ポンプ) を優先する。</p> <p>重大事故等対処設備 (設計基準拡張) 発電副長は、設計基準事故対処設備である残留熱除去系 (低圧注水モードまたは原子炉停止時冷却モード) または低圧炉心スプレイス系が健全であれば、これらを重大事故等対処設備 (設計基準拡張) と位置付け重大事故等の対処に用いる。 1. 手順着手の判断基準 残留熱除去系 (低圧注水系) については、復水給水系、原子炉隔離時冷却系および高圧炉心スプレイス系による原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低 (レベル3) 以上に維持できない場合。 低圧炉心スプレイス系については、復水給水系、原子炉隔離時冷却系および高圧炉心スプレイス系による原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低 (レベル3) 以上に維持できない場合。 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) については、原子炉水位指示値が原子炉水位低 (レベル3) 以上で維持され、かつ原子炉圧力指示値が規定値以下の場合。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・差異理由 4-1 ・差異理由 4-1
<p>作業性 低圧代替注水系 (可搬型) で使用する可搬型代替注水ポンプ (A-2級) のホースの接続は、汎用の結合金具を使用し、容易に操作できるよう十分な作業スペースを確保する。</p>	<p>作業性 低圧代替注水系 (可搬型) で使用する大容量送水ポンプ (タイプ1) のホースの接続は、汎用の結合金具を使用し、容易に操作できるよう十分な作業スペースを確保する。</p>	
<p>電源確保 全交流動力電源喪失時は、代替交流電源設備等を用いて低圧代替注水系等による注水に必要な設備へ給電する。</p>	<p>電源確保 全交流動力電源喪失時は、代替交流電源設備等を用いて低圧代替注水系等による注水に必要な設備へ給電する。</p>	
<p>燃料補給 表14「14. 電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。</p>	<p>燃料補給 表14「14. 電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。</p>	

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

表5 柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)	表5 女川2号炉案
<p>表5 操作手順 5. 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等 方針目的 設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において、炉心の著しい損傷及び格納容器の破損 (炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。) を防止するため、格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント系による格納容器内の減圧及び除熱、代替原子炉補機冷却系による除熱により最終ヒートシンクへ熱を輸送することを目的とする。</p> <p>対応手段等 フロントライン系故障時 1. 格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント系による格納容器内の減圧及び除熱 当直副長は、設計基準事故対処設備である残留熱除去系 (サブプレッションプール冷却系、格納容器スブレイ冷却系) の故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合は、以下の手段により格納容器内に蓄積した熱を最終的な熱の逃がし場である大気へ輸送する。 (1) 格納容器圧力逃がし装置により輸送する。 (2) 格納容器圧力逃がし装置が使用できない場合は、耐圧強化ベント系により輸送する。 格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系の隔離弁 (空気作動弁、電動弁) の駆動源や制御電源が喪失した場合は、隔離弁を遠隔で手動操作することにより格納容器内に蓄積した熱を最終的な熱の逃がし場である大気へ輸送する。 a. 手順着手の判断基準 炉心損傷^{※1}前において、格納容器内の冷却を実施しても、格納容器内の圧力を規定圧力 (27.9 kPa [gage]) 以下に維持できない場合。 また、炉心損傷^{※1}前において、格納容器内の冷却を実施しても、格納容器内の圧力を規定圧力 (27.9 kPa [gage]) 以下に維持できない場合で、格納容器圧力逃がし装置が機能喪失^{※2}した場合。 ※1: 「炉心損傷」は、格納容器内雰囲気放射線レベル (CAMS) で格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の1.0倍を超えた場合、又は格納容器内雰囲気放射線レベル (CAMS) が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。 ※2: 「格納容器圧力逃がし装置が機能喪失」とは、設備に故障が発生した場合。</p> <p>(配慮すべき事項) ○重大事故等時の対応手段の選択 設計基準事故対処設備である残留熱除去系が機能喪失した場合は、格納容器圧力逃がし装置により格納容器内の除熱を実施する。 格納容器圧力逃がし装置が機能喪失した場合は、耐圧強化ベント系により格納容器内の除熱を実施する。 格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系による格納容器ベントの実施にあたり、</p>	<p>表5 操作手順 5. 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等 方針目的 設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において、炉心の著しい損傷および原子炉格納容器の破損 (炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。) を防止するため、原子炉格納容器フィルタベント系または耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧および除熱、原子炉補機代替冷却水系による除熱により最終ヒートシンクへ熱を輸送することを目的とする。</p> <p>対応手段等 フロントライン系故障時 原子炉格納容器フィルタベント系または耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧および除熱 発電副長および発電所対策本部は、設計基準事故対処設備である残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード、サブプレッションプール水冷却モードおよび格納容器スブレイ冷却モード) の故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合は、以下の手段により原子炉格納容器内に蓄積した熱を最終的な熱の逃がし場である大気へ輸送する。 ① 原子炉格納容器フィルタベント系により輸送する。 ② 原子炉格納容器フィルタベント系が使用できない場合は、耐圧強化ベント系により輸送する。 原子炉格納容器フィルタベント系および耐圧強化ベント系の隔離弁 (電動弁) を中央制御室から操作できない場合は、隔離弁を遠隔で手動操作することにより原子炉格納容器内に蓄積した熱を最終的な熱の逃がし場である大気へ輸送する。 〔手順着手の判断基準〕 炉心損傷^{※1}前において、原子炉格納容器内の圧力が0.384MPa [gage]に到達した場合。 また、炉心損傷^{※1}前において、原子炉格納容器内の圧力が0.384MPa [gage]に到達した場合で、原子炉格納容器フィルタベント系が機能喪失^{※2}した場合。 ※1: 「炉心損傷」は、格納容器内雰囲気放射線レベル (CAMS) で格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の1.0倍を超えた場合、または格納容器内雰囲気放射線レベル (CAMS) が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。 ※2: 「原子炉格納容器フィルタベント系が機能喪失」とは、設備に故障が発生した場合。</p> <p>(配慮すべき事項) ○重大事故等時の対応手段の選択 設計基準事故対処設備である残留熱除去系が機能喪失した場合は、原子炉格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧および除熱を実施する。 原子炉格納容器フィルタベント系が機能喪失した場合は、耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧および除熱を実施する。 原子炉格納容器フィルタベント系および耐圧強化ベント系による原子炉格納容器ベント</p>

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>女川2号炉案</p>	<p>差異理由</p>
<p>弁の駆動電源及び空気源がない場合は、現場で手動操作を行う。 なお、格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系により格納容器ベントを実施する場合は、スクラビング効果が期待できるサブプレッション・チェンバを経由する経路を第一優先とする。 サプレッション・チェンバ側のベントラインが水没等の理由で使用できない場合は、ドライウエールを経由する経路を第二優先とする。</p>	<p>の実施に当たり、隔離弁を中央制御室から操作できない場合は、現場で手動操作を行う。 なお、原子炉格納容器フィルタベント系または耐圧強化ベント系により原子炉格納容器ベントを実施する場合は、スクラビング効果が期待できるサブプレッション・チェンバを経由する経路を第一優先とする。 サプレッション・チェンバ側のベントラインが使用できない場合は、ドライウエールを経由する経路を第二優先とする。</p>	<p>設備の相違（女川は空気作動弁がなく電動弁のみで構成）</p>
<p>サポート系故障時 1. 代替原子炉補機冷却水系による除熱 当直副長及び緊急時対策本部は、設計基準事故対処設備である原子炉補機冷却水系の故障等又は全交流動力電源喪失により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合は、代替原子炉補機冷却系、残留熱除去系等により、発生した熱を最終的な熱の逃がし場である海へ輸送する。代替原子炉補機冷却系、残留熱除去系による熱輸送の手順着手の判断基準を以下に示す。 (1) 手順着手の判断基準 原子炉補機冷却水系の故障又は全交流動力電源の喪失により原子炉補機冷却水系を使用できない場合。</p>	<p>サポート系故障時 原子炉補機冷却水系による除熱 発電課長および発電所対策本部は、設計基準事故対処設備である原子炉補機冷却水系（原炉補機冷却水系を含む。）の故障等または全交流動力電源喪失により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合は、原子炉補機冷却水系、残留熱除去系等により、発生した熱を最終的な熱の逃がし場である海へ輸送する。 「手順着手の判断基準」 原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却水系を含む。）の故障または全交流動力電源の喪失により原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却水系を含む。）を使用できない場合。</p>	<p>差異理由</p>
<p>重大事故等対処設備（設計基準拡張） 当直副長は、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却系、サブプレッションプール冷却系又は格納容器スプレイ冷却系）及び原子炉補機冷却水系が健全であれば、これらを重大事故等対処設備（設計基準拡張）と位置付け重大事故等の対処に用いる。 (1) 手順着手の判断基準 残留熱除去系を使用した原子炉圧力容器内及び格納容器内の除熱が必要な場合。</p>	<p>重大事故等対処設備（設計基準拡張） 発電課長は、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード、サブプレッションプール冷却モードまたは格納容器スプレイ冷却モード）および原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却水系を含む。）が健全であれば、これらを重大事故等対処設備（設計基準拡張）と位置付け重大事故等の対処に用いる。 「手順着手の判断基準」 残留熱除去系を使用した原子炉圧力容器内および原子炉格納容器内の除熱が必要な場合。</p>	<p>差異理由</p>
<p>作業性 格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系の隔離弁を遠隔で手動操作する場合は、操作に必要な工具はなく通常の弁操作と同様であり、原子炉建屋内の原子炉区域外で実施する。 代替原子炉補機冷却系により補機冷却水を確保するために使用する各種ホースの接続においては、一般的に使用される工具を用い、容易に操作できるよう十分な作業スペースを確保する。</p>	<p>作業性 原子炉格納容器フィルタベント系および耐圧強化ベント系の隔離弁を遠隔で手動操作する場合は、操作に必要な工具はなく通常の弁操作と同様であり、原子炉建屋付風棟内で実施する。 原子炉補機冷却水系により補機冷却水を確保するために使用する各種ホースの接続は、汎用の結合金具であり、容易に操作できるよう十分な作業スペースを確保する。</p>	<p>差異理由</p>
<p>電源確保 全交流動力電源が喪失した場合は、以下の手段により対応する。 ・代替交流電源設備等を用いて格納容器ベントを実施するために必要な電動弁へ給電する。 電源が確保できない場合は、現場において手動で系統構成を行う。 ・常設代替交流電源設備等を用いて残留熱除去系（サブプレッションプール冷却系、格納容器スプレイ冷却系又は原子炉停止時冷却系）へ給電する。</p>	<p>電源確保 全交流動力電源が喪失した場合は、代替交流電源設備等を用いて原子炉格納容器ベントを実施するために必要な電動弁へ給電する。電源が確保できない場合は、現場において手動で系統構成を行う。 全交流動力電源が喪失した場合は、常設代替交流電源設備を用いて残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード、サブプレッションプール冷却モードまたは格納容器スプレイ冷却モード）へ給電する。</p>	<p>差異理由</p>
<p>燃料補給 表1.4「1.4. 電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。</p>	<p>燃料補給 表1.4「1.4. 電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。</p>	<p>差異理由</p>

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

<p>表6 柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>表6 女川2号炉案 差異理由</p>
<p>操作手順 6. 格納容器内の冷却等のための手順等 方針目的 設計基準事故対処設備が有する格納容器内の冷却機能が喪失した場合において、炉心の著しい損傷を防止するため、代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器内の圧力及び温度を低下させることを目的とする。 また、炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器の破損を防止するため、代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させることを目的とする。</p> <p>対応手段等 <u>炉心損傷前</u> <u>フロントライン系故障時</u> 1. 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器内の冷却 当直副長及び緊急時対策本部は、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）の故障等により格納容器内の冷却ができない場合は、以下の手段により格納容器内へスプレイし、格納容器内の圧力及び温度を低下させる。 (1) 復水貯蔵槽を水源として、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）によりスプレイする。</p> <p>〔(2) a. 手順着手の判断基準〕第1段落及び注釈の記載 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器内へのスプレイができない場合において、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）が使用可能な場合^{※1}で、格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達した場合^{※2}。 ※1：設備に異常がなく、電源及び水源（復水貯蔵槽）が確保されている場合。 ※2：「格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達」とは、格納容器内圧力（ドライウエル）、格納容器内圧力（サブレーション・チェンバ）、ドライウエル雰囲気温度、サブレーション・チェンバ気体温度又はサブレーションプール水位指示値が、格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に達した場合。</p> <p>(2) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により格納容器内へスプレイできない場合は、防火水槽又は淡水貯水池を水源として、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）等によりスプレイする。代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）によるスプレイの手順着手の判断基準を以下に示す。 なお、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器内の冷却は、海を水源として利用できる。 a. 手順着手の判断基準 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器内へのスプレイができない場合において、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）が使用可能な場合^{※1}で、格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達した場合^{※2}。</p>	<p>操作手順 6. <u>原子炉格納容器内の冷却等のための手順等</u> 方針目的 設計基準事故対処設備が有する<u>原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において、炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系により原子炉格納容器内の圧力および温度を低下させることを目的とする。</u> また、<u>炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系により原子炉格納容器内の圧力および温度ならびに放射性物質の濃度を低下させることを目的とする。</u></p> <p>対応手段等 <u>炉心損傷前</u> <u>フロントライン系故障時</u> 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による<u>原子炉格納容器内の冷却</u> 発電課長および発電所対策本部は、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）の故障等により<u>原子炉格納容器内の冷却ができない場合は、以下の手段により原子炉格納容器内へスプレイし、原子炉格納容器内の圧力および温度を低下させる。</u> ① <u>復水貯蔵タンクを水源として、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）によりスプレイする。</u> <u>〔手順着手の判断基準〕</u> 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による<u>原子炉格納容器内へのスプレイ</u>ができない場合において、<u>原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）が使用可能な場合^{※1}で、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達^{※2}した場合^{※2}。</u> ※1：設備に異常がなく、電源および水源（復水貯蔵タンク）が確保されている場合。 ※2：「<u>原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達</u>」とは、<u>ドライウエル圧力、圧力抑制室圧力、ドライウエル温度または圧力抑制室水位指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に達した場合。</u></p> <p>② <u>原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器内へスプレイできない場合は、淡水貯水槽（No.1）および淡水貯水槽（No.2）を水源として、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）等によりスプレイする。なお、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却は、海を水源として利用できる。</u></p> <p>〔手順着手の判断基準〕</p> <p>•記載位置の相違(女川)：①②それぞれ分けて手順着手の判断基準を記載 柏崎：(1)(2)の判断基準をまとめて記載 •運用の相違(女川)：代替スプレイはドライウエル側にスプレイするため、圧力抑制室内空気を温度を手順着手の判断基準としない)</p> <p>•記載位置の相違(女川)：点線枠内に相当する内容を①の下下に記載</p>

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

<p>相崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>女川2号炉案</p>	<p>差異理由</p>
<p>また、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び消火系による格納容器内へのスプレイができない場合において、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）が使用可能な場合※3で、格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達した場合※2。</p> <p>※1：設備に異常がなく、電源及び水源（復水貯蔵槽）が確保されている場合。 ※2：「格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達」とは、格納容器内圧力（ドライウエル）、格納容器内圧力（サブプレッション・チェンバ）、ドライウエル雰囲気温度、サブプレッション・チェンバ気体温度又はサブプレッションプール水位指示値が、格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に達した場合。 ※3：設備に異常がなく、燃料及び水源（防火水槽又は淡水貯水池）が確保されている場合。</p> <p>（配慮すべき事項） ○重大事故等時の対応手段の選択 設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）の故障等により格納容器内の冷却ができない場合において、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）に異常がなく、交流電源及び水源（復水貯蔵槽）が確保されている場合は、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により格納容器内を冷却する。 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により格納容器内の冷却ができない場合において、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）に異常がなく、燃料及び水源（防火水槽又は淡水貯水池）が確保されている場合は、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により格納容器内を冷却する。</p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器内の冷却を実施する場合は、以下の優先順位でスプレイを実施する。 (1) 原子炉圧力容器破損前 a. サプレッション・チェンバ内にスプレイ b. ドライウエル内にスプレイ (2) 原子炉圧力容器破損後 a. ドライウエル内にスプレイ b. サプレッション・チェンバ内にスプレイ</p>	<p>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイができない場合において、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）が使用可能な場合※。</p> <p>※：設備に異常がなく、電源、燃料および水源（淡水貯水池（No.1）または淡水貯水池（No.2））が確保されている場合。</p> <p>（配慮すべき事項） ○重大事故等時の対応手段の選択 設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）の故障等により原子炉格納容器内の冷却ができない場合において、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）に異常がなく、交流電源および水源（復水貯蔵タンク）が確保されている場合は、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器内を冷却する。 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器内の冷却ができない場合において、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）に異常がなく、燃料および水源（淡水貯水池（No.1）または淡水貯水池（No.2））が確保されている場合は、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器内を冷却する。</p>	<p>運用の相違（女川） ・可搬型設備の準備時間を考慮して、残留熱除去系が使用できない場合は当該手順に着手する。 ・記載位置の相違（女川）：点線枠内に相当する内容を①の直下に記載</p> <p>運用の相違（女川） ・電動弁の操作に必要な電源が確保されていることを確認</p> <p>運用の相違（女川）は 格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果が高いドライウエル側にスプレイすることとされており、優先順位を設けない。</p>
<p>炉心損傷前 サポート系故障時 常設代替交流電源設備による残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード及びサブプレッションプール冷却モード）の復旧 発電課長は、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）が全交流動力電源喪失等により使用できない場合は、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による原子炉格納容器内の冷却に加え、常設代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ給電することにより残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）を復旧し、サブプレッションチェンバを水源として原子炉格納容器内へスプレイする。 また、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（サブプレッションプール冷却モード）が全交流動力電源喪失等により使用できない場合は、常設代替交流電源設備を用いて非常</p>	<p>炉心損傷前 サポート系故障時 常設代替交流電源設備による残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モードおよびサブプレッションプール冷却モード）の復旧 発電課長は、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）が全交流動力電源喪失等により使用できない場合は、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による原子炉格納容器内の冷却に加え、常設代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ給電することにより残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）を復旧し、サブプレッションチェンバを水源として原子炉格納容器内へスプレイする。 また、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（サブプレッションプール冷却モード）が全交流動力電源喪失等により使用できない場合は、常設代替交流電源設備を用いて非常</p>	<p>運用の相違（女川）は 格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果が高いドライウエル側にスプレイすることとされており、優先順位を設けない。</p>
<p>炉心損傷前 サポート系故障時 常設代替交流電源設備による残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード及びサブプレッションプール冷却モード）の復旧 発電課長は、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）が全交流動力電源喪失等により使用できない場合は、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による原子炉格納容器内の冷却に加え、常設代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ給電することにより残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）を復旧し、サブプレッションチェンバを水源として原子炉格納容器内へスプレイする。 また、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（サブプレッションプール冷却モード）が全交流動力電源喪失等により使用できない場合は、常設代替交流電源設備を用いて非常</p>	<p>炉心損傷前 サポート系故障時 常設代替交流電源設備による残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モードおよびサブプレッションプール冷却モード）の復旧 発電課長は、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）が全交流動力電源喪失等により使用できない場合は、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による原子炉格納容器内の冷却に加え、常設代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ給電することにより残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）を復旧し、サブプレッションチェンバを水源として原子炉格納容器内へスプレイする。 また、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（サブプレッションプール冷却モード）が全交流動力電源喪失等により使用できない場合は、常設代替交流電源設備を用いて非常</p>	<p>運用の相違（女川）は 格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果が高いドライウエル側にスプレイすることとされており、優先順位を設けない。</p>
<p>炉心損傷前 サポート系故障時 常設代替交流電源設備による残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード及びサブプレッションプール冷却モード）の復旧 発電課長は、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）が全交流動力電源喪失等により使用できない場合は、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による原子炉格納容器内の冷却に加え、常設代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ給電することにより残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）を復旧し、サブプレッションチェンバを水源として原子炉格納容器内へスプレイする。 また、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（サブプレッションプール冷却モード）が全交流動力電源喪失等により使用できない場合は、常設代替交流電源設備を用いて非常</p>	<p>炉心損傷前 サポート系故障時 常設代替交流電源設備による残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モードおよびサブプレッションプール冷却モード）の復旧 発電課長は、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）が全交流動力電源喪失等により使用できない場合は、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による原子炉格納容器内の冷却に加え、常設代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ給電することにより残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）を復旧し、サブプレッションチェンバを水源として原子炉格納容器内へスプレイする。 また、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（サブプレッションプール冷却モード）が全交流動力電源喪失等により使用できない場合は、常設代替交流電源設備を用いて非常</p>	<p>運用の相違（女川）は 格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果が高いドライウエル側にスプレイすることとされており、優先順位を設けない。</p>

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p> <p>内電気設備へ給電することにより残留熱除去系（サブプレッションプール冷却系）を復旧し、サブプレッションプールを除熱する。 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサブプレッションプール冷却系）の復旧に時間を要する場合は、代替格納容器スプレイ冷却系等により格納容器内へのスプレイを並行して実施する。 (1) 手順着手の判断基準 格納容器内へのスプレイについては、常設代替交流電源設備又は第二代交流電源設備により非常用高圧母線D系の受電が完了し、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）が使用可能な状態※1に復旧された場合で、格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達した場合※2。 サプレッションプールの除熱については、常設代替交流電源設備又は第二代交流電源設備により非常用高圧母線C系又はD系の受電が完了し、残留熱除去系（サブプレッションプール冷却系）が使用可能な状態※1に復旧された場合。 ※1：設備に異常がなく、電源、補機冷却水及び水源（サブプレッションプール）が確保されている状態。 ※2：「格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達」とは、格納容器内圧力（ドライウエル）、格納容器内圧力（サブプレッション・チェンバ）、ドライウエル雰囲気温度、サブプレッション・チェンバ気体温度又はサブプレッションプール水位指示値が、格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に達した場合。</p>	<p>女川2号炉案</p> <p>用内電気設備へ給電することにより残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）を復旧し、サブプレッションプール水を除熱する。 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モードおよびサブプレッションプール水冷却モード）の復旧に時間を要する場合は、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）等により原子炉格納容器内へのスプレイを並行して実施する。 「手順着手の判断基準」 原子炉格納容器内へのスプレイについては、常設代替交流電源設備により非常用高圧母線C系またはD系の受電が完了し、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）が使用可能な状態※1に復旧された場合で、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達※2した場合。 サプレッションプール水の除熱については、常設代替交流電源設備により非常用高圧母線C系またはD系の受電が完了し、残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）が使用可能な状態※1に復旧された場合。 ※1：設備に異常がなく、電源、補機冷却水および水源（サブプレッションチェンバ）が確保されている状態。 ※2：「原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達」とは、ドライウエル圧力、圧力抑制室圧力、ドライウエル温度、圧力抑制室内空気温度または圧力抑制室水位指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に達した場合。</p>	<p>差異理由</p> <p>・設備の相違（柏崎：第二代交流電源設備を保有） ・設備の相違（女川：GTGを電源とする場合の原子炉格納容器内へのスプレイは、2系列により実施可能）</p>
<p>炉心損傷後 フロントライン系故障時 1. 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器内の冷却 当直副長は、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）の故障等により格納容器内の冷却ができず、以下に手段により格納容器内へのスプレイを並行して実施する。 (1) 復水貯蔵タンクを水源として、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）によりスプレイする。</p> <p>【(2) a. 手順着手の判断基準】 炉心損傷を判断した場合※1において、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器スプレイができず、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）が使用可能な場合※2で、格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達した場合※3。 ※1：格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）で格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合、又は格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。 ※2：設備に異常がなく、電源及び水源（復水貯蔵槽）が確保されている場合。 ※3：「格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達」とは、格納容器内圧力（ドライウエル）、格納容器内圧力（サブプレッション・チェンバ）、ドライウエル雰囲気温度又は原子炉圧力容器下鏡部温度指示値が、格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に達した場合。</p>	<p>炉心損傷後 フロントライン系故障時 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による原子炉格納容器内への冷却 発電副長および格納容器対策本部は、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）の故障等により原子炉格納容器内への冷却ができず、以下に手段により原子炉格納容器内へのスプレイし、原子炉格納容器内へのスプレイの濃度を低下させる。 ① 復水貯蔵タンクを水源として、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）によりスプレイする。また、原子炉圧力容器破損前に原子炉格納容器代替スプレイを実施することで原子炉格納容器内の温度の上昇を抑制し、主蒸気逃がし安全弁の環境条件を緩和する。 「手順着手の判断基準」 炉心損傷を判断した場合※1において、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイができず、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）が使用可能な場合※2で、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達※3した場合。 ※1：格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）で格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合または格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。 ※2：設備に異常がなく、電源および水源（復水貯蔵タンク）が確保されている場合。 ※3：「原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達」とは、ドライウエル圧力、圧力抑制室圧力、ドライウエル温度または原子炉圧力容器下鏡部温度指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に達した場合。</p>	<p>・運用の相違（女川：可搬型設備による対応は、発電所対策本部にて実施。） ・記載方針の相違（設置許可申請書本文十ハ(1)第10-1表「重大事故等対策」における手順書の概要）に記載している内容であることから、女川では保安規定にも記載） TS-10 1390 頁参照</p>

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

<p>相崎羽羽7号炉 (令和2年11月9日施行)</p>	<p>女川2号炉案</p>	<p>差異理由</p>
<p>(2) 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) により格納容器内へスプレイできない場合は、防火水槽又は淡水貯水池を水源として、代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) 等によりスプレイする。代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) によるスプレイの手順着手の判断基準を以下に示す。</p> <p>なお、代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器内の冷却は、海を水源として利用できる。</p> <p>また、原子炉圧力容器破損前に代替格納容器スプレイを実施することで格納容器内の温度の上昇を抑制し、主蒸気逃がし安全弁の環境条件を緩和する。</p>	<p>② 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (常設) により原子炉格納容器内へスプレイできない場合は、淡水貯水池 (No.1) および淡水貯水槽 (No.2) を水源として、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (可搬型) 等によりスプレイする。なお、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (可搬型) による原子炉格納容器内の冷却は、海を水源として利用できる。また、原子炉圧力容器破損前に原子炉格納容器代替スプレイを実施することで原子炉格納容器内の温度の上昇を抑制し、主蒸気逃がし安全弁の環境条件を緩和する。</p> <p>[手順着手の判断基準]</p> <p>炉心損傷を判断した場合^{※1}において、残留熱除去系 (格納容器代替スプレイ冷却モード) による原子炉格納容器内へのスプレイができず、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (可搬型) が使用可能な場合^{※2}。</p> <p>※1：格納容器内雰囲気放射線モニタで、格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準準事故相当のガンマ線線量率の1.0倍を超えた場合又は格納容器内雰囲気放射線レベル (CAMS) が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。</p> <p>※2：設備に異常がなく、電源及び水源 (復水貯蔵槽) が確保されている場合。</p> <p>※3：「格納容器内へのスプレイ起動の判断基準」とは、格納容器内圧力 (ドライウェル)、格納容器内圧力 (サブプレッション・チェンバ)、ドライウェル雰囲気温度又は原子炉圧力容器下鏡部温度指示値が、格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に達した場合。</p> <p>※4：設備に異常がなく、燃料及び水源 (防火水槽又は淡水貯水池) が確保されている場合。</p> <p>(配慮すべき事項)</p> <p>○重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>設計基準準事故対応設備である残留熱除去系 (格納容器代替スプレイ冷却系) の故障等により格納容器内の冷却ができない場合において、代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) に異常がなく、交流電源及び水源 (復水貯蔵槽) が確保されている場合は、代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) により格納容器内を冷却する。</p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) により格納容器内の冷却ができない場合において、代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) に異常がなく、燃料及び水源 (防火水槽又は淡水貯水池) が確保されている場合は、代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) により格納容器内を冷却する。</p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器内の冷却を実施する場合は、以下の優先順位でスプレイを実施する。</p>	<p>・記載位置の相違 (女川：点線枠内に相当する内容を①の直下に記載)</p> <p>・運用の相違 (女川)：可搬型設備の準備時間を考慮して、残留熱除去系が使用できない場合は当該手順に着手する。)。</p> <p>・記載位置の相違 (女川)：点線枠内に相当する内容を①の直下に記載)</p> <p>・運用の相違 (女川)：電動弁の操作に必要な電源が確保されていることを確認)</p> <p>・運用の相違 (女川)は格納容器圧力及び</p>
<p>また、炉心損傷を判断した場合^{※1}において、残留熱除去系 (格納容器代替スプレイ冷却系)、代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) 及び消火系による格納容器内へのスプレイができず、代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) が使用可能な場合^{※4}で、格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達した場合^{※3}。</p>	<p>※1：格納容器内雰囲気放射線レベル (CAMS) で格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準準事故相当のガンマ線線量率の1.0倍を超えた場合、又は格納容器内雰囲気放射線レベル (CAMS) が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。</p> <p>※2：設備に異常がなく、電源及び水源 (復水貯蔵槽) が確保されている場合。</p> <p>※3：「格納容器内へのスプレイ起動の判断基準」とは、格納容器内圧力 (ドライウェル)、格納容器内圧力 (サブプレッション・チェンバ)、ドライウェル雰囲気温度又は原子炉圧力容器下鏡部温度指示値が、格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に達した場合。</p> <p>※4：設備に異常がなく、燃料及び水源 (防火水槽又は淡水貯水池) が確保されている場合。</p> <p>(配慮すべき事項)</p> <p>○重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>設計基準準事故対応設備である残留熱除去系 (格納容器代替スプレイ冷却モード) の故障等により格納容器内の冷却ができない場合において、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (常設) に異常がなく、交流電源及び水源 (復水貯蔵タンク) が確保されている場合は、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (常設) により原子炉格納容器内を冷却する。</p> <p>原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (常設) により原子炉格納容器内を冷却できない場合において、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (可搬型) に異常がなく、燃料および水源 (淡水貯水池 (No.1) または淡水貯水槽 (No.2)) が確保されている場合は、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (可搬型) により原子炉格納容器内を冷却する。</p>	<p>・運用の相違 (女川)：可搬型設備の準備時間を考慮して、残留熱除去系が使用できない場合は当該手順に着手する。)。</p> <p>・記載位置の相違 (女川)：点線枠内に相当する内容を①の直下に記載)</p> <p>・運用の相違 (女川)：電動弁の操作に必要な電源が確保されていることを確認)</p> <p>・運用の相違 (女川)は格納容器圧力及び</p>
<p>また、炉心損傷を判断した場合^{※1}において、残留熱除去系 (格納容器代替スプレイ冷却系)、代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) 及び消火系による格納容器内へのスプレイができず、代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) が使用可能な場合^{※4}で、格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達した場合^{※3}。</p>	<p>※1：格納容器内雰囲気放射線モニタで、格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準準事故相当のガンマ線線量率の1.0倍を超えた場合または格納容器内雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。</p> <p>※2：設備に異常がなく、電源、燃料および水源 (淡水貯水池 (No.1) または淡水貯水槽 (No.2)) が確保されている場合。</p> <p>(配慮すべき事項)</p> <p>○重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>設計基準準事故対応設備である残留熱除去系 (格納容器代替スプレイ冷却モード) の故障等により格納容器内の冷却ができない場合において、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (常設) に異常がなく、交流電源および水源 (復水貯蔵タンク) が確保されている場合は、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (常設) により原子炉格納容器内を冷却する。</p> <p>原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (常設) により原子炉格納容器内を冷却できない場合において、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (可搬型) に異常がなく、燃料および水源 (淡水貯水池 (No.1) または淡水貯水槽 (No.2)) が確保されている場合は、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (可搬型) により原子炉格納容器内を冷却する。</p>	<p>・記載位置の相違 (女川)：点線枠内に相当する内容を①の直下に記載)</p> <p>・運用の相違 (女川)：電動弁の操作に必要な電源が確保されていることを確認)</p> <p>・運用の相違 (女川)は格納容器圧力及び</p>

保安規定比較表

<p>赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり） 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし） 上線：旧条文からの変更箇所</p>	<p>差異理由 温度上昇の抑制効果が 高いドライウエル側にスプレイ するため、優先順位を 設けない。</p>
<p>赤川2号炉案</p>	<p>炉心損傷後 サポート系故障時 常設代替交流電源設備による残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モードおよびサブプレッションプール水冷却モード）の復旧 当直副長は、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）が全交流動力電源喪失等により使用できない場合は、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による原子炉格納容器内の冷却に加え、常設代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ給電することにより残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）を復旧し、サブプレッションチェンバーを水源として原子炉格納容器内へスプレイする。 また、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）が全交流動力電源喪失等により使用できない場合は、常設代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ給電することにより残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）を復旧し、サブプレッションプール水を除熱する。 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モードおよびサブプレッションプール水冷却モード）の復旧に時間を要する場合は、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）等により原子炉格納容器内へのスプレイを並行して実施する。 [手順着手の判断基準] 原子炉格納容器へのスプレイについては、炉心損傷を判断した場合^{※1}において、常設代替交流電源設備により非常用高圧母線2C系または2D系の受電が完了し、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）が使用可能な状態^{※2}に復旧された場合で、格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達^{※3}した場合。 サブプレッションプールの除熱については、炉心損傷を判断した場合^{※1}において、常設代替交流電源設備により非常用高圧母線2C系または2D系の受電が完了し、残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）が使用可能な状態^{※2}に復旧された場合。 ^{※1}：格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）で格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合、または格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を 確認した場合。 ^{※2}：設備に異常がなく、電源、補機冷却水および水源（サブプレッションプール）が確保されている状態。 ^{※3}：「格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達」とは、ドライウエル圧力または原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達」とは、ドライウエル圧力または原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達した場合。</p>
<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>（1）原子炉圧力容器破損前 a. サブプレッション・チェンバー内にスプレイ b. ドライウエル内にスプレイ （2）原子炉圧力容器破損後 a. ドライウエル内にスプレイ b. サブプレッション・チェンバー内にスプレイ</p> <p>炉心損傷後 サポート系故障時 1. 常設代替交流電源設備による残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサブプレッションプール冷却系）の復旧 当直副長は、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）が全交流動力電源喪失等により使用できない場合は、代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器内の冷却に加え、常設代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ給電することにより残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）を復旧し、サブプレッションプールを水源として格納容器内へスプレイする。 設計基準事故対処設備である残留熱除去系（サブプレッションプール冷却系）が全交流動力電源喪失等により使用できない場合は、常設代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ給電することにより残留熱除去系（サブプレッションプール冷却系）を復旧し、サブプレッションプール水を除熱する。 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサブプレッションプール冷却系）の復旧に時間を要する場合は、代替格納容器スプレイ冷却系等により格納容器内へのスプレイを並行して実施する。 （1）手順着手の判断基準 格納容器へのスプレイについては、炉心損傷を判断した場合^{※1}において、常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備により非常用高圧母線D系の受電が完了し、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）が使用可能な状態^{※2}に復旧された場合で、格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達した場合^{※3}。 サブプレッションプールの除熱については、炉心損傷を判断した場合^{※1}において、常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備により非常用高圧母線C系又はD系の受電が完了し、残留熱除去系（サブプレッションプール冷却系）が使用可能な状態^{※2}に復旧された場合。 ^{※1}：格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）で格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合、又は格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を 確認した場合。 ^{※2}：設備に異常がなく、電源、補機冷却水及び水源（サブプレッションプール）が確保されている状態。 ^{※3}：「格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達」とは、格納容器内圧力（ドライウエル）又は格納容器内圧力（サブプレッション・チェンバー）指示値が、格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達した場合。</p>

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）	女川2号炉案	差異理由
<p>重大事故等対処設備（設計基準拡張） 当直副長は、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサブレーションプール冷却系）が健全であれば、これらを重大事故等対処設備（設計基準拡張）と位置付け重大事故等の対処に用いる。</p> <p>1. 手順着手の判断基準 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）については、格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達した場合※¹。 残留熱除去系（サブレーションプール冷却系）については、下記のいずれかの状態に該当した場合。</p> <p>(1) 主蒸気逃がし安全弁閉固着 (2) サブレーションプール水の温度が規定温度以上 (3) サブレーション・チェンバの気体温度が規定温度以上</p> <p>※1：「格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達」とは、格納容器内圧力（ドライウェル）、格納容器内圧力（サブレーション・チェンバ）、ドライウェル雰囲気温度、サブレーション・チェンバ気体温度又はサブレーションプール水位指示値が、格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に達した場合。</p>	<p>重大事故等対処設備（設計基準拡張） 発電課長は、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モードまたはサブレーションプール冷却モード）が健全であれば、これらを重大事故等対処設備（設計基準拡張）と位置付け重大事故等の対処に用いる。</p> <p>「手順着手の判断基準」 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）については、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達した場合。 残留熱除去系（サブレーションプール冷却モード）については、以下のいずれかの状態に該当した場合。</p> <p>① 主蒸気逃がし安全弁閉固着 ② サブレーションプール水温度指示値が規定温度以上 ③ 圧力抑制室内空気温度指示値が規定温度以上</p> <p>※：「原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達」とは、ドライウェル圧力、圧力抑制室圧力、ドライウェル温度、圧力抑制室内空気温度または圧力抑制室水位指示値が原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に達した場合。</p>	<p>•運用の相違（女川の発電課長は、柏崎の当直長に相当）</p>
<p>作業性 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）で使用する可搬型代替注水ポンプ（A-2級）のホースの接続は、汎用の結合金具を使用し、容易に操作できるように十分な作業スペースを確保する。</p>	<p>作業性 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）で使用する大容量送水ポンプ（タイプI）のホースの接続は、汎用の結合金具を使用し、容易に操作できるように十分な作業スペースを確保する。</p>	
<p>電源確保 全交流動力電源喪失時は、代替交流電源設備等を用いて代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器内の冷却に必要な設備へ給電する。</p>	<p>電源確保 全交流動力電源喪失時は、代替交流電源設備等を用いて原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による原子炉格納容器内の冷却に必要な設備へ給電する。</p>	
<p>燃料補給 表1.4「1.4. 電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。</p>	<p>燃料補給 表1.4「1.4. 電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。</p>	

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

表7 柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）	表7 女川2号炉案	差異理由
<p>操作手順</p> <p>7. 格納容器の過圧破損を防止するための手順等</p> <p>方針目的</p> <p>炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器の破損を防止するため、格納容器圧力逃がし装置及び代替循環冷却系により、格納容器内の圧力及び温度を低下させることを目的とする。</p> <p>対応手段等</p> <p>2. 代替循環冷却系による格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>当直副長及び緊急時対策本部は、格納容器の破損を防止するため、代替循環冷却系により格納容器内の圧力及び温度を低下させる。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準</p> <p>炉心損傷を判断した場合※1において、残留熱除去系の復旧に見込みがなく※2格納容器内の除熱が困難な状況で、以下の条件が全て成立した場合。</p> <p>a. 復水補給水系が使用可能※3であること。</p> <p>b. 代替原子炉補機冷却系による冷却水供給が可能であること。</p> <p>c. 格納容器内の酸素濃度が4vol%以下※4であること。</p> <p>※1：格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）で格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合、又は格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。</p> <p>※2：設備に故障が発生した場合、又は駆動に必要な電源若しくは補機冷却水が確保できない場合。</p> <p>※3：設備に異常がなく、電源及び水源（サブプレッションプール）が確保されている場合。</p> <p>※4：ドライ条件の酸素濃度を確認する。格納容器内酸素濃度が4.3vol%を超えている場合においてウェット条件を確認できない場合は、代替格納容器スプレイを継続することで、ドライウエル側とサブプレッション・チェンバール側のカスの混合を促進させる。</p>	<p>操作手順</p> <p>7. 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等</p> <p>方針目的</p> <p>炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器フィルタータレント系および代替循環冷却系により、原子炉格納容器内の圧力および温度を低下させることを目的とする。</p> <p>対応手段等</p> <p>1. 代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧および除熱</p> <p>発電課長は、原子炉格納容器の破損を防止するため、代替循環冷却系により原子炉格納容器内の圧力および温度を低下させる。</p> <p>〔手順着手の判断基準〕</p> <p>炉心損傷を判断した場合※1において、残留熱除去系の復旧に見込みがなく※2原子炉格納容器内の圧力および除熱が困難な状況で、以下の条件が全て成立した場合。</p> <p>① 代替循環冷却系が使用可能※3であること。</p> <p>② 原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）または原子炉補機代替冷却水系のいずれかによる冷却水供給が可能であること。</p> <p>③ 原子炉格納容器内のドライ条件の酸素濃度が4.3vol%以下※4であること。</p> <p>※1：格納容器内雰囲気放射線モニタで原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合または格納容器内雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。</p> <p>※2：設備に故障が発生した場合または駆動に必要な電源若しくは補機冷却水が確保できない場合。</p> <p>※3：設備に異常がなく、電源および水源（サブプレッションチェンバール）が確保されている場合。</p> <p>※4：格納容器内雰囲気酸素濃度にてドライ条件の酸素濃度が4.3vol%を超えている場合においてウェット条件の酸素濃度が1.5vol%未満の場合は、代替循環冷却系によるスプレイを実施することで、ドライウエル側とサブプレッションチェンバール側のガスの混合を促進させる。</p>	<p>・運用の相違（女川の発電課長は、柏崎の当直長に相当）</p> <p>・設備の相違（女川は復水補給水系とは別に代替循環冷却系を設置）</p> <p>・設備の相違（女川は冷却水の供給に原子炉補機冷却水系の使用も考慮）</p> <p>・記載表現の相違（柏崎：※4で記載）</p> <p>・女川は、フィルタータレント実施の判断基準にウェット条件（1.5%以上）があるため、代替循環冷却系によるPCV代替スプレイの判断基準（1.5%未満）を設定</p>

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>女川2号炉案</p>	<p>差異理由</p>
<p>1. 格納容器圧力逃がし装置により格納容器内の減圧及び除熱当直副長は、残留熱除去系及び代替循環冷却系の運転ができず格納容器内の圧力を620kPa [gage]以下に抑制する見込みがない場合、又は原子炉建屋オベレティンクフロアの天井付近の水素濃度が2.2vol%に到達した場合は、格納容器の破損を防止するため、格納容器圧力逃がし装置により格納容器内の圧力及び温度を低下させる。 格納容器圧力逃がし装置の駆動源や制御電源が喪失した場合、隔離弁を遠隔で手動操作することにより格納容器内の圧力及び温度を低下させる。</p>	<p>2. 原子炉格納容器フィルタメント系による原子炉格納容器内の減圧および除熱 発電副長および発電所対策本部長は、残留熱除去系の復旧または代替循環冷却系の運転による原子炉格納容器内の減圧および除熱ができない場合は、原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器フィルタメント系により原子炉格納容器内の圧力および温度を低下させる。原子炉格納容器フィルタメント系の隔離弁（電動弁）を中央制御室から操作できない場合は、隔離弁を遠隔で手動操作することにより原子炉格納容器内の圧力および温度を低下させる。</p>	<p>・運用の相違（女川は、原子炉格納容器フィルタメント等の使用に関しては、発電所対策本部長が責任と権限により指示し、発電副長が実施） ・設備の相違（女川は空気作動弁がなく電動弁のみで構成）</p>
<p>(1) 手順着手の判断基準 炉心損傷を判断した場合※1において、炉心の著しい損傷の緩和及び格納容器の破損防止のために必要な操作が完了した場合※2。</p> <p>※1：格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）で格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事象相当のガンマ線線量率の1.0倍を超えた場合、又は格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。 ※2：炉心の著しい損傷を防止するために原子炉圧力容器への注水を実施する必要がある場合、又は格納容器の破損を防止するために格納容器内へスプレイを実施する必要がある場合は、これらの操作を完了した後に格納容器ベントの準備を開始する。ただし、原子炉の冷却ができない場合、又は格納容器内の冷却ができない場合は、速やかに格納容器ベントの準備を開始する。</p>	<p>〔手順着手の判断基準〕 炉心損傷を判断した場合※1において、残留熱除去系および代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧および除熱ができず、原子炉格納容器内の圧力が0.640MPa [gage]に到達した場合※2または原子炉建屋地上3階（原子炉建屋原子炉棟内）の水素濃度が2.0vol%に到達した場合。 ※1：格納容器内雰囲気放射線モニタで原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事象相当のガンマ線線量率の1.0倍を超えた場合は格納容器内雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。</p> <p>※2：原子炉の冷却ができない場合または原子炉格納容器内の冷却ができない場合は、速やかに原子炉格納容器ベントの準備を開始する。 （配慮すべき事項） ○重大事象等時の対応手段の選択 残留熱除去系による原子炉格納容器内の除熱機能が喪失した場合は、代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧および除熱を実施する。</p>	<p>・記載方針の相違（女川は、原子炉格納容器ベント実施手順を完了させるために事前に準備を完了させるために設定した判断基準を記載）</p>
<p>(配慮すべき事項) ○重大事象等時の対応手段の選択 代替原子炉補機冷却系の設置が完了し、代替循環冷却系が起動できる場合は、代替循環冷却系により原子炉圧力容器への注水及び格納容器内へのスプレイを実施する。</p>	<p>代替循環冷却系が起動できない場合は、原子炉格納容器フィルタメント系により原子炉格納容器内の減圧および除熱を行う。 原子炉格納容器フィルタメント系の原子炉格納容器ベントの実施に当たり、隔離弁を中央制御室から操作できない場合は、現場での手動操作を行う。 なお、原子炉格納容器フィルタメント系による原子炉格納容器ベントを実施する場合は、スクラビング効果が期待できるサブプレッション・チェーンバを經由する経路を第一優先とす</p>	<p>・記載方針の相違（女川は、代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水は、表4にて整理） ・記載方針の相違（女川は、表8にて整理）</p>
<p>原子炉圧力容器の破損を判断した後は、代替循環冷却系により格納容器下部への注水及び格納容器内へのスプレイを実施する。 代替循環冷却系が起動できない場合は、格納容器圧力逃がし装置により格納容器内の減圧及び除熱を行う。 格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの実施にあたり、弁の駆動電源及び空気源がない場合は、現場で手動操作を行う。 なお、格納容器圧力逃がし装置により格納容器ベントを実施する場合は、スクラビング効果が期待できるサブプレッション・チェーンバを經由する経路を第一優先とする。</p>	<p>代替循環冷却系が起動できない場合は、原子炉格納容器フィルタメント系により原子炉格納容器内の減圧および除熱を行う。 原子炉格納容器フィルタメント系の原子炉格納容器ベントの実施に当たり、隔離弁を中央制御室から操作できない場合は、現場での手動操作を行う。 なお、原子炉格納容器フィルタメント系による原子炉格納容器ベントを実施する場合は、スクラビング効果が期待できるサブプレッション・チェーンバを經由する経路を第一優先とす</p>	<p>・記載方針の相違（女川は、代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水は、表4にて整理） ・記載方針の相違（女川は、表8にて整理）</p>

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

相崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）	女川2号炉案	差異理由
<p>サブレーション・チェンバ側のペントラインが水没等の理由で使用できない場合は、ドライウエルを經由する経路を第二優先とする。</p>	<p>サブレーションチェンバ側のペントラインが使用できない場合は、ドライウエルを經由する経路を第二優先とする。</p>	
<p>代替循環冷却時の留意事項</p> <p>○放射線防護</p> <p>現場での系統構成は、運転開始前に行い、代替循環冷却系の起動及びその後の流量調整等の操作は、中央制御室で実施する。</p> <p>なお、代替循環冷却系の運転後、長期にわたる系統廻りの線量低減対策として、可搬型代替注水ポンプにより系統水を入れ替えることでフラッシングを実施する。</p> <p>○電源確保</p> <p>全交流動力電源が喪失した場合は、代替交流電源設備等を用いて代替循環冷却系へ給電する。</p>	<p>代替循環冷却時の留意事項</p> <p>○放射線防護</p> <p>代替循環冷却系の運転後、長期にわたる系統廻りの線量低減対策として、大容量送水ポンプ（タイプI）により系統水を入れ替えることでフラッシングを実施する。</p> <p>○電源確保</p> <p>全交流動力電源が喪失した場合は、常設代替交流電源設備等を用いて代替循環冷却系へ給電する。</p>	<p>・設備の相違（女川は、中央制御室から系統構成可能）</p>
<p>格納容器ペント時の留意事項</p> <p>○格納容器圧力逃がし装置の系統内の不活性ガスによる置換</p> <p>格納容器圧力逃がし装置により格納容器ペントを実施中に、排気中に含まれる可燃性ガスによる爆発を防ぐため、格納容器圧力逃がし装置の系統内を不活性ガス（窒素）であらかじめ置換しておく。</p> <p>○格納容器の負圧破損の防止</p> <p>格納容器圧力逃がし装置の使用後に格納容器スプレイを実施する場合は、格納容器の負圧破損を防止するため、格納容器内の圧力を監視し、規定の圧力に到達した時点で格納容器スプレイを停止する。</p>	<p>格納容器ペント時の留意事項</p> <p>○原子炉格納容器フィルタペント系の不活性ガスによる系統内の置換</p> <p>原子炉格納容器フィルタペント系により原子炉格納容器ペントを実施中に、排気中に含まれる可燃性ガスによる爆発を防ぐため、原子炉格納容器フィルタペント系の系統内を不活性ガス（窒素）であらかじめ置換する。</p> <p>○原子炉格納容器の負圧破損の防止</p> <p>原子炉格納容器フィルタペント系の使用後に格納容器スプレイを実施する場合は、原子炉格納容器の負圧破損を防止するとともに、原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度を低減するため、可搬型窒素ガス供給装置により原子炉格納容器内へ不活性ガス（窒素）を供給する。また、原子炉格納容器内の圧力が規定の圧力まで低下した場合に、格納容器スプレイを停止する。</p>	<p>・運用の相違（女川は、原子炉格納容器の負圧破損防止として、スプレイの運用に加え、原子炉格納容器の負圧破損防止及び可燃性ガス濃度を低減するため、窒素を供給）</p> <p>・設備の設置位置に伴う放射線防護対策の相違（女川：原子炉建屋原子炉棟内 柏崎：屋外）</p>
<p>○放射線防護</p> <p>格納容器圧力逃がし装置を使用する場合は、ブルームの影響による被ばくを低減するため、中央制御室待避室へ待避しプラントパラメータを継続して監視する。</p> <p>現場運転員の放射線防護を考慮して、遠隔手動弁を操作するエリアを原子炉建屋内の原子炉区域外に設置する。</p> <p>作業員の放射線防護を考慮して、フィルタ装置、よう素フィルタの周囲及び配管等の周辺に遮蔽体を設ける。</p> <p>また、格納容器ペント操作後の汚染の可能性を考慮して、防護具を装備し作業を行う。</p> <p>○電源確保</p> <p>全交流動力電源が喪失した場合は、代替交流電源設備等を用いて格納容器ペントに必要なた電動弁へ給電する。電源が確保できない場合は、現場において手動で系統構成を行う。</p>	<p>○放射線防護</p> <p>原子炉格納容器フィルタペント系を使用する場合は、放射性雲の影響による被ばくを低減するため、中央制御室待避室へ待避しプラントパラメータを継続して監視する。現場運転員の放射線防護を考慮して、遠隔手動弁を操作するエリアを原子炉建屋付風棟内に設置する。</p> <p>また、原子炉格納容器ペント操作後の汚染の可能性を考慮して、防護具を装備して作業を行う。</p> <p>○電源確保</p> <p>全交流動力電源が喪失した場合は、代替交流電源設備等を用いて原子炉格納容器ペントに必要な電動弁へ給電する。電源が確保できない場合は、現場において手動で系統構成を行う。</p>	
<p>作業性</p> <p>格納容器圧力逃がし装置の隔離弁を遠隔で手動操作する場合は、操作に必要な工具は通常の弁操作と同様であり、原子炉建屋内の原子炉区域外で実施する。</p> <p>燃料補給</p> <p>表1-4「1.4. 電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。</p>	<p>作業性</p> <p>原子炉格納容器フィルタペント系の隔離弁を遠隔で手動操作する場合は、操作に必要な工具は通常の弁操作と同様であり、原子炉建屋付風棟内で実施する。</p> <p>燃料補給</p> <p>表1-4「1.4. 電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。</p>	

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

<p>表 8 柏崎刈羽 7 号炉 (令和 2 年 1 1 月 9 日施行)</p>	<p>表 8 女川 2 号炉案</p>	<p>表 8 操作手順 8. 格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等 方針目的 炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器の破損を防止するため、格納容器下部注水系により格納容器の下部に落下した溶融炉心を冷却することにより、溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI) を抑制し、溶融炉心が拡がり格納容器ハウジングに接触することを防止する。 また、溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、原子炉圧力容器へ注水することを目的とする。</p> <p>対応手段等 格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却 1. 格納容器下部注水系による格納容器下部への注水</p> <div style="border: 1px dashed black; padding: 5px;"> <p>【「(1) a. (a)」及び注釈の記載】 (a) 格納容器下部への初期水張りの判断基準 損傷炉心の冷却が未達成の場合※1で、格納容器下部注水系 (常設) が使用可能な場合※2。 ※1: 「損傷炉心の冷却が未達成」は、原子炉圧力容器下鏡部温度指示値が 300℃ に達した場合。 ※2: 設備に異常がなく、電源及び水源 (復水貯蔵槽) が確保されている場合。</p> </div>	<p>表 8 操作手順 8. 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等 方針目的 炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器下部注水系により原子炉格納容器の下部に落下した溶融炉心を冷却することにより、溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI) を抑制し、溶融炉心が拡がり原子炉格納容器ハウジングに接触することを防止することを目的とする。 また、溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延または防止するため、原子炉圧力容器へ注水することを目的とする。</p> <p>対応手段等 原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却 原子炉格納容器下部注水系による原子炉格納容器下部への注水 1. 発電機長および発電所対策本部は、炉心の著しい損傷が発生し、原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃ に達した場合は、以下の手段により原子炉格納容器下部への初期水張りを実施する。 ① サプレッションチェンバを水源として、代替循環冷却系により注水する。 [手順着手の判断基準] 原子炉圧力容器下鏡部温度指示値が 300℃ に達した場合で、代替循環冷却系が使用可能な場合*。 ※: 設備に異常がなく、電源、補機冷却水および水源 (サブプレッションチェンバ) が確保されている場合。 ② 代替循環冷却系により注水できない場合は、復水貯蔵タンクを水源として、原子炉格納容器代替スプレイン冷却系 (常設) により注水する。 [手順着手の判断基準] 原子炉圧力容器下鏡部温度指示値が 300℃ に達した場合で、代替循環冷却系による注水が可能ない場合は、原子炉格納容器下部への注水ができず、原子炉格納容器代替スプレイン冷却系 (常設) が使用可能な場合*。 ※: 設備に異常がなく、電源および水源 (復水貯蔵タンク) が確保されている場合。 ③ 原子炉格納容器代替スプレイン冷却系 (常設) により注水できない場合は、原子炉格納容器下部注水系 (常設) (代替循環冷却ポンプ)、原子炉格納容器下部注水系 (常設) (復水移送ポンプ) 等により注水する。 [手順着手の判断基準] 原子炉格納容器下部注水 (常設) (復水移送ポンプ) において、原子炉圧力容器下鏡部温度指示値が 300℃ に達した場合で、代替循環冷却系、原子炉格納容器代替スプレイン冷却系 (常設) および原子炉格納容器下部注水系 (常設) (代替循環冷却ポンプ) による原子炉格納容器下部への注水ができず、原子炉格納容器下部注水系 (常設) (復水移送ポンプ) が使用可能な場合*1。 原子炉格納容器下部注水 (常設) (代替循環冷却ポンプ) において、原子炉圧力容器下鏡部温度指示値が 300℃ に達した場合で、代替循環冷却系および原子炉格納容器代替スプレイン冷却系 (常設) による原子炉格納容器下部への注水ができず、原子炉格納容器下部注水系 (常設) (代替循環冷却ポンプ) が使用可能な場合*2。 ※1: 設備に異常がなく、電源及び水源 (復水貯蔵タンク) が確保されている場合。</p>
		<p>差異理由 差異理由 8-1 差異理由 8-1 差異理由 8-1</p>	

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>女川2号炉案</p>	<p>差異理由</p>
<p>当直副長及び緊急時対策本部は、炉心の著しい損傷が発生した場合は、格納容器の下部に落下した溶融炉心を冷却するため、以下の手段により格納容器下部へ注水する。</p>	<p>※2：設備に異常がなく、電源、補機冷却水および水源（サブプレッションチェンバ）が確保されている場合。</p> <p>2. 発電機長および発電所対策本部は、炉心の著しい損傷が発生し、原子炉压力容器が破損した場合は、原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却するため、以下の手段により原子炉格納容器下部へ注水する。</p> <p>① サプレッションチェンバを水源として、代替循環冷却系または原子炉格納容器下部注水系（常設）（代替循環冷却ポンプ）により注水する。</p> <p>〔手順着手の判断基準〕</p> <p>代替循環冷却系において、原子炉压力容器の破損の徴候^{※1}および破損によるパラメータの変化^{※2}により原子炉压力容器の破損を判断した場合で、代替循環冷却系が使用可能な場合^{※3}。</p> <p>原子炉格納容器下部注水系（常設）（代替循環冷却ポンプ）において、原子炉压力容器の破損の徴候^{※1}および破損によるパラメータの変化^{※2}により原子炉压力容器の破損を判断した場合で、代替循環冷却系による原子炉格納容器下部への注水ができず、原子炉格納容器下部注水系（常設）（代替循環冷却水ポンプ）が使用可能な場合^{※3}。</p> <p>※1：「原子炉压力容器の破損の徴候」は、原子炉压力容器内の水位の低下、制御棒の位置表示の喪失数増加または原子炉压力容器下鏡部温度指示値の喪失数増加により確認する。</p> <p>※2：「原子炉压力容器の破損によるパラメータの変化」は、原子炉格納容器下部温度の上昇もしくは指示値の喪失、原子炉压力容器内の圧力の低下、原子炉格納容器内の圧力の上昇、原子炉格納容器下部の雰囲気温度の低下または原子炉格納容器内の水素濃度の上昇により確認する。</p> <p>※3：設備に異常がなく、電源および水源（サブプレッションチェンバ）が確保されている場合。</p> <p>② 代替循環冷却系または原子炉格納容器下部注水系（常設）（代替循環冷却ポンプ）により注水できない場合は、復水貯蔵タンクを水源として、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）または原子炉格納容器下部注水系（常設）（復水移送ポンプ）により注水する。</p> <p>〔手順着手の判断基準〕</p>	<p>・差異理由 8-1</p>
<p>(1) 復水貯蔵槽を水源として、格納容器下部注水系（常設）により注水する。</p>	<p>原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）において、原子炉压力容器の破損の徴候^{※1}および破損によるパラメータの変化^{※2}により原子炉压力容器の破損を判断した場合で、代替循環冷却系および原子炉格納容器下部注水系（常設）（代替循環冷却ポンプ）による原子炉格納容器下部への注水ができず、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）が使用可能な場合^{※3}。</p> <p>原子炉格納容器下部注水系（常設）（復水移送ポンプ）において、原子炉压力容器の破損の徴候^{※1}および破損によるパラメータの変化^{※2}により原子炉压力容器の破損を判断した場合で、代替循環冷却系および破損によるパラメータの変化^{※2}により原子炉压力容器の破損を判断した場合、代替循環冷却系および破損によるパラメータの変化^{※2}により原子炉压力容器の破損を判断した場合で、代替循環冷却系および破損によるパラメータの変化^{※2}により原子炉压力容器の破損を判断した場合で、代替循環冷却系、原子炉格納容器下部注水系（常設）（代替循環冷却系）が使用可能な場合^{※3}。</p>	<p>・差異理由 8-1</p> <p>・柏崎の点検枠内は、女川の1.③に対応</p> <p>・差異理由 8-1</p>
<p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>(a) 格納容器下部への初期水張りの判断基準</p> <p>損傷炉心の冷却が未達成の場合^{※1}で、格納容器下部注水系（常設）が使用可能な場合^{※2}。</p> <p>(b) 原子炉压力容器破損後の格納容器下部への注水操作の判断基準</p> <p>原子炉压力容器の破損の徴候^{※3}及び破損によるパラメータの変化^{※4}により原子炉压力容器の破損を判断した場合で、格納容器下部注水系（常設）が使用可能な場合^{※2}。</p>	<p>〔手順着手の判断基準〕</p>	

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）	女川2号炉案	差異理由
<p>※1：「損傷炉心の冷却が未達成」は、原子炉圧力容器下鏡部温度指示値が300℃に達した場合。</p> <p>※2：設備に異常がなく、電源及び水源（復水貯蔵槽）が確保されている場合。</p> <p>※3：「原子炉圧力容器の破損の徴候」は、原子炉圧力容器内の水位の低下、制御棒の位置表示の喪失数増加、原子炉圧力容器下鏡部温度指示値の喪失数増加により確認する。</p> <p>※4：「原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化」は、原子炉圧力容器内の圧力の低下、格納容器内の圧力の上昇、格納容器内の温度の上昇等により確認する。</p> <p>【上記※2を再掲】</p> <p>※2：設備に異常がなく、電源及び水源（復水貯蔵槽）が確保されている場合。</p>	<p>冷却ポンプ）および原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器下部への注水ができます。原子炉格納容器下部注水系（常設）（復水移送ポンプ）が使用可能な場合^{※3}。</p> <p>※1：「原子炉圧力容器の破損の徴候」は、原子炉圧力容器内の水位の低下、制御棒の位置表示の喪失数増加または原子炉圧力容器下鏡部温度指示値の喪失数増加により確認する。</p> <p>※2：「原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化」は、原子炉格納容器下部温度の上昇または指示値の喪失、原子炉圧力容器内の圧力の低下、原子炉格納容器内の圧力の上昇、原子炉格納容器下部の雰囲気温度の低下、原子炉格納容器内の水素濃度の上昇により確認する。</p> <p>※3：設備に異常がなく、電源および水源（復水貯蔵タンク）が確保されている場合。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・柏崎の点検枠内は、女川の1.③に対応
<p>（2）格納容器下部注水系（常設）により注水できない場合は、防火水槽又は淡水貯水池を水源として、格納容器下部注水系（可搬型）等により注水する。格納容器下部注水系（可搬型）による注水の手順着手の判断基準を以下に示す。</p> <p>なお、格納容器下部注水系（可搬型）による注水は、海を水源として利用できる。</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>(a) 格納容器下部への初期水張りの判断基準</p> <p>損傷炉心の冷却が未達成の場合^{※1}で、格納容器下部注水系（常設）及び消火系による格納容器下部への注水ができます。格納容器下部注水系（可搬型）が使用可能な場合^{※4}。</p>	<p>③ 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）または原子炉格納容器下部注水系（常設）（復水移送ポンプ）により注水できない場合は、淡水貯水槽（No.1）および淡水貯水槽（No.2）を水源として、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）、原子炉格納容器下部注水系（可搬型）等により注水する。</p> <p>なお、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）および原子炉格納容器下部注水系（可搬型）による注水は、海を水源として利用できる。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・差異理由 8-1
	<p>③ 原子炉格納容器下部注水系（常設）または原子炉格納容器下部注水系（常設）（復水移送ポンプ）により注水できない場合は、防火水槽又は淡水貯水池を水源として、格納容器下部注水系（可搬型）等により注水する。格納容器下部注水系（可搬型）による注水の手順着手の判断基準を以下に示す。</p> <p>なお、格納容器下部注水系（可搬型）による注水は、海を水源として利用できる。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・差異理由 8-2 ・差異理由 8-1 ・女川は、初期水張りが必要になる時間までに、可搬型設備の準備が完了し

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)	女川2号炉案
<p>(b) 原子炉圧力容器破損後の格納容器下部への注水操作の判断基準</p> <p>原子炉圧力容器の破損の徴候^{※2}及び破損によるパラメータの変化^{※3}により原子炉圧力容器の破損を判断した場合で、格納容器下部注水系(常設)、消火系による格納容器下部への注水ができず、格納容器下部注水系(可搬型)が使用可能な場合^{※4}。</p> <p>※1：「損傷炉心の冷却が未達成」は、原子炉圧力容器下鏡部温度指示値が300℃に達した場合。</p> <p>※2：「原子炉圧力容器の破損の徴候」は、原子炉圧力容器内の水位の低下、制御棒の位置表示の喪失数増加、原子炉圧力容器下鏡部温度指示値の喪失数増加により確認する。</p> <p>※3：「原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化」は、原子炉圧力容器内の圧力の低下、格納容器内の圧力の上昇、格納容器内の温度の上昇により確認する。</p> <p>※4：設備に異常がなく、燃料及び水源(防火水槽又は淡水貯水池)が確保されている場合。</p> <p>(配慮すべき事項)</p> <p>○重大事故等時の対応手段の選択</p>	<p>〔手順着手の判断基準〕</p> <p>原子炉格納容器代替スプレイス系(可搬型)において、原子炉圧力容器の破損の徴候^{※1}および破損によるパラメータの変化^{※2}により原子炉圧力容器の破損を判断した場合で、原子炉格納容器代替スプレイス系(可搬型)が使用可能な場合^{※3}。</p> <p>原子炉格納容器下部注水系(可搬型)において、原子炉圧力容器の破損の徴候^{※1}および破損によるパラメータの変化^{※2}により原子炉圧力容器の破損を判断した場合で、原子炉格納容器代替スプレイス系(可搬型)による原子炉格納容器下部への注水ができず、原子炉格納容器下部注水系(可搬型)が使用可能な場合^{※3}。</p> <p>※1：「原子炉圧力容器の破損の徴候」は、原子炉圧力容器内の水位の低下、制御棒の位置表示の喪失数増加、原子炉圧力容器下鏡部温度指示値の喪失数増加により確認する。</p> <p>※2：「原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化」は、原子炉格納容器下部温度の上昇または指示値の喪失、原子炉圧力容器内の圧力の低下、原子炉格納容器内の圧力の上昇、原子炉格納容器下部の雰囲気温度の低下、原子炉格納容器内の水素濃度の上昇により確認する。</p> <p>※3：設備に異常がなく、電源、燃料および水源(淡水貯水池(No.1)または淡水貯水池(No.2))が確保されている場合。</p> <p>(配慮すべき事項)</p> <p>○重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>炉心の著しい損傷が発生し、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に達した場合の原子炉格納容器下部への初期水張りは、スプレイス管使用による原子炉格納容器下部注水が使用可能な場合は、代替循環冷却系により原子炉格納容器下部への初期水張りを実施する。代替循環冷却系により原子炉格納容器下部への初期水張りを実施できない場合は、原子炉格納容器代替スプレイス系(常設)により原子炉格納容器下部への初期水張りを実施する。スプレイス管使用による原子炉格納容器下部注水が使用できない場合は、原子炉格納容器下部注水系(常設)(代替循環冷却ポンプ)または原子炉格納容器下部注水系(常設)(復水移送ポンプ)により原子炉格納容器下部への初期水張りを実施する。</p> <p>また、原子炉圧力容器が破損した場合の原子炉格納容器下部への注水は、代替循環冷却系に異常がなく、交流電源および水源(サブレーション)が確保されている場合は、代替循環冷却系または原子炉格納容器下部注水系(常設)(代替循環冷却ポンプ)により原子炉格納容器下部へ注水する。</p> <p>代替循環冷却系および原子炉格納容器下部注水系(常設)(代替循環冷却ポンプ)が使用できない場合は、原子炉格納容器代替スプレイス冷却系(常設)、原子炉格納容器下部注水系(常設)(復水移送ポンプ)、原子炉格納容器代替スプレイス冷却系(可搬型)または原子炉格納容器下部注水系(可搬型)により原子炉格納容器下部へ注水する。</p>
	<p>差異理由</p> <p>ないため、可搬型設備は、初期水張りに使用しない。</p> <ul style="list-style-type: none"> 差異理由 8-1 差異理由 8-1 差異理由 8-2 <p>記載方針の相違(初期水張り)と原子炉圧力容器破損後の注水方法の優先順位が異なるため、初期水張りを分けて記載</p> <ul style="list-style-type: none"> 差異理由 8-1 差異理由 8-1

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>女川2号炉案</p>	<p>差異理由</p>
<p>溶融炉心の格納容器下部への落下遅延・防止</p> <p>1. 原子炉圧力容器への注水</p> <p>当直副長及び緊急時対策本部は、炉心の著しい損傷が発生した場合、溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、以下の手段により原子炉圧力容器へ注水する。原子炉圧力容器へ注水する場合は、ほう酸水注入系により原子炉圧力容器へほう酸水の注入を並行して実施する。</p> <p>(1) 原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の場合は、復水貯蔵槽を水源として、高圧代替注水系により注水する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>炉心損傷を判断した場合※1において、原子炉圧力容器への高圧注水機能が喪失、高圧代替注水系が使用可能な場合※2。</p> <p>※1：格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）で格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準準事故相当のガンマ線線量率の1.0倍を超えた場合、又は格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。</p> <p>※2：原子炉圧力指示値が規定値以上ある場合において、設備に異常がなく、電源及び水源（復水貯蔵槽）が確保されている場合。</p>	<p>溶融炉心の格納容器下部への落下遅延・防止</p> <p>原子炉圧力容器への注水</p> <p>発電部長および発電所対策本部は、炉心の著しい損傷が発生した場合、溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延または防止するため、以下の手段により原子炉圧力容器へ注水する。原子炉圧力容器へ注水する場合は、ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水の注入を並行して実施する。</p> <p>① 原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の場合は、復水貯蔵タンクを水源として、高圧代替注水系により注水する。</p> <p>[手順着手の判断基準]</p> <p>炉心損傷を判断した場合※1において、復水給水系、原子炉隔離時冷却系および高圧炉心スプレイス系による原子炉圧力容器への注水ができず、高圧代替注水系が使用可能な場合※2。</p> <p>※1：格納容器内雰囲気放射線モニタで原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準準事故相当のガンマ線線量率の1.0倍を超えた場合または格納容器内雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。</p> <p>※2：原子炉圧力指示値が規定値以上ある場合において、設備に異常がなく、電源および水源（復水貯蔵タンク）が確保されている場合。</p> <p>② 原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の場合は、サブレッションチェンバを水源として、代替循環冷却系により注水する。</p> <p>[手順着手の判断基準]</p> <p>炉心損傷を判断した場合※1において、復水給水系および非常用炉心冷却系による原子炉圧力容器への注水ができず、代替循環冷却系が使用可能な場合※2。</p> <p>※1：格納容器内雰囲気放射線モニタで原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準準事故相当のガンマ線線量率の1.0倍を超えた場合、または格納容器内雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。</p> <p>※2：設備に異常がなく、電源、補機冷却水および水源（サブレッションチェンバ）が確保されている場合。</p> <p>③ 代替循環冷却系により注水できない場合は、復水貯蔵タンクを水源として、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）により注水する。</p> <p>[手順着手の判断基準]</p> <p>炉心損傷を判断した場合※1において、代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水ができず、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）が使用可能な場合※2。</p> <p>※1：格納容器内雰囲気放射線モニタで原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準準事故相当のガンマ線線量率の1.0倍を超えた場合、または格納容器内雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。</p> <p>※2：設備に異常がなく、電源および水源（復水貯蔵タンク）が確保されている場合。</p> <p>④ 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）により注水できない場合は、淡水貯水槽（No.1.および淡水貯水槽（No.2））を水源として、低圧代替注水系（可搬型）により注水</p>	<p>・設備の相違（女川は、復水移送ポンプとは別に、代替循環冷却系ポンプを設置）</p> <p>・設備の相違（女川は、復水移送ポンプとは別に、代替循環冷却系ポンプを設置）</p>
<p>(2) 原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の場合は、復水貯蔵槽を水源として、低圧代替注水系（常設）により注水する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>炉心損傷を判断した場合※1において、給水・復水系及び非常用炉心冷却系による原子炉圧力容器への注水ができず、低圧代替注水系（常設）が使用可能な場合※2。</p> <p>※1：格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）で格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準準事故相当のガンマ線線量率の1.0倍を超えた場合、又は格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。</p> <p>※2：設備に異常がなく、電源及び水源（復水貯蔵槽）が確保されている場合。</p> <p>(3) 低圧代替注水系（常設）により注水できない場合は、防火水槽又は淡水貯水池を水源として、低圧代替注水系（可搬型）により注水する。</p>	<p>④ 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）により注水できない場合は、淡水貯水槽（No.1.および淡水貯水槽（No.2））を水源として、低圧代替注水系（可搬型）により注水</p>	<p>・設備の相違（女川は、復水移送ポンプとは別に、代替循環冷却系ポンプを設置）</p>

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

川崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）	女川2号炉案	差異理由
<p>なお、低圧代替注水系（可搬型）による注水は、海を水源として利用できる。</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>炉心損傷を判断した場合※1において、低圧代替注水系（常設）及び消火系による原子炉压力容器への注水ができず、低圧代替注水系（可搬型）が使用可能な場合※2。</p> <p>※1：格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）で格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準準事故相当のガンマ線線量率の1.0倍を超えた場合、又は格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）が使用できない場合に原子炉压力容器温度で300℃以上を確認した場合。</p> <p>※2：設備に異常がなく、燃料及び水源（防火水槽又は淡水貯水池）が確保されている場合。</p> <p>(4) 炉心の著しい損傷が発生した場合に原子炉压力容器へ注水する場合は、ほう酸注水系により原子炉压力容器へほう酸水の注入を並行して実施する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>炉心損傷を判断した場合※1において、損傷炉心へ注水する場合で、ほう酸水注入が使用可能な場合※2。</p> <p>※1：格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）で格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準準事故相当のガンマ線線量率の1.0倍を超えた場合、又は格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）が使用できない場合に原子炉压力容器温度で300℃以上を確認した場合。</p> <p>※2：設備に異常がなく、電源及び水源（ほう酸水貯蔵タンク）が確保されている場合。</p> <p>(配慮すべき事項)</p> <p>○重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、高圧代替注水系に異常がなく、直流電源および水源（復水貯蔵槽）が確保されている場合は、高圧代替注水系により原子炉压力容器へ注水する。</p>	<p>する。</p> <p>なお、低圧代替注水系（可搬型）による注水は、海を水源として利用できる。</p> <p>[手順着手の判断基準]</p> <p>炉心損傷を判断した場合※1において、復水給水系および非常用炉心冷却系による原子炉压力容器への注水ができず、低圧代替注水系（可搬型）が使用可能な場合※2。</p> <p>※1：格納容器内雰囲気放射線モニタで原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準準事故相当のガンマ線線量率の1.0倍を超えた場合または格納容器内雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉压力容器温度で300℃以上を確認した場合。</p> <p>※2：設備に異常がなく、電源、燃料および水源（淡水貯水槽（No.1）または淡水貯水槽（No.2））が確保されている場合。</p> <p>⑤ 炉心の著しい損傷が発生した場合に原子炉压力容器へ注水する場合は、ほう酸水注水系により原子炉压力容器へほう酸水の注入を並行して実施する。</p> <p>[手順着手の判断基準]</p> <p>炉心損傷を判断した場合※1において、損傷炉心へ注水する場合で、ほう酸水注入が使用可能な場合※2。</p> <p>※1：格納容器内雰囲気放射線モニタで原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準準事故相当のガンマ線線量率の1.0倍を超えた場合、または格納容器内雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉压力容器温度で300℃以上を確認した場合。</p> <p>※2：設備に異常がなく、電源および水源（ほう酸水注入系貯蔵タンク）が確保されている場合。</p> <p>(配慮すべき事項)</p> <p>○重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、高圧代替注水系に異常がなく、直流電源および水源（復水貯蔵タンク）が確保されている場合は、高圧代替注水系により原子炉压力容器へ注水する。</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態において、代替循環冷却系に異常がなく、交流電源および水源（サブレーションチェンバ）が確保されている場合は、代替循環冷却系により原子炉压力容器へ注水する。</p> <p>代替循環冷却系による原子炉压力容器への注水ができない状況において、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）に異常がなく、交流電源および水源（復水貯蔵タンク）が確保されている場合は、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）により原子炉压力容器へ注水する。</p> <p>低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）が使用できない場合において、低圧代替注水系（可搬型）に異常がなく、燃料および水源（淡水貯水槽（No.1）または淡水貯水槽（No.2））が確保されている場合は、低圧代替注水系（可搬型）により原子炉压力容器へ注水する。</p> <p>交流電源を確保した場合は、ほう酸水注入系による原子炉压力容器へのほう酸水注入を全ての注水手段に併せて実施する。</p> <p>溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止のために、原子炉压力容器へ注水している状況において、損傷炉心を冷却できないと判断した場合は、原子炉格納容器下部へ</p>	<ul style="list-style-type: none"> 運用の相違（女川は、可搬型設備の準備時間を考慮して、復水給水系及び非常用炉心冷却系による注水ができないと判断した時点で着手） 運用の相違（女川は、電動弁の操作に必要な電源が確保されていることを確認）
<p>原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態において、低圧代替注水系（常設）に異常がなく、交流電源及び水源（復水貯蔵槽）が確保されている場合は、低圧代替注水系（常設）により原子炉压力容器へ注水する。</p> <p>低圧代替注水系（常設）による原子炉压力容器への注水ができない状況において、低圧代替注水系（可搬型）に異常がなく、燃料及び水源（防火水槽又は淡水貯水池）が確保されている場合は、低圧代替注水系（可搬型）により原子炉压力容器へ注水する。</p> <p>溶融炉心の格納容器下部への落下遅延・防止のために、原子炉压力容器へ注水している状況において、損傷炉心を冷却できないと判断した場合は、格納容器下部への注水を開始</p>	<p>原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態において、代替循環冷却系に異常がなく、交流電源および水源（サブレーションチェンバ）が確保されている場合は、代替循環冷却系により原子炉压力容器へ注水する。</p> <p>代替循環冷却系による原子炉压力容器への注水ができない状況において、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）に異常がなく、交流電源および水源（復水貯蔵タンク）が確保されている場合は、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）により原子炉压力容器へ注水する。</p> <p>低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）が使用できない場合において、低圧代替注水系（可搬型）に異常がなく、燃料および水源（淡水貯水槽（No.1）または淡水貯水槽（No.2））が確保されている場合は、低圧代替注水系（可搬型）により原子炉压力容器へ注水する。</p> <p>交流電源を確保した場合は、ほう酸水注入系による原子炉压力容器へのほう酸水注入を全ての注水手段に併せて実施する。</p> <p>溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止のために、原子炉压力容器へ注水している状況において、損傷炉心を冷却できないと判断した場合は、原子炉格納容器下部へ</p>	<ul style="list-style-type: none"> 設備の相違（女川は、復水移送ポンプとは別に、代替循環冷却系を設置） 記号方針の相違（女川は、ほう酸水注入を明記）

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）	女川2号炉案	差異理由
<p>する。</p> <p>作業性 格納容器下部注水系（可搬型）及び低圧代替注水系（可搬型）で使用する可搬型代替注水ポンプ（A-2級）のホースの接続は、汎用の結合金具を使用し、容易に操作できるよう十分な作業スペースを確保する。</p> <p>電源確保 全交流動力電源喪失時は、代替交流電源設備等を用いて格納容器下部注水系及び低圧代替注水系による注水に必要な設備へ給電する。</p> <p>燃料補給 表14「14. 電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。</p>	<p>の注水を開始する。</p> <p>作業性 原子炉格納容器下部注水系（可搬型）、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）および低圧代替注水系（可搬型）で使用する大容量送水ポンプ（タイプ1）のホースの接続は、汎用の結合金具を使用し、容易に操作できるよう十分な作業スペースを確保する。</p> <p>電源確保 全交流動力電源喪失時は、代替交流電源設備等を用いて原子炉格納容器下部注水系または低圧代替注水系による注水に必要な設備へ給電する。</p> <p>燃料補給 表14「14. 電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。</p>	<ul style="list-style-type: none"> 設備の相違（女川は、原子炉格納容器へのスプレイにより原子炉格納容器下部への注水が可能）

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)	女川2号炉案	差異理由
<p>表9</p> <p>操作手順</p> <p>9. 水素爆発による格納容器の破損を防止するための手順等</p> <p>方針目的</p> <p>炉心の著しい損傷が発生した場合において、ジルコニウム-水反応及び水の放射線分解により発生する水素ガス及び酸素ガスが、格納容器内に放出された場合においても水素爆発による格納容器の破損を防止するために必要な格納容器内の不活性化、格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ペント系による格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出、及び格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視を行うことを目的とする。</p> <p>対応手段等</p> <ol style="list-style-type: none"> 格納容器内の不活性化 当直副長は、格納容器内における水素爆発による格納容器の破損を防止するため、原子炉運転中における格納容器内の雰囲気は、不活性ガス(窒素ガス)で置換することにより不活性化した状態とする。 格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ペント系による格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出 当直副長は、格納容器内に発生する水素ガス及び酸素ガスを以下の手段により大気に排出し、水素爆発による格納容器の破損を防止する。 	<p>表9</p> <p>操作手順</p> <p>9. 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等</p> <p>方針目的</p> <p>炉心の著しい損傷が発生した場合において、ジルコニウム-水反応、水の放射線分解等により発生する水素および酸素が、原子炉格納容器内に放出された場合においても水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な原子炉格納容器内の不活性化、原子炉格納容器内フィルタペント系による原子炉格納容器内の水素および酸素の排出ならびに原子炉格納容器内の水素濃度および酸素濃度の監視を行うことを目的とする。</p> <p>対応手段等</p> <ol style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器内の不活性化 発電課長は、原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉運転中における原子炉格納容器内の雰囲気は、不活性ガス(窒素)で置換することにより不活性化した状態とする。 可搬型窒素ガス供給装置および原子炉格納容器フィルタペント系による原子炉格納容器水素爆発防止 発電課長および発電所対策本部は、原子炉格納容器内に発生する水素および酸素を以下の手段により抑制または排出し、水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止する。 ① 可搬型窒素ガス供給装置により不活性ガス(窒素)を原子炉格納容器内へ注入する。 [手順着手の判断基準] 炉心損傷を判断した場合において、可燃性ガス濃度制御系による水素濃度および酸素濃度の制御ができず、原子炉格納容器内のドライ条件の酸素濃度が3.5vol%に到達した場合。 ※：格納容器内雰囲気放射線モニタで原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の1.0倍を超えた場合または格納容器内雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。 	<ul style="list-style-type: none"> 耐圧強化ペント系 について：女川は、炉心損傷後に耐圧強化ペント系を使用しない。 以下「差異理由9-1」と記載。 運用の相違 (可搬型窒素ガス供給装置について：女川は、炉心損傷が発生した場合に原子炉格納容器内の酸素濃度上昇を抑制するために、窒素を供給し、原子炉格納容器フィルタペント系による水素及び酸素の排出の遅延を図る。 耐圧強化ペント系 について：差異理由9-1 実施者について：女川は、原子炉格納容器フィルタペント等の使用に関して、発電所対策本部長が責任と権限により指示し、発電課長が実施)

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表	旧規定	新規定	差異理由
<p>赤崎羽羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p> <p>原子炉格納容器フィルタメント系により排出する。 [手順着手の判断基準]</p> <p>炉心損傷を判断した場合^{※1}において、可燃性ガス濃度抑制系による酸素濃度および酸素濃度の制御ができず、<u>原子炉格納容器内のドライ条件の酸素濃度が4.0vol%およびウエット条件の酸素濃度が1.5vol%に到達^{※3}した場合^{※3}</u>。</p> <p>※1：格納容器内雰囲気放射線モニタで<u>原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事象相当のガンマ線線量率の1.0倍を超えた場合または格納容器内雰囲気放射線モニタが使用できない場合</u>に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。</p> <p>※2：格納容器内雰囲気酸素濃度にてドライ条件の酸素濃度が4.0vol%に到達した場合において、ウエット条件の酸素濃度が1.5vol%未満の場合は、代替循環冷却システムは残留熱除去系によるスプレイを実施することで、ドライウエル側とサブレンジョンチェンバ側のガスの混合を促進させる。</p> <p>※3：炉心の著しい損傷を防止するために原子炉圧力容器への注水を実施する必要がある場合または<u>原子炉格納容器の破損を防止するために原子炉格納容器内へスプレイを実施する必要がある場合は、これらの操作を完了した後に格納容器ベントの準備を開始する。ただし、原子炉の冷却ができない場合、又は格納容器内の冷却ができない場合は、速やかに格納容器ベントの準備を開始する。</u></p> <p>（2）格納容器圧力逃がし装置が使用できない場合は、<u>耐圧強化ベント系により排出する。</u></p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>炉心損傷を判断した場合^{※1}において、炉心の著しい損傷の緩和及び格納容器の破損防止のために必要な操作が完了した場合^{※2}で格納容器圧力逃がし装置が使用できず^{※3}、耐圧強化ベント系が使用可能な場合。</p> <p>※1：格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）で格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事象相当のガンマ線線量率の1.0倍を超えた場合、又は格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。</p> <p>※2：炉心の著しい損傷を防止するために原子炉圧力容器への注水を実施する必要がある場合、又は格納容器の破損を防止するために格納容器内へスプレイを実施する必要がある場合は、これらの操作を完了した後に格納容器ベントの準備を開始する。ただし、原子炉の冷却ができない場合、又は格納容器内の冷却ができない場合は、速やかに格納容器ベントの準備を開始する。</p> <p>※3：「格納容器圧力逃がし装置が使用できない」とは、設備に故障が発生した場合。</p>	<p>赤崎羽羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p> <p>原子炉格納容器フィルタメント系により排出する。 [手順着手の判断基準]</p> <p>炉心損傷を判断した場合^{※1}において、可燃性ガス濃度抑制系による酸素濃度および酸素濃度の制御ができず、<u>原子炉格納容器内のドライ条件の酸素濃度が4.0vol%およびウエット条件の酸素濃度が1.5vol%に到達^{※3}した場合^{※3}</u>。</p> <p>※1：格納容器内雰囲気放射線モニタで<u>原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事象相当のガンマ線線量率の1.0倍を超えた場合または格納容器内雰囲気放射線モニタが使用できない場合</u>に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。</p> <p>※2：格納容器内雰囲気酸素濃度にてドライ条件の酸素濃度が4.0vol%に到達した場合において、ウエット条件の酸素濃度が1.5vol%未満の場合は、代替循環冷却システムは残留熱除去系によるスプレイを実施することで、ドライウエル側とサブレンジョンチェンバ側のガスの混合を促進させる。</p> <p>※3：炉心の著しい損傷を防止するために原子炉圧力容器への注水を実施する必要がある場合または<u>原子炉格納容器の破損を防止するために原子炉格納容器内へスプレイを実施する必要がある場合は、これらの操作を完了した後に原子炉格納容器ベントの準備を開始する。ただし、原子炉の冷却ができない場合または原子炉格納容器内の冷却ができない場合は、速やかに原子炉格納容器ベントの準備を開始する。</u></p> <p>3. 原子炉格納容器内の酸素濃度および酸素濃度の監視 発電課長は、<u>原子炉格納容器内に発生する酸素および酸素の濃度を格納容器内酸素濃度(D/W)、格納容器内酸素濃度(S/C)、格納容器内雰囲気酸素濃度および格納容器内雰囲気酸素濃度を用いて測定し、監視する。</u> 全交流動力電源または直流電源が喪失した場合は、代替電源設備から給電されていることを確認後、<u>格納容器内酸素濃度(D/W)、格納容器内酸素濃度(S/C)、格納容器内雰囲気酸素濃度および格納容器内雰囲気酸素濃度を用いて測定し、監視する。</u></p> <p>[手順着手の判断基準] 格納容器内酸素濃度による原子炉格納容器内の酸素濃度監視については、炉心損傷を判</p>	<p>赤崎羽羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p> <p>原子炉格納容器フィルタメント系により排出する。 [手順着手の判断基準]</p> <p>炉心損傷を判断した場合^{※1}において、炉心の著しい損傷の緩和及び格納容器の破損防止のために必要な操作が完了した場合^{※2}。</p> <p>※1：格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）で格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事象相当のガンマ線線量率の1.0倍を超えた場合、又は格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。</p> <p>※2：炉心の著しい損傷を防止するために原子炉圧力容器への注水を実施する必要がある場合、又は格納容器の破損を防止するために格納容器内へスプレイを実施する必要がある場合は、これらの操作を完了した後に格納容器ベントの準備を開始する。ただし、原子炉の冷却ができない場合、又は格納容器内の冷却ができない場合は、速やかに格納容器ベントの準備を開始する。</p> <p>※3：「格納容器圧力逃がし装置が使用できない」とは、設備に故障が発生した場合。</p> <p>3. 格納容器内の酸素濃度及び酸素濃度の監視 当直副長は、格納容器内に発生する酸素ガス及び酸素ガスの濃度を格納容器内酸素濃度計（SA）、格納容器内酸素濃度計、格納容器内酸素濃度計を用いて測定し、監視する。 全交流動力電源又は直流電源が喪失した場合は、代替電源設備から給電されていることを確認後、<u>格納容器内酸素濃度計（SA）を用いて測定し、監視する。</u></p> <p>（1）手順着手の判断基準 格納容器内酸素濃度計（SA）については、炉心損傷を判断した場合^{※1}。</p>	<p>差異理由</p> <p>・運用の相違（女川は酸素濃度の判断基準を酸素濃度に設定。）</p> <p>・差異理由 9-1</p>

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>女川2号炉案</p>	<p>差異理由</p>
<p>格納容器内酸素濃度計及び格納容器内酸素濃度計については、炉心損傷を判断した場合※1において、格納容器内雰囲気計装が使用可能な場合※2。</p> <p>※1：格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）で格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合、又は格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。</p> <p>※2：設備に異常がなく、電源及び補機冷却水が確保されている場合。</p> <p>（配慮すべき事項）</p> <p>○重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>格納容器内の酸素濃度が規定値に到達した場合は、格納容器圧力逃がし装置を用いて格納容器内に滞留している水素ガス及び酸素ガスを排出する。格納容器圧力逃がし装置が機能喪失した場合は、耐圧強化ベント系を用いて格納容器内に滞留している水素ガス及び酸素ガスを排出する。</p> <p>なお、格納容器圧力逃がし装置を用いて格納容器内に滞留している水素ガス及び酸素ガスを排出する場合は、スクラビング効果が期待できるサブプレッション・チェンバを經由する経路を第一優先とする。サブプレッション・チェンバ側のベントラインが水没等の理由で使用できない場合は、ドライウエルを經由する経路を第二優先とする。</p> <p>耐圧強化ベント系を用いて格納容器内に滞留している水素ガス及び酸素ガスを排出する場合は、スクラビング効果が期待できるサブプレッション・チェンバを經由する経路のみを使用する。</p> <p>○格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出時の留意事項</p> <p>格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント系を使用する場合は、フィルタ装置酸素濃度計にて酸素濃度を監視する。また、格納容器圧力逃がし装置を使用する場合は、フィルタ装置出口放射線モニタの放射線量率及び事前にフィルタ装置出口配管表面の放射線量率と配管内部の放射性物質濃度から算出した換算係数にて放射性物質濃度を推定し監視する。耐圧強化ベント系を使用する場合は、耐圧強化ベント系放射線モニタの放射線量率及び事前に耐圧強化ベント系配管表面の放射線量率と配管内部の放射性物質濃度から算出した換算係数にて放射性物質濃度を推定し監視する。格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント系を使用する場合は、ブルームの影響による被ばくを低減させるため、中央制御室待避室へ待避しプラントパラメータを継続して監視する。</p> <p>現場運転員の放射線防護を考慮して、遠隔手動弁を操作するエリアを原子炉建屋内の原子炉区域に設置する。</p> <p>作業員の放射線防護を考慮して、フィルタ装置、よう素フィルタの周囲及び配管等の周辺に遮蔽体を設ける。</p> <p>また、格納容器ベント操作後の汚染の可能性を考慮して、防護具を装着して作業を行う。</p>	<p>断した場合※1。</p> <p>格納容器内雰囲気計装による原子炉格納容器内の酸素濃度および酸素濃度監視については、炉心損傷を判断した場合※2において、格納容器内雰囲気計装が使用可能な場合※2。</p> <p>※1：格納容器内雰囲気放射線モニタで原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合、または格納容器内雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。</p> <p>※2：設備に異常がなく、電源および補機冷却水が確保されている場合。</p> <p>（配慮すべき事項）</p> <p>○重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>代替循環冷却系または残留熱除去系により原子炉格納容器内の除熱を開始した場合において、原子炉格納容器内のドライ条件の酸素濃度が4.0vol%に到達した場合は、可搬型窒素ガス供給装置を用いて不活性ガス（窒素）を原子炉格納容器内へ注入する。</p> <p>原子炉格納容器内のドライ条件の酸素濃度が4.3vol%およびウエット条件の酸素濃度が1.5vol%に到達した場合は、原子炉格納容器フィルタベント系を用いて原子炉格納容器内に滞留している水素および酸素を排出する。</p> <p>なお、原子炉格納容器フィルタベント系を用いて原子炉格納容器内に滞留している水素および酸素を排出する場合は、スクラビング効果が期待できるサブプレッション・チェンバを經由する経路を第一優先とする。サブプレッション・チェンバ側のベントラインが使用できない場合は、ドライウエルを經由する経路を第二優先とする。</p> <p>○原子炉格納容器内の水素および酸素の排出時の留意事項</p> <p>原子炉格納容器フィルタベント系を使用する場合は、フィルタ装置出口酸素濃度にて酸素濃度を監視する。また、原子炉格納容器フィルタベント系を使用する場合は、フィルタ装置出口放射線モニタの放射線量率および事前にフィルタ装置出口配管表面の放射線量率と配管内部の放射性物質濃度から算出した換算係数にて放射性物質濃度を推定し監視する。</p> <p>原子炉格納容器フィルタベント系を使用する場合は、放射性雲の影響による被ばくを低減するため、中央制御室待避室へ待避しプラントパラメータを継続して監視する。</p> <p>現場運転員の放射線防護を考慮して、遠隔手動弁を操作するエリアを原子炉建屋付風棟内に設置する。</p> <p>また、原子炉格納容器ベント操作後の汚染の可能性を考慮して、防護具を装着して作業を行う。</p>	<p>格納容器内雰囲気酸素濃度による測定が可能）</p> <p>・運用の相違（女川は原子炉格納容器への窒素供給操作と並行して原子炉格納容器ベントの準備を開始する。）</p> <p>・差異理由 9-1</p> <p>・差異理由 9-1</p> <p>・差異理由 9-1</p> <p>・差異理由 9-1</p> <p>・差異理由 9-1</p> <p>・設備の設置位置に伴う放射線防護対策の相違（女川：原子炉建屋原子炉棟内</p>

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）	女川2号炉案	差異理由
<p>耐圧強化ベント系を使用する場合は、格納容器内の圧力が規定値以下であることを確認する。</p> <p>作業性 格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系の隔離弁を遠隔で手動操作する場合は、操作に必要な工具は通常の手操作と同様であり、原子炉建屋内の原子炉区域外で実施する。</p> <p>電源確保 全交流動力電源が喪失した場合は、代替交流電源設備等を用いて格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出に必要な電動弁、格納容器内水素濃度計及び格納容器内酸素濃度計へ給電する。</p>	<p>作業性 原子炉格納容器マイルタベント系の隔離弁を遠隔で手動操作する場合は、操作に必要な工具は通常の手操作と同様であり、原子炉建屋付属棟内で実施する。</p> <p>電源確保 全交流動力電源または直流電源が喪失した場合は、代替電源設備を用いて原子炉格納容器内の水素および酸素の排出に必要な電動弁、格納容器内水素濃度(D/W)、格納容器内水素濃度(S/C)、格納容器内酸素濃度および格納容器内雰囲気酸素濃度へ給電する。</p>	<p>柏崎：屋外） ・差異理由 9-1</p> <p>・差異理由 9-1</p>

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

表 1 0 柏崎刈羽 7 号炉（令和 2 年 1 1 月 9 日施行）	女川 2 号炉案 差異理由
<p>操作手順</p> <p>1 0. 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等</p> <p>方針目的</p> <p>炉心の著しい損傷が発生した場合において、水素ガスが格納容器内に放出され、格納容器から原子炉建屋に漏えいした場合においても水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するため、静的触媒式水素再結合器による水素濃度抑制及び原子炉建屋内の水素濃度監視を行うことを目的とする。</p> <p>対応手段等</p> <p>1. 原子炉建屋内の水素濃度監視</p> <p>当直副長は、格納容器内で発生し格納容器から原子炉建屋に漏えいした水素濃度を監視するため、原子炉建屋水素濃度計を用いて原子炉建屋内の水素濃度を監視する。</p> <p>全交流動力電源又は直流電源が喪失した場合は、代替電源設備から給電されていることを確認後、原子炉建屋内水素濃度計を用いて監視する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準</p> <p>炉心損傷を判断した場合^{※1}。</p> <p>※1：格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）で格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の 1.0 倍を超えた場合、又は格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で 300℃ 以上を確認した場合。</p> <p>2. 静的触媒式水素再結合器による水素濃度抑制</p> <p>当直副長は、格納容器内で発生した水素ガスが格納容器から原子炉建屋に漏えいした場合は、静的触媒式水素再結合器動作監視装置を用いて原子炉建屋内の水素濃度上昇を抑制するために設置している静的触媒式水素再結合器の作動状態を監視する。</p> <p>全交流動力電源又は直流電源が喪失した場合は、代替電源設備から給電されていることを確認後、静的触媒式水素再結合器動作監視装置を用いて監視する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準</p> <p>炉心損傷を判断した場合^{※1}において、原子炉建屋の水素濃度が上昇した場合。</p> <p>※1：格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）で格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の 1.0 倍を超えた場合、又は格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で 300℃ 以上を確認した場合。</p> <p>(配慮すべき事項)</p> <p>○非常用ガス処理系の停止</p> <p>非常用ガス処理系の系統内での水素爆発を回避させるため、原子炉建屋内の水素濃度の上昇を確認した場合は、非常用ガス処理系を手動操作により停止する。</p>	<p>操作手順</p> <p>1 0. 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等</p> <p>方針目的</p> <p>炉心の著しい損傷が発生した場合において、水素が原子炉格納容器内に放出され、原子炉格納容器から原子炉建屋に漏えいした場合においても水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するため、静的触媒式水素再結合装置による水素濃度抑制および原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度監視を行うことを目的とする。</p> <p>対応手段等</p> <p>1. 原子炉建屋内の水素濃度監視</p> <p>当直副長は、原子炉格納容器内で発生し原子炉格納容器から原子炉建屋に漏えいした水素濃度を監視するため、原子炉建屋内水素濃度計を用いて原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度を監視する。</p> <p>全交流動力電源喪失または直流電源が喪失した場合は、代替電源設備から給電されていることを確認後、原子炉建屋内水素濃度計を用いて監視する。</p> <p>[手順着手の判断基準]</p> <p>炉心損傷を判断した場合^{※1}。</p> <p>※1：格納容器内雰囲気放射線モニタで原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の 1.0 倍を超えた場合は格納容器内雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉圧力容器温度で 300℃ 以上を確認した場合。</p> <p>2. 静的触媒式水素再結合装置による水素濃度抑制</p> <p>当直副長は、原子炉格納容器内で発生した水素が原子炉格納容器から原子炉建屋原子炉棟に漏えいした場合は、静的触媒式水素再結合装置動作監視装置を用いて原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度上昇を抑制するために設置している静的触媒式水素再結合装置の作動状態を監視する。</p> <p>全交流動力電源喪失または直流電源が喪失した場合は、代替電源設備から給電されていることを確認後、静的触媒式水素再結合装置動作監視装置を用いて監視する。</p> <p>[手順着手の判断基準]</p> <p>炉心損傷を判断した場合^{※1}。</p> <p>※1：格納容器内雰囲気放射線モニタで原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の 1.0 倍を超えた場合は格納容器内雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉圧力容器温度で 300℃ 以上を確認した場合。</p> <p>(配慮すべき事項)</p> <p>○非常用ガス処理系の停止</p> <p>非常用ガス処理系の系統内での水素爆発を回避させるため、原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度の上昇を確認した場合は、非常用ガス処理系を手動操作により停止する。</p> <p>•運用の相違（女川では、原子炉建屋の水素濃度の上昇する前から手順を着手する。） TS-10 1539, 1540 ページ参照</p>

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）	女川2号炉案	差異理由
<p>表 1.1</p> <p>操作手順</p> <p>1.1. 使用済燃料プールの冷却等のための手順等</p> <p>方針目的</p> <p>使用済燃料プールの冷却機能が喪失し、又は使用済燃料プールからの水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料プールの水位が低下した場合において、使用済燃料プール内の燃料体又は使用済燃料（以下「使用済燃料プール内の燃料体等」という。）を冷却し、放射線を遮蔽し、及び臨界を防止するため、燃料プール代替注水、漏えい抑制、使用済燃料プールの監視を行うことを目的とする。さらに、使用済燃料プールから発生する水蒸気による重大事故等対処設備への悪影響を防止することを目的とする。</p> <p>また、使用済燃料プールからの大量の水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料プールの水位が異常に低下した場合において、使用済燃料プール内の燃料体等の著しい損傷の進行を緩和し、臨界を防止し、放射性物質の放出を低減するため、使用済燃料プールへのスプレイングへの拡散抑制、使用済燃料プールの監視を行うことを目的とする。</p> <p>対応手段等</p> <p>使用済燃料プールの冷却機能若しくは注水機能の喪失時又は使用済燃料プールの小規模な漏えい発生時</p> <p>1. 燃料プール代替注水</p> <p>当直副長及び緊急時対策本部は、残留熱除去系（燃料プール冷却系）及び燃料プール冷却浄化系の有する使用済燃料プールの冷却機能が喪失した場合、残留熱除去系ポンプによる使用済燃料プールへの補給機能が喪失した場合、又は使用済燃料プールの小規模な水の漏えいにより使用済燃料プールの水位が低下した場合は、防火水槽又は淡水貯水池を水源として、燃料プール代替注水系により常設スプレイヘッド又は可搬型スプレイヘッドから使用済燃料プールへ注水する。</p> <p>なお、燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水は、海を水源として利用できる。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準</p> <p>以下のいずれかの状況に至った場合。</p> <p>常設スプレイヘッドを使用した使用済燃料プールへの注水ができない場合は可搬型スプレイヘッドを使用した注水とする。</p> <ul style="list-style-type: none"> 燃料プール水位低警報又は燃料プール温度高警報が発生した場合。 使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能喪失し、復旧が見込まない場合。 	<p>表 1.1</p> <p>操作手順</p> <p>1.1. 使用済燃料プールの冷却等のための手順等</p> <p>方針目的</p> <p>使用済燃料プールの冷却機能もしくは注水機能が喪失または使用済燃料プールからの水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料プールの水位が低下した場合において、使用済燃料プール内の燃料体または使用済燃料（以下「使用済燃料プール内の燃料体等」という。）を冷却し、放射線を遮蔽し、および臨界を防止するため、燃料プール代替注水、漏えい抑制、使用済燃料プールの監視を行うことを目的とする。さらに、使用済燃料プールから発生する水蒸気による重大事故等対処設備への悪影響を防止することを目的とする。</p> <p>また、使用済燃料プールからの大量の水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料プールの水位が異常に低下した場合において、使用済燃料プール内の燃料体等の著しい損傷の進行を緩和し、臨界を防止し、および放射性物質の放出を低減するため、使用済燃料プールへのスプレイング、大気への放射性物質の拡散抑制および使用済燃料プールの監視を行うことを目的とする。</p> <p>対応手段等</p> <p>使用済燃料プールの冷却機能もしくは注水機能の喪失時または使用済燃料プールの小規模な漏えい発生時</p> <p>1. 燃料プール代替注水</p> <p>発電課長および発電所対策本部は、残留熱除去系（燃料プール水の冷却）および燃料プール冷却浄化系の有する冷却機能が喪失した場合、残留熱除去系ポンプによる使用済燃料プールへの補給機能が喪失した場合または使用済燃料プールの小規模な水の漏えいにより使用済燃料プールの水位が低下した場合は、以下の手段により使用済燃料プールへ注水する。</p> <p>なお、大容量送水ポンプ（タイプ1）による使用済燃料プールへの注水は、海を水源として利用できる。</p> <p>① 代替淡水源（淡水貯水槽（No.1）および淡水貯水槽（No.2））を水源として、大容量送水ポンプ（タイプ1）により燃料プール代替注水系（常設配管）から注水する。</p> <p>〔手順着手の判断基準〕</p> <p>以下のいずれかの状況に至った場合。</p> <ul style="list-style-type: none"> 燃料プール水位低警報または燃料プール温度高警報が発生した場合。 使用済燃料プールの冷却機能または注水機能が喪失し、復旧が見込まない場合。 <p>② 大容量送水ポンプ（タイプ1）により燃料プール代替注水系（常設配管）から注水できない場合、代替淡水源（淡水貯水槽（No.1）および淡水貯水槽（No.2））を水源として、大容量送水ポンプ（タイプ1）により燃料プール代替注水系（可搬型）から注水する。</p> <p>〔手順着手の判断基準〕</p> <p>以下のいずれかの状況に至り、燃料プール代替注水系（常設配管）による使用済燃料プールへの注水ができない場合。ただし、燃料取扱床へアクセスできる場合。</p> <ul style="list-style-type: none"> 燃料プール水位低警報または燃料プール温度高警報が発生した場合。 使用済燃料プールの冷却機能または注水機能が喪失し、復旧が見込まない場合。 	<p>・女川では、①燃料プール代替注水系（常設配管）からの注水と②燃料プール代替注水系（可搬型）からの注水を分けて記載。</p>
		<p>・運用の相違（女川では原子炉建屋原子炉棟3階の燃料取扱床までホースを</p>

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）	女川2号炉案	差異理由
<p>2. 漏えい抑制</p> <p>当直副長は、使用済燃料プールに接続する配管の破断等により、使用済燃料プールディフューザ配管からサイフォン現象により使用済燃料プール水の漏えいが発生した場合は、ディフューザ配管上部に設けたサイフォンブレイク孔により漏えいが停止したことを確認する。</p> <p>さらに、現場で手動弁により隔離操作を実施する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準 燃料プール水位低警報が発生した場合。</p>	<p>2. 漏えい抑制</p> <p>発電課長は、使用済燃料プールに接続する配管の破断等により、燃料プール冷却浄化系戻り配管からサイフォン現象により使用済燃料プール水の漏えいが発生した場合は、燃料プール冷却浄化系戻り配管上部に設けたサイフォンブレイク孔により漏えいが停止したことを確認する。</p> <p>1. 燃料プールのスブレイ</p> <p>使用済燃料プールからの大量の水の漏えい発生時</p> <p>1. 燃料プールのスブレイ</p> <p>発電課長および発電所対策本部は、使用済燃料プールからの大量の水の漏えい発生により使用済燃料プールの水位が異常に低下した場合は、以下の手段により使用済燃料プール内の燃料体等に直接スブレイする。</p> <p>なお、大容量送水ポンプ（タイプ1）による使用済燃料プールへのスブレイは、海を水源として利用できる。</p> <p>① 代替淡水源（淡水貯水槽（No.1）および淡水貯水槽（No.2））を水源として、大容量送水ポンプ（タイプ1）により燃料プールのスブレイ系（常設配管）からスブレイする。</p> <p>〔手順着手の判断基準〕</p> <p>使用済燃料プールの水位が水位低警報レベルまで低下し、さらに以下のいずれかの状況に至った場合。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・使用済燃料プールへの注水を行っても水位低下が継続する場合。 ・使用済燃料プールの水位が、使用済燃料貯蔵ラック上端+6,000mmを下回ったことを使用済燃料プール水位/温度計にて確認した場合。 <p>② 大容量送水ポンプ（タイプ1）により燃料プールのスブレイ系（常設配管）からスブレイできない場合、代替淡水源（淡水貯水槽（No.1）および淡水貯水槽（No.2））を水源として、大容量送水ポンプ（タイプ1）により燃料プールのスブレイ系（可搬型）からスブレイする。</p> <p>〔手順着手の判断基準〕</p> <p>使用済燃料プールの水位が水位低警報レベルまで低下し、さらに以下のいずれかの状況に至り、燃料プールのスブレイ系（常設配管）による使用済燃料プールへのスブレイ</p>	<p>差異理由</p> <p>ひくため、アグセスが必要。） TS-10 1558, 1559 ページ参照</p> <p>・設備、運用の相違（柏崎では、現場での手動弁による隔離操作があるため、この手順に着手するための判断基準を記載。）</p> <p>・女川では、①燃料プールのスブレイ系（常設配管）からスブレイと②燃料プールのスブレイ系（可搬型）からのスブレイを分けて記載。</p>
<p>1. 燃料プールのスブレイ</p> <p>当直副長及び緊急時対策本部は、使用済燃料プールからの大量の水の漏えい等により使用済燃料プールの水位が異常に低下した場合は、防火水槽又は淡水貯水池を水源として、燃料プール代替注水系により常設スブレイヘッド又は可搬型スブレイヘッドから使用済燃料プール内の燃料体等に直接スブレイする。</p> <p>なお、燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへのスブレイは、海を水源として利用できる。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準</p> <p>使用済燃料プールの水位が水位低警報レベルまで低下し、更に以下のいずれかの状況に至った場合。</p> <p>常設スブレイヘッドを使用した使用済燃料プールへのスブレイができないう場合は可搬型スブレイヘッドを使用したスブレイとする。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・使用済燃料プールへの注水を行っても水位低下が継続する場合。 ・使用済燃料貯蔵ラック上端+6000mmを下回る水位低下を使用済燃料貯蔵プール水位計・温度計にて確認した場合。 	<p>1. 燃料プールのスブレイ</p> <p>発電課長および発電所対策本部は、使用済燃料プールからの大量の水の漏えい発生により使用済燃料プールの水位が異常に低下した場合は、以下の手段により使用済燃料プール内の燃料体等に直接スブレイする。</p> <p>なお、大容量送水ポンプ（タイプ1）による使用済燃料プールへのスブレイは、海を水源として利用できる。</p> <p>① 代替淡水源（淡水貯水槽（No.1）および淡水貯水槽（No.2））を水源として、大容量送水ポンプ（タイプ1）により燃料プールのスブレイ系（常設配管）からスブレイする。</p> <p>〔手順着手の判断基準〕</p> <p>使用済燃料プールの水位が水位低警報レベルまで低下し、さらに以下のいずれかの状況に至った場合。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・使用済燃料プールへの注水を行っても水位低下が継続する場合。 ・使用済燃料プールの水位が、使用済燃料貯蔵ラック上端+6,000mmを下回ったことを使用済燃料プール水位/温度計にて確認した場合。 <p>② 大容量送水ポンプ（タイプ1）により燃料プールのスブレイ系（常設配管）からスブレイできない場合、代替淡水源（淡水貯水槽（No.1）および淡水貯水槽（No.2））を水源として、大容量送水ポンプ（タイプ1）により燃料プールのスブレイ系（可搬型）からスブレイする。</p> <p>〔手順着手の判断基準〕</p> <p>使用済燃料プールの水位が水位低警報レベルまで低下し、さらに以下のいずれかの状況に至り、燃料プールのスブレイ系（常設配管）による使用済燃料プールへのスブレイ</p>	<p>差異理由</p> <p>ひくため、アグセスが必要。） TS-10 1558, 1559 ページ参照</p> <p>・設備、運用の相違（柏崎では、現場での手動弁による隔離操作があるため、この手順に着手するための判断基準を記載。）</p> <p>・女川では、①燃料プールのスブレイ系（常設配管）からスブレイと②燃料プールのスブレイ系（可搬型）からのスブレイを分けて記載。</p>

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>女川2号炉案</p>	<p>差異理由</p>
<p>2. 大気への放射性物質の拡散抑制</p> <p>緊急時対策本部は、使用済燃料プールからの大量の水の漏えい等による使用済燃料プールの水位の異常な低下により使用済燃料プール内の燃料体等が著しい損傷に至った場合は、<u>原子炉建屋放水設備により海水を原子炉建屋へ放水する。</u></p> <p>本対応手段は、表12「1.2. 発電所外への放射性物質の拡散抑制するための手順等」の大気への放射性物質の拡散抑制と同様である。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準</p> <p>表12「1.2. 発電所外への放射性物質の拡散抑制するための手順等」参照。</p> <p><u>重大事故等時の使用済燃料プールの監視</u></p> <p>1. 使用済燃料プールの監視設備による使用済燃料プールの状態監視</p> <p>当直副長は、使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失した場合、又は使用済燃料プールの漏えいが発生した場合は、使用済燃料貯蔵プール水位計・温度計（SA）、使用済燃料貯蔵プール水位計・温度計（SA広域）、使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）及び使用済燃料貯蔵プール監視カメラにより使用済燃料プールの状態を監視する。</p> <p>なお、<u>使用済燃料貯蔵プール監視カメラは、耐環境性向上のための冷気を供給すること</u>で冷却する。</p> <p>使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）等の機能が喪失している場合は、あらかじめ評価した水位/放射線量の関係により使用済燃料プールの空間線量率を推定する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準</p> <p>以下のいずれかの状況に至った場合。</p> <ul style="list-style-type: none"> 燃料プール水位低警報又は燃料プール温度高警報が発生した場合。 使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失し、復旧が見込まない場合。 	<p>がでない場合、ただし、<u>燃料取扱床へアクセスできる場合。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 使用済燃料プールへの注水を行っても水位低下が継続する場合。 使用済燃料プールの水位が、<u>使用済燃料貯蔵ラック上端+6,000mm</u>を下回ったことを使用済燃料プール水位/温度にて確認した場合。 <p>2. 大気への放射性物質の拡散抑制</p> <p>発電所対策本部は、使用済燃料プールからの大量の水の漏えい等による使用済燃料プールの水位の異常な低下により使用済燃料プール内の燃料体等が著しい損傷に至った場合は、<u>放水設備により原子炉建屋へ放水する。</u>本対応手段は、表12「1.2. 発電所外への放射性物質の拡散抑制するための手順等」の大気への放射性物質の拡散抑制と同様である。</p> <p>「手順着手の判断基準」</p> <p>表12「1.2. 発電所外への放射性物質の拡散抑制するための手順等」参照。</p> <p><u>重大事故等時における使用済燃料プールの監視</u></p> <p>1. 使用済燃料プールの監視設備による使用済燃料プールの状態監視</p> <p>発電副長は、使用済燃料プールの冷却機能もしくは注水機能が喪失または使用済燃料プールの漏えいが発生した場合は、使用済燃料プール水位/温度（ヒートサーモ）、使用済燃料貯蔵プール水位/温度（ガイドバルブ式）、使用済燃料貯蔵プール上部空間放射線モニタ（高線量、低線量）および使用済燃料貯蔵プール監視カメラにより、使用済燃料プールの状態を監視する。</p> <p>使用済燃料貯蔵プール上部空間放射線モニタ（高線量、低線量）の機能が喪失している場合は、あらかじめ評価した水位/放射線量の関係により使用済燃料プールの空間線量率を推定する。</p> <p>2. 代替電源による給電</p> <p>発電副長および発電所対策本部は、<u>全交流動力電源喪失または直流電源が喪失した状況において使用済燃料プールの状態を監視するため、所内常設蓄電池式直流電源設備、常設代替直流電源設備または可搬型代替直流電源設備から使用済燃料貯蔵プール水位/温度（ヒートサーモ）、使用済燃料貯蔵プール上部空間放射線モニタ（高線量、低線量）へ給電する。</u></p>	<p>• 運用の相違（女川では原子炉建屋原子炉棟3階の燃料取扱床までホースをひくため、アクセスが必要。） TS-10 1569 ページ参照</p> <p>• 設備の相違（女川は、カメラと冷却装置が一体構造であり、空冷装置の起動操作は不要）</p> <p>• 設備、運用の相違（柏崎では、使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置の起動操作があるため、この手順に着手するための判断基準を記載。）</p> <p>• 設備の相違（女川では、使用済燃料プールの状態を監視</p>

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

相崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)	女川2号炉案
<p>る。</p> <p>さらに、代替交流電源設備等から使用済燃料貯蔵プール監視カメラへ給電する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準 表14「1.4. 電源の確保に関する手順等」参照。</p>	<p>差異理由</p> <p>するための電源設備として、常設代替直流電源設備も使用)</p> <p>・設備の相違(女川では、使用済燃料プール水位/温度(ガイドパルス式)は交流電源より給電) TS-10 1577, 1578 ページ参照</p>
<p>使用済燃料プールから発生する水蒸気による悪影響防止</p> <p>1. 燃料プール冷却浄化系による使用済燃料プールの除熱</p> <p>当直副長は、燃料プール冷却浄化系が全交流動力電源喪失により起動できず、使用済燃料プールから発生する水蒸気が重大事故等対処設備に悪影響を及ぼす可能性がある場合は、常設代替交流電源設備等を用いて非常用所内電気設備へ給電することにより燃料プール冷却浄化系の電源を確保し、原子炉補機冷却水系又は代替原子炉補機冷却系により冷却水を確保することで燃料プール冷却浄化系を起動し、使用済燃料プールを除熱する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準</p> <p>全交流動力電源喪失時、常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備により非常用高圧母線C系及びD系の受電が完了し、燃料プール冷却浄化系が使用可能な状態※1である場合。</p> <p>※1：設備に異常がなく、電源、水源(スキマサージタンク)及び原子炉補機冷却水系又は代替原子炉補機冷却系による補機冷却水が確保されている状態。</p>	<p>使用済燃料プールから発生する水蒸気による悪影響の防止</p> <p>燃料プール冷却浄化系による使用済燃料プールの除熱</p> <p>発電課長は、燃料プール冷却浄化系が全交流動力電源喪失および原子炉補機冷却水系(原子炉補機冷却海水系を含む)の機能喪失により起動できず、使用済燃料プールから発生する水蒸気が重大事故等対処設備に悪影響を及ぼす可能性がある場合は、常設代替交流電源設備等により燃料プール冷却浄化系の電源を確保し、<u>原子炉補機代替冷却水系</u>により冷却水を確保することで燃料プール冷却浄化系を起動し、使用済燃料プールを除熱する。</p> <p>[手順着手の判断基準]</p> <p>全交流動力電源喪失および原子炉補機冷却水系の機能喪失時、常設代替交流電源設備または可搬型代替交流電源設備により非常用高圧母線の受電が完了し、<u>原子炉補機代替冷却水系</u>および燃料プール冷却浄化系が使用可能な状態※である場合。</p> <p>※：設備に異常がなく、電源、水源(スキマサージタンク)および原子炉補機代替冷却水系による補機冷却水が確保されている状態。</p>
<p>重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>使用済燃料プールの冷却機能が喪失した場合、又は使用済燃料プールの水位が低下した場合は、その程度によらず、可搬型代替注水ポンプ(A-1級)及び(A-2級)により使用済燃料プールへ注水又はスプレイが可能となるよう準備し、可搬型代替注水ポンプ(A-1級)を優先して使用する。</p> <p>また、可搬型代替注水ポンプにより使用済燃料プールへ注水又はスプレイする場合は、常設スプレイヘッドを優先して使用し、常設スプレイヘッドが使用できない場合は、可搬型スプレイヘッドを使用する。</p> <p>全交流動力電源の喪失により燃料プール冷却浄化系による使用済燃料プールの除熱ができず、使用済燃料プールから発生する水蒸気が重大事故等対処設備に悪影響を及ぼす可能性がある場合は、常設代替交流電源設備等を用いて燃料プール冷却浄化系の電源を確保し、<u>原子炉補機冷却水系</u>又は代替原子炉補機冷却系により冷却水を確保するとともに燃料プール代替注水により水源を確保し、燃料プール冷却浄化系により使用済燃料プールを除熱する。</p>	<p>重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>使用済燃料プールの冷却機能が喪失した場合は使用済燃料プールの水位が低下した場合は、その程度によらず、<u>大容量送水ポンプ(タイプI)</u>により使用済燃料プールへ注水またはスプレイ可能となるよう準備する。</p> <p>また、<u>大容量送水ポンプ(タイプI)</u>により使用済燃料プールへ注水またはスプレイする場合は、<u>常設配管</u>を優先して使用し、<u>常設配管</u>が使用できない場合は、<u>可搬型</u>を使用する。</p> <p>全交流動力電源の喪失および原子炉補機冷却水系(原子炉補機冷却海水系を含む)の機能喪失により燃料プール冷却浄化系による使用済燃料プールの除熱ができず、使用済燃料プールから発生する水蒸気が重大事故等対処設備に悪影響を及ぼす可能性がある場合は、常設代替交流電源設備等を用いて燃料プール冷却浄化系の電源を確保し、<u>原子炉補機代替冷却水系</u>により冷却水を確保するとともに燃料プール代替注水により水源を確保し、燃料プール冷却浄化系により使用済燃料プールを除熱する。</p>

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 下線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）	女川2号炉案	差異理由
<p>作業性 燃料プールの代替注水系で使用する可搬型代替注水ポンプ（A-1級）及び（A-2級）のホースの接続は、汎用の結合金具を使用し、容易に操作できるように十分な作業スペースを確保する。</p> <p>燃料補給 表14「14. 電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。</p>	<p>作業性 燃料プールの代替注水系（常設配管）、燃料プールの代替注水系（可搬型）、燃料プールの代替注水系（常設配管）および燃料プールの代替注水系（可搬型）で使用する大容量送水ポンプ（タイプ1）のホース接続は、汎用の結合金具を使用し、容易に操作できるように十分な作業スペースを確保する。</p> <p>燃料補給 表14「14. 電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。</p>	<p>喪失した場合を想定して記載</p>

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

<p>表 1.2 柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>表 1.2 女川2号炉案</p>	<p>操作手順 1.2. 発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等</p> <p>方針目的 炉心の著しい損傷及び格納容器の破損又は使用済燃料プール内燃料体等の著しい損傷に至った場合において、大気への放射性物質の拡散抑制、海洋への放射性物質の拡散抑制により発電所外への放射性物質の拡散を抑制することを目的とする。 また、原子炉建屋周辺における航空機衝突による航空機燃料火災が発生した場合において、航空機燃料火災への泡消火により火災に対応することを目的とする。</p> <p>対応手段等 <u>炉心の著しい損傷及び格納容器の破損又は使用済燃料プール内燃料体等の著しい損傷</u> 1. 大気への放射性物質の拡散抑制 緊急時対策本部は、炉心損傷を判断した場合においてあらゆる注水手段を講じても原子炉压力容器への注水が確認できない場合、使用済燃料プール水位が低下した場合においてあらゆる注水手段を講じても水位低下が継続する場合、又は大型航空機の衝突等、原子炉建屋で大きな損傷を確認した場合、海を水源として、大容量送水車（原子炉建屋放水設備用）及び放水砲により放水準備を開始する。その後、格納容器の破損のおそれがある場合、格納容器からの異常な漏えいにより格納容器圧力逃がし装置で格納容器の減圧及び除熱を行っているものの、原子炉建屋トップベントを開放する場合、使用済燃料プールへのスプレイが出来ない場合、又は、プラントの異常によりモニタリングホストの指示がオーダレベルで上昇した場合は、原子炉建屋に海水を放水する。 (1) 手順着手の判断基準 以下のいずれかが該当する場合とする。 ・炉心損傷を判断した場合※1において、あらゆる注水手段を講じても原子炉への注水が確認できない場合。 ・使用済燃料プール水位が低下した場合において、あらゆる注水手段を講じても水位低下が継続する場合。 ・大型航空機の衝突等、原子炉建屋の外観で大きな損傷を確認した場合。 ※1：格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）で格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事象相当のガンマ線線量率の1.0倍を超えた場合、又は格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。</p> <p>2. 海洋への放射性物質の拡散抑制 緊急時対策本部は、大容量送水車（原子炉建屋放水設備用）及び放水砲により原子炉建屋へ海水を放水する場合は、放射性物質を含む汚染水が発生するため、以下の手段により海洋への放射性物質の拡散を抑制する。 (2) 小型船舶（汚濁防止膜設置用）を用いて取水口3箇所、放水口1箇所の合計4箇所に汚濁防止膜を設置する。設置にあたっては、放水した汚染水が海洋に流れ込むルートにある放水口1箇所を優先する。</p>	<p>操作手順 1.2. 発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等</p> <p>方針目的 炉心の著しい損傷および原子炉格納容器の破損または使用済燃料プール内の燃料体等の著しい損傷に至った場合において、大気への放射性物質の拡散抑制および海洋への放射性物質の拡散抑制により発電所外への放射性物質の拡散を抑制することを目的とする。 また、原子炉建屋周辺における航空機衝突による航空機燃料火災が発生した場合において、航空機燃料火災への泡消火により火災に対応することを目的とする。</p> <p>対応手段等 <u>炉心の著しい損傷および原子炉格納容器の破損または使用済燃料プール内燃料体等の著しい損傷</u> 1. 大気への放射性物質の拡散抑制 発電時対策本部は、炉心損傷を判断した場合においてあらゆる注水手段を講じても原子炉压力容器への注水が確認できない場合、使用済燃料プール水位が低下した場合においてあらゆる注水手段を講じても水位低下が継続する場合、又は大型航空機の衝突等、原子炉建屋の外観で大きな損傷を確認した場合、海を水源として、大容量送水ポンプ（タイプII）および放水砲による放水準備を開始する。その後、原子炉格納容器の破損のおそれがある場合、原子炉格納容器からの異常な漏えいにより原子炉建屋ベント設備を開放する場合、原子炉格納容器の減圧および除熱を行っているものの、原子炉建屋ベント設備を開放する場合、使用済燃料プールのスプレイができない場合またはプラントの異常によりモニタリング設備の指示がオーダレベルで上昇した場合は、原子炉建屋に海水を放水する。 【手順着手の判断基準】 以下のいずれかが該当する場合とする。 ・炉心損傷を判断した場合※において、あらゆる注水手段を講じても原子炉への注水が確認できない場合 ・使用済燃料プール水位が低下した場合において、あらゆる注水手段を講じても水位低下が継続する場合 ・大型航空機の衝突等、原子炉建屋の外観で大きな損傷を確認した場合 ※：格納容器内雰囲気放射線モニタで原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事象相当のガンマ線線量率の1.0倍を超えた場合または格納容器内雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。</p> <p>2. 海洋への放射性物質の拡散抑制 発電所対策本部は、大容量送水ポンプ（タイプII）および放水砲により原子炉建屋へ海水を放水する場合は、放射性物質を含む汚染水が発生するため、南側排水路排水機、タービン補機放水ピット、北側排水路排水機および取水口の合計4箇所にシルトフエンスを設置することで、海洋への放射性物質の拡散を抑制する。 設置にあたっては、放水した汚染水が直接流れ込む南側排水路排水機およびタービン補機放水ピットの2箇所を優先する。</p>	<p>差異理由</p> <p>・設備の相違（柏崎：汚濁防止膜を小型船舶により設置、女川：陸上からの</p>
--	----------------------------------	---	---	---

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)	女川2号炉案	差異理由
<p>a. 手順着手の判断基準 放射性物質吸着材の設置作業が完了した後において、汚濁防止膜の設置が可能な状況 (大津波警報、津波警報が出ていない又は解除された等) である場合。</p> <p>(1) 防潮堤内側の合計6箇所¹に放射性物質吸着材を設置する。設置にあたっては、放水した汚染水が流れ込む7号炉近傍の構内雨水排水路の集水桝を優先する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 大容量送水車 (原子炉建屋放水設備用)、放水砲による大気への放射性物質の拡散抑制を行う手順の着手を判断した場合。</p>	<p>〔手順着手の判断基準〕 放水設備 (大気への拡散抑制設備) による大気への放射性物質の拡散抑制を行う手順の着手を判断した場合。</p>	<p>作業で設置可能なため小型船舶は配備不要) ・設備の相違 (女川は、放水砲による放水開始前にシルトフェンスを設置することで海洋への放射性物質の拡散抑制対策が可能のため、放射性物質吸着材は自主対策設備と位置付ける。) TS-10 1591 ページ参照</p>
<p>航空機燃料火災への泡消火 緊急時対策本部は、原子炉建屋周辺における航空機衝突による航空機燃料火災が発生した場合は、海を水源として、大容量送水車 (原子炉建屋放水設備用)、放水砲、泡原液搬送車及び泡原液混合装置により、泡消火を実施する。 (1) 手順着手の判断基準 航空機燃料火災が発生した場合。</p>	<p>航空機燃料火災への泡消火 発電所対策本部は、原子炉建屋周辺における航空機衝突による航空機燃料火災が発生した場合は、海を水源として、大容量送水ポンプ (タイプII)、放水砲および泡消火薬剤混合装置により、泡消火を実施する。 〔手順着手の判断基準〕 航空機燃料火災が発生した場合。</p>	
<p>操作性 放水砲は風向き等の天候状況及びアークセクス状況に応じて、最も効果的な方角から原子炉建屋の破損口等、放射性物質の放出箇所に向けて放水する。 放水砲による放水は、噴射ノズルを調整することで放水形状を直線状又は噴霧状に調整でき、放水形状は、直線状とするとより遠くまで放水できるが、噴霧状とすると直線状よりも放射性物質の拡散抑制効果が期待できることから、なるべく噴霧状を使用する。</p>	<p>操作性 放水砲は風向き等の天候状況およびアークセクス状況に応じて、最も効果的な方角から原子炉建屋の破損口等、放射性物質の放出箇所に向けて放水する。 放水砲による放水は、噴射ノズルを調整することで放水形状を直線状または噴霧状に調整でき、放水形状は、直線状とするとより遠くまで放水できるが、噴霧状とすると直線状よりも放射性物質の拡散抑制効果が期待できることから、なるべく噴霧状を使用する。</p>	
<p>作業性 大容量送水車 (原子炉建屋放水設備用) 及び放水砲の準備にあたり、プラント状況や周辺の現場状況、ホースの敷設時間等を考慮し、複数あるホース敷設ルートから作業時間が短くなるよう適切なルートを選択する。 ホース等の取り付けは、速やかに作業ができるように大容量送水車 (原子炉建屋放水設備用) の保管場所に使用工具及びホースを配備する。</p>	<p>作業性 大容量送水ポンプ (タイプII) および放水砲の準備にあたり、プラント状況や周辺の現場状況、ホースの敷設時間等を考慮し、複数あるホース敷設ルートから作業時間が短くなるよう適切なルートを選択する。 ホース等の取り付けは、速やかに作業ができるように大容量送水ポンプ (タイプII) の保管場所に使用工具およびホースを配備する。</p>	
<p>燃料補給 表14「14. 電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。</p>	<p>燃料補給 表14「14. 電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。</p>	

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

<p>表 1.3 操作手順 1.3. 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等 方針目的</p>	<p>表 1.3 操作手順 1.3. 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等 方針目的</p>	<p>設計基準事故の収束に必要な水源であるサブレーションプール及び復水貯蔵槽とは別に、重大事故等の収束に必要な水源として、ほう酸水貯蔵タンク等を確保することを目的とする。さらに、代替淡水源として防火水槽及び淡水貯水池を確保するとともに、海を水源として確保することを目的とする。</p> <p>設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備に対して、重大事故等の収束に必要な十分な量の水を供給するため、復水貯蔵槽、サブレーションプール、防火水槽、淡水貯水池、海及びほう酸水貯蔵タンクを水源とした対応手段、並びに復水貯蔵槽、防火水槽等へ水を補給することを目的とする。</p> <p>対応手段等 <u>水源を利用した対応手段</u> 1. 復水貯蔵槽を水源とした対応手段 当直副長は、サブレーションプールを水源として利用できない場合は、復水貯蔵槽を水源として、以下の手段により対応する。 (1) 重大事故等対処設備 (設計基準拡張) である原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系により原子炉圧力容器へ注水する。 a. 手順着手の判断基準 表 2 「2. 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等」と同様である。 (2) 原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧時に、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の故障等により原子炉の冷却ができない場合は、高圧代替注水系により原子炉圧力容器へ注水する。 a. 手順着手の判断基準 表 2 「2. 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等」又は表 8 「8. 格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」と同様である。 (3) 原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧時において、残留熱除去系 (低圧注水系) の故障等により原子炉の冷却ができない場合は、低圧代替注水系 (常設) により原子炉圧力容器へ注水する。 a. 手順着手の判断基準 表 4 「4. 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に原子炉を冷却するための手順等」又は表 8 「8. 格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」と同様である。 (4) 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) の故障等により格納容器内の冷却ができない場合は、代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) により格納容器内へスプレイする。 a. 手順着手の判断基準 表 6 「6. 格納容器内の冷却等のための手順等」と同様である。</p>	<p>女川2号炉案 差異理由</p>
<p>表 1.3 操作手順 1.3. 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等 方針目的</p>	<p>設計基準事故の収束に必要な水源であるサブレーションプール及び復水貯蔵タンクとは別に、重大事故等の収束に必要な水源として、ほう酸水注入系貯蔵タンク等を確保することを目的とする。さらに、代替淡水源として淡水貯水槽 (No.1) および淡水貯水槽 (No.2) を確保するとともに、海を水源として確保することを目的とする。</p> <p>設計基準事故対処設備および重大事故等対処設備に対して、重大事故等の収束に必要な十分な量の水を供給するため、復水貯蔵タンク、サブレーションチェンバ、淡水貯水槽 (No.1)、淡水貯水槽 (No.2)、海およびほう酸水注入系貯蔵タンクを水源として対応し、ならびに復水貯蔵タンク、淡水貯水槽 (No.1) および淡水貯水槽 (No.2) への水の補給を行うことを目的とする。</p> <p>対応手段等 <u>水源を利用した対応手順</u> 1. 復水貯蔵タンクを水源とした対応手段 発電課長は、サブレーションチェンバを水源として利用できない場合は、復水貯蔵タンクを水源として、以下の手段により対応する。 (1) 重大事故等対処設備 (設計基準拡張) である原子炉隔離時冷却系または高圧炉心スプレイ系により原子炉圧力容器へ注水する。 <u>手順着手の判断基準</u> 表 2 「2. 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等」と同様である。 (2) 原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧時に、原子炉隔離時冷却系および高圧炉心スプレイ系の故障等により原子炉の冷却ができない場合は、高圧代替注水系により原子炉圧力容器へ注水する。 <u>手順着手の判断基準</u> 表 2 「2. 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等」または表 8 「8. 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」と同様である。 (3) 原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧時において、残留熱除去系 (低圧注水モード) および低圧炉心スプレイ系の故障等により原子炉の冷却ができない場合は、低圧代替注水系 (常設) (復水移送ポンプ) または低圧代替注水系 (常設) (直流駆動低圧注水系ポンプ) により原子炉圧力容器へ注水する。 <u>手順着手の判断基準</u> 表 4 「4. 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に原子炉を冷却するための手順等」または表 8 「8. 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」と同様である。 (4) 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード) の故障等により原子炉格納容器内の冷却ができない場合は、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (常設) により原子炉格納容器内へスプレイする。 <u>手順着手の判断基準</u> 表 6 「6. 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」と同様である。</p>	<p>女川2号炉案 差異理由</p>	

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

相崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)	女川2号炉案	差異理由
<p>(5) 格納容器的下部に落下した溶融炉心を冷却するため、格納容器下部注水系 (常設) により格納容器下部へ注水する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>表8「8. 格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」と同様である。</p> <p>2. サプレッションプールを水源とした対応手段</p> <p>当直副長及び緊急時対策本部は、復水貯蔵槽を水源として利用できない場合は、サブプレッションプールを水源として、以下の手段により対応する。</p> <p>(1) 重大事故等対処設備 (設計基準拡張) である原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系及び残留熱除去系 (低圧注水系)により原子炉圧力容器へ注水する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>表2「2. 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等」又は表4「4. 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に原子炉を冷却するための手順等」と同様である。</p> <p>(2) 重大事故等対処設備 (設計基準拡張) である残留熱除去系 (格納容器スプレイレイ冷却系及びサブプレッションプール冷却系)により格納容器内を冷却する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>表6「6. 格納容器内の冷却等のための手順等」と同様である。</p> <p>(3) 格納容器の破損を防止するため、代替循環冷却系により原子炉圧力容器及び格納容器内を冷却する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>表7「7. 格納容器の過圧破損を防止するための手順等」と同様である。</p>	<p>(5) 原子炉格納容器の下部に落下した溶融炉心を冷却するため、原子炉格納容器下部注水系 (常設) (復水移送ポンプ) または原子炉格納容器代替スプレイレイ冷却系 (常設) により原子炉格納容器下部へ注水する。</p> <p>〔手順着手の判断基準〕</p> <p>表8「8. 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」と同様である。</p> <p>2. サプレッションプールを水源とした対応手段</p> <p>発電課長は、復水貯蔵タンクを水源として利用できない場合は、サブプレッションエンバを水源として、以下の手段により対応する。</p> <p>(1) 重大事故等対処設備 (設計基準拡張) である高圧炉心スプレイレイ系、残留熱除去系 (低圧注水モード) および低圧炉心スプレイレイ系により原子炉圧力容器へ注水する。</p> <p>〔手順着手の判断基準〕</p> <p>表2「2. 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等」または表4「4. 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に原子炉を冷却するための手順等」と同様である。</p> <p>(2) 重大事故等対処設備 (設計基準拡張) である残留熱除去系 (格納容器スプレイレイ冷却モード)により原子炉格納容器内を冷却する。</p> <p>〔手順着手の判断基準〕</p> <p>表6「6. 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」と同様である。</p> <p>(3) 重大事故等対処設備 (設計基準拡張) である残留熱除去系 (サブプレッションプール冷却モード)によりサブプレッションプールを冷却する。</p> <p>〔手順着手の判断基準〕</p> <p>表6「6. 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」と同様である。</p> <p>(4) 残存溶融炉心の冷却および原子炉格納容器の破損を防止するため、代替循環冷却系により原子炉圧力容器への注水および原子炉格納容器内を冷却する。</p> <p>〔手順着手の判断基準〕</p> <p>表4「4. 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に原子炉を冷却するための手順等」、表7「7. 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」または表8「8. 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」と同様である。</p> <p>(5) 原子炉格納容器の下部に落下した溶融炉心を冷却するため、代替循環冷却系または原子炉格納容器下部注水系 (常設) (代替循環冷却ポンプ) により原子炉格納容器下部へ注水する。</p> <p>〔手順着手の判断基準〕</p> <p>表8「8. 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」と同様である。</p>	<p>・設備の相違 (女川では原子炉格納容器代替スプレイレイ冷却系 (常設) により残存原子炉格納容器下部へ注水が可能ない設計。)</p> <p>・運用の相違 (女川では対応手段は発電課長で対応可能)</p> <p>・女川のECCSには低圧炉心スプレイレイ系がある (ABWRとBWR-5のECCS構成の相違)。また、女川のRCICは水源切り替えを実施しないうえにサブプレッションエンバを水源とする設備としていない。</p> <p>・記載表現の相違 (女川では格納容器スプレイレイ冷却モードとサブプレッションプール冷却モードを分けて記載)</p>
<p>(5) 格納容器の下部に落下した溶融炉心を冷却するため、格納容器下部注水系 (常設) により格納容器下部へ注水する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>表8「8. 格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」と同様である。</p> <p>2. サプレッションプールを水源とした対応手段</p> <p>当直副長及び緊急時対策本部は、復水貯蔵槽を水源として利用できない場合は、サブプレッションプールを水源として、以下の手段により対応する。</p> <p>(1) 重大事故等対処設備 (設計基準拡張) である原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系及び残留熱除去系 (低圧注水系)により原子炉圧力容器へ注水する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>表2「2. 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等」又は表4「4. 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に原子炉を冷却するための手順等」と同様である。</p> <p>(2) 重大事故等対処設備 (設計基準拡張) である残留熱除去系 (格納容器スプレイレイ冷却系及びサブプレッションプール冷却系)により格納容器内を冷却する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>表6「6. 格納容器内の冷却等のための手順等」と同様である。</p> <p>(3) 格納容器の破損を防止するため、代替循環冷却系により原子炉圧力容器及び格納容器内を冷却する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>表7「7. 格納容器の過圧破損を防止するための手順等」と同様である。</p>	<p>(5) 設備の相違 (女川では代替循環冷却系はポンプにより残存溶融炉心の冷却が可能ない設計。)</p> <p>・設備の相違 (女川では代替循環冷却ポンプにより残存溶融炉心の冷却が可能ない設計。)</p> <p>・設備の相違 (女川では代替循環冷却ポンプにより残存溶融炉心の冷却が可能ない設計。)</p>	<p>・設備の相違 (女川では代替循環冷却ポンプにより残存溶融炉心の冷却が可能ない設計。)</p>

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）	女川2号炉案	差異理由
<p>3. 防火水槽を水源とした対応手段 当直副長及び緊急時対策本部は、復水貯蔵槽及びサブプレシジョンポンプを水源として利用できない場合は、防火水槽を水源として、以下の手段により対応する。</p> <p>(1) 低圧代替注水系（可搬型）により原子炉圧力容器へ注水する。 a. 手順着手の判断基準 表4「4. 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に原子炉を冷却するための手順等」又は表8「8. 格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」と同様である。</p> <p>(2) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により格納容器内へスプレイする。 a. 手順着手の判断基準 表6「6. 格納容器内の冷却等のための手順等」と同様である。</p> <p>(3) 格納容器下部注水系（可搬型）により格納容器下部へ注水する。 a. 手順着手の判断基準 表8「8. 格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」と同様である。</p> <p>(4) 燃料プール代替注水系により使用済燃料プールへ注水及びスプレイする。 a. 手順着手の判断基準 表11「11. 使用済燃料プールの冷却等のための手順等」と同様である。</p> <p>なお、防火水槽に淡水を補給できない場合は、海水を補給するか、海を水源として利用する。 格納容器圧力逃がし装置を使用した時にフィルタ装置へ水の補給が必要な場合は、防火水槽を水源として、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）により補給する。</p>	<p>3. 淡水貯水槽を水源とした対応手段 発電課長および発電所対策本部は、復水貯蔵タンクおよびサブプレシジョンポンプを水源として利用できない場合は、淡水貯水槽（No.1）および淡水貯水槽（No.2）を水源として、以下の手段により対応する。 なお、淡水貯水槽（No.1）および淡水貯水槽（No.2）が枯渇する可能性がある場合は、海水を補給するか、海を水源として利用する。原子炉格納容器フィルタメント系を使用した時にフィルタ装置への水の補給が必要な場合は、淡水貯水槽（No.1）および淡水貯水槽（No.2）を水源として、大容量送水ポンプ（タイプ1）により補給する。 (1) 低圧代替注水系（可搬型）により原子炉圧力容器へ注水する。 [手順着手の判断基準] 表4「4. 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に原子炉を冷却するための手順等」または表8「8. 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」と同様である。 (2) 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器内へスプレイする。 [手順着手の判断基準] 表6「6. 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」と同様である。 (3) 原子炉格納容器下部注水系（可搬型）または原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器下部へ注水する。 [手順着手の判断基準] 表8「8. 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」と同様である。 (4) 燃料プール代替注水系（常設配管）または燃料プール代替注水系（可搬型）により使用済燃料プールへ注水する。 [手順着手の判断基準] 表11「11. 使用済燃料プールの冷却等のための手順等」と同様である。 (5) 燃料プールスプレイ系（常設配管）または燃料プールスプレイ系（可搬型）により使用済燃料プールへ注水する。 [手順着手の判断基準] 表11「11. 使用済燃料プールの冷却等のための手順等」と同様である。</p>	<p>の冷却が可能な設計。）</p> <p>・記載位置の相違（柏崎は、本項目の最後に記載している。）</p> <p>・設備の相違（女川は原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）で原子炉格納容器下部へ注水可能な設計。）</p> <p>・記載表現の相違（女川は使用済燃料プールへ注水とスプレイを分けて記載）</p>

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

<p>柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)</p>	<p>女川2号炉案</p>	<p>差異理由</p>
<p>4. 淡水貯水池を水源とした対応手段 当直副長及び緊急時対策本部は、復水貯蔵槽、サブレッシュヨンプール及び防火水槽を水源として利用できない場合は、淡水貯水池を水源として、以下の手段により対応する。</p> <p>(1) 低圧代替注水系 (可搬型) により原子炉圧力容器へ注水する。 a. 手順着手の判断基準 表4「4. 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に原子炉を冷却するための手順等」又は表8「8. 格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」と同様である。</p> <p>(2) 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) により格納容器内へスプレイする。 a. 手順着手の判断基準 表6「6. 格納容器内の冷却等のための手順等」と同様である。 (3) 格納容器下部注水系 (可搬型) により格納容器下部へ注水する。 a. 手順着手の判断基準 表8「8. 格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」と同様である。 (4) 燃料プール代替注水系により使用済燃料プールへ注水及びスプレイする。 a. 手順着手の判断基準 表11「11. 使用済燃料プールの冷却等のための手順等」と同様である。 格納容器圧力逃がし装置を使用した時にフィルタ装置へ水を補給する際に防火水槽を水源として利用できない場合は、淡水貯水池を水源として、可搬型代替注水ポンプ (A-2級) により補給する。</p> <p>5. 海を水源とした対応手段 当直副長は、復水貯蔵槽、サブレッシュヨンプール、防火水槽及び淡水貯水池を水源として利用できない場合は、海を水源として、以下の手順により対応する。</p> <p>(1) 大容量送水車 (海水取水用) 及び低圧代替注水系 (可搬型) により原子炉圧力容器へ注水する。 a. 手順着手の判断基準 表4「4. 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に原子炉を冷却するための手順等」又は表8「8. 格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」と同様である。</p> <p>(2) 大容量送水車 (海水取水用) 及び代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) により格納容器内へスプレイする。 a. 手順着手の判断基準 表6「6. 格納容器内の冷却等のための手順等」と同様である。 (3) 大容量送水車 (海水取水用) 及び格納容器下部注水系 (可搬型) により格納容器下部へ注水する。 a. 手順着手の判断基準</p>	<p>4. 海を水源とした対応手段 発電課長および発電所対策本部は、復水貯蔵タンク、サブレッシュヨンプールおよび淡水貯水池 (No.1) および淡水貯水池 (No.2) を水源として利用できない場合は、海を水源として、以下の手段により対応する。</p> <p>(1) 低圧代替注水系 (可搬型) により原子炉圧力容器へ注水する。 [手順着手の判断基準] 表4「4. 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に原子炉を冷却するための手順等」または表8「8. 原子炉格納容器下部注水系 (可搬型) または原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (可搬型) により原子炉格納容器下部へ注水する。 [手順着手の判断基準] 表6「6. 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」と同様である。 (3) 原子炉格納容器下部注水系 (可搬型) または原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (可搬型) により原子炉格納容器下部へ注水する。 [手順着手の判断基準]</p>	<p>・設備の相違 (柏崎は防火水槽を使用した手段が取れない場合の対応として淡水貯水池から直接注水等を行う手段を整備。女川は大容量送水ポンプ (タイプ1) の水中ポンプを1台ずつ淡水貯水池 (No.1) 及び淡水貯水池 (No.2) に投入し取水するため淡水貯水池間の補給操作が不要な設計。)</p>
<p>(1) 大容量送水車 (海水取水用) 及び低圧代替注水系 (可搬型) により原子炉圧力容器へ注水する。 a. 手順着手の判断基準 表4「4. 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に原子炉を冷却するための手順等」又は表8「8. 格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」と同様である。</p> <p>(2) 大容量送水車 (海水取水用) 及び代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) により格納容器内へスプレイする。 a. 手順着手の判断基準 表6「6. 格納容器内の冷却等のための手順等」と同様である。 (3) 大容量送水車 (海水取水用) 及び格納容器下部注水系 (可搬型) により格納容器下部へ注水する。 a. 手順着手の判断基準</p>	<p>・運用の相違 (女川では本対応は発電所対策本部の対応が必要) ・設備設計の相違 (女川は取水箇所によらず大容量送水ポンプ (タイプ1) にて対応可能な設計。)</p> <p>・設備の相違 (女川は原子炉格納容器代替スプレイ冷却系</p>	<p>・設備の相違 (女川は原子炉格納容器代替スプレイ冷却系</p>

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

<p>柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)</p>	<p>女川2号炉案</p>	<p>差異理由</p>
<p>表8「8. 格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」と同様である。</p> <p>(4) 大容量送水車 (海水取水用) 及び燃料プール代替注水系により使用済燃料プールへ注水及びスプレイする。</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>表1「1.1. 使用済燃料プールの冷却等のための手順等」と同様である。</p>	<p>表8「8. 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」と同様である。</p> <p>(4) 燃料プール代替注水系 (常設配管) または燃料プール代替注水系 (可搬型) により使用済燃料プールへ注水する。</p> <p>〔手順着手の判断基準〕</p> <p>表1「1.1. 使用済燃料プールの冷却等のための手順等」と同様である。</p> <p>(5) 燃料プールスプレイ系 (常設配管) または燃料プールスプレイ系 (可搬型) により使用済燃料プールへスプレイする。</p> <p>〔手順着手の判断基準〕</p> <p>表1「1.1. 使用済燃料プールの冷却等のための手順等」と同様である。</p> <p>(6) 原子炉補機冷却水系 (原子炉補機冷却海水系を含む。) により補機冷却水を確保する。</p> <p>〔手順着手の判断基準〕</p> <p>表5「5. 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」と同様である。</p>	<p>(可搬型) で原子炉格納容器下部へ注水可能な設計。) ・記載表現の相違 (女川は使用済燃料プールへ注水とスプレイを分けて記載)</p> <p>・記載表現の相違 (女川は除熱の手段についても記載)</p>
<p>原子炉補機冷却水系の故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合は、代替原子炉補機冷却系を使用し、残留熱除去系の機器で発生した熱を最終的な熱の逃がし場である海へ輸送する。</p> <p>本対応手段は、表5「5. 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」の代替原子炉補機冷却系による除熱と同様である。</p> <p>炉心損傷を判断した場合においてあらゆる注水手段を講じて原子炉圧力容器への注水が確認できない場合、使用済燃料プール水位が低下した場合においてあらゆる注水手段を講じて水位低下が継続する場合、又は大型航空機の衝突等、原子炉建屋で大きな損傷を確認した場合は、海を水源として、大容量送水車 (原子炉建屋放水設備用) 及び放水砲により放水する。</p> <p>本対応手段は、表1「2.1.2. 発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等」の大気への放射性物質の拡散抑制と同様である。</p> <p>原子炉建屋周辺における航空機衝突による航空機燃料火災が発生した場合は、海を水源として、大容量送水車 (原子炉建屋放水設備用)、放水砲、泡原液搬送車及び泡原液混合装置により泡消火を実施する。</p> <p>本対応手段は、表1「2.1.2. 発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等」の航空機燃料火災への泡消火と同様である。</p>	<p>原子炉補機冷却水系 (原子炉補機冷却海水系を含む。) が故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合は、原子炉補機冷却水系を使用し、残留熱除去系の機器で発生した熱を最終的な熱の逃がし場である海へ輸送する。</p> <p>本対応手段は、表5「5. 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」の原子炉補機冷却水系による除熱と同様である。</p> <p>炉心の著しい損傷が発生した場合においてあらゆる注水手段を講じて原子炉圧力容器への注水が確認できない場合、使用済燃料プールの水位が低下した場合においてあらゆる注水手段を講じて水位低下が継続する場合または大型航空機の衝突等、原子炉建屋の外観で大きな損傷を確認した場合は、海を水源として、大容量送水車 (タイプII) および放水砲により放水する。</p> <p>本対応手段は、表1「2.1.2. 発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等」の大気への放射性物質の拡散抑制と同様である。</p> <p>原子炉建屋周辺における航空機衝突による航空機燃料火災が発生した場合は、海を水源として、大容量送水車 (タイプII)、放水砲および泡消火薬剤混合装置により泡消火を実施する。</p> <p>本対応手段は、表1「2.1.2. 発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等」の航空機燃料火災への泡消火と同様である。</p>	<p>5. ほう酸水貯蔵タンクを水源とした対応手段</p> <p>当直副長は、スクラム不能異常過渡事象が発生した場合は重大事故等の進展抑制や溶融炉心の格納容器下部への落下遅延・防止が必要となる場合は、ほう酸水貯蔵タンクを水源として、ほう酸水注入系により原子炉圧力容器へほう酸水を注入する。</p>
<p>(1) 手順着手の判断基準</p> <p>表1「緊急停止失敗時に原子炉を未臨界にするための手順等」、表2「2. 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等」又は表8「8. 格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」と同様である。</p>	<p>〔手順着手の判断基準〕</p> <p>表1「1. 緊急停止失敗時に原子炉を未臨界にするための手順等」、表2「2. 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等」または表8「8. 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」と同様である。</p>	<p>5. ほう酸水貯蔵タンクを水源とした対応手段</p> <p>当直副長は、スクラム不能異常過渡事象が発生した場合は重大事故等の進展抑制および溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止が必要となる場合は、ほう酸水注入系貯蔵タンクを水源として、ほう酸水注入系により原子炉圧力容器へほう酸水を注入する。</p>

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行) 女川2号炉案	差異理由
<p>水源へ水を補給するための対応手段</p> <p>1. 復水貯蔵タンクへの補給</p> <p>緊急時対策本部は、水源として復水貯蔵タンクを利用する場合は、防火水槽及び淡水貯水池の水を可搬型代替注水ポンプ (A-2級) により復水貯蔵槽へ補給する。</p> <p>また、海水を利用する場合は、防火水槽に補給した海水、大容量送水車 (海水取水用) から送水された海水を可搬型代替注水ポンプ (A-2級) により復水貯蔵槽へ補給する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準</p> <p>復水貯蔵槽を水源とした原子炉圧力容器への注水等の各種注水が開始され、以下のいずれかから補給が可能な場合。</p> <ul style="list-style-type: none"> 防火水槽に淡水又は海水が補給されている場合は防火水槽から補給する。 淡水貯水池が使用可能で、淡水貯水池から防火水槽の間にあらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合は淡水貯水池から補給する。 防火水槽及び淡水貯水池が使用できない場合は海から補給する。 <p>2. 防火水槽への補給</p> <p>緊急時対策本部は、水源として防火水槽を利用する場合は、淡水貯水池の淡水を防火水槽へ補給する。</p> <p>また、枯渇等により淡水の補給が継続できない場合は、海水を大容量送水車 (海水取水用) により防火水槽へ補給する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準</p> <p>防火水槽を水源として可搬型代替注水ポンプ (A-1級又はA-2級) による原子炉圧力容器への注水等の各種注水を行う場合で、淡水貯水池の水が枯渇するおそれがあり、可搬型</p>	<p>水源へ水を補給するための対応手段</p> <p>1. 復水貯蔵タンクへ水を補給するための対応手段</p> <p>発電所対策本部は、水源として復水貯蔵タンクを利用する場合は、淡水貯水槽 (No.1) および淡水貯水槽 (No.2) の水を大容量送水ポンプ (タイプI) により復水貯蔵タンクへ補給する。</p> <p>また、海水を利用する場合は、海水取水箇所 (取水口または海水ポンプ室) から大容量送水ポンプ (タイプII) により淡水貯水槽 (No.1) および淡水貯水槽 (No.2) へ補給した海水または大容量送水ポンプ (タイプI) により送水された海水を復水貯蔵タンクへ補給する。</p> <p>[手順着手の判断基準]</p> <p>① 淡水貯水槽を水源とした大容量送水ポンプ (タイプI) による復水貯蔵タンクへの補給</p> <p>復水貯蔵タンクへ補給が必要な場合で、淡水貯水槽を水源とした大容量送水ポンプ (タイプI) による復水貯蔵タンクへの補給が可能な場合。</p> <p>② 海を水源とした大容量送水ポンプ (タイプI) による復水貯蔵タンクへの補給</p> <p>淡水貯水槽 (No.1)、淡水貯水槽 (No.2) および淡水タンクから復水貯蔵タンクへの補給が実施できない場合で、海を水源とした大容量送水ポンプによる復水貯蔵タンクへの補給が可能な場合。</p> <p>2. 淡水貯水槽へ水を補給するための対応手段</p> <p>発電所対策本部は、水源として淡水貯水槽 (No.1) および淡水貯水槽 (No.2) を使用する場合は、大容量送水ポンプ (タイプI) の付属水中ポンプを淡水貯水槽 (No.1) および淡水貯水槽 (No.2) へ1台ずつ投入することにより、淡水貯水槽 (No.1) および淡水貯水槽 (No.2) の淡水を利用する手段がある。</p> <p>また、海水を利用する場合は、海水取水箇所 (取水口または海水ポンプ室) から大容量送水ポンプ (タイプII) により淡水貯水槽 (No.1) および淡水貯水槽 (No.2) へ補給する。</p> <p>[手順着手の判断基準]</p> <p>淡水貯水槽 (No.1) および淡水貯水槽 (No.2) を水源とした大容量送水ポンプ (タイプI) による原子炉圧力容器への注水等の各種注水/補給を実施している場合に、淡水貯水</p>
<p>設備の相違 (柏崎は防火水槽を經由して海水を補給する手段と直接補給する手段を整備。女川は淡水貯水槽經由で海水を補給する手段と直接補給する手段を整備。)</p> <p>TS-10 1731 ページ参照</p>	<p>設備の相違 (柏崎ではあらかじめ淡水貯水池から防火水槽の間にホースを敷設しているため、このホースが使用できない場合を判断基準に記載)</p> <p>運用の相違 (女川は大容量送水ポンプ (タイプI) の水中ポンプを1台ずつ淡水貯水槽 (No.1) 及び淡水貯水槽 (No.2) に投入し取水する手段を整備)</p> <p>TS-10 1745 ページ参照</p>

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)	女川2号炉案	差異理由
<p>代替注水ポンプ (A-2級) により海水を防火水槽へ補給できない場合。</p> <p>送水ルートの選択 水源から接続口までの距離により可搬型代替注水ポンプの必要台数及び設置場所、ホースの必要本数を選定し、水源と接続口の距離が最短となる組み合わせを優先して選択する。</p>	<p>槽 (No.1) および淡水貯水槽 (No.2) が枯渇するおそれがある場合。</p> <p>送水ルートの選択 水源と接続口の距離が最短となる組み合わせを優先して選定する。</p>	<p>• 運用の相違 (柏崎は取水箇所及び送水先により送水用の車両構成を変える。送水手段を整備。女川は注水用ヘツダを用いるため接続口によらず同等の手順で対応可能。)</p>
<p>切替え性 可搬型代替注水ポンプ (A-1級及びA-2級) の水源は、防火水槽 (淡水) を優先する。淡水の供給が継続できないおそれがある場合は、海水の供給に切り替えるが、防火水槽を経由することにより、供給を継続しながら淡水から海水へ切替える。</p>	<p>切替え性 大容量送水ポンプ (タイプI) の水源は、淡水貯水槽 (No.1) (淡水) および淡水貯水槽 (No.2) (淡水) を優先して使用する。淡水の供給が継続できないおそれがある場合は、海水の供給に切り替えるが、淡水貯水槽 (No.1) および淡水貯水槽 (No.2) を經由することにより、供給を中断することなく淡水から海水への切替えが可能である。 サプレッションチェンバ (内部水源) を水源として使用できない場合、復水貯蔵タンク (外部水源) から注水するが、サプレッションチェンバ (内部水源) が使用可能となった場合は、外部水源から切り替える。</p>	<p>• 運用の相違 (女川は雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) で想定される事故対応では、外部水源から内部水源に切り替える。) TS-10 1749, 1750 ページ参照</p>
<p>成立性 海水取水時には、ホース先端にストレーナを取り付け、海面より低く着底しない位置に取水部分を固定することにより、ホースへの異物の混入を防止する。</p>	<p>成立性 海水取水時には、大容量送水ポンプ (タイプI) および大容量送水ポンプ (タイプII) 付属水中ポンプの吸込部にはストレーナを設置し異物の混入を防止する。</p>	<p>• 設備の相違によるストレーナの設置位置の相違 TS-10 1749 ページ参照</p>
<p>作業性 復水貯蔵槽への補給、可搬型代替注水ポンプによる送水で使用可能な可搬型代替注水ポンプ (A-1級) 及び (A-2級) のホースの接続は、汎用の結合金具を使用し、容易に操作できるように十分な作業スペースを確保する。</p>	<p>作業性 復水貯蔵タンクまたは淡水貯水槽 (No.1) および淡水貯水槽 (No.2) への補給で使用する大容量送水ポンプ (タイプI) または大容量送水ポンプ (タイプII) のホース敷設等はホース延長回収車を使用し、ホースの接続は汎用の結合金具を使用し容易に操作できるよう十分な作業スペースを確保する。</p>	<p>• 設備の相違 (女川はホースの敷設及び注水用ヘツダの運搬にホース延長回収</p>

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）	女川2号炉案	差異理由
		収車を使用する。） TS-10 1650 ペー ジ参照

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）	女川2号炉案	差異理由
表1.4	表1.4	
操作手順 1.4. 電源の確保に関する手順等	操作手順 1.4. 電源の確保に関する手順等	
方針目的 電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合において、炉心の著しい損傷、格納容器の破損、使用済燃料プール内の燃料体等の著しい損傷及び運転停止中における原子炉内の燃料体の著しい損傷を防止するため、代替交流電源設備、所内蓄電式直流電源設備、可搬型直流電源設備及び代替所内電気設備により必要な電力を確保することを目的とする。 また、重大事故等の対処に必要な設備を継続運転させるため、燃料補給設備により給油することを目的とする。	方針目的 電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合において、炉心の著しい損傷、格納容器の破損、使用済燃料プール内の燃料体等の著しい損傷および運転停止中における原子炉内の燃料体の著しい損傷を防止するため、必要な電力を確保するために重大事故等対処設備として、 <u>常設代替交流電源設備、可搬型代替交流電源設備、所内常設蓄電式直流電源設備、常設代替直流電源設備、可搬型代替直流電源設備および代替所内電気設備を確保することを目的とする。</u> また、重大事故等の対処に必要な設備を継続運転させるため、 <u>燃料補給設備により補給することを目的とする。</u>	* 柏崎は、所内蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備の組み合わせで24時間にわたり直流母線へ給電する設計。女川は、所内常設蓄電式直流電源設備にて24時間及び常設代替直流電源設備にて24時間にわたり直流母線へ給電できる設計としている。
対応手段等 <u>交流電源喪失時</u> 1. 代替交流電源設備による給電 当直副長及び緊急時対策本部は、全交流動力電源が喪失した場合は、以下の手段により非常用所内電気設備又は代替所内電気設備へ給電する。 (1) 常設代替交流電源設備を用いて給電する。 (2) 常設代替交流電源設備等を用いて給電できず、 号炉間電力融通により給電できない場合は、可搬型代替交流電源設備等を用いて給電する。 a. 手順着手の判断基準 外部電源及び非常用ディーゼル発電機の機能喪失により非常用高压母線C系及び非常用高压母線D系へ給電できない場合。 2. 電力融通による給電 当直副長及び緊急時対策本部は、全交流動力電源が喪失し、さらに常設代替交流電源設備等を用いて給電できない場合において、他号炉の非常用交流電源設備から給電できる場合は、以下の手段により自号炉の非常用高压母線を受電する。 (1) 号炉間電力融通ケーブル（常設）を用いて受電する。 (2) 号炉間電力融通ケーブル（常設）を用いて受電できない場合は、号炉間電力融通ケーブル（可搬型）を用いて受電する。 a. 手順着手の判断基準 当該号炉で外部電源、非常用ディーゼル発電機、第一ガスタービン発電機及び第二ガスタービン発電機による給電ができない状況において、他号炉の非常用ディーゼル発電機A系又は非常用ディーゼル発電機B系が健全で電力融通が可能な場合。	対応手段等 <u>交流電源喪失時</u> 代替交流電源設備による給電 発電課長および発電所対策本部は、全交流動力電源が喪失した場合は、以下の手段により非常用所内電気設備または代替所内電気設備へ給電する。 ① 常設代替交流電源設備を用いて給電する。 ② 常設代替交流電源設備を用いて給電できない場合は、可搬型代替交流電源設備等を用いて給電する。 〔手順着手の判断基準〕 外部電源、および非常用ディーゼル発電機（A系、B系および高圧炉心スプレイス）および高圧炉心スプレイス系ディーゼル発電機によるメタクラ2C系およびメタクラ2D系への給電ができない場合。	* 柏崎は6、7号炉の複数号炉申請であることから、号炉間電力融通による給電をSA設備と対しているのに対し、女川は2号炉のみの単独号炉申請であることかから、号炉間電力融通による給電は、自主対策設備としている。 TS-10 1754 ページ参照

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）	女川2号炉案	差異理由
<p>直流電源喪失時 代替直流電源設備による給電</p> <p>1. 代替直流電源設備による給電</p> <p>当直副長及び緊急時対策本部は、全交流動力電源が喪失した場合において、充電器を経由して直流電源設備へ給電できない場合は、以下の手段により直流電源設備へ給電する。</p> <p>(1) 代替交流電源設備等を用いて給電を開始するまでの間、所内蓄電式直流電源設備を用いて給電する。</p>	<p>直流電源喪失時 代替直流電源設備による給電</p> <p>発電機および発電所対策本部は、全交流動力電源が喪失した場合において、充電器を経由して直流電源設備へ給電できない場合は、以下の手段により直流電源設備へ給電する。</p> <p>1. 代替交流電源設備等を用いて給電を開始するまでの間、所内常設蓄電式直流電源設備および常設代替直流電源設備を用いて給電する。</p> <p>(1) 所内常設蓄電式直流電源設備による給電 〔手順着手の判断基準〕</p> <p>① 所内常設蓄電式直流電源設備による12.5V直流主母線盤2Aおよび12.5V直流主母線盤2Bへの給電の判断基準 全交流動力電源喪失により、12.5V充電器2Aおよび12.5V充電器2Bの交流入力電源の喪失が発生した場合。</p> <p>② 必要な負荷以外の切離しの判断基準 12.5V蓄電池2Aおよび12.5V蓄電池2Bから12.5V直流主母線盤2Aおよび12.5V直流主母線盤2Bへの自動給電開始から1時間以内にガスタービン発電機による給電がなく、ガスタービン発電機による12.5V充電器2Aおよび12.5V充電器2Bの交流入力電源の復旧が見込まれない場合。</p> <p>③ 12.5V充電器2A、12.5V充電器2Bの受電および中央制御室監視計器の復旧確認の判断基準 全交流動力電源喪失時に、ガスタービン発電機、号炉間電力融通ケーブルまたは電源車により、モータコントロールセンター2C系およびモータコントロールセンター2D系の受電が可能となった場合。</p>	<ul style="list-style-type: none"> 柏崎は所内蓄電式直流電源設備の一部を常設代替直流電源設備として兼用している。女川は所内常設蓄電式直流電源設備とは別に、常設代替直流電源設備を設置している。 TS-10 1772,1778
<p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>全交流動力電源喪失により、直流12.5V充電器A、直流12.5V充電器B、直流12.5V充電器C及び直流12.5V充電器Dの交流入力電源の喪失が発生した場合。</p> <p>直流12.5V蓄電池Aから直流12.5V蓄電池A-2への切替えについては、全交流動力電源喪失後、8時間以内に第一ガスタービン発電機、第二ガスタービン発電機、号炉間電力融通ケーブル若しくは電源車による給電操作が完了する見込みがない場合又は直流12.5V蓄電池Aの電圧が放電電圧の最低値を下回る可能性がある場合は、直流12.5V蓄電池A-2からAM用直流12.5V蓄電池への切替えについては、全交流動力電源喪失後、19時間以内に第一ガスタービン発電機、第二ガスタービン発電機、号炉間電力融通ケーブル若しくは電源車による給電操作が完了する見込みがない場合又は直流12.5V蓄電池A-2の電圧が放電電圧の最低値を下回る可能性がある場合は、</p> <p>直流12.5V充電器A、B、A-2、AM用直流12.5V充電器の受電及び中央制御室監視計器C系及びD系の復旧については、全交流動力電源喪失時に、第一ガスタービン発電機、第二ガスタービン発電機、号炉間電力融通ケーブル又は電源車による給電により、P/C系及びP/C系D系の受電が完了している場合。</p>	<ul style="list-style-type: none"> 柏崎は直流125V蓄電池A、直流125V蓄電池A-2及びAM用直流125V蓄電池による12.5V充電器を切り替えることで24時間直流母線へ給電する。女川は、全交流動力電源喪失から1時間以内に及び8時間以内に必要な負荷以外切離して24時間直流母線へ給電する。 柏崎は第二ガスタービン発電機を自主対策設備としている。 	

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 下線：旧条文からの変更箇所

柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)	女川2号炉案	差異理由
<p>(2) 所内蓄電式直流電源設備を用いて給電できない場合は、可搬型直流電源設備等を用いて給電する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 全交流動力電源喪失後、24時間以内に第一ガスタービン発電機、第二ガスタービン発電機、号炉間電力融通ケーブル又は電源車による給電操作が完了する見込みがない場合。</p>	<p>(2) 常設代替直流電源設備による給電 [手順着手の判断基準] ① 1.25V代替蓄電池から1.25V直流主母線盤2B-1および1.25V直流主母線盤2A-1への給電の判断基準 全交流動力電源喪失後、所内常設蓄電式直流電源設備による給電ができない場合。 ② 2.50V蓄電池から2.50V直流主母線盤への給電の判断基準 全交流動力電源喪失により、2.50V充電器の交流入力電源の喪失が発生した場合。</p> <p>2. 所内常設蓄電式直流電源設備を用いて給電できない場合は、常設代替直流電源設備および可搬型代替直流電源設備を用いて給電する。</p> <p>(1) 常設代替直流電源設備による給電 [手順着手の判断基準] 「1.(2)」に同じ。 (2) 可搬型代替直流電源設備による給電 [手順着手の判断基準] 全交流動力電源喪失後、所内常設蓄電式直流電源設備による給電ができない場合。</p>	<p>・ 柏崎は所内蓄電式直流電源設備の一部を常設代替直流電源設備として兼用している。女川は所内常設蓄電式直流電源設備とは別に、常設代替直流電源設備を設置している。 TS-10 1778</p> <p>・ 女川の125V代替蓄電池は常設代替直流電源設備と可搬型代替直流電源設備で兼用している。</p> <p>・ 女川の可搬型代替直流電源設備には、常設代替直流電源設備と兼用している125V代替蓄電池を位置づけており、電源車及び充電器による変換給電開始までの時間遅れを考慮した記載としている。そのため、常設代替直流電源設備のうち125V系と同じ判断基準としている。</p>

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)	女川2号炉案	差異理由
<p>非常用所内電気設備機能喪失時 1. 代替所内電気設備による給電 当直副長及び緊急時対策本部は、設計基準事故対処設備である非常用所内電気設備が喪失した場合は、代替所内電気設備を用いて電路を確保し、代替交流電源設備等から必要な設備へ給電する。 (1) 手順着手の判断基準 非常用所内電気設備である非常用高圧母線D系が機能喪失した場合で、第一ガスタービン発電機、第二ガスタービン発電機、号炉間電力融通ケーブル又は電源車からAM用MCCへ給電が可能な場合。</p>	<p>非常用所内電気設備機能喪失時 代替所内電気設備による給電 発電副長および発電所対策本部は、設計基準事故対処設備である非常用所内電気設備が喪失した場合は、代替所内電気設備を用いて電路を確保し、代替交流電源設備等から必要な設備へ給電する。 「手順着手の判断基準」 パワーセンター2G系およびモータコントロールセンター2G系受電準備開始の判断基準：非常用所内電気設備であるメタクラ2C系およびメタクラ2D系が同時に機能喪失した場合で、ガスタービン発電機、号炉間電力融通ケーブルまたは電源車からパワーセンター2G系およびモータコントロールセンター2G系への給電が可能な場合。</p>	<p>柏崎は第二ガスタービン発電機を自主対策設備としている。</p>
<p>重大事故等対処設備 (設計基準拡張) 当直副長は、設計基準事故対処設備並びに非常用交流電源設備並びに非常用直流電源設備C系及びD系が健全であれば、これらを重大事故等対処設備 (設計基準拡張) と位置付け、重大事故等の対処に用いる。 (1) 手順着手の判断基準 非常用交流電源設備による給電については、外部電源が喪失した場合又は非常用高圧母線の電圧がないことを確認した場合。 また、非常用直流電源設備による給電については、全交流動力電源喪失により、直流125V充電器A、直流125V充電器B、直流125V充電器C及び直流125V充電器Dの交流入力電源の喪失が発生した場合。</p>	<p>重大事故等対処設備 (設計基準拡張) 発電副長は、設計基準事故対処設備である非常用交流電源設備および非常用直流電源設備が健全であれば、これらを重大事故等対処設備 (設計基準拡張) と位置付け、重大事故等の対処に用いる。 「手順着手の判断基準」 ① 非常用交流電源設備による給電 外部電源が喪失した場合はメタクラ2C系、メタクラ2D系またはメタクラ2H系の電圧がないことを確認した場合。 ② 非常用直流電源設備による給電 全交流動力電源喪失により、125V充電器2A、125V充電器2Bおよび125V充電器2Hの交流入力電源の喪失が発生した場合。</p>	<p>柏崎は、代替交流電源設備等から給電する前の受電前準備として、非常用高圧母線の負荷の遮断器を「切」とする運用としているが、女川は、負荷の遮断器を「切」とせずに操作スイッチを「停止」又は「引ロック」とする運用としている。</p>
<p>負荷容量 有効性評価において最大負荷となる消滅熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合) を想定するシナリオにおいても、常設代替交流電源設備により必要最大負荷以上の電力を確保し、原子炉を安定状態に収束するための設備へ給電する。 重大事故等対処設備による代替手段を用いる場合、常設代替交流電源設備等の負荷容量を確認し、代替手段が使用可能であることを確認する。</p>	<p>負荷容量 重大事故等対策の有効性を確認する事故シナジェンシス等のうち必要な負荷が最大となる「蒸気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用する場合)」の対処のために必要な設備へ給電する。 重大事故等対処設備による代替手段を用いる場合、常設代替交流電源設備等の負荷容量を確認し、代替手段が使用可能であることを確認する。</p>	<p>柏崎は、代替交流電源設備等から給電する前の受電前準備として、非常用高圧母線およびモータコントロールセンターの負荷の遮断器を「切」とし、非常用高圧母線およびパワーセンターの動的負荷の自動起動防止のため、「引ロック」とする。</p>
<p>悪影響防止 代替交流電源設備等を用いて給電する場合は、受電前準備として非常用高圧母線及びAM用MCCの負荷の遮断器を「切」とし、動的機器の自動起動防止のため、コントロールスイッチを「切」又は「切保持」とする。 AM用MCCを受電する場合は、受電時の急激な負荷上昇防止のため、動的機器である復水移送ポンプのコントロールスイッチを「切保持」とする。</p>	<p>悪影響防止 代替交流電源設備等を用いて給電する場合は、受電前準備としてパワーセンターおよびモータコントロールセンターの負荷の遮断器を「切」とし、非常用高圧母線およびパワーセンターの動的負荷の自動起動防止のため、操作スイッチを「停止」または「引ロック」とする。</p>	<p>柏崎は、代替交流電源設備等から給電する前の受電前準備として、非常用高圧母線の負荷の遮断器を「切」として、高圧母線の負荷の遮断器を「切」とせずに操作スイッチを「停止」又は「引ロック」とする運用としている。</p>

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）	女川2号炉案	差異理由
<p>成立性 所内蓄電式直流電源設備から給電されている24時間以内に、代替交流電源設備又は代替所内電気設備へ十分な余裕を持って直流電源設備へ給電する。</p>	<p>成立性 所内蓄電式直流電源設備または常設代替直流電源設備から給電されている24時間以内に、代替交流電源設備等を用いて非常用所内電気設備または代替所内電気設備へ十分な余裕を持って直流電源設備へ給電する。</p>	<p>・柏崎は所内蓄電式直流電源設備の一部を常設代替直流電源設備として兼用している。女川は所内常設蓄電式直流電源設備とは別に、常設代替直流電源設備を設置している。 TS-10 1772,1778</p>
<p>作業性 可搬型照明（ヘッドライトおよび懐中電灯）の配備により、建屋内照明の消灯時における作業性を確保する。</p>	<p>作業性 可搬型照明（ヘッドライトおよび懐中電灯）の配備により、建屋内照明の消灯時における作業性を確保する。</p>	<p>・女川は非常用ディーゼル発電機及び軽油タンク使用時、可搬型設備はガスタービン発電設備軽油タンクから燃料を補給し、ガスタービン発電機及びガスタービン発電設備軽油タンク型設備は軽油タンクから燃料を補給する。</p>
<p>燃料補給 重大事故等の対処で使用する設備を必要な期間継続して運転させるため、タンクローリー等の燃料補給設備を用いて各設備の燃料が枯渇するまでに給油する。 タンクローリーの補給は、復旧が見込めない非常用ディーゼル発電機が接続されている軽油タンクの軽油を使用する。</p>	<p>燃料補給 重大事故等の対処で使用する設備を必要な期間継続して運転させるため、タンクローリー等の燃料補給設備を用いて各設備の燃料が枯渇するまでに補給する。 タンクローリーの補給は、軽油タンクまたはガスタービン発電設備用軽油タンクの軽油を使用する。</p>	<p>多くの補給対象設備が必要となる事象を想定し、重大事故等発生後7日間、それらの設備の運転継続に必要な燃料（軽油）を確保するため、軽油タンク1基あたり約110kLを6基および約170kLを1基、ガスタービン発電設備用軽油タンク1基あたり約110kLを3基とし、管理上を管理する。</p>
<p>多くの給油対象設備が必要となる事象を想定し、重大事故等発生後7日間、それらの設備の運転継続に必要な燃料（軽油）を確保するため、7号炉の軽油タンク1基あたり510kL以上を管理する。</p>	<p>多くの補給対象設備が必要となる事象を想定し、重大事故等発生後7日間、それらの設備の運転継続に必要な燃料（軽油）を確保するため、軽油タンク1基あたり約110kLを6基および約170kLを1基、ガスタービン発電設備用軽油タンク1基あたり約110kLを3基とし、管理上を管理する。</p>	<p>多くの補給対象設備が必要となる事象を想定し、重大事故等発生後7日間、それらの設備の運転継続に必要な燃料（軽油）を確保するため、軽油タンク1基あたり約110kLを6基および約170kLを1基、ガスタービン発電設備用軽油タンク1基あたり約110kLを3基とし、管理上を管理する。</p>

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

表 1 5 柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)	表 1 5 女川2号炉案	差異理由
<p>操作手順</p> <p>1.5. 事故時の計装に関する手順等</p> <p>方針目的</p> <p>重大事故等が発生し、計測機器の故障により、当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを計測することが困難となった場合において、当該パラメータを推定するために有効な情報を把握するため、計器故障時の対応、計器の計測範囲を超えた場合への対応、計器電源喪失時の対応、計測結果を記録することを目的とする。</p> <p>パラメータの選定及び分類</p> <p>重大事故等に対処するために監視することが必要となるパラメータを技術的能力に係る表1～1.5の手順着手の判断基準及び操作手順に用いるパラメータ並びに有効性評価の判断及び確認に用いるパラメータから抽出し、これを抽出パラメータとする。</p> <p>抽出パラメータのうち、炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策等を成功させるために把握することが必要な原子炉施設の状態を直接監視するパラメータを主要パラメータとする。また、計器の故障、計器の計測範囲(把握能力)の超過及び計器電源の喪失により、主要パラメータを計測することが困難となった場合において、主要パラメータの推定に必要なパラメータを代替パラメータとする。</p> <p>一方、抽出パラメータのうち、原子炉施設の状態を直接監視することはできないが、電源設備の受電状態、重大事故等対処設備の運転状態及びその他の設備の運転状態により原子炉施設の状態を補助的に監視するパラメータを補助パラメータとする。</p> <p>主要パラメータは、以下のとおり分類する。</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 重要監視パラメータ 主要パラメータのうち、耐震性、耐環境性を有し、重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器を少なくとも1つ以上有するパラメータをいう。 2. 有効監視パラメータ 主要パラメータのうち、自主対策設備の計器のみで計測されるが、計測することが困難となった場合にその代替パラメータが重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器で計測されるパラメータをいう。 <p>代替パラメータは以下のとおり分類する。</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 重要代替監視パラメータ 主要パラメータの代替パラメータを計測する計器が重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器を少なくとも1つ以上有するパラメータをいう。 2. 有効監視パラメータ(代替) 主要パラメータの代替パラメータが自主対策設備の計器のみで計測されるパラメータをいう。 	<p>操作手順</p> <p>1.5. 事故時の計装に関する手順等</p> <p>方針目的</p> <p>重大事故等が発生し、計測機器の故障等により、当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを計測することが困難となった場合に、当該パラメータを推定するために有効な情報を把握するため、計器故障時の対応、計器の計測範囲を超えた場合の対応、計器電源喪失時の対応、計測結果を記録することを目的とする。</p> <p>パラメータの選定および分類</p> <p>重大事故等に対処するために監視することが必要となるパラメータを技術的能力に係る表1～1.4の手順着手の判断基準および操作手順に用いるパラメータならびに有効性評価の判断および確認に用いるパラメータから抽出し、これを抽出パラメータとする。</p> <p>抽出パラメータのうち、炉心損傷防止対策、格納容器破損防止対策等を成功させるために把握することが必要な原子炉施設の状態を直接監視するパラメータを主要パラメータとする。また、計器の故障、計器の計測範囲(把握能力)の超過および計器電源の喪失により、主要パラメータを計測することが困難となった場合において、主要パラメータの推定に必要なパラメータを代替パラメータとする。</p> <p>一方、抽出パラメータのうち、原子炉施設の状態を直接監視することはできないが、電源設備の受電状態、重大事故等対処設備の運転状態およびその他の設備の運転状態により原子炉施設の状態を補助的に監視するパラメータを補助パラメータとする。</p> <p>主要パラメータは、以下のとおり分類する。</p> <ol style="list-style-type: none"> ① 重要監視パラメータ 主要パラメータのうち、耐震性および耐環境性を有し、重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器を少なくとも1つ以上有するパラメータをいう。 ② 有効監視パラメータ 主要パラメータのうち、自主対策設備の計器のみで計測されるが、計測することが困難となった場合にその代替パラメータが重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器で計測されるパラメータをいう。 <p>代替パラメータは、以下のとおり分類する。</p> <ol style="list-style-type: none"> ① 重要代替監視パラメータ 主要パラメータの代替パラメータを計測する計器が重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器を少なくとも1つ以上有するパラメータをいう。 ② 有効監視パラメータ(代替) 主要パラメータの代替パラメータが自主対策設備の計器のみで計測されるパラメータをいう。 	<p>・女川は技術的能力に係る審査基準1.15においても手順着手の判断基準及び操作手順に関する記載はあるが、計装設備の監視機能喪失時等における手順であるため、具体的なパラメータが抽出されるものではないと整理。</p>
<p>対応手段等</p> <p>監視機能喪失時 計器故障時</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 他チャンネルによる計測 当直副長は、主要パラメータを計測する多重化された重要計器が、計器の故障により計測することが困難となった場合において、他チャンネルの重要計器により計測できる場合は、当該計器を用いて計測を行う。 	<p>対応手段等</p> <p>監視機能喪失時 計器故障時</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 他チャンネルによる計測 発電課長および発電所対策本部は、主要パラメータを計測する多重化された重要計器が、計器の故障により計測することが困難となった場合において、他チャンネルの重要計器により計測できる場合は、当該計器を用いて計測を行う。 	<p>・女川では本対応は発電所対策本部の対応が必要なもの</p>

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）	女川2号炉案	差異理由
<p>(1) 手順着手の判断基準 原子炉施設の状態を把握するために必要な重要監視パラメータを計測する重要計器が故障した場合※1。 ※1：重要計器の指示値に、以下のような変化があった場合 ・通常時や事故時に想定される値から、大きな変動がある場合 ・複数ある計器については、それぞれの指示値の差が大きい場合 ・計器信号の喪失に伴い、指示値が計測範囲外にある場合 ・計器電源の喪失に伴い、指示値の表示が消滅した場合</p> <p>2. 代替パラメータによる推定 当直副長は、主要パラメータを計測する計器の故障により主要パラメータの監視機能が喪失した場合は、代替パラメータにより主要パラメータを推定する。 推定にあたり、使用する計器が複数ある場合は、代替パラメータと主要パラメータの関連性、検出器の種類、使用環境条件、計測される値の不確かさを考慮し、使用するパラメータの優先順位を定める。 代替パラメータによる主要パラメータの推定は、以下の方法で行う。 (1) 同一物理量（温度、圧力、水位、放射線量率、水素濃度及び中性子束）により推定。 (2) 水位を注水源若しくは注水先の水位変化又は注水量及び吐出圧力により推定。 (3) 流量を注水源又は注水先の水位変化を監視することにより推定。 (4) 除熱状態を温度、圧力、流量等の傾向監視により推定。 (5) 必要なpHが確保されていることを、フィルタ装置水位の水位変化により推定。 (6) 圧力又は温度を水の飽和状態の関係により推定。 (7) 注水量を注水先の圧力から注水特性の関係により推定。 (8) 格納容器内の水位を格納容器内圧力（ドライエル）と格納容器内圧力（サブプレッジョン・チェンバ）の差圧により推定。 (9) 未臨界状態の維持を制御棒の挿入状態により推定。 (10) 酸素濃度をあらかじめ評価したパラメータの相関関係により推定。 (11) 水素濃度を装置の作動状況により推定。 (12) エリア放射線モニタの傾向監視により格納容器バイパス事象が発生したことを推定。 (13) 格納容器への空気（酸素）の流入の有無を格納容器内圧力により推定。</p>	<p><u>〔手順着手の判断基準〕</u> <u>重大事故等に対処するために原子炉施設の状態を把握するために必要な重要監視パラメータを計測する重要計器が故障した場合※。</u> ※：重要計器の指示値に、以下のような変化があった場合 ・通常時および事故時に想定される値から、大きな変動がある場合 ・複数ある計器については、それぞれの指示値の差が大きい場合 ・計器信号の喪失に伴い、指示値が計測範囲外にある場合 ・計器電源の喪失に伴い、指示値の表示が消滅した場合</p> <p>2. 代替パラメータによる推定 発電課長および発電所対策本部は、主要パラメータを計測する計器の故障により主要パラメータの監視機能が喪失した場合は、代替パラメータにより主要パラメータを推定する。 推定にあたり、使用する計器が複数ある場合は、代替パラメータと主要パラメータの関連性、検出器の種類、使用環境条件、計測される値の不確かさを考慮し、使用するパラメータの優先順位をあらかじめ定める。 代替パラメータによる主要パラメータの推定は、以下の方法で行う。 ① 同一物理量（温度、圧力、水位、放射線量率、水素濃度および中性子束）により推定。 ② 水位を注水源若しくは注水先の水位変化、注水量または出口圧力により推定。 ③ 流量を注水源または注水先の水位変化を監視することにより推定。 ④ 除熱状態を温度、圧力、流量等の傾向監視により推定。 ⑤ 圧力または温度を水の飽和状態の関係により推定。 ⑥ 注水量を注水先の圧力および温度の傾向監視により推定。 ⑦ 未臨界状態の維持を制御棒の挿入状態により推定。 ⑧ 酸素濃度をあらかじめ評価したパラメータの相関関係により推定。 ⑨ 水素濃度を装置の作動状況により推定。 ⑩ エリア放射線モニタの傾向監視により、格納容器バイパス事象が発生したことを推定。 ⑪ 原子炉格納容器への空気（酸素）の流入の有無を原子炉格納容器の圧力により推定。</p>	<p>差異理由 がある。 TS-10 1822, 1823 ページ参照</p> <p>・女川では本対応は発電所対策本部の対応が必要なものがある。）</p> <p>・設備／運用の相違（女川はpH計を自主対策設備に位置付けているため推定手段を設けていない。） ・設備／運用の相違（女川は原子炉格納容器への注水量について注水先の環境の変化（圧力及び温度の低下）により、注水されていることを推定する手段を整備している。） ・設備／運用の相違（女川は圧力抑制室水位を他チャンネルで推定する手段を整備） TS-10 1825, 1826 ページ参照</p>

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表	相崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)	女川2号炉案	差異理由
<p>(14) 使用済燃料プールの状態を同一物理量 (温度及び水位)、あらかじめ評価した水位と放射線量率の相関関係及びカメラによる監視により、使用済燃料プールの水位又は必要な水遮蔽が確保されていることを推定。</p> <p>(15) 原子炉圧力容器内の圧力と格納容器内の圧力 (サブプレッション・チェンバ) の差圧により原子炉圧力容器の満水状態を推定。</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>主要パラメータを計測する計器の故障により主要パラメータの監視機能が喪失した場合。</p>	<p>監視機能喪失時 計器の計測範囲 (把握能力) を超えた場合</p> <p>1. 代替パラメータによる推定</p> <p>原子炉圧力容器内の温度、圧力及び水位、並びに原子炉圧力容器及び格納容器への注水量を計測するパラメータのうち、パラメータの値が計器の計測範囲を超えるものは、原子炉圧力容器内の温度及び水位、並びに原子炉圧力容器及び格納容器への注水量である。</p> <p>これらのパラメータの値が計器の計測範囲を超えた場合に原子炉施設の状態を推定するための手順を以下に示す。</p>	<p>⑫ 使用済燃料プールの状態を同一物理量 (水位および温度)、あらかじめ評価した水位と放射線量率の相関関係およびカメラによる監視により、使用済燃料プールの水位または必要な水遮蔽が確保されていることを推定。</p> <p>⑬ 原子炉圧力容器内の圧力と原子炉格納容器内の圧力 (圧力抑制室圧力) の差圧により原子炉圧力容器の満水状態を推定。</p> <p>「手順着手の判断基準」</p> <p>主要パラメータを計測する計器の故障により、主要パラメータの監視機能が喪失した場合。</p>	<p>・設備の相違 (相崎は復水補給水系流量 (RRR A 系代替注水量) 及び復水補給水系流量 (格納容器下部注水量) が計測範囲を超える。)</p>
<p>監視機能喪失時 計器の計測範囲 (把握能力) を超えた場合</p> <p>1. 代替パラメータによる推定</p> <p>原子炉圧力容器内の温度、圧力および水位ならびに原子炉圧力容器および格納容器への注水量を監視するパラメータのうち、パラメータの値が計器の計測範囲を超えるものは原子炉圧力容器内の温度および水位である。</p> <p>これらのパラメータの値が計器の計測範囲を超えた場合に原子炉施設の状態を推定するための手順を以下に示す。</p>	<p>① 発電課長および発電所対策本部は、原子炉圧力容器内の温度のパラメータである原子炉圧力容器温度が計測範囲を超える (500℃以上) 場合は、可搬型計測器により原子炉圧力容器温度を計測する。</p>	<p>・設備の相違 (女川は原子炉圧力容器温度が計測範囲を超過した場合でも、可搬型計測器にて計測が可能である。)</p> <p>TS-10 1827 ページ参照</p>	<p>・設備の相違 (女川は直流通動低圧注水系ポンプを整備。)</p> <p>・設備の相違 (女川はBWR-5設計 (低圧炉</p>
<p>(1) 当直副長は、原子炉圧力容器内の水位のパラメータである原子炉水位が計測範囲を超えた場合は、高圧代替注水系系統流量、原子炉隔離時冷却系系統流量、高圧炉心注水系系統流量、復水補給水系流量 (残留熱除去系A系代替注水量)、復水補給水系流量 (残留熱除去系B系格納容器冷却ライン洗浄流量)、直流通動低圧注水系ポンプ出口流量、代替循環冷却ポンプ出口流量、原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量、高圧炉心スプレイスポンプ出口流量、残留熱除去系ポンプ出口流量および低圧炉心スプレイスポンプ出口流量のうち、機器動作状態にある流量計から崩壊熱除去に必要な水量の差を算出し、直前まで判明していた水位に変換率を考慮することにより原子炉圧力容器内の水位を推定する。なお、原子炉圧力容器内が満水状態であることは、原子炉圧力 (SA) と格納容器内</p>	<p>② 発電課長および発電所対策本部は、原子炉圧力容器内の水位を監視するパラメータである原子炉水位が計測範囲を超える場合は、高圧代替注水系ポンプ出口流量、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スライン洗浄流量)、残留熱除去系洗浄ライン流量 (残留熱除去系B系格納容器冷却ライン洗浄流量)、直流通動低圧注水系ポンプ出口流量、代替循環冷却ポンプ出口流量、原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量、高圧炉心スプレイスポンプ出口流量、残留熱除去系ポンプ出口流量および低圧炉心スプレイスポンプ出口流量のうち、機器動作状態にある流量計から崩壊熱除去に必要な水量の差を算出し、直前まで判明していた水位に変換率を考慮することにより原子炉圧力容器内の水位を推定する。なお、原子炉圧力容器内が満水状態であることは、原子炉圧力 (SA) と圧</p>	<p>・女川では本対応は発電所対策本部の対応が必要なものがある。</p> <p>・設備の相違 (女川は直流通動低圧注水系ポンプを整備。)</p> <p>・設備の相違 (女川はBWR-5設計 (低圧炉</p>	<p>・女川では本対応は発電所対策本部の対応が必要なものがある。</p> <p>・設備の相違 (女川は直流通動低圧注水系ポンプを整備。)</p> <p>・設備の相違 (女川はBWR-5設計 (低圧炉</p>

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

<p>柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)</p>	<p>女川2号炉案</p>	<p>差異理由</p>
<p>圧力 (サブレーション・チェンバ) の差圧により、原子炉圧力容器内の水位が有効燃料棒頂部以上であることは、原子炉圧力容器温度により推定する。</p> <p>(2) 当直副長は、原子炉圧力容器への注水量を監視するパラメータである復水補給水系流量 (残留熱除去系 A 系代替注水流量) が計測範囲を超えた場合において、低圧代替注水系使用時は、水源である復水貯蔵槽の水位又は注水先である原子炉圧力容器内の水位変化により注水量を推定する。</p> <p>また、代替循環冷却系使用時は、注水先である原子炉圧力容器内の水位変化により注水量を推定する。</p> <p>(3) 当直副長は、格納容器への注水量を監視するパラメータである復水補給水系流量 (格納器下部注水流量) が計測範囲を超えた場合は、水源である復水貯蔵槽の水位又は注水先である格納器内の水位変化により注水量を推定する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>重大事故等時に、原子炉圧力容器内の水位、原子炉圧力容器又は格納容器への注水量を監視するパラメータが計測範囲を超え、指示値が確認できない場合。</p>	<p>力抑制室圧力の差圧により、また原子炉圧力容器内の水位が有効燃料棒頂部以上であることは、原子炉圧力容器温度により推定可能である。</p> <p>〔手順着手の判断基準〕</p> <p>重大事故等時に、原子炉圧力容器内の水位を監視するパラメータが計測範囲を超え、指示値が確認できない場合。</p> <p>2. 可搬型計測器による計測</p> <p>発電課長および発電所対策本部は、原子炉圧力容器内の温度、圧力および水位ならびに原子炉圧力容器および格納容器への注水量を計測するパラメータ以外で計測範囲を超えた場合は、可搬型計測器により計測する。</p> <p>〔手順着手の判断基準〕</p> <p>重大事故等時に、主要パラメータが計測範囲を超え、指示値が確認できない場合。</p>	<p>心スプレイ系ポンプを設置。))</p> <p>・設備の相違 (柏崎は計測範囲を超えた場合の推定方法を記載。女川は原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量で計測範囲を超過する計測器はない。)</p> <p>TS-10 1828 ページ参照</p>
<p>計器電源喪失時</p> <p>当直副長は、全交流動力電源喪失が発生した場合は、以下の手段により計器へ給電し、重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを計測又は監視する。</p> <p>1. 所内蓄電式直流電源設備から給電する。</p> <p>2. 代替交流電源設備から給電する。</p> <p>3. 直流電源が枯渇するおそれがある場合は、可搬型直流電源設備等から給電する。</p> <p>代替電源 (交流、直流) からの給電が困難となり、中央制御室でのパラメータ監視が不能となった場合は、重要監視パラメータのうち手順着手の判断基準及び操作に必要なパラメータを可搬型計測器により計測又は監視する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準</p> <p>計器電源が喪失し、中央制御室でパラメータ監視ができない場合。</p>	<p>計器電源喪失時</p> <p>発電課長および発電所対策本部は、全交流動力電源喪失、直流電源喪失等が発生した場合は、以下の手段により計器へ給電し、重要監視パラメータおよび重要代替監視パラメータを計測または監視する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 所内蓄電式直流電源設備から給電する。 ・ 常設代替交流電源設備から給電する。 ・ 可搬型代替交流電源設備等から給電する。 <p>・ 直流電源が枯渇するおそれがある場合は、常設代替直流電源設備、可搬型代替直流電源設備等から給電する。</p> <p>発電課長および発電所対策本部は、代替電源 (交流、直流) からの給電が困難となり、中央制御室でのパラメータ監視が不能となった場合は、重要監視パラメータおよび重要代替監視パラメータのうち、手順着手の判断基準および操作に必要なパラメータを可搬型計測器により計測または監視する。</p> <p>〔手順着手の判断基準〕</p> <p>計器電源が喪失し、中央制御室でパラメータの監視ができない場合。</p>	<p>・ 女川では本対応は発電所対策本部の対応が必要なものがある。</p> <p>TS-10 1833, 1834 ページ参照</p> <p>・ 女川では本対応は発電所対策本部の対応が必要なものがある。</p> <p>TS-10 1835 ～ 1838 ページ参照</p> <p>・ 柏崎は所内蓄電式直流電源設備の一部を常設代替直流電源設備として兼用している。</p>
<p>計器電源喪失時</p> <p>当直副長は、全交流動力電源喪失が発生した場合は、以下の手段により計器へ給電し、重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを計測又は監視する。</p> <p>1. 所内蓄電式直流電源設備から給電する。</p> <p>2. 代替交流電源設備等から給電する。</p> <p>3. 直流電源が枯渇するおそれがある場合は、可搬型直流電源設備等から給電する。</p> <p>代替電源 (交流、直流) からの給電が困難となり、中央制御室でのパラメータ監視が不能となった場合は、重要監視パラメータのうち手順着手の判断基準及び操作に必要なパラメータを可搬型計測器により計測又は監視する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準</p> <p>計器電源が喪失し、中央制御室でパラメータ監視ができない場合。</p>	<p>〔手順着手の判断基準〕</p> <p>重大事故等時に、主要パラメータが計測範囲を超え、指示値が確認できない場合。</p>	<p>・ 女川では本対応は発電所対策本部の対応が必要なものがある。</p> <p>TS-10 1833, 1834 ページ参照</p> <p>・ 女川では本対応は発電所対策本部の対応が必要なものがある。</p> <p>TS-10 1835 ～ 1838 ページ参照</p> <p>・ 柏崎は所内蓄電式直流電源設備の一部を常設代替直流電源設備として兼用している。</p>

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）	女川2号炉案	差異理由
<p>パラメータ記録 当直副長は、重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータは、安全パラメータ表示システム（SPDS）により計測結果を記録する。</p> <p>ただし、複数の計測結果を使用し計算により推定する主要パラメータ（使用した計測結果を含む）の値、現場操作時のみ監視する現場の指示値及び可搬型計測器で計測されるパラメータの値は、記録用紙に記録する。 (1) 手順着手の判断基準 重大事故等が発生した場合。</p>	<p>パラメータ記録 発電課長および発電所対策本部は、重要監視パラメータおよび重要代替監視パラメータについて、安全パラメータ表示システム（SPDS）により計測結果を記録する。</p> <p>ただし、複数の計測結果を使用し計算により推定する主要パラメータ（使用した計測結果を含む。）の値および可搬型計測器で計測されるパラメータの値は、記録用紙に記録する。</p> <p>〔手順着手の判断基準〕 重大事故等が発生した場合。</p>	<ul style="list-style-type: none"> 女川では本対応は発電所対策本部の対応が必要なものがある。 設備の相違（女川は重要監視パラメータを監視する現場計器がない。） TS-10 1839 ページ参照
<p>原子炉施設の状態把握 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータの計測範囲、個数、耐震性及び非常電源からの給電の有無を示し、設計基準を超える状態における原子炉施設の状態を把握する能力を明確にする。</p> <p>確からしさの考慮 圧力のパラメータと温度のパラメータを水の飽和状態の関係から推定する場合は、水が飽和状態でないと不確かさが生じるため、計器が故障するまでの原子炉施設の状態及び事象進展状況を踏まえ、複数の関連パラメータを確認し、有効な情報を得た上で推定する。</p> <p>推定にあたっては、代替パラメータの誤差による影響を考慮する。</p>	<p>原子炉施設の状態把握 重要監視パラメータおよび重要代替監視パラメータの計測範囲、個数、耐震性及び非常電源からの給電の有無を示し、設計基準を超える状態における原子炉施設の状態を把握する能力を明確化する。</p> <p>確からしさの考慮 圧力のパラメータおよび温度のパラメータを水の飽和状態の関係から推定する場合は、水が飽和状態でないと不確かさが生じるため、計器が故障するまでの原子炉施設の状態および事象進展状況を踏まえ、複数の関連パラメータを確認し、有効な情報を得た上で推定する。</p> <p>推定にあたっては、代替パラメータの誤差による影響を考慮する。</p>	
<p>可搬型計測器による計測又は監視の留意事項 可搬型計測器による計測対象の選定を行う際、同一パラメータにチャンネルが複数ある場合は、いずれか1つの適切なチャンネルを選定し計測又は監視する。同一の物理量について複数のパラメータがある場合は、いずれか1つの適切なパラメータを選定し計測又は監視する。</p>	<p>可搬型計測器による計測または監視の留意事項 可搬型計測器による計測対象の選定を行う際、同一パラメータにチャンネルが複数ある場合は、いずれか1つの適切なパラメータを選定し計測または監視する。同一の物理量について、複数のパラメータがある場合は、いずれか1つの適切なパラメータを選定し計測または監視する。</p>	

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

表 1.6 柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)	表 1.6 女川2号炉案	差異理由
<p>操作手順 1.6. 中央制御室の居住性等に関する手順等</p> <p>方針目的 重大事故等が発生した場合において、運転員が中央制御室にとどまるために必要な設備および資機材を活用した居住性の確保、汚染の持ち込み防止を目的とする。</p> <p>対応手段等 <u>居住性の確保</u> 当直副長は、中央制御室にとどまる運転員の被ばく量を7日間で100ミリシーベルトを超えないようにするため、中央制御室遮蔽、中央制御室待避室遮蔽、中央制御室換気空調系給排気隔離弁、中央制御室可搬型陽圧化空調機及び中央制御室待避室陽圧化装置等により中央制御室隣接区域からのインリークを防止し、環境に放出された放射性物質等による被ばくから運転員を防護するため中央制御室の居住性を確保する。</p> <ol style="list-style-type: none"> 中央制御室換気空調系は、原子炉冷却材圧力バウンダリからの1次冷却材の漏えい等により通常運転モードから再循環運転モードに切り替わり、環境に放出された放射性物質等による放射線被ばくから運転員等を防護する。再循環運転モードが停止した場合や再循環運転モード運転中に中央制御室内放射線量が異常上昇した場合、中央制御室可搬型陽圧化空調機により中央制御室の陽圧化を実施する。 <p>(1) 手順着手の判断基準 中央制御室換気空調系再循環運転モード使用時に中央制御室内放射線量が上昇した場合。</p>	<p>操作手順 1.6. 中央制御室の居住性等に関する手順等</p> <p>方針目的 重大事故等が発生した場合において、運転員が中央制御室にとどまるために必要な設備および資機材を活用した居住性の確保ならびに汚染の持ち込み防止する。</p> <p>対応手段等 <u>居住性の確保</u> 発電課長は、中央制御室にとどまる運転員の被ばく量を7日間で100mSvを超えないようにするため、中央制御室遮蔽および中央制御室待避室遮蔽、中央制御室再循環送風機、中央制御室待避所加圧設備(空気ポンプ)等により、中央制御室の空気を清浄に保ち、環境に放出された放射性物質等による放射線被ばくから運転員を防護するため中央制御室の居住性を確保する。</p> <ol style="list-style-type: none"> 中央制御室換気空調系は、原子炉冷却材圧力バウンダリからの1次冷却材の漏えい等により通常運転から閉回路循環運転(以下「事故時運転モード」という。)に切り替わり、環境に放出された放射性物質による放射線被ばくから運転員を防護する。 <p>[手順着手の判断基準] 中央制御室換気空調系の電源が、外部電源または非常用ディーゼル発電機から供給可能な場合で隔離信号の発信を確認した場合。</p>	<ul style="list-style-type: none"> 女川は、放射性雲通過前後は、既存設備である中央制御室換気空調系にて中央制御室の環境を維持する。柏崎は、常設の中央制御室換気空調系を使用せず、中央制御室可搬型陽圧化空調機にて居住性を確保する。以下「差異理由16-1」と記載) TS-10 1845 ページ参照
<p>2. 炉心損傷時は、放射性物質等が環境に放出されるおそれがある格納容器圧力逃がし装置を使用する前に、中央制御室可搬型陽圧化空調機により中央制御室の陽圧化を実施し、中央制御室待避室陽圧化装置により中央制御室待避室の陽圧化を実施する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準 炉心損傷を判断した場合*1。 *1: 格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)で格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合、又は格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)が使用できない場合に原子炉圧力容器温度計で300℃以上を確認した場合。</p>	<p>2. 炉心損傷時は、放射性物質が環境に放出されるおそれがある原子炉格納容器フィルターシステムを使用する前に、中央制御室換気空調系による事故時運転モードを実施し、中央制御室待避所加圧設備(空気ポンプ)により中央制御室待避所の加圧を実施する。</p> <p>[手順着手の判断基準] 炉心損傷を判断した場合*において、原子炉格納容器フィルターシステム系を作動させる必要がある場合。 ※: 格納容器内雰囲気放射線モニターで原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の1.0倍を超えた場合または格納容器内雰囲気放射線モニターが使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。</p>	<ul style="list-style-type: none"> 差異理由 16-1 TS-10 1848, 1849 ページ参照 運用の相違(女川はフィルターシステム系を作動させる必要がある場合に中央制御室待避所加圧する。)
<p>3. 全交流動力電源喪失時は、常設代替交流電源設備等を用いて中央制御室可搬型陽圧化空調機へ給電し、中央制御室の陽圧化を実施する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準 中央制御室換気空調系再循環運転モードが停止し、復旧の見込みがない場合。</p>	<p>3. 全交流動力電源喪失時は、常設代替交流電源設備を用いて中央制御室換気空調系へ給電し、中央制御室換気空調系の事故時運転モードを実施する。</p> <p>[手順着手の判断基準] 全交流動力電源喪失等により、中央制御室換気空調系が自動で事故時運転モードに切り替わらない場合、全交流動力電源喪失後には、常設代替交流電源設備により非常用低圧母線MCC 2C系または非常用低圧母線MCC 2D系が受電完了した場合。</p>	<ul style="list-style-type: none"> 差異理由 16-1 TS-10 1846, 1847 ページ参照

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p> <p>4. 中央制御室換気空調系が再循環運転モードで運転中等、中央制御室が隔離されている状態となった場合は、中央制御室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を行い、酸素濃度の低下又は二酸化炭素濃度の上昇により許容濃度を満足できない場合は、外気を取り入れる。中央制御室待避室における酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定も中央制御室同様に行い、許容濃度を満足できない場合は、中央制御室待避室給・排気弁により調整及び管理を行う。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準 中央制御室の濃度測定については、中央制御室換気空調系が再循環運転モードで運転中等、中央制御室換気空調系が全閉の場合で、中央制御室可搬型陽圧化空調機による中央制御室の加圧操作を実施していない場合。 中央制御室待避室の濃度測定については、中央制御室待避室へ待避した場合は、</p> <p>5. 全交流動力電源喪失時に中央制御室の照明が使用できない場合は、可搬型蓄電池内蔵型照明により中央制御室の照明を確保し、チェンジングエリア設置場所の照明が使用できない場合は、乾電池内蔵型照明により照明を確保する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準 全交流動力電源喪失や電気系統の故障により、中央制御室の照明が使用できない場合。</p>	<p>中央制御室換気空調系が事故時運転モードで運転中等、中央制御室が隔離されている状態となった場合は、中央制御室内の酸素濃度および二酸化炭素濃度の測定を行い、酸素濃度の低下または二酸化炭素濃度の上昇により許容濃度を満足できない場合は、外気を取り入れる。中央制御室待避室における酸素濃度および二酸化炭素濃度の測定も中央制御室同様に行い、許容濃度を満足できない場合は、中央制御室待避室加圧設備の加圧空気供給ライン流量調整弁、室圧調整弁により調整および管理を行う。</p> <p>[手順着手の判断基準] 中央制御室換気空調系が事故時運転モードで運転中等、中央制御室外気取入ダンパ、中央制御室少量外気取入ダンパおよび中央制御室排風機出口ダンパが全閉の場合。 中央制御室待避室の濃度測定については、中央制御室待避室へ待避した場合は、</p> <p>5. 全交流動力電源喪失時に、中央制御室の照明が使用できない場合、可搬型照明(SA)により照明を確保し、チェンジングエリア設置場所の照明が使用できない場合は、乾電池内蔵型照明により照明を確保する。</p> <p>[手順着手の判断基準] 全交流動力電源喪失や電気系統の故障により、中央制御室の照明が使用できない場合。</p>	<p>汚染の持ち込み防止 緊急時対策本部は、中央制御室へ汚染の持ち込みを防止するため、原子力災害対策特別措置法第10条特定事象が発生した場合は、モニタリング及び作業服への着替え等を行うためのチェンジングエリアを設置する。</p> <p>1. 手順着手の判断基準 原子力災害対策特別措置法第10条特定事象が発生したと判断した後、事象進展の状況（格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)等)により炉心損傷※を判断した場合等)、参集済みの要員数及び保安班が実施する作業の優先順位を考慮して、チェンジングエリア設営を行うと判断した場合。</p> <p>※1：格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)で格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合、又は格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)が使用できない場合に原子炉圧力容器温度計で300℃以上を確認した場合。</p>	<p>汚染防止 発電所対策本部は、中央制御室の汚染の持ち込みを防止するため、「原子力災害対策特別措置法」第10条特定事象が発生した場合は、モニタリング、作業服の着替え等を行うためのチェンジングエリアを設置する。</p> <p>[手順着手の判断基準] 「原子力災害対策特別措置法」第10条特定事象が発生した後、放射線管理班長が、事象進展の状況（炉心損傷を判断した場合等）、参集済みの要員数を考慮して、チェンジングエリア設営を行うと判断した場合。</p> <p>※：格納容器内雰囲気放射線モニタで原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合、または格納容器内雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。</p>	<p>運転員等の被ばく低減 1. 非常用ガス処理系起動 当直副長は、非常用ガス処理系により原子炉建屋原子炉区域内に維持することにより、格納容器から原子炉建屋原子炉区域内に漏えいしてくる放射性物質が、原子炉建屋原子炉区域から直接環境へ放出されることを防止し、被ばくから運転員等を防護する。 全交流動力電源の喪失により非常用ガス処理系が起動できない場合は、常設代替交流電源設備を用いて非常用ガス処理系へ給電する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準 原子炉区域放射線能高、燃料取扱エリア放射能高、ドライウェル圧力高、原子炉水位低(レベル3)及び原子炉区域・タービン区域換気空調系全停のいずれかの信号が発生した場合</p>	<p>運転員等の被ばく低減 1. 発電課長は、非常用ガス処理系により原子炉建屋原子炉棟内に維持することにより、格納容器から原子炉建屋原子炉棟内に漏えいしてくる放射性物質が、原子炉建屋原子炉棟から直接環境へ放出されることを防止し、被ばくから運転員を防護する。 全交流動力電源の喪失により非常用ガス処理系が起動できない場合は、常設代替交流電源設備を用いて非常用ガス処理系へ給電する。</p> <p>[手順着手の判断基準] ① 交流動力電源が確保されている場合 原子炉水位低(L-3)、ドライウェル圧力高、原子炉建屋原子炉棟排気放射能高、</p>	<p>差異理由</p>																																																																							
<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>中央制御室換気空調系が再循環運転モードで運転中等、中央制御室が隔離されている状態となった場合は、中央制御室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を行い、酸素濃度の低下又は二酸化炭素濃度の上昇により許容濃度を満足できない場合は、外気を取り入れる。中央制御室待避室における酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定も中央制御室同様に行い、許容濃度を満足できない場合は、中央制御室待避室給・排気弁により調整及び管理を行う。</p>	<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>中央制御室換気空調系が事故時運転モードで運転中等、中央制御室が隔離されている状態となった場合は、中央制御室内の酸素濃度および二酸化炭素濃度の測定を行い、酸素濃度の低下または二酸化炭素濃度の上昇により許容濃度を満足できない場合は、外気を取り入れる。中央制御室待避室における酸素濃度および二酸化炭素濃度の測定も中央制御室同様に行い、許容濃度を満足できない場合は、中央制御室待避室加圧設備の加圧空気供給ライン流量調整弁、室圧調整弁により調整および管理を行う。</p>	<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>中央制御室換気空調系が事故時運転モードで運転中等、中央制御室外気取入ダンパ、中央制御室少量外気取入ダンパおよび中央制御室排風機出口ダンパが全閉の場合。</p>	<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>中央制御室換気空調系が事故時運転モードで運転中等、中央制御室外気取入ダンパ、中央制御室少量外気取入ダンパおよび中央制御室排風機出口ダンパが全閉の場合。</p>	<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>中央制御室換気空調系が事故時運転モードで運転中等、中央制御室外気取入ダンパ、中央制御室少量外気取入ダンパおよび中央制御室排風機出口ダンパが全閉の場合。</p>	<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>中央制御室換気空調系が事故時運転モードで運転中等、中央制御室外気取入ダンパ、中央制御室少量外気取入ダンパおよび中央制御室排風機出口ダンパが全閉の場合。</p>	<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>中央制御室換気空調系が事故時運転モードで運転中等、中央制御室外気取入ダンパ、中央制御室少量外気取入ダンパおよび中央制御室排風機出口ダンパが全閉の場合。</p>	<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>中央制御室換気空調系が事故時運転モードで運転中等、中央制御室外気取入ダンパ、中央制御室少量外気取入ダンパおよび中央制御室排風機出口ダンパが全閉の場合。</p>	<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>中央制御室換気空調系が事故時運転モードで運転中等、中央制御室外気取入ダンパ、中央制御室少量外気取入ダンパおよび中央制御室排風機出口ダンパが全閉の場合。</p>	<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>中央制御室換気空調系が事故時運転モードで運転中等、中央制御室外気取入ダンパ、中央制御室少量外気取入ダンパおよび中央制御室排風機出口ダンパが全閉の場合。</p>	<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>中央制御室換気空調系が事故時運転モードで運転中等、中央制御室外気取入ダンパ、中央制御室少量外気取入ダンパおよび中央制御室排風機出口ダンパが全閉の場合。</p>	<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>中央制御室換気空調系が事故時運転モードで運転中等、中央制御室外気取入ダンパ、中央制御室少量外気取入ダンパおよび中央制御室排風機出口ダンパが全閉の場合。</p>	<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>中央制御室換気空調系が事故時運転モードで運転中等、中央制御室外気取入ダンパ、中央制御室少量外気取入ダンパおよび中央制御室排風機出口ダンパが全閉の場合。</p>	<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>中央制御室換気空調系が事故時運転モードで運転中等、中央制御室外気取入ダンパ、中央制御室少量外気取入ダンパおよび中央制御室排風機出口ダンパが全閉の場合。</p>	<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>中央制御室換気空調系が事故時運転モードで運転中等、中央制御室外気取入ダンパ、中央制御室少量外気取入ダンパおよび中央制御室排風機出口ダンパが全閉の場合。</p>	<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>中央制御室換気空調系が事故時運転モードで運転中等、中央制御室外気取入ダンパ、中央制御室少量外気取入ダンパおよび中央制御室排風機出口ダンパが全閉の場合。</p>	<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>中央制御室換気空調系が事故時運転モードで運転中等、中央制御室外気取入ダンパ、中央制御室少量外気取入ダンパおよび中央制御室排風機出口ダンパが全閉の場合。</p>	<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>中央制御室換気空調系が事故時運転モードで運転中等、中央制御室外気取入ダンパ、中央制御室少量外気取入ダンパおよび中央制御室排風機出口ダンパが全閉の場合。</p>	<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>中央制御室換気空調系が事故時運転モードで運転中等、中央制御室外気取入ダンパ、中央制御室少量外気取入ダンパおよび中央制御室排風機出口ダンパが全閉の場合。</p>	<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>中央制御室換気空調系が事故時運転モードで運転中等、中央制御室外気取入ダンパ、中央制御室少量外気取入ダンパおよび中央制御室排風機出口ダンパが全閉の場合。</p>	<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>中央制御室換気空調系が事故時運転モードで運転中等、中央制御室外気取入ダンパ、中央制御室少量外気取入ダンパおよび中央制御室排風機出口ダンパが全閉の場合。</p>	<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>中央制御室換気空調系が事故時運転モードで運転中等、中央制御室外気取入ダンパ、中央制御室少量外気取入ダンパおよび中央制御室排風機出口ダンパが全閉の場合。</p>	<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>中央制御室換気空調系が事故時運転モードで運転中等、中央制御室外気取入ダンパ、中央制御室少量外気取入ダンパおよび中央制御室排風機出口ダンパが全閉の場合。</p>	<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>中央制御室換気空調系が事故時運転モードで運転中等、中央制御室外気取入ダンパ、中央制御室少量外気取入ダンパおよび中央制御室排風機出口ダンパが全閉の場合。</p>	<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>中央制御室換気空調系が事故時運転モードで運転中等、中央制御室外気取入ダンパ、中央制御室少量外気取入ダンパおよび中央制御室排風機出口ダンパが全閉の場合。</p>	<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>中央制御室換気空調系が事故時運転モードで運転中等、中央制御室外気取入ダンパ、中央制御室少量外気取入ダンパおよび中央制御室排風機出口ダンパが全閉の場合。</p>	<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>中央制御室換気空調系が事故時運転モードで運転中等、中央制御室外気取入ダンパ、中央制御室少量外気取入ダンパおよび中央制御室排風機出口ダンパが全閉の場合。</p>	<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>中央制御室換気空調系が事故時運転モードで運転中等、中央制御室外気取入ダンパ、中央制御室少量外気取入ダンパおよび中央制御室排風機出口ダンパが全閉の場合。</p>	<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>中央制御室換気空調系が事故時運転モードで運転中等、中央制御室外気取入ダンパ、中央制御室少量外気取入ダンパおよび中央制御室排風機出口ダンパが全閉の場合。</p>	<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>中央制御室換気空調系が事故時運転モードで運転中等、中央制御室外気取入ダンパ、中央制御室少量外気取入ダンパおよび中央制御室排風機出口ダンパが全閉の場合。</p>	<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>中央制御室換気空調系が事故時運転モードで運転中等、中央制御室外気取入ダンパ、中央制御室少量外気取入ダンパおよび中央制御室排風機出口ダンパが全閉の場合。</p>	<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>中央制御室換気空調系が事故時運転モードで運転中等、中央制御室外気取入ダンパ、中央制御室少量外気取入ダンパおよび中央制御室排風機出口ダンパが全閉の場合。</p>	<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>中央制御室換気空調系が事故時運転モードで運転中等、中央制御室外気取入ダンパ、中央制御室少量外気取入ダンパおよび中央制御室排風機出口ダンパが全閉の場合。</p>	<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>中央制御室換気空調系が事故時運転モードで運転中等、中央制御室外気取入ダンパ、中央制御室少量外気取入ダンパおよび中央制御室排風機出口ダンパが全閉の場合。</p>	<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>中央制御室換気空調系が事故時運転モードで運転中等、中央制御室外気取入ダンパ、中央制御室少量外気取入ダンパおよび中央制御室排風機出口ダンパが全閉の場合。</p>	<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>中央制御室換気空調系が事故時運転モードで運転中等、中央制御室外気取入ダンパ、中央制御室少量外気取入ダンパおよび中央制御室排風機出口ダンパが全閉の場合。</p>	<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>中央制御室換気空調系が事故時運転モードで運転中等、中央制御室外気取入ダンパ、中央制御室少量外気取入ダンパおよび中央制御室排風機出口ダンパが全閉の場合。</p>	<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>中央制御室換気空調系が事故時運転モードで運転中等、中央制御室外気取入ダンパ、中央制御室少量外気取入ダンパおよび中央制御室排風機出口ダンパが全閉の場合。</p>	<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>中央制御室換気空調系が事故時運転モードで運転中等、中央制御室外気取入ダンパ、中央制御室少量外気取入ダンパおよび中央制御室排風機出口ダンパが全閉の場合。</p>

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 下線：旧条文からの変更箇所

柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）	女川2号炉案	差異理由
<p>合又は、<u>原子炉区域・タービン区域換気空調系が全停している場合。</u></p> <p>2. <u>燃料取替床ブローアアウトパネルの閉止</u> 当直副長又は緊急時対策本部は、燃料取替床ブローアアウトパネルが非常用ガス処理系起動時に開放状態となっている場合は、内部の負圧を確保するために閉止する。全交流動力電源が喪失し、炉心が健全であることを確認した場合、現場で閉止操作を行う。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準 中央制御室からの閉止については、<u>燃料取替床ブローアアウトパネルが開放状態で交流動力電源が健全な場合。</u> 現場での閉止については、<u>燃料取替床ブローアアウトパネルが開放状態で全交流動力電源が喪失及び炉心が健全であることを確認した場合。</u></p>	<p><u>燃料取替エリア放射能高および原子炉建屋原子炉種換気空調系全停のいずれかかの信号が発生した場合。</u></p> <p>② <u>全交流動力電源が喪失した場合</u> 全交流動力電源喪失時において、<u>常設代替交流電源設備からの受電により非常用ガス処理系が自動起動しない場合。</u></p> <p>2. <u>発電課長は、原子炉建屋ブローアアウトパネルが非常用ガス処理系運転時に開放状態となっている場合は、内部の負圧を確保するために閉止する。全交流動力電源が喪失し、炉心が健全であることを確認した場合は、現場で閉止操作を行う。</u></p> <p>〔手順着手の判断基準〕 ① <u>中央制御室での原子炉建屋ブローアアウトパネル部の閉止</u> <u>原子炉建屋ブローアアウトパネルが開放状態で交流動力電源が健全な場合。</u> ② <u>現場での原子炉建屋ブローアアウトパネル部の閉止</u> <u>原子炉建屋ブローアアウトパネルが開放状態で全交流動力電源が喪失および炉心が健全であることを確認した場合。</u></p>	<p>・女川は、常設代替交流電源設備からの受電により非常用ガス処理系が自動起動しない場合の手順も作成</p> <p>・女川では本操作は発電課長が実施。</p>
<p>放射線管理 チェンジングエリア内では運転員等がモニタリングを行い、汚染が確認された場合は、チェンジングエリア内に設ける除染エリアにおいてウェットティッシュ等により除染を行う。除染による汚染水は、ウエスに染み込ませることで固体廃棄物として廃棄する。</p>	<p>放射線管理 チェンジングエリア内では放射線管理班員等がモニタリングを行い、汚染が確認された場合は、チェンジングエリア内に設ける除染エリアにおいてウェットティッシュ等により除染を行う。除染による汚染水は、ウエスに染み込ませることで固体廃棄物として廃棄する。</p>	
<p>電源確保 全交流動力電源喪失時は、<u>常設代替交流電源設備等を用いて中央制御室換気空調系給排気隔離弁等へ給電する。</u></p>	<p>電源確保 全交流動力電源喪失時は、<u>常設代替交流電源設備を用いて中央制御室外気取入ダンパ、中央制御室少量外気取入ダンパ、中央制御室排風機出口ダンパ等へ給電する。</u></p>	

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

<p>表 1 7 操作手順 1 7. 監視測定等に関する手順等 方針目的</p>	<p>北崎刈羽 7 号炉（令和 2 年 1 1 月 9 日施行）</p>	<p>女川 2 号炉 差異理由</p>
<p>重大事故等が発生した場合に、発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）において原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線量を監視し、並びにその結果を記録するため、放射性物質の濃度及び放射線量を測定することを目的とする。また、発電所において風向、風速その他の気象条件を測定し、およびその結果を記録するため、風向、風速その他の気象条件を測定することを目的とする。</p> <p>対応手段等 <u>放射性物質の濃度及び放射線量の測定</u> 1. 緊急時対策本部は、モニタリングポストによる放射線量の測定機能が喪失した場合は、可搬型モニタリングポストを用いて監視し、並びにその結果を記録する。また、原子力災害対策特別措置法 第 1 0 条特定事象が発生した場合は、モニタリングポストが設置されていない海側等に可搬型モニタリングポストを配置し、放射線量を測定する。さらに、5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所の陽圧化の判断のため、5 号炉原子炉建屋付近に可搬型モニタリングポストを配置し、放射線量を測定する。 (1) 手順着手の判断基準 5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所でモニタリングポストの指示値及び警報表示を確認し、モニタリングポストの放射線量の測定機能が喪失したと判断した場合。</p>	<p>重大事故等が発生した場合に、発電所およびその周辺（発電所の周辺海域を含む。）において、原子炉施設から放出される放射性物質の濃度および放射線量を監視し、および測定し、ならびにその結果を記録するため、放射性物質の濃度および放射線量を測定することを目的とする。また、発電所において風向、風速その他の気象条件を測定し、およびその結果を記録するため、風向、風速その他の気象条件を測定することを目的とする。</p> <p>対応手段等 <u>放射性物質の濃度および放射線量の測定</u> 1. 発電所対策本部は、モニタリングポストによる放射線量の測定機能が喪失した場合は、可搬型モニタリングポストを用いて監視し、ならびにその結果を記録する。また、原子力災害対策特別措置法 第 1 0 条特定事象が発生した場合、モニタリングポスト上に設置されていない海側に可搬型モニタリングポストを設置し、放射線量を測定する。さらに、緊急時対策所の加圧判断のため、緊急時対策建屋屋上に可搬型モニタリングポストを設置し、放射線量を測定する。 [手順着手の判断基準] <u>重大事故等時、発電所対策本部長が緊急時対策所でモニタリングポストの指示値および警報表示を確認し、モニタリングポストの放射線量の測定機能が喪失したと判断した場合。</u> また、海側および緊急時対策建屋屋上への設置については、<u>発電所対策本部長が、原子力災害対策特別措置法 第 1 0 条特定事象が発生したと判断した場合。</u></p>	<p>・女川は発電所対策本部長が判断する。 TS-10 1873 ページ参照</p>
<p>2. 緊急時対策本部は、放射能観測車による空気中の放射性物質の濃度の測定機能が喪失した場合、可搬型放射線計測装置（可搬型ダスト・よう素サンブラ、NaIシンチレーションサーベイメータ、GM汚染サーベイメータ）を用いて監視し、並びにその結果を記録する。 (1) 手順着手の判断基準 放射能観測車に搭載しているダスト・よう素サンブラの使用可否、よう素測定装置及び GM 計数装置の指示値を確認し、放射能観測車による空気中の放射性物質の濃度のいずれかの測定機能が喪失したと判断した場合。</p>	<p>2. 発電所対策本部は、発電所およびその周辺における空気中の放射性物質の濃度は、放射能観測車を用いて測定するが、空気中の放射性物質の濃度の測定機能が喪失した場合は、可搬型放射線計測装置（可搬型ダスト・よう素サンブラ、γ線サーベイメータおよびβ線サーベイメータ）等を用いて監視し、および測定し、ならびにその結果を記録する。 [手順着手の判断基準] <u>可搬型放射線計測装置による空気中の放射性物質の濃度の代替測定</u> <u>重大事故等時、発電所対策本部長が放射能観測車に搭載しているダスト・よう素サンブラの使用可否、放射性よう素測定装置および放射性ダスト測定装置の指示値を確認し、放射能観測車による空気中の放射性物質の濃度のいずれかの測定機能が喪失したと判断した場合。</u></p>	<p>・女川は発電所対策本部は、放射能観測車に搭載しているダスト・よう素サンブラの使用可否、放射能観測車による空気中の放射性物質の濃度の測定機能が喪失した場合は、可搬型放射線計測装置（可搬型ダスト・よう素サンブラ、γ線サーベイメータ、β線サーベイメータ、α線サーベイメータ）等を用いて監視し、ならびにその結果を記録する。 [手順着手の判断基準] <u>可搬型放射線計測装置による空気中の放射性物質の濃度の代替測定</u> <u>重大事故等時、発電所対策本部長が放射能観測車に搭載しているダスト・よう素サンブラの使用可否、放射性よう素測定装置および放射性ダスト測定装置の指示値を確認し、放射能観測車による空気中の放射性物質の濃度のいずれかの測定機能が喪失したと判断した場合。</u></p>
<p>3. 緊急時対策本部は、発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）における放射性物質の濃度（空気中、水中、土壌中）及び放射線量は、可搬型放射線計測装置（可搬型ダスト・よう素サンブラ、NaIシンチレーションサーベイメータ、GM汚染サーベイメータ、Znシンチレーションサーベイメータ及び電離箱サーベイメータ）を用いて監視し、及び測定し、並びにその結果を記録する。 発電所の周辺海域は、小型船舶（海上モニタリング用）を用いて海上モニタリングを行う。</p>	<p>3. 発電所対策本部は、重大事故等時に、発電所およびその周辺（発電所の周辺海域を含む。）における放射性物質の濃度（空気中、水中、土壌中）および放射線量は、可搬型放射線計測装置（可搬型ダスト・よう素サンブラ、γ線サーベイメータ、β線サーベイメータ、α線サーベイメータ）および電離箱サーベイメータを用いて監視し、および測定し、ならびにその結果を記録する。 発電所の周辺海域は、小型船舶を用いて海上モニタリングを行う。</p>	<p>・女川は発電所対策本部は、放射能観測車に搭載しているダスト・よう素サンブラの使用可否、放射能観測車による空気中の放射性物質の濃度の測定機能が喪失した場合は、可搬型放射線計測装置（可搬型ダスト・よう素サンブラ、γ線サーベイメータ、β線サーベイメータ、α線サーベイメータ）等を用いて監視し、ならびにその結果を記録する。 [手順着手の判断基準] <u>可搬型放射線計測装置による空気中の放射性物質の濃度の代替測定</u> <u>重大事故等時、発電所対策本部長が放射能観測車に搭載しているダスト・よう素サンブラの使用可否、放射性よう素測定装置および放射性ダスト測定装置の指示値を確認し、放射能観測車による空気中の放射性物質の濃度のいずれかの測定機能が喪失したと判断した場合。</u></p>

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

<p>拍崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p> <p>〔1〕手順着手の判断基準</p> <p>空气中の放射性物質の濃度測定については、主排気筒モニタの指示値及び警報表示を確認し、主排気筒モニタの放射性物質の濃度の測定機能が喪失したと判断した場合、又は主排気筒モニタの測定機能が喪失しておらず、指示値に有意な変動を確認する等、原子炉施設から気体状の放射性物質が放出されたおそれがある場合。</p> <p>水中の放射性物質の濃度測定については、液体廃棄物処理系排水モニタの指示値及び警報表示を確認し、液体廃棄物処理系排水モニタの放射性物質の濃度の測定機能が喪失したと判断した場合、又は液体廃棄物処理系排水モニタの測定機能が喪失しておらず、指示値に有意な変動を確認する等、原子炉施設から発電所の周辺海域へ放射性物質が含まれる水が放出されたおそれがある場合と判断した場合。</p> <p>土壌中の放射性物質の濃度測定については、主排気筒モニタ等により気体状の放射性物質が放出された場合（ブルーム通過後）。</p> <p>海上モニタリングについては、主排気筒モニタ等により気体状又は液体状の放射性物質が放出された場合（ブルーム通過後）。</p>	<p>女川2号炉案</p> <p>差異理由</p> <p>〔手順着手の判断基準〕</p> <p>① 可搬型放射線計測装置による空气中の放射性物質の濃度の測定</p> <p>重大事故等時、発電所対策本部長がスタック放射線モニタの指示値および警報表示を確認し、スタック放射線モニタの放射性物質の濃度の測定機能が喪失したと判断した場合またはスタック放射線モニタの測定機能が喪失しておらず、指示値に有意な変動を確認する等、発電所対策本部長が原子炉施設から気体状の放射性物質が放出されたおそれがある場合と判断した場合。</p> <p>② 可搬型放射線計測装置による水中の放射性物質の濃度の測定</p> <p>重大事故等時、発電所対策本部長が放射性廃棄物放水モニタの指示値および警報表示を確認し、放射性廃棄物放水モニタの測定機能が喪失したと判断した場合または放射性廃棄物放水モニタの測定機能が喪失しておらず、指示値に有意な変動を確認する等、発電所対策本部長が原子炉施設から発電所の周辺海域へ放射性物質が含まれる水が放出されたおそれがある場合と判断した場合。</p> <p>③ 可搬型放射線計測装置による土壌中の放射性物質の濃度の測定</p> <p>重大事故等時、発電所対策本部長がスタック放射線モニタ等により気体状の放射性物質が放出された場合（放射性雲通過後）。</p> <p>④ 海上モニタリング</p> <p>重大事故等時、発電所対策本部長がスタック放射線モニタ等により気体状または液体状の放射性物質が放出された場合（放射性雲通過後）。</p>
<p>風向、風速その他</p> <p>緊急時対策本部は、気象観測設備による風向、風速その他の測定機能が喪失した場合は、可搬型気象観測装置を用いて測定し、及びその結果を記録する。</p> <p>1. 手順着手の判断基準</p> <p>5号炉原子炉建屋内緊急時対策所で気象観測設備の指示値を確認する等、気象観測設備による風向・風速・日射量・放射収支量・雨量のいずれかかの測定機能が喪失したと判断した場合。</p>	<p>風向、風速その他</p> <p>発電所対策本部は、発電所における風向、風速その他の気象条件は、通常時から気象観測設備を用いて連続測定しているが、それらによる風向、風速その他の測定機能が喪失した場合は、代替気象観測設備を用いて測定し、およびその結果を記録する。</p> <p>〔手順着手の判断基準〕</p> <p>重大事故等時、発電所対策本部長が緊急時対策所で気象観測設備の指示値を確認する等、気象観測設備による風向・風速・日射量・放射収支量・降水量のいずれかかの測定機能が喪失したと判断した場合。</p>
<p>測定頻度</p> <p>可搬型モニタリングポストを用いた放射線量の測定は、連続測定とする。</p> <p>放射性物質の濃度の測定（空气中、水中、土壌中）及び海上モニタリングは、1回/日以上とするが、原子炉施設の状態、放射性物質の放出状況及び海洋の状況を考慮し、測定しない場合もある。</p> <p>風向、風速その他の気象条件の測定は、連続測定とする。</p>	<p>測定頻度</p> <p>可搬型モニタリングポストを用いた放射線量の測定は、連続測定とする。</p> <p>放射性物質の濃度の測定（空气中、水中、土壌中）および海上モニタリングは、1回/日以上とするが、原子炉施設の状態、放射性物質の放出状況および海洋の状況を考慮し、測定しない場合もある。</p> <p>風向、風速その他の気象条件の測定は、連続測定とする。</p>
<p>バックグラウンド低減対策</p> <p>周辺汚染によりモニタリングポストを用いて測定できなくなること避けるため、モニタリングポストの検出器保護カバーを交換する等のバックグラウンド低減対策を行う。同様に可搬型モニタリングポストを用いて測定できなくなること避けるため、可搬型モニタリングポストの養生シートを交換する等のバックグラウンド低減対策を行う。また、必要に応じて除草、周辺の土壌撤去等により、周辺のバックグラウンドレベルを低減する。</p> <p>周辺汚染により放射性物質の濃度の測定時のバックグラウンドレベルが上昇し、可搬型放射線計測器が測定不能となるおそれがある場合は、可搬型放射線計測器の検出器を遮蔽材で囲む等のバックグラウンド低減対策を行う。ただし、可搬型放射線計測器の検出器を遮蔽材で囲んだ場合においても可搬型放射線計測器が測定不能となるおそれがある場合は、バック</p>	<p>バックグラウンド低減対策</p> <p>周辺汚染によりモニタリングポストを用いて測定できなくなること避けるため、モニタリングポストの検出器保護カバーを交換する等のバックグラウンド低減対策を行う。同様に可搬型モニタリングポストを用いて測定できなくなること避けるため、可搬型モニタリングポストの養生シートを交換する等のバックグラウンド低減対策を行う。また、必要に応じて除草、周辺の土壌撤去等により、周辺のバックグラウンドレベルを低減する。</p> <p>周辺汚染により放射性物質の濃度の測定時のバックグラウンドレベルが上昇し、可搬型放射線計測器が測定不能となるおそれがある場合は、可搬型放射線計測器の検出器を遮蔽材で囲む等のバックグラウンド低減対策を行う。ただし、可搬型放射線計測器の検出器を遮蔽材で囲んだ場合においても可搬型放射線計測器が測定不能となる場合は、バックグラ</p>

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）	女川2号炉案	差異理由
<p>グラウンドレベルが低い場所に移動して、放射性物質の濃度を測定する。</p> <p>他の機関との連携 敷地外でのモニタリングは、国が地方公共団体と連携して策定するモニタリング計画に従い、資機材、要員及び放出源情報を提供するとともにモニタリングに協力する。</p> <p>電源確保 常内電源喪失によりモニタリングポストの機能が喪失した場合は、自主対策設備である無停電電源装置が自動でモニタリングポストへ給電し、その間にモニタリングポスト専用の無停電電源装置が自動でモニタリングポストへ給電し、その間に常設代替交流電源設備による給電の操作を実施する。モニタリングポストは、電源が喪失した状態で代替電源設備から給電した場合、自動的に放射線量の連続測定を開始する。</p>	<p>ウンドレベルが低い場所に移動して、放射性物質の濃度を測定する。</p> <p>他の機関との連携 敷地外でのモニタリングは、国が地方公共団体と連携して策定するモニタリング計画に従い、資機材、要員および放出源情報を提供するとともにモニタリングに協力する。</p> <p>電源確保 非常用交流電源設備からの給電の喪失によりモニタリングポストの機能が喪失した場合は、自主対策設備であるモニタリングポスト専用の無停電電源装置が自動でモニタリングポストへ給電し、その間に常設代替交流電源設備による給電の操作を実施する。モニタリングポストは、電源が喪失した状態で代替電源設備から給電した場合、自動的に放射線量の連続測定を開始する。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・女川は、モニタリングポストを非常用交流電源設備に接続している ・女川は、非常用交流電源設備からの給電の喪失時は常設代替交流電源設備から給電し、切替え操作は不要。

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

表 1 8 柏崎刈羽 7 号炉（令和 2 年 1 1 月 9 日施行）	女川 2 号炉案	差異理由
<p>操作手順 1 8. 緊急時対策所の居住性等に関する手順等</p> <p>方針目的 5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所には、重大事故等が発生した場合においても、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等が緊急時対策所にとどまり、重大事故等に対処するために必要な指示を行うとともに、発電所の内外の通信連絡を必要とする場所以外に設置する必要があるため、重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容する等の発電所緊急時対策本部としての機能を維持することを目的とする。</p> <p>対応手段等 <u>居住性の確保</u> 緊急時対策本部は、緊急時対策所遮蔽及び緊急時対策所陽圧化装置（空気がボンベ）を用いた希ガス等の放射性物質の侵入防止等により、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等の被ばく線量を 7 日間で 100mSv を超えないようにするため、以下の手順等により緊急時対策所の居住性を確保する。 1. 緊急時対策所を立ち上げる場合は、5 号炉原子炉建屋内緊急時対策本部及び待機場所の可搬型陽圧化空調機を起動するとともに、酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を開始する。</p> <p>全交流動力電源喪失時は、代替交流電源設備である 5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備を用いて給電し、5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所可搬型陽圧化空調機を起動する。 (1) 手順書の判断基準 可搬型陽圧化空調機の起動については、5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所を立ち上げた場合、酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定については、5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所の使用を開始した場合。</p> <p>2. 原子力災害特別措置法第 10 条事象が発生した場合、5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所対策本部及び待機場所に可搬型エアモニタを設置し、放射線量の測定を実施する。 (1) 手順書の判断基準 原子力災害対策特別措置法第 10 条特定事象が発生したと判断した場合。</p> <p>3. 格納容器ベント等により放射性物質の放出のおそれがある場合は、5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所対策本部及び待機場所において、5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所陽圧化装置（空気がボンベ）を用いて加圧を行うとともに、酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計を用いて緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度を測定する。その後、発電所敷地内に設置する可搬型モニタリングポスト等の指示値により周辺環境中の放射性物質が十分減少したと判断した場合は、5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所陽圧化装置（空気がボンベ）から 5 号炉原子</p>	<p>操作手順 1 8. 緊急時対策所の居住性等に関する手順等</p> <p>方針目的 緊急時対策所には、重大事故等が発生した場合においても、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等が緊急時対策所にとどまり、重大事故等に対処するために必要な指示を行うとともに、発電所の内外の通信連絡を必要とする場所以外に設置する必要があるため、重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容する等の発電所対策本部としての機能を維持することを目的とする。</p> <p>対応手段等 <u>居住性の確保</u> 発電所対策本部は、緊急時対策所遮蔽および緊急時対策所加圧設備（空気がボンベ）を用いた希ガス等の放射性物質の侵入防止等により、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等の被ばく線量を 7 日間で 100mSv を超えないようにするため、以下の手順等により緊急時対策所の居住性を確保する。 (1) 緊急時対策所を立ち上げる場合は、緊急時対策所非常用送風機を起動するとともに、酸素濃度および二酸化炭素濃度の測定を開始する。</p> <p>全交流動力電源喪失時は、代替電源設備であるガスタービン発電機または電源車（緊急時対策所用）を用いて給電し、緊急時対策所非常用送風機を起動する。 [手順書の判断基準] ① 緊急時対策所換気空調系運転：緊急時対策所を立ち上げた場合。 ② 緊急時対策所内の酸素濃度および二酸化炭素濃度の測定：緊急時対策所において、緊急時対策所加圧設備（空気がボンベ）を用いて加圧を行うとともに、酸素濃度計および二酸化炭素濃度計を用いて緊急時対策所内の酸素濃度および二酸化炭素濃度を測定する。その後、発電所敷地内に設置する可搬型モニタリングポスト等の指示値により周辺環境中の放射性物質が十分減少したと判断した場合は、緊急時対策所加圧設備（空気がボンベ）から緊急時対策所非常用送風機へ切り替える。</p> <p>[手順書の判断基準] ① 緊急時対策所換気空調系運転：緊急時対策所を立ち上げた場合。 ② 緊急時対策所内の酸素濃度および二酸化炭素濃度の測定：緊急時対策所において、緊急時対策所加圧設備（空気がボンベ）を用いて加圧を行うとともに、酸素濃度計および二酸化炭素濃度計を用いて緊急時対策所内の酸素濃度および二酸化炭素濃度を測定する。その後、発電所敷地内に設置する可搬型モニタリングポスト等の指示値により周辺環境中の放射性物質が十分減少したと判断した場合は、緊急時対策所加圧設備（空気がボンベ）から緊急時対策所非常用送風機へ切り替える。</p> <p>(2) 「原子力災害対策特別措置法」第 10 条特定事象が発生した場合、緊急時対策所に緊急時対策所可搬型エアモニタを設置し、放射線量の測定を実施する。 [手順書の判断基準] 発電所対策本部長が「原子力災害対策特別措置法」第 10 条特定事象が発生したと判断した場合。</p> <p>(3) 原子力災害特別措置法第 10 条特定事象が発生した場合、5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所において、緊急時対策所加圧設備（空気がボンベ）を用いて加圧を行うとともに、酸素濃度計および二酸化炭素濃度計を用いて緊急時対策所内の酸素濃度および二酸化炭素濃度を測定する。その後、発電所敷地内に設置する可搬型モニタリングポスト等の指示値により周辺環境中の放射性物質が十分減少したと判断した場合は、緊急時対策所加圧設備（空気がボンベ）から緊急時対策所非常用送風機へ切り替える。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・女川の緊急時対策所は複数箇所に分散されている。以下「差異理由 18-1J」と記載） ・女川は、ガスタービン発電機及び電源車（緊急時対策所用）により多様性を有する（柏崎は、可搬型電源設備により多様性を有する。） TS-10 1895 ページ参照 ・差異理由 18-1 <ul style="list-style-type: none"> ・原災法の判断者を明確化 ・差異理由 18-1

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表	女川2号炉案	差異理由
<p>炉建屋内緊急時対策所可搬型陽圧化空調機へ切り替える。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準</p> <p>5号炉原子炉建屋内緊急時対策所陽圧化装置(空気ポンプ)を用いた陽圧化については以下の条件が満たされた場合に実施する。</p> <p>① 以下の【条件1-1】及び【条件1-2】が満たされた場合</p> <p>【条件1-1】：7号炉の炉心損傷^{※1}及び格納容器破損の評価に必要なパラメータの監視不可</p> <p>【条件1-2】：可搬型モニタリングポスト(5号炉近傍)に設置するもの、以下同じ。</p> <p>5号炉原子炉建屋内緊急時対策所可搬型エリアモニタ^{※2}いすれかのモニタ値が急上昇し警報発生</p> <p>② 以下の【条件2-1-1】又は【条件2-1-2】、及び【条件2-2-1】又は【条件2-2-2】が満たされた場合</p> <p>【条件2-1-1】：7号炉において炉心損傷^{※1}後に格納容器破損の実施を判断した場合</p> <p>【条件2-1-2】：7号炉にて炉心損傷^{※1}後に格納容器破損徴候が発生した場合</p> <p>【条件2-2-1】：格納容器破損直前</p> <p>【条件2-2-2】：可搬型モニタリングポスト、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所可搬型エリアモニタ^{※2}いすれかのモニタ値が急上昇し警報発生</p> <p>※1 格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)で格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事象相当のガンマ線線量率の1.0倍を超えた場合、又は格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)が使用できない場合に、原子炉圧力容器温度計で300℃以上を確認した場合。</p> <p>5号炉原子炉建屋内緊急時対策所陽圧化装置(空気ポンプ)から5号炉原子炉建屋内緊急時対策所可搬型陽圧化空調機への切替えについては、可搬型モニタリングポスト等の線量率の指示が上昇した後に、減少に転じ、更に線量率が安定的な状態になり、周辺環境中の放射性物質が十分減少し、5号炉原子炉建屋内上階の階段室近傍(可搬型外気吸入送風機の外気吸込場所)に設置する可搬型モニタリングポストの値が0.2mGy/h^{※2}を下回った場合。</p> <p>※2 保守的に0.2mGy/hを0.2mSv/hとして換算し、仮に7日間被ばくし続けたとしても、0.2mSv/h×168h=33.6mSv≒34mSv程度と100mSvに対して十分余裕があり、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所の居住性評価である約58mSvに加えた場合でも100mSvを超えることのない値として設定</p>	<p>手順着手の判断基準</p> <p>① 緊急時対策所での原子炉格納容器ベントを実施する場合の対応</p> <p>以下のA、Bのいずれかの場合。</p> <p>A. 以下の【条件1-1】および【条件1-2】が満たされた場合</p> <p>【条件1-1】：2号炉の炉心損傷および原子炉格納容器破損の評価に必要なパラメータの監視不可</p> <p>【条件1-2】：可搬型モニタリングポスト(緊急時対策建屋屋上に設置するもの、以下同じ)の指示値が上昇し30mGy/hとなった場合または緊急時対策所可搬型エリアモニタの指示値が上昇し0.1mSv/hとなった場合</p> <p>B. 以下の【条件2-1-1】または【条件2-1-2】、および【条件2-2】が満たされた場合</p> <p>【条件2-1-1】：2号炉において炉心損傷後に原子炉格納容器ベントの実施を判断した場合</p> <p>【条件2-1-2】：2号炉において炉心損傷後に原子炉格納容器破損徴候が発生した場合</p> <p>【条件2-2】：可搬型モニタリングポストの指示値が上昇し30mGy/hとなった場合または緊急時対策所可搬型エリアモニタの指示値が上昇し0.1mSv/hとなった場合</p> <p>※：格納容器内雰囲気放射線モニタで原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事象相当のガンマ線線量率の1.0倍を超えた場合または格納容器内雰囲気放射線モニタが使用できない場合に、原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合</p> <p>② 緊急時対策所加圧設備(空気ポンプ)から緊急時対策所非常用送風機への切替え</p> <p>可搬型モニタリングポストまたは緊急時対策所可搬型エリアモニタの線量率の指示が上昇した後に、減少に転じ、更に線量率が安定的な状態になり、周辺環境中の放射性物質が十分減少し、緊急時対策建屋屋上に設置する可搬型モニタリングポストの値が0.5mGy/h[※]を下回った場合。</p> <p>※：保守的に0.5mGy/hを0.5mSv/hとして換算し、仮に7日間被ばくし続けたとしても、0.5mSv/h×168h=84mSvと100mSvに対して余裕があり、緊急時対策所の居住性評価である約0.7mSvに加えた場合でも100mSvを超えることのない値として設定</p>	<p>運用の相違(女川は具体的な指示値を記載)、この条件にて加圧を開始する。)</p> <p>TS-10 1900ページ参照</p>
<p>必要ない指示および通信連絡</p> <p>重大事故等が発生した場合、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等は、緊急時対策所の安全パラメータ表示システム(SPDS)及び通信連絡設備を用いて必要なプラントパラメータ等を監視する。また、重大事故等に対処するために必要な情報を把握するとともに重大事故等に対処するための対策の検討を行う。</p> <p>重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料を5号炉原子炉建屋内緊急時対策所</p>	<p>必要ない指示および通信連絡</p> <p>重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等は、緊急時対策所の安全パラメータ表示システム(SPDS)および通信連絡設備を用いて必要なプラントパラメータ等を監視する。また、重大事故等に対処するために必要な情報を把握するとともに重大事故等に対処するための対策の検討を行う。</p> <p>重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料を緊急時対策所に整備する。当該資料</p>	<p>重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料を緊急時対策所に整備する。当該資料</p>

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>女川2号炉案</p>	<p>差異理由</p>
<p>に整備する。当該資料は、常に最新となるよう通常時から維持、管理する。</p> <p>5号炉原子炉建屋内緊急時対策所の通信連絡設備により、発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行う。</p> <p>1. 手順着手の判断基準</p> <p>5号炉原子炉建屋内緊急時対策所を立ち上げた場合。</p>	<p>料は、常に最新となるよう通常時から維持、管理する。</p> <p>緊急時対策所の通信連絡設備により、発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行う。</p> <p>「手順着手の判断基準」</p> <p>緊急時対策所を立ち上げた場合。</p>	
<p>必要な数の要員の収容</p> <p>5号炉原子炉建屋内緊急時対策所には、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員に加え、格納容器の破損等による発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための対策に対処するために必要な数の要員を収容する。</p> <p>緊急時対策本部は、これらの要員を収容するため、以下の手順等により必要な放射線管理を行うための資機材、飲料水、食料等を整備し、維持、管理するとともに、放射線管理等の運用を行う。</p> <p>1. 7日間外部からの支援がなくなるとも緊急時対策要員が使用する十分な数量の装備（汚染防護服、個人線量計、全面マスク等）及びチェンジングエリア用資機材を配備するとともに、通常時から維持、管理し、重大事故等時には、防護具等の使用及び管理を適切に運用し、十分な放射線管理を行う。</p> <p>2. 5号炉原子炉建屋内緊急時対策所の外側が放射性物質により汚染したような状況下において、緊急時対策所への汚染の持ち込みを防止するため、原子力災害対策特別措置法第10条特定事象が発生したと判断した後、事象進展の状況、参集済みの要員数及び作業の優先順位を考慮して、上記資機材を用いて、モニタリング及び汚染防護服の着替え等を行うためのチェンジングエリアを設置する。</p> <p>3. 少なくとも外部からの支援なしに7日間活動するために必要な飲料水および食料等を備蓄するとともに、通常時から維持、管理し、重大事故等が発生した場合は、緊急時対策所の環境を確認した上で、飲食の管理を行う。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準</p> <p>チェンジングエリアの設置は、原子力災害対策特別措置法第10条特定事象が発生したと判断した後、事象進展の状況、参集済みの要員数及び保安班が実施する作業の優先順位を考慮して、チェンジングエリアの設置を行うと判断した場合。</p>	<p>必要な数の要員の収容</p> <p>緊急時対策所には、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員に加え、原子炉格納容器の破損等による発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための対策に対処するために必要な要員を含めた重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容する。</p> <p>これらの要員を収容するため、以下の手順等により必要な放射線管理を行うための資機材、飲料水、食料等を整備し、維持、管理するとともに、放射線管理等の運用を行う。</p> <p>① 7日間外部からの支援がなくなるとも要員が使用する十分な数量の装備（汚染防護服、個人線量計、全面マスク等）およびチェンジングエリア用資機材を配備するとともに、通常時から維持、管理し、重大事故等時には、防護具等の使用および管理を適切に運用し、十分な放射線管理を行う。</p> <p>② 緊急時対策所の外側が放射性物質により汚染したような状況下において、緊急時対策所への汚染の持ち込みを防止するため、「原子力災害対策特別措置法」第10条特定事象が発生したと判断した後、事象進展の状況、参集済みの要員数および作業の優先順位を考慮して、上記資機材を用いて、モニタリングおよび汚染防護服の着替え等を行うためのチェンジングエリアを設置する。</p> <p>③ 少なくとも外部からの支援なしに7日間活動するために必要な飲料水および食料等を備蓄するとともに、通常時から維持、管理し、重大事故等が発生した場合は、緊急時対策所の環境を確認した上で、飲食の管理を行う。</p> <p>「手順着手の判断基準」</p> <p>放射線管理班員が「原子力災害対策特別措置法」第10条特定事象が発生した後、事象進展の状況（格納容器内雰囲気放射線モニタ等により炉心損傷[*]を判断した場合等）、参集済みの要員数を考慮して、チェンジングエリアの設置を行うと判断した場合。</p> <p>※：格納容器内雰囲気放射線モニタで原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の1.0倍を越えた場合は格納容器内雰囲気放射線モニタが使用できない場合に、原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。</p>	<p>設計の相違（電源系統構成の相違）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設計の相違（電源系統構成の相違） ・女川は、ガスタービン発電機及び電源車（緊急時対策所用）により多様性を有する（柏崎は、
<p>代替電源設備からの給電</p> <p>緊急時対策本部は、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所の必要な負荷は、5号炉の共用高圧母線、及び6号炉若しくは7号炉の非常用高圧母線より受電されるが、当該母線より受電できない場合は、可搬型代替交流電源設備である5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備を用いて給電する。</p> <p>1. 手順着手の判断基準</p> <p>5号炉の共用高圧母線、及び6号炉若しくは7号炉の非常用高圧母線より受電できない場合。</p>	<p>代替電源設備からの給電</p> <p>緊急時対策所の必要な負荷は、2号炉の非常用高圧母線より受電されるが、当該母線より受電できない場合は、代替電源設備であるガスタービン発電機を用いて給電する。また、ガスタービン発電機による給電ができない場合は、電源車（緊急時対策所用）を用いて給電する。</p> <p>「手順着手の判断基準」</p> <p>外部電源および非常用ディーゼル発電機の機能喪失により給電ができない場合。</p>	

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）	女川2号炉案	差異理由
<p>配置 重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員と現場作業を行う要員等との輻輳を避けるレイアウトとなるよう考慮する。また、要員の収容が適切に行えるようトイレや休憩スペース等を整備する。</p>	<p>配置 重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員と現場作業を行う要員等との輻輳を避けるレイアウトとなるよう考慮する。また、要員の収容が適切に行えるようトイレや休憩スペース等を整備する。</p>	<p>可搬型電源設備により多重性を有する。 TS-10 1911, 1912 ページ参照</p>
<p>放射線管理 除染は拭き取りを基本とするが、拭き取りにて除染できない場合は、簡易シャワーにて水洗による除染を行う。簡易シャワーで発生した汚染水は、必要に応じてウエスへ染み込ませる等により固体廃棄物として廃棄する。 運転中の5号炉原子炉建屋内緊急時対策所可搬型陽圧化空調機が故障する等、切替えが必要となった場合は、待機側への切替えを行う。 使用済の可搬型陽圧化空調機のフィルタ部分は非常に高線量になるため、フィルタ交換や使用済空調機を移動することによる被ばくを避けるため、放射線量が減衰して下がるまで、適切な遮蔽が設置されているその場所で一時保管する。</p>	<p>放射線管理 除染は、ウェットティッシュでの拭取りを基本とするが、拭取りにて除染できない場合は、簡易シャワーにて水洗による除染を行う。簡易シャワーで発生した汚染水は、必要に応じてウエスへ染み込ませる等により固体廃棄物として廃棄する。 運転中の緊急時対策所換気空調系が故障する等、切替えが必要となった場合は、待機側への切替えを行う。 緊急時対策所換気空調系の緊急時対策所非常用フィルタ装置は使用することにより非常に高線量になるため、適切な遮蔽が設置されている緊急時対策建屋内に設置する。</p>	<p>•設計の相違（女川は常設設備として緊急時対策所非常用フィルタ装置を緊急時対策建屋内に設置する。） TS-10 1910 ページ参照</p>
<p>電源確保 全交流動力電源喪失時は、代替電源設備からの給電により、緊急時対策所の安全パラメータ表示システム（SPDS）及び通信連絡設備へ給電する。</p>	<p>電源確保 全交流動力電源喪失時は、代替電源設備からの給電により、緊急時対策所の安全パラメータ表示システム（SPDS）および通信連絡設備へ給電する。</p>	
<p>燃料補給 5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備の運転開始後、負荷運転時における燃料給油手順着手時間に達した場合は、軽油タンクからタンクローリ（4kL）へ補給した燃料を当該設備に給油する。 なお、重大事故等時7日間運転継続するために必要な燃料（軽油）の備蓄量については、表14「14. 電源の確保に関する手順等」参照。</p>		<p>•設計の相違（電源車（緊急時対策所用）はタンクローリによる給油は行わない。また、ガスタービン発電機の燃料補給は表14「14. 電源の確保に関する手順等」参照。）</p>

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)	女川2号炉案	差異理由
<p>表19 操作手順 1.9. 通信連絡に関する手順等 方針目的 重大事故等が発生した場合において、発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うため、発電所内の通信連絡設備(発電所内)、発電所外(社内外)との通信連絡設備(発電所外)により通信連絡を行うことを目的とする。 対応手段等 <u>発電所内の通信連絡</u> 当直副長及び緊急時対策本部は、中央制御室、中央制御室待避室、屋内外の現場、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所及び5号炉原子炉建屋内緊急時対策所(特機場所)との間で相互に通信連絡を行う場合は、衛星電話設備、無線連絡設備、携帯型音声呼出電話設備、5号炉屋外緊急連絡用インターフォン等を使用する。</p>	<p>表19 操作手順 1.9. 通信連絡に関する手順等 方針目的 重大事故等が発生した場合において、発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うため、発電所内の通信連絡設備(発電所内)、発電所外(社内外)との通信連絡設備(発電所外)により通信連絡を行うことを目的とする。 対応手段等 <u>発電所内の通信連絡</u> 発電課長および発電所対策本部は、中央制御室、中央制御室待避所、屋内外の現場および緊急時対策所との間で相互に通信連絡を行う場合は、衛星電話設備、無線連絡設備および携行型通話装置等を使用する。</p>	<ul style="list-style-type: none"> 柏崎の5号炉原子炉建屋内緊急時対策所は対策本部と待機場所から構成される。(以下、「差異理由 19-1」と記載) 柏崎は5号炉原子炉建屋内外と5号炉原子炉建屋内緊急時対策所及び5号炉中央制御室との通話でインターフォンを使用する。女川は、現場(屋外)と中央制御室及び緊急時対策所との通話は無線連絡設備を使用。また、現場(屋内)と中央制御室との通話には携行型通話装置を使用する設計としている。(以下、「差異理由 19-2」と記載) <p>参照 TS-10 1916 ページ</p>
<p>全交流動力電源喪失時は、代替電源設備(充電式電池及び乾電池を含む。)を用いてこれらの設備へ給電する。 また、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所へ重大事故等に対処するために必要なデータを伝送し、パラメータを共有する場合は、安全パラメータ表示システム(SPDS)を使用する。 直流電源喪失時等は、可搬型の計測器を用いて炉心損傷防止及び格納容器破損防止に必要なパラメータ等の特に重要なパラメータを計測し、その結果を発電所内の必要な場所と共有する場合は、以下の手段により実施する。 1. 現場(屋内)と中央制御室との連絡には、携帯型音声呼出電話設備等を使用する。 2. 現場(屋外)と5号炉原子炉建屋内緊急時対策所との連絡には、無線連絡設備等を使用する。 3. 中央制御室と5号炉原子炉建屋内緊急時対策所との連絡には、衛星電話設備、無線連絡</p>	<p>全交流動力電源喪失時は、代替電源設備(充電式電池および乾電池を含む。)を用いてこれらの設備へ給電する。 また、緊急時対策所へ重大事故等に対処するために必要なデータを伝送し、パラメータを共有する場合は、安全パラメータ表示システム(SPDS)を使用する。 直流電源喪失時等、可搬型の計測器を用いて炉心損傷防止および原子炉格納容器破損防止に必要なパラメータ等の特に重要なパラメータを計測し、その結果を発電所内の必要な場所と共有する場合は、以下の手段により実施する。 ① 現場(屋内)と中央制御室との連絡には、携行型通話装置等を使用する。 ② 現場(屋外)と緊急時対策所との連絡には、無線連絡設備等を使用する。 ③ 中央制御室と緊急時対策所との連絡には、衛星電話設備および無線連絡設備等を使用</p>	

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表	女川2号炉案	差異理由
<p>設備等を使用する。</p> <p>4. 中央制御室待避室と5号炉原子炉建屋内緊急時対策所との連絡には、衛星電話設備及び無線連絡設備を使用する。</p> <p>5. 5号炉原子炉建屋内緊急時対策所と5号炉原子炉建屋内緊急時対策所(待機場所)との連絡には、携帯型音声呼出電話設備等を使用する。</p> <p>6. 放射能観測車と5号炉原子炉建屋内緊急時対策所との連絡には、衛星電話設備を使用する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準</p> <p>重大事故等が発生した場合において、通信連絡設備(発電所内)及び安全パラメータ表示システム(SPDS)により、発電所内の通信連絡を必要とする場合がある場合、 また、特に重要なパラメータを可搬型の計測器にて計測し、その結果を通信連絡設備(発電所内)により、発電所内の必要な場所と共有する場合。</p> <p>(配慮すべき事項)</p> <p>○重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>中央制御室、中央制御室待避室、屋内外の現場、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所及び5号炉原子炉建屋内緊急時対策所(待機場所)との間で操作・作業等の通信連絡を行う場合は、通常、屋内外で使用可能な送受話器(警報装置を含む。)及び電力保安通信用電話設備を使用するが、これらが使用できない場合は、衛星電話設備、無線連絡設備、携帯型音声呼出電話設備及び5号炉屋外緊急連絡用インターフォンを使用する。</p> <p>なお、特に重要なパラメータを計測し、その結果を発電所内の必要な場所と共有する場合も同様である。</p>	<p>する。</p> <p>④ 中央制御室待避所と緊急時対策所との連絡には、衛星電話設備および無線連絡設備等を使用する。</p> <p>⑤ 現場(屋外)間の連絡には、無線連絡設備等を使用する。</p> <p>⑥ 放射能観測車と緊急時対策所との連絡には、衛星電話設備等を使用する。</p> <p>〔手順着手の判断基準〕</p> <p>① 発電所内の通信連絡を必要とする場合のある場所との通信連絡：重大事故等が発生した場合において、通信連絡設備(発電所内)および安全パラメータ表示システム(SPDS)により、発電所内の通信連絡を必要とする場合がある場合、通信連絡を行う場合。</p> <p>② 計測等を行った時に重要なパラメータの発電所内の必要な場所での共有：特に重要なパラメータを可搬型の計測器にて計測し、その結果を通信連絡設備(発電所内)により、発電所内の必要な場所と共有する場合。</p> <p>(配慮すべき事項)</p> <p>○重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>中央制御室、中央制御室待避所、屋内外の現場および緊急時対策所との間で操作・作業等の通信連絡を行う場合は、通常、屋内外で使用可能な送受話器(ヘーミング)(警報装置を含む。)、電力保安通信用電話設備および移動無線設備を使用するが、これらが使用できない場合は、衛星電話設備、無線連絡設備および携行型通話装置を使用する。</p> <p>なお、特に重要なパラメータを計測し、その結果を発電所内の必要な場所と共有する場合も同様である。</p>	<p>・女川は現場(屋外)間の連絡に使用する通信連絡設備を記載</p> <p>TS-10 1924 ページ参照</p> <p>・差異理由 19-1</p> <p>TS-10 1924 ページ参照</p>
<p>発電所外(社内外)との通信連絡</p> <p>緊急時対策本部は、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所と本社、国、自治体、その他関係機関等及び所外関係箇所(社内向)との間で通信連絡を行う場合は、衛星電話設備、統合原子力防災ネットワークを用いた通信連絡設備等を使用する。</p> <p>全交流動力電源喪失時は、代替電源設備(充電式電池及び乾電池を含む。)を用いてこれらの設備へ給電する。</p> <p>国の緊急時対策支援システム(ERSS)等へ必要なデータを伝送し、パラメータを共有する場合、データ伝送設備を使用する。</p> <p>直流電源喪失時等、可搬型の計測器を用いて、炉心損傷防止及び格納容器破損防止に必要なパラメータ等の特に重要なパラメータを計測し、その結果を発電所外(社内外)の必要な場所と共有する場合は、以下の手段により実施する。</p>	<p>発電所外(社内外)との通信連絡</p> <p>発電所外および発電所対策本部は、本店、国、地方公共団体、その他関係機関等および社内関係箇所との間で通信連絡を行う場合は、衛星電話設備および統合原子力防災ネットワークを用いた通信連絡設備等を使用する。</p> <p>全交流動力電源喪失時は、代替電源設備(充電式電池および乾電池を含む。)を用いてこれらの設備へ給電する。</p> <p>国の緊急時対策支援システム(ERSS)へ必要なデータを伝送し、パラメータを共有する場合は、データ伝送設備を使用する。</p> <p>直流電源喪失時等、可搬型の計測器を用いて、炉心損傷防止および格納容器破損防止に必要なパラメータ等の特に重要なパラメータを計測し、その結果を発電所外(社内外)の必要な場所と共有する場合は、以下の手段により実施する。</p>	<p>・差異理由 19-1</p> <p>・女川は放射能観測車との連絡に移動無線設備を使用する。</p> <p>・差異理由 19-2</p> <p>TS-10 1925 ページ参照</p>

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

<p>柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）</p>	<p>女川2号炉案</p>	<p>差異理由</p>
<p>1. 5号炉原子炉建屋内緊急時対策所と本社、自治体、その他関係機関等との連絡には、衛星電話設備、統合原子炉防災ネットワークを用いた通信連絡設備等を使用する。</p> <p>2. 5号炉原子炉建屋内緊急時対策所と国との連絡には、衛星電話設備及び統合原子炉防災ネットワークを用いた通信連絡設備を使用する。</p> <p>3. 5号炉原子炉建屋内緊急時対策所と所外関係箇所（社内向）との連絡には、衛星電話設備を使用する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準 重大事故等が発生した場合において、通信連絡設備（発電所外）及びデータ伝送設備により、発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行う場合。</p> <p>また、特に重要なパラメータを可搬型の計測器にて計測し、その結果を通信連絡設備（発電所外）により、発電所外（社内外）の必要な場所と共有する場合。</p> <p>(配慮すべき事項) ○重大事故等時の対応手段の選択</p>	<p>① 中央制御室とその他関係機関等および社内関係箇所との連絡には、衛星電話設備等を使用する。</p> <p>② 緊急時対策所と本店、地方公共団体、その他関係機関等との連絡には、衛星電話設備および統合原子炉防災ネットワークを用いた通信連絡設備等を使用する。</p> <p>③ 緊急時対策所と国との連絡には、統合原子炉防災ネットワークを用いた通信連絡設備および衛星電話設備等を使用する。</p> <p>④ 緊急時対策所と社内関係箇所との連絡には、衛星電話設備等を使用する。</p> <p>〔手順着手の判断基準〕 ① 発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所との通信連絡：重大事故等が発生した場合において、通信連絡設備（発電所外）およびデータ伝送設備により、発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行う場合。 ② 計測等を行った時に重要なパラメータを発電所外（社内外）の必要な場所との共有：特に重要なパラメータを可搬型の計測器にて計測し、その結果を通信連絡設備（発電所外）により、発電所外（社内外）の必要な場所と共有する場合。</p> <p>(配慮すべき事項) ○重大事故等時の対応手段の選択 その他関係機関等および社内関係箇所との間で通信連絡を行う場合は、通常、電力保安通信用電話設備または局線加入電話設備を使用するが、これらが使用できない場合は、衛星電話設備を使用する。</p>	<p>・その他関係機関等及び社内関係箇所間で使用する通信連絡設備を記載 TS-10 1935 ページ 参照</p>
<p>本社との間で通信連絡を行う場合は、通常、テレレ会議システム及び衛星電話設備（社内向）を使用するが、これらが使用できない場合は、衛星電話設備又は統合原子炉防災ネットワークを用いた通信連絡設備を使用する。</p> <p>また、特に重要なパラメータを可搬型の計測器にて計測し、その結果を通信連絡設備（発電所外）により、発電所外（社内外）の必要な場所と共有する場合。</p> <p>(配慮すべき事項) ○重大事故等時の対応手段の選択</p>	<p>本店との間で通信連絡を行う場合は、通常、社内テレレ会議システム、電力保安通信用電話設備または局線加入電話設備を使用するが、これらが使用できない場合は、衛星電話設備または統合原子炉防災ネットワークを用いた通信連絡設備を使用する。</p> <p>国との間で通信連絡を行う場合は、通常、電力保安通信用電話設備または局線加入電話設備を使用するが、これらが使用できない場合は、統合原子炉防災ネットワークを用いた通信連絡設備または衛星電話設備を使用する。</p> <p>地方公共団体、その他関係機関等との間で通信連絡を行う場合は、通常、電力保安通信用電話設備、局線加入電話設備または専用電話設備（地方公共団体向ホットライン）を使用するが、これらが使用できない場合は、統合原子炉防災ネットワークを用いた通信連絡設備または衛星電話設備を使用する。</p> <p>社内関係箇所との間で通信連絡を行う場合は、通常、電力保安通信用電話設備または局線加入電話設備を使用するが、これらが使用できない場合は、衛星電話設備を使用する。</p>	<p>・女川は地方公共団体、その他関係機関等との通信連絡設備として電力保安通信用電話設備、局線加入電話設備に加え専用電話設備（地方公共団体向ホットライン）で多様性を確保する。 TS-10 1935 ページ 参照</p> <p>・発電所外への通信連絡について、柏崎は衛星電話設備（社内向）を使用するのに対し、女川は電力保安通信用電話設備及び加入電話設備で多様性を確保する。なお、女川の衛星保安電話（固定型）は電力保安通信用電話</p>
<p>自治体、その他関係機関等との間で通信連絡を行う場合は、通常、専用電話設備を使用するが、これらが使用できない場合は、統合原子炉防災ネットワークを用いた通信連絡設備又は衛星電話設備を使用する。</p> <p>所外関係箇所（社内向）との間で通信連絡を行う場合は、衛星電話設備を使用する。</p>	<p>〔手順着手の判断基準〕 ① 発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所との通信連絡：重大事故等が発生した場合において、通信連絡設備（発電所外）およびデータ伝送設備により、発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行う場合。 ② 計測等を行った時に重要なパラメータを発電所外（社内外）の必要な場所との共有：特に重要なパラメータを可搬型の計測器にて計測し、その結果を通信連絡設備（発電所外）により、発電所外（社内外）の必要な場所と共有する場合。</p> <p>(配慮すべき事項) ○重大事故等時の対応手段の選択 その他関係機関等および社内関係箇所との間で通信連絡を行う場合は、通常、電力保安通信用電話設備または局線加入電話設備を使用するが、これらが使用できない場合は、衛星電話設備を使用する。</p>	<p>・発電所外への通信連絡について、柏崎は衛星電話設備（社内向）を使用するのに対し、女川は電力保安通信用電話設備及び加入電話設備で多様性を確保する。なお、女川の衛星保安電話（固定型）は電力保安通信用電話</p>

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）	女川2号炉案	差異理由
<p>なお、特に重要なパラメータを計測し、その結果を発電所外の必要な場所で共有する場合も同様である。</p>	<p>なお、特に重要なパラメータを計測し、その結果を発電所外の必要な場所で共有する場合も同様である。</p>	<p>話設備を含む。 TS-10 1935 ページ参照 TS-10 1936 ページ参照</p>
<p>電源確保 全交流動力電源喪失時は、代替電源設備を用いて、衛星電話設備（常設）、無線連絡設備（常設）、5号炉屋外緊急連絡用インターフォン、統合原子力防災ネットワークを用いた通信連絡設備、安全パラメータ表示システム（SPDS）及びデータ伝送設備へ給電する。</p>	<p>電源確保 全交流動力電源喪失時は、代替電源設備を用いて、衛星電話設備（固定型）、無線連絡設備（固定型）、統合原子力防災ネットワークを用いた通信連絡設備、安全パラメータ表示システム（SPDS）およびデータ伝送設備へ給電する。</p>	<p>・差異理由 19-2</p>

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)	女川2号炉案	差異理由
<p>差異理由に記載の番号は、以下の有効性評価における重要事故シナリオを示す。</p> <p>2.1 高圧・低圧注水機能喪失</p> <p>2.2 高圧注水・減圧機能喪失</p> <p>2.3.1 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)</p> <p>2.3.2 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) + RCIC 失敗</p> <p>2.3.3 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) + 直流電源喪失</p> <p>2.3.4 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) + SRV 再閉失敗</p> <p>2.4.1 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)</p> <p>2.4.2 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)</p> <p>2.5 原子炉停止機能喪失</p> <p>2.6 LOCA 時注水機能喪失</p> <p>2.7 格納容器バイパス (インターフェースシステム LOCA)</p> <p>3.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) 代替循環冷却系を使用する場合</p> <p>3.1.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) 代替循環冷却系を使用しない場合</p>	<p>差異理由に記載の番号は、以下の有効性評価における重要事故シナリオを示す。</p> <p>2.1 高圧・低圧注水機能喪失</p> <p>2.2 高圧注水・減圧機能喪失</p> <p>2.3.1 全交流動力電源喪失 (長期 TB)</p> <p>2.3.2 全交流動力電源喪失 (TBU)</p> <p>2.3.3 全交流動力電源喪失 (TBD)</p> <p>2.3.4 全交流動力電源喪失 (TBP)</p> <p>2.4.1 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)</p> <p>2.4.2 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)</p> <p>2.5 原子炉停止機能喪失</p> <p>2.6 LOCA 時注水機能喪失</p> <p>2.7 格納容器バイパス (インターフェースシステム LOCA)</p> <p>3.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) 代替循環冷却系を使用する場合</p> <p>3.1.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) 代替循環冷却系を使用できない場合</p>	
<p>3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱</p> <p>3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用</p> <p>3.4 水素燃焼</p> <p>3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用</p> <p>4.1 想定事故 1</p> <p>4.2 想定事故 2</p> <p>5.1 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>5.2 全交流動力電源喪失</p> <p>5.3 原子炉冷却材の流出</p> <p>5.4 反応度の誤投入</p>	<p>3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱</p> <p>3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用</p> <p>3.4 水素燃焼</p> <p>3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用</p> <p>4.1 想定事故 1</p> <p>4.2 想定事故 2</p> <p>5.1 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>5.2 全交流動力電源喪失</p> <p>5.3 原子炉冷却材の流出</p> <p>5.4 反応度の誤投入</p>	

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

表20 重大事故等対策における操作の成立性 (1/22)		表20 重大事故等対策における操作の成立性 (1/10)		差異理由	
操作手順	対応手段	要員	要員数	想定時間	
1	—	—	—	—	
2	高圧代替注水系の現場操作による原子炉の冷却	運転員 (中央制御室、現場)	5	約40分	
2	原子炉隔離時冷却系の現場操作による原子炉の冷却 (運転員操作)	運転員 (中央制御室、現場)	5	約90分	
2	代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電	操作手順14と同様			
2	可搬型直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電	操作手順14と同様			
2	ほう酸水注入系による進展抑制(ほう酸水貯蔵タンクを水源とした原子炉圧力容器へのほう酸水注入)	運転員 (中央制御室、現場)	4	約20分	
3	常設代替直流電源設備による主蒸気逃がし安全弁機能回復	運転員 (中央制御室、現場)	6	約35分	
3	可搬型直流電源設備による主蒸気逃がし安全弁機能回復	操作手順14と同様			
3	主蒸気逃がし安全弁用可搬型蓄電池による主蒸気逃がし安全弁機能回復	運転員 (中央制御室、現場)	6	約55分	
3	高圧窒素ガス供給系による窒素ガス確保(不活性ガス系から高圧窒素ガス供給系への切替え)	運転員 (中央制御室、現場)	4	約20分	
3	可搬型代替直流電源設備による主蒸気逃がし安全弁 (自動減圧機能) 開放	運転員 (中央制御室、現場)	3	30分以内	
3	主蒸気逃がし安全弁用可搬型蓄電池による主蒸気逃がし安全弁 (自動減圧機能) 開放	運転員 (中央制御室、現場)	3	45分以内	
3	高圧窒素ガス供給系(非常用)による主蒸気逃がし安全弁 (自動減圧機能) 駆動源確保 (高圧窒素ガス供給系(常用)から高圧窒素ガス供給系(非常用)への切替え) ※1	運転員 (中央制御室、現場)	3	50分以内	
3	高圧窒素ガス供給系(非常用)による主蒸気逃がし安全弁 (自動減圧機能) 駆動源確保 (高圧窒素ガスボンベ切替え)	運転員 (現場)	2	35分以内	
3	高圧窒素ガス供給系(非常用)による主蒸気逃がし安全弁 (自動減圧機能) 駆動源確保 (高圧窒素ガスボンベ取替え)	運転員 (現場)	2	105分以内	

・女川では、有効評価の重要事故シークエンスのうち、「2.3.1~2.3.4」において、解析上考慮した対応手段としている。

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）		女川2号炉案		差異理由
		代替高圧窒素ガス供給系による主蒸気逃がし安全弁（自動減圧機能）開放	運転員 （中央制御室、現場）	25分以内
		代替高圧窒素ガス供給系による主蒸気逃がし安全弁（自動減圧機能）開放（高圧窒素ガスボンベ取替え）	運転員（現場）	2 80分以内
3	代替直流電源設備による復旧	代替直流電源設備による復旧	操作手順1-4と同様	
3	代替交流電源設備による復旧	代替交流電源設備による復旧	操作手順1-4と同様	

※1 有効性評価の重要事故シナシスに係る対応手段（以下、本表において同じ。）

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)				女川2号炉案					
表20 重大事故等対策における操作の成立性 (2/22)				表20 重大事故等対策における操作の成立性 (2/10)					
操作手順	対応手段	要員	要員数	想定時間	操作手順	対応手段	要員	要員数	想定時間
3	インターフェースシステムLOCCA発生時の対応 (現場での隔離操作) ※1	運転員 (中央制御室, 現場)	6	約 240 分	3	インターフェースシステムLOCCA発生時の対応 (中央制御室からの遠隔操作による漏えい箇所の隔離ができない場合) ※1	運転員 (中央制御室, 現場)	5	300 分以内
4	低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉の冷却 (交流電源が確保されていて防火水槽を水源とした送水)	運転員 (中央制御室, 現場) 緊急時対策要員	4 3	約 125 分	4	低圧代替注水系 (常設) (直流駆動低圧注水系ポンプ) による原子炉圧力容器への注水 ※1	運転員 (中央制御室, 現場)	3	35 分以内
4	低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉の冷却 (交流電源が確保されていて淡水貯水池を水源とした送水 (あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合) ※1	運転員 (中央制御室, 現場) 緊急時対策要員	4 6	約 330 分	4	低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉圧力容器への注水	運転員 (中央制御室, 現場) 重大事故等対応要員	3 10	385 分以内
4	低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉の冷却 (全交流動力電源が喪失していて防火水槽を水源とした送水)	運転員 (中央制御室, 現場) 緊急時対策要員	3 3	約 150 分					
4	低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉の冷却 (全交流動力電源が喪失していて淡水貯水池を水源とした送水 (あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合) ※1	運転員 (中央制御室, 現場) 緊急時対策要員	3 6 ※2	約 330 分 ※2					
4	代替交流電源設備による残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の復旧 ※1	運転員 (中央制御室, 現場)	6	20 分以内					
4	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉からの除熱 (設計基準拡張) ※1	運転員 (中央制御室, 現場)	6	20 分以内					

※1 有効性評価の重要事故シナリオに係る対応手段 (以下、本表において同じ。)
 ※2 重要事故シナリオ「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+D/G喪失) +主蒸気逃がし安全弁再開失敗」においては、緊急時対策要員 10 名で想定時間は約 225 分である。(以下、本表において同じ。)

・女川では、有効評価の重要事故シナリオのうち、「2.3.4」において、解析上考慮した対応手段としてしている。
 ・柏崎は、有効評価の重要事故シナリオのうち、「2.3.4、3.1.2.3.4」において、解析上考慮した対応手段としてしている。
 ・柏崎は、SA 要員数が6名又は10名で実施する場合があります、それぞれの想定時間が異なることから、注釈を記載。
 ・柏崎は、有効評価の重要事故シナリオのうち、「5.2」において、解析上考慮した対応手段としてしている。
 ・柏崎は、有効評価の重要事故シナリオのうち、

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧本文からの変更箇所

保安規定比較表

表20 重大事故等対策における操作の成立性 (3/22)		女川2号炉案		差異理由
操作手順	対応手段	要員	要員数	想定時間
5	格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の減圧及び除熱※1	運転員 (中央制御室、現場)	4	約 40 分
5	格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) ※1	運転員 (中央制御室、現場)	6	約 70 分
5	格納容器ベント弁駆動源確保 (予備弁)	運転員 (中央制御室、現場)	4	約 45 分
5	フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り※1	緊急時対策要員	2	45 分以内
5	フィルタ装置水位調整 (水張り) (水源が防火水槽の場合)	緊急時対策要員	2	約 125 分
5	フィルタ装置水位調整 (水張り) (水源が淡水貯水池であらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合)	緊急時対策要員	6	約 155 分
5	フィルタ装置水位調整 (水抜き)	緊急時対策要員	2	約 150 分
5	格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスバージ	運転員 (中央制御室) 緊急時対策要員	2 6	約 270 分
5	フィルタ装置スクラバ水 pH調整	運転員 (中央制御室) 緊急時対策要員	1 6	約 85 分
5	ドレン移送ライン窒素ガスバージ	緊急時対策要員	2	約 135 分
5	ドレンタンク水抜き	緊急時対策要員	2	約 80 分
5	耐圧強化ベント系による格納容器内の減圧及び除熱	運転員 (中央制御室、現場)	4	約 55 分

5	原子炉格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧および除熱 (現場操作) (系統構成)	運転員 (中央制御室、現場)	3	75 分以内	[2.2.5.1.5.3]において、解析上考慮した対応手段とされている。 ・柏崎は、有効評価の重要事故シナゲンスのうち、「2.3.1.2.3.2.2.3.3.2.3.4」において、解析上考慮した対応手段としている。
5	原子炉格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧および除熱 (現場操作) (ベント操作：S/C側ベントの場合)	運転員 (中央制御室、現場)	3	95 分以内	
5	フィルタ装置への水補給	運転員 (中央制御室、現場) 重大事故等対応要員	3 9	380 分以内	
5	可搬型窒素ガス供給装置による原子炉格納容器への窒素供給	運転員 (中央制御室、現場) 重大事故等対応要員	3 5	315 分以内	
5	原子炉格納容器フィルタベント系停止後の窒素バージ	運転員 (中央制御室、現場) 重大事故等対応要員	3 5	315 分以内	
5	耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧および除熱 (現場操作) (系統構成)	運転員 (中央制御室、現場)	3	80 分以内	

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)		女川2号炉案		差異理由
表2.0 重大事故等対策における操作の成立性 (4/2.2)				
操作手順	対応手段	要員	要員数	想定時間
5	耐圧強化ベント系による格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)	運転員 (中央制御室, 現場)	6	約 135 分
5	代替原子炉補機冷却系による除熱 *1	運転員 (中央制御室, 現場) 緊急時対策要員	4 13	約 540 分
5	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱 (設計基準拡張)	操作手順 4 と同様		
表2.0 重大事故等対策における操作の成立性 (3/1.0)				
操作手順	対応手段	要員	要員数	想定時間
6	代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器内の冷却 (交流電源が確保されていて防火水槽を水源とした送水)	運転員 (中央制御室, 現場) 緊急時対策要員	4 3	約 125 分
6	代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器内の冷却 (交流電源が確保されていて淡水貯水池を水源とした送水 (あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合))	運転員 (中央制御室, 現場) 緊急時対策要員	4 6 *2	約 330 分 *2
6	代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器内の冷却 (全交流動力電源が喪失していて防火水槽を水源とした送水)	運転員 (中央制御室, 現場) 緊急時対策要員	3 3	約 125 分
6	代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器内の冷却 (全交流動力電源が喪失していて淡水貯水池を水源とした送水 (あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合)) *1	運転員 (中央制御室, 現場) 緊急時対策要員	3 6	約 330 分
表2.0 重大事故等対策における操作の成立性 (3/1.0)				
操作手順	対応手段	要員	要員数	想定時間
6	原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (可搬型) による原子炉格納容器内へのスプレイ *1	運転員 (中央制御室, 現場) 重大事故等対応要員	3 *2 10 *2	385 分以内 385 分以内

* 女川は、大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合の要員数と想定時間を記載している。ただし、有効性評価の重要事故シナグスにおいては、運転員1名、SA要員は9名にて想定時間 385 分以内で対応することとしていることから、注釈を記載。

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧本文からの変更箇所

保安規定比較表

表20 重大事故等対策における操作の成立性（5/22）		女川2号炉案		差異理由
操作手順	対応手段	要員	要員数	想定時間
7	格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の減圧及び除熱※1	運転員 (中央制御室、現場)	4	約45分
7	格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の減圧及び除熱 (一次隔離弁を全開状態で保持)	運転員 (現場)	2	約40分
7	格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)	運転員 (中央制御室、現場)	6	約75分
7	フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り※1	緊急時対策要員	2	45分以内
7	フィルタ装置水位調整 (水張り) (水源が防火水槽の場合)	運転員 (中央制御室) 緊急時対策要員	1 6	約125分
7	フィルタ装置水位調整 (水張り) (水源が淡水貯水池であらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合)	運転員 (中央制御室) 緊急時対策要員	1 10	約155分
7	フィルタ装置水位調整 (水抜き)	運転員 (中央制御室) 緊急時対策要員	1 10	約130分
7	格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスバージ	運転員 (中央制御室) 緊急時対策要員	2 6	約270分
7	フィルタ装置スクラバpH調整	運転員 (中央制御室) 緊急時対策要員	1 10	約85分
7	ドレン移送ライン窒素ガスバージ	緊急時対策要員	8	約130分
7	ドレンタンク水抜き	運転員 (中央制御室) 緊急時対策要員	1 4	約80分

7	原子炉格納容器フィルタタレント系による原子炉格納容器内の減圧および除熱 (現場操作) (系統構成)	運転員 (中央制御室、現場)	3	75分以内	・柏崎は、有効評価の重要事故シナゲンスのうち、「3.1.3」において、解析上考慮した対応手段としている。
7	原子炉格納容器フィルタタレント系による原子炉格納容器内の減圧および除熱 (現場操作) (S/C側ベントの場合)	運転員 (中央制御室、現場)	3	115分以内	
7	フィルタ装置への水補給	運転員 (中央制御室、現場) 重大事故等対応要員	3 9	380分以内	
7	可搬型窒素ガス供給装置による原子炉格納容器への窒素供給	運転員 (中央制御室、現場) 重大事故等対応要員	3 5	315分以内	
7	原子炉格納容器フィルタタレント系停止後の窒素バージ	運転員 (中央制御室、現場) 重大事故等対応要員	3 5	315分以内	

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧本文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)				女川2号炉案			
7	代替循環冷却系による格納容器内の減圧及び除熱※1	運転員 (中央制御室、現場)	6	約90分			
7	代替循環冷却系使用時における代替原子炉補機冷却系による除熱※1	運転員 (中央制御室、現場) 緊急時対策要員	4 13	約540分	代替循環冷却系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保※1	操作手順5と同様	
表20 重大事故等対策における操作の成立性 (6/22)							
操作手順	対応手段	要員	要員数	想定時間			
8	格納容器下部注水系(常設)による格納容器下部への注水※1	運転員 (中央制御室、現場)	4	35分以内	運転員 (中央制御室、現場)	3	
8	格納容器下部注水系(可搬型)による格納容器下部への注水(防火水槽を水源とした送水)	運転員 (中央制御室、現場) 緊急時対策要員	4 3	約125分	原子炉格納容器下部注水系(可搬型)による原子炉格納容器下部への注水	385分以内	<ul style="list-style-type: none"> ・柏崎は、有効評価の重要事故シナゲンスのうち、「3.2.3.3.3.5」において、解析上考慮した対応手段とされている。
8	格納容器下部注水系(可搬型)による格納容器下部への注水(淡水貯水池を水源とした送水(あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合))	運転員 (中央制御室、現場) 緊急時対策要員	4 6	約330分	原子炉格納容器代替スプレイ冷却系(可搬型)による原子炉格納容器下部への注水※1	3※2 9	<ul style="list-style-type: none"> ・女川は、有効評価の重要事故シナゲンスのうち、「3.2.3.3.3.5」において、解析上考慮した対応手段とされている。 ・女川は、大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合の要員数と想定時間を記載している。ただし、有効性評価の重要事故シナゲンスにおいては、SA要員1名、SA要

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)				女川2号炉案				差異理由
8	低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉圧力容器への注水 (防火水槽を水源とした送水)	運転員 (中央制御室, 現場) 緊急時対策要員	4	約 125 分	運転員 (中央制御室, 現場)	3	385 分以内	員は9名にて想定時間 385 分以内で対応することとしていることから、注釈を記載。 ・相崎は、有効評価の重要事故シナジェンズのうち、「3.1.2, 3.4」において、解析上考慮した対応手段としている。
8	低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉圧力容器への注水 (淡水貯水池を水源とした送水) ※1	運転員 (中央制御室, 現場) 緊急時対策要員	4	約 330 分	重大事故等対応要員	9		
8	ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入	運転員 (中央制御室, 現場)	4	約 20 分				
※2 有効性評価の重要事故シナジェンズにおいては、運転員1名および重大事故等対応要員9名で想定時間は385分以内である。								
表20 重大事故等対策における操作の成立性 (4/10)								
操作手順	対応手段	要員	要員数	想定時間				
9	格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出	運転員 (中央制御室, 現場)	4	約 45 分	運転員 (中央制御室, 現場)	3	315 分以内	・相崎は、有効評価の重要事故シナジェンズのうち、「3.1.3」において、解析上考慮した対応手段としている。
9	格納容器ベント弁駆動源確保 (予備ポンプ)	操作手順5と同様			重大事故等対応要員	5		
9	フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り※1	操作手順7と同様						
表20 重大事故等対策における操作の成立性 (7/22)								
操作手順	対応手段	要員	要員数	想定時間				
9	フィルタ装置水位調整 (水張り)	操作手順7と同様			フィルタ装置への水補給			操作手順7と同様
9	フィルタ装置水位調整 (水抜き)	操作手順7と同様						

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)		女川2号炉案	
9	格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガススパージ	操作手順7と同様	原子炉格納容器フィルタイベント系停止後の窒素スパージ
9	フィルタ装置スクラバ水pH調整	操作手順7と同様	
9	ドレン移送ライン窒素ガススパージ	操作手順7と同様	
9	ドレンタンク水抜き	操作手順7と同様	
9	耐圧強化ベント系(W/W)による格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出	運転員 (中央制御室、現場)	
9	耐圧強化ラインの窒素ガススパージ	緊急時対策要員	
9	水素濃度及び酸素濃度の監視(格納容器内雰囲気計装による格納容器内の監視)	4	
9	代替電源による必要な設備への給電	約60分	
9	代替原子炉補機冷却系による冷却水確保※1	4	
10	代替電源による必要な設備への給電	約360分	
11	燃料プール代替注水系による常設スプレイヘッドを使用した使用済燃料プールへの注水(防火水槽を水源とした送水)	運転員 (中央制御室)	
		緊急時対策要員	
		1	
		2	
		110分以内	
9	格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガススパージ	操作手順7と同様	操作手順7と同様
9	代替電源による必要な設備への給電	操作手順14と同様	代替電源による必要な設備への給電
9	代替原子炉補機冷却系による冷却水確保※1	操作手順5と同様	
10	代替電源による必要な設備への給電	操作手順14と同様	代替電源による必要な設備への給電
11	燃料プール代替注水系による常設スプレイヘッドを使用した使用済燃料プールへの注水(防火水槽を水源とした送水)	運転員 (中央制御室)	運転員 (中央制御室、現場)
		緊急時対策要員	重大事故等対応要員
		1	3
		2	10
		110分以内	380分以内

表20 重大事故等対策における操作の成立性 (8/22)

操作手順	対応手段	要員	要員数	想定時間
11	燃料プール代替注水系による常設スプレイヘッドを使用した使用済燃料プールへの注水(淡水貯水池を水源とした送水(あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合))※1	運転員 (中央制御室)	1	330分以内
		緊急時対策要員	6	

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)		女川2号炉案		差異理由
1 1	燃料プール代替注水系による可搬型スプレイヘッドを使用した使用済燃料プールへの注水(防火水槽を水源とした送水(SFP可搬式接続口を使用した場合))	運転員 (中央制御室、現場)	3	約 110 分
		緊急時対策要員	2	
1 1	燃料プール代替注水系による可搬型スプレイヘッドを使用した使用済燃料プールへの注水(防火水槽を水源とした送水(原子炉建屋大物搬入口から接続した場合))	運転員 (中央制御室、現場)	3	約 120 分
		緊急時対策要員	2	
1 1	燃料プール代替注水系による可搬型スプレイヘッドを使用した使用済燃料プールへの注水(淡水貯水池を水源とした送水(あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合)でSFP可搬式接続口を使用した場合)	運転員 (中央制御室、現場)	3	約 330 分
		緊急時対策要員	6	
1 1	燃料プール代替注水系による可搬型スプレイヘッドを使用した使用済燃料プールへの注水(淡水貯水池を水源とした送水(あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合)で原子炉建屋大物搬入口から接続した場合)	運転員 (中央制御室、現場)	3	約 340 分
		緊急時対策要員	6	

操作手順	対応手段	要員	要員数	想定時間
1 1	漏えい抑制※1	運転員 (中央制御室、現場)	4	90分以内
1 1	燃料プール代替注水系による常設スプレイヘッドを使用した使用済燃料プールへのスプレイ(防火水槽を水源とした送水)	運転員 (中央制御室) 緊急時対策要員	1 3	125分以内

・柏崎は、有効評価の重要事故シナゲンスのうち、「4.2」において、解析上考慮した対応手段とされている。

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

u003c/divu003e

柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)		女川2号炉案		差異理由
1 1	燃料プール代替注水系による常設スプレイヘッドを使用した使用済燃料プールへの送水 (あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合)	1 運転員 (中央制御室)	330分以内	
		6 緊急時対策要員		
1 1	燃料プール代替注水系による可搬型スプレイヘッドを使用した使用済燃料プールへの送水 (防火水槽を水源とした送水 (SFP可搬式接続口を使用した場合))	3 運転員 (中央制御室、現場)	約125分	
		2 緊急時対策要員		
1 1	燃料プール代替注水系による可搬型スプレイヘッドを使用した使用済燃料プールへの送水 (原炉建屋大物搬入口から接続した場合)	3 運転員 (中央制御室、現場)	約135分	
		2 緊急時対策要員		
1 1	燃料プール代替注水系による可搬型スプレイヘッドを使用した使用済燃料プールへの送水 (あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合) でSFP可搬式接続口を使用した場合)	3 運転員 (中央制御室、現場)	約330分	
		6 緊急時対策要員		
1 1	燃料プール代替注水系による可搬型スプレイヘッドを使用した使用済燃料プールへの送水 (あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合) で原炉建屋大物搬入口から接続した場合)	3 運転員 (中央制御室、現場)	約340分	
		6 緊急時対策要員		
1 1	大気への放射性物質の拡散抑制	操作手順1 2と同様		
1 1	大気への放射性物質の拡散抑制	操作手順1 2と同様		

表2 0 重大事故等対策における操作の成立性 (1 0 / 2 2)

操作手順	対応手段	要員	要員数	想定時間
1 1	燃料プール代替注水系による可搬型スプレイヘッドを使用した使用済燃料プールへの送水 (あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合) で原炉建屋大物搬入口から接続した場合)	運転員 (中央制御室、現場)	3	約340分
		緊急時対策要員	6	
1 1	大気への放射性物質の拡散抑制	操作手順1 2と同様		

122

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)				女川2号炉案			
1 1	使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用 空冷装置起動	運転員 (中央制御室、現場)	3	約 20 分			
1 1	代替電源による給電	操作手順 1 4 と同様			操作手順 1 4 と同様		
1 1	代替交流電源設備を使用した燃料プ ール冷却浄化系による使用済燃料プ ールの除熱	運転員 (中央制御室、現場)	6	約 45 分			
1 2	大容量送水車 (原子炉建屋放水設備 用) 及び放水砲による大気への放射性 物質の拡散抑制	緊急時対策要員	8	約 160 分	放水設備 (大気への拡散抑制設備) によ る大気への放射性物質の拡散抑制 (海 水ポンプ室からの取水)	6	280 分以内
1 2	放射性物質吸着材による海洋への放 射性物質の拡散抑制	緊急時対策要員	4	約 180 分			
1 2	汚濁防止膜による海洋への放射性物 質の拡散抑制 (北放水口への設置)	緊急時対策要員	6	約 190 分	海洋への拡散抑制設備 (シルトフェン ス) による海洋への放射性物質の拡散 抑制	10	190 分以内
1 2	汚濁防止膜による海洋への放射性物 質の拡散抑制 (取水口への設置)	緊急時対策要員	13	約 24 時間			
1 2	大容量送水車 (原子炉建屋放水設備 用)、放水砲、泡原液搬送車及び泡原 液混合装置による航空機燃料火災へ の泡消火	緊急時対策要員	8	約 160 分	放水設備 (泡消火設備) による航空機燃 料火災への泡消火	6	205 分以内
1 3	原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時 の復水貯蔵槽を水源とした原子炉圧 力容器への注水 (高圧代替注水系によ る注水 (現場手動操作))	操作手順 2 と同様			復水貯蔵タンクを水源とした高圧代替 注水系による原子炉圧力容器への注水 (現場手動操作)		

表 2 0 重大事故等対策における操作の成立性 (5 / 1 0)

操作 手順	対応手段	要員	要員数	想定 時間
1 3	復水貯蔵タンクを水源とした高圧代替 注水系による原子炉圧力容器への注水 (現場手動操作)	操作手順 2 と同様		

表 2 0 重大事故等対策における操作の成立性 (1 1 / 2 2)

操作 手順	対応手段	要員	要員数	想定 時間
1 2	大容量送水車 (原子炉建屋放水設備 用)、放水砲、泡原液搬送車及び泡原 液混合装置による航空機燃料火災へ の泡消火	緊急時対策要員	8	約 160 分

保安規定比較表

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)		女川2号炉案		差異理由
1 3	原子炉冷却材圧力バウナダリ高圧時の復水貯蔵槽を水源とした原子炉圧力容器への注水 (原子炉隔離時冷却系による注水 (現場手動操作))	操作手順 2 と同様	復水貯蔵タンクを水源とした原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水 (現場手動操作)	操作手順 2 と同様
1 3	復水貯蔵槽を水源とした格納容器下部への注水 (格納容器下部注水系 (常設) による注水) *1	操作手順 8 と同様	復水貯蔵タンクを水源とした低圧代替注水系 (常設) (直流駆動低圧注水系ポンプ) による原子炉圧力容器への注水 *1	操作手順 4 と同様
1 3	サブプレッションポンプを水源とした原子炉圧力容器及び格納容器の除熱 (代替循環冷却系による減圧及び除熱) *1	操作手順 7 と同様	サブプレッションポンプを水源とした代替循環冷却系使用時における補機冷却水確保 *1	操作手順 7 と同様
1 3	サブプレッションポンプを水源とした原子炉圧力容器及び格納容器の除熱 (代替循環冷却系使用時における代替原子炉補機冷却系による除熱) *1	操作手順 7 と同様	サブプレッションポンプを水源とした代替循環冷却系使用時における補機冷却水確保 *1	操作手順 7 と同様
1 3	原子炉冷却材圧力バウナダリ低圧時の防火水槽を水源とした原子炉圧力容器への注水 (低圧代替注水系 (可搬型) による注水)	操作手順 4 及び操作手順 8 と同様	淡水貯水槽を水源とした大容量送水ポンプ (タイプ1) による送水	重大事故等対応要員 9 380 分以内
1 3	防火水槽を水源とした格納容器内の冷却 (代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による冷却)	操作手順 6 と同様	淡水貯水槽を水源とした低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉圧力容器への注水	操作手順 4 および操作手順 8 と同様
1 3	防火水槽を水源としたフィルタ装置への補給 (可搬型代替注水ポンプによる水位調整 (水張り))	操作手順 5 及び 7 と同様	淡水貯水槽を水源とした大容量送水ポンプ (タイプ1) による原子炉格納容器フィルタバント系フィルタ装置への水補給	操作手順 5 および操作手順 7 と同様
1 3	防火水槽を水源とした格納容器下部への注水 (格納容器下部注水系 (可搬型) による注水)	操作手順 8 と同様	淡水貯水槽を水源とした原子炉格納容器下部注水系 (可搬型) による原子炉格納容器下部への注水	操作手順 8 と同様
			淡水貯水槽を水源とした原子炉格納容器下部への注水 *1	操作手順 8 と同様

・女川は、有効評価の重要事故シナケンスのうち、「2.3.4」において、解析上考慮した対応手段とされている。
 ・柏崎は、有効評価の重要事故シナケンスのうち、「3.2.3.3.3.5」において、解析上考慮した対応手段とされている。
 ・柏崎は、有効評価の重要事故シナケンスのうち、「3.1.2.3.2.3.3.3.5」において、解析上考慮した対応手段としている。
 ・女川は、有効評価の重要事故シナケンスのうち、「2.3.4」において、解析上考慮した対応手段とされている。
 ・女川は、有効評価の重要事故シナケンスのうち、「3.2.3.3.3.5」において、解析上考

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）		女川2号炉案		差異理由
13	防火水槽を水源とした使用済燃料プールへの注水/スプレイ（燃料プール代替注水系による常設スプレイヘッドを使用した注水）	操作手順11と同様	操作手順11と同様	慮した対応手段と している。
表20 重大事故等対策における操作の成立性（12/22）				
操作手順	対応手段	要員	要員数	想定時間
13	防火水槽を水源とした使用済燃料プールへの注水/スプレイ（燃料プール代替注水系による可搬型スプレイヘッドを使用した注水）	操作手順11と同様	1	
13	防火水槽を水源とした使用済燃料プールへの注水/スプレイ（燃料プール代替注水系による常設スプレイヘッドを使用したスプレイ）	操作手順11と同様	1	
13	防火水槽を水源とした使用済燃料プールへの注水/スプレイ（燃料プール代替注水系による可搬型スプレイヘッドを使用したスプレイ）	操作手順11と同様	1	
表20 重大事故等対策における操作の成立性（13/22）				
操作手順	対応手段	要員	要員数	想定時間
13	原子炉冷却材圧カバウンダリ低圧時の淡水貯水池（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）を水源とした原子炉圧力容器への注水（低圧代替注水系（可搬型）による注水）※1	操作手順4及び8と同様	4	
13	淡水貯水池（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）を水源とした格納容器内の冷却（代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による冷却）※1	操作手順6と同様	6	
<p>・女川は、有効評価の重要事故シナケンスのうち、「4.1.4.2」において、解析上考慮した対応手段として している。</p> <p>・柏崎は、有効評価の重要事故シナケンスのうち、「2.3.4.3.1.2.3.4」において、解析上考慮した対応手段として している。</p> <p>・柏崎は、有効評価の重要事故シナケンスのうち、「2.3.4」において、解析上考慮した対応手段として している。</p>				

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）		女川2号炉案		差異理由
13	淡水貯水池（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）を水源としたフィルタ装置への補給（可搬型代替注水ポンプによる水位調整（水張り））	操作手順5及び7と同様		
13	淡水貯水池（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）を水源とした格納容器下部注水系（可搬型）による注水	操作手順8と同様		
13	淡水貯水池（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）を水源とした使用済燃料プールへの注水/スプレイ（燃料プール代替注水系による常設スプレイヘッドを使用した注水）※1	操作手順11と同様		<ul style="list-style-type: none"> 柏崎は、有効評価の重要事故シナゲンスのうち、「4.1.4.2」において、解析上考慮した対応手段として

操作手順	対応手段	要員	要員数	想定時間
13	淡水貯水池（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）を水源とした使用済燃料プールへの注水/スプレイ（燃料プール代替注水系による可搬型スプレイヘッドを使用した注水）	操作手順11と同様		
13	淡水貯水池（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）を水源とした使用済燃料プールへの注水/スプレイ（燃料プール代替注水系による常設スプレイヘッドを使用したスプレイ）	操作手順11と同様		

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)		女川2号炉案		差異理由
1 3	淡水貯水池 (あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合) を水源とした使用済燃料プールへの注水/スプレー (燃料プール代替注水系による可搬型スプレーヘッドを使用したスプレー)	操作手順 1 1 と同様		
1 3	原子炉冷却材圧カバウンダリ低圧時の海を水源とした原子炉圧力容器への注水 (低圧代替注水系 (可搬型) による注水 (交流電源が確保されている場合))	運転員 (中央制御室、現場)	4	約 315 分
		緊急時対策要員	10	
1 3	原子炉冷却材圧カバウンダリ低圧時の海を水源とした原子炉圧力容器への注水 (低圧代替注水系 (可搬型) による注水 (全交流動力電源が喪失している場合))	運転員 (中央制御室、現場)	3	約 315 分
		緊急時対策要員	10	

操作手順	対応手段	要員	要員数	想定時間

1 3	海を水源とした大容量送水ポンプによる送水 (各種注水) (取水口から海水を取水する場合)	重大事故等対応要員	9	380 分以内
1 3	海を水源とした大容量送水ポンプによる送水 (各種注水) (海水ポンプ室から海水を取水する場合)	重大事故等対応要員	9	370 分以内
1 3	海を水源とした大容量送水ポンプによる送水 (各種供給) (取水口から海水を取水する場合)	重大事故等対応要員	6	540 分以内
1 3	海を水源とした大容量送水ポンプによる送水 (各種供給) (海水ポンプ室から海水を取水する場合)	重大事故等対応要員	6	485 分以内
1 3	海を水源とした低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉圧力容器への注水	操作手順 4 および操作手順 8 と同様		

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)		女川2号炉案		差異理由
1 3	海を水源とした格納容器内の冷却(代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による冷却(交流電源が確保されている場合))	運転員 (中央制御室, 現場) 緊急時対策要員	4 10	約 315 分
1 3	海を水源とした格納容器内の冷却(代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による冷却(全交流動力電源が喪失している場合))	運転員 (中央制御室, 現場) 緊急時対策要員	3 10	約 315 分
1 3	海を水源とした格納容器下部への注水(格納容器下部注水系(可搬型)による注水)	運転員 (中央制御室, 現場) 緊急時対策要員	6 10	約 315 分
1 3	海を水源とした使用済燃料プールへの注水/スプレイ(燃料プール代替注水系による常設スプレイヘッドを使用した注水)	運転員 (中央制御室) 緊急時対策要員	1 10	約 305 分
1 3	海を水源とした使用済燃料プールへの注水/スプレイ(燃料プール代替注水系による可搬型スプレイヘッドを使用した注水)	運転員 (中央制御室, 現場) 緊急時対策要員	3 10	約 305 分
1 3	海を水源とした使用済燃料プールへの注水/スプレイ(燃料プール代替注水系による常設スプレイヘッドを使用した注水)	運転員 (中央制御室) 緊急時対策要員	1 10	約 315 分

操作手順	対応手段	要員	要員数	想定時間
1 3	海を水源とした燃料プール代替注水系(可搬型)による使用済燃料プールへの注水	操作手順 1.1 と同様	1	
1 3	海を水源とした燃料プール代替注水系(常設配管)による使用済燃料プールへの注水	操作手順 1.1 と同様	1	

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)		女川2号炉案		
13	海を水源とした使用済燃料プールへの注水/スプレイ (燃料プール代替注水系による可搬型スプレイヘッドを使用したスプレイ)	運転員 (中央制御室、現場) 緊急時対策要員	3 10	約315分
表20 重大事故等対策における操作の成立性 (16/22)				
操作手順	対応手段	要員	要員数	想定時間
13	海を水源とした最終ヒートシンク(海)への代替熱輸送(代替原子炉補機冷却系による除熱) ※1	操作手順5と同様	5	同様
13	海を水源とした大気への放射性物質の拡散抑制(大容量送水車(原子炉建屋放水設備)及び放水砲による拡散抑制)	操作手順12と同様	12	同様
13	海を水源とした航空機燃料火災への泡消火(大容量送水車(原子炉建屋放水設備)、放水砲、泡原液搬送車及び泡原液混合装置による泡消火)	操作手順12と同様	12	同様
13	ほう酸水貯蔵タンクを水源とした原子炉圧力容器へのほう酸水注入(ほう酸水注入系による注水)	操作手順2と同様	2	同様
13	ほう酸水貯蔵タンクを水源とした原子炉圧力容器へのほう酸水注入(ほう酸水注入系によるほう酸水注入)	操作手順8と同様	8	同様
13	防火水槽を水源とした可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への補給	運転員(中央制御室) 緊急時対策要員	1 3	145分以内
13	淡水貯水池を水源とした可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への補給(あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合) ※1	運転員(中央制御室) 緊急時対策要員	1 6	340分以内
13	海を水源とした燃料プール/スプレイ系(可搬型)による使用済燃料プールへのスプレイ	操作手順11と同様	11	同様
13	海を水源とした原子炉補機代替冷却水系による補機冷却水確保 ※1	操作手順5と同様	5	同様
13	海を水源とした放水設備(大気への拡散抑制設備)による大気への放射性物質の拡散抑制	操作手順12と同様	12	同様
13	海を水源とした放水設備(泡消火設備)による航空機燃料火災への泡消火	操作手順12と同様	12	同様
13	淡水貯水槽を水源とした大容量送水ポンプ(タイプI)による復水貯蔵タンクへの補給 ※1	運転員(中央制御室) 重大事故等対応要員	1 9	380分以内

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)		女川2号炉案		差異理由	
表20 重大事故等対策における操作の成立性 (17/22)					
操作手順	対応手段	要員	要員数	想定時間	
1 3	海を水源とした大容量送水車(海水取水用)及び可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への補給	運転員 (中央制御室) 緊急時対策要員	1 10	約 325 分	
1 3	海から防火水槽への補給(大容量送水車(海水取水用)による補給)	緊急時対策要員	8	約 300 分	
1 4	常設代替交流電源設備による給電(非常用高圧母線D系受電) *1	運転員 (中央制御室、現場)	6	20 分以内	
1 4	常設代替交流電源設備による給電(非常用高圧母線C系受電) *1	運転員 (中央制御室、現場)	6	50 分以内	
1 4	可搬型代替交流電源設備による給電(P/C C系動力変圧器の一次側に接続し、P/C C系及びP/C D系を受電する場合)	運転員 (中央制御室、現場) 緊急時対策要員	4 6	約 340 分	
1 4	可搬型代替交流電源設備による給電(緊急用電源切替箱接続装置に接続し、P/C C系及びP/C D系を受電する場合)	運転員 (中央制御室、現場) 緊急時対策要員	4 6	約 285 分	
1 4	電力融通による給電(号炉間電力融通ケーブル(常設)を使用し、非常用高圧母線C系又は非常用高圧母線D系を受電する場合)	運転員 (中央制御室、現場) 緊急時対策要員	10 6	約 115 分	
表20 重大事故等対策における操作の成立性 (8/10)					
操作手順	対応手段	要員	要員数	想定時間	
1 3	海を水源とした大容量送水ポンプ(タイプI)による復水貯蔵タンクへの補給(取水口から海水を取水する場合)	運転員(中央制御室) 重大事故等対応要員	1 9	380 分以内	
1 3	海を水源とした大容量送水ポンプ(タイプI)による復水貯蔵タンクへの補給(海水ポンプ室から海水を取水する場合)	運転員(中央制御室) 重大事故等対応要員	1 9	370 分以内	
1 3	海を水源とした大容量送水ポンプ(タイプII)による淡水貯水槽への補給(取水口から海水を取水する場合)	重大事故等対応要員	9	270 分以内	
1 3	海を水源とした大容量送水ポンプ(タイプII)による淡水貯水槽への補給(海水ポンプ室から海水を取水する場合)	重大事故等対応要員	9	295 分以内	
1 4	常設代替交流電源設備による給電(ブスタービン発電機によるメタクラ2C系およびメタクラ2D系受電)	運転員 (中央制御室) 保修班員	2 2	45 分以内	・柏崎は、有効評価の重要事故シーケンスのうち、「2.3.1.2.3.2.2.3.3.2.3.4.2.4.1.3.1.2.3.1.3.3.4.5.2」において、解析上考慮した対応手段としている。
1 4	可搬型代替交流電源設備による給電(電源車によるメタクラ2C系およびメタクラ2D系受電)	運転員 (中央制御室、現場) 重大事故等対応要員	4 3	125 分以内	

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)		女川2号炉案		差異理由	
14	電力融通による給電(号炉間電力融通ケーブル(可搬型)を使用し、非常用高圧母線C系又は非常用高圧母線D系を受電する場合)	運転員 (中央制御室、現場) 緊急時対策要員	10 6	約 245 分	
14	所内蓄電式直流電源設備による給電(直流125V蓄電池Aから直流125V蓄電池A-2への受電切替え)※1	運転員 (中央制御室、現場)	4	20分以内	
14	所内蓄電式直流電源設備による給電(直流125V蓄電池A-2からAM用直流125V蓄電池への受電切替え)※1	運転員 (中央制御室、現場)	4	25分以内	
14	代替交流電源設備による所内蓄電式直流電源設備への給電(直流125V充電器盤Aの受電)	運転員 (中央制御室、現場)	4	約 40 分	
表20 重大事故等対策における操作の成立性 (18/22)					
操作手順	対応手段	要員	要員数	想定時間	
14	代替交流電源設備による所内蓄電式直流電源設備への給電(直流125V充電器盤Bの受電)	運転員 (中央制御室、現場)	4	約 40 分	
14	代替交流電源設備による所内蓄電式直流電源設備への給電(直流125V充電器盤A-2の受電)	運転員 (中央制御室、現場)	4	約 40 分	
14	代替交流電源設備による所内蓄電式直流電源設備への給電(AM用直流125V充電器盤の受電)	運転員 (中央制御室、現場)	4	約 35 分	
14	中央制御室監視計器C系及びD系の復旧	運転員 (中央制御室、現場)	4	約 50 分	
14	所内常設蓄電式直流電源設備による給電(125V蓄電池2Aおよび125V蓄電池2B給電を24時間継続するため切り離していた125V直流負荷の復旧操作)	運転員 (現場)	2	60分以内	<ul style="list-style-type: none"> 女川は、有効評価の重要事故シナゲンスのうち、 「2.3.1, 2.3.2, 2.3.4, 2.4.1, 3.1.2, 3.1.3, 3.4, 5.2」において、解析上考慮した対応手段としている。 柏崎は、有効評価の重要事故シナゲンスのうち、 「2.3.1, 2.3.2, 2.3.3, 2.4.1, 3.1.2, 3.1.3, 3.4, 5.2」において、解析上考慮した対応手段としている。

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)		女川2号炉案		差異理由	
14	可搬型直流電源設備による給電 (AM用動力変圧器への接続によるAM用直流125V充電器の受電)	運転員 (中央制御室、現場) 緊急時対策要員	4	約455分	
14	可搬型直流電源設備による給電 (緊急用電源切替箱接続装置への接続によるAM用直流125V充電器の受電)	運転員 (中央制御室、現場) 緊急時対策要員	4 6	約410分	
14	常設直流電源喪失時の遮断器用制御電源確保 (AM用直流125V蓄電池による直流125V主母線盤A受電)※1	運転員 (中央制御室、現場)	3	25分以内	
14	常設直流電源喪失時の遮断器用制御電源確保 (常設代替交流電源設備による直流125V主母線盤B受電)	運転員 (中央制御室、現場)	4	約40分	
14	常設代替直流電源設備による給電※1 (中央制御室、現場)	運転員 (中央制御室、現場)	3	50分以内	・女川は、有効評価の重要事故シナケンスのうち、「2.3.3」において、解析上考慮した対応手段としている。
14	可搬型代替直流電源設備による給電 (電源車による125V代替充電器および250V充電器への給電)	運転員 (中央制御室、現場)	3	130分以内	
14	可搬型代替直流電源設備による給電 (125V代替蓄電池を24時間継続するため切り離していた125V直流負荷の復旧操作)	運転員 (現場)	2	40分以内	
14	代替所内電気設備による給電 (電源車によるパワーセンター2G系およびモータコントロールセンター2G系受電)	運転員 (中央制御室、現場) 重大事故等対応要員	3 3	130分以内	・柏崎は、有効評価の重要事故シナケンスのうち、「2.3.3」において、解析上考慮した対応手段としている。

表2.0 重大事故等対策における操作の成立性 (19/22)

操作手順	対応手段	要員	要員数	想定時間
14	常設直流電源喪失時の遮断器用制御電源確保 (可搬型代替交流電源設備 (緊急用電源切替箱接続装置に接続) による直流125V主母線盤B受電)	運転員 (中央制御室、現場) 緊急時対策要員	3 6	約40分
14	常設直流電源喪失時の遮断器用制御電源確保 (号炉間電力融通ケーブルによる直流125V主母線盤B受電)	運転員 (中央制御室、現場)	5	約40分

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)		女川2号炉案		差異理由
14	常設直流電源喪失時の遮断器用制御電源確保 (可搬型代替交流電源設備 (P/C C系動力変圧器の一次側に接続) による直流125V主母線盤B受電)	運転員 (中央制御室, 現場)	4	約80分
14	常設代替交流電源設備によるAM用MCCへの給電	緊急時対策要員	6	
14	号炉間電力融通ケーブル (常設) によるAM用MCCへの給電	運転員 (中央制御室, 現場)	4	約25分
14	号炉間電力融通ケーブル (可搬型) によるAM用MCCへの給電	運転員 (中央制御室, 現場)	8	約110分
14	可搬型代替交流電源設備 (AM用動力変圧器に接続) によるAM用MCCへの給電	緊急時対策要員	6	
14	可搬型代替交流電源設備 (緊急用電源切替箱接続装置に接続) によるAM用MCCへの給電	運転員 (中央制御室, 現場)	4	約240分
14	燃料補給設備による給油 (軽油タンクからタンクローリ (4kL) への補給) *1	緊急時対策要員	6	
14	燃料補給設備による給油 (軽油タンクからタンクローリ (16kL) への補給) *1	運転員 (中央制御室, 現場)	4	約315分
14	燃料補給設備による給油 (タンクローリ (4kL) による給油対象設備への給油) *1	緊急時対策要員	6	
14	燃料補給設備による給油 (タンクローリ (16kL) による給油 (タンクローリ (16kL) による第一ガスタージン発電機用燃料タンクへの給油) *1	緊急時対策要員	2	約15分
14	燃料補給設備による給油 (タンクローリ (16kL) による第一ガスタージン発電機用燃料タンクへの給油) *1	緊急時対策要員	2	約90分

表20 重大事故等対策における操作の成立性 (20/22)

操作手順	対応手段	要員	要員数	想定時間
14	燃料補給設備による給油 (タンクローリ (16kL) による第一ガスタージン発電機用燃料タンクへの給油) *1	緊急時対策要員	2	約90分

女川2号炉案

差異理由

14	軽油タンクまたはガスタージン発電設備からタンクローリへの補給 *1	重大事故等対応要員	2	135分以内
14	タンクローリから各機器への補給 *1	重大事故等対応要員	2	40分以内
14	タンクローリからガスタージン発電設備からタンクへの補給 *1	重大事故等対応要員	2	50分以内

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)		女川2号炉案		差異理由
15	計器の計測範囲を超えた場合に状態を把握するための手段(可搬型計測器(現場)による計測)	運転員 (中央制御室、現場)	4	約18分
15	計器電源が喪失した場合の手段	操作手順14と同様		
16	中央制御室換気空調系設備の運転手順等(中央制御室可搬型陽圧化空調機への切替え手順)	運転員 (中央制御室、現場)	8	約30分
16	中央制御室換気空調系設備の運転手順等(全交流動力電源が喪失した場合の隔離弁現場閉操作)	運転員(現場)	4	約30分
16	中央制御室待避室の準備手順(中央制御室待避室陽圧化装置による加圧準備操作)	運転員(現場)	2	約30分
16	チェン징ングエリアの設置及び運用	緊急時対策要員	2	約60分
16	非常用ガス処理系による運転員等の被ばく防止手順(現場での燃料取替床ブローアウトハネルの閉止手順)	運転員(現場) 緊急時対策要員	4	1枚あたり 約10時間
17	可搬型モニタリングポストによる放射線量の測定及び代替測定	緊急時対策要員	2	約435分
15	代替電源(交流、直流)からの給電*1	操作手順14と同様		
15	可搬型計測器による計測	運転員(中央制御室) 重大事故等対策要員 (運転員を除く)	1 1	55分以内

操作手順	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.6	チェン징ングエリアの設置および運用手順	放射線管理班員	2	90分以内
1.6	現場での原子炉建屋ブローアウトハネル部の閉止手順	運転員(現場)	2	200分以内
1.7	可搬型モニタリングポストによる放射線量の測定および代替測定(モニタリングポストの代替測定)	放射線管理班員	4	270分以内
1.7	可搬型モニタリングポストによる放射線量の測定および代替測定(海側での測定)	放射線管理班員	2	90分以内
1.7	可搬型モニタリングポストによる放射線量の測定および代替測定(緊急時対策建屋屋上での測定)	重大事故等対策要員	2	40分以内

・女川は、有効評価の重要事故シナケンスのうち、「2.3.1.2, 3.2.2, 2.3.3, 2.3.4, 2.4.1, 2.6, 3.1.2, 3.1.3, 3.4.5.2」において、解析上考慮した対応手段として

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧本文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）		女川2号炉案		差異理由
17	可搬型放射線計測器による空気中の放射性物質の濃度の代替測定	緊急時対策要員	2	約95分
17	可搬型放射線計測装置による空気中の放射性物質の濃度の測定	放射線管理班員	2	100分以内
17	可搬型放射線計測器による水中の放射性物質の濃度の測定	放射線管理班員	2	100分以内
17	可搬型放射線計測器による水中の放射性物質の濃度の測定	放射線管理班員	2	70分以内
17	可搬型放射線計測器による土壌中の放射性物質の濃度の測定	放射線管理班員	2	70分以内
17	海上モニタリング	放射線管理班員	3	200分以内
17	海上モニタリング	放射線管理班員	2	390分以内
17	可搬型モニタリングポストのバックグラウンド低減対策	放射線管理班員	2	400分以内
17	放射線物質の濃度の測定時のバックグラウンド低減対策	放射線管理班員	2	20分以内
17	可搬型気象観測装置による気象観測項目の代替測定	放射線管理班員	2	210分以内
17	モニタリングポストの電源を代替交流電源設備から給電する手順等	放射線管理班員	2	210分以内
18	緊急時対策所立ち上げの手順（5号炉原子炉建屋内緊急時対策所可搬型陽圧化空調機の手順）	放射線管理班員	1	5分以内

表2.0 重大事故等対策における操作の成り立ち（2.1/2.2）

操作手順	対応手段	要員	要員数	想定時間
17	可搬型放射線計測器による空気中の放射性物質の濃度の測定	緊急時対策要員	2	約95分
17	可搬型放射線計測器による水中の放射性物質の濃度の測定	緊急時対策要員	2	約65分
17	可搬型放射線計測器による土壌中の放射性物質の濃度の測定	緊急時対策要員	2	約65分
17	海上モニタリング	緊急時対策要員	4	約260分
17	可搬型モニタリングポストのバックグラウンド低減対策	緊急時対策要員	2	約335分
17	放射線物質の濃度の測定時のバックグラウンド低減対策	緊急時対策要員	2	約25分
17	可搬型気象観測装置による気象観測項目の代替測定	緊急時対策要員	2	約90分
17	モニタリングポストの電源をモニタリングポスト用発電機から給電する手順等	緊急時対策要員	2	約110分
18	緊急時対策所立ち上げの手順（5号炉原子炉建屋内緊急時対策所可搬型陽圧化空調機の手順）	緊急時対策要員	2	約60分

赤字：設備、運用等の相違 (実質的な相違あり)
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違 (実質的な相違なし)
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉 (令和2年11月9日施行)				女川2号炉案				
18	緊急時対策所立ち上げの手順(5号炉原子炉建屋内緊急時対策所可搬型エリアモニタの設置手順)	緊急時対策要員	2	約20分	緊急時対策所立ち上げの手順(緊急時対策所可搬型エリアモニタの設置手順)	放射線管理班員	2	10分以内
18	可搬型モニタリングポストによる放射線量の測定手順	操作手順17と同様			可搬型モニタリングポストによる放射線量の測定手順	操作手順17と同様		

操作手順	対応手段	要員	要員数	想定時間
18	放射線防護等に関する手順等(5号炉原子炉建屋内緊急時対策所可搬型陽圧化空調機から陽圧化装置(空気ポンベ)への切替え手順)	緊急時対策要員	3	約5分
18	放射線防護等に関する手順等(5号炉原子炉建屋内緊急時対策所陽圧化装置(空気ポンベ)から可搬型陽圧化空調機への切替え手順)	緊急時対策要員	2	約30分
18	放射線防護等に関する手順等(5号炉原子炉建屋内可搬型外気取入送風機による通路部のパージ手順)	緊急時対策要員	2	約30分
18	要員の収容に係る手順等(チェンジングエリアの設置及び運用手順)	緊急時対策要員	2	約90分
18	代替電源設備からの給電手順(5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による給電)	緊急時対策要員	2	約25分
18	代替電源設備からの給電手順(5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備の燃料タンクへの燃料給油手順)	緊急時対策要員	2	約130分

操作手順	対応手段	要員	要員数	想定時間
18	放射線防護等に関する手順等(緊急時対策所非常用送風機から緊急時対策所加圧設備(空気ポンベ)への切替手順)	保修班員	1	3分以内
18	放射線防護等に関する手順等(緊急時対策所加圧設備(空気ポンベ)から緊急時対策所非常用送風機への切替手順)	保修班員	1	5分以内
18	必要な数の要員の収容に係る手順等(チェンジングエリアの設置および運用手順)	放射線管理班員	2	20分以内
18	必要な数の要員の収容に係る手順等(緊急時対策所換気空調系の切替手順)	保修班員	1	5分以内
18	代替電源設備からの給電手順(電源車による給電)	重大事故等対応要員	3	30分以内

差異理由

赤字：設備、運用等の相違（実質的な相違あり）
 緑字：記載表現、記載箇所、名称等の相違（実質的な相違なし）
 上線：旧条文からの変更箇所

保安規定比較表

柏崎刈羽7号炉（令和2年11月9日施行）		女川2号炉案		差異理由
19	代替電源設備から給電する手順等	操作手順14及び18と同様	19	代替電源設備による通信連絡設備への給電 操作手順14および操作手順18と同様