

実線・・・設備運用又は体制等の相違（設計方針の相違）  
 波線・・・記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

まとめ資料比較表 [技術的能力 1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等]

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>比較表において，相違理由を類型化したものについて以下にまとめて記載する。下記以外の相違については，備考欄に相違理由を記載する。</p>			
相違No.	相違理由		
①	島根2号炉は，残留熱代替除去系を四十八条の自主対策設備として使用する		
②	島根2号炉は，可搬の原子炉補機代替冷却系を四十八条の重大事故等対処設備としているが，東海第二は常設の緊急用海水系を重大事故等対処設備としている		
③	島根2号炉は，大型送水ポンプ車のみで対応		
④	島根2号炉は，耐圧強化ベントライン止め弁用空気ポンベについて，予備は確保しない方針		
⑤	島根2号炉のドレン移送設備は常時満水保管のため，起動時に水張り不要		
⑥	島根2号炉は，中央制御室から遠隔操作できる構成		
⑦	島根2号炉のドレン移送設備は常時満水保管のため，窒素ガスによる不活性化は不要		
⑧	島根2号炉は，配管勾配により発生したドレンはスクラバ容器ほかに回収されるためドレンタンク不要		
⑨	島根2号炉は，耐圧強化ベントを四十八条の自主対策設備として使用する		
⑩	柏崎6/7は，自主対策設備として第二代替交流電源設備を設置		
⑪	島根2号炉は，車載（移動式代替熱交設備）のストレーナを使用		
⑫	島根2号炉の中央制御室は，島根1号炉と共用であり，複数号炉の同時被災時において，情報の混乱や指揮命令が遅れることのないよう当直副長の指揮に基づき運転操作対応を実施		
⑬	島根2号炉は，操作者の1名を記載。柏崎6/7は，操作者及び確認者の2名を記載		
⑭	設備構成，対応する要員及び所要時間の相違		
⑮	島根2号炉は，ベント実施前に可搬型設備の準備を行うため，ベント移行条件到達後，準備着手		
⑯	島根2号炉は，出口水素濃度は可搬型設備で計測するため現場での起動が必要		
⑰	島根2号炉は，窒素ガスパーズを停止した場合に水素濃度上昇又はスクラバ容器上流側配管内圧力が低下することを想定し，窒素ガスパーズを継続		
⑱	島根2号炉は，格納容器ベント実施後の水素爆発等の防止のため，水素濃度の監視を実施		
⑲	島根2号炉は，残留蒸気の凝縮によりスクラバ容器内が負圧になっていないことをスクラバ容器内圧力の監視により確認		
⑳	島根2号炉は，運転員操作と緊急時対策要員操作を分けて記載		

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等            &lt; 目次 &gt;</p> <p>1.5.1 対応手段と設備の選定</p> <p>(1) 対応手段と設備の選定の考え方</p> <p>(2) 対応手段と設備の選定の結果</p> <p>a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備</p> <p>(a) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送</p> <p>(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備</p> <p>b. サポート系故障時の対応手段及び設備</p> <p>(a) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送</p> <p>(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備</p> <p>c. 手順等</p> <p>1.5.2 重大事故等時の手順</p> <p>1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順</p> <p>(1) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流電源が健全である場合)</p> <p>a. <u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>b. <u>耐圧強化ベント系</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>(2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合)</p>	<p>1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等            &lt; 目次 &gt;</p> <p>1.5.1 対応手段と設備の選定</p> <p>(1) 対応手段と設備の選定の考え方</p> <p>(2) 対応手段と設備の選定の結果</p> <p>a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備</p> <p>(a) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送</p> <p>(b) 重大事故等対処設備</p> <p>b. サポート系故障時の対応手段及び設備</p> <p>(a) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送</p> <p>(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備</p> <p>c. 手順等</p> <p>1.5.2 重大事故等時の手順</p> <p>1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順</p> <p>(1) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合)</p> <p>a. <u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>b. <u>耐圧強化ベント系</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>(2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合)</p>	<p>1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等            &lt; 目次 &gt;</p> <p>1.5.1 対応手段と設備の選定</p> <p>(1) 対応手段と設備の選定の考え方</p> <p>(2) 対応手段と設備の選定の結果</p> <p>a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備</p> <p>(a) <u>最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送</u></p> <p>(b) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送</p> <p>(c) 重大事故等対処設備と<u>自主対策設備</u></p> <p>b. サポート系故障時の対応手段及び設備</p> <p>(a) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送</p> <p>(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備</p> <p>c. 手順等</p> <p>1.5.2 重大事故等時の手順</p> <p>1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順</p> <p>(1) <u>最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送</u></p> <p>a. <u>残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</u></p> <p>(2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流電源が健全である場合)</p> <p>a. <u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>b. <u>可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給</u></p> <p>c. <u>耐圧強化ベントライン</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>(3) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合)</p>	<p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】            島根 2号炉は, 残留熱代替除去系を四十八条の自主対策設備として使用する (以下, ①の相違)</p> <p>・設備の相違</p> <p>【東海第二】            整備する自主対策設備の相違</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】            ①の相違</p> <p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】            東海第二は, 当該手順を「1.5.2.1(1)a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱」に記載</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>a. <u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)</p> <p>b. <u>耐圧強化ベント系</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)</p> <p>(3) 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順</p> <p>(1) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送</p> <p>a. <u>代替原子炉補機冷却系</u>による補機冷却水確保</p> <p>b. <u>大容量送水車 (熱交換器ユニット用) 又は代替原子炉補機冷却海水ポンプ</u>による補機冷却水確保</p> <p>(2) 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>1.5.2.3 重大事故等対処設備 (設計基準拡張) による対応手順</p> <p>(1) 原子炉補機冷却系による補機冷却水確保</p> <p>1.5.2.4 その他の手順項目について考慮する手順</p> <p>添付資料1.5.1 審査基準, 基準規則と対処設備との対応表</p> <p>添付資料1.5.2 対応手段として選定した設備の電源構成図</p> <p>添付資料1.5.3 重大事故対策の成立性</p>	<p>a. <u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)</p> <p>b. <u>耐圧強化ベント系</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)</p> <p>(3) 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順</p> <p>(1) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送</p> <p>a. <u>緊急用海水系</u>による冷却水確保</p> <p>b. <u>代替残留熱除去系海水系</u>による冷却水確保</p> <p>(2) 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>1.5.2.3 <u>設計基準事故対処設備を使用した</u>対応手順</p> <p>(1) <u>残留熱除去系海水系</u>による冷却水確保</p> <p>1.5.2.4 その他の手順項目について考慮する手順</p> <p>添付資料1.5.1 審査基準, 基準規則と対処設備との対応表</p> <p>添付資料1.5.2 自主対策設備仕様</p> <p>添付資料1.5.3 対応手段として選定した設備の電源構成図</p> <p>添付資料1.5.4 重大事故対策の成立性</p>	<p>a. <u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)</p> <p>b. <u>可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給</u></p> <p>c. <u>耐圧強化ベントライン</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)</p> <p>(4) 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順</p> <p>(1) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送</p> <p>a. <u>原子炉補機代替冷却系</u>による除熱</p> <p>b. <u>大型送水ポンプ車</u>による除熱</p> <p>(2) 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>1.5.2.3 <u>重大事故等対処設備 (設計基準拡張) による</u>対応手順</p> <p>(1) <u>原子炉補機冷却系 (原子炉補機海水系を含む。)</u>による除熱</p> <p>1.5.2.4 その他の手順項目について考慮する手順</p> <p>添付資料1.5.1 審査基準, 基準規則と対処設備との対応表</p> <p>添付資料1.5.2 自主対策設備仕様</p> <p>添付資料1.5.3 対応手段として選定した設備の電源構成図</p> <p>添付資料1.5.4 重大事故対策の成立性</p>	<p>・記載方針の相違</p> <p><b>【東海第二】</b></p> <p>東海第二は, 当該手順を「1.5.2.1(2)a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)」に記載</p> <p>・設備の相違</p> <p><b>【東海第二】</b></p> <p>島根2号炉は, 可搬の原子炉補機代替冷却系を四十八条の重大事故等対処設備としているが, 東海第二は常設の緊急用海水系を重大事故等対処設備としている (以下, ②の相違)</p> <p>・設備の相違</p> <p><b>【柏崎6/7】</b></p> <p>島根2号炉は, 大型送水ポンプ車のみで対応 (以下, ③の相違)</p> <p>・記載表現の相違</p> <p><b>【柏崎6/7】</b></p> <p>島根2号炉は, 自主対策設備の設備概要を記</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>1. <u>格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</u></p> <p>2. <u>原子炉格納容器ベント弁駆動源確保 (予備ポンベ)</u></p> <p>3. <u>フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り</u></p> <p>4. <u>フィルタ装置水位調整 (水張り)</u></p> <p>5. <u>フィルタ装置水位調整 (水抜き)</u></p>	<p>1. <u>格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</u></p> <p>2. <u>格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)</u></p> <p>(1) <u>格納容器圧力逃がし装置の遠隔人力操作機構を使用した現場操作による格納容器ベント</u></p> <p>(1) <u>フィルタ装置スクラビング水補給</u></p>	<p>1. <u>残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</u></p> <p>(1) <u>残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</u></p> <p>(2) <u>残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系の系統構成</u></p> <p>(3) <u>残留熱代替除去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</u></p> <p>2. <u>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及び除熱</u></p> <p>(1) <u>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及び除熱</u></p> <p>(2) <u>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及び除熱 (現場操作)</u></p> <p>(3) <u>第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水張り)</u></p> <p>(4) <u>第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水抜き)</u></p>	<p>載</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ①の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は, 耐圧強化ベントライン止め弁用空気ポンベについて, 予備は確保しない方針 (以下, ④の相違)</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉のドレン移送設備は常時満水保管のため, 起動時に水張り不要 (以下, ⑤の相違)</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根 2号炉は, スクラビング水の水位挙動評</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>6. <u>格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパー</u> <u>ジ</u></p>	<p>(3) <u>フィルタ装置内の不活性ガス (窒素)</u> <u>置換</u></p> <p>(4) <u>フィルタ装置スクラビング水移送</u></p>	<p>(5) <u>格納容器フィルタベント系停止後の窒素</u> <u>ガスパー</u></p> <p>(6) <u>フィルタベント計装 (第1ベントフィルタ</u> <u>出口水素濃度)</u></p>	<p>価により, 事故発生後7日間はスクラバ容器水位調整 (水抜き) 不要なため, 自主対策として整備</p> <p>・設備の相違 <b>【東海第二】</b> 島根2号炉は, 最終的なスクラビング水の移送は, 事故収束後に行う手順のため記載不要と整理</p> <p>・設備の相違 <b>【柏崎6/7, 東海第二】</b> 島根2号炉の第1ベントフィルタ出口水素濃度は可搬型設備にて測定するため, 現場操作を伴うため, 操作の成立性を記載</p>
<p>7. <u>フィルタ装置スクラバ水pH 調整</u></p>		<p>(7) <u>第1ベントフィルタスクラバ容器スクラ</u> <u>ビング水pH調整</u></p>	<p>・運用の相違 <b>【東海第二】</b> 島根2号炉は, 待機時に十分な量の薬液を保有しており, 格納容器ベント後においてもアルカリ性を維持可能であるが, スクラビング水の排水に併せて, 薬液を補給</p>
<p>8. <u>ドレン移送ライン窒素ガスパー</u> <u>ジ</u></p>			<p>・設備の相違 <b>【柏崎6/7】</b> 島根2号炉のドレン移送設備は常時満水保</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>9. <u>ドレンタンク水抜き</u></p> <p>10. 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>11. <u>代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保</u></p> <p>12. <u>熱交換器ユニットによる補機冷却水確保</u></p>	<p>(2) <u>原子炉格納容器内の不活性ガス(窒素)置換</u></p> <p>3. <u>耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱(現場操作)</u></p> <p>(1) <u>耐圧強化ベント系の現場操作による格納容器ベント</u></p>	<p>3. <u>可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給</u></p> <p>4. <u>耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱</u></p> <p>(1) <u>耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱</u></p> <p>(2) <u>耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱(現場操作)</u></p> <p>(3) <u>耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージ</u></p> <p>5. <u>原子炉補機代替冷却系による除熱</u></p> <p>(1) <u>系統構成</u></p> <p>(2) <u>移動式代替熱交換設備及び大型送水ポンプ車による除熱</u></p>	<p>管のため、窒素ガスによる不活性化は不要(以下、⑦の相違)</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、配管勾配により発生したドレンはスクラバ容器ほかに回収されるためドレンタンク不要(以下、⑧の相違)</p> <p>・記載表現の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給の成立性を記載</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、耐圧強化ベントラインの窒素ガスパージの手順を整備</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、可搬の熱交換設備を使用するが、東海第二は常設の熱交換器を使用(東海第二</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>13. <u>大容量送水車（熱交換器ユニット用）又は代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水確保</u></p> <p>添付資料1.5.4 解釈一覧  1. <u>判断基準の解釈一覧</u>  2. <u>操作手順の解釈一覧</u>  3. <u>各号炉の弁番号及び弁名称一覧</u></p>	<p>4. <u>代替残留熱除去系海水系による冷却水確保</u>  (1) <u>代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる送水（海水）</u></p> <p>添付資料1.5.6 スクラビング水の保有水量の設定根拠について</p> <p>添付資料1.5.5 格納容器ベント操作について</p> <p>添付資料1.5.7 解釈一覧</p> <p>添付資料1.5.8 手順のリンク先について</p>	<p>6. <u>大型送水ポンプ車による除熱</u>  (1) <u>系統構成</u>  (2) <u>大型送水ポンプ車による除熱</u></p> <p>7. <u>原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）による除熱</u></p> <p>添付資料1.5.5 <u>スクラビング水の保有水量の設定根拠について</u></p> <p>添付資料1.5.6 <u>格納容器ベント操作について</u></p> <p>添付資料1.5.7 解釈一覧  1. <u>判断基準の解釈一覧</u>  2. <u>操作手順の解釈一覧</u>  3. <u>弁番号及び弁名称一覧</u></p> <p>添付資料1.5.8 <u>手順のリンク先について</u></p>	<p>は海水系配管に海水ホースを接続)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・設備の相違 【柏崎 6/7】 ③の相違</li> <li>・記載表現の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は中央制御室運転員の作業の成立性を記載</li> <li>・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は, スクラビング水の保有水量の設定値根拠について記載</li> <li>・記載表現の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は, 格納容器ベント操作について記載</li> <li>・記載表現の相違 【東海第二】 島根 2号炉は, 解釈一覧の見出し項目を記載</li> <li>・記載表現の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は, 手順のリンク先を記載</li> </ul>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p><b>【要求事項】</b>            発電用原子炉設置者において、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、最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p> <p><b>【解釈】</b>            1 「最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。            (1) 炉心損傷防止            a) 取水機能の喪失により最終ヒートシンクが喪失することを想定した上で、BWRにおいては、サプレッションプールへの熱の蓄積により、原子炉冷却機能が確保できる一定の期間内に、十分な余裕を持って所内車載代替の最終ヒートシンク(UHS)の繋ぎ込み及び最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。加えて、残留熱除去系(RHR)の使用が不可能な場合について考慮すること。            また、PWRにおいては、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系からの除熱により、最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。</p> </div> <p>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は、<u>残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード、サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード)</u>、<u>原子炉補機冷却系による冷却機能</u>である。</p> <p>これらの機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及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、最終ヒートシンクへ熱を輸送するための対処設備を整備しており、ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。</p>	<p>1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p><b>【要求事項】</b>            発電用原子炉設置者において、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、最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p> <p><b>【解釈】</b>            1 「最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。            (1) 炉心損傷防止            a) 取水機能の喪失により最終ヒートシンクが喪失することを想定した上で、BWRにおいては、サプレッションプールへの熱の蓄積により、原子炉冷却機能が確保できる一定の期間内に、十分な余裕を持って所内車載代替の最終ヒートシンク(UHS)の繋ぎ込み及び最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。加えて、残留熱除去系(RHR)の使用が不可能な場合について考慮すること。            また、PWRにおいては、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系からの除熱により、最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。</p> </div> <p>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は、<u>残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)</u>、<u>残留熱除去系(サプレッション・プール冷却系)及び残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)</u>並びに<u>残留熱除去系海水系による冷却機能</u>である。</p> <p>これらの機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及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、最終ヒートシンクへ熱を輸送するための対処設備を整備する。ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。</p>	<p>1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p><b>【要求事項】</b>            発電用原子炉設置者において、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、最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p> <p><b>【解釈】</b>            1 「最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。            (1) 炉心損傷防止            a) 取水機能の喪失により最終ヒートシンクが喪失することを想定した上で、BWRにおいては、サプレッションプールへの熱の蓄積により、原子炉冷却機能が確保できる一定の期間内に、十分な余裕を持って所内車載代替の最終ヒートシンク(UHS)の繋ぎ込み及び最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。加えて、残留熱除去系(RHR)の使用が不可能な場合について考慮すること。            また、PWRにおいては、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系からの除熱により、最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。</p> </div> <p>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は、<u>残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)</u>、<u>残留熱除去系(サプレッション・プール水冷却モード)及び残留熱除去系(格納容器冷却モード)</u>並びに<u>原子炉補機冷却系(原子炉補機海水系を含む。)</u>による冷却機能である。</p> <p>これらの機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及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、最終ヒートシンクへ熱を輸送するための対処設備を整備する。ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>1.5.1 対応手段と設備の選定</p> <p>(1) 対応手段と設備の選定の考え方</p> <p>炉心の著しい損傷及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、最終ヒートシンクへ熱を輸送する必要がある。最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設計基準事故対処設備として、<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード、サブレーション・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード）</u>、原子炉補機冷却系を設置している。</p> <p>これらの設計基準事故対処設備が健全であれば、これらを重大事故等対処設備（設計基準拡張）と位置付け重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故対処設備が故障した場合は、その機能を代替するために、設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした（以下「機能喪失原因対策分析」という。）上で、想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第1.5.1 図）。</p> <p>重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段と自主対策設備<sup>*1</sup>を選定する。</p> <p>※ 1 自主対策設備：技術基準上の<u>全ての</u>要求事項を満たすことや<u>全ての</u>プラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。</p> <p>選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第四十八条及び技術基準規則第六十三条（以下「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、自主対策設備との関係を明確にする。</p>	<p>1.5.1 対応手段と設備の選定</p> <p>(1) 対応手段と設備の選定の考え方</p> <p>炉心の著しい損傷及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、最終ヒートシンクへ熱を輸送する必要がある。最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設計基準事故対処設備として、<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）、残留熱除去系（サブレーション・プール冷却系）及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）並びに残留熱除去系海水系</u>を設置している。</p> <p>これらの設計基準事故対処設備が健全であれば、これらを重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故対処設備が故障した場合は、その機能を代替するために、設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした（以下「機能喪失原因対策分析」という。）上で、想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第1.5-1図）。</p> <p>重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段と自主対策設備<sup>*1</sup>を選定する。</p> <p>※1 自主対策設備：技術基準上の<u>全ての</u>要求事項を満たすことや<u>全ての</u>プラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。</p> <p>選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第四十八条及び技術基準規則第六十三条（以下「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、自主対策設備との関係を明確にする。</p>	<p>1.5.1 対応手段と設備の選定</p> <p>(1) 対応手段と設備の選定の考え方</p> <p>炉心の著しい損傷及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、最終ヒートシンクへ熱を輸送する必要がある。最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設計基準事故対処設備として、<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）、残留熱除去系（サブレーション・プール水冷却モード）及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）並びに原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）</u>を設置している。</p> <p>これらの設計基準事故対処設備が健全であれば、これらを重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付け重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故対処設備が故障した場合は、その機能を代替するために、設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした（以下「機能喪失原因対策分析」という。）上で、想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。（第1.5-1 図）</p> <p>重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段と自主対策設備<sup>*1</sup>を選定する。</p> <p>※ 1 自主対策設備：技術基準上の<u>すべての</u>要求事項を満たすことや<u>すべての</u>プラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。</p> <p>選定した重大事故等対処設備により、「技術的能力審査基準」（以下「審査基準」という。）だけでなく、「設置許可基準規則」第四十八条及び「技術基準規則」第六十三条（以下「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、自主対策設備との関係を明確にする。</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(2) 対応手段と設備の選定の結果</p> <p>重大事故等対処設備（設計基準拡張）である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード</u>及び<u>格納容器スプレイ冷却モード</u>）が健全であれば重大事故等の対処に用いる。</p> <p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）</li> </ul> <p>この対応手段及び設備は、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」における「残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱」にて整理する。</p> <p>残留熱除去系（<u>サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード</u>及び<u>格納容器スプレイ冷却モード</u>）による原子炉格納容器内の除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系（<u>サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード</u>）</li> <li>・残留熱除去系（<u>格納容器スプレイ冷却モード</u>）</li> </ul> <p>これらの対応手段及び設備は、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」における「残留熱除去系（<u>サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード</u>）による<u>サブプレッション・チェンバ・プールの除熱</u>」及び「残留熱除去系（<u>格納容器スプレイ冷却モード</u>）による原子炉格納容器内へのスプレイ」にて整理する。</p> <p>重大事故等対処設備（設計基準拡張）である原子炉補機冷却系が健全であれば重大事故等の対処に用いる。</p> <p>原子炉補機冷却系による除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>原子炉補機冷却海水ポンプ</u></li> <li>・<u>原子炉補機冷却水ポンプ</u></li> <li>・<u>原子炉補機冷却系配管・弁・海水ストレーナ</u></li> </ul>	<p>(2) 対応手段と設備の選定の結果</p> <p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）、残留熱除去系（<u>サブプレッション・プール冷却系</u>）及び残留熱除去系（<u>格納容器スプレイ冷却系</u>）が健全であれば重大事故等対処設備として重大事故等の対処に用いる。</p> <p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による発電用原子炉からの除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）</li> </ul> <p>この対応手段及び設備は、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」における「残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）による発電用原子炉からの除熱」にて整理する。</p> <p>残留熱除去系（<u>サブプレッション・プール冷却系</u>）及び残留熱除去系（<u>格納容器スプレイ冷却系</u>）による原子炉格納容器内の除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系（<u>サブプレッション・プール冷却系</u>）</li> <li>・残留熱除去系（<u>格納容器スプレイ冷却系</u>）</li> </ul> <p>これらの対応手段及び設備は、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」における「残留熱除去系（<u>サブプレッション・プール冷却系</u>）による<u>サブプレッション・プールの除熱</u>」及び「残留熱除去系（<u>格納容器スプレイ冷却系</u>）による原子炉格納容器内へのスプレイ」にて整理する。</p> <p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系海水系が健全であれば重大事故等対処設備として重大事故等の対処に用いる。</p> <p>残留熱除去系海水系による除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>残留熱除去系海水系ポンプ</u></li> <li>・<u>残留熱除去系海水系ストレーナ</u></li> <li>・<u>残留熱除去系海水系配管・弁</u></li> </ul>	<p>(2) 対応手段と設備の選定の結果</p> <p>重大事故等対処設備（設計基準拡張）である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）、残留熱除去系（<u>サブプレッション・プール水冷却モード</u>）及び残留熱除去系（<u>格納容器冷却モード</u>）が健全であれば重大事故等の対処に用いる。</p> <p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）</li> </ul> <p>この対応手段及び設備は、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」における「残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）による発電用原子炉からの除熱」にて整理する。</p> <p>残留熱除去系（<u>サブプレッション・プール水冷却モード</u>）による原子炉格納容器内の除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系（<u>サブプレッション・プール水冷却モード</u>）</li> <li>・残留熱除去系（<u>格納容器冷却モード</u>）</li> </ul> <p>これらの対応手段及び設備は、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」における「残留熱除去系（<u>サブプレッション・プール水冷却モード</u>）による<u>サブプレッション・プールの除熱</u>」及び「残留熱除去系（<u>格納容器冷却モード</u>）による原子炉格納容器内へのスプレイ」にて整理する。</p> <p>重大事故等対処設備（設計基準拡張）である原子炉補機冷却系（<u>原子炉補機海水系を含む。</u>）が健全であれば重大事故等の対処に用いる。</p> <p>原子炉補機冷却系（<u>原子炉補機海水系を含む。</u>）による除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>原子炉補機海水ポンプ</u></li> <li>・<u>原子炉補機冷却水ポンプ</u></li> <li>・<u>原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）配管・弁・海水ストレーナ</u></li> </ul>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<ul style="list-style-type: none"> <li>・原子炉補機冷却系サージタンク</li> <li>・原子炉補機冷却水系熱交換器</li> <li>・海水貯留堰</li> <li>・スクリーン室</li> <li>・取水路</li> <li>・補機冷却用海水取水路</li> <li>・補機冷却用海水取水槽</li> <li>・非常用交流電源設備</li> </ul> <p>機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系故障として、<u>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・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード）</u>の故障を想定する。また、サポート系故障として、<u>原子炉補機冷却系の故障又は全交流動力電源喪失</u>を想定する。</p> <p>設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因から選定した対応手段及び審査基準、基準規則からの要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備を以下に示す。</p> <p>なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を第 1.5.1 表に整理する。</p> <p>a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>残留熱除去系熱交換器</u></li> <li>・<u>非常用取水設備</u></li> </ul> <p>非常用交流電源設備</p> <p>燃料給油設備</p> <p>機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系故障として、<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）</u>の故障を想定する。また、サポート系故障として、<u>残留熱除去系海水系の故障又は全交流動力電源喪失</u>を想定する。</p> <p>設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因から選定した対応手段及び審査基準、基準規則からの要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備を以下に示す。</p> <p>なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を第1.5-1表に整理する。</p> <p>a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>原子炉補機冷却系サージタンク</u></li> <li>・<u>原子炉補機冷却系熱交換器</u></li> <li>・<u>取水口</u></li> </ul> <p>取水管</p> <p>取水槽</p> <p>非常用交流電源設備</p> <p>機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系故障として、<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）、残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）</u>の故障を想定する。また、サポート系故障として、<u>原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）</u>の故障又は全交流動力電源喪失を想定する。</p> <p>設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因から選定した対応手段及び審査基準、基準規則からの要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備を以下に示す。</p> <p>なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を第 1.5-1 表に整理する。</p> <p>a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備</p> <p>(a) <u>最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送</u></p> <p>i <u>残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</u></p> <p><u>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）、残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）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、残留熱代替除去系により最終ヒ-</u></p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・記載表現の相違</li> <li>【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2 号炉の燃料補給設備は、「設置許可基準規則」第五十七条にて記載する整理</li> <li>・設備の相違</li> <li>【柏崎 6/7，東海第二】 ①の相違</li> </ul>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(a) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送</p> <p>i <u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>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、<u>サプレッション・チェンバ・プール</u>水冷却モード及び<u>格納容器スプレイ冷却モード</u>）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、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する手段がある。</p> <p>この対応手段及び設備は、「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」における「<u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱」にて選定する対応手段及び設備と同様である。</p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>格納容器圧力逃がし装置</u></li> </ul>	<p>(a) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送</p> <p>i ) <u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>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）、残留熱除去系（<u>サプレッション・プール</u>冷却系）及び残留熱除去系（<u>格納容器スプレイ冷却系</u>）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、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する手段がある。</p> <p>この対応手段及び設備は、「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」における「<u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱」にて選定する対応手段及び設備と同様である。</p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>格納容器圧力逃がし装置</u></li> </ul>	<p><u>トシンク（海）へ熱を輸送する手段がある。</u></p> <p><u>残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で使用する設備は以下のとおり。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>残留熱代替除去ポンプ</u></li> <li>・<u>残留熱除去系熱交換器</u></li> <li>・<u>原子炉補機代替冷却系</u></li> <li>・<u>サプレッション・チェンバ</u></li> <li>・<u>残留熱代替除去系 配管・弁</u></li> <li>・<u>残留熱除去系 配管・弁・ストレーナ</u></li> <li>・<u>低圧原子炉代替注水系 配管・弁</u></li> <li>・<u>格納容器スプレイ・ヘッド</u></li> <li>・<u>ホース・接続口</u></li> <li>・<u>原子炉圧力容器</u></li> <li>・<u>原子炉格納容器</u></li> <li>・<u>常設代替交流電源設備</u></li> <li>・<u>代替所内電気設備</u></li> </ul> <p>(b) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送</p> <p>i <u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>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）、残留熱除去系（<u>サプレッション・プール</u>水冷却モード）及び残留熱除去系（<u>格納容器冷却モード</u>）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、<u>格納容器フィルタベント系</u>により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する手段がある。</p> <p>この対応手段及び設備は、「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」における「<u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱」にて選定する対応手段及び設備と同様である。</p> <p><u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>格納容器フィルタベント系</u></li> <li>・<u>スクラバ容器補給・排水設備</u></li> <li>・<u>可搬式窒素供給装置</u></li> </ul>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>ii) <u>耐圧強化ベント系</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>設計基準事故対処設備である<u>残留熱除去系</u> (原子炉停止時冷却モード, <u>サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード</u>及び格納容器スプレイ冷却モード) 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, <u>耐圧強化ベント系</u>により最終ヒートシンク (大気) へ熱を輸送する手段がある。</p> <p><u>耐圧強化ベント系</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>耐圧強化ベント系 (W/W) 配管・弁</u></li> <li>・<u>耐圧強化ベント系 (D/W) 配管・弁</u></li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>遠隔手動弁操作設備</u></li> <li>・<u>遠隔空気駆動弁操作ポンプ</u></li> <li>・<u>遠隔空気駆動弁操作設備配管・弁</u></li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>・原子炉格納容器 (サプレッション・チェンバ, <u>真空破壊弁</u>を含む)</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>不活性ガス系配管・弁</u></li> <li>・<u>非常用ガス処理系配管・弁</u></li> <li>・<u>主排気筒 (内筒)</u></li> <li>・<u>常設代替交流電源設備</u></li> <li>・<u>第二代替交流電源設備</u></li> <li>・<u>可搬型代替交流電源設備</u></li> <li>・<u>代替所内電気設備</u></li> <li>・<u>常設代替直流電源設備</u></li> <li>・<u>可搬型直流電源設備</u></li> </ul>	<p>ii) <u>耐圧強化ベント系</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>設計基準事故対処設備である<u>残留熱除去系</u> (原子炉停止時冷却系), <u>残留熱除去系</u> (サプレッション・プール冷却系) 及び<u>残留熱除去系</u> (格納容器スプレイ冷却系) 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, <u>耐圧強化ベント系</u>により最終ヒートシンク (大気) へ熱を輸送する手段がある。</p> <p><u>耐圧強化ベント系</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>耐圧強化ベント系配管・弁</u></li> <li>・<u>第一弁 (S/C側)</u></li> <li>・<u>第一弁 (D/W側)</u></li> <li>・<u>耐圧強化ベント系一次隔離弁</u></li> <li>・<u>耐圧強化ベント系二次隔離弁</u></li> <li>・<u>遠隔人力操作機構</u></li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>・原子炉格納容器 (サプレッション・チェンバを含む)</li> <li>・<u>真空破壊弁</u></li> <li>・<u>不活性ガス系配管・弁</u></li> <li>・<u>原子炉建屋ガス処理系配管・弁</u></li> <li>・<u>非常用ガス処理系排気筒</u></li> <li>・<u>常設代替交流電源設備</u></li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>可搬型代替交流電源設備</u></li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>燃料給油設備</u></li> </ul>	<p>ii) <u>耐圧強化ベントライン</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>設計基準事故対処設備である<u>残留熱除去系</u> (原子炉停止時冷却モード), <u>残留熱除去系</u> (サプレッション・プール水冷却モード) 及び<u>残留熱除去系</u> (格納容器冷却モード) 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, <u>耐圧強化ベントライン</u>により最終ヒートシンク (大気) へ熱を輸送する手段がある。</p> <p><u>耐圧強化ベントライン</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>遠隔手動弁操作機構</u></li> <li>・<u>S G T耐圧強化ベントライン止め弁用空気ポンプ</u></li> <li>・<u>S G T耐圧強化ベントライン止め弁操作設備配管・弁</u></li> <li>・原子炉格納容器 (サプレッション・チェンバ, <u>真空破壊装置</u>を含む)</li> <li>・<u>窒素ガス制御系 配管・弁</u></li> <li>・<u>非常用ガス処理系 配管・弁</u></li> <li>・<u>排気筒</u></li> <li>・<u>常設代替交流電源設備</u></li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>可搬型代替交流電源設備</u></li> <li>・<u>代替所内電気設備</u></li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>可搬式窒素供給装置</u></li> <li>・<u>ホース・接続口</u></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・設備の相違</li> <li>【柏崎 6/7, 東海第二】 配管構成の相違による流路の相違</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>・設備の相違</li> <li>【柏崎 6/7, 東海第二】 電源構成及び給電対象負荷の相違</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>・記載表現の相違</li> <li>【東海第二】 島根 2号炉の燃料補給設備は「設置許可基準規則」第五十七条にて記</li> </ul>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>格納容器ベントを実施する際の設備とラインの優先順位は以下のとおりとする。</p> <p>優先①：<u>格納容器圧力逃がし装置によるウェットウェルベント</u>（以下「W/W ベント」という。）</p> <p>優先②：<u>格納容器圧力逃がし装置によるドライウェルベント</u>（以下「D/W ベント」という。）</p> <p>優先③：<u>耐圧強化ベント系によるW/W ベント</u></p> <p>優先④：<u>耐圧強化ベント系によるD/W ベント</u></p> <p>iii. 現場操作</p> <p><u>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</u>（空気駆動弁，電動駆動弁）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で最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する手段がある。なお，隔離弁を遠隔で手動操作するエリアは<u>原子炉建屋内の原子炉区域外</u>とする。</p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系の現場操作</u>で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>遠隔手動弁操作設備</u></li> <li>・<u>遠隔空気駆動弁操作用ボンベ</u></li> <li>・<u>遠隔空気駆動弁操作設備配管・弁</u></li> </ul> <p>(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備</p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で使用する設備のうち，格納容器圧力逃がし装置は重大事故等対処設備として位置付ける。</u></p> <p><u>耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で使用する設備のうち，耐圧強化ベント系（W/W）配管・弁，耐圧強化ベント系（D/W）配管・弁，遠隔手動弁操作設備，遠隔空気駆動弁操作用ボンベ，遠隔空気駆動弁操作設備配管・弁，原子炉格納容器（サブプレッション・チェンバ，真空破壊弁を含む），不活性ガス系配管・弁，非常用ガス処理系配管・弁，主排気筒（内筒），常設代替交流電源設備，可搬型代替交流電源設備，代替所内電気設備，常設代替直流電源設備及び可搬型直流電源設備は重大事故等</u></p>	<p>格納容器ベントを実施する際の設備とラインの優先順位は以下のとおりとする。</p> <p>優先①：<u>格納容器圧力逃がし装置によるS/C側ベント</u></p> <p>優先②：<u>格納容器圧力逃がし装置によるD/W側ベント</u></p> <p>優先③：<u>耐圧強化ベント系によるS/C側ベント</u></p> <p>優先④：<u>耐圧強化ベント系によるD/W側ベント</u></p> <p>iii. 現場操作</p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置の隔離弁</u>（電動駆動弁）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で最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する手段がある。なお，隔離弁を遠隔で手動操作するエリアは<u>原子炉建屋付属棟又は原子炉建屋廃棄物処理棟の二次格納施設外</u>とする。</p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置の現場操作</u>で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>遠隔人力操作機構</u></li> </ul> <p>(b) 重大事故等対処設備</p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で使用する設備のうち，格納容器圧力逃がし装置は重大事故等対処設備として位置付ける。</u></p> <p><u>耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で使用する設備のうち，耐圧強化ベント系配管・弁，第一弁（S/C側），第一弁（D/W側），耐圧強化ベント系一次隔離弁，耐圧強化ベント系二次隔離弁，遠隔人力操作機構，原子炉格納容器（サブプレッション・チェンバを含む），真空破壊弁，不活性ガス系配管・弁，原子炉建屋ガス処理系配管・弁，非常用ガス処理系排気筒，常設代替交流電源設備，可搬型代替交流電源設備及び燃料給油設備は重大事故等対処設備として位置付け</u></p>	<p>格納容器ベントを実施する際の設備とラインの優先順位は以下のとおりとする。</p> <p>優先①：<u>格納容器フィルタベント系によるウェットウェルベント</u>（以下「W/Wベント」という。）</p> <p>優先②：<u>格納容器フィルタベント系によるドライウェルベント</u>（以下「D/Wベント」という。）</p> <p>優先③：<u>耐圧強化ベントラインによるW/Wベント</u></p> <p>優先④：<u>耐圧強化ベントラインによるD/Wベント</u></p> <p>iii. 現場操作</p> <p><u>格納容器フィルタベント系及び耐圧強化ベントラインの隔離弁</u>（<u>空気駆動弁</u>，電動駆動弁）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で最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する手段がある。なお，隔離弁を遠隔で手動操作するエリアは<u>原子炉建物付属棟</u>とする。</p> <p><u>格納容器フィルタベント系及び耐圧強化ベントラインの現場操作</u>で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>遠隔手動弁操作機構</u></li> <li>・<u>S/GT耐圧強化ベントライン止め弁用空気ボンベ</u></li> <li>・<u>S/GT耐圧強化ベントライン止め弁操作設備配管・弁</u></li> </ul> <p>(c) 重大事故等対処設備と自主対策設備</p> <p><u>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及び除熱で使用する設備のうち，格納容器フィルタベント系は重大事故等対処設備として位置付ける。</u></p>	<p>載する整理</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 島根2号炉は，電動駆動弁に加え空気駆動弁の操作が必要</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 整備する自主対策設備の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は，耐圧強化ベントを四十八条の自主対策設備として使用する（以下，⑨の相違）</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>対処設備として位置付ける。</u></p> <p>現場操作で使用する設備のうち、<u>遠隔手動弁操作設備、遠隔空気駆動弁操作ポンベ及び遠隔空気駆動弁操作設備配管・弁</u>は重大事故等対処設備として位置付ける。</p> <p>これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備が<u>全て</u>網羅されている。</p> <p>(添付資料1.5.1)</p> <p>以上の重大事故等対処設備により、<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード、<u>サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード</u>及び格納容器スプレイ冷却モード）</u>の使用が不可能な場合においても最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送できる。</p> <p>また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を示す。</p> <p><u>・第二代替交流電源設備</u> 耐震性は確保されていないが、<u>常設代替交流電源設備と同等の機能を有することから、健全性が確認できた場合において、重大事故等の対処に必要な電源を確保するための手段として有効である。</u></p>	<p><u>る。</u></p> <p>現場操作で使用する設備のうち、<u>遠隔人力操作機構</u>は重大事故等対処設備として位置付ける。</p> <p>これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備が<u>全て</u>網羅されている。</p> <p>(添付資料1.5.1)</p> <p>以上の重大事故等対処設備により、<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）、残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）</u>の使用が不可能な場合においても最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送できる。</p>	<p>現場操作で使用する設備のうち、<u>遠隔手動弁操作機構</u>は重大事故等対処設備として位置付ける。</p> <p>これらの機能喪失原因分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備が<u>すべて</u>網羅されている。</p> <p>(添付資料 1.5.1)</p> <p>以上の重大事故等対処設備により、<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）、残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）</u>の使用が不可能な場合においても、最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送できる。</p> <p><u>また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備として位置付ける。併せて、その理由を示す。</u></p> <p><u>・残留熱代替除去系</u> <u>残留熱除去系と同等の系統流量を確保できないが、原子炉格納容器及び原子炉圧力容器へ注水し、循環冷却することにより、原子炉格納容器の減圧及び除熱を行うことが可能な設備であるため、最終ヒートシンクへ熱を輸送する手段として有効である。</u></p> <p><u>・耐圧強化ベントライン</u> <u>残留熱除去系及び残留熱代替除去系が使用できない場合には、重大事故等対処設備である格納容器フィルタベント系を使用することにより、最終ヒートシンクへ熱を</u></p>	<p>備考</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 ④の相違</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 整備する自主対策設備の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 柏崎 6/7 は、自主対策設備として第二代替交流電源設備を設置（以下、⑩の相違）</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7、東海第二】 ①の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7、東海第二】 ⑨の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>b. サポート系故障時の対応手段及び設備</p> <p>(a) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送</p> <p>i. <u>代替原子炉補機冷却系</u>による除熱</p> <p>設計基準事故対処設備である原子炉補機冷却系が故</p>	<p>b. サポート系故障時の対応手段及び設備</p> <p>(a) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送</p> <p>i. <u>緊急用海水系</u>による除熱</p> <p>設計基準事故対処設備である<u>残留熱除去系海水系</u>が</p>	<p><u>輸送することが可能である。</u></p> <p><u>万一、格納容器フィルタベント系が使用できない場合において、炉心損傷前に耐圧強化ベントラインを使用することは、最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手段として有効である。なお、耐圧強化ベントラインでは、排出径路に空気作動の隔離弁を設置しており、当該弁は人力により容易かつ確実に閉操作することは困難であることから、空気ポンベから駆動用ガスを供給し、操作を可能とする設計としている。</u></p> <p>・スクラビング水の補給及び排水設備</p> <p><u>有効性評価におけるスクラビング水位挙動の評価により、事故発生後7日間は、スクラビング水を補給しなくても下限水位に到達せず、また、排水しなくても上限水位に到達することはない。</u></p> <p><u>その後の安定状態において、スクラビング水が低下した場合、本設備を用いて外部からスクラビング水を補給することで格納容器フィルタベント系の機能を維持できることから、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損防止対策として有効である。</u></p> <p>・原子炉格納容器負圧破損の防止で使用する可搬式窒素供給装置</p> <p><u>有効性評価における原子炉格納容器内の圧力評価により、事故発生後7日間は窒素ガスを供給しなくても原子炉格納容器が負圧破損に至る可能性はない。</u></p> <p><u>その後の安定状態において、サプレッション・プール水の温度が低下し、原子炉格納容器内で発生する水蒸気が減少した場合においても、本設備を用いて原子炉格納容器へ窒素ガスを供給することで原子炉格納容器内の負圧化を回避できることから、原子炉格納容器の負圧破損防止対策として有効である。</u></p> <p style="text-align: right;"><u>(添付資料 1.5.2)</u></p> <p>b. サポート系故障時の対応手段及び設備</p> <p>(a) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送</p> <p>i. <u>原子炉補機代替冷却系</u>による除熱</p> <p>設計基準事故対処設備である<u>原子炉補機冷却系</u> (原</p>	<p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>島根 2号炉のスクラビング水の補給及び排水設備は、スクラビング水の水位挙動評価により、事故発生後7日間は使用しない設備としており、自主対策設備として整理</p> <p>・運用の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、原子炉格納容器の負圧破損防止として原子炉格納容器へ窒素ガスを供給する手段を自主対策として整備</p> <p>・設備の相違</p> <p>【東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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、<u>代替原子炉補機冷却系</u>により最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する手段がある。</p> <p><u>代替原子炉補機冷却系</u>による除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>熱交換器ユニット</u></li> <li>・<u>大容量送水車（熱交換器ユニット用）</u></li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>代替原子炉補機冷却海水ストレーナ</u></li> <li>・ホース</li> <li>・原子炉補機冷却系配管・弁・サージタンク</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>残留熱除去系熱交換器</u></li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>海水貯留堰</u></li> <li>・<u>スクリーン室</u></li> <li>・<u>取水路</u></li> <li>・<u>可搬型代替交流電源設備</u></li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>・燃料補給設備</li> </ul> <p><u>代替原子炉補機冷却系</u>と併せて設計基準事故対処設備である<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード、サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード）</u>により最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。</p> <p>なお、全交流動力電源喪失により残留熱除去系が起動できない場合は、<u>常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備</u>を用いて非常用高圧母線へ電源を供給することで残留熱除去系を復旧する。</p>	<p>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、<u>緊急用海水系</u>により最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する手段がある。</p> <p><u>緊急用海水系</u>による除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>緊急用海水ポンプ</u></li> <li>・<u>緊急用海水系配管・弁</u></li> <li>・<u>緊急用海水系ストレーナ</u></li> <li>・<u>残留熱除去系海水系配管・弁</u></li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>残留熱除去系熱交換器</u></li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>非常用取水設備</u></li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>常設代替交流電源設備</u></li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>燃料給油設備</u></li> </ul> <p><u>緊急用海水系</u>と併せて設計基準事故対処設備である<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）</u>、<u>残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）</u>及び<u>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）</u>により最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。</p> <p>なお、全交流動力電源喪失により残留熱除去系が起動できない場合は、<u>常設代替交流電源設備</u>により<u>緊急用メタルクラッド開閉装置</u>（以下「<u>メタルクラッド開閉装置</u>」を「<u>M/C</u>」という。）を受電した後、<u>緊急用M/CからM/C 2C又はM/C 2D</u>へ電源を供給することで残留熱除去系を復旧する。</p>	<p><u>子炉補機海水系を含む。</u>が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、<u>原子炉補機代替冷却系</u>により最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する手段がある。</p> <p><u>原子炉補機代替冷却系</u>による除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>移動式代替熱交換設備</u></li> <li>・<u>大型送水ポンプ車</u></li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>ホース・接続口</u></li> <li>・<u>原子炉補機冷却系 配管・弁・サージタンク</u></li> <li>・<u>原子炉補機代替冷却系 配管・弁</u></li> <li>・<u>残留熱除去系熱交換器</u></li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>取水口</u></li> <li>・<u>取水管</u></li> <li>・<u>取水槽</u></li> <li>・<u>常設代替交流電源設備</u></li> <li>・<u>代替所内電気設備</u></li> <li>・<u>燃料補給設備</u></li> </ul> <p><u>原子炉補機代替冷却系</u>と併せて設計基準事故対処設備である<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）</u>、<u>残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）</u>及び<u>残留熱除去系（格納容器冷却モード）</u>により最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。</p> <p>なお、全交流動力電源喪失により残留熱除去系が起動できない場合は、<u>常設代替交流電源設備</u>により<u>緊急用メタクラ</u>（以下「<u>緊急用M/C</u>」という。）を受電した後、<u>緊急用M/Cから非常用所内電気設備である非常用高圧母線C系</u>（以下「<u>M/C C系</u>」という。）又は<u>非常用高圧母線D系</u>（以下「<u>M/C D系</u>」という。）へ電源を供給することで残留熱除去系を復旧する。</p>	<p>②の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・設備の相違【東海第二】②の相違</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>・設備の相違【柏崎6/7】島根2号炉は、車載（移動式代替熱交換設備）のストレーナを使用（以下、⑩の相違）</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>・設備の相違【柏崎6/7、東海第二】電源構成及び給電対象負荷の相違</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>・設備の相違【東海第二】②の相違</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>・設備の相違【柏崎6/7】⑩の相違</li> </ul>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>残留熱除去系による除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)</li> <li>・残留熱除去系 (<u>サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード</u>)</li> <li>・残留熱除去系 (<u>格納容器スプレイ冷却モード</u>)</li> <li>・常設代替交流電源設備</li> <li>・<u>第二代替交流電源設備</u></li> </ul> <p>ii) <u>大容量送水車 (熱交換器ユニット用) 又は代替原子炉補機冷却海水ポンプによる除熱</u>  上記「1.5.1(2)b.(a) i. 代替原子炉補機冷却系による除熱」の代替原子炉補機冷却系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、<u>大容量送水車 (熱交換器ユニット用) 又は代替原子炉補機冷却海水ポンプ</u>により原子炉補機冷却系へ直接海水を送水する手段がある。</p> <p><u>大容量送水車 (熱交換器ユニット用) 又は代替原子炉補機冷却海水ポンプ</u>による除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>大容量送水車 (熱交換器ユニット用) 又は代替原子炉補機冷却海水ポンプ</u></li> <li>・<u>代替原子炉補機冷却海水ストレナ</u></li> <li>・ホース</li> <li>・原子炉補機冷却系配管・弁</li> <li>・残留熱除去系熱交換器</li> <li>・<u>海水貯留堰</u></li> <li>・<u>スクリーン室</u></li> <li>・<u>取水路</u></li> <li>・可搬型代替交流電源設備</li> <li>・<u>移動式変圧器</u></li> </ul>	<p>残留熱除去系による除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系 (<u>原子炉停止時冷却系</u>)</li> <li>・残留熱除去系 (<u>サブプレッション・プール冷却系</u>)</li> <li>・残留熱除去系 (<u>格納容器スプレイ冷却系</u>)</li> <li>・常設代替交流電源設備</li> </ul> <p>ii) <u>代替残留熱除去系海水系による除熱</u>  上記「1.5.1(2)b.(a) i) 緊急用海水系による除熱」の緊急用海水系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、<u>代替残留熱除去系海水系</u>により最終ヒートシンク (海) へ熱を輸送する手段がある。</p> <p><u>代替残留熱除去系海水系</u>による除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>可搬型代替注水大型ポンプ</u></li> <li>・ホース</li> <li>・<u>残留熱除去系海水系配管・弁</u></li> <li>・<u>緊急用海水系配管・弁</u></li> <li>・残留熱除去系熱交換器</li> <li>・<u>非常用取水設備</u></li> <li>・常設代替交流電源設備</li> </ul>	<p>残留熱除去系による除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系 (<u>原子炉停止時冷却モード</u>)</li> <li>・残留熱除去系 (<u>サブプレッション・プール水冷却モード</u>)</li> <li>・残留熱除去系 (<u>格納容器冷却モード</u>)</li> <li>・常設代替交流電源設備</li> <li>・<u>代替所内電気設備</u></li> </ul> <p>ii) <u>大型送水ポンプ車による除熱</u>  上記「(a) i 原子炉補機代替冷却系による除熱」の原子炉補機代替冷却系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、<u>大型送水ポンプ車</u>により原子炉補機冷却系へ直接海水を送水する手段がある。</p> <p><u>大型送水ポンプ車</u>による除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>大型送水ポンプ車</u></li> <li>・ホース・<u>接続口</u></li> <li>・<u>原子炉補機冷却系 配管・弁</u></li> <li>・<u>原子炉補機代替冷却系 配管・弁</u></li> <li>・残留熱除去系熱交換器</li> <li>・<u>取水口</u></li> <li>・<u>取水管</u></li> <li>・<u>取水槽</u></li> <li>・<u>常設代替交流電源設備</u></li> <li>・<u>代替所内電気設備</u></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・設備の相違【柏崎 6/7】⑩の相違</li> <li>・設備の相違【柏崎 6/7】③の相違</li> <li>・設備の相違【柏崎 6/7】③の相違</li> <li>・設備の相違【柏崎 6/7】③の相違</li> <li>・設備の相違【柏崎 6/7】③の相違</li> <li>・設備の相違【柏崎 6/7】⑩の相違</li> <li>・設備の相違【東海第二】②の相違</li> <li>・設備の相違【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、常設代替交流電源設備から受</li> </ul>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>・燃料補給設備</p> <p><u>大容量送水車（熱交換器ユニット用）又は代替原子炉補機冷却海水ポンプ</u>と併せて設計基準事故対処設備である<u>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・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード）</u>により最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。</p> <p>なお、全交流動力電源喪失により残留熱除去系が起動できない場合は、常設代替交流電源設備又は<u>第二代替交流電源設備</u>を用いて非常用高圧母線へ電源を供給することで残留熱除去系を復旧する。</p> <p>残留熱除去系による除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）</li> <li>・残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）</li> <li>・残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）</li> <li>・常設代替交流電源設備</li> </ul> <p>・<u>第二代替交流電源設備</u></p> <p>(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備</p> <p><u>代替原子炉補機冷却系</u>による除熱で使用する設備のうち、<u>熱交換器ユニット</u>、<u>大容量送水車（熱交換器ユニット用）</u>、<u>代替原子炉補機冷却海水ストレーナ</u>、<u>ホース</u>、<u>原子炉補機冷却系配管・弁・サージタンク</u>、<u>残留熱除去系熱交換器</u>、<u>海水貯留堰</u>、<u>スクリーン室</u>、<u>取水路</u>、<u>可搬型代替交流電源設備</u>及び<u>燃料補給設備</u>は重大事故等対処設備として位置付ける。</p>	<p>・燃料給油設備</p> <p><u>代替残留熱除去系海水系</u>と併せて設計基準事故対処設備である<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）</u>、<u>残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u>及び<u>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）</u>により最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。</p> <p>なお、全交流動力電源喪失により残留熱除去系が起動できない場合は、常設代替交流電源設備により緊急用M/Cを受電した後、<u>緊急用M/CからM/C 2C又はM/C 2Dへ電源を供給</u>することで残留熱除去系を復旧する。</p> <p>残留熱除去系による除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）</li> <li>・残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</li> <li>・残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）</li> <li>・常設代替交流電源設備</li> </ul> <p>(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備</p> <p><u>緊急用海水系</u>による除熱で使用する設備のうち、<u>緊急用海水ポンプ</u>、<u>緊急用海水系ストレーナ</u>、<u>緊急用海水系配管・弁</u>、<u>残留熱除去系海水系配管・弁</u>、<u>残留熱除去系熱交換器</u>、<u>非常用取水設備</u>、<u>常設代替交流電源設備</u>、<u>燃料給油設備</u>、<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）</u>、<u>残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u>及び<u>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）</u>は重大事故等対</p>	<p>・燃料補給設備</p> <p><u>大型送水ポンプ車</u>と併せて設計基準事故対処設備である<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）</u>、<u>残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）</u>及び<u>残留熱除去系（格納容器冷却モード）</u>により最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。</p> <p>なお、全交流動力電源喪失により残留熱除去系が起動できない場合は、常設代替交流電源設備により緊急用M/Cを受電した後、<u>緊急用M/Cから非常用所内電気設備であるM/C C系又はM/C D系へ電源を供給</u>することで残留熱除去系を復旧する。</p> <p>残留熱除去系による除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）</li> <li>・残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）</li> <li>・残留熱除去系（格納容器冷却モード）</li> <li>・常設代替交流電源設備</li> <li>・<u>代替所内電気設備</u></li> </ul> <p>(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備</p> <p><u>原子炉補機代替冷却系</u>による除熱で使用する設備のうち、<u>移動式代替熱交換設備</u>、<u>大型送水ポンプ車</u>、<u>ホース・接続口</u>、<u>原子炉補機冷却系配管・弁・サージタンク</u>、<u>原子炉補機代替冷却系配管・弁</u>、<u>残留熱除去系熱交換器</u>、<u>取水口</u>、<u>取水管</u>、<u>取水槽</u>、<u>常設代替交流電源設備</u>、<u>代替所内電気設備</u>及び<u>燃料補給設備</u>は重大事故等対処設備として位置付ける。</p>	<p>電するため、別置きの変圧器が不要であるが、柏崎6/7は高圧発電機車を使用し熱交換ユニットを起動するため、移動式変圧器が必要</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7】 ③の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7】 ⑩の相違</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 ②の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7】 ⑪の相違</p> <p>・設備の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>代替原子炉補機冷却系と併せて使用する設備のうち、常設代替交流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。</p> <p>また、<u>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・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード）</u>は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。</p> <p>これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、<u>審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料1.5.1)</p> <p>以上の重大事故等対処設備により、最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合においても、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止できる。</p> <p>また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備として位置付ける。<u>あわせて、その理由を示す。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>大容量送水車（熱交換器ユニット）又は代替原子炉補機冷却海水ポンプ（移動式変圧器を含む）</u></li> </ul> <p>原子炉補機冷却系の淡水側に直接海水を送水することから、<u>熱交換器の破損や配管の腐食が発生する可能性があるが、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・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード）と併せて使用することで最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する手段として有効である。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>第二代替交流電源設備</u></li> </ul> <p><u>耐震性は確保されていないが、常設代替交流電源設備と同等の機能を有することから、健全性が確認できた場合において、重大事故等の対処に必要な電源を確保するための手段として有効である。</u></p> <p>c. 手順等</p> <p>上記「a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備」及び「b. サポート系故障時の対応手段及び設備」により選定し</p>	<p>処設備として位置付ける。</p> <p>これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、<u>審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料1.5.1)</p> <p>以上の重大事故等対処設備により、最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合においても、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止できる。</p> <p>また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備として位置付ける。<u>あわせて、その理由を示す。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>可搬型代替注水大型ポンプ、ホース</u></li> </ul> <p><u>敷地に遡上する津波が発生した場合のアクセスルートの復旧には不確実さがあり、使用できない場合があるが、可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水供給により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）又は残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）が使用可能となれば、最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する手段として有効である。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 1.5.2)</p> <p>c. 手順等</p> <p>上記「a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備」及び「b. サポート系故障時の対応手段及び設備」により</p>	<p>また、<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）、残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。</u></p> <p>これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、<u>審査基準及び基準規則に要求される設備がすべて網羅されている。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 1.5.1)</p> <p>以上の重大事故等対処設備により、最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合においても、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止できる。</p> <p>また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備として位置付ける。<u>併せて、その理由を示す。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>大型送水ポンプ車</u></li> </ul> <p><u>原子炉補機冷却系の淡水側に直接海水を送水することから、熱交換器の破損や配管の腐食が発生する可能性があるが、大型送水ポンプ車による冷却水供給により残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）、残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）が使用可能となれば最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する手段として有効である。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 1.5.2)</p> <p>c. 手順等</p> <p>上記「a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備」及び「b. サポート系故障時の対応手段及び設備」により</p>	<p>【柏崎 6/7, 東海第二】 電源構成及び給電対象負荷の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・設備の相違</li> </ul> <p>【東海第二】 ②の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・設備の相違</li> </ul> <p>【柏崎 6/7】 ③の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・設備の相違</li> </ul> <p>【柏崎 6/7】 ⑩の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>対応手段に係る手順を整備する。</p> <p>これらの手順は、運転員及び緊急時対策要員の対応として、<u>事故時運転操作手順書</u>（徴候ベース）（以下「EOP」という。）、<u>AM設備別操作手順書</u>及び<u>多様なハザード対応手順</u>に定める（第1.5.1表）。</p> <p>また、重大事故等時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備についても整理する（第1.5.2表、第1.5.3表）。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 1.5.2)</p>	<p>選定した対応手段に係る手順を整備する。</p> <p>これらの手順は、<u>運転員等※2</u>及び<u>重大事故等対応要員</u>の対応として「<u>非常時運転手順書Ⅱ</u>（徴候ベース）」、「<u>非常時運転手順書Ⅱ</u>（停止時徴候ベース）」、「<u>非常時運転手順書Ⅲ</u>（シビアアクシデント）」、「<u>AM設備別操作手順書</u>」及び「<u>重大事故等対策要領</u>」に定める（第1.5-1表）。</p> <p>また、重大事故等時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備についても整理する（第1.5-2表、第1.5-3表）。</p> <p>※2 <u>運転員等：運転員（当直運転員）及び重大事故等対応要員（運転操作対応）</u>をいう。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 1.5.3)</p>	<p>選定した対応手段に係る手順を整備する。</p> <p>これらの手順は、<u>運転員</u>及び<u>緊急時対策要員</u>の対応として、<u>事故時操作要領書</u>（徴候ベース）（以下「EOP」という。）、<u>AM設備別操作要領書</u>及び<u>原子力災害対策手順書</u>に定める（第1.5-1表）。</p> <p>また、重大事故等時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備についても整理する（第1.5-2表、第1.5-3表）。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 1.5.3)</p>	<p>備考</p> <p>・体制の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、中央制御室の運転員にて対応</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>1. 5. 2 重大事故等時の手順 1. 5. 2. 1 フロントライン系故障時の対応手順</p>	<p>1. 5. 2 重大事故等時の手順 1. 5. 2. 1 フロントライン系故障時の対応手順</p>	<p>1. 5. 2 重大事故等時の手順 1. 5. 2. 1 フロントライン系故障時の対応手順 <u>(1) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送</u> <u>a. 残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</u> <u>残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、残留熱代替除去系により最終ヒートシンク (海) へ熱を輸送する。</u> <u>(a) 残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</u> <u>i 手順着手の判断基準</u> <u>炉心損傷<sup>*1</sup>前において、残留熱除去系の復旧に見込みがなく<sup>*2</sup>原子炉格納容器内の除熱が困難な状況で、以下の条件がすべて成立した場合。</u> <u>・残留熱代替除去系が使用可能<sup>*3</sup>であること。</u> <u>・原子炉補機代替冷却系による補機冷却水供給が可能であること。</u> <u>※1：格納容器雰囲気放射線モニタ (CAMS) 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、又は格納容器雰囲気放射線モニタ (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。</u> <u>※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。</u> <u>※3：設備に異常がなく、電源及び水源 (サブプレッション・チェンバ) が確保されている場合。</u> <u>ii 操作手順</u> <u>残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱手順の概要は以下のとおり。</u> <u>手順の対応フローは第 1.5-2 図、第 1.5-3 図、第 1.5-4 図、第 1.5-5 図に、概要図を第 1.5-7 図に、タイムチャートを第 1.5-8 図に示す。</u> <u>①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、中央制御室運転員に残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の準備開始を指示する。</u> <u>②中央制御室運転員 A は、残留熱代替除去系による</u></p>	<p>・設備の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ①の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p><u>原子炉格納容器内の減圧及び除熱に必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源並びに冷却水が確保されていることを状態表示にて確認する。</u></p> <p>③<u>当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部にガスタービン発電機の負荷容量を確認し、残留熱代替除去系が使用可能か確認する。</u></p> <p>④<u>中央制御室運転員Aは、重大事故操作盤にて残留熱代替除去系の系統構成を実施する。(B-熱交バイパス弁の全閉, RHR R HARライン入口止め弁, RHR A-F L S R連絡ライン止め弁, A-RHR注水弁及びB-RHRドライウェル第2スプレイ弁の全開操作を実施する。)</u></p> <p>⑤<u>中央制御室運転員Aは、残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の準備完了を当直副長に報告する。</u></p> <p>⑥<u>当直副長は、中央制御室運転員に残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱開始を指示する。</u></p> <p>⑦<u>中央制御室運転員Aは、残留熱代替除去ポンプを起動し、R HARライン流量調節弁を徐々に開操作した後、RHR A-F L S R連絡ライン流量調節弁及びRHR P C Vスプレイ連絡ライン流量調節弁を調整開し、残留熱代替除去系の運転を開始する。</u></p> <p>⑧<u>中央制御室運転員Aは、原子炉圧力容器への注水が開始されたことを残留熱代替除去ポンプ出口圧力指示値の上昇、残留熱代替除去系原子炉注水流量指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認する。併せて、原子炉格納容器内へのスプレイが開始されたことを残留熱代替除去ポンプ出口圧力指示値の上昇、残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量指示値の上昇並びに原子炉格納容器内圧力指示値及び温度指示値の低下により確認し、当直副長に報告する。</u></p> <p>⑨<u>当直長は、当直副長からの依頼に基づき、残留熱代替除去系による原子炉圧力容器内への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイが開始されたことを緊急時対策本部に報告する。</u></p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p><u>⑩当直副長は、原子炉压力容器内の水位及び原子炉格納容器内の圧力を継続監視し、RHR A-F LSR連絡ライン流量調節弁及びRHR PCVスプレイ連絡ライン流量調節弁にて適宜、原子炉压力容器内の水位及び原子炉格納容器内の圧力の調整を行うよう中央制御室運転員に指示する。また、状況によりB-RHRドライウェル第2スプレイ弁及びRHR PCVスプレイ連絡ライン流量調節弁を全閉、B-RHRトールスプレイ弁を全開とすることで、D/WスプレイからS/Cスプレイへ切り替える。</u></p> <p><u>iii 操作の成立性</u></p> <p><u>上記の操作は、作業開始を判断した後、残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱開始までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><u>・中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、30分以内で可能である。</u></li> </ul> <p style="text-align: right;"><u>(添付資料 1.5.4-1(1))</u></p> <p><u>(b) 残留熱代替除去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</u></p> <p><u>最終ヒートシンクへ熱を輸送するために残留熱代替除去系の運転を実施する場合、原子炉補機代替冷却系により補機冷却水を確保し、残留熱代替除去系で使用する残留熱除去系熱交換器(B)へ供給する。</u></p> <p><u>i 手順着手の判断基準</u></p> <p><u>炉心損傷<sup>*1</sup>前において、残留熱代替除去系を使用する場合。ただし、原子炉注水手段がない場合は、原子炉注水準備を優先する<sup>*2</sup>。</u></p> <p><u>※1：格納容器雰囲気放射線モニタ(CAMS)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、又は格納容器雰囲気放射線モニタ(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。</u></p> <p><u>※2：常設設備による注水手段がない場合、又は低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水を実施している場合は大量送水車による注</u></p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p style="text-align: center;"><u>水又は補給準備を実施。</u></p> <p>ii 操作手順</p> <p><u>残留熱代替除去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の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.5-2 図, 第 1.5-3 図, 第 1.5-4 図, 第 1.5-5 図に, 概要図を第 1.5-9 図に, タイムチャートを第 1.5-10 図に示す。</u></p> <p><u>(i) 原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合</u></p> <p><u>ア. 運転員操作</u></p> <p>①当直副長は, <u>手順着手の判断基準に基づき, 運転員に原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保の準備開始を指示する。</u></p> <p>②当直長は, <u>当直副長からの依頼に基づき, 緊急時対策本部に原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保の準備のため, 移動式代替熱交換設備, 大型送水ポンプ車の配備及びホースの接続を依頼する。</u></p> <p>③<sup>a</sup> S A電源切替盤を使用する場合  <u>現場運転員 B 及び C は, S A 電源切替盤にて, 原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保に必要な B-RHR 熱交冷却水出口弁の電源切替え操作を実施する。</u></p> <p>③<sup>b</sup> 非常用コントロールセンタ切替盤を使用する場合  <u>中央制御室運転員 A は, 不要な負荷の操作スイッチを「停止引ロック」又は「停止」とする。現場運転員 B 及び C は, C/C の不要な負荷の切り離しを行う。</u>  <u>不要な負荷の切り離し後, 中央制御室運転員 A は, 非常用コントロールセンタ切替盤の切替え操作を行い, 原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保に必要な B-RHR 熱交冷却水出口弁の電源切替えを実施する。</u></p> <p>④中央制御室運転員 A は, <u>原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保に必要な電動弁の電源が確保されたこと及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。</u></p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p>⑤現場運転員B及びCは、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保の非管理区域側系統構成を実施し、当直副長に報告する。(第1.5-9 図参照)</p> <p>⑥緊急時対策要員は、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保のための移動式代替熱交換設備、大型送水ポンプ車の配備及びホースの接続完了について緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。</p> <p>⑦当直長は、当直副長からの依頼に基づき、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水供給開始を緊急時対策本部に依頼する。</p> <p>⑧緊急時対策要員は、移動式代替熱交換設備内の淡水ポンプを起動し、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水供給開始について緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。</p> <p>⑨当直副長は、運転員に原子炉補機代替冷却系による補機冷却水供給開始を指示する。</p> <p>⑩中央制御室運転員Aは、B-RHR熱交冷却水出口弁を流量調整のため開度を調整し、当直副長に報告する。(第1.5-9 図参照)</p> <p>イ. 緊急時対策要員操作 (原子炉建物南側接続口を使用した補機冷却水確保及び原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保手順は、⑦～⑨以外同様)</p> <p>①緊急時対策要員は、緊急時対策本部から第1保管エリア又は第4保管エリアへ移動する。</p> <p>②緊急時対策要員は、移動式代替熱交換設備、大型送水ポンプ車等の健全性確認を行う。</p> <p>③緊急時対策要員は、移動式代替熱交換設備、大型送水ポンプ車等を第1保管エリア又は第4保管エリアから取水槽及び原子炉建物近傍屋外に移動させる。</p> <p>④緊急時対策要員は、可搬型のホースの敷設及び接続を行う。</p> <p>⑤緊急時対策要員は、電源ケーブルの敷設及び接</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p><u>続を行う。</u></p> <p>⑥緊急時対策要員は、<u>移動式代替熱交換設備の淡水側の水張りに向け系統構成のための弁の開閉操作を行う。</u></p> <p>⑦<sup>a</sup>原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合 緊急時対策要員は、<u>原子炉補機冷却系による非管理区域側系統構成を実施する。(第 1.5-9 図参照)</u></p> <p>⑧<sup>a</sup>原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合 緊急時対策要員は、<u>中央制御室運転員Aと連絡を密にし、移動式熱交換設備の淡水側の水張りのためA H E F B - 西側供給配管止め弁の開操作を行う。</u></p> <p>⑧<sup>b</sup>原子炉建物南側接続口を使用した補機冷却水確保の場合 緊急時対策要員は、<u>中央制御室運転員Aと連絡を密にし、移動式代替熱交換設備の淡水側の水張りのためA H E F B - 供給配管止め弁の開操作を行う。</u></p> <p>⑨<sup>a</sup>原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合 緊急時対策要員は、<u>移動式代替熱交換設備の淡水側の水張り範囲内におけるベント弁の開操作及びA H E F B - 西側戻り配管止め弁の開操作を行い、配管内の空気抜きを実施する。</u></p> <p>⑨<sup>b</sup>原子炉建物南側接続口を使用した補機冷却水確保の場合 緊急時対策要員は、<u>移動式代替熱交換設備の淡水側の水張り範囲内におけるベント弁の開操作及びA H E F B - 戻り配管止め弁の開操作を行い、配管内の空気抜きを実施する。</u></p> <p>⑩緊急時対策要員は、<u>淡水側の水張り範囲内において漏えいのないことを確認する。</u></p> <p>⑪緊急時対策要員は、<u>ガスタービン発電機の起動により移動式代替熱交換設備への受電を確認する。</u></p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p>(ii) <u>原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合（故意による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）</u></p> <p><u>ア. 運転員操作</u></p> <p>① <u>当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保の準備開始を指示する。</u></p> <p>② <u>当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保の準備のため、大型送水ポンプ車の配備及びホースの接続を依頼する。</u></p> <p>③<sup>a</sup> <u>SA電源切替盤を使用する場合</u>  <u>現場運転員B及びCは、SA電源切替盤にて、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保に必要なB-RHR熱交冷却水出口弁の電源切替え操作を実施する。</u></p> <p>③<sup>b</sup> <u>非常用コントロールセンタ切替盤を使用する場合</u>  <u>中央制御室運転員Aは、不要な負荷の操作スイッチを「停止引ロック」又は「停止」とする。</u>  <u>現場運転員B及びCは、C/Cの不要な負荷の切り離しを行う。</u>  <u>不要な負荷の切り離し後、中央制御室運転員Aは、非常用コントロールセンタ切替盤の切替え操作を行い、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保に必要なB-RHR熱交冷却水出口弁の電源切替えを実施する。</u></p> <p>④ <u>中央制御室運転員Aは、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保に必要な電動弁の電源が確保されたこと及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。</u></p> <p>⑤ <u>現場運転員B及びCは、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保の非管理区域側系統構成を実施し、当直副長に報告する。(第1.5-9図参照)</u></p> <p>⑥ <u>緊急時対策要員は、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保のための大型送水ポンプ車の</u></p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p><u>配備及びホースの接続完了について緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。</u></p> <p><u>⑦当直長は、当直副長からの依頼に基づき、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水供給開始を緊急時対策本部に依頼する。</u></p> <p><u>⑧緊急時対策要員は、大型送水ポンプ車を起動し、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水供給開始について緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。</u></p> <p><u>⑨当直副長は、運転員に原子炉補機代替冷却系による補機冷却水供給開始を指示する。</u></p> <p><u>⑩中央制御室運転員Aは、B-RHR熱交冷却水出口弁を流量調整のため開度を調整し、当直副長に報告する。(第1.5-9図参照)</u></p> <p><u>イ. 緊急時対策要員操作</u></p> <p><u>①緊急時対策要員は、緊急時対策本部から第1保管エリア又は第4保管エリアへ移動する。</u></p> <p><u>②緊急時対策要員は、大型送水ポンプ車等の健全性確認を行う。</u></p> <p><u>③緊急時対策要員は、大型送水ポンプ車等を第1保管エリア又は第4保管エリアから取水槽近傍屋外に移動させる。</u></p> <p><u>④緊急時対策要員は、ホースの敷設及び接続を行う。</u></p> <p><u>⑤緊急時対策要員は、緊急時対策本部及び当直長に大型送水ポンプ車による補機冷却水確保の準備が完了したことを報告する。</u></p> <p><u>⑥緊急時対策要員は、中央制御室運転員Aと連絡を密にし、RCW B-AHEF西側供給配管止め弁、AHEF B-西側供給配管止め弁、RCW B-AHEF西側戻り配管止め弁及びAHEF B-西側戻り配管止め弁の全開並びに大型送水ポンプ車を起動し、補機冷却水の供給を行う。</u></p> <p><u>⑦緊急時対策要員は、大型送水ポンプ車の吐出圧力にて必要流量が確保されていることを確認す</u></p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p>る。</p> <p><u>⑧緊急時対策要員は、ホース等の海水通水範囲について漏えいの無いことを確認する。</u></p> <p><u>⑨緊急時対策要員は、大型送水ポンプ車の運転状態を継続して監視する。</u></p> <p>iii 操作の成立性</p> <p><u>上記の操作のうち、作業開始を判断してから残留熱代替除去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までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。</u></p> <p><u>【原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合（S A電源切替盤を使用した場合）】</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><u>・中央制御室運転員1名、現場運転員2名及び緊急時対策要員15名にて作業を実施した場合、運転員操作の系統構成完了まで1時間40分以内、緊急時対策要員操作の補機冷却水供給開始まで7時間20分以内で可能である。</u></li> </ul> <p><u>【原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合（非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合）】</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><u>・中央制御室運転員1名、現場運転員2名及び緊急時対策要員15名にて作業を実施した場合、運転員操作の系統構成完了まで1時間50分以内、緊急時対策要員操作の補機冷却水供給開始まで7時間20分以内で可能である。</u></li> </ul> <p><u>【原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合（故意による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（S A電源切替盤を使用した場合））】</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><u>・中央制御室運転員1名、現場運転員2名及び緊急時対策要員6名にて作業を実施した場合、運転員操作の系統構成完了まで1時間40分以内、緊急時対策要員操作の補機冷却水供給開始まで7時間以内で可能である。</u></li> </ul> <p><u>【原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロ</u></p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p><u>リズムによる影響がある場合 (非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合)】</u></p> <p>・ <u>中央制御室運転員 1 名, 現場運転員 2 名及び緊急時対策要員 6 名にて作業を実施した場合, 運転員操作の系統構成完了まで 1 時間 50 分以内, 緊急時対策要員操作の補機冷却水供給開始まで 7 時間以内で可能である。</u></p> <p><u>円滑に作業できるように, 移動経路を確保し, 防護具, 照明及び通信連絡設備を整備する。また, 速やかに作業を開始できるように, 使用する資機材は作業場所近傍に配備する。室温は通常運転時と同程度である。</u></p> <p><u>(添付資料 1.5.4-1(2)(3))</u></p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(1) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（交流電源が健全である場合）</p> <p>a. <u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する。</p> <p>また、格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視が可能な場合は、<u>一次隔離弁</u>を全閉し、格納容器ベントを停止することを基本として、その他の要因を考慮した上で総合的に判断し、適切に対応する。なお、<u>二次隔離弁</u>については、<u>一次隔離弁</u>を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合に全閉する。</p> <p>(a) <u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>i. <u>手順着手の判断基準</u></p> <p>炉心損傷<sup>※1</sup>前において、原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力（<u>279kPa</u>[gage]）以下に維持できない場合。</p> <p>※1:「炉心損傷」は、<u>格納容器内雰囲気放射線レベル</u>（CAMS）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、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</p>	<p>(1) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（交流電源が健全である場合）</p> <p>a. <u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する。</p> <p>また、格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能と判断した場合、並びに原子炉格納容器内の圧力<u>310kPa</u> [gage]（1Pd）未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合は、<u>第一弁</u>を全閉し、格納容器ベントを停止することを基本として、その他の要因を考慮した上で総合的に判断し、適切に対応する。なお、<u>フィルタ装置出口弁</u>については、<u>第二弁</u>を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合に全閉する。</p> <p>(a) <u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>i. <u>手順着手の判断基準</u></p> <p>炉心損傷<sup>※1</sup>前において、<u>外部水源による原子炉格納容器内の冷却により、サプレッション・プール水位が上昇し、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.5mに到達した場合、又は原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力（<u>279kPa</u> [gage]）以下に維持できない場合。</u></p> <p>※1: <u>格納容器雰囲気放射線モニタ</u>でドライウエル又はサプレッション・チェンバ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<u>10倍以上</u>となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタが使用できな</p>	<p>(2) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（交流電源が健全である場合）</p> <p>a. <u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、<u>格納容器フィルタベント系</u>により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する。</p> <p>また、格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、<u>可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに原子炉格納容器内の圧力 <u>427kPa</u>[gage]（1Pd）未満、原子炉格納容器内の温度 <u>171℃</u>未満及び原子炉格納容器内の水素・酸素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合は、<u>NGC N2 トーラス出口隔離弁</u>又は<u>NGC N2 ドライウエル出口隔離弁</u>（以下「<u>第1弁</u>」という。）を全閉し、格納容器ベントを停止することを基本として、その他の要因を考慮した上で総合的に判断し、適切に対応する。なお、<u>NGC非常用ガス処理入口隔離弁</u>（以下「<u>第2弁</u>」という。）又は<u>NGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁</u>（以下「<u>第2弁バイパス弁</u>」という。）は、<u>第1弁</u>を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合に全閉する。</u></p> <p>(a) <u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>i. <u>手順着手の判断基準</u></p> <p>炉心損傷<sup>※1</sup>前において、<u>残留熱除去系及び残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱がで</u><u>きず、原子炉格納容器内の圧力が <u>245kPa</u>[gage]に到達した場合。</u></p> <p>※1: <u>格納容器雰囲気放射線モニタ</u>（CAMS）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<u>10倍を超えた場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタ</u>（CAMS）が使用</p>	<p>備考</p> <p>・記載表現の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、ベント停止に必要な各パラメータの基準値を記載</p> <p>・設備の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉（Mark-I改）と東海第二（Mark-II）の最高使用圧力の相違</p> <p>・運用の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>ベント準備判断基準の相違</p> <p>・運用の相違</p> <p>【東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。</p> <p>ii) 操作手順</p> <p>格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の手順は以下のとおり。手順対応フローを第1.5.3図に、概要図を第1.5.4図に、タイムチャートを第1.5.5図及び第1.5.6図に示す。</p> <p>[W/W ベントの場合 (D/W ベントの場合、手順⑧以外は同様) ]</p> <p>①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限 (ベントライン-1m) 以下であることを確認し、格納容器圧力逃がし装置によるウェットウェル (以下「W/W」という。) 側からの格納容器ベントの準備を開始するよう運転員に指示する (原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限を越えている場合はドライウェル (以下「D/W」という。) 側からの格納容器ベントの準備を開始するよう指示する)。</p> <p>②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの準備開始を報告する。</p>	<p>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>ii) 操作手順</p> <p>格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の手順は以下のとおり。手順対応フローを第1.5-2図に、概要図を第1.5-4図に、タイムチャートを第1.5-5図に示す。</p> <p>【S/C側ベントの場合 (D/W側ベントの場合、手順⑦以外は同様。) 。</p> <p>①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、格納容器圧力逃がし装置によるS/C側からの格納容器ベントの準備を開始するよう運転員等に指示する (S/C側からの格納容器ベントができない場合は、D/W側からの格納容器ベントの準備を開始するよう指示する)。</p> <p>②発電長は、災害対策本部長代理に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの準備開始を報告する。</p>	<p>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>ii) 操作手順</p> <p>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及び除熱の手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.5-2図に、概要図を第1.5-11図に、タイムチャートを第1.5-12図及び第1.5-13図に示す。</p> <p>[W/Wベントの場合 (D/Wベントの場合、手順⑫以外は同様) ]</p> <p>①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、格納容器フィルタベント系によるウェットウェル (以下「W/W」という。) 側からの格納容器ベントの準備を開始するよう運転員に指示する (W/W側からの格納容器ベントができない場合は、ドライウェル (以下「D/W」という。) 側からの格納容器ベントの準備を開始するよう指示する)。</p> <p>②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に格納容器フィルタベント系による格納容器ベントの準備のため、FCVS排気ラインドレン排出弁の閉操作を依頼する。</p>	<p>島根2号炉は、10倍を超過した場合を炉心損傷の判断としているが、東海第二では10倍を含めて損傷と判断するため、「以上」としている</p> <p>・体制の相違 【東海第二】 島根2号炉の中央制御室は、島根1号炉と共用であり、複数号炉の同時被災時において、情報の混乱や指揮命令が遅れることのないよう当直副長の指揮に基づき運転操作対応を実施 (以下、⑫の相違)</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7】 ベント実施基準の相違</p> <p>・体制の相違 【東海第二】 ⑫の相違</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、FCVS排気ラインドレン排出弁を開運用しているため、ベント準備にて閉操作する 【柏崎6/7】 島根2号炉は、FCVS排気ラインドレン排</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>③現場運転員C 及びD は、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>による格納容器ベントに必要な電動弁の電源の受電操作を実施する。</p> <p>④中央制御室運転員A 及びB は、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>による格納容器ベントに必要な電動弁の電源が確保されたこと、及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。</p> <p>⑤中央制御室運転員A 及びB は、<u>FCVS 制御盤</u>にて<u>フィルタ装置</u>水位指示値が通常水位範囲内であること及び<u>フィルタ装置</u>ドレン移送ポンプの水張りが完了していることを確認する。</p>	<p>③運転員等は中央制御室にて、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>による格納容器ベントに必要な電動弁の電源切替え操作を実施する。</p> <p>④運転員等は中央制御室にて、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>による格納容器ベントに必要な電動弁の電源が確保されたこと、及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示等にて確認する。</p>	<p>③<sup>a</sup><u>S A 電源切替盤</u>を使用する場合 <u>現場運転員B 及びC は、S A 電源切替盤にて、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントに必要な第2弁、第2弁バイパス弁及び第1弁の電源切替え操作</u>を実施する。</p> <p>③<sup>b</sup><u>非常用コントロールセンタ切替盤</u>を使用する場合 <u>中央制御室運転員A は、不要な負荷の操作スイッチを「停止引ロック」又は「停止」とする。</u> <u>現場運転員B 及びC は、C / C の不要な負荷の切り離しを行う。</u> <u>不要な負荷の切り離し後、中央制御室運転員A は、非常用コントロールセンタ切替盤の切替え操作を行い、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントに必要な第2弁、第2弁バイパス弁及び第1弁の電源切替え</u>を実施する。</p> <p>④中央制御室運転員A は、<u>格納容器フィルタベント系による格納容器ベントに必要な電動弁の電源</u>が確保されたこと及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。</p> <p>⑤中央制御室運転員A は、<u>重大事故操作盤</u>にて第1ベントフィルタスクラバ容器水位指示値が通常水位範囲内であることを確認する。</p>	<p>出弁の閉操作を、緊急時対策要員にて実施する</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・設備の相違</li> <li>【東海第二】 島根2号炉のS A 電源切替盤による電源切替え操作は、現場にて実施</li> <li>・設備の相違</li> <li>【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、C / C 一次側にて切替え可能な設備を設置</li> <li>・体制の相違</li> <li>【柏崎6/7】 島根2号炉は、操作者の1名を記載。柏崎6/7は、操作者及び確認者の2名を記載(以下、⑬の相違)</li> <li>・体制の相違</li> <li>【柏崎6/7】 ⑬の相違</li> <li>・運用の相違</li> <li>【柏崎6/7】 ⑤の相違</li> <li>・記載表現の相違</li> <li>【東海第二】 島根2号炉は、ベント準備におけるスクラバ容器水位の確認に関する手順を記載</li> </ul>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>⑥中央制御室運転員A及びBは、格納容器ベント前の確認として、<u>不活性ガス系（以下「AC系」という。）</u>隔離信号が発生している場合は、<u>格納容器補助盤にて、AC系隔離信号の除外操作を実施する。</u></p> <p>⑦中央制御室運転員A及びBは、格納容器ベント前の系統構成として、<u>非常用ガス処理系が運転中であれば非常用ガス処理系を停止し、非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁及び非常用ガス処理系出口Uシール隔離弁の全閉操作、並びに耐圧強化ベント弁、非常用ガス処理系第一隔離弁、換気空調系第一隔離弁、非常用ガス処理系第二隔離弁及び換気空調系第二隔離弁の全閉、及びフィルタ装置入口弁の全開を確認する。</u></p> <p>⑧<sup>a</sup> W/W ベントの場合  <u>中央制御室運転員A及びBは、一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）操作空気供給弁を全開とすることで駆動空気を確保し、一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）の全開操作を実施する。</u></p> <p>⑧<sup>b</sup> D/W ベントの場合  <u>中央制御室運転員A及びBは、一次隔離弁（ドライウエル側）操作空気供給弁を全開とすることで駆動空気を確保し、一次隔離弁（ドライウエル側）の全開操作を実施する。</u></p> <p>⑨現場運転員C及びDは、<u>格納容器ベント前の系統構成として、フィルタベント大気放出ラインドレン弁を全閉とし、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベ</u></p>	<p>⑤運転員等は、格納容器ベント前の確認として、<u>不活性ガス系の隔離信号が発生している場合は、中央制御室にて、不活性ガス系隔離信号の除外操作を実施する。</u></p> <p>⑥運転員等は中央制御室にて、<u>格納容器ベント前の系統構成として、耐圧強化ベント系一次隔離弁、原子炉建屋ガス処理系一次隔離弁、換気空調系一次隔離弁、耐圧強化ベント系二次隔離弁、原子炉建屋ガス処理系二次隔離弁及び換気空調系二次隔離弁の全閉を確認する。</u></p> <p>⑦<sup>a</sup> S/C側ベントの場合  <u>運転員等は中央制御室にて、第一弁（S/C側）の全開操作を実施する。</u></p> <p>⑦<sup>b</sup> D/W側ベントの場合  <u>第一弁（S/C側）の開操作ができない場合は、運転員等は中央制御室にて、第一弁（D/W側）の全開操作を実施する。</u></p> <p>⑧運転員等は、<u>格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備完了を発電長に報告する。</u></p>	<p>⑥中央制御室運転員Aは、格納容器ベント前の確認として、<u>格納容器隔離信号が発生している場合は、格納容器隔離信号の除外操作を実施する。</u></p> <p>⑦緊急時対策要員は、<u>FCVS排気ラインドレン排出弁の閉操作を実施し、緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。</u></p> <p>⑧中央制御室運転員Aは、格納容器ベント前の系統構成として、<u>SGT NGC連絡ライン隔離弁、SGT NGC連絡ライン隔離弁後弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁、NGC常用空調換気入口隔離弁、NGC常用空調換気入口隔離弁後弁の全閉及びSGT FCVS第1ベントフィルタ入口弁（以下「第3弁」という。）の全開を確認後、第2弁を全開し、格納容器フィルタベント系による格納容器ベント準備完了を当直副長に報告する。第2弁の開操作ができない場合は、第2弁バイパス弁を全開し、格納容器フィルタベント系による格納容器ベント準備完了を当直副長に報告する。</u></p>	<p>・体制の相違  <b>【柏崎6/7】</b>  ⑬の相違</p> <p>・運用の相違  <b>【東海第二】</b>  島根2号炉は、FCVS排気ラインドレン排出弁を開運用しているため、ベント準備にて閉操作する  <b>【柏崎6/7】</b>  島根2号炉は、FCVS排気ラインドレン排出弁の閉操作を、緊急時対策要員にて実施する。柏崎6/7は操作手順⑨にて実施</p> <p>・体制の相違  <b>【柏崎6/7】</b>  ⑬の相違</p> <p>・設備の相違  <b>【柏崎6/7】</b>  島根2号炉は、格納容器フィルタベント系と非常用ガス処理系は別ラインとなっているため、非常用ガス処理系の停止不要</p> <p>・運用の相違  <b>【柏崎6/7】</b>  島根2号炉は、第2弁を全開する。  <b>【東海第二】</b>  島根2号炉は、格納容器バウンダリの維持及び現場におけるベント実施時の被ばく評価結果を考慮し第2弁から</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>ト準備完了を当直副長に報告する。</p> <p>⑩当直長は、当直副長からの依頼に基づき、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>による格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部に報告する。</p> <p>⑪当直副長は、原子炉格納容器内の圧力に関する情報収集を適宜行い、当直長に報告する。また、当直長は原子炉格納容器内の圧力に関する情報を、緊急時対策本部に報告する。</p> <p>⑫当直長は、当直副長からの依頼に基づき、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>による格納容器ベントの開始を緊急時対策本部に報告する。</p> <p>⑬当直副長は、格納容器ベント開始圧力 (310kPa[gage]) に到達する時間、原子炉格納容器内の圧力上昇率を考慮し、中央制御室運転員に格納容器ベント開始を指示する。</p> <p>⑭中央制御室運転員A 及びB は、<u>二次隔離弁を調整開 (流路面積約70%開)</u>とし、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>による格納容器ベントを開始する。<u>二次隔離弁の開操作ができない場合は、二次隔離弁バイパス弁を調整開 (流路面積約70%開)</u>とし、<u>格納容器圧力逃がし装置</u></p>	<p>⑨発電長は、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>による格納容器ベント準備完了を災害対策本部長代理に報告する。</p> <p>⑩発電長は、<u>格納容器ベント判断基準であるサプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達した後、ドライウェル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage] (1Pd) に到達したことを確認し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの開始を災害対策本部長代理に報告する。</u></p> <p>⑪<u>発電長</u>は、<u>運転員等に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント開始を指示する。</u></p> <p>⑫<u>運転員</u>は中央制御室にて、<u>第二弁の全開操作を実施し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始する。なお、第二弁の開操作ができない場合は、第二弁バイパス弁の全開操作を実施し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを</u></p>	<p>⑨当直長は、<u>当直副長からの依頼に基づき、格納容器フィルタベント系による格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑩当直副長は、<u>原子炉格納容器内の圧力及び水位に関する情報収集を適宜行い、当直長に報告する。また、当直長は、原子炉格納容器内の圧力及び水位に関する情報を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑪当直長は、<u>当直副長からの依頼に基づき、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントの開始を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑫当直副長は、<u>以下のいずれかの条件に到達したことを確認し、運転員に格納容器ベント開始を指示する。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>原子炉格納容器内の圧力が 384kPa[gage]に到達した場合において、外部水源を用いた原子炉格納容器スプレイが実施できない場合。</u></li> <li>・<u>外部水源を用いた原子炉格納容器内へのスプレイを実施中に、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+約 1.3m に到達した場合。</u></li> </ul> <p>⑬<sup>a</sup> W/Wベントの場合</p> <p><u>中央制御室運転員Aは、第1弁 (W/W) の全開操作により、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントを開始する。</u></p>	<p>開操作する</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・体制の相違</li> <li>【東海第二】</li> <li>⑫の相違</li> <li>・運用の相違</li> <li>【東海第二】</li> <li>島根2号炉は、ベント準備完了後、パラメータ等を緊急時対策本部へ報告</li> <li>・体制の相違</li> <li>【東海第二】</li> <li>⑫の相違</li> <li>・体制の相違</li> <li>【東海第二】</li> <li>⑫の相違</li> <li>・運用の相違</li> <li>【柏崎6/7, 東海第二】</li> <li>島根2号炉は、格納容器スプレイ停止基準 (S/P 水位+約 1.3m) に到達以降又はスプレイ実施基準 (格納容器圧力 384kPa) 到達時にスプレイが出来ない場合、格納容器圧力・温度を制御する手段がなくなることから、ベントを実施</li> <li>・体制の相違</li> <li>【柏崎6/7】</li> <li>⑬の相違</li> <li>【東海第二】</li> <li>島根2号炉は、二次隔</li> </ul>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>による格納容器ベントを開始する。</u>  <u>なお、原子炉格納容器内の圧力が低下傾向が確認されなかった場合は、二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の増開操作を実施する。</u></p> <p>⑮中央制御室運転員A及びBは、<u>格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことを格納容器内圧力指示値の低下及びフィルタ装置入口圧力指示値の上昇により確認し、当直副長に報告する。</u>  また、当直長は、<u>格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑯当直副長は現場運転員に<u>水素バイパスライン止め弁を全開するよう指示する。</u></p> <p>⑰現場運転員C及びDは、<u>水素バイパスライン止め弁の全開操作を実施する。</u></p> <p>⑱中央制御室運転員A及びBは、<u>FCVS 制御盤にてフィルタ装置水位指示値を確認し、水位調整が必要な場合は当直副長に報告する。</u>また、当直長は、<u>フィルタ装置の水位調整を実施するよう緊急時対策本部に依頼する。</u></p> <p>⑲中央制御室運転員A及びBは、<u>格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視が可能な場合は、一次隔</u></p>	<p><u>開始する。</u></p> <p>⑬運転員等は中央制御室にて、<u>格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことをドライウェル圧力及びサプレッション・チェンパ圧力指示値の低下、並びにフィルタ装置圧力及びフィルタ装置スクラビング水温度指示値の上昇により確認するとともに、フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）指示値の上昇を確認し、発電長に報告する。</u>また、<u>発電長は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことを災害対策本部長代理に報告する。</u></p> <p>⑭運転員等は中央制御室にて、<u>格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸</u></p>	<p>⑬<sup>b</sup>D/Wベントの場合  <u>中央制御室運転員Aは、第1弁（D/W）の全開操作により、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントを開始する。</u></p> <p>⑭中央制御室運転員Aは、<u>格納容器フィルタベント系による格納容器ベントが開始されたことを、原子炉格納容器内の圧力指示値の低下、並びに第1ベントフィルタスクラバ容器温度指示値の上昇により確認するとともに、第1ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）指示値の上昇により確認し、当直副長に報告する。</u>また、<u>当直長は、当直副長からの依頼に基づき、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑮中央制御室運転員Aは、<u>重大事故操作盤にて第1ベントフィルタスクラバ容器水位指示値を確認し、水位調整が必要な場合は当直副長に報告する。</u>また、<u>当直長は、当直副長からの依頼に基づき、第1ベントフィルタスクラバ容器の水位調整を実施するよう緊急時対策本部に依頼する。</u></p> <p>⑯当直副長は、<u>格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視が可能で、かつ可燃</u></p>	<p>離弁はバイパス弁も含め前段の系統構成で開操作</p> <p>・体制の相違  【柏崎 6/7】  ⑬の相違</p> <p>・体制の相違  【柏崎 6/7】  ⑬の相違</p> <p>・体制の相違  【東海第二】  ⑫の相違</p> <p>・設備の相違  【柏崎 6/7】  島根 2号炉は、水素バイパスラインに止め弁を設置していないため、操作不要</p> <p>・体制の相違  【柏崎 6/7】  ⑬の相違</p> <p>・記載表現の相違  【東海第二】  島根 2号炉は、原子炉格納容器ベント実施後のスクラバ容器水位の監視に関する手順を記載</p> <p>・体制の相違  【柏崎 6/7】  ⑬の相違</p> <p>・記載表現の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>離弁 (サブプレッション・チェンバ側又はドライウエル側) の全閉操作を実施し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを停止する。一次隔離弁を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合は、二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。</u></p> <p>iii. 操作の成立性 上記の操作は、<u>1 ユニット当たり中央制御室運転員2名 (操作者及び確認者) 及び現場運転員2名</u>にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから<u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱開始まで<u>約40分</u>で可能である。</p>	<p>素濃度制御機能及び可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに原子炉格納容器内の圧力<u>310kPa [gage] (1Pd) 未満</u>、原子炉格納容器内の温度<u>171℃未満</u>及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認することにより、<u>第一弁 (S/C側又はD/W側) の全閉操作を実施し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを停止する。</u></p> <p>iii. 操作の成立性 格納容器ベント準備開始を判断してから格納容器ベント準備完了までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。</p>	<p><u>性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに原子炉格納容器内の圧力 427kPa [gage] (1Pd) 未満、原子炉格納容器内の温度 171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認することにより、第1弁の全閉操作を実施し、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントを停止するよう運転員に指示する。</u></p> <p>⑰<u>中央制御室運転員Aは、第1弁の全閉操作を実施し、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントを停止する。</u></p> <p>⑱<u>当直副長は、第1弁を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合は、第2弁又は第2弁バイパス弁を全閉するよう運転員に指示する。</u></p> <p>⑲<u>中央制御室運転員Aは、第2弁又は第2弁バイパス弁の全閉操作を実施する。</u></p> <p>iii 操作の成立性 格納容器ベント準備開始を判断してから、格納容器ベント準備完了までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。</p>	<p>【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、原子炉格納容器ベント停止時の指揮・命令系統を記載 ・運用の相違</p> <p>【東海第二】 ベント停止条件の相違 ・記載表現の相違</p> <p>【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、ベント停止に必要な各パラメータの基準値を記載 ・設備の相違</p> <p>【東海第二】 島根 2号炉 (Mark-I 改) と東海第二 (Mark-II) の最高使用圧力の相違 ・記載表現の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、原子炉格納容器ベント停止時の指揮・命令系統を記載 ・記載表現の相違</p> <p>【東海第二】 島根 2号炉は、原子炉格納容器ベント停止後に更に安定した状態になった場合の手順を記載</p> <p>・体制及び運用の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】 設備構成、対応する要員及び所要時間の相違 (以下、⑭の相違)</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>・中央制御室からの<u>第一弁 (S/C側) 操作の場合</u> <u>中央制御室対応を運転員等 (当直運転員) 1名にて</u> 作業を実施した場合、<u>5分以内</u>で可能である。</p> <p>・中央制御室からの<u>第一弁 (D/W側) 操作の場合</u> <u>中央制御室対応を運転員等 (当直運転員) 1名にて</u> 作業を実施した場合、<u>5分以内</u>で可能である。</p> <p>格納容器ベント基準到達から格納容器ベント開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。</p> <p>・中央制御室からの<u>第二弁操作の場合</u></p> <p><u>中央制御室対応を運転員等 (当直運転員) 1名にて</u> 作業を実施した場合、<u>2分以内</u>で可能である。</p>	<p>・中央制御室からの<u>第2弁操作の場合</u> <u>【S A電源切替盤を使用した場合】</u> <u>中央制御室運転員 1名, 現場運転員 2名及び緊急時</u> <u>対策要員 2名にて作業を実施した場合, 45分以内</u> 可能である。</p> <p><u>【非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合】</u> <u>中央制御室運転員 1名, 現場運転員 2名及び緊急時</u> <u>対策要員 2名にて作業を実施した場合, 70分以内</u> 可能である。</p> <p>格納容器ベント基準到達から格納容器ベント開始までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。</p> <p>・中央制御室からの<u>第1弁 (W/W) 操作の場合</u></p> <p><u>【S A電源切替盤を使用した場合】</u> <u>中央制御室運転員 1名にて作業した場合, 10分以内</u> で可能である。</p> <p><u>【非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合】</u> <u>中央制御室運転員 1名にて作業した場合, 10分以内</u> で可能である。</p> <p>・中央制御室からの<u>第1弁 (D/W) 操作の場合</u> <u>【S A電源切替盤を使用した場合】</u> <u>中央制御室運転員 1名にて作業した場合, 10分以内</u> で可能である。</p> <p><u>【非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合】</u> <u>中央制御室運転員 1名にて作業した場合, 10分以内</u> で可能である。</p>	<p>・設備の相違 <b>【東海第二】</b> 島根2号炉のS A電源切替盤による電源切替操作は、現場にて実施</p> <p>・運用の相違 <b>【東海第二】</b> 島根2号炉は、格納容器バウンダリの維持及び現場におけるベント実施時の被ばく評価結果を考慮し第2弁から開操作する</p> <p>・記載方針の相違 <b>【柏崎6/7】</b> 島根2号炉は、格納容器ベント準備とベント開始を分けて記載</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、保護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。</p> <p>(添付資料 1.5.3-1)</p>	<p><b>【S/C側ベントの場合】</b>  <u>サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.5mに到達後、又は原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力(279kPa [gage])以下に維持できない場合に、第一弁(S/C側)操作を中央制御室にて実施した場合、5分以内で可能である。また、サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達し、ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage] (1Pd)に到達後、第二弁操作を中央制御室にて実施した場合、2分以内で可能である。</u></p> <p><b>【D/W側ベントの場合】</b>  <u>サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.5mに到達後、又は原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力(279kPa [gage])以下に維持できない場合に、第一弁(D/W側)操作を中央制御室にて実施した場合、5分以内で可能である。また、サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達し、ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage] (1Pd)に到達後、第二弁操作を中央制御室にて実施した場合、2分以内で可能である。</u></p> <p>(添付資料1.5.4)</p>	<p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。</p> <p>(添付資料 1.5.4-2(1))</p>	<p>・運用の相違  <b>【東海第二】</b>  島根2号炉は、格納容器バウンダリの維持及び現場におけるベント実施時の被ばく評価結果を考慮し第2弁から開操作する</p> <p>・体制及び運用の相違  <b>【柏崎6/7, 東海第二】</b>  ⑭の相違</p> <p>・運用の相違  <b>【東海第二】</b>  島根2号炉は、格納容器バウンダリの維持及び現場におけるベント実施時の被ばく評価結果を考慮し第2弁から開操作する</p> <p>・体制及び運用の相違  <b>【柏崎6/7, 東海第二】</b>  ⑭の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>(b) 原子炉格納容器ベント弁駆動源確保 (予備ポンペ)</u></p> <p><u>残留熱除去系の機能が喪失し、格納容器圧力逃がし装置により大気を最終ヒートシンクとして熱を輸送する場合、空気駆動弁である一次隔離弁 (サブプレッション・チェンバ側又はドライウエル側) を全開とし、格納容器ベントラインを構成する必要がある、通常の駆動空気供給源である計装用圧縮空気系が喪失した状況下では遠隔空気駆動弁操作ポンペが駆動源となる。常設ポンペの圧力が低下した場合に、常設ポンペと予備ポンペを交換することで、一次隔離弁の駆動圧力を確保する。</u></p> <p><u>i. 手順着手の判断基準</u></p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置の系統構成及び格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱を実施中、各隔離弁の駆動源である遠隔空気駆動弁操作ポンペの圧力が規定値以下となった場合。</u></p> <p><u>ii. 操作手順</u></p> <p><u>原子炉格納容器ベント弁駆動源確保 (予備ポンペ) の手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.5.7 図に、タイムチャートを第1.5.8 図に示す。</u></p> <p><u>[一次隔離弁 (サブプレッション・チェンバ側) 遠隔空気駆動弁操作ポンペ交換]</u></p> <p><u>①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、現場運転員に一次隔離弁 (サブプレッション・チェンバ側) 遠隔空気駆動弁操作ポンペを、使用済みポンペから予備ポンペへの交換を指示する。</u></p> <p><u>②現場運転員C 及びD は、予備ポンペを予備ポンペラックから運搬する。</u></p> <p><u>③現場運転員C 及びD は、一次隔離弁 (サブプレッション・チェンバ側) 操作空気ポンペ出口弁及びポンペ本体の弁を全開とし、使用中ポンペを取り外し、予備ポンペを接続する。</u></p> <p><u>④現場運転員C 及びD は、ポンペ本体の弁を全開とし、ポンペ接続部から一次隔離弁 (サブプレッション・チェンバ側) 操作空気ポンペ出口弁までのリークチェックを実施する。</u></p> <p><u>⑤現場運転員C 及びD は、一次隔離弁 (サブプレシヨ</u></p>			<p>・設備の相違</p> <p><b>【柏崎 6/7】</b></p> <p>④の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>ン・チェンバ側) 操作空気ポンベ出口弁を全開にする。</u></p> <p><u>⑥現場運転員C 及びD は、使用済みポンベをポンベラックへ収納する。</u></p> <p><u>⑦現場運転員C 及びD は、一次隔離弁 (サブプレッショ</u> <u>ン・チェンバ側) 遠隔空気駆動弁操作ポンベの交換完了を当直副長に報告する。</u></p> <p><u>⑧当直長は、当直副長からの依頼に基づき、予備ポンベの確保を緊急時対策本部に依頼する。</u></p> <p><u>[一次隔離弁 (ドライウエル側) 遠隔空気駆動弁操作ポンベ交換]</u></p> <p><u>①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、現場運転員に一次隔離弁 (ドライウエル側) 遠隔空気駆動弁操作ポンベを、使用済みポンベから予備ポンベへの交換を指示する。</u></p> <p><u>②現場運転員C 及びD は、予備ポンベを予備ポンベラックから運搬する。</u></p> <p><u>③現場運転員C 及びD は、一次隔離弁 (ドライウエル側) 操作空気ポンベ出口弁及びポンベ本体の弁を全閉とし、使用中ポンベを取り外し、予備ポンベを接続する。</u></p> <p><u>④現場運転員C 及びD は、ポンベ本体の弁を全開とし、ポンベ接続部から一次隔離弁 (ドライウエル側) 操作空気ポンベ出口弁までのリークチェックを実施する。</u></p> <p><u>⑤現場運転員C 及びD は、一次隔離弁 (ドライウエル側) 操作空気ポンベ出口弁を全開にする。</u></p> <p><u>⑥現場運転員C 及びD は、使用済みポンベをポンベラックへ収納する。</u></p> <p><u>⑦現場運転員C 及びD は、一次隔離弁 (ドライウエル側) 遠隔空気駆動弁操作ポンベの交換完了を当直副長に報告する。</u></p> <p><u>⑧当直長は、当直副長からの依頼に基づき、予備ポンベの確保を緊急時対策本部に依頼する。</u></p> <p><u>iii. 操作の成立性</u></p> <p><u>上記の操作は、1 ユニット当たり中央制御室運転員2 名 (操作者及び確認者) 及び現場運転員2 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからポンベ交換終了まで約</u></p>			

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>45 分で可能である。</u></p> <p><u>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、速やかに作業が開始できるよう、使用する資機材は作業場所近傍に配備する。室温は通常運転時と同程度である。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料1.5.3- 2)</p> <p><u>(c) フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り</u></p> <p><u>格納容器ベント中に想定されるフィルタ装置の水位調整準備として、乾燥状態で保管されているドレン移送ポンプへ水張りを実施する。</u></p> <p><u>i. 手順着手の判断基準</u></p> <p><u>残留熱除去系の機能が喪失した場合。</u></p> <p><u>ii. 操作手順</u></p> <p><u>フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張りの手順は以下のとおり。概要図を第1.5.9 図に、タイムチャートを第1.5.10 図に示す。</u></p> <p><u>①緊急時対策本部は、手順着手の判断基準に基づき、緊急時対策要員へドレン移送ポンプ水張りを指示する。</u></p> <p><u>②緊急時対策要員は、FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ入口弁を全開操作し、FCVS フィルタベント装置遮蔽壁内側ドレン弁を遠隔手動弁操作設備にて全開した後、FCVS フィルタベント装置移送ポンプテストライン止め弁を開操作することで系統内のエア抜きを実施し、エア抜き完了後、FCVS フィルタベント装置移送ポンプテストライン止め弁を全開操作する。</u></p> <p><u>③緊急時対策要員は、ドレン移送ポンプ水張りの完了を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p><u>iii. 操作の成立性</u></p> <p><u>上記の操作は、1 ユニット当たり緊急時対策要員2 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからフィルタ装置ドレン移送ポンプ水張りの完了まで45 分以内で可能である。なお、屋外における本操作は、格納容器ベント実施前の操作であることから、作業エリアの環境による作業性への影響はない。</u></p> <p><u>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、照明及び通信連絡設備を整備する。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 1.5.3- 3)</p>			<p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>⑤の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(d) <u>フィルタ装置水位調整 (水張り)</u></p> <p><u>フィルタ装置の水位が通常水位を下回り下限水位に到達する前に、フィルタ装置補給水ラインからフィルタ装置へ水張りを実施する。</u></p> <p>i) <u>手順着手の判断基準</u></p> <p><u>フィルタ装置の水位が通常水位を下回ると判断した場合。</u></p> <p>ii) <u>操作手順</u></p> <p><u>フィルタ装置水位調整 (水張り) 手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.5.11 図に、タイムチャートを第1.5.12 図に示す。</u></p> <p>①<u>緊急時対策本部</u>は、<u>手順着手の判断基準に基づき、緊急時対策要員へフィルタ装置水位調整 (水張り) の準備開始を指示する。</u></p>	<p>(b) <u>フィルタ装置スクラビング水補給</u></p> <p><u>フィルタ装置の水位が待機時水位下限である2,530mmを下回り、下限水位である1,325mmに到達する前に、西側淡水貯水設備、代替淡水貯槽又は淡水タンクを水源とした可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによりフィルタ装置へ水張りを実施する。</u></p> <p>i) <u>手順着手の判断基準</u></p> <p><u>フィルタ装置水位指示値が1,500mm以下の場合。</u></p> <p>ii) <u>操作手順</u></p> <p><u>フィルタ装置スクラビング水補給手順の概要は以下のとおり。</u></p> <p><u>概要図を第1.5-6図に、タイムチャートを第1.5-7図に示す。</u></p> <p>①<u>発電長</u>は、<u>手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理にフィルタ装置スクラビング水補給の準備開始を依頼する。</u></p> <p>②<u>災害対策本部長代理</u>は、<u>重大事故等対応要員にフィルタ装置スクラビング水補給の準備開始を指示する。</u></p> <p>③<u>発電長</u>は、<u>運転員等にフィルタ装置スクラビング水補給の準備開始を指示する。</u></p> <p>④<u>運転員等</u>は<u>中央制御室にて、フィルタ装置スクラビング水補給に必要な監視計器の電源が確保されていることを状態表示等により確認し、フィルタ装置スクラビング水補給の準備完了を発電長に報告する。</u></p>	<p>(b) <u>第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水張り)</u></p> <p><u>第1ベントフィルタスクラバ容器の水位が通常水位を下回り下限水位に到達する前に、輪谷貯水槽 (西1) 及び輪谷貯水槽 (西2) を水源とした大量送水車により第1ベントフィルタスクラバ容器へ水張りを実施する。</u></p> <p>i) <u>手順着手の判断基準</u></p> <p><u>第1ベントフィルタスクラバ容器水位の水位低警報が発報した場合。</u></p> <p>ii) <u>操作手順</u></p> <p><u>第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水張り) 手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.5-14図に、タイムチャートを第1.5-15図に示す。</u></p> <p>①<u>当直副長</u>は、<u>手順着手の判断基準に基づき、当直長を経由して、緊急時対策本部へ第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水張り) の準備開始を依頼する。</u></p> <p>②<u>緊急時対策本部</u>は、<u>緊急時対策要員に第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水張り) の準備開始を指示する。</u></p> <p>③<u>当直副長</u>は、<u>運転員に第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水張り) の準備開始を指示する。</u></p> <p>④<u>中央制御室運転員A</u>は、<u>第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水張り) に必要な監視計器の電源が確保されていることを状態表示等により確認し、第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水張り) の準備完了を当直副長に報告する。</u></p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・運用の相違</li> <li>【柏崎6/7、東海第二】</li> <li>島根2号炉は、水位低警報を設置しており、その発報に基づき着手</li> <li>・運用の相違</li> <li>【柏崎6/7】</li> <li>手順着手の実施判断者の相違</li> <li>・体制の相違</li> <li>【東海第二】</li> <li>⑫の相違</li> <li>・運用の相違</li> <li>【柏崎6/7】</li> <li>手順着手の実施判断者の相違</li> <li>・体制の相違</li> <li>【東海第二】</li> <li>⑫の相違</li> <li>・記載表現の相違</li> <li>【柏崎6/7】</li> <li>島根2号炉は、スクラバ容器水位調整準備に関する手順を記載</li> </ul>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>②<sup>a</sup> <u>防火水槽から可搬型代替注水ポンプ(A-2級)を展開した水張りの場合又は淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ(A-2級)を展開した水張りの場合(淡水貯水池を水源とし、あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合)</u>  <u>緊急時対策要員は、フィルタベント遮蔽壁南側(屋外)にて、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)を配備し、防火水槽又は淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ(A-2級)へ、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)からフィルタ装置補給水接続口へそれぞれ送水ホースを接続し、フィルタ装置水位調整(水張り)の準備完了を緊急時対策本部に報告する</u></p> <p>②<sup>b</sup> <u>事前に他の対応手段により設置した可搬型代替注水ポンプ(A-2級)を使用した水張りの場合(淡水貯水池を水源とし、あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合)</u>  <u>緊急時対策要員は、事前に他の対応手段により設置した可搬型代替注水ポンプ(A-2級)からフィルタベント装置補給水接続口へホースを接続し、フィルタ装置水位調整(水張り)の準備完了を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>③ <u>緊急時対策本部は、緊急時対策要員にフィルタ装置水位調整(水張り)の開始を指示する。</u></p>	<p>⑤ <u>発電長は、フィルタ装置スクラビング水補給の準備完了を災害対策本部長代理に報告する。</u></p> <p>⑥ <u>重大事故等対応要員は、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの配備及びホースを接続し、フィルタ装置スクラビング水補給の準備完了を災害対策本部長代理に報告する。</u></p> <p>⑦ <u>災害対策本部長代理は、フィルタ装置スクラビング水補給の準備完了を発電長に報告する。</u></p> <p>⑧ <u>発電長は、災害対策本部長代理にフィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水開始を依頼する。</u></p> <p>⑨ <u>災害対策本部長代理は、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ</u></p>	<p>⑤ <u>当直長は、当直副長からの依頼に基づき、第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整(水張り)の準備完了を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑥ <u>緊急時対策要員は、第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整(水張り)として使用する大量送水車の配備及び第1ベントフィルタスクラバ容器補給用接続口へ送水ホースを接続し、第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整(水張り)の準備完了を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑦ <u>緊急時対策本部は、第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整(水張り)の準備完了を当直長に報告する。</u></p> <p>⑧ <u>当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整(水張り)として使用する大量送水車による送水開始を依頼する。</u></p> <p>⑨ <u>緊急時対策本部は、第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整(水張り)として使用する大量送水</u></p>	<p>・体制の相違  <b>【東海第二】</b>  ⑫の相違  ・設備の相違  <b>【柏崎 6/7】</b>  島根 2号炉は、常設のホースを使用せず可搬ホースにて送水を実施</p> <p>・運用の相違  <b>【柏崎 6/7】</b>  手順着手の実施判断者の相違  ・体制の相違  <b>【東海第二】</b>  ⑫の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>④緊急時対策要員は、<u>可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) 起動とFCVS フィルタベント装置給水ライン元弁の全開操作を実施し、フィルタ装置への給水が開始されたことを、フィルタベント遮蔽壁附室のFCVS 計器ラックにて、フィルタ装置水位指示値の上昇により確認し、給水開始を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑤緊急時対策要員は、<u>フィルタ装置水位指示値が規定水位に到達したことを確認し、可搬型代替注水ポンプ (A-2級) 停止操作、FCVS フィルタベント装置給水ライン元弁の全開操作及びフィルタ装置補給水接続口送水ホースの取外し操作を実施する。</u></p>	<p>プ又は可搬型代替注水大型ポンプの起動を重大事故等対応要員に指示する。</p> <p>⑩重大事故等対応要員は、<u>フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを起動した後、格納容器圧力逃がし装置格納槽付属室にてフィルタベント装置補給水ライン元弁の全開操作を実施し、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより送水を開始したことを災害対策本部長代理に報告する。</u></p> <p>⑪災害対策本部長代理は、<u>フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより送水を開始したことを発電長に報告する。</u></p> <p>⑫運転員等は中央制御室にて、<u>フィルタ装置スクラビング水補給が開始されたことをフィルタ装置水位指示値の上昇により確認した後、待機時水位下限である2,530mm以上まで補給されたことを確認し、発電長に報告する。</u></p> <p>⑬発電長は、<u>災害対策本部長代理にフィルタ装置スクラビング水補給の停止を依頼する。</u></p> <p>⑭災害対策本部長代理は、<u>フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの停止を重大事</u></p>	<p>車の起動を緊急時対策要員に指示する。</p> <p>⑩緊急時対策要員は、<u>第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水張り) として使用する大量送水車を起動した後、FCVS補給止め弁の全開操作を実施し、第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水張り) として使用する大量送水車により注水を開始したことを、第1ベントフィルタ格納槽付近 (屋外) の計器ラックにて、第1ベントフィルタスクラバ容器水位指示値の上昇により確認し、第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水張り) として使用する大量送水車による送水を開始したことを緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑪緊急時対策本部は、<u>第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水張り) として使用する大量送水車による送水を開始したことを当直長に報告する。</u></p> <p>⑫当直副長は、<u>第1ベントフィルタスクラバ容器の水位を監視するよう運転員に指示する。</u></p> <p>⑬中央制御室運転員Aは、<u>第1ベントフィルタスクラバ容器水位にて水位を継続監視する。</u></p> <p>⑭緊急時対策要員は、<u>規定水位に到達したことを確認し、FCVS補給止め弁を全閉とした後、第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水張り) として使用する大量送水車を停止し、第1ベントフィルタスクラバ容器補給用接続口送水ホースの取外し操作を実施する。</u></p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・設備の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、格納槽付近に設置した計器ラックによりスクラバ容器水位指示値の上昇を確認</li> <li>・運用の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、送水開始をスクラバ容器水位指示値により確認</li> <li>・運用の相違 【柏崎 6/7】 手順着手の実施判断者の相違</li> <li>・記載方針の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、監視の指示に関する手順を記載</li> <li>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、規定水位到達の判断は緊急時対策要員が実施し、水張りを停止</li> <li>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、規定水位到達の判断は緊急時</li> </ul>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>⑥緊急時対策要員は、緊急時対策本部へフィルタ装置水位調整（水張り）の完了を報告する。</p> <p>iii) 操作の成立性</p> <p><u>防火水槽から可搬型代替注水ポンプ(A-2級)を展開したフィルタ装置水位調整（水張り）操作は、1 ユニット当たり緊急時対策要員2 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから水源と送水ルートの特定制～可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の配備～送水準備～フィルタ装置補給用接続口使用による可搬型代替注水ポンプ(A-2 級)による注水開始まで約65 分、フィルタ装置水位調整（水張り）完了まで約125 分で可能である。</u></p> <p><u>淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ(A-2級)を展開したフィルタ装置水位調整（水張り）（あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合）操作は、1 ユニット当たり緊急時対策要員6 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから水源と送水ルートの特定制～可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の配備～送水準備～フィルタ装置補給用接続口使用による可搬型代替注水ポンプ（A- 2 級）による注水開始まで約65 分、フィルタ装置水位調整（水張り）完了まで約125 分で可能である。</u></p> <p>また、事前に他の対応手段により設置した可搬型代替注水ポンプ(A-2 級)を使用したフィルタ装置水位調整(水</p>	<p><u>故等対応要員に指示する。</u></p> <p>⑮<u>重大事故等対応要員は格納容器圧力逃がし装置格納槽付属室にて、フィルタバント装置補給水ライン元弁を全閉とした後、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを停止し、災害対策本部長代理に報告する。</u></p> <p>⑯<u>災害対策本部長代理は、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水を停止したことを発電長に報告する。</u></p> <p>iii) 操作の成立性</p> <p><u>上記の操作は、作業開始を判断してからフィルタ装置スクラビング水補給の開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。</u></p> <p><u>【フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置スクラビング水補給】（水源：</u></p>	<p>⑮緊急時対策要員は、緊急時対策本部に第1バントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車による送水を停止したことを報告する。</p> <p>⑯緊急時対策本部は、第1バントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車による送水を停止したことを当直長に報告する。</p> <p>iii) 操作の成立性</p> <p><u>上記の操作は、作業開始を判断してから第1バントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）の開始及び完了までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり</u></p> <p>輪谷貯水槽（西1）及び輪谷貯水槽（西2）から大量送水車を展開した第1バントフィルタスクラバ容器</p>	<p>対策要員が実施。また、送水ホースの取外しを実施</p> <p>・体制の相違 【柏崎6/7】 指揮命令系統の相違</p> <p>・体制及び運用の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 ⑭の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、常設のホースを使用せず可搬ホースにて送水を実施</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>張り) (淡水貯水池を水源とし、あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合) 操作は、1ユニット当たり、緊急時対策要員6名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから可搬型代替注水ポンプ位置(A-2級)と送水ルートの確認～送水準備～フィルタ装置補給用接続口使用による可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による注水開始まで約95分、フィルタ装置水位調整(水張り)完了まで約155分で可能である。</p> <p>なお、炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであることから、本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く、作業は可能である。</p> <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。</p> <p>(添付資料1.5.3-4)</p>	<p>代替淡水貯槽)</p> <p>・現場対応を重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、180分以内で可能である。</p> <p><b>【フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置スクラビング水補給】</b>(水源：淡水タンク)</p> <p>・現場対応を重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、165分以内で可能である。</p> <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、ホース等の接続は速やかに作業ができるように、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの保管場所に使用工具及びホースを配備する。</p> <p>車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保する。</p> <p>(添付資料1.5.4, 添付資料1.5.6)</p> <p>(e) <u>フィルタ装置スクラビング水移送</u></p> <p>水の放射線分解により発生する水素がフィルタ装置内に蓄積することを防止するため、フィルタ装置スクラビング水をサブプレッション・チェンバへ移送する。移送ポンプの電源は、常設代替交流電源設備として使用する</p>	<p>水位調整(水張り)操作は、中央制御室運転員1名及び緊急時対策要員12名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから水源と送水ルートの特定～大量送水車の配備～送水準備～第1ベントフィルタスクラバ容器補給用接続口使用による大量送水車による注水開始まで2時間10分以内、第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整(水張り)完了まで2時間30分以内で可能である。</p> <p>なお、炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであることから、本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く、作業可能である。</p> <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。</p> <p>第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整(水張り)として使用する大量送水車からのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に操作が可能である。</p> <p>車両の作業用照明、ヘッドライト及び懐中電灯を用いることで、暗闇における作業性についても確保する。</p> <p>(添付資料1.5.4-2(3))</p>	<p>・設備の相違</p> <p><b>【柏崎6/7, 東海第二】</b></p> <p>島根2号炉は使用する代替淡水源、接続口により対応人数、想定時間は変わらない</p> <p>・記載表現の相違</p> <p><b>【柏崎6/7】</b></p> <p>島根2号炉は、フィルタベント実施に伴う現場操作地点等における被ばく評価及びスクラビング水の保有水量の設定根拠についてに記載</p> <p>・記載方針の相違</p> <p><b>【東海第二】</b></p> <p>島根2号炉の水の放射線分解により発生する水素のフィルタ装置</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>常設代替高圧電源装置又は可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車から受電可能である。</p> <p>i) 手順着手の判断基準</p> <p>フィルタ装置スクラビング水温度指示値が55℃※1以下において、フィルタ装置水位が規定値以上確保されている場合。</p> <p>※1：可搬型窒素供給装置出口温度と同程度の温度とし、さらにフィルタ装置スクラビング水温度が上昇傾向にないことの確認により冷却が完了したと判断できる温度。</p> <p>ii) 操作手順</p> <p>フィルタ装置スクラビング水移送手順の概要は以下のとおり。</p> <p>概要図を第1.5-12図に、タイムチャートを第1.5-13図に示す。</p> <p>①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理にフィルタ装置水張りの準備開始を依頼する。</p> <p>②災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員にフィルタ装置水張りの準備開始を指示する。</p> <p>③発電長は、運転員等にフィルタ装置スクラビング水移送の準備開始を指示する。</p> <p>④運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置のスクラビング水移送に必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示等により確認し、発電長に報告する。</p> <p>⑤発電長は、運転員等にフィルタ装置のスクラビング水移送に必要な系統構成を指示する。</p> <p>⑥運転員等は中央制御室にて、フィルタベント装置移送ライン止め弁を全開とする。</p> <p>⑦運転員等は原子炉建屋廃棄物処理棟にて、フィルタベント装置ドレン移送ライン切替え弁（S/C側）を全開とする。</p> <p>⑧運転員等は、フィルタ装置のスクラビング水移送に必要な系統構成が完了したことを発電長に報告</p>		<p>内への蓄積防止は、必要に応じて窒素ガスパージ（(d) 格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ）を行うことで対応。また、最終的なスクラビング水移送は、事故収束後に行う手順のため、記載不要と整理</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>する。</p> <p>⑨発電長は、運転員等にフィルタ装置のスクラビング水移送を指示する。</p> <p>⑩運転員等は中央制御室にて、移送ポンプを起動した後、フィルタ装置水位指示値が計測範囲下端である180mmまで低下したことを確認し、移送ポンプを停止する。</p> <p>⑪運転員等は、フィルタ装置のスクラビング水移送が完了したことを発電長に報告する。</p> <p>⑫発電長は、災害対策本部長代理にフィルタ装置水張りの準備が完了したことを報告する。</p> <p>⑬重大事故等対応要員は、災害対策本部長代理にフィルタ装置水張りの準備が完了したことを報告する。</p> <p>⑭災害対策本部長代理は、発電長にフィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水開始を報告する。</p> <p>⑮災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員にフィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの起動を指示する。</p> <p>⑯重大事故等対応要員は、フィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを起動した後、格納容器圧力逃がし装置格納槽付属室にてフィルタベント装置補給水ライン元弁の全開操作を実施し、フィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより送水を開始したことを災害対策本部長代理に報告する。</p> <p>⑰災害対策本部長代理は、発電長にフィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより送水を開始したことを報告する。</p> <p>⑱発電長は、運転員等にフィルタ装置水位を確認するように指示する。</p> <p>⑲運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置水位指示値が待機時水位下限である2,530mm以上まで水</p>		

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>張りされたことを確認し、発電長に報告する。</p> <p>⑳ 発電長は、災害対策本部長代理にフィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水の停止を依頼する。</p> <p>㉑ 災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員にフィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの停止を指示する。</p> <p>㉒ 重大事故等対応要員は、格納容器圧力逃がし装置格納槽付属室にてフィルタバント装置補給水ライン元弁を全閉とした後、フィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを停止し、災害対策本部長代理に報告する。</p> <p>㉓ 災害対策本部長代理は、発電長にフィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水停止を報告する。</p> <p>㉔ 発電長は、運転員等にフィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄のため、スクラビング水移送を指示する。</p> <p>㉕ 運転員等は中央制御室にて、移送ポンプを起動した後、フィルタ装置水位指示値が計測範囲下端である180mmまで低下したことを確認し、移送ポンプを停止する。</p> <p>㉖ 運転員等は、フィルタ装置スクラビング水移送ラインの洗浄が完了したことを発電長に報告する。</p> <p>㉗ 発電長は、運転員等にフィルタ装置入口水素濃度を確認するように指示する。</p> <p>㉘ 運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置入口水素濃度指示値が可燃限界未満であることを確認し、発電長に報告する。</p> <p>㉙ 発電長は、災害対策本部長代理にフィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換の停止を依頼する。</p> <p>㉚ 災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員にフィルタ装置内の不活性ガス（窒素）による置換の停止を指示する。</p>		

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>③①重大事故等対応要員は原子炉建屋東側屋外にて、 フィルタベント装置窒素供給ライン元弁を全閉と し、フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換を 停止する。</p> <p>③②重大事故等対応要員は、災害対策本部長代理に可 搬型窒素供給装置によるフィルタ装置内の不活性 ガス（窒素）置換の停止を報告する。</p> <p>③③災害対策本部長代理は、発電長に可搬型窒素供給 装置によるフィルタ装置内の不活性ガス（窒素） 置換の停止を報告する。</p> <p>③④発電長は、運転員等にフィルタ装置出口弁を全閉 とするように指示する。</p> <p>③⑤運転員等は、格納容器圧力逃がし装置格納槽付属 室にてフィルタ装置出口弁を全閉とし、発電長に 報告する</p> <p>iii) 操作の成立性</p> <p>上記の操作のうちフィルタ装置スクラビング水移送 については、中央制御室対応を運転員等（当直運転員） 1名、現場対応を運転員等（当直運転員）2名にて作業 を実施した場合、作業開始を判断してからフィルタ装 置スクラビング水移送開始まで54分以内で可能であ る。</p> <p>また、フィルタ装置水張りについては、フィルタ装 置スクラビング水移送完了からフィルタ装置水張り開 始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。</p> <p>【フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使 用したフィルタ装置水張り】（水源：代替淡水貯槽） ・現場対応を重大事故等対応要員 8 名にて作業を実 施した場合、180 分以内で可能である。</p> <p>【フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使 用したフィルタ装置水張り】（水源：淡水タンク） ・現場対応を重大事故等対応要員 8 名にて作業を実 施した場合、165 分以内で可能である。</p> <p>フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄につい ては、中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名に て作業を実施した場合、フィルタ装置水張り完了から フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄開始まで</p>		

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(e) <u>フィルタ装置水位調整 (水抜き)</u></p> <p>格納容器ベントにより原子炉格納容器内から排気されたガスが格納容器圧力逃がし装置の配管内及びフィルタ装置内で凝縮し、その凝縮水がフィルタ装置に溜まることでフィルタ装置の水位が上限水位に到達すると判断した場合、又はフィルタ装置金属フィルタの差圧が設計上限差圧に到達すると判断した場合はフィルタ装置機能維持のためフィルタ装置の排水を実施する。</p> <p>i. <u>手順着手の判断基準</u></p> <p>フィルタ装置の水位が上限水位に到達すると判断した場合、又はフィルタ装置金属フィルタの差圧が設計上限差圧に到達すると判断した場合。</p>	<p>4分以内で可能である。</p> <p>なお、炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであるため、本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く、作業は可能である。</p> <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、ホース等の接続を速やかに作業できるように、フィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの保管場所に使用工具及びホースを配備する。車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保する。室温は通常運転時と同程度である。</p> <p>(添付資料1.5.4)</p>	<p>(c) <u>第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水抜き)</u></p> <p>格納容器ベントにより原子炉格納容器内から排気されたガスが格納容器フィルタベント系の配管内及び第1ベントフィルタスクラバ容器内で凝縮し、その凝縮水が第1ベントフィルタスクラバ容器に溜まることで第1ベントフィルタスクラバ容器の水位が上限水位に到達すると判断した場合は、格納容器フィルタベント系機能維持のため第1ベントフィルタスクラバ容器の排水を実施する。</p> <p>i. <u>手順着手の判断基準</u></p> <p>第1ベントフィルタスクラバ容器の水位が上限水位に到達すると判断した場合。</p>	<p>・運用の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、スクラビング水の水位挙動評価により、事故発生後7日間はスクラバ容器水位調整(水抜き)不要なため、自主対策として整備</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉の金属フィルタは解析上閉塞しないことを確認しており、差圧計は設置不要</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉の金属フィルタは解析上閉塞しないことを確認しており、差圧計は設置不要</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>ii. 操作手順</p> <p><u>フィルタ装置水位調整（水抜き）</u> 手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.5.13 図に、タイムチャートを第1.5.14 図に示す。</p> <p>①<u>緊急時対策本部</u>は、手順着手の判断基準に基づき、<u>緊急時対策要員へフィルタ装置水位調整（水抜き）の準備開始</u>を指示する。</p> <p>②<u>緊急時対策要員</u>は、<u>FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁及びFCVSフィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁</u>を全開操作した後、<u>FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁</u>を微開操作する。また、<u>フィルタベント遮蔽壁附室にて、ドレン移送ポンプの電源が確保されていることをFCVS 現場制御盤のドレン移送ポンプ運転状態ランプ</u>により確認する。</p> <p>③<u>緊急時対策要員</u>は、<u>フィルタ装置水位調整（水抜き）の系統構成完了</u>を<u>緊急時対策本部</u>に報告する。</p> <p>④<u>緊急時対策本部</u>は、<u>緊急時対策要員へフィルタ装置水位調整（水抜き）の開始</u>を指示する。</p> <p>⑤<u>緊急時対策要員</u>は、<u>ドレン移送ポンプA 又はB の起動操作</u>を実施し、<u>FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁の増開操作</u>により、<u>ポンプ吐出側流量を必要流量に調整</u>する。また、<u>フィルタ装置からの排水が開始されたことをフィルタベント遮蔽壁附室FCVS 計器ラックのフィルタ装置水位指示値の低下により確認し、フィルタ装置水位調整（水抜き）が開始されたことを緊急時対策本部に報告</u>する。</p> <p>⑥<u>緊急時対策要員</u>は、<u>フィルタ装置水位指示値が通常水位に到達したことを確認後、ドレン移送ポンプを停止し、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁及びFCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁</u>を全開操作する。</p>		<p>ii 操作手順</p> <p><u>第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）</u> 手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.5-16 図に、タイムチャートを第1.5-17 図に示す。</p> <p>①<u>当直副長</u>は、手順着手の判断基準に基づき、<u>運転員へ第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）の準備開始</u>を指示する。</p> <p>②<u>中央制御室運転員A</u>は、<u>ドレン移送ポンプ、FCVS第1ベントフィルタスクラバ容器1次ドレン弁、FCVSドレン移送ライン連絡弁の電源が確保されていることを状態表示にて確認し、FCVS第1ベントフィルタスクラバ容器1次ドレン弁及びFCVSドレン移送ライン連絡弁の全開操作</u>を実施する。</p> <p>③<u>中央制御室運転員A</u>は、<u>第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）系統構成完了</u>を<u>当直副長</u>に報告する。</p> <p>④<u>当直副長</u>は、<u>運転員へ第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）の開始</u>を指示する。</p> <p>⑤<u>中央制御室運転員A</u>は、<u>ドレン移送ポンプの起動操作</u>を実施し、<u>第1ベントフィルタスクラバ容器からの排水が開始されたことを第1ベントフィルタスクラバ容器水位指示値の低下により確認する。</u></p> <p><u>その後、通常水位に到達したことを確認し、ドレン移送ポンプを停止し、FCVS第1ベントフィルタスクラバ容器1次ドレン弁及びFCVSドレン移送ライン連絡弁</u>を全開操作する。</p>	<p>備考</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、中央制御室から遠隔操作できる構成(以下、⑥の相違)</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、スクラバ容器 1次ドレン弁等を全開運用</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 ⑥の相違</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7】 指揮命令系統の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 ⑥の相違</p> <p>・体制の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、中央制御室運転員にて実施することから、緊急時対策本部からの依頼不要</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>⑦緊急時対策要員は、<u>緊急時対策本部へフィルタ装置水位調整（水抜き）の完了を報告する。</u></p> <p>iii. <u>操作の成立性</u>  上記の操作は、<u>1 ユニット当たり緊急時対策要員2 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからフィルタ装置水位調整（水抜き）完了まで約150 分で可能である。なお、炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであることから、本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く、作業は可能である。</u>  <u>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。</u>  (添付資料1. 5. 3- 5)</p> <p>(f) <u>格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーシ</u>  格納容器ベント停止後において、<u>スクラバ水に貯留された放射性物質による水の放射線分解にて発生する水素ガス及び酸素ガスを排出する。また、フィルタ装置上流側の残留蒸気凝縮によりフィルタ装置上流側配管が負圧となることにより、スクラバ水が上流側配管に吸い上げられることを防止するため、格納容器圧力逃がし装置の窒素ガスによるパーシ</u>を実施する。</p> <p>i. <u>手順着手の判断基準</u>  <u>格納容器圧力逃がし装置を停止した場合。</u></p>	<p>(d) <u>フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換</u>  <u>格納容器ベントを実施した際には、原子炉格納容器内に含まれる非凝縮性ガスがフィルタ装置を経由して大気へ放出されることから、フィルタ装置内での水素爆発を防止するため、可搬型窒素供給装置によりフィルタ装置内を不活性ガス（窒素）で置換する。</u></p> <p>i) <u>手順着手の判断基準</u>  <u>原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換が終了した場合。</u></p>	<p>⑥中央制御室運転員Aは、<u>当直副長に第1 ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）の完了を報告する。</u></p> <p>iii <u>操作の成立性</u>  <u>上記の操作は、中央制御室運転員1 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから第1 ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）完了まで2 時間20 分以内で可能である。</u>  (添付資料 1. 5. 4-2(4))</p> <p>(d) <u>格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパーシ</u>  格納容器ベント停止後において、<u>スクラビング水に貯留された放射性物質による水の放射線分解にて発生する水素ガス及び酸素ガスを排出する。また、第1 ベントフィルタスクラバ容器上流側の残留蒸気凝縮により第1 ベントフィルタスクラバ容器上流側配管が負圧となることにより、スクラビング水が上流側配管に吸い上げられることを防止するため、格納容器フィルタベント系の窒素ガスによるパーシ</u>を実施する。</p> <p>i <u>手順着手の判断基準</u>  <u>炉心損傷<sup>*1</sup>前において、格納容器ベント移行条件<sup>*2</sup>に達した場合。</u>  <u>※1：格納容器雰囲気放射線モニタ（CAMS）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、又は格納容器雰囲気放射線モニタ（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。</u></p>	<p>・設備の相違  【柏崎 6/7】  ⑥の相違</p> <p>・体制及び運用の相違  【柏崎 6/7】  ⑭の相違</p> <p>・設備の相違  【柏崎 6/7】  ⑥の相違</p> <p>・運用の相違  【東海第二】  島根 2号炉は、格納容器ベント時の系統内の水素爆発防止は、系統待機中の窒素ガス置換にて実施している。格納容器ベント実施後の系統内の水素爆発等の防止として、窒素ガスパーシの手順を整備</p> <p>・運用の相違  【柏崎 6/7、東海第二】  島根 2号炉は、ベント実施前に可搬型設備の準備を行うため、ベント移行条件到達後、準備着手（以下、⑮の相違）</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>ii. 操作手順</p> <p>格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.5.15 図に、タイムチャートを第1.5.16 図に示す。</p> <p>①緊急時対策本部は、手順着手の判断に基づき、当直長に格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージの系統構成を開始するよう依頼するとともに、緊急時対策要員に格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージの準備の開始を指示する。</p>	<p>ii. 操作手順</p> <p>フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換手順の概要は以下のとおり。</p> <p>概要図を第1.5-10図に、タイムチャートを第1.5-11図に示す。</p> <p>①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理にフィルタ装置内の不活性ガス（窒素）による置換を依頼する。</p> <p>②災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置によるフィルタ装置内への不活性ガス（窒素）注入をするための準備開始を重大事故等対応要員に指示する。</p> <p>③重大事故等対応要員は、原子炉建屋西側屋外へ可搬型窒素供給装置を配備し、接続口の蓋を開放した後、窒素供給用ホースを接続口に取り付け、フィルタ装置内への不活性ガス（窒素）注入をするための準備が完了したことを災害対策本部長代理に報告する。</p>	<p>※2：原子炉格納容器内の圧力が245kPa[gage]に到達した場合に格納容器ベント準備を開始する。</p> <p>ii 操作手順</p> <p>格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.5-18 図に、タイムチャートを第1.5-19 図に示す。</p> <p>①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、当直長を経由し、緊急時対策本部に格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの準備開始を依頼する。</p> <p>②緊急時対策本部は、緊急時対策要員に格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの準備開始を指示する。</p> <p>③<sup>a</sup>窒素供給ライン接続口を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの場合 緊急時対策要員は、原子炉建物南側（屋外）に可搬式窒素供給装置を配備し、送気ホースを接続口に取り付け、可搬式窒素供給装置の準備完了を緊急時対策本部に報告する。</p> <p>③<sup>b</sup>窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物付属棟西側扉）を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの場合 緊急時対策要員は、原子炉建物西側（屋外）に可搬式窒素供給装置を配備し、送気ホースを接続口に取り付け、可搬式窒素供給装置の準備完了を緊</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 手順着手の判断実施者の相違</li> <li>・体制の相違 【東海第二】 ⑫の相違</li> <li>・運用の相違 【柏崎 6/7】 ⑮の相違</li> <li>・設備の相違 【東海第二】 島根 2号炉の接続口はホースを直接取り付けられる構造</li> <li>・記載表現の相違 【柏崎 6/7】 柏崎 6/7 は、系統構成完了後（操作手順⑤）にて記載</li> <li>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、建物内接続口を使用した手順を整備</li> </ul>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>②当直副長は、<u>中央制御室運転員に格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーズの系統構成の開始を指示する。</u></p> <p>③<u>中央制御室運転員A 及びB は、格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーズの系統構成として、一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側）、一次隔離弁（ドライウェル側）及び耐圧強化ベント弁の全閉確認、並びにフィルタ装置入口弁の全閉確認後、二次隔離弁を全開とし、格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーズの系統構成完了を当直副長に報告する。二次隔離弁の開操作ができない場合は、二次隔離弁バイパス弁を全開操作する。また、中央制御室からの操作以外の手段として、遠隔手動弁操作設備による操作にて二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁を全開する手段がある。</u></p>		<p><u>急時対策本部に報告する。</u></p> <p>③<u>窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパーズの場合（故意による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）</u>  <u>緊急時対策要員は、タービン建物北側（屋外）に可搬式窒素供給装置を配備し、送気ホースを接続口に取り付け、可搬式窒素供給装置の準備完了を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>④<u>緊急時対策要員は、原子炉建物南側（屋外）に可搬型設備（車両）である第1ベントフィルタ出口水素濃度を配備し、ホースを敷設し接続作業を行う。また、電源ケーブルを敷設し接続作業後、電源の受電操作を行い、可搬型設備（車両）である第1ベントフィルタ出口水素濃度の準備完了を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑤<u>緊急時対策本部は、格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパーズの準備完了を当直長に報告する。</u></p> <p>⑥<u>当直副長は、運転員に格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパーズの系統構成開始を指示する。</u></p> <p>⑦<u>中央制御室運転員Aは、格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパーズの系統構成として、第1弁の全閉確認、並びに第3弁、第2弁又は第2弁バイパス弁の全開を確認し、格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパーズの系統構成完了を当直副長に報告する。</u></p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ⑮の相違</li> <li>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ⑮の相違</li> <li>・体制の相違 【柏崎 6/7】 ⑬の相違</li> <li>・運用の相違 【東海第二】 ⑮の相違</li> <li>・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、格納容器ベント停止に併せて、窒素ガスパーズを開始するため、NGC 非常用ガス処理入口弁又はNGC 非常用ガス処理入</li> </ul>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>④当直長は、<u>当直副長からの依頼に基づき、格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーズの系統構成完了を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑤緊急時対策要員は、<u>原子炉建屋外壁南側（屋外）へ可搬型窒素供給装置を配備し送気ホースを接続口へ取り付け、窒素ガスパーズの準備完了を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑥緊急時対策本部は、緊急時対策要員に窒素ガスパーズ開始を指示する。</p> <p>⑦緊急時対策要員は、<u>FCVS PCV ベントラインフィルタベント側N2 パージ用元弁の開操作により窒素ガスの供給を開するとともに、緊急時対策本部に窒素ガスパーズの開始を報告する。</u></p>	<p>④災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置によるフィルタ装置内への不活性ガス（窒素）注入の開始を<u>重大事故等対応要員</u>に指示する。</p> <p>⑤重大事故等対応要員は原子炉建屋西側屋外にて、フィルタベント装置窒素供給ライン元弁の全開操作を実施し、フィルタ装置内への不活性ガス（窒素）注入を開始したことを<u>災害対策本部長代理</u>に報告する。</p>	<p>⑧当直長は、<u>当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に窒素ガスパーズの開始を依頼する。</u></p> <p>⑨緊急時対策本部は、<u>緊急時対策要員に窒素ガスパーズの開始を指示する。</u></p> <p>⑩<sup>a</sup>窒素供給ライン接続口を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパーズの場合 緊急時対策要員は、<u>原子炉建物南側（屋外）にて、可搬式窒素供給装置を起動した後、FCVS窒素ガス補給元弁の開操作を実施し、窒素ガスの供給を開始するとともに、緊急時対策本部に窒素ガスパーズを開始したことを報告する。</u></p> <p>⑩<sup>b</sup>窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物付属棟西側扉）を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパーズの場合 緊急時対策要員は、<u>原子炉建物西側（屋外）にて、可搬式窒素供給装置を起動した後、原子炉建物付属棟にて、FCVS建物内窒素ガス補給元弁の開操作を実施し、窒素ガスの供給を開始するとともに、緊急時対策本部に窒素ガスパーズを開始したことを報告する。</u></p> <p>⑩<sup>c</sup>窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパーズの場合（故意による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）緊急時対策要員は、<u>タービン建物北側（屋外）にて、可搬式窒素供給装置を起動した後、原</u></p>	<p>口隔離弁バイパス弁は全開状態であることから、全開確認を実施</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>運用の相違</li> </ul> <p>【柏崎 6/7】 指揮命令系統の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>記載表現の相違</li> </ul> <p>【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、操作手順③にて記載</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>運用の相違</li> </ul> <p>【柏崎 6/7】 指揮命令系統の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>記載表現の相違</li> </ul> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、可搬式窒素供給装置の起動を記載</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>運用の相違</li> </ul> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、建物内接続口を使用した手順を整備</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>⑧緊急時対策本部は、窒素ガスパージの開始を当直長に報告するとともに、緊急時対策要員に水素濃度測定のための<u>サンプリングポンプ</u>の起動を指示する。</p> <p>⑨緊急時対策要員は、<u>原子炉建屋非管理区域内サンプリングラック</u>にて、<u>系統構成、工具準備及びサンプリングポンプの起動</u>を実施するとともに、緊急時対策本部に<u>サンプリングポンプの起動完了</u>を報告する。</p>	<p>⑥災害対策本部長代理は、<u>可搬型窒素供給装置によるフィルタ装置内の不活性ガス(窒素)置換</u>を開始したことを発電長に報告する。</p> <p>⑦発電長は、<u>運転員等にフィルタ装置スクラビング水温度の確認</u>を指示する。</p> <p>⑧運転員等は中央制御室にて、<u>フィルタ装置スクラビング水温度指示値が55℃※1以下であることを確認</u>し、発電長に報告する。</p> <p>⑨発電長は、<u>運転員等にフィルタ装置入口水素濃度計</u>を起動するように指示する。</p> <p>⑩運転員等は中央制御室にて、<u>フィルタ装置入口水素濃度計を起動し、発電長に報告するとともに、フィルタ装置入口水素濃度指示値</u>を監視する。</p> <p>※1:<u>可搬型窒素供給装置出口温度と同程度の温度とし、さらにフィルタ装置スクラビング水温度が上昇傾向にないことの確認により冷却が完了したと判断できる温度。</u></p>	<p><u>子炉建物付属棟にて、FCVS建物内窒素ガス補給元弁の開操作を実施し、窒素ガスの供給を開始するとともに、緊急時対策本部に窒素ガスパージを開始したことを報告する。</u></p> <p>⑪緊急時対策本部は、<u>窒素ガスパージを開始したことを当直長に報告するとともに、緊急時対策要員に水素濃度測定のための可搬型設備(車両)である第1ベントフィルタ出口水素濃度のサンプリング装置の起動</u>を指示する。</p> <p>⑫緊急時対策要員は、<u>可搬型設備(車両)である第1ベントフィルタ出口水素濃度のサンプリング装置の起動</u>を実施するとともに、緊急時対策本部に<u>可搬型設備(車両)である第1ベントフィルタ出口水素濃度のサンプリング装置の起動完了</u>を報告する。</p>	<p>・設備の相違 【東海第二】 島根2号炉は、出口水素濃度は可搬型設備で計測するため現場での起動が必要(以下、⑩の相違)</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 窒素ガスパージ開始時の判断パラメータの相違</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 ⑩の相違</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 ⑩の相違</p> <p>・設備の相違 島根2号炉の出口水素濃度は可搬型設備で計測するため系統構成等は不要</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 東海第二は、スクラビング水移送の判断のため、窒素ガスパージ時にスクラビング水温度を確認しているが、島根2号炉は、最終的なスクラビング水移送は、事故収束後に行う手順のため、記載不要と整理</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>⑩緊急時対策本部は、<u>サンプリングポンプの起動完了を当直長に報告するとともに、フィルタ装置の入口圧力及び水素濃度の監視を依頼する。</u></p> <p>⑪当直副長は、<u>中央制御室運転員にフィルタ装置の入口圧力及び水素濃度を監視するよう指示する。</u></p> <p>⑫中央制御室運転員A 及びB は、<u>FCVS 制御盤にてフィルタ装置入口圧力指示値によりフィルタ装置入口配管内の圧力が正圧であることを確認する。また、フィルタ装置水素濃度指示値により水素濃度が許容濃度以下まで低下したことを確認し、窒素ガス注入完了を当直副長に報告する。</u></p> <p>⑬当直長は、<u>当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部へ窒素ガスパージ完了を報告する。</u></p> <p>⑭緊急時対策本部は、<u>緊急時対策要員へ窒素ガス供給の停止操作を指示するとともに、当直長にフィルタ装置の入口圧力及び水素濃度の継続監視を依頼する。</u></p> <p>⑮緊急時対策要員は、<u>FCVS PCVベントラインフィルタベ</u></p>		<p>⑬緊急時対策本部は、<u>可搬型設備（車両）である第1ベントフィルタ出口水素濃度のサンプリング装置の起動完了を当直長に報告するとともに、第1ベントフィルタスクラバ容器内の圧力及び第1ベントフィルタ出口水素濃度の監視を依頼する。</u></p> <p>⑭当直副長は、<u>運転員に第1ベントフィルタスクラバ容器内の圧力及び第1ベントフィルタ出口水素濃度を監視するよう指示する。</u></p> <p>⑮中央制御室運転員Aは、<u>重大事故操作盤にて第1ベントフィルタスクラバ容器内圧力指示値により、第1ベントフィルタスクラバ容器内の圧力が正圧であることを確認する。また、第1ベントフィルタ出口水素濃度が許容濃度以下まで低下したことを確認し、当直副長に報告する。</u></p> <p>⑯中央制御室運転員Aは、<u>第1ベントフィルタスクラバ容器内の圧力及び第1ベントフィルタ出口水素濃度を継続して監視する。</u></p>	<p>・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、格納容器ベント実施後の水素爆発等の防止のため、水素濃度の監視を実施（以下、⑱の相違）</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、残留蒸気の凝縮によりスクラバ容器内が負圧になっていないことをスクラバ容器内圧力の監視により確認（以下、⑲の相違）</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 ⑱の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7】 ⑲の相違</p> <p>・体制及び設備の相違 【柏崎6/7】 ⑲の相違</p> <p>・運用及び設備の相違 【東海第二】 ⑱, ⑲の相違</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、窒素ガスパージを停止した場合に水素濃度上昇又はスクラバ容器上流側配管内圧力が低下することを想定し、窒素ガスパージを継続（以下、⑳の</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>ント側N2パーズ用元弁の全閉操作を実施し、緊急時対策本部に窒素ガス供給の停止を報告する。</u></p> <p><u>⑯当直副長は、中央制御室運転員にフィルタ装置の入口圧力及び水素濃度の継続監視を指示する。</u></p> <p><u>⑰中央制御室運転員A 及びB は、窒素ガス供給停止後のフィルタ装置入口圧力指示値及びフィルタ装置水素濃度指示値が窒素ガスパーズ完了時の指示値と差異が発生しないことを継続的に監視する。</u></p> <p><u>⑱当直長は、当直副長からの依頼に基づき、フィルタ装置の入口圧力及び水素濃度の継続監視をもって格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーズの完了を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p><u>⑲当直副長は、窒素ガスパーズ完了後の系統構成を開始するよう中央制御室運転員に指示する。</u></p> <p><u>⑳中央制御室運転員A 及びB は、窒素ガスパーズの完了後の系統構成として、二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁を全閉とし、系統構成完了を当直副長に報告する。また、中央制御室からの操作以外の手段として、遠隔手動弁操作設備にて二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁を全閉する手段がある。</u></p> <p><u>㉑現場運転員C及びDは窒素ガスパーズ完了後の系統構成として水素バイパスライン止め弁を全閉とし、系統構成完了を当直副長に報告する。</u></p> <p>iii. 操作の成立性  <u>上記の操作は、1 ユニット当たり中央制御室運転員2 名（操作者及び確認者）及び緊急時対策要員6 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーズ完了まで約270 分で可能である。その後、中央制御室運転員2名（操作者及び確認者）及び現場運転員2名にて窒素ガスパーズ完了後の系統構成を実施した場合、約15分で可能である</u></p>	<p>iii) 操作の成立性  <u>上記の現場対応を重大事故等対応要員6名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからフィルタ装置内への不活性ガス（窒素）置換開始まで135分以内で可能である。</u></p>	<p>iii 操作の成立性  <u>上記の操作は、中央制御室運転員 1名及び緊急時対策要員 4名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパーズ開始までの想定時間は以下のとおり。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>窒素供給ライン接続口を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパーズの場合、2時間以内で可能である。</u></li> <li>・<u>窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物付棟西側扉）を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパーズの場合、2時間以内で可能である。</u></li> <li>・<u>窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した格納容器フィルタベント系停止</u></li> </ul>	<p>相違)</p> <p>・体制及び運用の相違  <b>【柏崎 6/7, 東海第二】</b>  ⑭の相違</p> <p>・運用の相違  <b>【柏崎 6/7】</b>  ⑰の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>なお、炉心状況がない状況下での格納容器ベントであることから、本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く、作業は可能である。</p> <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。</p> <p>(添付資料 1.5.3-6)</p> <p><u>(g) フィルタ装置スクラバ水pH 調整</u></p> <p><u>フィルタ装置水位調整（水抜き）</u>によりスクラバ水に含まれる薬液が排水されることでスクラバ水のpHが規定値よりも低くなることを防止するため薬液を補給する。</p> <p>i. <u>手順着手の判断基準</u></p> <p>排気ガスの凝縮水により、<u>フィルタ装置</u>の水位が上限水位に到達すると判断し、排水を行った場合。</p> <p>ii. <u>操作手順</u></p> <p><u>フィルタ装置スクラバ水pH 調整</u>の手順は以下のとおり。概要図を第1.5.17 図に、タイムチャートを第1.5.18 図に示す。</p> <p>①<u>緊急時対策本部</u>は、手順着手の判断基準に基づき、<u>緊急時対策要員</u>へスクラバ水のpH 測定及び薬液補給の準備開始を指示する。</p>	<p>なお、炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであるため、本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く、作業は可能である。</p> <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。<u>また、窒素供給用ホース等の接続は速やかに作業ができるように、可搬型窒素供給装置の保管場所に使用工具及び窒素供給用ホースを配備する。</u>車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保する。</p> <p>(添付資料1.5.4)</p>	<p><u>後の窒素ガスパージの場合（故意による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）、6時間40分以内で可能である。</u></p> <p>なお、炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであることから、本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く、作業可能である。</p> <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。</p> <p><u>車両の作業用照明、ヘッドライト及び懐中電灯を用いることで、暗闇における作業性についても確保する。</u></p> <p>(添付資料 1.5.4-2(5), 1.5.4-2(6))</p> <p><u>(e) 第1ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水pH調整</u></p> <p><u>第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）</u>によりスクラビング水に含まれる薬液が排水されることでスクラビング水のpHが規定値よりも低くなることを防止するため薬液を補給する。</p> <p>i. <u>手順着手の判断基準</u></p> <p><u>排気ガスの凝縮水により、第1ベントフィルタスクラバ容器の水位が上限水位に到達すると判断し、排水を行った場合。</u></p> <p>ii. <u>操作手順</u></p> <p><u>第1ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水pH調整の手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.5-20 図に、タイムチャートを第1.5-21 図に示す。</u></p> <p>①<u>当直副長</u>は、手順着手の判断基準に基づき、<u>運転員</u>へスクラビング水のpH測定、<u>第1ベントフィルタスクラバ容器水位測定及び薬液補給の準備開始</u>を指示する。</p>	<p>備考</p> <p>・運用の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、待機時に十分な量の薬液を保有しており、格納容器ベント後においてもアルカリ性を維持可能であるが、スクラビング水の排水に併せて、薬液を補給</p> <p>・運用の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉のスクラバ容器水位調整（水抜き）は、当直副長判断で手順着手するため、排水</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>②緊急時対策本部は、<u>pH測定</u>の系統構成として、<u>フィルタベント装置pH入口止め弁及びフィルタベント装置pH出口止め弁を全開操作した後、pH計サンプリングポンプを起動させ、サンプリングポンプの起動完了を緊急時対策本部に報告する。また、フィルタベント遮蔽壁南側(屋外)へ薬液補給用として可搬型窒素供給装置、ホース、補給用ポンプ及び薬液を配備するとともに、系統構成を行い、緊急時対策本部に薬液補給の準備完了を報告する。</u></p> <p>③緊急時対策本部は、<u>緊急時対策要員にフィルタ装置への薬液補給の開始を指示する。</u></p> <p>④緊急時対策要員は、<u>薬液補給のためホース接続及びFCVS、フィルタベント装置給水ライン元弁を全開操作し、補給用ポンプを起動、所定量の薬液を補給するとともに、補給用ポンプの起動完了を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑤緊急時対策本部は、<u>当直長にスクラバ水のpH値及び水位を確認するよう依頼する。</u></p> <p>⑥当直副長は、<u>スクラバ水のpH値及び水位を確認するよう中央制御室運転員に指示する。</u></p> <p>⑦中央制御室運転員Aは、<u>FCVS制御盤のフィルタ装置スクラバ水のpH及びフィルタ装置水位によりスクラバ水のpH値及び水位を確認するとともに、フィルタ装置スクラバ水pH指示値が規定値であることを当直副長に報告する。</u></p>		<p>②中央制御室運転員Aは、<u>スクラバ水pH指示値により確認したpH値及び第1ベントフィルタスクラバ容器水位指示値により確認した水位を当直副長に報告する。</u></p> <p>③当直副長は、<u>運転員に第1ベントフィルタスクラバ容器への薬液補給の開始を指示する。</u></p> <p>④中央制御室運転員Aは、<u>薬液補給のためFCVS薬品注入タンク出口弁及びFCVS循環ライン止め弁を全開操作し、ドレン移送ポンプを起動、所定量の薬液を補給する。薬液補給完了後は、薬液が均一になるよう循環運転を実施する。</u></p> <p>⑤中央制御室運転員Aは、<u>重大事故操作盤のスクラバ水pH指示値及び第1ベントフィルタスクラバ容器水位指示値によりスクラビング水のpH値及び水位を確認するとともに、スクラビング水のpH値が規定値であることを確認し、薬液補給の完了を当直副長に報告する。</u></p>	<p>を行った場合に着手するpH調整も当直副長判断にて着手</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・設備の相違 【柏崎6/7】 ⑥の相違</li> <li>・設備の相違 【柏崎6/7】 ⑥の相違</li> <li>・体制、設備及び運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、薬液の均一化のため、循環運転を実施</li> <li>・運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、薬液の補給完了後、pH指示値およびスクラバ容器水位を確認後、当直副長へ報告</li> <li>・設備の相違 【柏崎6/7】 ⑥の相違</li> <li>・運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、薬液の補給完了後、pH指示値およびスクラバ容器水位を確認後、当直副長へ報</li> </ul>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>⑧当直長は、当直副長からの依頼に基づき、スクラバ水のpH 値及び水位、並びにフィルタ装置への薬液補給の完了を緊急時対策本部に報告する。</p> <p>⑨緊急時対策本部は緊急時対策要員に薬液補給の停止及びpH 測定を指示する。</p> <p>⑩緊急時対策要員は、薬液補給を停止するため、補給用ポンプを停止し、FCVS フィルタベント装置給水ライン元弁を全閉操作する。また、pH測定を停止するため、pHサンプリングポンプを停止、フィルタベント装置pH 入口止め弁及びフィルタベント装置pH 出口止め弁を全閉操作し、緊急時対策本部へフィルタ装置スクラバ水pH 調整の完了を報告する。</p> <p>iii. 操作の成立性 上記の操作は、1 ユニット当たり中央制御室運転員1 名及び緊急時対策要員6 名にて作業を実施した場合、作業開始の判断をしてからフィルタ装置スクラバ水pH調整完了まで約85 分で可能である。 なお、炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであることから、本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く、作業は可能である。 円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。</p> <p>(添付資料 1.5.3-7)</p> <p>(h) ドレン移送ライン窒素ガスパージ フィルタ装置水位調整（水抜き）後、フィルタ装置排水ラインの水の放射線分解により発生する水素ガスの蓄積を防止するため、窒素ガスによるパージを実施し、排水ラインの残留水をサプレッション・チェンバに排水する。</p> <p>i. 手順着手の判断基準 フィルタ装置水位調整（水抜き）完了後又はドレンタンク水抜き完了後。</p> <p>ii. 操作手順</p>		<p>iii 操作の成立性 上記の操作は、中央制御室運転員 1 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから第 1 ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水 pH調整開始まで 15 分以内で可能である。</p> <p>(添付資料 1.5.4-2(7))</p>	<p>告</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・設備の相違【柏崎 6/7】⑥の相違</li> <li>・体制及び運用の相違【柏崎 6/7】⑭の相違</li> <li>・記載方針の相違【柏崎 6/7】島根 2 号炉は、評価結果により事故後 7 日間 pH調整は不要なため開始までの時間を記載</li> <li>・設備の相違【柏崎 6/7】⑥の相違</li> <li>・設備の相違【柏崎 6/7】⑦の相違</li> </ul>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>ドレン移送ライン窒素ガスパージの概要は以下のとおり。概要図を第1.5.19 図に、タイムチャートを第1.5.20 図に示す。</u></p> <p><u>①緊急時対策本部は、手順着手の判断基準に基づき、緊急時対策要員へドレン移送ライン窒素ガスパージの準備開始を指示する。</u></p> <p><u>②緊急時対策要員は、フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて、可搬型窒素供給装置を配備し、排水ライン接続口に可搬型窒素供給装置からの送気ホースを接続する。</u></p> <p><u>また、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプと出側第二止め弁及びFCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全開操作し、ドレン移送ライン窒素ガスパージの準備完了を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p><u>③緊急時対策本部は、緊急時対策要員に窒素ガスの供給開始を指示する。</u></p> <p><u>④緊急時対策要員は、FCVS フィルタベント装置ドレンラインN2 パージ用元弁を全開操作し、窒素ガスの供給を開始するとともに、緊急時対策本部にドレン移送ライン窒素ガスパージの開始を報告する。</u></p> <p><u>⑤緊急時対策本部は、緊急時対策要員に窒素ガスの供給停止を指示する。</u></p> <p><u>⑥緊急時対策要員は、FCVS フィルタベント装置ドレンラインN2 パージ用元弁を全閉操作し、窒素ガスの供給を停止する。また、FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁及びFCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全閉操作し、ドレン移送ポンプ出口ライン配管内が正圧で維持されていることをドレン移送ライン圧力指示値により確認し、ドレン移送ライン窒素ガスパージが完了したことを緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>iii. 操作の成立性</p> <p><u>上記の操作は、1 ユニット当たり緊急時対策要員2 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからドレン移送ライン窒素ガスパージ完了まで約135分で可能である。なお、炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであることから、本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く、</u></p>			

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>作業は可能である。</u>  <u>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。</u>  <u>(添付資料1.5.3- 8)</u></p> <p>(i) <u>ドレンタンク水抜き</u>  <u>ドレンタンクが水位高に到達した場合は、よう素フィルタの機能維持のため排水を実施する。</u></p> <p><u>i. 手順着手の判断基準</u>  <u>ドレンタンクが水位高に到達すると判断した場合。</u></p> <p><u>ii. 操作手順</u>  <u>ドレンタンク水抜きの概要は以下のとおり。概要図を第1.5.21 図に、タイムチャートを第1.5.22 図に示す。</u></p> <p><u>①緊急時対策本部は、手順着手の判断基準に基づき、緊急時対策要員にドレンタンク水抜きを指示する。</u></p> <p><u>②緊急時対策要員は、フィルタベント遮蔽壁附室にてドレン移送ポンプの電源が確保されていることをFCVS 現場制御盤ドレン移送ポンプ運転状態ランプにより確認する。</u>  <u>またドレンタンク水抜きの系統構成として、FCVS フィルタベント装置遮蔽壁内側ドレン弁を遠隔手動弁操作設備にて全閉、FCVS フィルタベント装置ドレンタンク出口止め弁を遠隔手動弁操作設備にて全開、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁を及びFCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全開操作した後、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁を微開操作し、ドレン移送ポンプA又はBを起動する。その後、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁の増し開操作により、ポンプ吐出側流量を必要流量に調整し、ドレンタンク内の水をサブプレッション・チェンバへ排水開始したことを緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p><u>③緊急時対策要員は、フィルタベント遮蔽壁附室FCVS 計器ラックのドレンタンク水位にて排水による水位の低下を確認し、ドレン移送ポンプを停止した後、FCVS フィルタベント装置ドレンタンク出口止め弁を遠隔手動弁操作設備にて全閉、FCVS フィルタベント装置ドレン</u></p>			<p>・設備の相違  <b>【柏崎 6/7】</b>        ⑧相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>移送ポンプ吐出側第一止め弁, FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁を及びFCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全閉, FCVS フィルタベント装置遮蔽壁内側ドレン弁を遠隔手動弁操作設備にて全開操作し, ドレンタンク水抜き完了を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>iii. <u>操作の成立性</u></p> <p><u>上記の操作は, 1 ユニット当たり緊急時対策要員2 名にて作業を実施した場合, 作業開始を判断してからドレンタンク水抜き完了まで約80 分で可能である。なお, 炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであることから, 本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く, 作業は可能である。</u></p> <p><u>円滑に作業できるように, 移動経路を確保し, 防護具, 照明及び通信連絡設備を整備する。</u></p> <p style="text-align: right;"><u>(添付資料 1.5.3- 9)</u></p>	<p><u>(c) 原子炉格納容器内の不活性ガス (窒素) 置換</u></p> <p><u>格納容器ベント停止後における水の放射線分解によって発生する可燃性ガス濃度の上昇を抑制, 及び原子炉格納容器の負圧破損を防止するため, 可搬型窒素供給装置により原子炉格納容器内を不活性ガス (窒素) で置換する。</u></p> <p>i) <u>手順着手の判断基準</u></p> <p><u>格納容器ベント停止可能<sup>*1</sup>と判断した場合。</u></p> <p><u>※1: 残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能, 可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能と判断した場合で, 原子炉格納容器内の圧力が 310kPa [gage] (1Pd) 未満, 原子炉格納容器内の温度が 171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合。</u></p>	<p><u>b. 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給</u></p> <p><u>中長期的に原子炉格納容器内の水蒸気凝縮による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, 可搬式窒素供給装置により原子炉格納容器へ窒素ガスを供給する。</u></p> <p>(a) <u>手順着手の判断基準</u></p> <p><u>炉心損傷<sup>*1</sup>前において, 格納容器ベント移行条件<sup>*2</sup>に達した場合。</u></p> <p><u>※1: 格納容器雰囲気放射線モニタ (CAMS) 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, 又は格納容器雰囲気放射線モニタ (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。</u></p> <p><u>※2: 原子炉格納容器内の圧力が 245kPa[gage]に到達した場合に格納容器ベント準備を開始する。</u></p>	<p>・運用の相違</p> <p><b>【柏崎 6/7】</b></p> <p>島根 2 号炉は, 原子炉格納容器の負圧破損防止として原子炉格納容器へ窒素ガスを供給する手順を自主対策として整備</p> <p>・運用の相違</p> <p><b>【東海第二】</b></p> <p>島根 2 号炉はベント実施前に可搬設備の準備を行うため, ベント移行条件到達後, 準備着手</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>ii) 操作手順</p> <p><u>原子炉格納容器内の不活性ガス(窒素)置換手順の概要は以下のとおり。</u></p> <p>概要図を第1.5-8図に、タイムチャートを第1.5-9図に示す。</p> <p>①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、<u>災害対策本部長代理に原子炉格納容器内の不活性ガス(窒素)による置換を依頼する。</u></p> <p>②災害対策本部長代理は、<u>可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内への不活性ガス(窒素)注入をするための接続口を発電長に報告する。なお、格納容器窒素供給ライン接続口は、接続口蓋開放作業を必要としない格納容器窒素供給ライン東側接続口を優先する。</u></p> <p>③災害対策本部長代理は、<u>可搬型窒素供給装置として使用する窒素供給装置をS/C側用に1台、D/W側用に1台の準備及び可搬型窒素供給装置として使用する窒素供給装置用電源車1台の準備を重大事故等対応要員に指示する。</u></p> <p>④重大事故等対応要員は、<u>可搬型窒素供給装置として使用する窒素供給装置及び窒素供給装置用電源車を原子炉建屋東側屋外に配備した後、可搬型窒素供給装置として使用する窒素供給装置及び窒素供給装置用電源車にケーブルを接続するとともに、窒素供給用ホースを接続口に取り付ける。また、可搬型窒素供給装置を原子炉建屋西側屋外に配備した場合は、接続口の蓋を開放した後、窒素供給用ホースを接続口に取り付ける。</u></p>	<p>(b) 操作手順</p> <p><u>可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給の手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.5-22図に、タイムチャートを第1.5-23図に示す。</u></p> <p>①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、<u>当直長を経由して、緊急時対策本部に原子炉格納容器への窒素ガス供給のための可搬式窒素供給装置の準備を依頼する。</u></p> <p>②緊急時対策本部は、<u>緊急時対策要員に可搬式窒素供給装置の準備を指示する。</u></p> <p>③<sup>a</sup><u>窒素供給ライン接続口を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合</u>  <u>緊急時対策要員は、原子炉建物南側(屋外)に可搬式窒素供給装置を配備した後、窒素ガス代替注入系配管に可搬式窒素供給装置を接続する。</u></p>	<p>・体制の相違  <b>【東海第二】</b>  ⑫の相違</p> <p>・運用の相違  <b>【東海第二】</b>  島根2号炉は、供給開始前に全ての窒素ガスを供給するための接続口にホースを接続するため、接続口の選択は不要</p> <p>・設備の相違  <b>【東海第二】</b>  島根2号炉の可搬式窒素供給装置の電源は、車載されている発電機より供給するため、電源車は不要</p> <p>・運用の相違  <b>【東海第二】</b>  島根2号炉の接続口は、ホースを直接取り付け構造</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>⑤重大事故等対応要員は、<u>可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器（S/C側及びD/W側）内への不活性ガス（窒素）注入をするための準備が完了したことを災害対策本部長代理に報告する。</u></p> <p>⑥災害対策本部長代理は、<u>可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器（S/C側及びD/W側）内への不活性ガス（窒素）注入の開始を発電長に報告する。</u></p> <p>⑦災害対策本部長代理は、<u>可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器（S/C側及びD/W側）内への不活性ガス（窒素）注入の開始を重大事故等対応要員に指示する。</u></p> <p>⑧重大事故等対応要員は<u>原子炉建屋東側屋外又は原子炉建屋西側屋外にて、窒素ガス補給弁（S/C側及びD/W側）の全開操作を実施し、原子炉格納容器内への不活性ガス（窒素）注入を開始したことを、災害対策本部長代理に報告する。</u></p>	<p>③<sup>b</sup><u>窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物付属棟西側扉）を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合</u>  <u>緊急時対策要員は、原子炉建物西側（屋外）に可搬式窒素供給装置を配備した後、窒素ガス代替注入系配管に可搬式窒素供給装置を接続する。</u></p> <p>③<sup>c</sup><u>窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合（故意による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）</u>  <u>緊急時対策要員は、タービン建物北側（屋外）に可搬式窒素供給装置を配備した後、窒素ガス代替注入系配管に可搬式窒素供給装置を接続する。</u></p> <p>④<u>緊急時対策要員は、原子炉格納容器への窒素ガス供給の準備が完了したことを緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。</u></p> <p>⑤<u>当直長は、当直副長からの依頼に基づき、サブプレッション・プール水温度指示値が 104℃になる前に、緊急時対策本部に原子炉格納容器への窒素ガス供給を開始するよう依頼する。また、緊急時対策本部は緊急時対策要員に窒素ガス供給を開始するよう指示する。</u></p> <p>⑥<sup>a</sup><u>窒素供給ライン接続口を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合</u>  <u>緊急時対策要員は、原子炉建物南側（屋外）にて可搬式窒素供給装置を起動した後、ANI代替窒素供給ライン元弁（D/W側）又はANI代替窒素供給ライン元弁（S/C側）の全開操作を実施し、窒素ガスの供給を開始するとともに、緊急時対策本部に原子炉格納容器への窒素ガス供給を開始したことを報告する。</u></p> <p>⑥<sup>b</sup><u>窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物付属棟西側扉）を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合</u>  <u>緊急時対策要員は、原子炉建物西側（屋外）にて、</u></p>	<p>・運用の相違  <b>【東海第二】</b>  島根2号炉は、建物内接続口を使用した手順を整備</p> <p>・運用の相違  <b>【東海第二】</b>  原子炉格納容器への窒素ガス供給基準の相違及び実施判断者の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>⑨災害対策本部長代理は、<u>可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内への不活性ガス(窒素)注入を開始したことを発電長に報告する。</u></p> <p>⑩発電長は、<u>運転員等に第一弁(S/C側又はD/W側)全閉による格納容器ベント停止を指示する。</u></p> <p>⑪運転員等は、<u>第一弁(S/C側又はD/W側)の全閉操作を実施し、格納容器ベントを停止したことを発電長に報告する。</u></p> <p>⑫発電長は、<u>運転員等に残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱開始を指示する。また、原子炉格納容器内の圧力を310kPa [gage] (1Pd) ~13.7kPa [gage] の間で制御<sup>※2</sup>するように指示する。</u></p> <p>⑬運転員等は中央制御室にて、<u>残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱を開始した後、原子炉格納容器内の圧力を310kPa [gage] (1Pd) ~13.7kPa [gage] の間で制御する。</u></p> <p>⑭運転員等は中央制御室にて、<u>原子炉格納容器内の不活性ガス(窒素)注入によりドライウェル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が</u></p>	<p><u>可搬式窒素供給装置を起動した後、ANI建物内代替窒素供給ライン元弁(D/W側)又はANI建物内代替窒素供給ライン元弁(S/C側)の全開操作を実施し、窒素ガスの供給を開始するとともに、緊急時対策本部に原子炉格納容器への窒素ガス供給を開始したことを報告する。</u></p> <p>⑥<u>窒素供給ライン接続口(建物内)(タービン建物北側扉)を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合(故意による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)</u>  <u>緊急時対策要員は、タービン建物北側(屋外)にて、可搬式窒素供給装置を起動した後、ANI建物内代替窒素供給ライン元弁(D/W側)又はANI建物内代替窒素供給ライン元弁(S/C側)の全開操作を実施し、窒素ガスの供給を開始するとともに、緊急時対策本部に原子炉格納容器への窒素ガス供給を開始したことを報告する。</u></p> <p>⑦<u>緊急時対策本部は、原子炉格納容器への窒素ガス供給を開始したことを当直長に報告する。</u></p>	<p>・運用の相違  <b>【東海第二】</b>  島根2号炉は、建物内接続口を使用した手順を整備</p> <p>・運用の相違  <b>【東海第二】</b>  島根2号炉の「可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給」は、中長期的な手順であり、格納容器ベント停止を記載していない。なお、格納容器ベント停止操作について、「1.5.2.1(2) a. 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及び除熱」にて記載</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p><u>310kPa [gage] (1Pd) に到達したことを確認し、原子炉格納容器内の不活性ガス (窒素) 注入が完了したことを発電長に報告する。</u></p> <p>⑮ <u>発電長は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントのため、運転員等に第一弁 (S / C側又はD / W側) の全開操作を指示する。</u></p> <p>⑯ <u>運転員等は中央制御室にて、第一弁 (S / C側又はD / W側) の全開操作を実施し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始したことを発電長に報告する。</u></p> <p>⑰ <u>発電長は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始したことを災害対策本部長代理に報告する。</u></p> <p>⑱ <u>発電長は、可燃性ガス濃度制御系が起動可能な圧力まで原子炉格納容器内の圧力が低下したことを確認し、運転員等に可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御を指示する。</u></p> <p>⑲ <u>運転員等は中央制御室にて、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御を実施し、発電長に報告する。</u></p> <p>⑳ <u>発電長は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内への不活性ガス (窒素) 注入の停止を災害対策本部長代理に依頼する。</u></p> <p>㉑ <u>災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内への不活性ガス (窒素) 注入の停止を重大事故等対応要員に指示する。</u></p> <p>㉒ <u>重大事故等対応要員は原子炉建屋東側屋外又は原子炉建屋西側屋外にて、窒素ガス補給弁 (S / C側及びD / W側) の全閉操作を実施し、原子炉格納容器内への不活性ガス (窒素) 注入を停止した後、災害対策本部長代理に報告する。</u></p> <p>㉓ <u>災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内への不活性ガス (窒素) 注入の停止を発電長に報告する。</u></p> <p>㉔ <u>発電長は、運転員等に第一弁 (S / C側又はD / W側) 全閉による格納容器ベント停止を指示する。</u></p> <p>㉕ <u>運転員等は中央制御室にて、第一弁 (S / C側又</u></p>		

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>はD/W側)の全閉操作を実施し、格納容器ベントを停止したことを発電長に報告する。</p> <p>※2：原子炉格納容器内の圧力が245kPa [gage] (0.8Pd) 又は原子炉格納容器内の温度が150°C 到達で原子炉格納容器内へのスプレイを実施する。</p> <p>iii) 操作の成立性</p> <p>上記の操作において、作業開始を判断してから原子炉格納容器内の不活性ガス(窒素)置換開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。</p> <p>【格納容器窒素供給ライン西側接続口を使用した原子炉格納容器内の不活性ガス(窒素)置換の場合】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・現場対応を重大事故等対応要員6名にて作業を実施した場合、135分以内で可能である。</li> </ul> <p>【格納容器窒素供給ライン東側接続口を使用した原子炉格納容器内の不活性ガス(窒素)置換の場合】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・現場対応を重大事故等対応要員6名にて作業を実施した場合、115分以内で可能である。</li> </ul> <p>なお、炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであるため、本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く、作業は可能である。</p> <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、窒素供給用ホース等の接続は速やかに作業ができるように、可搬型窒素供給装置の保管場所に使用工具及び窒素供給用ホースを配備する。車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保する。</p> <p>(添付資料1.5.4)</p>	<p>(c) 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、緊急時対策要員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給開始までの想定時間は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・窒素供給ライン接続口を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合、2時間以内で可能である。</li> <li>・窒素供給ライン接続口(建物内)(原子炉建物附属棟西側扉)を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合、2時間以内で可能である。</li> <li>・窒素供給ライン接続口(建物内)(タービン建物北側扉)を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合(故意による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)、6時間40分以内で可能である。</li> </ul> <p>なお、炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであるため、本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く、作業は可能である。</p> <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。</p> <p>また、車両の作業用照明、ヘッドライト及び懐中電灯を用いることで、暗闇における作業性についても確保する。</p> <p>(添付資料1.5.4-3)</p>	<p>・体制及び運用の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>⑭の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>b. <u>耐圧強化ベント系</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、<u>耐圧強化ベント系</u>により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する。</p> <p>また、格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は<u>代替循環冷却系</u>による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び<u>可搬型窒素供給装置</u>による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能と判断した場合、並びに原子炉格納容器内の圧力<u>310kPa [gage]</u> (1Pd) 未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合は、<u>第一弁</u>を全閉し、格納容器ベントを停止することを基本として、その他の要因を考慮した上で総合的に判断し、適切に対応する。なお、<u>耐圧強化ベント系二次隔離弁</u>については、<u>第一弁</u>を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合に全閉する。</p> <p>(a) <u>耐圧強化ベント系</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>i. 手順着手の判断基準</p> <p>炉心損傷<sup>*1</sup>前において、原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力（<u>279kPa [gage]</u>）以下に維持できない場合で、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>が機能喪失<sup>*2</sup>した場合。</p> <p>※1:「<u>炉心損傷</u>」は、<u>格納容器内雰囲気放射線レベル</u> (CAMS) 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、又は<u>格納容器内雰囲気放射線レベル</u> (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:「<u>格納容器圧力逃がし装置が機能喪失</u>」とは、設備に</p>	<p>b. <u>耐圧強化ベント系</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、<u>耐圧強化ベント系</u>により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する。</p> <p>また、格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は<u>代替循環冷却系</u>による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び<u>可搬型窒素供給装置</u>による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能と判断した場合、並びに原子炉格納容器内の圧力<u>310kPa [gage]</u> (1Pd) 未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合は、<u>第一弁</u>を全閉し、格納容器ベントを停止することを基本として、その他の要因を考慮した上で総合的に判断し、適切に対応する。なお、<u>耐圧強化ベント系二次隔離弁</u>については、<u>第一弁</u>を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合に全閉する。</p> <p>(a) <u>耐圧強化ベント系</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>i. 手順着手の判断基準</p> <p>炉心損傷<sup>*1</sup>前において、<u>外部水源による原子炉格納容器内の冷却により、サブプレッション・プール水位が上昇し、サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.5mに到達した場合に、格納容器圧力逃がし装置が機能喪失<sup>*2</sup>した場合、又は原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力（<u>279kPa [gage]</u>）以下に維持できない場合で、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>が機能喪失した場合。</u></p> <p>※1: <u>格納容器雰囲気放射線モニタでドライウエル又はサブプレッション・チェンバ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倍以上となった場合、又は格納容器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。</u></p> <p>※2:「<u>格納容器圧力逃がし装置が機能喪失</u>」とは、設</p>	<p>c. <u>耐圧強化ベントライン</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、<u>耐圧強化ベントライン</u>により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する。</p> <p>また、格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は<u>残留熱代替除去系</u>による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び<u>可搬式窒素供給装置</u>による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに原子炉格納容器内の圧力<u>427kPa [gage]</u> (1Pd) 未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素・酸素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合は、<u>第1弁</u>を全閉し、格納容器ベントを停止することを基本として、その他の要因を考慮した上で総合的に判断し、適切に対応する。なお、<u>第2弁又は第2弁バイパス弁は、第1弁を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合に全閉する。</u></p> <p>(a) <u>耐圧強化ベントライン</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>i. 手順着手の判断基準</p> <p>炉心損傷<sup>*1</sup>前において、原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力（<u>245kPa [gage]</u>）以下に維持できない場合で、<u>格納容器フィルタベント系が機能喪失<sup>*2</sup>した場合。</u></p> <p>※1: <u>格納容器雰囲気放射線モニタ (CAMS) 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、又は格納容器雰囲気放射線モニタ (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。</u></p> <p>※2:「<u>格納容器フィルタベント系が機能喪失</u>」とは、設</p>	<p>備考</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 ベント準備判断基準の相違</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、10倍を超過した場合を炉心損傷の判断としている</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>故障が発生した場合。</p> <p>ii) 操作手順</p> <p>耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.5.3図に、概要図を第1.5.23図に、タイムチャートを第1.5.24図及び第1.5.25図に示す。</p> <p>[W/Wベントの場合(D/Wベントの場合、手順⑪以外は同様)]</p> <p>①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限(ベントライン-1m)以下であることを確認し、耐圧強化ベント系によるW/W側からの格納容器ベントの準備を開始するよう運転員に指示する(原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限を越えている場合はD/W側からの格納容器ベントの準備を開始するよう指示する)。</p> <p>②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、耐圧強化ベント系による除熱準備開始を緊急時対策本部に報告する。</p> <p>③現場運転員C及びDは、耐圧強化ベント系による格納容器ベントに必要な電動弁の電源の受電操作を実施する。</p> <p>④中央制御室運転員A及びBは、耐圧強化ベント系による格納容器ベントに必要な電動弁の電源が確保されたこと、及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。</p> <p>⑤中央制御室運転員A及びBは、格納容器ベント前の確認として、AC系隔離信号が発生している場合は、格納容器補助盤にて、AC系隔離信号の除外操作を実施する。</p>	<p>備に故障が発生した場合。</p> <p>ii) 操作手順</p> <p>耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.5-2図に、概要図を第1.5-14図に、タイムチャートを第1.5-15図に示す。</p> <p>【S/C側ベントの場合(D/W側ベントの場合、手順⑧以外は同様)】</p> <p>①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、耐圧強化ベント系によるS/C側からの格納容器ベントの準備を開始するよう運転員等に指示する(S/C側からの格納容器ベントができない場合は、D/W側からの格納容器ベントの準備を開始するよう指示する)。</p> <p>②発電長は、耐圧強化ベント系による格納容器ベントによる除熱準備開始を災害対策本部長代理に報告する。</p> <p>③運転員等は中央制御室にて、耐圧強化ベント系による格納容器ベントに必要な電動弁の電源切替え操作を実施する。</p> <p>④運転員等は中央制御室にて、耐圧強化ベント系による格納容器ベントに必要な電動弁の電源が確保されたこと、及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示等により確認する。</p> <p>⑤運転員等は中央制御室にて、計器用空気系系統圧力指示値が約0.52MPa [gage] 以下の場合又は計器用空気系系統圧力指示値が確認できない場合は、バックアップ窒素供給弁を全開とする。</p> <p>⑥運転員等は、格納容器ベント前の確認として、不活性ガス系の隔離信号が発生している場合は、中央制御室にて、不活性ガス系隔離信号の除外操作を実施する。</p>	<p>備に故障が発生した場合。</p> <p>ii) 操作手順</p> <p>耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱の手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.5-2図に、概要図を第1.5-24図に、タイムチャートを第1.5-25図及び第1.5-26図に示す。</p> <p>[W/Wベントの場合(D/Wベントの場合、手順⑬以外は同様)]</p> <p>①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、耐圧強化ベントラインによるW/W側からの格納容器ベントの準備を開始するよう中央制御室運転員に指示する(W/W側からの格納容器ベントができない場合は、D/W側からの格納容器ベントの準備を開始するよう指示する)。</p> <p>②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に耐圧強化ベントラインによる除熱準備開始を報告する。</p> <p>③中央制御室運転員Aは、耐圧強化ベントラインによる格納容器ベントに必要な電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。</p> <p>④中央制御室運転員Aは、格納容器ベント前の確認として、格納容器隔離信号が発生している場合は、格納容器隔離信号の除外操作を実施する。</p>	<p>が、東海第二では10倍を含めて損傷と判断するため「以上」としている</p> <p>・体制の相違 【東海第二】 ⑫の相違 ・運用の相違 【柏崎6/7】 ベント実施基準の相違</p> <p>・体制の相違 【東海第二】 ⑫の相違</p> <p>・体制の相違 【柏崎6/7】 ⑬の相違</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、計器用空気系の圧力は期待しない運用</p> <p>・体制の相違 【柏崎6/7】 ⑬の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>⑥中央制御室運転員A 及びB は、格納容器ベント前の系統構成として、非常用ガス処理系が運転中であれば非常用ガス処理系を停止し、非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁及び非常用ガス処理系出口U シール隔離弁の全閉操作、並びに非常用ガス処理系第一隔離弁、換気空調系第一隔離弁、非常用ガス処理系第二隔離弁及び換気空調系第二隔離弁の全閉確認を実施する。</p> <p>⑦現場運転員C 及びD は、フィルタ装置入口弁操作空気ポンベ出口弁を全開とすることで、フィルタ装置入口弁の駆動源を確保し、当直副長に報告する。</p> <p>⑧中央制御室運転員A 及びB は、格納容器ベント前の系統構成として、フィルタ装置入口弁の全閉操作を実施する。現場運転員C 及びD は、遠隔手動弁操作設備によりフィルタ装置入口弁の全閉操作を実施する。</p> <p>⑨現場運転員C 及びD は、耐圧強化ベント弁操作空気ポンベ出口弁を全開とすることで、耐圧強化ベント弁の駆動源を確保し、当直副長に報告する。</p> <p>⑩中央制御室運転員A 及びB は、格納容器ベント前の系統構成として、耐圧強化ベント弁の全開操作を実施する。</p> <p>⑪<sup>a</sup> W/W ベントの場合 中央制御室運転員A 及びB は、格納容器ベント前の系統構成として、一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側）操作空気供給弁を全開とし駆動源を確保することで、一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側）の全開操作を実施する。</p> <p>⑪<sup>b</sup> D/W ベントの場合 中央制御室運転員A 及びB は、格納容器ベント前の系統構成として、一次隔離弁（ドライウェル側）操作空気供給弁を全開とし駆動源を確保することで、一次隔離弁（ドライウェル側）の全開操作を実施する。</p> <p>⑫中央制御室運転員A 及びB は、耐圧強化ベント系による格納容器ベント準備完了を当直副長に報告する。</p> <p>⑬当直長は、当直副長からの依頼に基づき、耐圧強化</p>	<p>⑦運転員等は中央制御室にて、格納容器ベント前の系統構成として、非常用ガス処理系排風機（A）及び（B）の操作スイッチ隔離操作、非常用ガス処理系フィルタトレイン（A）出口弁及び非常用ガス処理系フィルタトレイン（B）出口弁の全閉操作、並びに原子炉建屋ガス処理系一次隔離弁、換気空調系一次隔離弁、原子炉建屋ガス処理系二次隔離弁及び換気空調系二次隔離弁の全閉を確認する。</p> <p>⑧<sup>a</sup> S / C側ベントの場合 運転員等は中央制御室にて、格納容器ベント前の系統構成として、第一弁（S / C側）の全開操作を実施する。</p> <p>⑧<sup>b</sup> D / W側ベントの場合 第一弁（S / C側）の開操作ができない場合は、運転員等は中央制御室にて、格納容器ベント前の系統構成として、第一弁（D / W側）の全開操作を実施する。</p> <p>⑨運転員等は中央制御室にて、耐圧強化ベント系による格納容器ベント準備完了を発電長に報告する。</p> <p>⑩発電長は、耐圧強化ベント系による格納容器ベ</p>	<p>⑤中央制御室運転員Aは、格納容器ベント前の系統構成として、非常用ガス処理系が運転中であれば非常用ガス処理系を停止し、A - SGT出口弁、B - SGT出口弁、SGT NGC連絡ライン隔離弁、SGT NGC連絡ライン隔離弁後弁、NGC常用空調換気入口隔離弁及びNGC常用空調換気入口隔離弁後弁の全閉を確認する。</p> <p>⑥中央制御室運転員Aは、SGT耐圧強化ベントライン止め弁操作空気供給弁の全開操作を実施し、SGT耐圧強化ベントライン止め弁の駆動源を確保する。</p> <p>⑦中央制御室運転員Aは、格納容器ベント前の系統構成として、第3弁の全閉、SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁及び第2弁の全開操作を実施する。第2弁の開操作ができない場合は、第2弁バイパス弁を全開する。</p> <p>⑧中央制御室運転員Aは、耐圧強化ベントラインによる格納容器ベント準備完了を当直副長に報告する。</p> <p>⑨当直長は、当直副長からの依頼に基づき、耐圧強</p>	<p>・体制の相違 【柏崎 6/7】 ⑬の相違</p> <p>・体制の相違 【柏崎 6/7】 ⑬の相違</p> <p>・体制の相違 【柏崎 6/7】 ⑬の相違</p> <p>・体制の相違 【東海第二】 ⑫の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>ベント系による格納容器ベントの準備完了を緊急時対策本部に報告する。</p> <p>⑭当直副長は、原子炉格納容器内の圧力に関する情報収集を適宜行い、当直長に報告する。また、当直長は、原子炉格納容器内の圧力に関する情報を、緊急時対策本部に報告する。</p> <p>⑮当直長は、当直副長からの依頼に基づき、<u>耐圧強化ベント系による格納容器ベント開始を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑯当直副長は、格納容器ベント開始圧力 (310kPa[gage]) に到達する時間、原子炉格納容器内の圧力上昇率を考慮し、中央制御室運転員に耐圧強化ベント系による格納容器ベント開始を指示する。</p> <p>⑰中央制御室運転員A 及びB は、<u>二次隔離弁を調整開 (流路面積約70%開) とし、耐圧強化ベント系による格納容器ベントを開始する。二次隔離弁の開操作ができない場合は、二次隔離弁バイパス弁を調整開 (流路面積約70%開) とし、耐圧強化ベント系による格納容器ベントを開始する。</u>  <u>なお、原子炉格納容器内の圧力に低下傾向が確認されなかった場合は、二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の増開操作を実施する。</u></p> <p>⑱中央制御室運転員A 及びB は、<u>耐圧強化ベント系による格納容器ベントが開始されたことを格納容器内圧力指示値の低下により確認し、当直副長に報告する。また、当直長は、耐圧強化ベント系による格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部に報告する。</u></p>	<p>トの準備完了を災害対策本部長代理に報告する。</p> <p>⑪発電長は、<u>格納容器ベント判断基準であるサブプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達した後、ドライウェル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage] (1Pd) に到達したことを確認し、耐圧強化ベント系による格納容器ベント開始を災害対策本部長代理に報告する。</u></p> <p>⑫発電長は、<u>運転員等に耐圧強化ベント系による格納容器ベント開始を指示する。</u></p> <p>⑬運転員等は中央制御室にて、<u>耐圧強化ベント系一次隔離弁及び耐圧強化ベント系二次隔離弁の全開操作を実施し、耐圧強化ベント系による格納容器ベントを開始する。</u></p> <p>⑭運転員等は中央制御室にて、<u>耐圧強化ベント系による格納容器ベントが開始されたことをドライウェル圧力及びサブプレッション・チェンバ圧力指示値の低下、並びに耐圧強化ベント系放射線モニタ指示値の上昇により確認し、発電長に報告する。また、発電長は、耐圧強化ベント系による格納容</u></p>	<p>化ベントラインによる格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部に報告する。</p> <p>⑩当直副長は、<u>原子炉格納容器内の圧力及び水位に関する情報収集を適宜行い、当直長に報告する。また、当直長は、原子炉格納容器内の圧力及び水位に関する情報を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑪当直長は、<u>当直副長からの依頼に基づき、耐圧強化ベントラインによる格納容器ベントの開始を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑫当直副長は、<u>以下のいずれかの条件に到達したことを確認し、中央制御室運転員に格納容器ベント開始を指示する。</u>  <u>・原子炉格納容器内の圧力が 384kPa[gage] に到達した場合において、外部水源を用いた原子炉格納容器スプレイが実施できない場合。</u>  <u>・外部水源を用いた原子炉格納容器内へのスプレイを実施中に、サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+約 1.3m に到達した場合。</u></p> <p>⑬<sup>a</sup> W/Wベントの場合  <u>中央制御室運転員A は、第1弁 (W/W) の全開操作により、耐圧強化ベントラインによる格納容器ベントを開始する。</u></p> <p>⑬<sup>b</sup> D/Wベントの場合  <u>中央制御室運転員A は、第1弁 (D/W) の全開操作により、耐圧強化ベントラインによる格納容器ベントを開始する。</u></p> <p>⑭中央制御室運転員A は、<u>耐圧強化ベントラインによる格納容器ベントが開始されたことを、原子炉格納容器内の圧力指示値の低下、並びに非常用ガス処理系モニタ (高レンジ・低レンジ) 指示値の上昇により確認し、当直副長に報告する。また、当直長は、当直副長からの依頼に基づき、耐圧強</u></p>	<p>備考</p> <p>・体制の相違  <b>【東海第二】</b>  ⑫の相違</p> <p>・体制の相違  <b>【東海第二】</b>  ⑫の相違</p> <p>・運用の相違  <b>【柏崎 6/7, 東海第二】</b>  ベント実施基準の相違</p> <p>・体制の相違  <b>【柏崎 6/7】</b>  ⑬の相違</p> <p>・運用の相違  <b>【柏崎 6/7】</b>  島根 2号炉は、二次隔離弁はバイパス弁も含め前段の系統構成で開操作</p> <p>・体制の相違  <b>【柏崎 6/7】</b>  ⑬の相違</p> <p>・体制の相違  <b>【東海第二】</b></p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>⑱当直副長は、現場運転員に水素バイパスライン止め弁を全開するよう指示する。</u></p> <p><u>⑳現場運転員C及びDは、水素バイパスライン止め弁の全開操作を実施する。</u></p> <p><u>㉑中央制御室運転員A 及びB は、格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視が可能な場合は、一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）の全閉操作を実施し、耐圧強化ベント系による格納容器ベントを停止する。一次隔離弁を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合は、二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。</u></p>	<p>器ベントが開始されたことを災害対策本部長代理に報告する。</p> <p><u>⑮運転員等は中央制御室にて、格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに運転員等に原子炉格納容器内の圧力 310kPa [gage] (1Pd) 未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認することにより、第一弁（S/C側又はD/W側）の全閉操作を実施し、耐圧強化ベント系による格納容器ベントを停止する。</u></p>	<p><u>化ベントラインによる格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p><u>⑮当直副長は、格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視が可能で、かつ可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内に水素・酸素濃度制御機能及び可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに原子炉格納容器内の圧力 427kPa [gage] (1Pd) 未満、原子炉格納容器内の温度 171℃ 未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認することにより、第1弁の全閉操作を実施し、耐圧強化ベントラインによる格納容器ベントを停止するよう中央制御室運転員に指示する。</u></p> <p><u>⑯中央制御室運転員Aは、第1弁の全閉操作を実施し、耐圧強化ベントラインによる格納容器ベントを停止する。</u></p> <p><u>⑰当直副長は、第1弁を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合は、第2弁又は第2弁バイパス弁の全閉操作を実施するよう中央制御室運転員</u></p>	<p>⑫の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・設備の相違</li> <li>【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、水素バイパスラインに止め弁なし</li> <li>・体制の相違</li> <li>【柏崎 6/7】 ⑬の相違</li> <li>・記載表現の相違</li> <li>【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、原子炉格納容器ベント停止時の指揮・命令系統を記載</li> <li>・運用の相違</li> <li>【東海第二】 ベント停止条件の相違</li> <li>・記載表現の相違</li> <li>【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、ベント停止に必要な各パラメータの基準値を記載</li> <li>・設備の相違</li> <li>【東海第二】 島根 2号炉 (Mark-I 改) と東海第二 (Mark-II) の最高使用圧力の相違</li> <li>・体制の相違</li> <li>【柏崎 6/7】 ⑬の相違</li> <li>・記載表現の相違</li> <li>【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、原子炉格納容器ベント停止時</li> </ul>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>iii) 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、<u>1 ユニット当たり中央制御室運転員2 名 (操作者及び確認者) 及び現場運転員2 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱開始まで約55 分で可能である。</u></p>	<p>iii) 操作の成立性</p> <p>格納容器ベント準備開始を判断してから格納容器ベント準備完了までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>中央制御室からの<u>第一弁 (S / C側) 操作の場合</u></li> </ul> <p>中央制御室対応を運転員等 (当直運転員) 1名にて作業を実施した場合、<u>11分以内で可能である。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>中央制御室からの<u>第一弁 (D / W側) 操作の場合</u></li> </ul> <p>中央制御室対応を運転員等 (当直運転員) 1名にて作業を実施した場合、<u>11分以内で可能である。</u></p> <p>格納容器ベント基準到達から格納容器ベント開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>中央制御室からの<u>耐圧強化ベント系一次隔離弁及び耐圧強化ベント系二次隔離弁操作の場合</u></li> </ul> <p>中央制御室対応を運転員等 (当直運転員) 1名にて作業を実施した場合、<u>4分以内で可能である。</u></p> <p><b>【S / C側ベントの場合】</b></p> <p><u>サプレッション・プール水位指示値が通常水位 + 5.5mに到達後、又は原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力 (279kPa [gage]) 以下に維持できない場合に、第一弁 (S / C側) 操作を中央制御室にて実施した場合、11分以内</u></p>	<p>に指示する。</p> <p><u>⑬中央制御室運転員Aは、第2弁又は第2弁パイパス弁の全閉操作を実施する。</u></p> <p>iii) 操作の成立性</p> <p>格納容器ベント準備開始を判断してから、格納容器ベント準備完了までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>中央制御室からの<u>第3弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁及び第2弁操作の場合</u></li> </ul> <p>中央制御室運転員 <u>1名</u>にて作業を実施した場合、<u>20分以内で可能である。</u></p> <p>格納容器ベント基準到達から格納容器ベント開始までの必要な要員及び想定時間は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>中央制御室からの<u>第1弁 (W / W) 操作の場合</u></li> </ul> <p>中央制御室運転員 <u>1名</u>にて作業した場合、<u>10分以内で可能である。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>中央制御室からの<u>第1弁 (D / W) 操作の場合</u></li> </ul> <p>中央制御室運転員 <u>1名</u>にて作業した場合、<u>10分以内で可能である。</u></p> <p><b>【W / Wベントの場合】</b></p> <p><u>格納容器ベント移行条件到達後、第3弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁及び第2弁操作を中央制御室にて実施した場合、20分以内で可能である。また、格納容器ベント基準到達後、第1弁 (W /</u></p>	<p>の指揮・命令系統を記載</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>記載表現の相違</li> </ul> <p><b>【東海第二】</b></p> <p>島根2号炉は、原子炉格納容器ベント停止後に更に安定した状態になった場合の手順を記載</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>体制及び運用の相違</li> </ul> <p><b>【柏崎6/7, 東海第二】</b></p> <p>⑭の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>運用の相違</li> </ul> <p><b>【東海第二】</b></p> <p>島根2号炉は、格納容器バウンダリの維持及び現場におけるベント実施時の被ばく評価結果を考慮し第2弁から開操作する</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>記載方針の相違</li> </ul> <p><b>【柏崎6/7】</b></p> <p>島根2号炉は、格納容器ベント準備とベント開始を分けて記載</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>運用の相違</li> </ul> <p><b>【東海第二】</b></p> <p>島根2号炉は、格納容器バウンダリの維持及び現場におけるベント</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。</p> <p>(添付資料1.5.3-10)</p>	<p>で可能である。また、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達し、ドライウエル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage] (1Pd) に到達後、耐圧強化ベント系一次隔離弁及び耐圧強化ベント系二次隔離弁の操作を中央制御室にて実施した場合、4分以内で可能である。</p> <p>【D/W側ベントの場合】</p> <p>サプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.5mに到達後、又は原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力(279kPa [gage]) 以下に維持できない場合に、<u>第一弁(D/W側)操作を中央制御室にて実施した場合、11分以内で可能である。</u>また、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達し、ドライウエル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage] (1Pd) に到達後、耐圧強化ベント系一次隔離弁及び耐圧強化ベント系二次隔離弁の操作を中央制御室にて実施した場合、<u>4分以内で可能である。</u></p> <p>(添付資料1.5.4)</p>	<p><u>W) 操作を中央制御室にて実施した場合、10分以内で可能である。</u></p> <p>【D/Wベントの場合】</p> <p><u>格納容器ベント移行条件到達後、第3弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁及び第2弁操作を中央制御室にて実施した場合、20分以内で可能である。</u>また、<u>格納容器ベント基準到達後、第1弁(D/W)操作を中央制御室にて実施した場合、10分以内で可能である。</u></p> <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。</p> <p>(添付資料1.5.4-4(1))</p> <p>(b) <u>耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージ</u>  <u>格納容器ベント停止後において、耐圧強化ベントラインに水素ガスが滞留しないよう、耐圧強化ベントラインの窒素ガスによるパージを実施する。</u></p> <p>i <u>手順着手の判断基準</u>  <u>炉心損傷<sup>*1</sup>前において、格納容器ベント移行条件<sup>*2</sup>に達した場合。</u></p> <p><u>※1：格納容器雰囲気放射線モニタ(CAMS)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、又は格納容器雰囲気放射線モニタ(CAMS)</u></p>	<p>実施時の被ばく評価結果を考慮し第2弁から開操作する</p> <p>・体制及び運用の相違  <b>【柏崎6/7, 東海第二】</b>  ⑭の相違</p> <p>・運用の相違  <b>【東海第二】</b>  島根2号炉は、格納容器バウンダリの維持及び現場におけるベント実施時の被ばく評価結果を考慮し第2弁から開操作する</p> <p>・体制及び運用の相違  <b>【柏崎6/7, 東海第二】</b>  ⑭の相違</p> <p>・設備の相違  <b>【柏崎6/7, 東海第二】</b>  島根2号炉は、耐圧強化ベントラインの窒素ガスパージの手順を整備</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p><u>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。</u></p> <p><u>※2：原子炉格納容器内の圧力が245kPa[gage]に到達した場合に格納容器ベント準備を開始する。</u></p> <p>ii 操作手順</p> <p><u>耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージ手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.5-27図に、タイムチャートを第1.5-28図に示す。</u></p> <p>①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、当直長を經由し、緊急時対策本部に耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージの準備開始を依頼する。</p> <p>②緊急時対策本部は、緊急時対策要員に耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージの準備開始を指示する。</p> <p>③<sup>a</sup>窒素供給ライン接続口を使用した耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージの場合 緊急時対策要員は、原子炉建物南側（屋外）に可搬式窒素供給装置を配備し送気ホースを接続口に取り付け、可搬式窒素供給装置の準備完了を緊急時対策本部に報告する。</p> <p>③<sup>b</sup>窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物付属棟西側扉）を使用した耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージの場合 緊急時対策要員は、原子炉建物西側（屋外）に可搬式窒素供給装置を配備し、送気ホースを接続口に取り付け、可搬式窒素供給装置の準備完了を緊急時対策本部に報告する。</p> <p>③<sup>c</sup>窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージの場合（故意による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） 緊急時対策要員は、タービン建物北側（屋外）に可搬式窒素供給装置を配備し、送気ホースを接続口に取り付け、可搬式窒素供給装置の準備完了を緊急時対策本部に報告する。</p> <p>④緊急時対策本部は、耐圧強化ベントライン停止後の</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p><u>窒素ガスパージの準備完了を当直長に報告する。</u></p> <p>⑤当直副長は、<u>中央制御室運転員に耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージの系統構成開始を指示する。</u></p> <p>⑥中央制御室運転員Aは、<u>耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージの系統構成として、第1弁、第3弁の全閉確認、SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁の全開確認及び第2弁又は第2弁バイパス弁の全開を確認し、耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージの系統構成完了を当直副長に報告する。</u></p> <p>⑦当直長は、<u>当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に窒素ガスパージの開始を依頼する。</u></p> <p>⑧緊急時対策本部は、<u>緊急時対策要員に窒素ガスパージの開始を指示する。</u></p> <p>⑨<sup>a</sup><u>窒素供給ライン接続口を使用した耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージの場合</u>  <u>緊急時対策要員は、原子炉建物南側（屋外）にて、可搬式窒素供給装置を起動した後、FCVS窒素ガス補給元弁の開操作を実施し、窒素ガスの供給を開始するとともに、緊急時対策本部に窒素ガスパージを開始したことを報告する。</u></p> <p>⑨<sup>b</sup><u>窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物付属棟西側扉）を使用した耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージの場合</u>  <u>緊急時対策要員は、原子炉建物西側（屋外）にて、可搬式窒素供給装置を起動した後、原子炉建物付属棟にて、FCVS建物内窒素ガス補給元弁の開操作を実施し、窒素ガスの供給を開始するとともに、緊急時対策本部に窒素ガスパージを開始したことを報告する。</u></p> <p>⑨<sup>c</sup><u>窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージの場合（故意による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）</u>  <u>緊急時対策要員は、タービン建物北側（屋外）にて、可搬式窒素供給装置を起動した後、原子炉建物付属棟にて、FCVS建物内窒素ガス補給元弁の開操作</u></p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(b) <u>原子炉格納容器ベント弁駆動源確保 (予備ポンペ)</u></p> <p><u>残留熱除去系の機能が喪失し、耐圧強化ベント系により大気を最終ヒートシンクとして熱を輸送する場合、空気駆動弁である一次隔離弁 (サブプレッション・チェンバ側又はドライウエル側) 及び耐圧強化ベント弁を全開とし、格納容器ベン</u></p>		<p><u>を実施し、窒素ガスの供給を開始するとともに、緊急時対策本部に窒素ガスパーズを開始したことを報告する。</u></p> <p><u>⑩緊急時対策本部は、窒素ガスパーズを開始したことを当直長に報告する。</u></p> <p>iii <u>操作の成立性</u></p> <p><u>上記の操作は、中央制御室運転員1名及び緊急時対策要員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパーズ開始までの想定時間は以下のとおり。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><u>・窒素供給ライン接続口を使用した耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパーズの場合、2時間以内で可能である。</u></li> <li><u>・窒素供給ライン接続口 (建物内) (原子炉建物付属棟西側扉) を使用した耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパーズの場合、2時間以内で可能である。</u></li> <li><u>・窒素供給ライン接続口 (建物内) (タービン建物北側扉) を使用した耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパーズの場合 (故意による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)、6時間40分以内で可能である。</u></li> </ul> <p><u>なお、炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであることから、本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く、作業可能である。</u></p> <p><u>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。</u></p> <p><u>車両の作業用照明、ヘッドライト及び懐中電灯を用いることで、暗闇における作業性についても確保する。</u></p> <p style="text-align: right;"><u>(添付資料 1.5.4-4(3))</u></p>	<p>備考</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は常設ポンペのみ記載することとし、予備のポンペ取替</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>トラインを構成する必要がある、通常の駆動空気供給源である計装用圧縮空気系が喪失した状況下では遠隔空気駆動弁操作ボンベが駆動源となる。常設ボンベの圧力が低下した場合に、常設ボンベと予備ボンベを交換することで、一次隔離弁及び耐圧強化ベント弁の駆動圧力を確保する。</u></p> <p><u>i. 手順着手の判断基準</u></p> <p><u>耐圧強化ベント系の系統構成及び耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱を実施中、各隔離弁の駆動源である遠隔空気駆動弁操作ボンベの圧力が規定圧力以下となった場合。</u></p> <p><u>ii. 操作手順</u></p> <p><u>原子炉格納容器ベント弁駆動源確保（予備ボンベ）の手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.5.7 図に、タイムチャートを第1.5.8 図に示す。</u></p> <p><u>「一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側）遠隔空気駆動弁操作ボンベ交換」操作手順については、</u>  <u>「1.5.2.1(1)a. (b) 原子炉格納容器ベント弁駆動源確保（予備ボンベ）」の操作手順と同様である。</u></p> <p><u>「一次隔離弁（ドライウエル側）遠隔空気駆動弁操作ボンベ交換」操作手順については、</u>  <u>「1.5.2.1(1)a. (b) 原子炉格納容器ベント弁駆動源確保（予備ボンベ）」の操作手順と同様である。</u></p> <p><u>「耐圧強化ベント弁遠隔空気駆動弁操作ボンベ交換」</u></p> <p><u>①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、現場運転員に耐圧強化ベント弁遠隔空気駆動弁操作ボンベを、使用済みボンベから予備ボンベへの交換を指示する。</u></p> <p><u>②現場運転員C 及びD は、予備ボンベを予備ボンベラックから運搬する。</u></p> <p><u>③現場運転員C 及びD は、耐圧強化ベント弁操作空気ボンベ出口弁及びボンベ本体の弁を全閉とし、使用中のボンベを取り外し、予備ボンベを接続する。</u></p> <p><u>④現場運転員C 及びD は、ボンベ本体の弁を全開とし、ボンベ接続部から耐圧強化ベント弁操作空気ボンベ出口弁までのリークチェックを実施する。</u></p> <p><u>⑤現場運転員C 及びD は、耐圧強化ベント弁操作空気</u></p>			<p>は不要と整理</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>ポンベ出口弁を全開にする。</u></p> <p><u>⑥現場運転員C 及びD は、使用済みポンベをポンベラックへ収納する。</u></p> <p><u>⑦現場運転員C 及びD は、耐圧強化ベント弁遠隔空気駆動弁操作ポンベの交換終了を当直副長に報告する。</u></p> <p><u>⑧当直長は、当直副長からの依頼に基づき、予備ポンベの確保を緊急時対策本部に依頼する。</u></p> <p><u>iii. 操作の成立性</u></p> <p><u>上記の操作は、1 ユニット当たり中央制御室運転員2 名（操作者及び確認者）及び現場運転員2 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからポンベ交換終了まで約45 分で可能である。</u></p> <p><u>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具照明及び通信連絡設備を整備する。また、速やかに作業が開始できるように、使用する資機材は作業場所近傍に配備する。室温は通常運転時と同程度である。</u></p> <p><u>(添付資料1.5.3- 2)</u></p>			

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(2) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（全交流動力電源喪失時の場合）</p> <p>a. <u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）</p> <p>残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する。</p> <p>また、格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は代替循環冷却による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視が可能な場合は、<u>一次隔離弁</u>を全閉し、格納容器ベントを停止することを基本として、その他の要因を考慮した上で総合的に判断し、適切に対応する。なお、<u>二次隔離弁</u>については、<u>二次隔離弁</u>を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合に全閉する。</p> <p>全交流動力電源喪失時は、現場手動にて系統構成を行うとともに原子炉建屋原子炉区域の系統構成は事前に着手する。</p> <p>(a) <u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）</p> <p>i. <u>手順着手の判断基準</u>  <u>[原子炉建屋原子炉区域の系統構成]</u>  <u>全交流動力電源喪失時に、早期の電源復旧が見込めない場合。</u>  <u>[格納容器ベント準備]</u>  炉心損傷*<sup>1</sup>前において、原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力（<u>279kPa</u>[gage]）以下に維持できない場合。</p>	<p>(2) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（全交流動力電源喪失時の場合）</p> <p>a. <u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）</p> <p>残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する。</p> <p>また、格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能と判断した場合、並びに原子炉格納容器内の圧力<u>310kPa</u> [gage] (1Pd) 未満、原子炉格納容器内の温度<u>171℃</u> 未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合は、<u>第一弁</u>を全閉し、格納容器ベントを停止することを基本として、その他の要因を考慮した上で総合的に判断し、適切に対応する。なお、<u>フィルタ装置出口弁</u>については、<u>第一弁</u>を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合に全閉する。</p> <p>全交流動力電源喪失時に、<u>早期の電源復旧が見込めない</u>場合は、現場手動にて系統構成を行う。</p> <p>(a) <u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）</p> <p>i. <u>手順着手の判断基準</u></p> <p>炉心損傷*<sup>1</sup>前において、全交流動力電源喪失時に外部水源による<u>原子炉格納容器内の冷却により、サプレッション・プール水位が上昇し、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.5mに到達した場合、</u>又は原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力（<u>279kPa</u> [gage]）以下に維</p>	<p>(3) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（全交流動力電源喪失時の場合）</p> <p>a. <u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）</p> <p>残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、<u>格納容器フィルタベント系</u>により最終ヒートシンク（大気）へ輸送する。</p> <p>また、格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、<u>可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに原子炉格納容器内の圧力 427kPa</u>[gage] (1Pd) 未満、<u>原子炉格納容器内の温度 171℃</u> 未満及び<u>原子炉格納容器内の水素・酸素濃度が可燃限界未満であることを確認した</u>場合は、<u>第1弁</u>を全閉し、格納容器ベントを停止することを基本として、その他の要因を考慮した上で総合的に判断し、適切に対応する。なお、<u>第2弁又は第2弁バイパス弁</u>は、<u>第1弁</u>を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合に全閉する。</p> <p>全交流動力電源喪失時は、現場手動にて系統構成を行う。</p> <p>(a) <u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）</p> <p>i. <u>手順着手の判断基準</u></p> <p>炉心損傷*<sup>1</sup>前において、<u>残留熱除去系及び残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱ができず、原子炉格納容器内の圧力が245kPa</u>[gage]に到達した場合。</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・記載表現の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、ベント停止に必要な各パラメータの基準値を記載</li> <li>・設備の相違 【東海第二】 島根 2号炉 (Mark-I 改) と東海第二 (Mark-II) の最高使用圧力の相違</li> <li>・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、管理区域内での系統構成不要</li> <li>・運用の相違 【東海第二】 ベント準備実施基準の相違</li> </ul>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>※1:「炉心損傷」は、<u>格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)</u>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、又は<u>格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)</u>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>ii. 操作手順  <u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の手順は以下のとおり。手順対応フローを第1.5.3図に、概要図を第1.5.26図に、タイムチャートを第1.5.27図及び第1.5.28図に示す。</p> <p>[W/W ベントの場合 (D/W ベントの場合、手順⑨以外は同様) ]</p> <p>①当直副長は、<u>手順着手の判断基準に基づき、原子炉建屋原子炉区域の系統構成を現場運転員に指示する。</u></p> <p>②現場運転員E 及びF は、<u>非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁及び非常用ガス処理系出口U シール隔離弁の全閉操作を実施する。</u></p> <p>③当直副長は、<u>手順着手の判断基準に基づき、原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限 ( ベントライン-1m) 以下であることを確認し、格納容器圧力逃がし装置によるW/W側からの格納容器ベントの準備を開始するよう運転員</u></p>	<p>持できない場合。</p> <p>※1: <u>格納容器雰囲気放射線モニタでドライウエル又はサプレッション・チェンバ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倍以上となった場合、又は格納容器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。</u></p> <p>ii. 操作手順  <u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱手順の概要は以下のとおり。手順対応フローを第1.5-2図に、概要図を第1.5-16図に、タイムチャートを第1.5-17図に示す。</p> <p>【<u>S/C側ベントの場合 (D/W側ベントの場合、手順⑦以外は同様。)</u>】</p> <p>①発電長は、<u>手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの準備を依頼する。</u></p> <p>②災害対策本部長代理は、<u>格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備のため、第二弁操作室に重大事故等対応要員を派遣し、発電長に報告する。</u></p> <p>③発電長は、<u>格納容器圧力逃がし装置によるS/C側からの格納容器ベントの準備を開始するよう運転員等に指示する (S/C側からの格納容器ベントができない場合は、D/W側からの格納容器ベントの準備を開始するよう指示する。)</u></p>	<p>※1: <u>格納容器雰囲気放射線モニタ(CAMS)</u>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、又は<u>格納容器雰囲気放射線モニタ(CAMS)</u>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>ii 操作手順  <u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の手順の概要は以下のとおり。手順対応フローを第1.5-2図に、概要図を第1.5-29図に、タイムチャートを第1.5-30図及び第1.5-31図に示す。</p> <p>[<u>W/Wベントの場合(D/Wベントの場合、手順⑫以外は同様)</u>]</p> <p>①当直副長は、<u>手順着手の判断基準に基づき、格納容器フィルタベント系によるW/W側からの格納容器ベント準備を開始するよう運転員に指示する (W/W側からの格納容器ベントができない場合は、D/W側からの格納容器ベントの準備を開始</u></p>	<p>・運用の相違  <b>【東海第二】</b>  島根2号炉は、10倍を超えた場合を炉心損傷の判断としているが、東海第二では10倍を含めて損傷と判断しているため、「以上」としている</p> <p>・運用の相違  <b>【柏崎6/7】</b>  島根2号炉は、管理区域内での系統構成不要</p> <p><b>【東海第二】</b>  島根2号炉は、運転員のみでベント準備を行う</p> <p>・体制の相違  <b>【東海第二】</b>  ⑫の相違</p> <p>・設備の相違  <b>【柏崎6/7】</b></p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>に指示する(原子炉格納容器内の水位がサブプレッショ ン・チェンバ・プール水位外部水源注水制限を越えて いる場合はD/W側からの格納容器ベントの準備を開始 するよう指示する)。</p> <p>④当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対 策本部に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベン トの準備開始を報告する。</p> <p>⑤中央制御室運転員A及びBは、格納容器圧力逃がし装 置による格納容器ベントに必要な監視計器の電源が確 保されていることを確認する。</p> <p>⑥中央制御室運転員A及びBは、FCVS制御盤にてフィル タ装置水位指示値が通常水位範囲内であること及びフ ィルタ装置ドレン移送ポンプの水張りが完了している ことを確認する。</p> <p>⑦中央制御室運転員A及びBは、格納容器ベント前の系 統構成として、耐圧強化ベント弁、非常用ガス処理 系第二隔離弁及び換気空調系第二隔離弁の全閉、並び にフィルタ装置入口弁の全開を確認する。</p> <p>⑧現場運転員E及びFは、格納容器ベント前の系統構成 として、非常用ガス処理系第一隔離弁及び換気空調系 第一隔離弁の全閉を確認する。</p>	<p>④発電長は、災害対策本部長代理に格納容器圧力逃 がし装置による格納容器ベントの準備開始を報告 する。</p> <p>⑤運転員等は中央制御室にて、格納容器圧力逃がし 装置による格納容器ベントに必要な監視計器の電 源が確保されていることを確認する。</p> <p>⑥運転員等は中央制御室にて、格納容器ベント前の 系統構成として、原子炉建屋ガス処理系一次隔離 弁、原子炉建屋ガス処理系二次隔離弁、換気空調 系一次隔離弁及び換気空調系二次隔離弁の全閉を 確認する。</p>	<p>するよう指示する)。</p> <p>②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時 対策本部に格納容器フィルタベント系による格納 容器ベントの準備のため、FCVS排気ラインド レン排出弁の閉操作を依頼する。</p> <p>③中央制御室運転員Aは、格納容器フィルタベント 系による格納容器ベントに必要な監視計器の電源 が確保されていることを確認する。</p> <p>④中央制御室運転員Aは、重大事故操作盤にて第1 ベントフィルタスクラバ容器水位指示値が通常水 位範囲内であることを確認する。</p> <p>⑤中央制御室運転員Aは、格納容器ベント前の系統 構成として、SGT NGC連絡ライン隔離弁、 SGT NGC連絡ライン隔離弁後弁、SGT耐 圧強化ベントライン止め弁、SGT耐圧強化ベン トライン止め弁後弁、NGC常用空調換気入口隔 離弁、NGC常用空調換気入口隔離弁後弁の全閉 及び第3弁の全開を確認する。</p> <p>⑥緊急時対策要員は、FCVS排気ラインドレン排 出弁の閉操作を実施し、緊急時対策本部に報告す る。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。</p>	<p>ベント準備実施基準 の相違</p> <p>・体制の相違 【東海第二】 ⑫の相違</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、FCV S排気ラインドレン排 出弁を開運用している ため、ベント準備にて閉 操作する 【柏崎6/7】 島根2号炉は、FCV S排気ラインドレン排 出弁の閉操作を、緊急時 対策要員にて実施する</p> <p>・体制の相違 【柏崎6/7】 ⑬の相違</p> <p>・体制及び運用の相違 【柏崎6/7】 ⑤、⑬の相違</p> <p>・体制の相違 【柏崎6/7】 ⑬の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、ベント 前の系統構成として、他 系統との隔離弁(1次隔 離弁および2次隔離弁) の全閉を確認 【東海第二】 島根2号炉は、FCV</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>⑨<sup>a</sup> W/W ベントの場合  <u>現場運転員C 及びD は、一次隔離弁（サブプレッジョン・チェンバ側）を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とする。また、遠隔手動弁操作設備による操作以外の手段として、直流電源が健全である場合は、一次隔離弁（サブプレッジョン・チェンバ側）操作用空気供給弁を現場で手動開し、一次隔離弁（サブプレッジョン・チェンバ側）を中央制御室の操作にて全開する手段がある。更に一次隔離弁（サブプレッジョン・チェンバ側）逆操作用空気排気側止め弁を全閉、一次隔離弁（サブプレッジョン・チェンバ側）操作用空気供給弁及び一次隔離弁（サブプレッジョン・チェンバ側）操作用空気排気側止め弁を全開することで電磁弁排気ポートへ駆動空気を供給し、一次隔離弁（サブプレッジョン・チェンバ側）を全開する手段がある。</u></p> <p>⑨<sup>b</sup> D/W ベントの場合  <u>現場運転員C 及びD は、一次隔離弁（ドライウエル側）を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とする。また、遠隔手動弁操作設備による操作以外の手段として、直流電源が健全である場合は、一次隔離弁（ドライウエル側）操作用空気供給弁を現場で手動開し、一次隔離弁（ドライウエル側）を中央制御室の操作にて全開する手段がある。更に一次隔離弁（ドライウエル側）逆操作用空気排気側止め弁を全閉、一次隔離弁（ドライウエル側）操作用空気供給弁及び一次隔離弁（ドライウエル側）操作用空気排気側止め弁を全開することで電磁弁排気ポートへ駆動空気を供給し、一次隔離弁（ドライウエル側）を全開する手段がある。</u></p> <p>⑩<u>現場運転員C 及びD は、フィルタベント大気放出ライ</u></p>	<p>⑦<sup>a</sup> S / C側ベントの場合  <u>運転員等は原子炉建屋付属棟にて、第一弁（S / C側）を遠隔人力操作機構による操作で全開とする。</u></p> <p>⑦<sup>b</sup> D / W側ベントの場合  <u>第一弁（S / C側）が開できない場合は、運転員等は原子炉建屋付属棟にて、第一弁（D / W側）を遠隔人力操作機構による操作で全開とする。</u></p> <p>⑧<u>運転員等は、格納容器圧力逃がし装置による格納</u></p>	<p>⑦<u>現場運転員B 及びC は、第2弁を遠隔手動弁操作機構による操作で全開とする。第2弁の開操作ができない場合は、第2弁バイパス弁を遠隔手動弁操作機構にて全開とする。</u></p> <p>⑧<u>中央制御室運転員A は、格納容器フィルタベント</u></p>	<p>S 排気ラインドレン排出弁を開運用しているため、ベント準備にて閉操作する</p> <p>【柏崎 6/7】  島根 2号炉は、FCV S 排気ラインドレン排出弁の閉操作を、緊急時対策要員にて実施する</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7】  島根 2号炉の操作対象弁は全て電動弁であり、空気供給による操作はない</p> <p>・体制の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>ンドレン弁を全閉とし、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備完了を当直副長に報告する。</p> <p>⑪当直長は、当直副長からの依頼に基づき、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部に報告する。</p> <p>⑫当直副長は、原子炉格納容器内の圧力に関する情報収集を適宜行い、当直長に報告する。また、当直長は原子炉格納容器内の圧力に関する情報を、緊急時対策本部に報告する。</p> <p>⑬当直長は、当直副長からの依頼に基づき、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの開始を緊急時対策本部に報告する。</p> <p>⑭当直副長は、格納容器ベント開始圧力(310kPa[gage])に到達する時間、弁操作に必要な時間、原子炉格納容器内の圧力上昇率を考慮し、運転員に格納容器ベント開始を指示する。</p> <p>⑮現場運転員C及VDは、二次隔離弁を遠隔手動弁操作設備にて調整開(流路面積約70%開)とし、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始する。二次隔離弁の開操作ができない場合は、二次隔離弁バイパス弁を遠隔手動弁操作設備にて調整開(流路面積約70%開)とし、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始する。なお、原子炉格納容器内の圧力に低下傾向が確認されなかった場合は、二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の増開操作を実施する。</p> <p>⑯中央制御室運転員A及びBは、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことを格納容器内圧力指示値の低下及びフィルタ装置入口圧力指示値の上昇により確認し、当直副長に報告する。また、当</p>	<p>容器ベント準備完了を発電長に報告する。</p> <p>⑨発電長は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備完了を災害対策本部長代理に報告する。</p> <p>⑩発電長は、格納容器ベント判断基準であるサプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達した後、ドライウェル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage] (1Pd)に到達したことを確認し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの開始を災害対策本部長代理に報告する。</p> <p>⑪発電長は、重大事故等対応要員に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント開始を指示する。</p> <p>⑫重大事故等対応要員は第二弁操作室にて、第二弁を遠隔人力操作機構にて全開とし、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始する。第二弁の開操作ができない場合は、第二弁バイパス弁を遠隔人力操作機構にて全開とし、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始する。</p> <p>⑬運転員等は中央制御室にて、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことをドライウェル圧力及びサプレッション・チェンバ圧力指示値の低下、並びにフィルタ装置圧力及びフ</p>	<p>系による格納容器ベント準備完了を当直副長に報告する。</p> <p>⑨当直長は、当直副長からの依頼に基づき、格納容器フィルタベント系による格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部に報告する。</p> <p>⑩当直副長は、原子炉格納容器内の圧力及び水位に関する情報収集を適宜行い、当直長に報告する。また、当直長は、原子炉格納容器内の圧力及び水位に関する情報を緊急時対策本部に報告する。</p> <p>⑪当直長は、当直副長からの依頼に基づき、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントの開始を緊急時対策本部に報告する。</p> <p>⑫当直副長は、以下のいずれかの条件に到達したことを確認し、運転員に格納容器ベント開始を指示する。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・原子炉格納容器内の圧力が384kPa[gage]に到達した場合において、外部水源を用いた原子炉格納容器スプレイが実施できない場合。</li> <li>・外部水源を用いた原子炉格納容器内へのスプレイを実施中に、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+約1.3mに到達した場合。</li> </ul> <p>⑬<sup>a</sup> W/Wベントの場合 現場運転員B及びCは、第1弁(W/W)を遠隔手動弁操作機構による操作で全開とし、格納容器フィルタベント系による格納容器ベント操作を開始する。</p> <p>⑬<sup>b</sup> D/Wベントの場合 現場運転員B及びCは、第1弁(D/W)を遠隔手動弁操作機構による操作で全開とし、格納容器フィルタベント系による格納容器ベント操作を開始する。</p> <p>⑭中央制御室運転員Aは、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントが開始されたことを、原子炉格納容器内の圧力指示値の低下、並びに第1ベントフィルタスクラバ容器圧力及びスクラバ容</p>	<p>【柏崎6/7】 ⑬の相違</p> <p>【東海第二】 ⑫の相違</p> <p>・体制の相違</p> <p>【東海第二】 ⑫の相違</p> <p>・体制の相違</p> <p>【東海第二】 ⑫の相違</p> <p>・体制の相違</p> <p>【東海第二】 ⑫の相違</p> <p>・体制の相違</p> <p>【東海第二】 ⑫の相違</p> <p>・運用の相違</p> <p>【柏崎6/7、東海第二】 ベント実施基準の相違</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎6/7】 島根2号炉は、第2弁を全開する</p> <p>・体制の相違</p> <p>【柏崎6/7】 ⑬の相違</p> <p>・設備の相違</p> <p>【東海第二】 島根2号炉は、ベントが開始されたことをス</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>直長は、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>による格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部に報告する。</p> <p>⑰<u>当直副長は、現場運転員に水素バイパスライン止め弁を全開するよう指示する。</u></p> <p>⑱<u>現場運転員C及びDは、水素バイパスライン止め弁の全開操作を実施する。</u></p> <p>⑲<u>中央制御室運転員A 及びB は、FCVS 制御盤にてフィルタ装置水位指示値を確認し、水位調整が必要な場合は当直副長に報告する。また、当直長は、フィルタ装置の水位調整を実施するよう緊急時対策本部に依頼する。</u></p> <p>⑳<u>中央制御室運転員A 及びB は、格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視が可能な場合は、一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側又はドライウェル側）を全閉するよう現場運転員に指示する。</u></p>	<p><u>フィルタ装置スクラビング水温度指示値の上昇により確認するとともに、フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）指示値の上昇を確認し、発電長に報告する。また、発電長は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことを災害対策本部長代理に報告する。</u></p> <p>⑭<u>運転員等は中央制御室にて、格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに原子炉格納容器内の圧力310kPa [gage] (1Pd) 未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認することにより、格納容器ベント停止判断をする。</u></p> <p>⑮<u>運転員等は原子炉建屋付属棟にて、遠隔人力操作機構により第一弁（S/C側又はD/W側）の全閉操作を実施する。</u></p>	<p>器温度指示値の上昇により確認するとともに、<u>第1ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）指示値の上昇により確認し、当直副長に報告する。また、当直長は、当直副長からの依頼に基づき、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑮<u>中央制御室運転員Aは、重大事故操作盤にて第1ベントフィルタスクラバ容器水位指示値を確認し、水位調整が必要な場合は当直副長に報告する。また、当直長は、当直副長からの依頼に基づき、第1ベントフィルタスクラバ容器の水位調整を実施するよう緊急時対策本部に依頼する。</u></p> <p>⑯<u>当直副長は、格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視が可能で、かつ可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに原子炉格納容器内の圧力 427kPa [gage] (1Pd) 未満、原子炉格納容器内の温度 171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認することにより、第1弁を全閉し、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントを停止するよう運転員に指示する。</u></p>	<p>クラバ容器圧力及びベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）で確認</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・体制の相違</li> <li>【東海第二】</li> <li>⑫の相違</li> <li>・設備の相違</li> <li>【柏崎 6/7】</li> <li>島根 2号炉は、水素バイパスラインに止め弁なし</li> <li>・体制の相違</li> <li>【柏崎 6/7】</li> <li>⑬の相違</li> <li>・記載方針の相違</li> <li>【東海第二】</li> <li>島根 2号炉は、原子炉格納容器ベント実施後のスクラバ容器水位の監視に関する手順を記載</li> <li>・体制の相違</li> <li>【柏崎 6/7】</li> <li>⑬の相違</li> <li>・記載方針の相違</li> <li>【柏崎 6/7, 東海第二】</li> <li>島根 2号炉は、原子炉格納容器ベント停止時の指揮・命令系統を記載</li> <li>・記載表現の相違</li> <li>【柏崎 6/7】</li> <li>島根 2号炉は、ベント停止に必要な各パラメータの基準値を記載</li> <li>・設備の相違</li> <li>【東海第二】</li> <li>島根 2号炉 (Mark-I</li> </ul>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>②①現場運転員C 及びD は、<u>遠隔手動弁操作設備により一次隔離弁 (サブプレッション・チェンバ側又はドライウエル側) の全閉操作を実施する。</u></p> <p>②②中央制御室運転員A及びBは、<u>一次隔離弁を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に回復する等、より安定的な状態になった場合は二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁を全閉するよう現場運転員に指示する。</u></p> <p>②③現場運転員C 及びD は、<u>遠隔手動弁操作設備により二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。</u></p> <p>iii. 操作の成立性 上記の操作は、<u>1 ユニット当たり中央制御室運転員2 名 (操作者及び確認者) 及び現場運転員4 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱開始まで約70 分で可能である。</u></p>	<p>iii) 操作の成立性 格納容器ベント準備開始を判断してから格納容器ベント準備完了までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・現場からの第一弁 (S/C側) 操作の場合 <u>現場対応を運転員等 (当直運転員) 3名にて作業を実施した場合、125分以内で可能である。</u></li> <li>・現場からの第一弁 (D/W側) 操作の場合 <u>現場対応を運転員等 (当直運転員) 3名にて作業を実施した場合、140分以内で可能である。</u></li> </ul> <p>格納容器ベント判断基準到達から格納容器ベント開</p>	<p>①⑦中央制御室運転員Aは、<u>第1弁の全閉操作を実施し、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントを停止する。</u></p> <p>①⑧当直副長は、<u>第1弁を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合は、第2弁又は第2弁バイパス弁を全閉するよう運転員に指示する。</u></p> <p>①⑨中央制御室運転員Aは、<u>第2弁又は第2弁バイパス弁の全閉操作を実施する。</u></p> <p>iii 操作の成立性 格納容器ベント準備開始を判断してから格納容器ベント準備完了までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・現場からの第2弁操作の場合 <u>中央制御室運転員1名、現場運転員2名及び緊急時対策要員2名にて作業を実施した場合、1時間20分以内で可能である。</u></li> </ul> <p><u>格納容器ベント判断基準到達から格納容器ベント開</u></p>	<p>改) と東海第二 (Mark-II) の最高使用圧力の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・設備の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、除熱機能が1系統回復した状態においては、ベント弁電源も復旧しているため、中央制御室からの遠隔操作にて一次隔離弁を全閉</li> <li>・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、原子炉格納容器ベント停止時の指揮・命令系統を記載 【東海第二】 島根 2号炉は、原子炉格納容器ベント停止後に更に安定した状態になった場合の手順を記載</li> <li>・体制及び運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ⑭の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、格納容器ベント準備とベント開始を分けて記載</li> <li>・設備の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、W/Wベ</li> </ul>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。</p> <p>遠隔手動弁操作設備の操作については、操作に必要な工具はなく通常の弁操作と同様であるため、容易に実施可能</p>	<p>始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。</p> <p>・現場操作（第二弁）遠隔操作不可の場合 現場対応を重大事故等対応要員3名にて作業を実施した場合、30分以内で可能である。</p> <p>【S/C側ベント】 サプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.5mに到達後、又は原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力（279kPa [gage]）以下に維持できない場合に、第一弁（S/C側）操作を現場にて実施した場合、125分以内で可能である。また、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達し、ドライウエル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage] (1Pd) に到達後、第二弁操作を現場にて実施した場合、30分以内で可能である。（総要員数：運転員等（当直運転員）3名、重大事故等対応要員3名、総所要時間：155分以内）</p> <p>【D/W側ベント】 サプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.5mに到達後、又は原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力（279kPa [gage]）以下に維持できない場合に、第一弁（D/W側）操作を現場にて実施した場合、140分以内で可能である。また、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達し、ドライウエル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage] (1Pd) に到達後、第二弁操作を現場にて実施した場合、30分以内で可能である。（総要員数：運転員等（当直運転員）3名、重大事故等対応要員3名、総所要時間：170分以内）</p> <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。</p> <p>遠隔人力操作機構については、速やかに操作ができるように、汎用電動工具（電動ドライバ）を操作場所</p>	<p>始までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。</p> <p>・現場からの第1弁（W/W）操作の場合 現場運転員2名にて作業を実施した場合、1時間30分以内で可能である。</p> <p>・現場からの第1弁（D/W）操作の場合 現場運転員2名にて作業を実施した場合、1時間30分以内で可能である。</p> <p>【W/Wベントの場合】 格納容器ベント移行条件到達後、第2弁操作を現場にて実施した場合、1時間20分以内で可能である。また、格納容器ベント基準到達後、第1弁（W/W）操作を現場にて実施した場合、1時間30分以内で可能である。（総要員数：中央制御室運転員1名、現場運転員2名、緊急時対策要員2名、総想定時間：2時間50分以内）</p> <p>【D/Wベントの場合】 格納容器ベント移行条件到達後、第2弁操作を現場にて実施した場合、1時間20分以内で可能である。また、格納容器ベント基準到達後、第1弁（D/W）操作を現場にて実施した場合、1時間30分以内で可能である。（総要員数：中央制御室運転員1名、現場運転員2名、緊急時対策要員2名、総想定時間：2時間50分以内）</p> <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。</p> <p>遠隔手動弁操作機構の操作については、操作に必要な工具はなく通常の弁操作と同様であるため、容易に</p>	<p>ントと D/W ベントにおける想定時間は同一</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>である。</p> <p>また、作業エリアにはバッテリー内蔵型LED 照明を配備しており、<u>建屋内常用照明消灯時における作業性を確保しているが、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行する。</u></p> <p>室温は通常運転時と同程度である。 (添付資料 1.5.3-1)</p> <p><u>(b) フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り</u></p> <p><u>格納容器ベント中に想定されるフィルタ装置の水位調整準備として、乾燥状態で保管されているドレン移送ポンプへ水張りを実施する。</u></p> <p><u>なお、操作手順については、「1.5.2.1(1)a.(c) フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り」の操作手順と同様である。</u></p> <p><u>(c) フィルタ装置水位調整 (水張り)</u></p> <p><u>フィルタ装置の水位が通常水位を下回り下限水位に到達する前に、フィルタ装置補給水ラインからフィルタ装置へ水張りを実施する。</u></p> <p>なお、操作手順については、「1.5.2.1(1)a.(d) フィルタ装置水位調整 (水張り)」の操作手順と同様である。</p>	<p><u>近傍に配備する。</u></p> <p>また、作業エリアには<u>蓄電池内蔵型照明</u>を配備しており、<u>建屋内常用照明消灯時における作業性を確保しているが、ヘッドライト及びLEDライトをバックアップとして携行する。</u></p> <p>(添付資料1.5.4)</p> <p><u>(b) フィルタ装置スクラビング水補給</u></p> <p><u>フィルタ装置の水位が待機時水位下限である2,530mmを下回り、下限水位である1,325mmに到達する前までに、西側淡水貯水設備、代替淡水貯槽又は淡水タンクを水源とした可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによりフィルタ装置へ水張りを実施する。</u></p> <p>なお、操作手順については、「1.5.2.1(1) a. (b) フィルタ装置スクラビング水補給」の操作手順と同様である。</p> <p><u>(e) フィルタ装置スクラビング水移送</u></p> <p><u>水の放射線分解により発生する水素がフィルタ装置内に蓄積することを防止するため、フィルタ装置スクラビング水をサプレッション・チェンバへ移送する。移送ポンプの電源は、常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置又は可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車から受電可能である。</u></p> <p><u>なお、操作手順については、「1.5.2.1(1) a. (e) フィルタ装置スクラビング水移送」の操作手順と同様である。</u></p>	<p>実施可能である。</p> <p>また、作業エリアには電源内蔵型照明を配備しており、<u>建物内常用照明消灯時における作業性を確保しているが、ヘッドライト及び懐中電灯を携行する。</u></p> <p><u>室温は通常運転時と同程度である。</u> (添付資料 1.5.4-2(2))</p> <p><u>(b) 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整(水張り)</u></p> <p><u>第1ベントフィルタスクラバ容器の水位が通常水位を下回り下限水位に到達する前に、<u>輪谷貯水槽(西1)及び輪谷貯水槽(西2)</u>を水源とした大量送水車により第1ベントフィルタスクラバ容器補給水ラインから第1ベントフィルタスクラバ容器へ水張りを実施する。</u></p> <p>なお、操作手順については、「1.5.2.1(2)a.(b) 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水張り)」の操作手順と同様である。</p>	<p>備考</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7】 ⑤の相違</p> <p>・運用、記載方針の相違 【東海第二】 島根 2号炉の水の放射線分解により発生する水素のフィルタ装置内への蓄積防止は、必要に応じて窒素ガスパージ((d) 格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ)を行うことで対応する。また、最終的なスクラビング水</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(d) <u>フィルタ装置水位調整 (水抜き)</u>  格納容器ベントにより原子炉格納容器内から排気されたガスが格納容器圧力逃がし装置の配管内及びフィルタ装置内で凝縮し、その凝縮水がフィルタ装置に溜まることでフィルタ装置の水位が上限水位に到達すると判断した場合、又はフィルタ装置金属フィルタの差圧が設計上限差圧に到達すると判断した場合はフィルタ装置機能維持のためフィルタ装置の排水を実施する。ドレン移送ポンプの電源は、<u>代替交流電源設備</u>から受電可能である。</p> <p>なお、操作手順については、「1.5.2.1(1)a. (e) <u>フィルタ装置水位調整 (水抜き)</u>」の操作手順と同様である。</p> <p>(e) <u>格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ</u>  格納容器ベント停止後において、<u>スクラバ水に貯留された放射性物質による水の放射線分解にて発生する水素ガス及び酸素ガスを排出する。</u>また、<u>フィルタ装置上流側の残留蒸気凝縮によりフィルタ装置上流側配管が負圧となることにより、スクラバ水が上流側配管に吸い上げられることを防止するため、格納容器圧力逃がし装置の窒素ガスによるパージを実施する。</u></p> <p>なお、操作手順については、「1.5.2.1(1)a. (f) <u>格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ</u>」の操作手順と同様である。</p>	<p>(d) <u>フィルタ装置内の不活性ガス (窒素) 置換</u>  格納容器ベントを実施した際には、原子炉格納容器内に含まれる非凝縮性ガスがフィルタ装置を経由して大気へ放出されることから、<u>フィルタ装置内での水素爆発を防止するため、可搬型窒素供給装置によりフィルタ装置内を不活性ガス (窒素) で置換する。</u></p> <p>なお、操作手順については、「1.5.2.1(1) a. (d) <u>フィルタ装置内の不活性ガス (窒素) 置換</u>」の操作手順と同様である。</p>	<p>(c) <u>第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水抜き)</u>  格納容器ベントにより原子炉格納容器内から排気されたガスが格納容器フィルタベント系の配管内及び第1ベントフィルタスクラバ容器内で凝縮し、その凝縮水が第1ベントフィルタスクラバ容器に溜まることで、第1ベントフィルタスクラバ容器の水位が上限水位に到達すると判断した場合は、<u>格納容器フィルタベント系機能維持のため第1ベントフィルタスクラバ容器の排水を実施する。</u></p> <p>ドレン移送ポンプ及び電動弁の電源は、<u>代替交流電源設備</u>から受電可能である。</p> <p>なお、操作手順については、「1.5.2.1(2)a. (c) <u>第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水抜き)</u>」の操作手順と同様である。</p> <p>(d) <u>格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ</u>  格納容器ベント停止後において、<u>スクラビング水に貯留された放射性物質による水の放射線分解にて発生する水素ガス及び酸素ガスを排出する。</u>また、<u>第1ベントフィルタスクラバ容器上流側の残留蒸気凝縮により第1ベントフィルタスクラバ容器上流側配管が負圧となることにより、スクラビング水が上流側配管に吸い上げられることを防止するため、格納容器フィルタベント系の窒素ガスによるパージを実施する。</u></p> <p>なお、操作手順については、「1.5.2.1(2)a. (d) <u>格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ</u>」の操作手順と同様である。</p>	<p>移送は、事故収束後に行う手順のため、記載不要と整理</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>運用の相違</li> <li>【東海第二】 島根2号炉は、スクラビング水の水位挙動評価により、事故発生後7日間はスクラバ容器水位調整 (水抜き) 不要なため、自主対策として整備</li> <li>設備の相違</li> <li>【柏崎6/7】 島根2号炉の金属フィルタは解析上閉塞しないことを確認しており、差圧計は設置不要</li> <li>設備の相違</li> <li>【柏崎6/7】 島根2号炉は、スクラバ容器水位調整 (水抜き) に電動弁を使用</li> <li>運用の相違</li> <li>【東海第二】 島根2号炉は、格納容器ベント時の系統内の水素爆発防止は、系統待機中に窒素ガス置換にて実施している。格納容器ベント実施後の系統内の水素爆発等の防止として、窒素ガスパージの手順を整備</li> </ul>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>(f) フィルタ装置スクラバ水pH調整</u></p> <p>フィルタ装置水位調整（水抜き）によりスクラバ水に含まれる薬液が排出されることでスクラバ水のpHは規定値よりも低くなることを防止するため薬液を補給する。</p> <p>なお、操作手順については、「1.5.2.1(1)a. (g) フィルタ装置スクラバ水pH調整」の操作手順と同様である。</p> <p><u>(g) ドレン移送ライン窒素ガスパージ</u></p> <p>フィルタ装置水位調整（水抜き）後、フィルタ装置排水ラインの水の放射線分解により発生する水素ガスの蓄積を防止するため、窒素ガスによるパージを実施し、排水ラインの残留水をサブプレッション・チェンバに排水する。</p> <p>なお、操作手順については、「1.5.2.1(1)a. (h) ドレン移送ライン窒素ガスパージ」の操作手順と同様である。</p> <p><u>(h) ドレントンク水抜き</u></p> <p>ドレントンクが水位高に到達した場合は、よう素フィルタの機能維持のため排水を実施する。ドレン移送ポンプの電源は、代替交流電源設備から受電可能である。</p> <p>なお、操作手順については、「1.5.2.1(1)a. (i) ドレントンク水抜き」の操作手順と同様である。</p>	<p><u>(c) 原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換</u></p> <p>格納容器ベント停止後における水の放射線分解によって発生する可燃性ガス濃度の上昇を抑制、及び原子炉格納容器の負圧破損を防止するため、可搬型窒素供給装置により原子炉格納容器内を不活性ガス（窒素）で置換す</p>	<p><u>(e) 第1ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水pH調整</u></p> <p>第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）によりスクラビング水に含まれる薬液が排水されることでスクラビング水のpH値が規定値よりも低くなることを防止するため薬液を補給する。</p> <p>ドレン移送ポンプ及び電動弁の電源は、代替交流電源設備から受電可能である。</p> <p>なお、操作手順については、「1.5.2.1(2)a. (e) 第1ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水pH調整」の操作手順と同様である。</p> <p><u>b. 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給</u></p> <p>中長期的に原子炉格納容器内の水蒸気凝縮による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、可搬式窒素供給装置により原子炉格納容器へ窒素ガスを供給する。</p>	<p>・運用の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、待機時に十分な量の薬液を保有しており、格納容器ベント後においてもアルカリ性を維持可能であるが、スクラビング水の排水に併せて、薬液を補給</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、薬液補給後に均一化のため、循環運転を行うため、ポンプ・電動弁の受電を実施</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>⑦の相違</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>⑧の相違</p> <p>・記載表現の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、全交流動力電源喪失時の格納容器への窒素ガス供給について記載</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>b. <u>耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)</u></p> <p>残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、耐圧強化ベント系により最終ヒートシンク ( 大気 ) へ熱を輸送する。</p> <p>また、格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視が可能な場合は、<u>一次隔離弁を全閉し、格納容器ベントを停止することを基本として、その他の要因を考慮した上で総合的に判断し、適切に対応する。</u>なお、<u>二次隔離弁</u>については、一次隔離弁を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合に全閉する。</p> <p>全交流動力電源喪失時は、現場手動にて系統構成を行うとともに<u>原子炉建屋原子炉区域の系統構成は事前に着手する。</u></p> <p>(a) <u>耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)</u></p> <p>i. <u>手順着手の判断基準</u>  <u>[原子炉建屋原子炉区域の系統構成]</u>  <u>全交流動力電源喪失時に、早期の電源復旧が見込めない場合。</u>  <u>[格納容器ベント準備]</u>  炉心損傷*<sup>1</sup>前において、原子炉格納容器内の冷却を実施</p>	<p><u>る。</u></p> <p>なお、操作手順については、<u>[1.5.2.1(1) a. (c) 原子炉格納容器内の不活性ガス (窒素) 置換]</u>の操作手順と同様である。</p> <p>b. <u>耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)</u></p> <p>残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、耐圧強化ベント系により最終ヒートシンク (大気) へ熱を輸送する。</p> <p>また、格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能と判断した場合、並びに原子炉格納容器内の圧力310kPa [gage] (1Pd) 未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合は、<u>第一弁を全閉し、格納容器ベントを停止することを基本として、その他の要因を考慮した上で総合的に判断し、適切に対応する。</u>なお、<u>耐圧強化ベント系二次隔離弁</u>については、<u>第一弁を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合に全閉する。</u></p> <p>全交流動力電源喪失時に、<u>早期の電源復旧が見込めない</u>場合は、現場手動にて系統構成を行う。</p> <p>(a) <u>耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)</u></p> <p>i. <u>手順着手の判断基準</u>  炉心損傷*<sup>1</sup>前において、全交流動力電源喪失時に外</p>	<p>なお、操作手順については、<u>[1.5.2.1(2) b. 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給]</u>の操作手順と同様である。</p> <p>c. <u>耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)</u></p> <p>残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、<u>耐圧強化ベントライン</u>により最終ヒートシンク (大気) へ熱を輸送する。</p> <p>また、格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、<u>可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに原子炉格納容器内の圧力427kPa [gage] (1Pd) 未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素・酸素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合は、<u>第1弁を全閉し、格納容器ベントを停止することを基本として、その他の要因を考慮した上で総合的に判断し、適切に対応する。</u>なお、<u>第2弁又は第2弁バイパス弁は、第1弁を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合に全閉する。</u></u></p> <p>全交流動力電源喪失時は、現場手動にて系統構成を行う。</p> <p>(a) <u>耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)</u></p> <p>i. <u>手順着手の判断基準</u>  炉心損傷*<sup>1</sup>前において、全交流動力電源喪失時に、早</p>	<p>・記載表現の相違  【柏崎 6/7】  島根 2号炉は、ベント停止に必要な各パラメータの基準値を記載</p> <p>・設備の相違  【東海第二】  島根 2号炉 (Mark-I 改) と東海第二 (Mark-II) の最高使用圧力の相違</p> <p>・運用の相違  【柏崎 6/7】  島根 2号炉は、管理区域内での系統構成不要</p> <p>・運用の相違  【柏崎 6/7】  島根 2号炉は、管理区域内での系統構成不要</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力 (279kPa[gage]) 以下に維持できない場合で、<u>格納容器圧力逃がし装置が機能喪失</u>*<sup>2</sup> した場合。</p> <p>※1:「<u>炉心損傷</u>」は、<u>格納容器内雰囲気放射線レベル</u>(CAMS) 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、又は<u>格納容器内雰囲気放射線レベル</u>(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:「<u>格納容器圧力逃がし装置が機能喪失</u>」とは、設備に故障が発生した場合。</p> <p>ii) <u>操作手順</u>  <u>耐圧強化ベント系</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.5.3 図に、概要図を第1.5.29 図に、タイムチャートを第1.5.30 図及び第1.5.31 図に示す。  [W/W ベントの場合 (D/W ベントの場合、手順⑩ 以外は同様) ]</p> <p>①当直副長は、<u>手順着手の判断基準に基づき、原子炉建屋原子炉区域の系統構成を現場運転員に指示する。</u></p> <p>②現場運転員E 及びF は、<u>非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁及び非常用ガス処理系出口U シール隔離弁の全閉操作を実施する。</u></p> <p>③当直副長は、<u>手順着手の判断基準に基づき、原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限 (ベントライン-1m) 以下であることを確認し、耐圧強化ベント系によるW/W 側からの格納容器ベントの準備を開始するよう運転員に指示する (原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限を越えている場</u></p>	<p><u>部水源による原子炉格納容器内の冷却により、サプレッション・プール水位が上昇し、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.5mに到達した場合に格納容器圧力逃がし装置が機能喪失</u>*<sup>2</sup> した場合、又は原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力 (279kPa [gage]) 以下に維持できない場合に、<u>格納容器圧力逃がし装置が機能喪失</u>した場合。</p> <p>※1: <u>格納容器雰囲気放射線モニタでドライウェル又はサプレッション・チェンバ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倍以上となった場合、又は格納容器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。</u></p> <p>※2:「<u>格納容器圧力逃がし装置が機能喪失</u>」とは、設備に故障が発生した場合。</p> <p>ii) <u>操作手順</u>  <u>耐圧強化ベント系</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱手順の概要は以下のとおり。手順対応フローを第1.5-2図に、概要図を第1.5-18図に、タイムチャートを第1.5-19図に示す。  【<u>S/C側ベントの場合 (D/W側ベントの場合、手順⑥以外は同様。)</u>】</p> <p>①発電長は、<u>手順着手の判断基準に基づき、耐圧強化ベント系によるS/C側からの格納容器ベントの準備を開始するよう運転員等に指示する (S/C側からの格納容器ベントができない場合は、D/W側からの格納容器ベントの準備を開始するよう指示する。)</u></p>	<p>期の電源復旧が見込めず、原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力 (245kPa[gage]) 以下に維持できない場合で、<u>格納容器フィルタベント系が機能喪失</u>*<sup>2</sup> した場合。</p> <p>※1: <u>格納容器雰囲気放射線モニタ (CAMS) 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、又は格納容器雰囲気放射線モニタ (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。</u></p> <p>※2:「<u>格納容器フィルタベント系が機能喪失</u>」とは、設備に故障が発生した場合。</p> <p>ii) <u>操作手順</u>  <u>耐圧強化ベントライン</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.5-2図に、概要図を第1.5-32図に、タイムチャートを第1.5-33図及び第1.5-34図に示す。  [W/Wベントの場合 (D/Wベントの場合、手順⑩ 以外は同様)]</p> <p>①当直副長は、<u>手順着手の判断基準に基づき、耐圧強化ベントラインによるW/W側からの格納容器ベント準備を開始するよう運転員に指示する (W/W側からの格納容器ベントができない場合は、D/W側からの格納容器ベントの準備を開始するよう指示する)。</u></p>	<p>・運用の相違  【東海第二】  ベント準備実施基準の相違</p> <p>・運用の相違  【東海第二】  島根2号炉は、10 倍を超えた場合を炉心損傷の判断としているが、東海第二では10 倍を含めて損傷と判断しているため、「以上」としている</p> <p>・運用の相違  【柏崎6/7】  島根2号炉は、管理区域内での系統構成不要</p> <p>・体制の相違  【東海第二】  ⑫の相違</p> <p>・設備の相違  【柏崎6/7】  ベント準備実施基準の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>合はD/W 側からの格納容器ベントの準備を開始するよう指示する)。</p> <p>④当直長は、当直副長からの依頼に基づき、<u>耐圧強化ベント系</u>による除熱準備開始を緊急時対策本部に報告する。</p> <p>⑤<u>中央制御室運転員A 及びB</u> は、<u>耐圧強化ベント系</u>による格納容器ベントに必要な監視計器の電源が確保されていることを<u>状態表示</u>にて確認する。</p> <p>⑥<u>中央制御室運転員A 及びB</u> は、格納容器ベント前の系統構成として<u>非常用ガス処理系第二隔離弁及び換気空調系第二隔離弁</u>の全閉を確認する。</p> <p>⑦<u>現場運転員E 及びF</u> は、<u>格納容器ベント前の系統構成として、非常用ガス処理系第一隔離弁、換気空調系第一隔離弁</u>の全閉を確認する。</p> <p>⑧現場運転員C 及びD は、格納容器ベント前の系統構成として、<u>フィルタ装置入口弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全閉とする。また、遠隔手動弁操作設備による操作以外の手段として、直流電源が健全である場合は、フィルタ装置入口弁の駆動空気を確保し、フィルタ装置入口弁を中央制御室の操作により全閉する手段がある。更にフィルタ装置入口弁逆操作空気排気側止め弁を全閉、フィルタ装置入口弁操作空気ポンベ出口弁及びフィルタ装置入口弁操作空気排気側止め弁を全開することで電磁弁排気ポートへ駆動空気を供給し、フィルタ装置入口弁を全閉する手段がある。</u></p> <p>⑨現場運転員C 及びD は、<u>耐圧強化ベント弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とする。また、遠隔手動弁操作設備による操作以外の手段として、直流電源が健全である場合は、耐圧強化ベント弁の駆動空気を確保し、耐圧強化ベント弁を中央制御室の操作により全</u></p>	<p>②発電長は、<u>耐圧強化ベント系</u>による除熱準備開始を<u>災害対策本部長代理</u>に報告する。</p> <p>③運転員等は中央制御室にて、<u>耐圧強化ベント系</u>による格納容器ベントに必要な監視計器の電源が確保されていることを確認する。</p> <p>④運転員等は中央制御室にて、<u>格納容器ベント前の系統構成として、非常用ガス処理系排風機 (A) 及び (B) の操作スイッチ隔離操作、並びに原子炉建屋ガス処理系一次隔離弁、換気空調系一次隔離弁、原子炉建屋ガス処理系二次隔離弁及び換気空調系二次隔離弁</u>の全閉を確認する。</p> <p>⑤運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、<u>格納容器ベント前の系統構成として、非常用ガス処理系フィルタトレイン (A) 出口弁及び非常用ガス処理系フィルタトレイン (B) 出口弁の全閉操作を実施する。</u></p>	<p>②当直長は、<u>当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に耐圧強化ベントライン</u>による除熱準備開始を報告する。</p> <p>③<u>中央制御室運転員A</u>は、<u>耐圧強化ベントライン</u>による格納容器ベントに必要な監視計器の電源が確保されていることを確認する。</p> <p>④<u>中央制御室運転員A</u>は、格納容器ベント前の系統構成として、<u>SGT NGC連絡ライン隔離弁、SGT NGC連絡ライン隔離弁後弁、NGC常用空調換気入口隔離弁、NGC常用空調換気入口隔離弁後弁</u>の全閉を確認する。</p> <p>⑤現場運転員B 及びCは、格納容器ベント前の系統構成として、<u>第3弁を遠隔手動弁操作機構による操作で全閉とする。</u></p> <p>⑥現場運転員D 及びEは、格納容器ベント前の系統構成として、<u>A-SGT出口弁及びB-SGT出口弁の全閉確認並びにSGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁の全開操作を実施する。</u>  <u>なお、全交流動力電源喪失前に非常用ガス処理系が運</u></p>	<p>・体制の相違 【東海第二】 ⑫の相違</p> <p>・体制の相違 【柏崎 6/7】 ⑬の相違</p> <p>・体制の相違 【柏崎 6/7】 ⑬の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、ベント前の系統構成として、他系統との隔離弁(1次隔離弁および2次隔離弁)の全閉を確認</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉の操作対象弁は空気ポンベによる電磁弁操作のみ</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>開する手段がある。更に耐圧強化ベント弁逆操作空気排気側止め弁を全閉，耐圧強化ベント弁操作空気ポンベ出口弁及び耐圧強化ベント弁操作空気排気側止め弁を全開することで電磁弁排気ポートへ駆動空気を供給し，耐圧強化ベント弁を全開する手段がある。</u></p> <p>⑩<sup>a</sup> W/W ベントの場合  <u>現場運転員C 及びD は，一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とする。また，遠隔手動弁操作設備による操作以外の手段として，直流電源が健全である場合は，一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）操作空気供給弁を現場で手動開し，一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）を中央制御室の操作にて全開する手段がある。更に一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）逆操作空気排気側止め弁を全閉，一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）操作空気供給弁及び一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）操作空気排気側止め弁を全開することで電磁弁排気ポートへ駆動空気を供給し，一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）を全開する手段がある。</u></p> <p>⑩<sup>b</sup> D/W ベントの場合  <u>現場運転員C 及びD は，一次隔離弁（ドライウエル側）を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とする。また，遠隔手動弁操作設備による操作以外の手段として，直流電源が健全である場合は，一次隔離弁（ドライウエル側）操作空気供給弁を現場で手動開し，一次隔離弁（ドライウエル側）を中央制御室の操作にて全開する手段がある。更に一次隔離弁（ドライウエル側）逆操作空気排気側止め弁を全閉，一次隔離弁（ドライウエル側）操作空気供給弁及び一次隔離弁（ド</u></p>	<p>⑥<sup>a</sup> S / C側ベントの場合  <u>運転員等は原子炉建屋付属棟にて，第一弁（S / C側）を遠隔人力操作機構による操作で全開とする。</u></p> <p>⑥<sup>b</sup> D / W側ベントの場合  <u>第一弁（S / C側）が開できない場合は，運転員等は原子炉建屋付属棟にて，第一弁（D / W側）を遠隔人力操作機構による操作で全開とする。</u></p>	<p>転していた場合は，A-SGT出口弁及びB-SGT出口弁を現場にて手動で全閉操作を実施する。</p> <p>⑦現場運転員B及びCは，格納容器ベント前の系統構成として，SGT耐圧強化ベントライン止め弁操作電磁弁排気止め弁の全閉操作及びSGT耐圧強化ベントライン止め弁操作バイパスライン空気供給弁の全開操作を実施し，SGT耐圧強化ベントライン止め弁を全開する。また，直流電源が健全である場合は，SGT耐圧強化ベントライン止め弁操作空気供給弁を現場で手動開し，SGT耐圧強化ベントライン止め弁を中央制御室の操作にて全開する手段がある。</p> <p>⑧中央制御室運転員Aは，SGT耐圧強化ベントライン止め弁の全開確認を実施する。</p> <p>⑨現場運転員B及びCは，格納容器ベント前の系統構成として，第2弁を遠隔手動弁操作機構による操作で全開とする。第2弁の開操作ができない場合は，第2弁バイパス弁を遠隔手動弁操作機構にて全開とする。</p>	<p>備考</p> <p>・設備の相違  <b>【柏崎 6/7】</b>  島根 2号炉の操作対象弁は空気ポンベによる電磁弁操作のみ</p> <p>・設備の相違  <b>【柏崎 6/7】</b>  島根 2号炉の操作対象弁は空気ポンベによる電磁弁操作のみ</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>ライウエル側) 操作用空気排気側止め弁を全開すること</u>で電磁弁排気ポートへ駆動空気を供給し、<u>一次隔離弁 ( サプレッション・チェンバ側) を全開する手段がある。</u></p> <p>⑪中央制御室運転員A 及びB は、<u>耐圧強化ベント系</u>による格納容器ベント準備完了を当直副長に報告する。</p> <p>⑫当直長は、当直副長からの依頼に基づき、<u>耐圧強化ベント系</u>による格納容器ベントの準備完了を緊急時対策本部に報告する。</p> <p>⑬当直副長は、原子炉格納容器内の圧力に関する情報収集を適宜行い、当直長に報告する。また、当直長は、原子炉格納容器内の圧力に関する情報を、緊急時対策本部に報告する。</p> <p>⑭当直長は、当直副長からの依頼に基づき、<u>耐圧強化ベント系</u>による格納容器ベント開始を緊急時対策本部に報告する。</p> <p>⑮当直副長は、格納容器ベント開始圧力 (310kPa[gage]) に到達する時間、弁操作に必要な時間、原子炉格納容器内の圧力上昇率を考慮し、運転員に<u>耐圧強化ベント系</u>による格納容器ベント開始を指示する。</p> <p>⑯現場運転員C 及びD は、<u>二次隔離弁を遠隔手動弁操作設備にて調整開 (流路面積約70%開)</u>とし、<u>耐圧強化ベント系</u>による格納容器ベントを開始する。<u>二次隔離弁の開操作ができない場合は、二次隔離弁バイパス弁を遠隔手動弁操作設備にて調整開 (流路面積約70%開)</u>とし、<u>耐圧強化ベント系</u>による格納容器ベントを開始する。なお、原子炉格納容器内の圧力に低下傾向が確認されなかった場合は、<u>二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の増開操作を実施する。</u></p> <p>⑰中央制御室運転員A 及びB は、<u>耐圧強化ベント系</u>によ</p>	<p>⑦運転員等は、<u>耐圧強化ベント系</u>による格納容器ベント準備完了を<u>発電長</u>に報告する。</p> <p>⑧発電長は、<u>耐圧強化ベント系</u>による格納容器ベントの準備完了を<u>災害対策本部長代理</u>に報告する。</p> <p>⑨発電長は、<u>格納容器ベント判断基準であるサプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達した後、ドライウエル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage] (1Pd) に到達したことを確認し、耐圧強化ベント系による格納容器ベント開始を災害対策本部長代理に報告する。</u></p> <p>⑩発電長は、<u>運転員等に耐圧強化ベント系</u>による格納容器ベント開始を指示する。</p> <p>⑪運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、<u>耐圧強化ベント系一次隔離弁及び耐圧強化ベント系二次隔離弁を電動弁ハンドル操作にて全開とし、耐圧強化ベント系による格納容器ベントを開始する。</u></p> <p>⑫運転員等は中央制御室にて、<u>耐圧強化ベント系</u>に</p>	<p>⑩中央制御室運転員Aは、<u>耐圧強化ベントライン</u>による格納容器ベント準備完了を<u>当直副長</u>に報告する。</p> <p>⑪当直長は、<u>当直副長からの依頼に基づき、耐圧強化ベントライン</u>による格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部に報告する。</p> <p>⑫当直副長は、原子炉格納容器内の圧力及び水位に関する情報収集を適宜行い、<u>当直長に報告する。また、当直長は、原子炉格納容器内の圧力及び水位に関する情報を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑬当直長は、<u>当直副長からの依頼に基づき、耐圧強化ベントライン</u>による格納容器ベントの開始を緊急時対策本部に報告する。</p> <p>⑭当直副長は、<u>以下のいずれかの条件に到達したことを確認し、運転員に耐圧強化ベントライン</u>による格納容器ベント開始を指示する。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>原子炉格納容器内の圧力が 384kPa[gage]に到達した場合において、外部水源を用いた原子炉格納容器スプレイが実施できない場合。</u></li> <li>・<u>外部水源を用いた原子炉格納容器内へのスプレイを実施中に、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+約 1.3m に到達した場合。</u></li> </ul> <p>⑮<sup>a</sup> W/Wベントの場合 現場運転員B 及びCは、<u>第1 弁 (W/W) を遠隔手動弁操作機構</u>による操作で全開とし、<u>耐圧強化ベントライン</u>による格納容器ベント操作を開始する。</p> <p>⑮<sup>b</sup> D/Wベントの場合 現場運転員B 及びCは、<u>第1 弁 (D/W) を遠隔手動弁操作機構</u>による操作で全開とし、<u>耐圧強化ベントライン</u>による格納容器ベント操作を開始する。</p> <p>⑯中央制御室運転員Aは、<u>耐圧強化ベントライン</u>による</p>	<p>・体制の相違 【東海第二】 ⑫の相違</p> <p>・体制の相違 【東海第二】 ⑫の相違</p> <p>・体制の相違 【東海第二】 ⑫の相違</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ベント実施基準の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、第2 弁を全開する</p> <p>・体制の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>る格納容器ベントが開始されたことを格納容器内圧力指示値の低下により確認し、当直副長に報告する。また、当直長は、<u>耐圧強化ベント系</u>による格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部に報告する。</p> <p>⑱当直副長は、<u>現場運転員に水素バイパスライン止め弁を全開するよう指示する。</u></p> <p>⑲現場運転員C及びDは、<u>水素バイパスライン止め弁の全開操作を実施する。</u></p> <p>⑳中央制御室運転員A 及びB は、格納容器ベント開始後、<u>残留熱除去系又は代替循環冷却系</u>による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、原子炉格納容器内の水素及び酸素濃度の監視が可能な場合は、<u>一次隔離弁 (サブプレッション・チェンバ側又はドライウエル側)</u>を全閉するよう現場運転員に指示する。</p> <p>㉑現場運転員C 及びD は、<u>遠隔手動弁操作設備により一次隔離弁 ( サブプレッション・チェンバ側又はドライウエル側)</u> の全閉操作を実施する。</p> <p>㉒中央制御室運転員A及びBは、<u>一次隔離弁を全閉後</u>、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合は、<u>二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁を全閉するよう現場運転員に指示</u></p>	<p>よる格納容器ベントが開始されたことを<u>ドライウエル圧力及びサブプレッション・チェンバ圧力指示値の低下</u>、並びに<u>耐圧強化ベント系放射線モニタ指示値の上昇</u>により確認し、<u>発電長</u>に報告する。また、<u>発電長</u>は、<u>耐圧強化ベント系</u>による格納容器ベントが開始されたことを<u>災害対策本部長代理</u>に報告する。</p> <p>⑬運転員等は中央制御室にて、<u>格納容器ベント開始後</u>、<u>残留熱除去系又は代替循環冷却系</u>による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに運転員等に原子炉格納容器内の圧力310kPa [gage] (1Pd) 未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認することにより、<u>格納容器ベント停止判断</u>をする。</p> <p>⑭運転員等は原子炉建屋付属棟にて、<u>遠隔人力操作機構により第一弁 (S / C側又はD / W側)</u> の全閉操作を実施する。</p>	<p>格納容器ベントが開始されたことを、<u>原子炉格納容器内の圧力指示値の低下</u>、並びに<u>非常用ガス処理系モニタ (高レンジ・低レンジ)</u> 指示値の上昇により確認し、<u>当直副長</u>に報告する。また、<u>当直長</u>は、<u>当直副長からの依頼に基づき</u>、<u>耐圧強化ベントライン</u>による格納容器ベントが開始されたことを<u>緊急時対策本部</u>に報告する。</p> <p>⑰当直副長は、格納容器ベント開始後、<u>残留熱除去系又は残留熱代替除去系</u>による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、<u>原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視が可能で、かつ可燃性ガス濃度制御系</u>による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、<u>並びに原子炉格納容器内の圧力427kPa [gage] (1Pd) 未満</u>、<u>原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認することにより</u>、<u>第1弁を全閉するよう運転員に指示する。</u></p> <p>⑱中央制御室運転員Aは、<u>第1弁の全閉操作</u>を実施する。</p> <p>⑲当直副長は、<u>第1弁を全閉後</u>、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合は、<u>第2弁又は第2弁バイパス弁を全閉するよう運転員に指示する。</u></p>	<p>【柏崎6/7】 ⑬の相違</p> <p>・体制の相違 【東海第二】 ⑫の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、水素バイパスラインに止め弁なし</p> <p>・体制の相違 【柏崎6/7】 ⑬の相違</p> <p>・記載方針の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、原子炉格納容器ベント停止時の指揮・命令系統を記載</p> <p>・記載表現の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、ベント停止に必要な各パラメータの基準値を記載</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 島根2号炉 (Mark-I 改) と東海第二 (Mark-II) の最高使用圧力の相違</p> <p>・体制の相違 【柏崎6/7】 ⑬の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、除熱機能が1系統回復した状</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>する。</p> <p>⑳現場運転員C 及びD は、<u>遠隔手動弁操作設備により二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。</u></p> <p>iii. 操作の成立性</p> <p><u>上記の操作は、1 ユニット当たり中央制御室運転員2 名(操作者及び確認者) 及び現場運転員4 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱開始まで約135 分以内で可能である。</u></p>	<p>iii) 操作の成立性</p> <p>格納容器ベント準備を判断してから格納容器ベント準備完了までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・現場からの第一弁 (S / C側) 操作の場合</li> </ul> <p><u>現場対応を運転員等 (当直運転員) 3名にて作業を実施した場合、125分以内で可能である。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・現場からの第一弁 (D / W側) 操作の場合</li> </ul> <p><u>現場対応を運転員等 (当直運転員) 3名にて作業を実施した場合、140分以内で可能である。</u></p> <p>格納容器ベント基準到達から格納容器ベント開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・現場からの耐圧強化ベント系一次隔離弁及び耐圧強化ベント系二次隔離弁操作の場合</li> </ul> <p><u>現場対応を重大事故等対応要員3名にて作業を実施した場合、12分以内で可能である。</u></p>	<p>⑳中央制御室運転員Aは、<u>第2弁又は第2弁バイパス弁の全閉操作を実施する。</u></p> <p>iii 操作の成立性</p> <p>格納容器ベント準備開始を判断してから格納容器ベント準備完了までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・現場からの第3弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁及び第2弁操作の場合</li> </ul> <p><u>中央制御室運転員1名及び現場運転員4名にて作業を実施した場合、2時間30分以内で可能である。</u></p> <p>格納容器ベント基準到達から格納容器ベント開始までの必要な要員及び想定時間は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・現場からの第1弁 (W / W) 操作の場合</li> </ul> <p><u>現場運転員2名にて作業を実施した場合、1時間30分以内で可能である。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・現場からの第1弁 (D / W) 操作の場合</li> </ul> <p><u>現場運転員2名にて作業した場合、1時間30分以内で可能である。</u></p>	<p>態においては、ベント弁電源も復旧しているため、中央制御室からの遠隔操作にて一次隔離弁を全閉</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・記載方針の相違</li> </ul> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は、原子炉格納容器ベント停止時の指揮・命令系統を記載</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、原子炉格納容器ベント停止後に更に安定した状態になった場合の手順を記載</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・体制及び運用の相違</li> </ul> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>⑭の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は、格納容器ベント準備とベント開始を分けて記載</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・設備の相違</li> </ul> <p>【東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、W/W ベントと D/W ベントにおける想定時間は同一</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。</p> <p>(添付資料1.5.3- 10)</p>	<p><b>【S/Cベントの場合】</b>  <u>サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.5mに到達後、又は原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力(279kPa [gage])以下に維持できない場合に、第一弁(S/C側)操作を現場にて実施した場合、125分以内で可能である。また、サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達し、ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage] (1Pd)に到達後、耐圧強化ベント系一次隔離弁及び耐圧強化ベント系二次隔離弁の操作を現場にて実施した場合、12分以内で可能である。(総要員数:運転員等3名,重大事故等対応要員3名,総所要時間:137分以内)</u></p> <p><b>【D/Wベントの場合】</b>  <u>サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.5mに到達後、又は原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力(279kPa [gage])以下に維持できない場合に、第一弁(D/W側)操作を現場にて実施した場合、140分以内で可能である。また、サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達し、ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage] (1Pd)に到達後、耐圧強化ベント系一次隔離弁及び耐圧強化ベント系二次隔離弁の操作を現場にて実施した場合、12分以内で可能である。(総要員数:運転員等3名,重大事故等対応要員3名,総所要時間:152分以内)</u></p> <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。</p> <p>室温は通常運転時と同程度である。</p> <p>(添付資料1.5.4)</p>	<p><b>【W/Wベントの場合】</b>  <u>格納容器ベント移行条件到達後、第3弁,SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁,SGT耐圧強化ベントライン止め弁及び第2弁操作を現場にて実施した場合、2時間30分以内で可能である。また、格納容器ベント基準到達後、第1弁(W/W)操作を現場にて実施した場合、1時間30分以内で可能である。(総要員数:中央制御室運転員1名,現場運転員4名,総想定時間:4時間以内)</u></p> <p><b>【D/Wベントの場合】</b>  <u>格納容器ベント移行条件到達後、第3弁,SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁,SGT耐圧強化ベントライン止め弁及び第2弁操作を現場にて実施した場合、2時間30分以内で可能である。また、格納容器ベント基準到達後、第1弁(D/W)操作を現場にて実施した場合、1時間30分以内で可能である。(総要員数:中央制御室運転員1名,現場運転員4名,総想定時間:4時間以内)</u></p> <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。</p> <p><u>遠隔手動弁操作機構の操作については、操作に必要な工具はなく通常の弁操作と同様であるため、容易に実施可能である。</u></p> <p><u>また、作業エリアには電源内蔵型照明を配備しており、建物内常用照明消灯時における作業性を確保しているが、ヘッドライト及び懐中電灯を携行する。</u></p> <p>室温は通常運転時と同程度である。</p> <p>(添付資料1.5.4-4(2))</p> <p>(b) <u>耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージ</u></p>	<p>・設備の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(3) 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.5.37図に示す。</p> <p>残留熱除去系が機能喪失した場合は、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の除熱を実施する。<u>格納容器圧力逃がし装置</u>が機能喪失した場合は<u>耐圧強化ベント系</u>により原子炉格納容器内の除熱を実施する。</p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置</u>及び<u>耐圧強化ベント系</u>による格納容器ベントは、弁の駆動電源及び空気源がない場合、現場での手動操作を行う。</p> <p>なお、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>及び<u>耐圧強化ベント系</u>を用いて、格納容器ベントを実施する際には、スクラビングによる放射性物質の排出抑制を期待できるW/Wを経由する経路を第一優先とする。W/Wベントラインが水没等の理由で使用できない場合は、D/Wを経由して<u>フィルタ装置</u>を通る経路を第二優先とする。</p>	<p>(3) 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.5-26図に示す。</p> <p>残留熱除去系が機能喪失した場合は、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱を実施する。<u>格納容器圧力逃がし装置</u>が機能喪失した場合は<u>耐圧強化ベント系</u>により原子炉格納容器内の減圧及び除熱を実施する。</p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置</u>及び<u>耐圧強化ベント系</u>による格納容器ベントは、弁の駆動電源及び空気源がない場合、現場での手動操作を行う。</p> <p>なお、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>又は<u>耐圧強化ベント系</u>を用いて、格納容器ベントを実施する際には、スクラビングによる放射性物質の排出抑制を期待できるS/C側ベントを第一優先とする。S/C側ベントラインが水没等の理由で使用できない場合は、D/Wを経由して<u>フィルタ装置</u>を通る経路を第二優先とする。</p>	<p><u>格納容器ベント停止後において、耐圧強化ベントラインに水素ガスが滞留しないよう、耐圧強化ベントラインの窒素ガスによるパージを実施する。</u></p> <p><u>なお、操作手順については、「1.5.2.1(2)c.(b) 耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージ」の操作手順と同様である。</u></p> <p>(4) 重大事故等発生時の対応手段の選択</p> <p>重大事故等が発生した場合の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.5-41図に示す。</p> <p><u>残留熱除去系の機能喪失時において、原子炉補機代替冷却系の設置が完了し、残留熱代替除去系が起動できる場合は、残留熱代替除去系による原子炉格納容器への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイを実施する。</u></p> <p><u>残留熱代替除去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を実施する際の接続口の選択は、緊急時対策要員による操作対象弁が少ないものを優先して使用する。優先順位は以下のとおり。</u></p> <p><u>優先①：原子炉建物南側接続口を使用した補機冷却水確保 (操作対象弁2弁)</u></p> <p><u>優先②：原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保 (操作対象弁4弁)</u></p> <p>残留熱代替除去系による原子炉格納容器の除熱ができない場合は、<u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器内の除熱を実施する。<u>格納容器フィルタベント系</u>が機能喪失した場合は<u>耐圧強化ベントライン</u>による原子炉格納容器内の除熱を実施する。</p> <p><u>格納容器フィルタベント系及び耐圧強化ベントライン</u>による格納容器ベントは、弁の駆動電源及び空気源がない場合、現場での手動操作を行う。</p> <p>なお、<u>格納容器フィルタベント系</u>又は<u>耐圧強化ベントライン</u>を用いて、格納容器ベントを実施する際には、スクラビングによる放射性物質の排出抑制を期待できるW/Wを経由する経路を第一優先とする。W/Wベントラインが水没等の理由で使用できない場合は、D/Wを経由する経路を第二優先とする。</p>	<p>【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、耐圧強化ベントラインの窒素ガスパージの手順を整備</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 ①の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順</p> <p>(1) 最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送</p> <p>a. <u>代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保</u></p> <p>原子炉補機冷却系の機能が喪失した場合、残留熱除去系を使用した発電用原子炉からの除熱、原子炉格納容器内の除熱及び使用済燃料プールの除熱ができなくなるため、<u>代替原子炉補機冷却系を用いた補機冷却水確保のため</u>、原子炉補機冷却系の系統構成を行い、<u>代替原子炉補機冷却系により補機冷却水を供給する。</u></p> <p>常設代替交流電源設備又は<u>第二代替交流電源設備</u>により残留熱除去系の電源が確保されている場合に、冷却水通水確認後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード</u>）を起動し、最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準</p> <p>原子炉補機冷却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系を使用できない場合。</p> <p>(b) 操作手順</p> <p><u>代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保手順の概要は以下のとおり。</u></p> <p>手順の対応フローを第1.5.2 図に、概要図を第1.5.32 図に、タイムチャートを第1.5.33 図に示す。</p> <p>i. 運転員操作</p> <p>（本手順はA系使用の場合であり、B系使用時については<u>手順⑥を除いて同様である。</u>）</p>	<p>1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順</p> <p>(1) 最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送</p> <p>a. <u>緊急用海水系による冷却水確保</u></p> <p><u>残留熱除去系海水系の機能が喪失した場合</u>、残留熱除去系を使用した発電用原子炉からの除熱及び原子炉格納容器内の除熱ができなくなるため、<u>緊急用海水系により冷却水を供給する。</u></p> <p>常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置により残留熱除去系の電源が確保されている場合に、冷却水通水確認後、残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）、残留熱除去系（<u>サブプレッション・プール冷却系</u>）及び残留熱除去系（<u>格納容器スプレイ冷却系</u>）を起動し、最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準</p> <p><u>残留熱除去系海水系の故障又は全交流動力電源の喪失により残留熱除去系海水系を使用できない場合。</u></p> <p>(b) 操作手順</p> <p><u>緊急用海水系A系による冷却水確保手順の概要は以下のとおり。</u></p> <p>手順の対応フローを第1.5-3 図に、概要図を第1.5-20 図に、タイムチャートを第1.5-21 図に示す。</p> <p>（本手順はA系使用の場合であり、B系使用時についても同様である。）</p>	<p>1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順</p> <p>(1) 最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送</p> <p>a. <u>原子炉補機代替冷却系による除熱</u></p> <p>原子炉補機冷却系（<u>原子炉補機海水系を含む。</u>）の機能が喪失した場合、残留熱除去系を使用した発電用原子炉からの除熱、原子炉格納容器内の除熱及び燃料プールの除熱ができなくなるため、<u>原子炉補機代替冷却系を用いた除熱のため</u>、<u>原子炉補機冷却系の系統構成を行い</u>、<u>原子炉補機代替冷却系により補機冷却水を供給する。</u></p> <p>常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機により残留熱除去系の電源が確保されている場合に、冷却水通水確認後、残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）、残留熱除去系（<u>サブプレッション・プール水冷却モード</u>）及び残留熱除去系（<u>格納容器冷却モード</u>）を起動し、最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準</p> <p>原子炉補機冷却系（<u>原子炉補機海水系を含む。</u>）の故障又は全交流動力電源の喪失により<u>原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）を使用できない場合。ただし、原子炉注水手段がない場合は、原子炉注水準備を優先する*。</u></p> <p><u>※：常設設備による注水手段がない場合、又は低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を実施している場合は大量送水車による注水又は補給準備を実施。</u></p> <p>(b) 操作手順</p> <p><u>原子炉補機代替冷却系による除熱手順の概要は以下のとおり。</u></p> <p>手順の対応フローを第1.5-6 図に、概要図を第1.5-35 図に、タイムチャートを第1.5-36 図に示す。</p> <p><u>(i) 原子炉建物西側接続口又は原子炉建物南側接続口を使用した補機冷却水確保の場合</u></p> <p>ア. <u>運転員操作</u></p> <p>（本手順はB系使用の場合であり、A系使用時についても同様である。）</p>	<p>・設備の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>②の相違</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>⑩の相違</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は、A系、</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保の準備開始を指示する。</p> <p>②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保の準備のため、<u>熱交換器ユニットの配備及び主配管（可搬型）の接続を依頼する。</u></p> <p>③現場運転員C及びDは、<u>代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保に必要な電動弁の電源の受電操作を実施する。</u></p> <p>④中央制御室運転員A及びBは、<u>代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保に必要な電動弁の電源が確保されたこと、及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。</u></p>	<p>①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に緊急用海水系による冷却水確保の準備開始を指示する。</p> <p>②運転員等は中央制御室にて、<u>緊急用海水系による冷却水確保に必要な電動弁の電源切替え操作を実施する。</u></p> <p>③運転員等は中央制御室にて、<u>緊急用海水系による冷却水確保に必要な電動弁の電源が確保されたこと、並びにポンプ及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示等にて確認する。</u></p> <p>④運転員等は中央制御室にて、<u>残留熱除去系熱交換器（A）海水流量調整弁の自動閉信号の除外を実施する。</u></p> <p>⑤運転員等は中央制御室にて、<u>緊急用海水ポンプ室空調機を起動する。</u></p>	<p>①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に原子炉補機代替冷却系による除熱の準備開始を指示する。</p> <p>②当直長は、<u>当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に原子炉補機代替冷却系による除熱の準備のため、移動式代替熱交換設備及び大型送水ポンプ車の配備及びホースの接続を依頼する。</u></p> <p>③<sup>a</sup>SA電源切替盤を使用する場合 現場運転員B及びCは、<u>SA電源切替盤にて、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保に必要なB-RHR熱交冷却水出口弁の電源切替え操作を実施する。</u></p> <p>③<sup>b</sup>非常用コントロールセンタ切替盤を使用する場合 中央制御室運転員Aは、<u>不要な負荷の操作スイッチを「停止引ロック」又は「停止」とする。</u> 現場運転員B及びCは、<u>C/Cの不要な負荷の切り離しを行う。</u> <u>不要な負荷の切り離し後、中央制御室運転員Aは、非常用コントロールセンタ切替盤の切替え操作を行い、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保に必要なB-RHR熱交冷却水出口弁の電源切替えを実施する。</u></p> <p>④中央制御室運転員Aは、<u>原子炉補機代替冷却系による除熱に必要な電動弁の電源が確保されたこと及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。</u></p>	<p>B系とも同様な操作</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・体制の相違</li> <li>【東海第二】</li> <li>⑫の相違</li> <li>・設備の相違</li> <li>【東海第二】</li> <li>②の相違</li> <li>・設備の相違</li> <li>【東海第二】</li> <li>②の相違</li> <li>・設備の相違</li> <li>【東海第二】</li> <li>島根2号炉のSA電源切替盤による電源切替え操作は、現場にて実施</li> <li>・設備の相違</li> <li>【柏崎6/7, 東海第二】</li> <li>島根2号炉は、C/C一次側にて切替え可能な設備を設置</li> <li>・体制の相違</li> <li>【柏崎6/7, 東海第二】</li> <li>⑬の相違</li> <li>・設備の相違</li> <li>【東海第二】</li> <li>②の相違</li> </ul>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>⑤中央制御室運転員A 及びB は、<u>代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保の中央制御室側系統構成を実施し、当直副長に報告する。(第1.5.32 図参照)</u></p> <p>⑥現場運転員C 及びD は、<u>代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保の非管理区域側系統構成を実施し、当直副長に報告する。(第1.5.32 図参照)</u></p> <p><u>B系使用時は、熱交換器ユニットの繋ぎ込み箇所が、原子炉補機冷却水系熱交換器(B/E)冷却水出口弁の後になるため、原子炉補機冷却水系熱交換器(B/E)冷却水出口弁については系統構成対象外とする。(A系使用時は、原子炉補機冷却水系熱交換器(A/D)冷却水出口弁の前に繋ぎこむ)</u></p> <p>⑦現場運転員C 及びD は、<u>代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保の管理区域側系統構成を実施し、当直副長に報告する。(第1.5.32 図参照)</u></p> <p>⑧緊急時対策要員は、<u>代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保のための熱交換器ユニットの配備及び主配管(可搬型)の接続完了について緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。</u></p> <p>⑨当直長は、<u>当直副長からの依頼に基づき、代替原子炉補機冷却系による補機冷却水供給開始を緊急時対策本部に依頼する。</u></p> <p>⑩緊急時対策要員は、<u>熱交換器ユニット内の代替原子炉補機冷却水ポンプを起動し、代替原子炉補機冷却系による補機冷却水供給開始について緊急時対策本</u></p>	<p>⑥運転員等は中央制御室にて、<u>緊急用海水系による冷却水確保の中央制御室側系統構成である残留熱除去系－緊急用海水系系統分離弁(A)及び残留熱除去系熱交換器(A)海水流量調整弁の全開操作を実施し、発電長に報告する。</u></p> <p>⑦運転員等は中央制御室にて、<u>緊急用海水ポンプ(A)を起動し、冷却水の供給を行う。</u></p> <p>⑧運転員等は中央制御室にて、<u>緊急用海水系RHR熱交換器隔離弁(A)の全開操作を行い、緊急用海水系流量(残留熱除去系熱交換器)指示値の上昇を確認する。</u></p> <p>⑨運転員等は中央制御室にて、<u>緊急用海水系RHR補機隔離弁(A)の全開操作を行い、緊急用海水系流量(残留熱除去系補機)指示値の上昇を確認する。</u></p>	<p>⑤現場運転員B及びCは、<u>原子炉補機代替冷却系による除熱の非管理区域側系統構成を実施し、当直副長に報告する。(第1.5-35 図参照)</u></p> <p>⑥現場運転員D及びEは、<u>原子炉補機代替冷却系による除熱の管理区域側系統構成を実施し、当直副長に報告する。(第1.5-35 図参照)</u></p> <p>⑦緊急時対策要員は、<u>原子炉補機代替冷却系による除熱のための移動式代替熱交換設備及び大型送水ポンプ車の配備及びホースの接続完了について緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。</u></p> <p>⑧当直長は、<u>当直副長からの依頼に基づき、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水供給開始を緊急時対策本部に依頼する。</u></p> <p>⑨緊急時対策要員は、<u>移動式代替熱交換設備内の淡水ポンプを起動し、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水供給開始について緊急時対策本部に報告す</u></p>	<p>・体制の相違 【柏崎6/7】 ⑬の相違</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 ②の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、A系、B系とも同様な操作</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 ②の相違</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 ②の相違</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 ②の相違</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 ②の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。</p> <p>ii. <u>緊急時対策要員操作 (補機冷却水供給)</u></p> <p>①緊急時対策要員は、緊急時対策本部から<u>荒浜側又は大湊側高台資機材置場</u>へ移動する。</p> <p>②緊急時対策要員は、<u>熱交換器ユニット</u>、<u>大容量送水車 (熱交換器ユニット用)</u> 等の健全性確認を行う。</p> <p>③緊急時対策要員は、<u>熱交換器ユニット</u>、<u>大容量送水車 (熱交換器ユニット用)</u> 等を<u>荒浜側又は大湊側高台資機材置場からタービン建屋近傍屋外</u>に移動させる。</p> <p>④緊急時対策要員は、<u>可搬型の主配管 (淡水用ホース及び海水用ホース)</u>の敷設及び接続を行う。</p> <p>⑤緊急時対策要員は、<u>電源ケーブルの敷設及び接続</u>を行う。</p> <p>⑥緊急時対策要員は、<u>熱交換器ユニット等</u>の淡水側の水張りに向け系統構成のための弁の開閉操作を行う。</p> <p>⑦緊急時対策要員は、<u>中央制御室運転員A 及びB</u>と連絡を密にし、<u>熱交換器ユニット等</u>の淡水側の水張りのため<u>代替冷却水供給止め弁</u>の開操作を行う。</p> <p>⑧緊急時対策要員は、<u>熱交換器ユニット等</u>の淡水側の水張り範囲内における<u>ベント弁</u>の開操作及び<u>代替冷却水戻り止め弁</u>の開操作を行い、<u>配管内の空気抜き</u>を実施する。</p> <p>⑨緊急時対策要員は、<u>淡水側の水張り範囲内</u>において漏えいのないことを確認する。</p> <p>⑩緊急時対策要員は、<u>可搬型代替交流電源設備</u>の起動操作を行う。</p> <p>⑪緊急時対策要員は、<u>熱交換器ユニット等</u>の海水側の水張りに向け系統構成のための弁の開閉操作を行う。</p>		<p><u>る。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。</u></p> <p>⑩<u>当直副長は、運転員に原子炉補機代替冷却系による補機冷却水供給開始を指示する。</u></p> <p>⑪<u>中央制御室運転員Aは、B-RHR熱交冷却水出口弁を流量調整のため開度を調整し、当直副長に報告する。(第1.5-35図参照)</u></p> <p>イ. <u>緊急時対策要員操作</u></p> <p>①<u>緊急時対策要員は、緊急時対策本部から第1保管エリア又は第4保管エリアへ移動する。</u></p> <p>②<u>緊急時対策要員は、移動式代替熱交換設備、大型送水ポンプ車等の健全性確認を行う。</u></p> <p>③<u>緊急時対策要員は、移動式代替熱交換設備、大型送水ポンプ車等を第1保管エリア又は第4保管エリアから取水槽及び原子炉建物近傍屋外に移動させる。</u></p> <p>④<u>緊急時対策要員は、可搬型のホースの敷設及び接続を行う。</u></p> <p>⑤<u>緊急時対策要員は、電源ケーブルの敷設及び接続を行う。</u></p> <p>⑥<u>緊急時対策要員は、移動式代替熱交換設備の淡水側の水張りに向け系統構成のための弁の開閉操作を行う。</u></p> <p>⑦<u>緊急時対策要員は、中央制御室運転員Aと連絡を密にし、移動式代替熱交換設備の淡水側の水張りのためAHEF B-供給配管止め弁の開操作を行う。</u></p> <p>⑧<u>緊急時対策要員は、移動式代替熱交換設備の淡水側の水張り範囲内におけるベント弁の開操作及びAHEF B-戻り配管止め弁の開操作を行い、配管内の空気抜きを実施する。</u></p> <p>⑨<u>緊急時対策要員は、淡水側の水張り範囲内において漏えいのないことを確認する。</u></p> <p>⑩<u>緊急時対策要員は、ガスタービン発電機の起動により移動式代替熱交換設備への受電を確認する。</u></p> <p>⑪<u>緊急時対策要員は、移動式代替熱交換設備の海水側の水張りに向け系統構成のための弁の開閉操作を行う。</u></p>	<p>備考</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は電源切り替え操作により、中央にて弁操作が可能</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 ②の相違</p> <p>・体制の相違 【柏崎 6/7】 ⑬の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、ガスタービン発電機より受電</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>⑫緊急時対策要員は、<u>熱交換器ユニット等の海水側の水張りのため大容量送水車（熱交換器ユニット用）</u>を起動させる。</p> <p>⑬緊急時対策要員は、海水側の水張り範囲内におけるベント弁の開操作を行い、配管内の空気抜きを実施する。</p> <p>⑭緊急時対策要員は、海水側の水張り範囲内において漏えいのないことを確認する。</p> <p>⑮緊急時対策要員は、緊急時対策本部及び当直長に、<u>熱交換器ユニットによる補機冷却水確保の準備が完了したことを報告する。</u></p> <p>⑯緊急時対策要員は、<u>中央制御室運転員A 及びB と連絡を密にし、熱交換器ユニット内の代替原子炉補機冷却水ポンプを起動し、補機冷却水の供給を行う。</u></p> <p>⑰緊急時対策要員は、<u>熱交換器ユニット出口流量調整弁の開操作を行い、代替RCW ポンプ吐出圧力指示値が規定値となるよう開度を調整する。</u></p> <p>⑱緊急時対策要員は、<u>熱交換器ユニット及び大容量送水車（熱交換器ユニット用）</u>の運転状態を継続して監視する。</p>		<p>⑫<u>緊急時対策要員は、移動式代替熱交換設備の海水側の水張りのため大型送水ポンプ車を起動させる。</u></p> <p>⑬<u>緊急時対策要員は、海水側の水張り範囲内におけるベント弁の開操作を行い、配管内の空気抜きを実施する。</u></p> <p>⑭<u>緊急時対策要員は、海水側の水張り範囲内において漏えいのないことを確認する。</u></p> <p>⑮<u>緊急時対策要員は、緊急時対策本部及び当直長に移動式代替熱交換設備による除熱の準備が完了したことを報告する。</u></p> <p>⑯<u>緊急時対策要員は、中央制御室運転員Aと連絡を密にし、移動式代替熱交換設備内の淡水ポンプを起動し、補機冷却水の供給を行う。</u></p> <p>⑰<u>緊急時対策要員は、熱交換器ユニット流量調整弁の開操作を行い、淡水ポンプ出口圧力指示計が規定圧力となるよう開度を調整する。</u></p> <p>⑱<u>緊急時対策要員は、移動式代替熱交換設備及び大型送水ポンプ車の運転状態を継続して監視する。</u></p> <p><u>(ii) 原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合（故意による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）</u></p> <p><u>ア. 運転員操作</u></p> <p>①<u>当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保の準備開始を指示する。</u></p> <p>②<u>当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保の準備のため、大型送水ポンプ車の配備及びホースの接続を依頼する。</u></p> <p>③<sup>a</sup><u>S A電源切替盤を使用する場合</u>  <u>現場運転員B及びCは、S A電源切替盤にて、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保に必要なA-RHR熱交冷却水出口弁の電源切替え操作を実施する。</u></p> <p>③<sup>b</sup><u>非常用コントロールセンタ切替盤を使用する場合</u>  <u>中央制御室運転員Aは、不要な負荷の操作スイッチ</u></p>	<p>備考</p> <p>・体制の相違  <b>【柏崎 6/7】</b>  ⑬の相違</p> <p>・設備の相違  <b>【東海第二】</b>  ②の相違</p> <p>・記載方針の相違  <b>【柏崎 6/7】</b>  島根 2号炉は、屋内接続口を使用した手順を記載</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p><u>を「停止引ロック」又は「停止」とする。</u>  <u>現場運転員B及びCは、C/Cの不要な負荷の切り離しを行う。</u>  <u>不要な負荷の切り離し後、中央制御室運転員Aは、非常用コントロールセンタ切替盤の切替え操作を行い、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保に必要なA-RHR熱交冷却水出口弁の電源切替えを実施する。</u></p> <p>④中央制御室運転員Aは、<u>原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保に必要な電動弁の電源が確保されたこと及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。</u></p> <p>⑤現場運転員B及びCは、<u>原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保の非管理区域側系統構成を実施し、当直副長に報告する。(第1.5-35図参照)</u></p> <p>⑥現場運転員D及びEは、<u>原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保の管理区域側系統構成を実施し、当直副長に報告する。(第1.5-35図参照)</u></p> <p>⑦緊急時対策要員は、<u>原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保のための大型送水ポンプ車の配備及びホースの接続完了について緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。</u></p> <p>⑧当直長は、<u>当直副長からの依頼に基づき、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水供給開始を緊急時対策本部に依頼する。</u></p> <p>⑨緊急時対策要員は、<u>大型送水ポンプ車を起動し、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水供給開始について緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。</u></p> <p>⑩当直副長は、<u>運転員に原子炉補機代替冷却系による補機冷却水供給開始を指示する。</u></p> <p>⑪中央制御室運転員Aは、<u>A-RHR熱交冷却水出口弁を流量調整のため開度を調整し、当直副長に報告する。(第1.5-35図参照)</u></p> <p><u>イ. 緊急時対策要員操作</u></p> <p>①緊急時対策要員は、<u>緊急時対策本部から第1保管エリア又は第4保管エリアへ移動する。</u></p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(c) 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、<u>1 ユニット当たり中央制御室運転員2名、現場運転員2名及び緊急時対策要員13名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから運転員操作の系統構成完了まで約255分、緊急時対策要員操作の補機冷却水供給開始まで約540分</u>で可能である。</p> <p><u>なお、炉心の著しい損傷が発生した場合において代替原子炉補機冷却系を設置する場合、作業時の被ばくによる影響を低減するため、緊急時対策要員を2 班体制とし、交替して対応する。</u></p> <p><u>プラント停止中の運転員の体制においては、中央制御室対応は当直副長の指揮のもと中央制御室運転員1名にて作業を実施する。</u></p>	<p>(c) 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、<u>運転員等(当直運転員)2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから緊急用海水系による冷却水供給開始まで24分以内</u>で可能である。</p>	<p>②<u>緊急時対策要員は、大型送水ポンプ車等の健全性確認を行う。</u></p> <p>③<u>緊急時対策要員は、大型送水ポンプ車を第1保管エリア又は第4保管エリアから取水槽近傍屋外に移動させる。</u></p> <p>④<u>緊急時対策要員は、ホースの敷設及び接続を行う。</u></p> <p>⑤<u>緊急時対策要員は、緊急時対策本部及び当直長に大型送水ポンプ車による補機冷却水確保の準備が完了したことを報告する。</u></p> <p>⑥<u>緊急時対策要員は、中央制御室運転員Aと連絡を密にし、RCW A-AHEF供給配管止め弁及びRCW A-AHEF戻り配管止め弁の全開並びに大型送水ポンプ車を起動し、補機冷却水の供給を行う。</u></p> <p>⑦<u>緊急時対策要員は、大型送水ポンプ車の吐出圧力にて必要流量が確保されていることを確認する。</u></p> <p>⑧<u>緊急時対策要員は、ホース等の海水通水範囲について漏えいの無いことを確認する。</u></p> <p>⑨<u>緊急時対策要員は、大型送水ポンプ車の運転状態を継続して監視する。</u></p> <p>(c) 操作の成立性</p> <p>上記の操作のうち、<u>作業開始を判断してから残留熱代替除去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までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。</u></p> <p><u>【原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合(SA電源切替盤を使用した場合)】</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>中央制御室運転員1名、現場運転員4名及び緊急時対策要員15名</u>にて作業を実施した場合、<u>作業開始を判断してから運転員操作の系統構成完了まで1時間40分以内、緊急時対策要員操作の補機冷却水供給開始まで7時間20分以内</u>で可能である。</li> </ul> <p><u>【原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合(非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合)】</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>中央制御室運転員1名、現場運転員4名及び緊急時対策要員15名</u>にて作業を実施した場合、<u>作業開始を</u></li> </ul>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・体制及び運用の相違</li> <li>【柏崎 6/7, 東海第二】</li> <li>⑭の相違</li> <li>・運用の相違</li> <li>【柏崎 6/7】</li> <li>被ばく評価結果の相違</li> <li>・体制の相違</li> <li>【柏崎 6/7】</li> <li>島根 2号炉は、プラント停止中の運転員の体制においても当該作業を実施する人数に変更はない</li> </ul>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、速やかに作業が開始できるよう、使用する資機材は作業場所近傍に配備する。</p> <p>室温は通常運転時と同程度である。 (添付資料1.5.3- 11, 1.5.3-12)</p> <p>b. <u>大容量送水車(熱交換器ユニット用)又は代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水確保</u></p>	<p>b. <u>代替残留熱除去系海水系による冷却水確保</u></p>	<p>判断してから運転員操作の系統構成完了まで1時間50分以内、緊急時対策要員操作の補機冷却水供給開始まで7時間20分以内で可能である。</p> <p><u>【原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合(故意による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(SA電源切替盤を使用した場合))】</u></p> <p>・中央制御室運転員1名、現場運転員4名及び緊急時対策要員6名にて作業を実施した場合、運転員操作の系統構成完了まで1時間40分以内、緊急時対策要員操作の補機冷却水供給開始まで7時間以内で可能である。</p> <p><u>【原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合(故意による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(非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合))】</u></p> <p>・中央制御室運転員1名、現場運転員4名及び緊急時対策要員6名にて作業を実施した場合、運転員操作の系統構成完了まで1時間50分以内、緊急時対策要員操作の補機冷却水供給開始まで7時間以内で可能である。</p> <p><u>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。</u></p> <p><u>大型送水ポンプ車からのホース接続は、速やかに作業ができるように大型送水ポンプ車の保管場所に使用工具及びホースを配備する。</u></p> <p><u>車両の作業用照明、ヘッドライト及び懐中電灯を用いることで、暗闇における作業性についても確保する。</u></p> <p><u>室温は通常運転時と同程度である。</u> (添付資料 1.5.4-5(1), 1.5.4-5(2))</p> <p>b. <u>大型送水ポンプ車による除熱</u></p>	<p>・設備の相違 <b>【東海第二】</b> 東海第二は中央操作のみ</p> <p>・設備の相違 <b>【柏崎 6/7】</b> ③の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>原子炉補機冷却系の機能が喪失した場合、<u>残留熱除去系を使用した除熱戦略ができなくなるため、代替原子炉補機冷却系により補機冷却水を確保するが、代替原子炉補機冷却系熱交換器ユニットが機能喪失した場合は、原子炉補機冷却系の系統構成を行い、大容量送水車（熱交換器ユニット用）又は代替原子炉補機冷却海水ポンプにより、原子炉補機冷却系に海水を注入することで補機冷却水を供給する。</u></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残留熱除去系の電源が確保されている場合に、冷却水通水確認後、目的に応じた運転モードで残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード、<u>サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード</u>）を起動し、最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準</p> <p><u>〔大容量送水車（熱交換器ユニット用）使用の場合〕</u> 代替原子炉補機冷却系熱交換器ユニットが機能喪失した場合。</p> <p><u>〔代替原子炉補機冷却海水ポンプ使用の場合〕</u> 代替原子炉補機冷却系熱交換器ユニットが機能喪失した場合で、<u>大容量送水車（熱交換器ユニット用）が故障等により使用できない場合。</u></p> <p>(b) 操作手順</p> <p><u>大容量送水車（熱交換器ユニット用）又は代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水確保手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.5.2 図に、概要図を第1.5.34図に、タイムチャートを第1.5.35 図に示す。</u></p>	<p><u>残留熱除去系海水系の機能が喪失した場合、緊急用海水系が使用できない場合は、残留熱除去系を使用した発電用原子炉からの除熱及び原子炉格納容器内の除熱ができなくなるため、残留熱除去系海水系の系統構成を行い、代替残留熱除去系海水系により冷却水を供給する。</u></p> <p>常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置により残留熱除去系の電源が確保されている場合に、冷却水通水確認後、目的に応じた運転モードで残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）、<u>残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）</u>及び残留熱除去系（<u>格納容器スプレイ冷却系</u>）を起動し、最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準</p> <p><u>残留熱除去系海水系機能喪失又は全交流動力電源喪失により残留熱除去系海水系が機能喪失した場合で、緊急用海水系が故障等により使用できない場合。</u></p> <p>(b) 操作手順</p> <p><u>代替残留熱除去系海水系による冷却水確保手順の概要は以下のとおり（代替残留熱除去系海水系A系東側接続口又は代替残留熱除去系海水系西側接続口を使用した残留熱除去系海水系A系への冷却水送水手順を示す。代替残留熱除去系海水系B系東側接続口又は代替残留熱除去系海水系西側接続口を使用した残留熱除去系海水系B系への冷却水送水手順も同様。ただし、代替残留熱除去系海水系A系東側接続口又は代替残留熱除去系海水系西側接続口を使用した手順は、手順⑩以外は同様。）。手順の対応フローを第1.5</u></p>	<p><u>原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）の機能が喪失した場合、残留熱除去系を使用した除熱戦略ができなくなるため、原子炉補機代替冷却系により補機冷却水を確保するが、移動式代替熱交換設備が機能喪失した場合は、原子炉補機冷却系の系統構成を行い、大型送水ポンプ車により、原子炉補機冷却系に海水を注入することで補機冷却水を供給する。</u></p> <p>常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機により残留熱除去系の電源が確保されている場合に、冷却水通水確認後、目的に応じた運転モードで残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）、<u>残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）</u>及び残留熱除去系（<u>格納容器冷却モード</u>）を起動し、最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準</p> <p><u>原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）機能喪失又は全交流動力電源喪失により原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）が機能喪失した場合で、移動式代替熱交換設備が故障等により使用できない場合。</u></p> <p>(b) 操作手順</p> <p><u>原子炉補機代替冷却系として使用する大型送水ポンプ車による除熱手順の概要は以下のとおり（原子炉建物南側接続口を使用した原子炉補機代替冷却系B系への冷却水送水手順を示す。原子炉建物西側接続口を使用した原子炉補機代替冷却系A系への冷却水送水手順も同様。）。手順の対応フローを第1.5-6 図に、概要図を第1.5-37 図に、タイムチャートを第1.5-38 図に示す。</u></p>	<p>・設備の相違 【東海第二】 ②の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7】 ③の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7】 ⑩の相違</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 ②の相違 【柏崎6/7】 ③の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7】 ③の相違</p> <p>・記載表現の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は接続口を詳細に記載</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7、東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>i. <u>運転員操作 [ 大容量送水車 ( 熱交換器ユニット用) 使用の場合]</u>  <u>(本手順はA 系使用の場合であり, B 系使用時については手順⑥を除いて同様である。また, 代替原子炉補機冷却海水ポンプを使用した場合においても操作手順は同様である。)</u></p> <p>①当直副長は, 手順着手の判断基準に基づき, 運転員に<u>大容量送水車 ( 熱交換器ユニット用)</u>による補機冷却水確保の準備開始を指示する。</p> <p>②当直長は, 当直副長からの依頼に基づき, 緊急時対策本部に<u>大容量送水車 ( 熱交換器ユニット用)</u>による補機冷却水確保の準備として, <u>大容量送水車 ( 熱交換器ユニット用)</u>の配備, ホースの接続を依頼する。</p> <p>③現場運転員C 及びD は, <u>大容量送水車 ( 熱交換器ユニット用)</u>による補機冷却水確保に必要な電動弁</p>	<p>-3図に, 概要図を第1.5-22図に, タイムチャートを第1.5-23図に示す。</p> <p>①<u>発電長</u>は, 手順着手の判断基準に基づき, <u>災害対策本部長代理に代替残留熱除去系海水系による冷却水確保の準備開始を依頼する。</u></p> <p>②<u>災害対策本部長代理</u>は, <u>プラントの被災状況に応じて代替残留熱除去系海水系による冷却水確保のため, 水源から代替残留熱除去系海水系の接続口を決定し, 発電長に使用する代替残留熱除去系海水系接続口を報告する。なお, 代替残留熱除去系海水系接続口は, 接続口蓋開放作業を必要としない代替残留熱除去系海水系東側接続口を優先する。</u></p> <p>③<u>災害対策本部長代理</u>は, <u>重大事故等対応要員に代替残留熱除去系海水系による冷却水確保のため, 使用する水源から代替残留熱除去系海水系の接続口を指示する。</u></p> <p>④<u>重大事故等対応要員</u>は, <u>代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプを海に配置し, 可搬型代替注水大型ポンプ付属の水中ポンプユニットを設置する。</u></p> <p>⑤<u>重大事故等対応要員</u>は, <u>海から代替残留熱除去系海水系の接続口までホースの敷設を実施する。</u></p> <p>⑥<u>発電長</u>は, <u>運転員等に代替残留熱除去系海水系による冷却水確保の準備を指示する。</u></p> <p>⑦<u>運転員等</u>は<u>中央制御室にて, 代替残留熱除去系海水系による冷却水確保に必要な電動弁の電源切替え操</u></p>	<p>i. <u>運転員操作</u></p> <p>①<u>当直副長</u>は, 手順着手の判断基準に基づき, <u>運転員に大型送水ポンプ車による除熱の準備開始を指示する。</u></p> <p>②<u>当直長</u>は, <u>当直副長からの依頼に基づき, 緊急時対策本部に大型送水ポンプ車による除熱の準備として, 大型送水ポンプ車の配備, ホースの接続を依頼する。</u></p>	<p>島根2号炉は, A系, B系とも同様な操作</p> <p>・記載方針の相違  <b>【東海第二】</b>  島根2号炉は, 運転員操作と緊急時対策要員操作を分けて記載 (以下, ⑫の相違)</p> <p>・体制の相違  <b>【東海第二】</b>  ⑫の相違</p> <p>・体制の相違  <b>【東海第二】</b>  ⑫の相違</p> <p>・記載方針の相違  <b>【東海第二】</b>  島根2号炉は, 現場での健全性確認を踏まえて接続先を決定する</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>の電源の受電操作を実施する。</p> <p>④中央制御室運転員A 及びB は、<u>大容量送水車（熱交換器ユニット用）</u>による補機冷却水確保に必要な電動弁の電源が確保されたこと、及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。</p> <p>⑤中央制御室運転員A 及びB は、<u>大容量送水車（熱交換器ユニット用）</u>による補機冷却水確保の中央制御室側系統構成を実施し、当直副長に報告する。（第1.5.34 図参照）</p> <p>⑥現場運転員C 及びD は、<u>大容量送水車（熱交換器ユニット用）</u>による補機冷却水確保の非管理区域側系統構成を実施し、当直副長に報告する。（第1.5.34 図参照）</p> <p><u>B 系使用時は、大容量送水車（熱交換器ユニット用）の繋ぎ込み箇所が、原子炉補機冷却水系熱交換器（B/E）冷却水出口弁の後になるため、原子炉補機冷却水系熱交換器（B/E）冷却水出口弁については系統構成対象外とする。（A 系使用時は、原子炉補機冷却水系熱交換器（A/D）冷却水出口弁の前に繋ぎこむ）</u></p> <p>⑦現場運転員C 及びD は、<u>大容量送水車（熱交換器ユニット用）</u>による補機冷却水確保の管理区域側系統構成を実施し、当直副長に報告する。（第1.5.34 図参照）</p> <p>⑧緊急時対策要員は、<u>大容量送水車（熱交換器ユニット用）</u>による補機冷却水確保のための<u>大容量送水車（熱交換器ユニット用）の配備、主配管（可搬型）</u>の接続完了について緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。</p> <p>⑨当直長は、当直副長からの依頼に基づき、<u>大容量送水車（熱交換器ユニット用）</u>による補機冷却水供給開始を緊急時対策本部に依頼する。</p> <p>⑩緊急時対策要員は、<u>大容量送水車（熱交換器ユニット用）</u>による補機冷却水供給開始について緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。</p>	<p>作を実施する。</p> <p>⑧運転員等は中央制御室にて、<u>代替残留熱除去系海水系による冷却水確保に必要な電動弁の電源が確保されたこと、及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示等にて確認する。</u></p>	<p>③中央制御室運転員A は、<u>大型送水ポンプ車による除熱に必要な電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。</u></p> <p>④現場運転員B 及びC は、<u>大型送水ポンプ車による除熱の非管理区域側系統構成を実施し、当直副長に報告する。（第1.5-37図参照）</u></p> <p>⑤現場運転員D 及びE は、<u>大型送水ポンプ車による除熱の管理区域側系統構成を実施し、当直副長に報告する。（第1.5-37図参照）</u></p> <p>⑥緊急時対策要員は、<u>大型送水ポンプ車による除熱のための海水ポンプの配備及びホースの接続完了について緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。</u></p> <p>⑦当直長は、<u>当直副長からの依頼に基づき、大型送水ポンプ車による除熱開始を緊急時対策本部に依頼する。</u></p> <p>⑧緊急時対策要員は、<u>大型送水ポンプ車による除熱開始について緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。</u></p> <p>⑨当直副長は、<u>運転員に大型送水ポンプ車による除熱</u></p>	<p>・体制の相違 【柏崎 6/7】 ⑬の相違</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 ②の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、A系、B系とも同様な操作</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 ②の相違</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】 ⑳の相違</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】 ⑳の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>ii. 緊急時対策要員操作</p> <p>[大容量送水車 (熱交換器ユニット用) 使用の場合]</p> <p>①緊急時対策要員は、緊急時対策本部から荒浜側又は大湊側高台資機材置場へ移動する。</p> <p>②緊急時対策要員は、大容量送水車 (熱交換器ユニット用) 等の健全性確認を行う。</p> <p>③緊急時対策要員は、大容量送水車 (熱交換器ユニット用) を荒浜側又は大湊側高台資機材置場からタービン建屋近傍屋外に移動させる。</p> <p>④緊急時対策要員は、ホースの敷設及び接続を行う。</p> <p>⑤緊急時対策要員は、緊急時対策本部及び当直長に大容量送水車 (熱交換器ユニット用) による補機冷却水確保の準備が完了したことを報告する。</p> <p>⑥緊急時対策要員は、中央制御室運転員A 及びB と連絡を密にし、大容量送水車 (熱交換器ユニット用) を起動し、補機冷却水の供給を行う。</p> <p>⑦緊急時対策要員は、大容量送水車 (熱交換器ユニット用) の吐出圧力にて必要流量が確保されていることを確認する。</p> <p>⑧緊急時対策要員は、ホース等の海水通水範囲について漏えいのないことを確認する。</p> <p>⑨緊急時対策要員は、大容量送水車 (熱交換器ユニット用) の吐出圧力にて必要流量が確保されていることを確認する。</p>		<p>開始を指示する。</p> <p>⑩中央制御室運転員Aは、B-RHR熱交冷却水出口弁を流量調整のため開度を調整し、当直副長に報告する。(第1.5-37 図参照)</p> <p>ii. 緊急時対策要員操作</p> <p>①緊急時対策要員は、緊急時対策本部から第1保管エリア又は第4保管エリアへ移動する。</p> <p>②緊急時対策要員は、大型送水ポンプ車等の健全性確認を行う。</p> <p>③緊急時対策要員は、大型送水ポンプ車を第1保管エリア又は第4保管エリアから取水槽近傍屋外に移動させる。</p> <p>④緊急時対策要員は、ホースの敷設及び接続を行う。</p> <p>⑤緊急時対策要員は、緊急時対策本部及び当直長に大型送水ポンプ車による除熱の準備が完了したことを報告する。</p> <p>⑥緊急時対策要員は、中央制御室運転員Aと連絡を密にし、AHEF B-供給配管止め弁及びAHEF B-戻り配管止め弁の全開並びに大型送水ポンプ車を起動し、補機冷却水の供給を行う。</p> <p>⑦緊急時対策要員は、大型送水ポンプ車の吐出圧力にて必要流量が確保されていることを確認する。</p> <p>⑧緊急時対策要員は、ホース等の海水通水範囲について漏えいの無いことを確認する。</p> <p>⑨緊急時対策要員は、大型送水ポンプ車の運転状態を</p>	<p>備考</p> <p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は要員の移動を記載</p> <p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、車両の健全性確認を記載</p> <p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>⑩の相違</p> <p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>⑩の相違</p> <p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>⑩の相違</p> <p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>⑩の相違</p> <p>・体制の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>⑬の相違</p> <p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>⑩の相違</p> <p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、漏えい</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>ト用</u>の運転状態を継続して監視する。</p> <p><u>[代替原子炉補機冷却海水ポンプ使用の場合]</u></p> <p>①緊急時対策要員は、緊急時対策本部から荒浜側又は大湊側高台資機材置場へ移動する。</p> <p>②緊急時対策要員は、代替原子炉補機冷却海水ポンプ等の健全性確認を行う。</p> <p>③緊急時対策要員は、代替原子炉補機冷却海水ポンプ等を荒浜側又は大湊側高台資機材置場からタービン建屋近傍屋外に移動させる。</p> <p>④緊急時対策要員は、ホースの敷設及び接続を行う。</p> <p>⑤緊急時対策要員は、電源ケーブルの敷設及び接続を行う。</p> <p>⑥緊急時対策要員は、可搬型代替交流電源設備の起動操作を行う。</p> <p>⑦緊急時対策要員は、緊急時対策本部及び当直長に代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水確保の準備が完了したことを報告する。</p> <p>⑧緊急時対策要員は、中央制御室運転員A及びBと連絡を密にし、代替原子炉補機冷却海水ポンプを起動し、補機冷却水の供給を行う。</p> <p>⑨緊急時対策要員は、代替原子炉補機冷却海水ポンプの吐出圧力にて必要流量が確保されていることを確認する。</p> <p>⑩緊急時対策要員は、ホース等の海水通水範囲について漏えいのないことを確認する。</p> <p>⑪緊急時対策要員は、代替原子炉補機冷却海水ポンプの運転状態を継続して監視する。</p>	<p>⑨発電長は、運転員等に代替残留熱除去系海水系による冷却水確保の系統構成を指示する。</p> <p>⑩運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系熱交換器(A)海水流量調整弁の自動閉信号の除外を実施する。</p> <p>⑪<sup>a</sup>代替残留熱除去系海水系A系東側接続口を使用した冷却水(海水)確保の場合 運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系熱交換器</p>	<p><u>継続して監視する。</u></p>	<p>確認、運転状態の継続監視を詳細に記載</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7】 ③の相違</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】 ⑩の相違</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】 ⑩の相違</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】 ⑩の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p><u>(A) 海水流量調整弁を全開とする。</u></p> <p><u>⑪<sup>b</sup>代替残留熱除去系海水系西側接続口を使用した冷却水（海水）確保の場合</u>  <u>運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系－緊急用海水系系統分離弁（A）を全閉とし、残留熱除去系熱交換器（A）海水流量調整弁、緊急用海水系RHR熱交換器隔離弁（A）及び緊急用海水系RHR補機隔離弁（A）を全開とする。</u></p> <p><u>⑫運転員等は、発電長に代替残留熱除去系海水系による冷却水確保の系統構成が完了したことを報告する。</u></p> <p><u>⑬重大事故等対応要員は、災害対策本部長代理に代替残留熱除去系海水系による冷却水確保の準備が完了したことを報告する。</u></p> <p><u>⑭災害対策本部長代理は、発電長に代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水の送水開始を報告する。</u></p> <p><u>⑮災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプの起動を指示する。</u></p> <p><u>⑯重大事故等対応要員は、代替残留熱除去系海水系西側接続口、代替残留熱除去系海水系A系東側接続口又は代替残留熱除去系海水系B系東側接続口の弁が全閉していることを確認した後、代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプを起動し、ホース内の水張り及び空気抜きを実施する。</u></p> <p><u>⑰重大事故等対応要員は、ホース内の水張り及び空気抜きが完了した後、代替残留熱除去系海水系西側接続口、代替残留熱除去系海水系A系東側接続口又は代替残留熱除去系海水系B系東側接続口の弁を全開とし、代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプにより送水を開始したことを災害対策本部長代理に報告する。</u></p> <p><u>⑱災害対策本部長代理は、発電長に代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプにより冷却水の送水を開始したことを報告する。</u></p> <p><u>⑲発電長は、運転員等に代替残留熱除去系海水系により冷却水の供給が開始されたことを確認するように</u></p>		<p>・設備の相違  <b>【東海第二】</b>  ⑫の相違</p> <p>・記載方針の相違  <b>【東海第二】</b>  ⑳の相違</p> <p>・記載方針の相違  <b>【東海第二】</b>  ⑫の相違</p> <p>・記載方針の相違  <b>【東海第二】</b>  ⑳の相違</p> <p>・運用の相違  <b>【東海第二】</b>  島根2号炉は、当直副長が起動開始を指示する</p> <p>・設備の相違  <b>【東海第二】</b>  島根2号炉は、ホース内の空気抜きは不要</p> <p>・記載方針の相違  <b>【東海第二】</b>  ⑳の相違</p> <p>・記載方針の相違  <b>【東海第二】</b>  ⑳の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(c) 操作の成立性</p> <p><u>[大容量送水車 (熱交換器ユニット用) 使用の場合]</u></p> <p>上記の操作は、<u>1 ユニット当たり中央制御室運転員2名 (操作者及び確認者)</u>、<u>現場運転員2名</u>及び緊急時対策要員<u>8名</u>にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから運転員による系統構成完了まで約<u>255分</u>、緊急時対策要員による大容量送水車 (熱交換器ユニット用) を使用した補機冷却水供給開始まで約<u>300分</u>で可能である。</p> <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、速やかに作業が開始できるよう、使用する資機材は作業場所近傍に配</p>	<p>指示する。</p> <p><u>②0運転員等は中央制御室にて、代替残留熱除去系海水系により冷却水の供給が開始されたことを残留熱除去系海水系系統流量指示値の上昇により確認し、発電長に報告する。</u></p> <p><u>②1発電長は、災害対策本部長代理に代替残留熱除去系海水系により冷却水の供給が開始されたことを報告する。</u></p> <p><u>②2災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプの回転数を制御するように指示する。</u></p> <p><u>②3重大事故等対応要員は、可搬型代替注水大型ポンプ付きの圧力計にて圧力指示値を確認し、代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプの回転数を制御し、災害対策本部長代理に報告する。</u></p> <p>(c) 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、<u>作業開始を判断してから代替残留熱除去系海水系による冷却水 (海水) 供給開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。</u></p> <p><u>【代替残留熱除去系海水系A系東側接続口又は代替残留熱除去系海水系B系東側接続口による冷却水 (海水) 確保の場合】</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>中央制御室対応を運転員等 (当直運転員) 1名</u>、<u>現場対応を重大事故等対応要員8名</u>にて作業を実施した場合、<u>370分以内</u>で可能である。</li> </ul> <p><u>【代替残留熱除去系海水系西側接続口による冷却水 (海水) 確保の場合】</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>中央制御室対応を運転員等 (当直運転員) 1名</u>、<u>現場対応を重大事故等対応要員8名</u>にて作業を実施した場合、<u>310分以内</u>で可能である。</li> </ul> <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、<u>放射線防護具</u>、<u>照明及び通信連絡設備</u>を整備する。また、<u>ホース等の接続は速やかに作業ができるように</u>、<u>代替残留熱除去系</u></p>	<p>(c) 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、<u>中央制御室運転員1名</u>、<u>現場運転員4名</u>及び<u>緊急時対策要員6名</u>にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから<u>運転員による系統構成完了まで1時間20分以内</u>、<u>緊急時対策要員による大型送水ポンプ車を使用した補機冷却水供給開始まで7時間以内</u>で可能である。</p> <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。 <u>大型送水ポンプ車からのホース接続は、速やかに作業</u></p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・記載方針の相違 【東海第二】 ②0の相違</li> <li>・記載方針の相違 【東海第二】 ②0の相違</li> <li>・記載方針の相違 【東海第二】 ②0の相違</li> <li>・記載方針の相違 【東海第二】 ②0の相違</li> <li>・体制及び運用の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 ⑭の相違</li> </ul>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>備する。</p> <p>室温は通常運転時と同程度である。 (添付資料1.5.3-13)</p> <p><u>〔代替原子炉補機冷却海水ポンプ使用の場合〕</u> 上記の操作は、1 ユニット当たり中央制御室運転員2名（操作者及び確認者）、現場運転員2名及び緊急時対策要員11名にて作業を実施した場合、<u>作業開始を判断してから運転員による系統構成完了まで約255分、緊急時対策要員による代替原子炉補機冷却海水ポンプを使用した補機冷却水供給開始まで約420分で可能である。</u> <u>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、速やかに作業が開始できるよう、使用する資機材は作業場所近傍に配備する。</u> (添付資料1.5.3-13)</p> <p>(2) 重大事故等時の対応手段の選択 重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.5.37 図に示す。 原子炉補機冷却系が機能喪失した場合は、<u>代替原子炉補機冷却系</u>により海へ熱を輸送する手段を確保し、<u>残留熱除去系</u>を使用して原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の除熱を行う。 <u>代替原子炉補機冷却系が故障等により熱を輸送できない場合は、大容量送水車（熱交換器ユニット用）又は代替原子炉補機冷却海水ポンプ</u>により原子炉補機冷却系へ直接海水を送水し、<u>残留熱除去系</u>を使用して原子炉圧力容器内及び原子</p>	<p><u>海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプの保管場所</u>に使用工具及びホースを配備する。 車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保する。 (添付資料1.5.4)</p> <p>(2) 重大事故等時の対応手段の選択 重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.5-26図に示す。 <u>残留熱除去系海水系が機能喪失した場合は、緊急用海水系</u>により海へ熱を輸送する手段を確保し、<u>残留熱除去系</u>を使用して原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の除熱を行う。 <u>緊急用海水系が故障等により熱を輸送できない場合は、代替残留熱除去系海水系により海へ熱を輸送する手段を確保</u>し、<u>残留熱除去系</u>を使用して原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の除熱を行う。</p>	<p>ができるように<u>大型送水ポンプ車の保管場所</u>に使用工具及びホースを配備する。 <u>車両の作業用照明、ヘッドライト及び懐中電灯を用いることで、暗闇における作業性についても確保する。</u> <u>室温は通常運転時と同程度である。</u> (添付資料1.5.4-6(1), 1.5.4-6(2))</p> <p>(2) 重大事故等時の対応手段の選択 重大事故等時の対応手順の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.5-41 図に示す。 <u>原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）が機能喪失した場合は、原子炉補機代替冷却系</u>により海へ熱を輸送する手段を確保し、<u>残留熱除去系</u>を使用して原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の除熱を行う。 <u>原子炉補機代替冷却系が故障等により熱を輸送できない場合は、大型送水ポンプ車により原子炉補機冷却系へ直接海水を送水</u>し、<u>残留熱除去系</u>を使用して原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の除熱を行う。</p>	<p>備考</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 ③の相違</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 ②の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ②, ③の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>炉格納容器内の除熱を行う。</p> <p>1.5.2.3 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順</p> <p>(1) 原子炉補機冷却系による補機冷却水確保</p> <p>原子炉補機冷却系が健全な場合は、自動起動信号による作動、又は中央制御室からの手動操作により原子炉補機冷却系を起動し、原子炉補機冷却系による補機冷却水確保を行う。</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>残留熱除去系を使用した原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の除熱が必要な場合。</p> <p>b. 操作手順</p> <p>原子炉補機冷却系による補機冷却水確保手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.5.36 図に示す。</p> <p>①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、中央制御室運転員に原子炉補機冷却系による補機冷却水確保開始を指示する。</p> <p>②中央制御室運転員A 及びB は、中央制御室からの手動起動操作、又は自動起動信号（原子炉水位低（レベル1）又はドライウェル圧力高）により待機中の原子炉補機冷却海水ポンプ及び原子炉補機冷却水ポンプの起動、並びに原子炉補機冷却系熱交換器冷却水出口弁及び残留熱除去系熱交換器冷却水出口弁の全開を確認する。</p> <p>③中央制御室運転員A 及びB は、原子炉補機冷却系による補機冷却水確保が開始されたことを原子炉補機冷却系系統流量指示値の上昇及び残留熱除去系熱交換器入口冷却水流量指示値の上昇により確認し当直副長に報告する。</p>	<p>1.5.2.3 設計基準事故対処設備を使用した対応手順</p> <p>(1) 残留熱除去系海水系による冷却水確保</p> <p>残留熱除去系海水系が健全な場合は、自動起動信号による作動、又は中央制御室からの手動操作により残留熱除去系海水系を起動し、残留熱除去系海水系による冷却水確保を行う。</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>残留熱除去系を使用した原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の除熱が必要な場合。</p> <p>b. 操作手順</p> <p>残留熱除去系海水系A系による冷却水確保手順の概要は以下のとおり（残留熱除去系海水系B系による冷却水確保手順も同様。）。概要図を第1.5-24図に、タイムチャートを第1.5-25図に示す。</p> <p>①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に残留熱除去系海水系による冷却水確保開始を指示する。</p> <p>②運転員等は中央制御室にて、中央制御室からの手動起動操作、又は自動起動信号（残留熱除去系ポンプ等の起動）により残留熱除去系海水系ポンプ（A）及び（C）が起動し、残留熱除去系熱交換器（A）海水流量調整弁が全開したことを確認する。</p> <p>③運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系海水系A系による冷却水確保が開始されたことを残留熱除去系海水系系統流量指示値の上昇により確認し、発電長に報告する。</p>	<p>1.5.2.3 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順</p> <p>(1) 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）による除熱</p> <p>原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）が健全な場合は、自動起動信号による作動、又は中央制御室からの手動操作により原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）を起動し、原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）による除熱を行う。</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>残留熱除去系を使用した原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の除熱が必要な場合。</p> <p>b. 操作手順</p> <p>原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）B系による除熱手順の概要は以下のとおり（原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）A系による除熱手順も同様。）。概要図を第1.5-39図に、タイムチャートを第1.5-40図に示す。</p> <p>①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、中央制御室運転員に原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）による除熱開始を指示する。</p> <p>②中央制御室運転員A は、中央制御室からの手動起動操作、又は自動起動信号（原子炉水位低（レベル1）又はドライウェル圧力高）により待機中の原子炉補機海水ポンプ及び原子炉補機冷却水ポンプの起動及び残留熱除去系熱交換器冷却水出口弁が開したことを確認する。</p> <p>③中央制御室運転員A は、原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）による除熱が開始されたことを残留熱除去系熱交換器冷却水流量指示値の上昇により確認し当直副長に報告する。</p>	<p>備考</p> <p>・体制の相違 【東海第二】 ⑫の相違</p> <p>・体制の相違 【柏崎 6/7】 ⑬の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉の RCW 熱交換器出口弁は手動弁</p> <p>・体制の相違 【柏崎 6/7】 ⑬の相違 【東海第二】 ⑫の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>c. 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、<u>1ユニット当たり中央制御室運転員2名(操作者及び確認者)</u>にて操作を実施する。操作スイッチによる中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。</p> <p>1.5.2.4 その他の手順項目について考慮する手順</p> <p>残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)手順については、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。</p> <p>残留熱除去系(サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード)手順については、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置を用いた原子炉格納容器内の除熱手順は、「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。</p>	<p>c. 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、<u>運転員等(当直運転員)1名</u>にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから<u>残留熱除去系海水系による冷却水供給開始まで4分以内</u>で可能である。</p> <p>1.5.2.4 その他の手順項目について考慮する手順</p> <p>残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)手順については、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。</p> <p>残留熱除去系(サプレッション・プール冷却系)及び残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)手順については、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置及び代替循環冷却系を用いた原子炉格納容器内の除熱手順は、「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。</p> <p>可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素及び酸素濃度制御手順については、「1.9 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」にて整備する。</p> <p>西側淡水貯水設備及び代替淡水貯槽への水の補給手順並びに水源から接続口までの可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプによる送水手順については、「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。</p>	<p>c. 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、<u>中央制御室運転員1名</u>にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから、<u>原子炉補機冷却系(原子炉補機海水系を含む。)</u>による除熱開始まで<u>3分以内</u>で可能である。</p> <p>(添付資料 1.5.4-7)</p> <p>1.5.2.4 その他の手順項目にて考慮する手順</p> <p>残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)手順については、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。</p> <p>残留熱除去系(サプレッション・プール水冷却モード)及び残留熱除去系(格納容器冷却モード)手順については、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。</p> <p>格納容器フィルタベント系及び残留熱代替除去系を用いた原子炉格納容器除熱手順は、「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。</p> <p>可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度抑制手順については、「1.9 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」にて整備する。</p> <p>輪谷貯水槽(西1)及び輪谷貯水槽(西2)への水の補給手順、水源から接続口までの大量送水車による送水手順及び外部水源(低圧原子炉代替注水槽又は輪谷貯水槽(西1)及び輪谷貯水槽(西2))から内部水源(サプレッション・チェンバ)への水源切替え手順については、「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。</p>	<p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は、非常用系の系統に流量計なし(常用系のみ)</p> <p>・体制及び運用の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>⑭の相違</p> <p>・記載の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は、可燃性ガス濃度制御系についてリンク先を記載</p> <p>・記載の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は、送水手順についてリンク先を記載</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>残留熱除去系ポンプ，電動弁，中央制御室監視計器類への電源供給手順及び電源車への燃料補給手順については，「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。</p>	<p>非常用交流電源設備，常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置又は可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車による残留熱除去系海水系ポンプ，緊急用海水ポンプ，移送ポンプ，電動弁及び監視計器への電源供給手順並びに可搬型窒素供給装置として使用する窒素供給装置用電源車，常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置，可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車，非常用交流電源設備，可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプへの燃料給油手順については，「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。</p> <p>操作の判断，確認に係る計装設備に関する手順については，「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。</p>	<p>非常用交流電源設備，常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機又は可搬型代替交流電源設備として使用する高圧発電機車による残留熱除去ポンプ，電動弁，中央制御室監視計器類への電源供給手順並びに常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機，可搬型代替交流電源設備として使用する高圧発電機車，非常用交流電源設備，可搬式窒素供給装置，大量送水車及び大型送水ポンプ車への燃料補給手順については，「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。</p> <p>操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15事故時の計装に関する手順等」にて整備する。</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・設備の相違 【東海第二】 ②の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉の電源は常設代替交流電源設備を使用</li> <li>・記載の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は，操作の判断，確認に係る計装設備についてリンク先を記載</li> </ul>

第 1.5.1 表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順  
 対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (1/5)  
 (重大事故等対処設備 (設計基準拡張))

第1.5-1表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順  
 対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (1/4)  
 (設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等対処設備として使用する原子炉除熱及び原子炉格納容器内の除熱)

第 1.5-1 表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順  
 対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (1 / 6)  
 (重大事故等対処設備 (設計基準拡張))

・設備の相違  
 【柏崎 6/7, 東海第二】  
 対応手段における対処設備の相違

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書
重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	-	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) ※1	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) ※1	事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「S/P 温度制御」等
		モード及び格納容器スプレイ冷却モード) ※2	残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール冷却モード) ※2 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード) ※2	事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「S/P 温度制御」 「PCV 圧力制御」等

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書
設計基準事故対処設備	-	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) ※1	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) ※1	非常時運転手順書 II (微候ベース) 「減圧冷却」 非常時運転手順書 II (停止時微候ベース) 「停止時崩壊熱除去制御」等 非常時運転手順書 III (シビアアクシデント) 「除熱-1」等 AM 設備別操作手順書
		モード及び格納容器スプレイ冷却モード) ※2	残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール冷却モード) ※2	非常時運転手順書 II (微候ベース) 「S/P 温度制御」等 非常時運転手順書 III (シビアアクシデント) 「除熱-1」等 AM 設備別操作手順書

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書
重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	-	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) ※1	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) ※1	事故時操作要領書 (微候ベース) 「減圧冷却」等
		モード及び格納容器スプレイ冷却モード) ※2	残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却モード) ※2 残留熱除去系 (格納容器冷却モード) ※2	事故時操作要領書 (微候ベース) 「S/C 温度制御」

※1: 手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。  
 ※2: 手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。  
 ※3: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※1: 手順については「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。  
 ※2: 手順については「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。  
 ※3: 手順については「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。  
 ※4: 手順については「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※1: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。  
 ※2: 手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。  
 ※3: 手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (2/5)  
 (重大事故等対処設備 (設計基準拡張))

対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (2/4)  
 (設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等対処設備として使用する原子炉除熱及び原子炉格納容器内の除熱)

対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (2/6)  
 (重大事故等対処設備 (設計基準拡張))

・設備の相違  
**【柏崎 6/7, 東海第二】**  
 対応手段における対処設備の相違

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書
重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	-	原子炉補機冷却系による除熱	原子炉補機冷却海水ポンプ 原子炉補機冷却水ポンプ 原子炉補機冷却系配管・弁・海水ストレーナ 原子炉補機冷却系サージタンク 原子炉補機冷却系熱交換器 補機冷却用海水取水路 補機冷却用海水取水槽 非常用交流電源設備 ※3	事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「S/P 温度制御」等
			海水貯留罐 スクリーン室 取水路	重大事故等対処設備

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書
設計基準事故対処設備	-	残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) ※2 による	残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) ※2	非常時運転手順書 II (微候ベース) 「PCV 圧力制御」等 非常時運転手順書 III (シビアアクシデント) 「除熱-1」等 AM設備別操作手順書
		残留熱除去系海水系による除熱	残留熱除去系海水系ポンプ 残留熱除去系海水系ストレーナ 残留熱除去系海水系配管・弁 残留熱除去系熱交換器 非常用取水設備 非常用交流電源設備 ※4 燃料給油設備 ※4	重大事故等対処設備 非常時運転手順書 II (停止時微候ベース) 「停止時崩壊熱除去制御」等 非常時運転手順書 III (シビアアクシデント) 「除熱-1」等 AM設備別操作手順書

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書
重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	-	原子炉補機冷却系 (原子炉補機海水系を含む) による除熱	原子炉補機海水ポンプ 原子炉補機冷却水ポンプ 原子炉補機冷却系 (原子炉補機海水系を含む) 配管・弁・海水ストレーナ 原子炉補機冷却系サージタンク 原子炉補機冷却系熱交換器 非常用交流電源設備 ※1	事故時操作要領書 (微候ベース) 「S/C 温度制御」
			取水口 取水管 取水槽	重大事故等対処設備

※1: 手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。  
 ※2: 手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。  
 ※3: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※1: 手順については「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。  
 ※2: 手順については「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。  
 ※3: 手順については「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。  
 ※4: 手順については「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※1: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。  
 ※2: 手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。  
 ※3: 手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考										
		<p>対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (3 / 6) (フロントライン系故障時)</p> <table border="1" data-bbox="1748 415 2499 779"> <thead> <tr> <th>分類</th> <th>機能喪失を想定する設計基準事故対処設備</th> <th>対応手段</th> <th>対処設備</th> <th>手順書</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>フロントライン系故障時</td> <td>残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード, サプレッション・プール冷却モード及び格納容器冷却モード)</td> <td>原子炉格納容器内の減圧及び除熱</td> <td>           残留熱代替除去ポンプ            残留熱除去系熱交換器            原子炉補機代替冷却系            サプレッション・チェンバ            残留熱代替除去系 配管・弁            残留熱除去系 配管・弁・ストレーナ            低圧原子炉代替注水系 配管・弁            格納容器スプレイ・ヘッダ            ホース・接続口            原子炉圧力容器            原子炉格納容器            常設代替交流電源設備<sup>※1</sup>            代替所内電気設備<sup>※1</sup> </td> <td>           事故時操作要領書 (撤換ベース) 「PCV圧力制御」等             AM設備別操作要領書 「R HARによる格納容器除熱」         </td> </tr> </tbody> </table> <p>※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。            ※2：手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。            ※3：手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。</p>	分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書	フロントライン系故障時	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード, サプレッション・プール冷却モード及び格納容器冷却モード)	原子炉格納容器内の減圧及び除熱	残留熱代替除去ポンプ 残留熱除去系熱交換器 原子炉補機代替冷却系 サプレッション・チェンバ 残留熱代替除去系 配管・弁 残留熱除去系 配管・弁・ストレーナ 低圧原子炉代替注水系 配管・弁 格納容器スプレイ・ヘッダ ホース・接続口 原子炉圧力容器 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備 <sup>※1</sup> 代替所内電気設備 <sup>※1</sup>	事故時操作要領書 (撤換ベース) 「PCV圧力制御」等  AM設備別操作要領書 「R HARによる格納容器除熱」	<p>・設備の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 対応手段における対処設備の相違</p>
分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書									
フロントライン系故障時	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード, サプレッション・プール冷却モード及び格納容器冷却モード)	原子炉格納容器内の減圧及び除熱	残留熱代替除去ポンプ 残留熱除去系熱交換器 原子炉補機代替冷却系 サプレッション・チェンバ 残留熱代替除去系 配管・弁 残留熱除去系 配管・弁・ストレーナ 低圧原子炉代替注水系 配管・弁 格納容器スプレイ・ヘッダ ホース・接続口 原子炉圧力容器 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備 <sup>※1</sup> 代替所内電気設備 <sup>※1</sup>	事故時操作要領書 (撤換ベース) 「PCV圧力制御」等  AM設備別操作要領書 「R HARによる格納容器除熱」									

対応手段、対処設備、手順書一覧 (3/5)  
(フロントライン系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書
フロントライン系故障時	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・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード)	格納容器圧力逃がし装置	格納容器圧力逃がし装置	事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「PCV圧力制御」 AM設備別操作手順書 「炉心損傷前PCVベント (フィルタベント使用 (S/C))」 「炉心損傷前PCVベント (フィルタベント使用 (D/W))」 「PCVベント弁駆動源確保 (予備ポンプ)」 多様なハザード対応手順 「フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り」 「フィルタベント水位調整 (水張り)」 「フィルタベント水位調整 (水抜き)」 「フィルタベント停止後のN2パージ」 「フィルタ装置スクラバ水 pH調整」 「ドレン移送ラインN2パージ」 「ドレンタンク水抜き」
		耐圧強化ベント系 (W/W) 配管・弁 耐圧強化ベント系 (D/W) 配管・弁 遠隔手動弁操作設備 遠隔空気駆動弁操作作用ポンプ 遠隔空気駆動弁操作設備配管・弁 原子炉格納容器 (サブプレッション・チェンバ、真空破壊弁を含む) 不活性ガス系配管・弁 非常用ガス処理系配管・弁 主排気筒 (内筒) 常設代替交流電源設備※3 可搬型代替交流電源設備※3 代替所内電気設備※3 可搬型直流電源設備※3 第二代替交流電源設備※3	原子炉格納容器内の減圧及び除熱	重大事故等対処設備

※1: 手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。  
 ※2: 手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。  
 ※3: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

対応手段、対処設備、手順書一覧 (3/4)  
(フロントライン系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書	
フロントライン系故障時	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)、残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール冷却系) 及び格納容器スプレイ冷却系) ポンプ	原子炉格納容器内の減圧及び除熱	格納容器圧力逃がし装置※3	非常時運転手順書Ⅱ (微候ベース) 「PCV圧力制御」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領	
		耐圧強化ベント系による	耐圧強化ベント系配管・弁 第一弁 (S/C側) 第一弁 (D/W側) 耐圧強化ベント系一次隔離弁 耐圧強化ベント系二次隔離弁 遠隔人力操作機構 原子炉格納容器 (サブプレッション・チェンバを含む) 真空破壊弁 不活性ガス系配管・弁 原子炉建屋ガス処理系配管・弁 非常用ガス処理系排気筒 常設代替交流電源設備※4 可搬型代替交流電源設備※4 燃料給油設備※4	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ (微候ベース) 「PCV圧力制御」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		現場操作	遠隔人力操作機構	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ (微候ベース) 「PCV圧力制御」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領

※1: 手順については「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。  
 ※2: 手順については「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。  
 ※3: 手順については「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。  
 ※4: 手順については「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

対応手段、対処設備、手順書一覧 (4/6)  
(フロントライン系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書	
フロントライン系故障時	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及び格納容器冷却モード)	格納容器フィルタベント系 可搬式窒素供給装置	格納容器フィルタベント系 可搬式窒素供給装置	事故時操作要領書 (微候ベース) 「PCV圧力制御」 AM設備別操作要領書 「FCVSによる格納容器ベント」 「FCVS停止後のN2パージ」 原子炉災害対策手順書 「格納容器フィルタベント系系統構成」 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」	
		スクラバ容器補給・排水設備	スクラバ容器補給・排水設備	事故時操作要領書 (微候ベース) 「PCV圧力制御」 AM設備別操作要領書 「FCVSスクラバ容器水位調整」 原子炉災害対策手順書 「第1ベントフィルタスクラバ容器への水補給」	
		可搬式窒素供給装置	可搬式窒素供給装置	事故時操作要領書 (微候ベース) 「PCV圧力制御」 原子炉災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器の窒素ガス置換」	
		原子炉格納容器内の減圧及び除熱	耐圧強化ベント系による	遠隔手動弁操作機構 SGT耐圧強化ベントライン止め弁用空気ポンプ SGT耐圧強化ベントライン止め弁操作設備配管・弁 原子炉格納容器 (サブプレッション・チェンバ、真空破壊装置を含む。) 窒素ガス制御系 配管・弁 非常用ガス処理系 配管・弁 排気筒 常設代替交流電源設備※1 可搬型代替交流電源設備※1 代替所内電気設備※1 可搬式窒素供給装置 ホース・接続口	事故時操作要領書 (微候ベース) 「PCV圧力制御」 AM設備別操作要領書 「耐圧強化ベントによる格納容器ベント」 「耐圧強化ベント停止後のN2パージ」 原子炉災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」

※1: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。  
 ※2: 手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。  
 ※3: 手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

・設備の相違  
【柏崎6/7, 東海第二】  
対応手段における対処設備の相違

・運用の相違  
【柏崎6/7】  
⑩の相違

・設備の相違  
【柏崎6/7, 東海第二】  
島根2号炉のスクラビング水の補給及び排水設備は、スクラビング水の水位挙動評価により、事故発生後7日間は使用しない設備としており、自主対策設備として整理

対応手段、対処設備、手順書一覧 (4/5)  
(フロントライン系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書
フロントライン系故障時	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・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレッドモード) 全交流動力電源	現場操作	遠隔手動弁操作設備 遠隔空気駆動弁操作ポンプ 遠隔空気駆動弁操作設備配管・弁	事故時運転操作手順書 (微換ベース) 「PCV 圧力制御」  AM 設備別操作手順書 「炉心損傷前 PCV ベント (フィルタベント使用 (S/C))」 「炉心損傷前 PCV ベント (フィルタベント使用 (D/W))」 「炉心損傷前 PCV ベント (耐圧強化ライン使用 (S/C))」 「炉心損傷前 PCV ベント (耐圧強化ライン使用 (D/W))」 「PCV ベント弁駆動源確保 (予備ポンプ)」  多様なハザード対応手順 「フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り」 「フィルタベント水位調整 (水張り)」 「フィルタベント水位調整 (水抜き)」 「フィルタベント停止後の N <sub>2</sub> パージ」 「フィルタ装置スクラバ水 pH 調整」 「ドレン移送ライン N <sub>2</sub> パージ」 「ドレンタンク水抜き」

※1: 手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。  
 ※2: 手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。  
 ※3: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

対応手段、対処設備、手順書一覧 (5 / 6)  
(フロントライン系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書
フロントライン系故障時	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及び格納容器冷却モード) 全交流動力電源	現場操作	遠隔手動弁操作機構	事故時操作要領書 (微換ベース) 「PCV 圧力制御」  AM 設備別操作要領書 「FCVS による格納容器ベント」 「FCVS 停止後の N <sub>2</sub> パージ」  原子炉災害対策手順書 「格納容器フィルタベント系系統構成」 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」
		原子炉格納容器への窒素ガス供給	可搬式窒素供給装置	事故時操作要領書 (微換ベース) 「PCV 圧力制御」  原子炉災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器の窒素ガス置換」
		耐圧強化ベントラインによる	遠隔手動弁操作機構 SGT 耐圧強化ベントライン止め弁用空気ポンプ SGT 耐圧強化ベントライン止め弁操作設備配管・弁 原子炉格納容器 (サブプレッション・チェンバ、真空破壊装置を含む。) 窒素ガス制御系 配管・弁 非常用ガス処理系 配管・弁 排気筒 常設代替交流電源設備 <sup>※1</sup> 可搬型代替交流電源設備 <sup>※1</sup> 代替所内電気設備 <sup>※1</sup> 可搬式窒素供給装置 ホース・接続口	事故時操作要領書 (微換ベース) 「PCV 圧力制御」  AM 設備別操作要領書 「耐圧強化ベントによる格納容器ベント」 「耐圧強化ベント停止後の N <sub>2</sub> パージ」  原子炉災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」

※1: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。  
 ※2: 手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。  
 ※3: 手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

・設備の相違  
【柏崎 6/7, 東海第二】  
対応手段における対処設備の相違

・記載表現の相違  
【東海第二】  
東海第二は、遠隔人力操作機構について、対応手段、対応設備、手順一覧 (3/4) にて記載

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20版) 東海第二発電所 (2018. 9. 18版) 島根原子力発電所 2号炉 備考

対応手段、対処設備、手順書一覧 (5/5)  
(サポート系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書
サポート系故障時	原子炉補機冷却系 全交流動力電源	代替原子炉補機冷却系による除熱	熱交換器ユニット 大容量送水車（熱交換器ユニット用） 代替原子炉補機冷却海水ストレーナ ホース 原子炉補機冷却系配管・弁・サージタンク 残留熱除去系熱交換器 海水貯留堰 スクリーン室 取水路 常設代替交流電源設備※3 可搬型代替交流電源設備※3 燃料補給設備※3	<p>事故時運転操作手順書（微候ベース） 「S/P温度制御」等</p> <p>AM設備別操作手順書 「代替Hxによる補機冷却水（A）確保」 「代替Hxによる補機冷却水（B）確保」</p> <p>多様なハザード対応手順 「熱交換器ユニットによる補機冷却水確保」</p>
			重大事故等対処設備 (設計基準批准)	重大事故等対処設備 (設計基準批准)
		代替原子炉補機冷却系へ熱交換器ユニット用又は代替原子炉補機冷却海水ポンプによる除熱	大容量送水車（熱交換器ユニット用）又は代替原子炉補機冷却海水ポンプ 代替原子炉補機冷却海水ストレーナ ホース 原子炉補機冷却系配管・弁 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）※1 残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール冷却モード）※2 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）※2 海水貯留堰 スクリーン室 取水路 常設代替交流電源設備※3 第二代替交流電源設備※3 可搬型代替交流電源設備※3 移動式変圧器 燃料補給設備※3	<p>事故時運転操作手順書（微候ベース） 「S/P温度制御」等</p> <p>AM設備別操作手順書 「代替Hxによる補機冷却水（A）確保」 「代替Hxによる補機冷却水（B）確保」</p> <p>多様なハザード対応手順 「代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水確保」 「大容量送水車による補機冷却水確保」</p>
		自主対策設備	自主対策設備	

※1:手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。  
 ※2:手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。  
 ※3:手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

対応手段、対処設備、手順書一覧 (4/4)  
(サポート系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書
サポート系故障時	残留熱除去系海水系 外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源）	代替残留熱除去系海水系による除熱	緊急用海水ポンプ 緊急用海水系配管・弁 緊急用海水系ストレーナ 残留熱除去系海水系配管・弁 残留熱除去系熱交換器 非常用取水設備 常設代替交流電源設備※4 燃料給油設備※4 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）※1 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）※2 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）※2	<p>非常時運転手順書Ⅱ（微候ベース） 「S/P温度制御」等</p> <p>非常時運転手順書Ⅱ（停止時微候ベース） 「停止時崩壊熱除去制御」等</p> <p>非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「除熱-1」等</p> <p>AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領</p>
			重大事故等対処設備	重大事故等対処設備
		可搬型代替注水大型ポンプ ホース 残留熱除去系海水系配管・弁 緊急用海水系配管・弁 残留熱除去系熱交換器 非常用取水設備 常設代替交流電源設備※4 燃料給油設備※4 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）※1 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）※2 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）※2	<p>非常時運転手順書Ⅱ（微候ベース） 「S/P温度制御」等</p> <p>非常時運転手順書Ⅱ（停止時微候ベース） 「停止時崩壊熱除去制御」等</p> <p>非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「除熱-1」等</p> <p>AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領</p>	
		自主対策設備	自主対策設備	

※1:手順については「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。  
 ※2:手順については「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。  
 ※3:手順については「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。  
 ※4:手順については「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

対応手段、対処設備、手順書一覧 (6/6)  
(サポート系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書
サポート系故障時	原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。） 全交流動力電源	原子炉補機代替冷却系による除熱	移動式代替熱交換設備 大型送水ポンプ車 ホース・接続口 原子炉補機冷却系 配管・弁・サージタンク 原子炉補機代替冷却系 配管・弁 残留熱除去系熱交換器 取水口 取水管 取水槽 常設代替交流電源設備※1 代替所内電気設備※1 燃料補給設備※1	<p>事故時操作要領書（微候ベース） 「S/C温度制御」等</p> <p>AM設備別操作要領書 「移動式代替熱交換設備による冷却水確保」</p> <p>原子炉災害対策手順書 「移動式熱交換設備および大型送水ポンプ車を使用した最終ヒートシンク確保（UHS S備）」 「大型送水ポンプ車を使用した海水供給（ハイドロサブ備）」 「移動式熱交換設備および大型送水ポンプ車を使用した最終ヒートシンク確保（電源備）」</p>
			重大事故等対処設備 (設計基準批准)	重大事故等対処設備 (設計基準批准)
		大型送水ポンプ車による除熱	大型送水ポンプ車 ホース・接続口 原子炉補機代替冷却系 配管・弁 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）※2 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却モード）※2 残留熱除去系（格納容器冷却モード）※2 取水口 取水管 取水槽 常設代替交流電源設備※1 代替所内電気設備※1 燃料補給設備※1	<p>事故時操作要領書（微候ベース） 「S/C温度制御」等</p> <p>AM設備別操作要領書 「大型送水ポンプ車による冷却水確保」</p> <p>原子炉災害対策手順書 「大型送水ポンプ車を使用した海水供給（ハイドロサブ備）」</p>
		自主対策設備	自主対策設備	

※1:手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。  
 ※2:手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。  
 ※3:手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

・設備の相違  
【柏崎6/7, 東海第二】  
対応手段における対処設備の相違

・設備の相違  
【東海第二】  
②の相違  
【柏崎6/7】  
③, ⑩の相違

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																							
		<p style="text-align: center;"><b>第 1.5-2 表 重大事故等対処に係る監視計器</b></p> <p><b>監視計器一覧 (1 / 11)</b></p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 20%;">手順書</th> <th style="width: 30%;">重大事故等の対応に必要な監視項目</th> <th style="width: 50%;">監視パラメータ (計器)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送 a. 残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</td> </tr> <tr> <td rowspan="14">           事故時操作要領書 (徴候ベース)            「P CV 圧力制御」等            AM 設備別操作要領書            「R H A R による格納容器除熱」         </td> <td rowspan="7" style="text-align: center; vertical-align: middle;"> <b>制 所 基 準</b> </td> <td>原子炉格納容器内の放射線量率</td> <td>A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ)</td> </tr> <tr> <td>原子炉圧力容器内の温度</td> <td>原子炉圧力容器温度 (S A)</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内の圧力</td> <td>ドライウエル圧力 (S A) サブプレッション・チェンバ圧力 (S A)</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内の温度</td> <td>ドライウエル温度 (S A) サブプレッション・チェンバ温度 (S A) サブプレッション・プール水温度 (S A)</td> </tr> <tr> <td>最終ヒートシンクの確保</td> <td>B-残留熱除去系熱交換器冷却水流量</td> </tr> <tr> <td>電源</td> <td>緊急用メタクラ電圧 S A ロードセンター母線電圧</td> </tr> <tr> <td>水源の確保</td> <td>サブプレッション・プール水位 (S A)</td> </tr> <tr> <td rowspan="7" style="text-align: center; vertical-align: middle;"> <b>操 作</b> </td> <td>原子炉圧力容器内の水位</td> <td>原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (S A)</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内の圧力</td> <td>ドライウエル圧力 (S A) サブプレッション・チェンバ圧力 (S A)</td> </tr> <tr> <td>原子炉圧力容器内の圧力</td> <td>原子炉圧力 原子炉圧力 (S A)</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内の温度</td> <td>ドライウエル温度 (S A) サブプレッション・チェンバ温度 (S A) サブプレッション・プール水温度 (S A)</td> </tr> <tr> <td>原子炉圧力容器への注水量</td> <td>残留熱代替除去系原子炉注水流量</td> </tr> <tr> <td>最終ヒートシンクの確保</td> <td>残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量 B-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 B-残留熱除去系熱交換器出口温度</td> </tr> <tr> <td>補機監視機能</td> <td>残留熱代替除去ポンプ出口圧力 残留熱代替除去ポンプ出口流量</td> </tr> <tr> <td>水源の確保</td> <td>サブプレッション・プール水位 (S A)</td> </tr> </tbody> </table>	手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送 a. 残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱			事故時操作要領書 (徴候ベース) 「P CV 圧力制御」等 AM 設備別操作要領書 「R H A R による格納容器除熱」	<b>制 所 基 準</b>	原子炉格納容器内の放射線量率	A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ)	原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度 (S A)	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 (S A) サブプレッション・チェンバ圧力 (S A)	原子炉格納容器内の温度	ドライウエル温度 (S A) サブプレッション・チェンバ温度 (S A) サブプレッション・プール水温度 (S A)	最終ヒートシンクの確保	B-残留熱除去系熱交換器冷却水流量	電源	緊急用メタクラ電圧 S A ロードセンター母線電圧	水源の確保	サブプレッション・プール水位 (S A)	<b>操 作</b>	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (S A)	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 (S A) サブプレッション・チェンバ圧力 (S A)	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (S A)	原子炉格納容器内の温度	ドライウエル温度 (S A) サブプレッション・チェンバ温度 (S A) サブプレッション・プール水温度 (S A)	原子炉圧力容器への注水量	残留熱代替除去系原子炉注水流量	最終ヒートシンクの確保	残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量 B-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 B-残留熱除去系熱交換器出口温度	補機監視機能	残留熱代替除去ポンプ出口圧力 残留熱代替除去ポンプ出口流量	水源の確保	サブプレッション・プール水位 (S A)	<p>・設備の相違</p> <p><b>【柏崎 6/7, 東海第二】</b></p> <p>対応手段における監視計器の相違</p>
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)																																								
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送 a. 残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱																																										
事故時操作要領書 (徴候ベース) 「P CV 圧力制御」等 AM 設備別操作要領書 「R H A R による格納容器除熱」	<b>制 所 基 準</b>	原子炉格納容器内の放射線量率	A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ)																																							
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度 (S A)																																							
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 (S A) サブプレッション・チェンバ圧力 (S A)																																							
		原子炉格納容器内の温度	ドライウエル温度 (S A) サブプレッション・チェンバ温度 (S A) サブプレッション・プール水温度 (S A)																																							
		最終ヒートシンクの確保	B-残留熱除去系熱交換器冷却水流量																																							
		電源	緊急用メタクラ電圧 S A ロードセンター母線電圧																																							
		水源の確保	サブプレッション・プール水位 (S A)																																							
	<b>操 作</b>	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (S A)																																							
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 (S A) サブプレッション・チェンバ圧力 (S A)																																							
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (S A)																																							
		原子炉格納容器内の温度	ドライウエル温度 (S A) サブプレッション・チェンバ温度 (S A) サブプレッション・プール水温度 (S A)																																							
		原子炉圧力容器への注水量	残留熱代替除去系原子炉注水流量																																							
		最終ヒートシンクの確保	残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量 B-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 B-残留熱除去系熱交換器出口温度																																							
		補機監視機能	残留熱代替除去ポンプ出口圧力 残留熱代替除去ポンプ出口流量																																							
水源の確保	サブプレッション・プール水位 (S A)																																									

第1.5.2 表 重大事故等対処に係る監視計器

第1.5-2 表 重大事故等対処に係る監視計器

島根原子力発電所 2号炉

備考

監視計器一覧 (1/8)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流電源が健全である場合) e. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱			
事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「PCV 圧力制御」 AM 設備別操作手順書 「炉心損傷前 PCV ベント (フィルタベント使用 (S/C))」 「炉心損傷前 PCV ベント (フィルタベント使用 (D/W))」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (D) (S/C)	
		原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)	
		原子炉格納容器内の温度 ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ氣體温度 サブプレッション・チェンバ・プール水温度	
		原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度 (A) 格納容器内水素濃度 (B) 格納容器内水素濃度 (SA)	
		原子炉格納容器内の酸素濃度 格納容器内酸素濃度	
		原子炉格納容器内の水位 サブプレッション・チェンバ・プール水位	
	電源	操作	M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧 AM 用直流 125V 充電器盤蓄電池電圧
			原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (D) (S/C)
			原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度 (A) 格納容器内水素濃度 (B) 格納容器内水素濃度 (SA)
			原子炉格納容器内の酸素濃度 格納容器内酸素濃度
原子炉格納容器内の水位 サブプレッション・チェンバ・プール水位			
原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)			
原子炉格納容器内の温度 ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ氣體温度 サブプレッション・チェンバ・プール水温度			
最終ヒートシンクの確保 フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ			
補機監視機能 遠隔空気駆動弁操作作用ポンベ出口圧力			
事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「PCV 圧力制御」 AM 設備別操作手順書 「PCV ベント弁駆動部確保 [予備ポンベ]」			判断基準 操作

監視計器一覧 (1/10)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (a) 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱		
非常時運転手順書 II (微候ベース) 「PCV 圧力制御」 AM 設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C)
		原子炉圧力容器内の温度 原子炉圧力容器温度
		原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		電源 M/C 2D 電圧 パワーセンタ (以下「パワーセンタ」を「P/C」という。) 2C 電圧 M/C 2D 電圧 P/C 2D 電圧 緊急用 M/C 電圧 緊急用 P/C 電圧 直流 125V 主母線盤 2 A 電圧 直流 125V 主母線盤 2 B 電圧 緊急用直流 125V 主母線盤電圧
		原子炉格納容器内の水位 サブプレッション・プール水位
		原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		原子炉格納容器内の温度 ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度
		原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内水素濃度
		原子炉格納容器内の酸素濃度 格納容器内酸素濃度 (SA) 格納容器内酸素濃度
		原子炉格納容器内の水位 サブプレッション・プール水位
最終ヒートシンクの確保	操作	フィルタ装置水位 フィルタ装置圧力 フィルタ装置スクラビング水温度 フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)
		最終ヒートシンクの確保

監視計器一覧 (2/11)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流電源が健全である場合) a. 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及び除熱 (a) 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及び除熱		
事故時操作要領書 (微候ベース) 「PCV 圧力制御」 AM 設備別操作手順書 「PCV S による格納容器ベント」 原子炉災害対策手順書 「格納容器フィルタベント系系統構成」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ)
		原子炉格納容器内の温度 原子炉圧力容器温度 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)
		原子炉格納容器内の水位 サブプレッション・プール水位 (SA)
		電源 C-メタラ母線電圧 D-メタラ母線電圧 C-ロードセンタ母線電圧 D-ロードセンタ母線電圧 緊急用メタラ電圧 SA ロードセンタ母線電圧
		原子炉格納容器内の放射線量率 A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ)
		原子炉格納容器内の水素濃度 A-格納容器水素濃度 B-格納容器水素濃度 格納容器水素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の酸素濃度 A-格納容器酸素濃度 B-格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の水位 サブプレッション・プール水位 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)
原子炉格納容器内の温度 サブプレッション・チェンバ温度 (SA) サブプレッション・プール水温度 (SA) ドライウエル温度 (SA)		
最終ヒートシンクの確保	操作	スクラバ容器水位 スクラバ容器圧力 スクラバ容器温度 第1ベントフィルタ出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)

・設備の相違  
【柏崎6/7, 東海第二】  
対応手段における監視計器の相違

監視計器一覧 (2/8)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流電源が健全である場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱		
多様なハザード対応手順 「フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り」	判断基準 最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系 (A) 系統流量 残留熱除去系 (B) 系統流量 残留熱除去系ポンプ (A) 吐出圧力 原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 残留熱除去系熱交換器 (A) 入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口冷却水流量
	操作	-
多様なハザード対応手順 「フィルタベント水位調整 (水張り)」	判断基準 補機監視機能	フィルタ装置水位
	操作	補機監視機能 フィルタ装置水位
多様なハザード対応手順 「フィルタベント水位調整 (水抜き)」	判断基準 補機監視機能	フィルタ装置水位 フィルタ装置金属フィルタ差圧
	操作	補機監視機能 フィルタ装置水位 フィルタ装置ドレン移送流量
多様なハザード対応手順 「フィルタベント停止後の N <sub>2</sub> バージ」	判断基準	-
	操作	補機監視機能 フィルタ装置水素濃度 ・フィルタ装置入口水素濃度 ・フィルタ装置出口水素濃度 フィルタ装置入口圧力
多様なハザード対応手順 「フィルタ装置スクラバ水 pH調整」	判断基準	-
	操作	補機監視機能 フィルタ装置スクラバ水 pH フィルタ装置水位
多様なハザード対応手順 「ドレン移送ライン N <sub>2</sub> バージ」	判断基準	-
	操作	補機監視機能 ドレン移送ライン圧力
多様なハザード対応手順 「ドレンタンク水抜き」	判断基準 補機監視機能	ドレンタンク水位
	操作	補機監視機能 ドレンタンク水位 フィルタ装置ドレン移送流量

監視計器一覧 (2/10)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (b) フィルタ装置スクラビング水補給			
AM設備別操作手順書	判断基準 最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置水位	
	操作	最終ヒートシンクの確保 フィルタ装置水位	
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (c) 原子炉格納容器内の不活性ガス (窒素) 置換			
AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内水素濃度
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内水素濃度
		原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度 (SA) 格納容器内酸素濃度
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系系統流量 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量

監視計器一覧 (3/11)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流電源が健全である場合) a. 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及び除熱 (b) 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水張り)			
事故時操作要領書 (微候ベース) 「PCV圧力制御」	判断基準	補機監視機能 スクラバ容器水位	
AM設備別操作要領書 「FCVスクラバ容器水位調整」	操作	補機監視機能 スクラバ容器水位	
原子力災害対策手順 「第1ベントフィルタスクラバ容器への水補給」			
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流電源が健全である場合) a. 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及び除熱 (c) 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水抜き)			
事故時操作要領書 (微候ベース) 「PCV圧力制御」	判断基準	補機監視機能 スクラバ容器水位	
AM設備別操作要領書 「FCVスクラバ容器水位調整」	操作	補機監視機能 スクラバ容器水位	
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流電源が健全である場合) a. 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及び除熱 (d) 格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスバージ			
事故時操作要領書 (微候ベース) 「PCV圧力制御」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ)
AM設備別操作要領書 「FCV停止後のN <sub>2</sub> バージ」		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度 (SA)
原子力災害対策手順 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)
	操作	補機監視機能	第1ベントフィルタ出口水素濃度 スクラバ容器圧力
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流電源が健全である場合) a. 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及び除熱 (e) 第1ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水 pH調整			
事故時操作要領書 (微候ベース) 「PCV圧力制御」	判断基準	-	
AM設備別操作要領書 「FCVスクラバ容器 pH調整」	操作	補機監視機能	スクラバ水 pH スクラバ容器水位
原子力災害対策手順 「第1ベントフィルタスクラバ容器への水補給」			

・設備の相違  
【柏崎6/7, 東海第二】  
対応手段における監視計器の相違

・設備の相違  
【柏崎6/7】  
⑤, ⑥, ⑦, ⑧の相違

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																				
	<p><b>監視計器一覧 (3/10)</b></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>手順書</th> <th>重大事故等の対応に必要な監視項目</th> <th>監視パラメータ (計器)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (d) フィルタ装置内の不活性ガス (窒素) 置換</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">AM設備別操作手順書</td> <td>判断基準</td> <td>原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">操作</td> <td>原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内水素濃度</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内の酸素濃度 格納容器内酸素濃度 (SA) 格納容器内酸素濃度</td> </tr> <tr> <td colspan="3">1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (e) フィルタ装置スクラビング水移送</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">AM設備別操作手順書</td> <td>判断基準</td> <td>最終ヒートシンクの確保 フィルタ装置スクラビング水温度 フィルタ装置水位</td> </tr> <tr> <td>操作</td> <td>最終ヒートシンクの確保 フィルタ装置水位 フィルタ装置入口水素濃度</td> </tr> </tbody> </table>	手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (d) フィルタ装置内の不活性ガス (窒素) 置換			AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力	操作	原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内水素濃度	原子炉格納容器内の酸素濃度 格納容器内酸素濃度 (SA) 格納容器内酸素濃度	1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (e) フィルタ装置スクラビング水移送			AM設備別操作手順書	判断基準	最終ヒートシンクの確保 フィルタ装置スクラビング水温度 フィルタ装置水位	操作	最終ヒートシンクの確保 フィルタ装置水位 フィルタ装置入口水素濃度	<p><b>監視計器一覧 (4/11)</b></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>手順書</th> <th>重大事故等の対応に必要な監視項目</th> <th>監視パラメータ (計器)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流電源が健全である場合) b. 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給</td> </tr> <tr> <td rowspan="6">事故時操作要領書 (微候ベース) 「PCV圧力制御」 原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器の窒素ガス置換」</td> <td rowspan="3">判断基準</td> <td>原子炉格納容器内の放射線量率 A-格納容器型開放放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器型開放放射線モニタ (ドライウエル) A-格納容器型開放放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ) B-格納容器型開放放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ)</td> </tr> <tr> <td>原子炉圧力容器内の温度 原子炉圧力容器温度 (SA)</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">操作</td> <td>原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内の温度 サブプレッション・プール水温度 (SA)</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内の水素濃度 A-格納容器水素濃度 B-格納容器水素濃度 格納容器水素濃度 (SA)</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内の酸素濃度 A-格納容器酸素濃度 B-格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度 (SA)</td> </tr> </tbody> </table>	手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流電源が健全である場合) b. 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給			事故時操作要領書 (微候ベース) 「PCV圧力制御」 原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器の窒素ガス置換」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 A-格納容器型開放放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器型開放放射線モニタ (ドライウエル) A-格納容器型開放放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ) B-格納容器型開放放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ)	原子炉圧力容器内の温度 原子炉圧力容器温度 (SA)	原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)	操作	原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)	原子炉格納容器内の温度 サブプレッション・プール水温度 (SA)	原子炉格納容器内の水素濃度 A-格納容器水素濃度 B-格納容器水素濃度 格納容器水素濃度 (SA)	原子炉格納容器内の酸素濃度 A-格納容器酸素濃度 B-格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度 (SA)	<p>・設備の相違 【東海第二】 対応手段における監視計器の相違</p> <p>・記載表現の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給の成立性を記載</p>
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)																																					
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (d) フィルタ装置内の不活性ガス (窒素) 置換																																							
AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力																																					
	操作	原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内水素濃度																																					
		原子炉格納容器内の酸素濃度 格納容器内酸素濃度 (SA) 格納容器内酸素濃度																																					
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (e) フィルタ装置スクラビング水移送																																							
AM設備別操作手順書	判断基準	最終ヒートシンクの確保 フィルタ装置スクラビング水温度 フィルタ装置水位																																					
	操作	最終ヒートシンクの確保 フィルタ装置水位 フィルタ装置入口水素濃度																																					
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)																																					
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流電源が健全である場合) b. 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給																																							
事故時操作要領書 (微候ベース) 「PCV圧力制御」 原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器の窒素ガス置換」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 A-格納容器型開放放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器型開放放射線モニタ (ドライウエル) A-格納容器型開放放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ) B-格納容器型開放放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ)																																					
		原子炉圧力容器内の温度 原子炉圧力容器温度 (SA)																																					
		原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)																																					
	操作	原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)																																					
		原子炉格納容器内の温度 サブプレッション・プール水温度 (SA)																																					
		原子炉格納容器内の水素濃度 A-格納容器水素濃度 B-格納容器水素濃度 格納容器水素濃度 (SA)																																					
原子炉格納容器内の酸素濃度 A-格納容器酸素濃度 B-格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度 (SA)																																							

**監視計器一覧 (3/8)**

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流電源が健全である場合) b. 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱			
事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「PCV圧力制御」  AM設備別操作手順書 「炉心損傷前 PCVベント (耐圧強化ライン使用 (S/C))」 「炉心損傷前 PCVベント (耐圧強化ライン使用 (D/W))」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (S/C)	
		原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力(D/W) 格納容器内圧力(S/C)	
		原子炉格納容器内の温度 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 サブプレッション・チェンバ・プール水温度	
		原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度(A) 格納容器内水素濃度(B) 格納容器内水素濃度(SA)	
		原子炉格納容器内の酸素濃度 格納容器内酸素濃度	
		原子炉格納容器内の水位 サブプレッション・チェンバ・プール水位	
		電源 M/C C電圧 M/C D電圧 P/C C-1電圧 P/C D-1電圧 直流125V主母線盤A電圧 直流125V主母線盤B電圧 AM用直流125V充電器密着電池電圧	
		操作	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (S/C)
			原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度(A) 格納容器内水素濃度(B) 格納容器内水素濃度(SA)
			原子炉格納容器内の酸素濃度 格納容器内酸素濃度
原子炉格納容器内の水位 サブプレッション・チェンバ・プール水位			
原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力(D/W) 格納容器内圧力(S/C)			
原子炉格納容器内の温度 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 サブプレッション・チェンバ・プール水温度			
最終ヒートシンクの確保 耐圧強化ベント系放射線モニタ			
補機監視機能 遠隔空気駆動弁操作作用弁出口圧力			
事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「PCV圧力制御」	判断基準	補機監視機能 遠隔空気駆動弁操作作用弁出口圧力	
AM設備別操作手順書 「PCVベント弁駆動器確保[予備ボンベ]」	操作	補機監視機能 遠隔空気駆動弁操作作用弁出口圧力	

**監視計器一覧 (4/10)**

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合) b. 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱		
非常時運転手順書 II (微候ベース) 「PCV圧力制御」  AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C)
		原子炉圧力容器の温度 原子炉圧力容器温度
		原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		電源 緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 緊急用直流125V主母線盤電圧
		原子炉格納容器内の水位 サブプレッション・プール水位
		原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		原子炉格納容器内の温度 ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度
		原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内水素濃度
		原子炉格納容器内の酸素濃度 格納容器内酸素濃度 (SA) 格納容器内酸素濃度
		原子炉格納容器内の水位 サブプレッション・プール水位
最終ヒートシンクの確保 耐圧強化ベント系放射線モニタ		
補機監視機能 計器用空気系系統圧力		
非常時運転手順書 II (微候ベース) 「PCV圧力制御」  AM設備別操作手順書	操作	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内水素濃度
		原子炉格納容器内の温度 ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度
		原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内水素濃度
		原子炉格納容器内の酸素濃度 格納容器内酸素濃度 (SA) 格納容器内酸素濃度
		原子炉格納容器内の水位 サブプレッション・プール水位
		最終ヒートシンクの確保 耐圧強化ベント系放射線モニタ
		補機監視機能 計器用空気系系統圧力
		原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内水素濃度
		原子炉格納容器内の温度 サブプレッション・チェンバ温度 (SA) サブプレッション・チェンバ水温度 (SA) ドライウエル温度 (SA)
		最終ヒートシンクの確保 非常用ガス処理系排ガス・モニタ
事故時操作要領書 (微候ベース) 「PCV圧力制御」  AM設備別操作要領書 「耐圧強化ベント後のN2バージ」  原子力災害対策手順 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ)
原子炉格納容器内の温度 原子炉圧力容器温度 (SA)		
原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)		

**監視計器一覧 (5/11)**

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流電源が健全である場合) c. 耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (a) 耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱		
事故時操作要領書 (微候ベース) 「PCV圧力制御」  AM設備別操作要領書 「耐圧強化ベントによる格納容器ベント」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ)
		原子炉圧力容器内の温度 原子炉圧力容器温度 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)
		原子炉格納容器内の水位 サブプレッション・プール水位 (SA)
		電源 C-メタクラ母線電圧 D-メタクラ母線電圧 C-ロードセンタ母線電圧 D-ロードセンタ母線電圧 緊急用メタクラ電圧 SAロードセンタ母線電圧
		原子炉格納容器内の放射線量率 A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ)
		原子炉格納容器内の水素濃度 A-格納容器水素濃度 B-格納容器水素濃度 格納容器水素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の酸素濃度 A-格納容器酸素濃度 B-格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の水位 サブプレッション・プール水位 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)
原子炉格納容器内の温度 サブプレッション・チェンバ温度 (SA) サブプレッション・プール水温度 (SA) ドライウエル温度 (SA)		
最終ヒートシンクの確保 非常用ガス処理系排ガス・モニタ		
事故時操作要領書 (微候ベース) 「PCV圧力制御」  AM設備別操作要領書 「耐圧強化ベント後のN2バージ」  原子力災害対策手順 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ)
原子炉格納容器内の温度 原子炉圧力容器温度 (SA)		
原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)		

・設備の相違  
【柏崎6/7, 東海第二】  
対応手段における監視計器の相違

**監視計器一覧 (4/8)**

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) e. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)		
事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「PCV 圧力制御」 AM 設備別操作手順書 「炉心損傷前 PCV ベント (フィルタベント使用 (S/C))」 「炉心損傷前 PCV ベント (フィルタベント使用 (D/W))」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (S/C)
		原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度 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 サブプレッション・チェンバ・プール水温度
		原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度 (A) 格納容器内水素濃度 (B) 格納容器内水素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の酸素濃度 格納容器内酸素濃度
	原子炉格納容器内の水位 サブプレッション・チェンバ・プール水位	
	操作	電源 M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧 AM 用直流 125V 充電器蓄電池電圧
		原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (S/C)
		原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度 (A) 格納容器内水素濃度 (B) 格納容器内水素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の水位 サブプレッション・チェンバ・プール水位
原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)		
原子炉格納容器内の温度 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 サブプレッション・チェンバ・プール水温度		
最終ヒートシンクの確保 フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ		

**監視計器一覧 (5/10)**

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (a) 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)		
非常時運転手順書 II (微候ベース) 「PCV 圧力制御」 AM 設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C)
		原子炉圧力容器内の温度 原子炉圧力容器温度
		原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		電源 緊急用 M/C 電圧 緊急用 P/C 電圧 緊急用直流 125V 主母線盤電圧
		原子炉格納容器内の水位 サブプレッション・プール水位
	操作	原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		原子炉格納容器内の温度 ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度
		原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内水素濃度
		原子炉格納容器内の酸素濃度 格納容器内酸素濃度 (SA) 格納容器内酸素濃度
		原子炉格納容器内の水位 サブプレッション・プール水位
最終ヒートシンクの確保 フィルタ装置圧力 フィルタ装置スクラビング水温度 フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)		

**監視計器一覧 (6/11)**

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (3) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 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及び除熱 (現場操作) (a) 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及び除熱 (現場操作)		
事故時操作要領書 (微候ベース) 「PCV 圧力制御」 AM 設備別操作要領書 「PCVS による格納容器ベント」 原子炉災害対策手順書 「格納容器フィルタベント系系統構成」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ)
		原子炉圧力容器内の温度 原子炉圧力容器温度 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)
		原子炉格納容器内の水位 サブプレッション・プール水位 (SA)
		電源 C-メタラ母線電圧 D-メタラ母線電圧 C-ロードセンタ母線電圧 D-ロードセンタ母線電圧 緊急用メタラ電圧 SA ロードセンタ母線電圧
	操作	原子炉格納容器内の放射線量率 A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ)
		原子炉格納容器内の水素濃度 A-格納容器水素濃度 B-格納容器水素濃度 格納容器水素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の酸素濃度 A-格納容器酸素濃度 B-格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の水位 サブプレッション・プール水位 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)
原子炉格納容器内の温度 サブプレッション・チェンバ温度 (SA) サブプレッション・プール水温度 (SA) ドライウエル温度 (SA)		
最終ヒートシンクの確保 スクラバ容器水位 スクラバ容器圧力 スクラバ容器温度 第1ベントフィルタ出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)		

・設備の相違  
【柏崎 6/7, 東海第二】  
対応手段における監視計器の相違

**監視計器一覧 (5/8)**

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)		
多様なハザード対応手順 「フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り」	判断基準 最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系(A)系統流量 残留熱除去系(B)系統流量 残留熱除去系ポンプ(A)吐出圧力 残留熱除去系ポンプ(B)吐出圧力 原子炉補機冷却水系(A)系統流量 原子炉補機冷却水系(B)系統流量 残留熱除去系熱交換器(A)入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器(B)入口冷却水流量
	操作	-
多様なハザード対応手順 「フィルタベント水位調整 (水張り)」	判断基準 補機監視機能	フィルタ装置水位
	操作	補機監視機能 フィルタ装置水位
多様なハザード対応手順 「フィルタベント水位調整 (水抜き)」	判断基準 補機監視機能	フィルタ装置水位 フィルタ装置金属フィルタ差圧
	操作	補機監視機能 フィルタ装置水位 フィルタ装置ドレン移送流量
多様なハザード対応手順 「フィルタベント停止後のN2パージ」	判断基準 -	-
	操作	補機監視機能 フィルタ装置水素濃度 ・フィルタ装置入口水素濃度 ・フィルタ装置出口水素濃度 フィルタ装置入口圧力
多様なハザード対応手順 「フィルタ装置スクラバ水 pH調整」	判断基準 -	-
	操作	補機監視機能 フィルタ装置スクラバ水 pH フィルタ装置水位
多様なハザード対応手順 「ドレン移送ラインN2パージ」	判断基準 -	-
	操作	補機監視機能 ドレン移送ライン圧力
多様なハザード対応手順 「ドレンタンク水抜き」	判断基準 補機監視機能	ドレンタンク水位
	操作	補機監視機能 ドレンタンク水位 フィルタ装置ドレン移送流量

**監視計器一覧 (6/10)**

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (b) フィルタ装置スクラビング水補給			
AM設備別操作手順書	判断基準 最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置水位	
	操作	最終ヒートシンクの確保 フィルタ装置水位	
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (c) 原子炉格納容器内の不活性ガス (窒素) 置換			
AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内水素濃度
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度
	操作	原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内水素濃度
		原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度 (SA) 格納容器内酸素濃度
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系系統流量 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量

**監視計器一覧 (7/11)**

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (3) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 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及び除熱 (現場操作) (b) 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水張り)		
事故時操作要領書 (微観ベース) 「PCV圧力制御」	判断基準	補機監視機能 スクラバ容器水位
AM設備別操作要領書 「FCVSスクラバ容器水位調整」	操作	補機監視機能 スクラバ容器水位
原子炉災害対策手順 「第1ベントフィルタスクラバ容器への水補給」		
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (3) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 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及び除熱 (現場操作) (c) 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水抜き)		
事故時操作要領書 (微観ベース) 「PCV圧力制御」	判断基準	補機監視機能 スクラバ容器水位
AM設備別操作要領書 「FCVSスクラバ容器水位調整」	操作	補機監視機能 スクラバ容器水位
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (3) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 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及び除熱 (現場操作) (d) 格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ		
事故時操作要領書 (微観ベース) 「PCV圧力制御」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ)
AM設備別操作要領書 「FCVS停止後のN2パージ」		原子炉圧力容器内の温度 原子炉圧力容器温度 (SA)
原子炉災害対策手順 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」		原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)
	操作	補機監視機能 第1ベントフィルタ出口水素濃度 スクラバ容器圧力
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (3) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 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及び除熱 (現場操作) (e) 第1ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水 pH調整		
事故時操作要領書 (微観ベース) 「PCV圧力制御」	判断基準	-
AM設備別操作要領書 「FCVSスクラバ容器 pH調整」	操作	-
原子炉災害対策手順 「第1ベントフィルタスクラバ容器への水補給」		
	操作	補機監視機能 スクラバ水 pH スクラバ容器水位

・設備の相違  
【柏崎6/7, 東海第二】  
対応手段における監視計器の相違

・設備の相違  
【柏崎6/7】  
⑤, ⑥, ⑦, ⑧の相違

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																					
	<p>監視計器一覧 (7 / 10)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>手順書</th> <th>重大事故等の対応に必要な監視項目</th> <th>監視パラメータ (計器)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (d) フィルタ装置内の不活性ガス (窒素) 置換</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">AM設備別操作手順書</td> <td>判断基準</td> <td>原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">操作</td> <td>原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度 (S A) 格納容器内水素濃度</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内の酸素濃度 格納容器内酸素濃度 (S A) 格納容器内酸素濃度</td> </tr> <tr> <td colspan="3">1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (e) フィルタ装置スクラビング水移送</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">AM設備別操作手順書</td> <td>判断基準</td> <td>最終ヒートシンクの確保 フィルタ装置スクラビング水温度 フィルタ装置水位</td> </tr> <tr> <td>操作</td> <td>最終ヒートシンクの確保 フィルタ装置水位 フィルタ装置スクラビング水温度 フィルタ装置入口水素濃度</td> </tr> </tbody> </table>	手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (d) フィルタ装置内の不活性ガス (窒素) 置換			AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力	操作	原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度 (S A) 格納容器内水素濃度	原子炉格納容器内の酸素濃度 格納容器内酸素濃度 (S A) 格納容器内酸素濃度	1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (e) フィルタ装置スクラビング水移送			AM設備別操作手順書	判断基準	最終ヒートシンクの確保 フィルタ装置スクラビング水温度 フィルタ装置水位	操作	最終ヒートシンクの確保 フィルタ装置水位 フィルタ装置スクラビング水温度 フィルタ装置入口水素濃度	<p>監視計器一覧 (8 / 11)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>手順書</th> <th>重大事故等の対応に必要な監視項目</th> <th>監視パラメータ (計器)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (3) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) b. 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">事故時操作要領書 (微観ベース) 「PCV圧力制御」 原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器の窒素ガス置換」</td> <td rowspan="2">判断基準</td> <td>原子炉格納容器内の放射線量率 A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ)</td> </tr> <tr> <td>原子炉圧力容器内の温度 原子炉圧力容器温度 (S A)</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">操作</td> <td>原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 (S A) サブプレッション・チェンバ圧力 (S A)</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内の温度 サブプレッション・プール水温度 (S A)</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内の水素濃度 A-格納容器水素濃度 B-格納容器水素濃度 格納容器水素濃度 (S A)</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>原子炉格納容器内の酸素濃度 A-格納容器酸素濃度 B-格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度 (S A)</td> </tr> </tbody> </table>	手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (3) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) b. 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給			事故時操作要領書 (微観ベース) 「PCV圧力制御」 原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器の窒素ガス置換」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ)	原子炉圧力容器内の温度 原子炉圧力容器温度 (S A)	操作	原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 (S A) サブプレッション・チェンバ圧力 (S A)	原子炉格納容器内の温度 サブプレッション・プール水温度 (S A)	原子炉格納容器内の水素濃度 A-格納容器水素濃度 B-格納容器水素濃度 格納容器水素濃度 (S A)			原子炉格納容器内の酸素濃度 A-格納容器酸素濃度 B-格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度 (S A)	<p>・設備の相違 【東海第二】 対応手段における監視計器の相違</p> <p>・記載表現の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給の成立性を記載</p>
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)																																						
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (d) フィルタ装置内の不活性ガス (窒素) 置換																																								
AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力																																						
	操作	原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度 (S A) 格納容器内水素濃度																																						
		原子炉格納容器内の酸素濃度 格納容器内酸素濃度 (S A) 格納容器内酸素濃度																																						
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (e) フィルタ装置スクラビング水移送																																								
AM設備別操作手順書	判断基準	最終ヒートシンクの確保 フィルタ装置スクラビング水温度 フィルタ装置水位																																						
	操作	最終ヒートシンクの確保 フィルタ装置水位 フィルタ装置スクラビング水温度 フィルタ装置入口水素濃度																																						
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)																																						
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (3) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) b. 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給																																								
事故時操作要領書 (微観ベース) 「PCV圧力制御」 原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器の窒素ガス置換」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ)																																						
		原子炉圧力容器内の温度 原子炉圧力容器温度 (S A)																																						
	操作	原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 (S A) サブプレッション・チェンバ圧力 (S A)																																						
		原子炉格納容器内の温度 サブプレッション・プール水温度 (S A)																																						
原子炉格納容器内の水素濃度 A-格納容器水素濃度 B-格納容器水素濃度 格納容器水素濃度 (S A)																																								
		原子炉格納容器内の酸素濃度 A-格納容器酸素濃度 B-格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度 (S A)																																						

**監視計器一覧 (6/8)**

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2)最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) b. 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)			
事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「PCV圧力制御」 AM設備別操作手順書 「炉心損傷前PCVベント (耐圧強化ライン使用 (S/C))」 「炉心損傷前PCVベント (耐圧強化ライン使用 (D/W))」	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (S/C)	
		原子炉格納容器内の圧力	格納容器内圧力(D/W) 格納容器内圧力(S/C)
		原子炉格納容器内の温度	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 サブプレッション・チェンバ・プール水温度
	原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度(A) 格納容器内水素濃度(B) 格納容器内水素濃度(SA)	
		原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度
		原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・チェンバ・プール水位
	電源	M/C C電圧 M/C D電圧 P/C C-1電圧 P/C D-1電圧 直流125V主母線盤A電圧 直流125V主母線盤B電圧 AM用直流125V充電器蓄電池電圧	
		原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (S/C)
	原子炉格納容器内の水素濃度		格納容器内水素濃度(A) 格納容器内水素濃度(B) 格納容器内水素濃度(SA)
	原子炉格納容器内の酸素濃度		格納容器内酸素濃度
原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・チェンバ・プール水位		
原子炉格納容器内の圧力	格納容器内圧力(D/W) 格納容器内圧力(S/C)		
原子炉格納容器内の温度	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 サブプレッション・チェンバ・プール水温度		
	最終ヒートシンクの確保	耐圧強化ベント系放射線モニタ	

**監視計器一覧 (8/10)**

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合) b. 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)			
非常時運転手順書 II (微候ベース) 「PCV圧力制御」 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C)
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		電源	緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 緊急用直流125V主母線盤電圧
		原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位
	操作	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C)
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内水素濃度
		原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度 (SA) 格納容器内酸素濃度
		原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度		
最終ヒートシンクの確保	耐圧強化ベント系放射線モニタ		

**監視計器一覧 (9/11)**

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (3) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) c. 耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) a. 耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)			
事故時操作要領書 (微候ベース) 「PCV圧力制御」 AM設備別操作要領書 「耐圧強化ベントによる格納容器ベント」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ)
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)
		原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位 (SA)
		電源	C-メタラ母線電圧 D-メタラ母線電圧 C-ロードセンタ母線電圧 D-ロードセンタ母線電圧 緊急用メタラ電圧 SAロードセンタ母線電圧
	操作	原子炉格納容器内の放射線量率	A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ)
		原子炉格納容器内の水素濃度	A-格納容器水素濃度 B-格納容器水素濃度 格納容器水素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の酸素濃度	A-格納容器酸素濃度 B-格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)
原子炉格納容器内の温度	サブプレッション・チェンバ温度 (SA) サブプレッション・プール水温度 (SA) ドライウエル温度 (SA)		
最終ヒートシンクの確保	非常用ガス処理系排ガス・モニタ		
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (3) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) c. 耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) b. 耐圧強化ベントライン停止後の重蒸気スパージ			
事故時操作要領書 (微候ベース) 「PCV圧力制御」 AM設備別操作要領書 「耐圧強化ベント停止後のN2ページ」 原子力災害対策手順 「可搬式変素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の重蒸気置換」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ)
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)

・設備の相違  
【柏崎6/7, 東海第二】  
対応手段における監視計器の相違

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																																																																																														
<p><b>監視計器一覧 (7/8)</b></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>手順書</th> <th>重大事故等の対応に必要な監視項目</th> <th>監視パラメータ (計器)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1)最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送 a. 代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保 b. 大容量送水車 (熱交換器ユニット) 又は代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水確保</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「S/P温度制御」等 AM設備別操作手順書 「代替Hxによる補機冷却水 (A) 確保」 「代替Hxによる補機冷却水 (B) 確保」 多様なハザード対応手順 「熱交換器ユニットによる補機冷却水確保」</td> <td rowspan="4">判断基準</td> <td>原子炉格納容器内の温度</td> <td>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 サブプレッション・チェンバ・プール水温度</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内の圧力</td> <td>格納容器内圧力 (D/M) 格納容器内圧力 (S/C)</td> </tr> <tr> <td>電源</td> <td>M/C C電圧 M/C D電圧 P/C C-1電圧 P/C D-1電圧 直流125V主母線盤A電圧 直流125V主母線盤B電圧</td> </tr> <tr> <td>水源の確保</td> <td>RCWサージタンク水位 (A) 水位 RCWサージタンク水位 (B) 水位</td> </tr> <tr> <td rowspan="2"></td> <td rowspan="2">操作</td> <td>最終ヒートシンクの確保</td> <td>原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 残留熱除去系熱交換器 (A) 入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口冷却水流量</td> </tr> <tr> <td>補機監視機能</td> <td>代替RCWユニット入口温度 代替RCWポンプ (A) 吸込圧力 代替RCWポンプ (B) 吸込圧力 代替RCWポンプ (A) 吐出圧力 代替RCWポンプ (B) 吐出圧力 代替RSWポンプ出口圧力 大容量送水車吐出圧力</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「S/P温度制御」等 AM設備別操作手順書 「代替Hxによる補機冷却水 (A) 確保」 「代替Hxによる補機冷却水 (B) 確保」 多様なハザード対応手順 「代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水確保」 「大容量送水車による補機冷却水確保」</td> <td rowspan="4">判断基準</td> <td>原子炉格納容器内の温度</td> <td>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 サブプレッション・チェンバ・プール水温度</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内の圧力</td> <td>格納容器内圧力 (D/M) 格納容器内圧力 (S/C)</td> </tr> <tr> <td>電源</td> <td>M/C C電圧 M/C D電圧 P/C C-1電圧 P/C D-1電圧 直流125V主母線盤A電圧 直流125V主母線盤B電圧</td> </tr> <tr> <td>最終ヒートシンクの確保</td> <td>原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 残留熱除去系熱交換器 (A) 入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口冷却水流量</td> </tr> <tr> <td></td> <td>操作</td> <td>補機監視機能</td> <td>大容量送水車吐出圧力</td> </tr> </tbody> </table>	手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1)最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送 a. 代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保 b. 大容量送水車 (熱交換器ユニット) 又は代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水確保			事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「S/P温度制御」等 AM設備別操作手順書 「代替Hxによる補機冷却水 (A) 確保」 「代替Hxによる補機冷却水 (B) 確保」 多様なハザード対応手順 「熱交換器ユニットによる補機冷却水確保」	判断基準	原子炉格納容器内の温度	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 サブプレッション・チェンバ・プール水温度	原子炉格納容器内の圧力	格納容器内圧力 (D/M) 格納容器内圧力 (S/C)	電源	M/C C電圧 M/C D電圧 P/C C-1電圧 P/C D-1電圧 直流125V主母線盤A電圧 直流125V主母線盤B電圧	水源の確保	RCWサージタンク水位 (A) 水位 RCWサージタンク水位 (B) 水位		操作	最終ヒートシンクの確保	原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 残留熱除去系熱交換器 (A) 入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口冷却水流量	補機監視機能	代替RCWユニット入口温度 代替RCWポンプ (A) 吸込圧力 代替RCWポンプ (B) 吸込圧力 代替RCWポンプ (A) 吐出圧力 代替RCWポンプ (B) 吐出圧力 代替RSWポンプ出口圧力 大容量送水車吐出圧力	事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「S/P温度制御」等 AM設備別操作手順書 「代替Hxによる補機冷却水 (A) 確保」 「代替Hxによる補機冷却水 (B) 確保」 多様なハザード対応手順 「代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水確保」 「大容量送水車による補機冷却水確保」	判断基準	原子炉格納容器内の温度	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 サブプレッション・チェンバ・プール水温度	原子炉格納容器内の圧力	格納容器内圧力 (D/M) 格納容器内圧力 (S/C)	電源	M/C C電圧 M/C D電圧 P/C C-1電圧 P/C D-1電圧 直流125V主母線盤A電圧 直流125V主母線盤B電圧	最終ヒートシンクの確保	原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 残留熱除去系熱交換器 (A) 入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口冷却水流量		操作	補機監視機能	大容量送水車吐出圧力	<p><b>監視計器一覧 (9/10)</b></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>手順書</th> <th>重大事故等の対応に必要な監視項目</th> <th>監視パラメータ (計器)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送 a. 緊急用海水系による冷却水の確保</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">非常時運転手順書II (微候ベース) 「S/P温度制御」等 非常時運転手順書II (停止時微候ベース) 「停止時崩壊熱除去制御」等 非常時運転手順書III (シビアアクシデント) 「除熱-1」等 AM設備別操作手順書</td> <td rowspan="3">判断基準</td> <td>原子炉格納容器内の温度</td> <td>ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度 サブプレッション・プール水温度</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内の圧力</td> <td>ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力</td> </tr> <tr> <td>電源</td> <td>緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 緊急用直流125V主母線盤電圧</td> </tr> <tr> <td></td> <td>操作</td> <td>最終ヒートシンクの確保</td> <td>緊急用海水系流量 (残留熱除去系熱交換器) 緊急用海水系流量 (残留熱除去系補機)</td> </tr> <tr> <td colspan="3">1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送 b. 代替残留熱除去系海水系による冷却水の確保</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">非常時運転手順書II (微候ベース) 「S/P温度制御」等 非常時運転手順書II (停止時微候ベース) 「停止時崩壊熱除去制御」等 非常時運転手順書III (シビアアクシデント) 「除熱-1」等 AM設備別操作手順書</td> <td rowspan="3">判断基準</td> <td>原子炉格納容器内の温度</td> <td>ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度 サブプレッション・プール水温度</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内の圧力</td> <td>ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力</td> </tr> <tr> <td>電源</td> <td>緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 緊急用直流125V主母線盤電圧</td> </tr> <tr> <td></td> <td>操作</td> <td>最終ヒートシンクの確保</td> <td>残留熱除去系海水系系統流量</td> </tr> </tbody> </table>	手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送 a. 緊急用海水系による冷却水の確保			非常時運転手順書II (微候ベース) 「S/P温度制御」等 非常時運転手順書II (停止時微候ベース) 「停止時崩壊熱除去制御」等 非常時運転手順書III (シビアアクシデント) 「除熱-1」等 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度 サブプレッション・プール水温度	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力	電源	緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 緊急用直流125V主母線盤電圧		操作	最終ヒートシンクの確保	緊急用海水系流量 (残留熱除去系熱交換器) 緊急用海水系流量 (残留熱除去系補機)	1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送 b. 代替残留熱除去系海水系による冷却水の確保			非常時運転手順書II (微候ベース) 「S/P温度制御」等 非常時運転手順書II (停止時微候ベース) 「停止時崩壊熱除去制御」等 非常時運転手順書III (シビアアクシデント) 「除熱-1」等 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度 サブプレッション・プール水温度	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力	電源	緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 緊急用直流125V主母線盤電圧		操作	最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系海水系系統流量	<p><b>監視計器一覧 (10/11)</b></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>手順書</th> <th>重大事故等の対応に必要な監視項目</th> <th>監視パラメータ (計器)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送 a. 原子炉補機代替冷却系による除熱</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">事故時操作要領書 (微候ベース) 「S/C温度制御」等 AM設備別操作要領書 「移動式代替熱交換設備による冷却水確保」 原子力災害対策手順書 「移動式熱交換設備および大型送水ポンプ車を使用した最終ヒートシンク確保 (UHS S編)」 「大型送水ポンプ車を使用した海水供給 (ハイドロサブ編)」 「移動式熱交換設備および大型送水ポンプ車を使用した最終ヒートシンク確保 (電源編)」</td> <td rowspan="4">判断基準</td> <td>原子炉格納容器内の温度</td> <td>サブプレッション・チェンバ温度 (SA) サブプレッション・プール水温度 (SA) ドライウエル温度 (SA)</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内の圧力</td> <td>ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)</td> </tr> <tr> <td>電源</td> <td>C-メタクラ母線電圧 D-メタクラ母線電圧 C-ロードセンタ母線電圧 D-ロードセンタ母線電圧 緊急用メタクラ電圧 SAロードセンタ母線電圧</td> </tr> <tr> <td>水源の確保</td> <td>A-RCWサージタンク水位 B-RCWサージタンク水位</td> </tr> <tr> <td></td> <td>操作</td> <td>最終ヒートシンクの確保</td> <td>A-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 B-残留熱除去系熱交換器冷却水流量</td> </tr> <tr> <td></td> <td>操作</td> <td>補機監視機能</td> <td>移動式代替熱交換設備淡水ポンプ出口圧力 大型送水ポンプ車出口圧力</td> </tr> <tr> <td colspan="3">1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送 b. 大型送水ポンプ車による除熱</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">事故時操作要領書 (微候ベース) 「S/C温度制御」等 AM設備別操作要領書 「大型送水ポンプ車による冷却水確保」 原子力災害対策手順書 「大型送水ポンプ車を使用した海水供給 (ハイドロサブ編)」</td> <td rowspan="4">判断基準</td> <td>原子炉格納容器内の温度</td> <td>サブプレッション・チェンバ温度 (SA) サブプレッション・プール水温度 (SA) ドライウエル温度 (SA)</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内の圧力</td> <td>ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)</td> </tr> <tr> <td>電源</td> <td>C-メタクラ母線電圧 D-メタクラ母線電圧 C-ロードセンタ母線電圧 D-ロードセンタ母線電圧 緊急用メタクラ電圧 SAロードセンタ母線電圧</td> </tr> <tr> <td>最終ヒートシンクの確保</td> <td>A-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 B-残留熱除去系熱交換器冷却水流量</td> </tr> <tr> <td></td> <td>操作</td> <td>補機監視機能</td> <td>大型送水ポンプ車出口圧力</td> </tr> </tbody> </table>	手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送 a. 原子炉補機代替冷却系による除熱			事故時操作要領書 (微候ベース) 「S/C温度制御」等 AM設備別操作要領書 「移動式代替熱交換設備による冷却水確保」 原子力災害対策手順書 「移動式熱交換設備および大型送水ポンプ車を使用した最終ヒートシンク確保 (UHS S編)」 「大型送水ポンプ車を使用した海水供給 (ハイドロサブ編)」 「移動式熱交換設備および大型送水ポンプ車を使用した最終ヒートシンク確保 (電源編)」	判断基準	原子炉格納容器内の温度	サブプレッション・チェンバ温度 (SA) サブプレッション・プール水温度 (SA) ドライウエル温度 (SA)	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)	電源	C-メタクラ母線電圧 D-メタクラ母線電圧 C-ロードセンタ母線電圧 D-ロードセンタ母線電圧 緊急用メタクラ電圧 SAロードセンタ母線電圧	水源の確保	A-RCWサージタンク水位 B-RCWサージタンク水位		操作	最終ヒートシンクの確保	A-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 B-残留熱除去系熱交換器冷却水流量		操作	補機監視機能	移動式代替熱交換設備淡水ポンプ出口圧力 大型送水ポンプ車出口圧力	1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送 b. 大型送水ポンプ車による除熱			事故時操作要領書 (微候ベース) 「S/C温度制御」等 AM設備別操作要領書 「大型送水ポンプ車による冷却水確保」 原子力災害対策手順書 「大型送水ポンプ車を使用した海水供給 (ハイドロサブ編)」	判断基準	原子炉格納容器内の温度	サブプレッション・チェンバ温度 (SA) サブプレッション・プール水温度 (SA) ドライウエル温度 (SA)	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)	電源	C-メタクラ母線電圧 D-メタクラ母線電圧 C-ロードセンタ母線電圧 D-ロードセンタ母線電圧 緊急用メタクラ電圧 SAロードセンタ母線電圧	最終ヒートシンクの確保	A-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 B-残留熱除去系熱交換器冷却水流量		操作	補機監視機能	大型送水ポンプ車出口圧力	<p>・設備の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 対応手段における監視計器の相違 【東海第二】 ②の相違</p>
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)																																																																																																															
1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1)最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送 a. 代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保 b. 大容量送水車 (熱交換器ユニット) 又は代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水確保																																																																																																																	
事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「S/P温度制御」等 AM設備別操作手順書 「代替Hxによる補機冷却水 (A) 確保」 「代替Hxによる補機冷却水 (B) 確保」 多様なハザード対応手順 「熱交換器ユニットによる補機冷却水確保」	判断基準	原子炉格納容器内の温度	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 サブプレッション・チェンバ・プール水温度																																																																																																														
		原子炉格納容器内の圧力	格納容器内圧力 (D/M) 格納容器内圧力 (S/C)																																																																																																														
		電源	M/C C電圧 M/C D電圧 P/C C-1電圧 P/C D-1電圧 直流125V主母線盤A電圧 直流125V主母線盤B電圧																																																																																																														
		水源の確保	RCWサージタンク水位 (A) 水位 RCWサージタンク水位 (B) 水位																																																																																																														
	操作	最終ヒートシンクの確保	原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 残留熱除去系熱交換器 (A) 入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口冷却水流量																																																																																																														
		補機監視機能	代替RCWユニット入口温度 代替RCWポンプ (A) 吸込圧力 代替RCWポンプ (B) 吸込圧力 代替RCWポンプ (A) 吐出圧力 代替RCWポンプ (B) 吐出圧力 代替RSWポンプ出口圧力 大容量送水車吐出圧力																																																																																																														
事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「S/P温度制御」等 AM設備別操作手順書 「代替Hxによる補機冷却水 (A) 確保」 「代替Hxによる補機冷却水 (B) 確保」 多様なハザード対応手順 「代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水確保」 「大容量送水車による補機冷却水確保」	判断基準	原子炉格納容器内の温度	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 サブプレッション・チェンバ・プール水温度																																																																																																														
		原子炉格納容器内の圧力	格納容器内圧力 (D/M) 格納容器内圧力 (S/C)																																																																																																														
		電源	M/C C電圧 M/C D電圧 P/C C-1電圧 P/C D-1電圧 直流125V主母線盤A電圧 直流125V主母線盤B電圧																																																																																																														
		最終ヒートシンクの確保	原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 残留熱除去系熱交換器 (A) 入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口冷却水流量																																																																																																														
	操作	補機監視機能	大容量送水車吐出圧力																																																																																																														
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)																																																																																																															
1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送 a. 緊急用海水系による冷却水の確保																																																																																																																	
非常時運転手順書II (微候ベース) 「S/P温度制御」等 非常時運転手順書II (停止時微候ベース) 「停止時崩壊熱除去制御」等 非常時運転手順書III (シビアアクシデント) 「除熱-1」等 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度 サブプレッション・プール水温度																																																																																																														
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力																																																																																																														
		電源	緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 緊急用直流125V主母線盤電圧																																																																																																														
	操作	最終ヒートシンクの確保	緊急用海水系流量 (残留熱除去系熱交換器) 緊急用海水系流量 (残留熱除去系補機)																																																																																																														
1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送 b. 代替残留熱除去系海水系による冷却水の確保																																																																																																																	
非常時運転手順書II (微候ベース) 「S/P温度制御」等 非常時運転手順書II (停止時微候ベース) 「停止時崩壊熱除去制御」等 非常時運転手順書III (シビアアクシデント) 「除熱-1」等 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度 サブプレッション・プール水温度																																																																																																														
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力																																																																																																														
		電源	緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 緊急用直流125V主母線盤電圧																																																																																																														
	操作	最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系海水系系統流量																																																																																																														
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)																																																																																																															
1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送 a. 原子炉補機代替冷却系による除熱																																																																																																																	
事故時操作要領書 (微候ベース) 「S/C温度制御」等 AM設備別操作要領書 「移動式代替熱交換設備による冷却水確保」 原子力災害対策手順書 「移動式熱交換設備および大型送水ポンプ車を使用した最終ヒートシンク確保 (UHS S編)」 「大型送水ポンプ車を使用した海水供給 (ハイドロサブ編)」 「移動式熱交換設備および大型送水ポンプ車を使用した最終ヒートシンク確保 (電源編)」	判断基準	原子炉格納容器内の温度	サブプレッション・チェンバ温度 (SA) サブプレッション・プール水温度 (SA) ドライウエル温度 (SA)																																																																																																														
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)																																																																																																														
		電源	C-メタクラ母線電圧 D-メタクラ母線電圧 C-ロードセンタ母線電圧 D-ロードセンタ母線電圧 緊急用メタクラ電圧 SAロードセンタ母線電圧																																																																																																														
		水源の確保	A-RCWサージタンク水位 B-RCWサージタンク水位																																																																																																														
	操作	最終ヒートシンクの確保	A-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 B-残留熱除去系熱交換器冷却水流量																																																																																																														
	操作	補機監視機能	移動式代替熱交換設備淡水ポンプ出口圧力 大型送水ポンプ車出口圧力																																																																																																														
1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送 b. 大型送水ポンプ車による除熱																																																																																																																	
事故時操作要領書 (微候ベース) 「S/C温度制御」等 AM設備別操作要領書 「大型送水ポンプ車による冷却水確保」 原子力災害対策手順書 「大型送水ポンプ車を使用した海水供給 (ハイドロサブ編)」	判断基準	原子炉格納容器内の温度	サブプレッション・チェンバ温度 (SA) サブプレッション・プール水温度 (SA) ドライウエル温度 (SA)																																																																																																														
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)																																																																																																														
		電源	C-メタクラ母線電圧 D-メタクラ母線電圧 C-ロードセンタ母線電圧 D-ロードセンタ母線電圧 緊急用メタクラ電圧 SAロードセンタ母線電圧																																																																																																														
		最終ヒートシンクの確保	A-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 B-残留熱除去系熱交換器冷却水流量																																																																																																														
	操作	補機監視機能	大型送水ポンプ車出口圧力																																																																																																														

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																																												
<p><b>監視計器一覧 (8/8)</b></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>手順書</th> <th>重大事故等の対応に必要な監視項目</th> <th>監視パラメータ (計器)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">1.5.2.3 重大事故等対応設備 (設計基準拡張) による対応手順 (1) 原子炉補機冷却系による補機冷却水確保</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「S/P温度制御」等</td> <td>原子炉圧力容器内の温度</td> <td>原子炉圧力容器温度</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内の温度</td> <td>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 サブプレッション・チェンバ・プール水温度</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内の圧力</td> <td>格納容器内圧力 (D/M) 格納容器内圧力 (S/C)</td> </tr> <tr> <td>水源の確保</td> <td>R/CWサージタンク水位 (A) 水位 R/CWサージタンク水位 (B) 水位 R/CWサージタンク水位 (C) 水位</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">操作</td> <td>原子炉格納容器内の温度</td> <td>サブプレッション・チェンバ・プール水温度</td> </tr> <tr> <td>最終ヒートシンクの確保</td> <td>残留熱除去系熱交換器 (A) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (C) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (A) 出口温度 残留熱除去系熱交換器 (B) 出口温度 残留熱除去系熱交換器 (C) 出口温度 残留熱除去系 (A) 系統流量 残留熱除去系 (B) 系統流量 残留熱除去系 (C) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (C) 系統流量 残留熱除去系熱交換器 (A) 入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器 (C) 入口冷却水流量 原子炉補機冷却水系熱交換器 (I) 出口冷却水温度 原子炉補機冷却水系熱交換器 (B) 出口冷却水温度 原子炉補機冷却水系熱交換器 (C) 出口冷却水温度</td> </tr> </tbody> </table>	手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	1.5.2.3 重大事故等対応設備 (設計基準拡張) による対応手順 (1) 原子炉補機冷却系による補機冷却水確保			事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「S/P温度制御」等	原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度	原子炉格納容器内の温度	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 サブプレッション・チェンバ・プール水温度	原子炉格納容器内の圧力	格納容器内圧力 (D/M) 格納容器内圧力 (S/C)	水源の確保	R/CWサージタンク水位 (A) 水位 R/CWサージタンク水位 (B) 水位 R/CWサージタンク水位 (C) 水位	操作	原子炉格納容器内の温度	サブプレッション・チェンバ・プール水温度	最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系熱交換器 (A) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (C) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (A) 出口温度 残留熱除去系熱交換器 (B) 出口温度 残留熱除去系熱交換器 (C) 出口温度 残留熱除去系 (A) 系統流量 残留熱除去系 (B) 系統流量 残留熱除去系 (C) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (C) 系統流量 残留熱除去系熱交換器 (A) 入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器 (C) 入口冷却水流量 原子炉補機冷却水系熱交換器 (I) 出口冷却水温度 原子炉補機冷却水系熱交換器 (B) 出口冷却水温度 原子炉補機冷却水系熱交換器 (C) 出口冷却水温度	<p><b>監視計器一覧 (10/10)</b></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>手順書</th> <th>重大事故等の対応に必要な監視項目</th> <th>監視パラメータ (計器)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">1.5.2.3 設計基準事故対応設備を使用した対応手順 (1) 残留熱除去系海水系による冷却水の確保</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">非常時運転手順書 II (微候ベース) 「S/P温度制御」等</td> <td rowspan="3">判断基準</td> <td>原子炉圧力容器の温度</td> <td>原子炉圧力容器の温度</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内の温度</td> <td>ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度 サブプレッション・プール水温度</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内の圧力</td> <td>ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力</td> </tr> <tr> <td>非常時運転手順書 III (シビアアクシデント) 「除熱-1」等</td> <td rowspan="2">操作</td> <td>原子炉格納容器内の温度</td> <td>サブプレッション・プール水温度</td> </tr> <tr> <td>AM設備別操作手順書</td> <td>最終ヒートシンクの確保</td> <td>残留熱除去系熱交換器入口温度 残留熱除去系熱交換器出口温度 残留熱除去系海水系系統流量 残留熱除去系系統流量</td> </tr> </tbody> </table>	手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	1.5.2.3 設計基準事故対応設備を使用した対応手順 (1) 残留熱除去系海水系による冷却水の確保			非常時運転手順書 II (微候ベース) 「S/P温度制御」等	判断基準	原子炉圧力容器の温度	原子炉圧力容器の温度	原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度 サブプレッション・プール水温度	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力	非常時運転手順書 III (シビアアクシデント) 「除熱-1」等	操作	原子炉格納容器内の温度	サブプレッション・プール水温度	AM設備別操作手順書	最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系熱交換器入口温度 残留熱除去系熱交換器出口温度 残留熱除去系海水系系統流量 残留熱除去系系統流量	<p><b>監視計器一覧 (11/11)</b></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>手順書</th> <th>重大事故等の対応に必要な監視項目</th> <th>監視パラメータ (計器)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">1.5.2.3 重大事故等対応設備 (設計基準拡張) による対応手順 (1) 原子炉補機冷却系 (原子炉補機海水系を含む。) による除熱</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">事故時操作手順書 (微候ベース) 「S/C温度制御」</td> <td rowspan="3">判断基準</td> <td>原子炉格納容器内の温度</td> <td>サブプレッション・チェンバ温度 (SA) サブプレッション・プール水温度 (SA) ドライウエル温度 (SA)</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内の圧力</td> <td>ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)</td> </tr> <tr> <td>水源の確保</td> <td>A-R/CWサージタンク水位 B-R/CWサージタンク水位</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">操作</td> <td>原子炉格納容器内の温度</td> <td>サブプレッション・プール水温度 (SA)</td> </tr> <tr> <td>最終ヒートシンクの確保</td> <td>A-残留熱除去系熱交換器入口温度 B-残留熱除去系熱交換器入口温度 A-残留熱除去系熱交換器出口温度 B-残留熱除去系熱交換器出口温度 A-残留熱除去ポンプ出口流量 B-残留熱除去ポンプ出口流量 I-原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 II-原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 A-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 B-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 I-R/CW熱交換器出口温度 II-R/CW熱交換器出口温度</td> </tr> </tbody> </table>	手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	1.5.2.3 重大事故等対応設備 (設計基準拡張) による対応手順 (1) 原子炉補機冷却系 (原子炉補機海水系を含む。) による除熱			事故時操作手順書 (微候ベース) 「S/C温度制御」	判断基準	原子炉格納容器内の温度	サブプレッション・チェンバ温度 (SA) サブプレッション・プール水温度 (SA) ドライウエル温度 (SA)	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)	水源の確保	A-R/CWサージタンク水位 B-R/CWサージタンク水位	操作	原子炉格納容器内の温度	サブプレッション・プール水温度 (SA)	最終ヒートシンクの確保	A-残留熱除去系熱交換器入口温度 B-残留熱除去系熱交換器入口温度 A-残留熱除去系熱交換器出口温度 B-残留熱除去系熱交換器出口温度 A-残留熱除去ポンプ出口流量 B-残留熱除去ポンプ出口流量 I-原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 II-原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 A-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 B-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 I-R/CW熱交換器出口温度 II-R/CW熱交換器出口温度	<p>・設備の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 対応手段における監視計器の相違</p>
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)																																																													
1.5.2.3 重大事故等対応設備 (設計基準拡張) による対応手順 (1) 原子炉補機冷却系による補機冷却水確保																																																															
事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「S/P温度制御」等	原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度																																																													
	原子炉格納容器内の温度	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 サブプレッション・チェンバ・プール水温度																																																													
	原子炉格納容器内の圧力	格納容器内圧力 (D/M) 格納容器内圧力 (S/C)																																																													
	水源の確保	R/CWサージタンク水位 (A) 水位 R/CWサージタンク水位 (B) 水位 R/CWサージタンク水位 (C) 水位																																																													
操作	原子炉格納容器内の温度	サブプレッション・チェンバ・プール水温度																																																													
	最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系熱交換器 (A) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (C) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (A) 出口温度 残留熱除去系熱交換器 (B) 出口温度 残留熱除去系熱交換器 (C) 出口温度 残留熱除去系 (A) 系統流量 残留熱除去系 (B) 系統流量 残留熱除去系 (C) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (C) 系統流量 残留熱除去系熱交換器 (A) 入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器 (C) 入口冷却水流量 原子炉補機冷却水系熱交換器 (I) 出口冷却水温度 原子炉補機冷却水系熱交換器 (B) 出口冷却水温度 原子炉補機冷却水系熱交換器 (C) 出口冷却水温度																																																													
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)																																																													
1.5.2.3 設計基準事故対応設備を使用した対応手順 (1) 残留熱除去系海水系による冷却水の確保																																																															
非常時運転手順書 II (微候ベース) 「S/P温度制御」等	判断基準	原子炉圧力容器の温度	原子炉圧力容器の温度																																																												
		原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度 サブプレッション・プール水温度																																																												
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力																																																												
	非常時運転手順書 III (シビアアクシデント) 「除熱-1」等	操作	原子炉格納容器内の温度	サブプレッション・プール水温度																																																											
AM設備別操作手順書	最終ヒートシンクの確保		残留熱除去系熱交換器入口温度 残留熱除去系熱交換器出口温度 残留熱除去系海水系系統流量 残留熱除去系系統流量																																																												
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)																																																													
1.5.2.3 重大事故等対応設備 (設計基準拡張) による対応手順 (1) 原子炉補機冷却系 (原子炉補機海水系を含む。) による除熱																																																															
事故時操作手順書 (微候ベース) 「S/C温度制御」	判断基準	原子炉格納容器内の温度	サブプレッション・チェンバ温度 (SA) サブプレッション・プール水温度 (SA) ドライウエル温度 (SA)																																																												
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)																																																												
		水源の確保	A-R/CWサージタンク水位 B-R/CWサージタンク水位																																																												
	操作	原子炉格納容器内の温度	サブプレッション・プール水温度 (SA)																																																												
最終ヒートシンクの確保		A-残留熱除去系熱交換器入口温度 B-残留熱除去系熱交換器入口温度 A-残留熱除去系熱交換器出口温度 B-残留熱除去系熱交換器出口温度 A-残留熱除去ポンプ出口流量 B-残留熱除去ポンプ出口流量 I-原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 II-原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 A-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 B-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 I-R/CW熱交換器出口温度 II-R/CW熱交換器出口温度																																																													

第 1.5.3 表 審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
【1.5】 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等	格納容器圧力逃がし装置	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 常設代替直流電源設備 可搬型直流電源設備  AM 用 MCC AM 用直流 125V
	不活性ガス系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 常設代替直流電源設備 可搬型直流電源設備  MCC C 系 AM 用 MCC 直流 125V B 系 AM 用直流 125V
	非常用ガス処理系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備  MCC C 系 MCC D 系
	代替原子炉補機冷却系 (熱交換器ユニット)	可搬型代替交流電源設備  代替原子炉補機冷却系 (熱交換器ユニット)
	原子炉補機冷却系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備  MCC C 系 MCC D 系 AM 用 MCC
	中央制御室監視計器類	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備  計測用 A 系電源 計測用 B 系電源

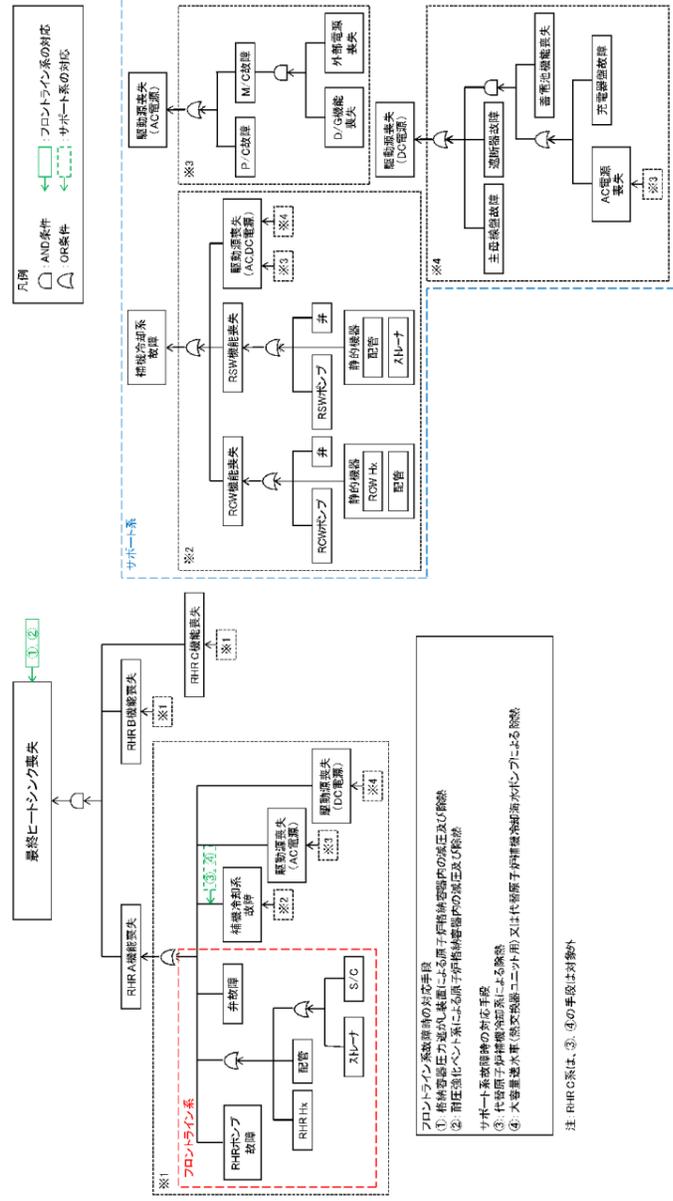
第 1.5-3 表 審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
【1.5】 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等	不活性ガス系 弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 緊急用モータコントロールセンタ (以下「モータコントロールセンタ」を「MCC」という。) MCC 2D 系
	格納容器圧力逃がし装置 弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 緊急用 MCC MCC 2D 系
	耐圧強化ベント系 弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 緊急用 MCC
	緊急用海水ポンプ	常設代替交流電源設備 緊急用 M/C
	緊急用海水系 弁	常設代替交流電源設備 緊急用 MCC
	残留熱除去系海水系 弁	常設代替交流電源設備 緊急用 MCC MCC 2C 系 MCC 2D 系
	中央制御室監視計器類	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 直流125V主母線盤 2A 直流125V主母線盤 2B 緊急用直流125V主母線盤

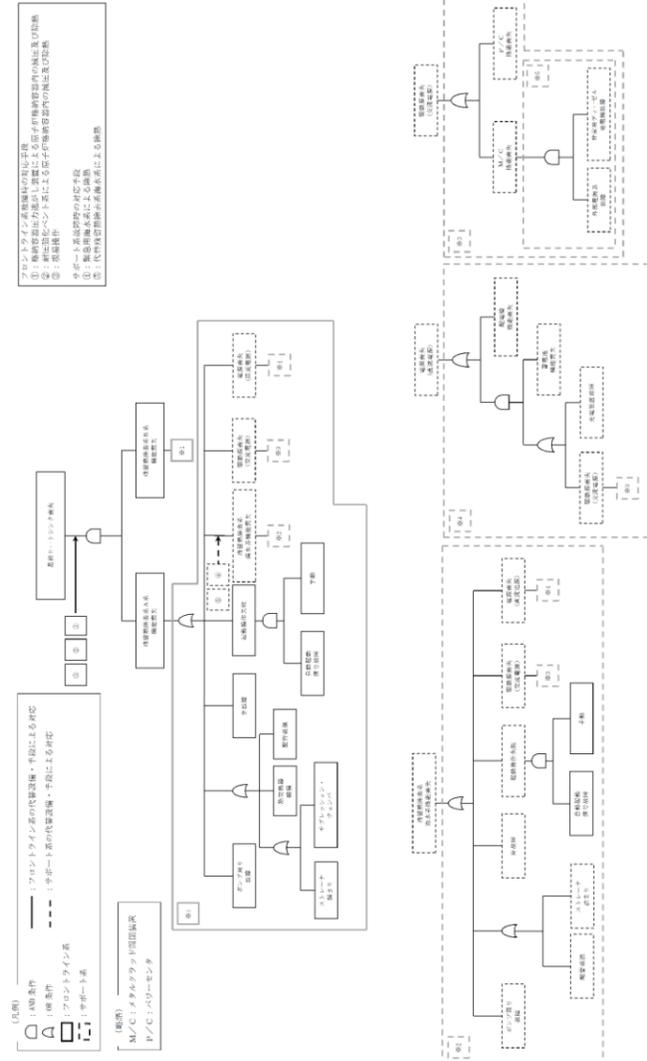
第 1.5-3 表 審査基準における要求事項毎の給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
【1.5】 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等	格納容器フィルタベント系	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備  SA-C/C
	窒素ガス制御系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備  C/C C 系 C/C D 系 SA-C/C
	非常用ガス処理系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備  C/C C 系 C/C D 系 SA-C/C
	移動式代替熱交換設備	常設代替交流電源設備 緊急用メタクラ
	原子炉補機冷却系弁	常設代替交流電源設備  C/C C 系 C/C D 系 SA-C/C
	中央制御室監視計器類	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備  計装C/C C 系 計装C/C D 系

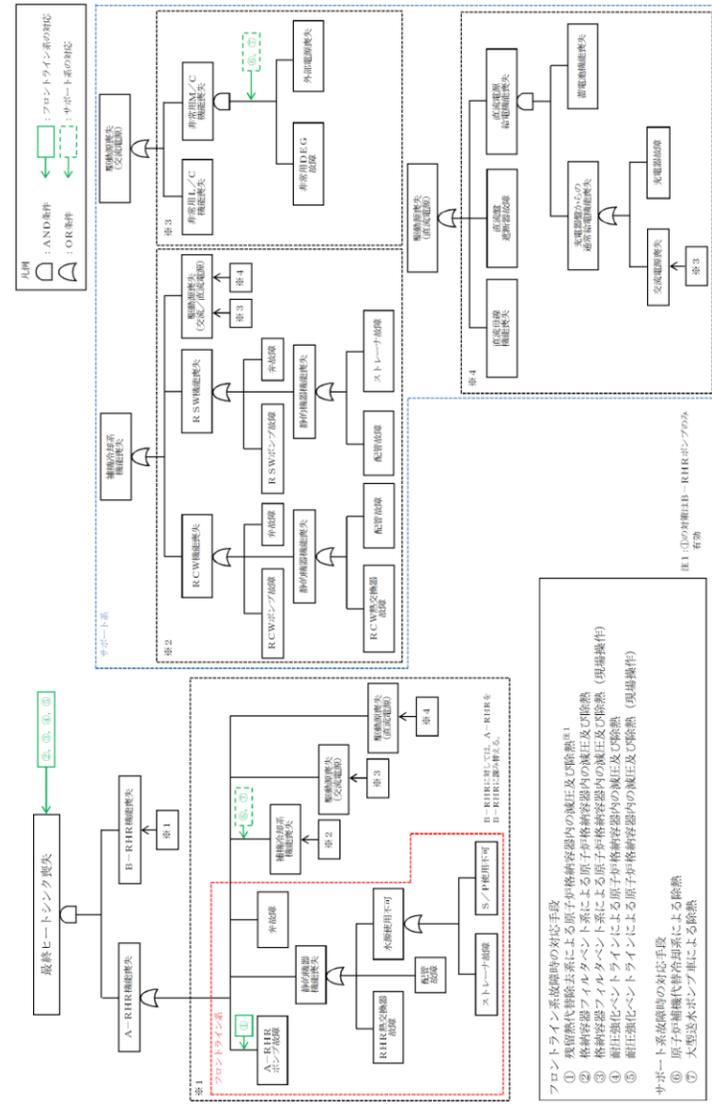
・設備の相違  
【柏崎 6/7, 東海第二】  
電源構成の相違及び  
対応手段の相違による  
供給対象設備の相違



第 1.5-1 図 機能喪失原因対策分析



第 1.5-1 図 機能喪失原因対策分析



第 1.5-1 図 機能喪失原因対策分析

・設備及び運用の相違  
【柏崎6/7, 東海第二】  
設備の相違に基づく  
機能喪失想定及び対応  
手段の相違



柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<div data-bbox="172 556 816 1627" style="border: 1px solid black; height: 510px; width: 217px; margin: 0 auto;"></div> <p data-bbox="875 766 920 1407" style="text-align: center;">第 1.5.2 図 EOP「S/P 温度制御」における対応フロー</p>	<div data-bbox="985 556 1629 1627" style="border: 1px solid black; height: 510px; width: 217px; margin: 0 auto;"></div> <p data-bbox="1647 567 1691 1606" style="text-align: center;">第 1.5-2 図 非常時運転手順書 II (徴候ベース)「PCV 圧力制御」における対応フロー</p>	<div data-bbox="1757 546 2487 1453" style="border: 1px solid black; height: 432px; width: 246px; margin: 0 auto;"></div> <p data-bbox="1736 1480 2507 1554" style="text-align: center;">第 1.5-2 図 EOP 格納容器制御「PCV 圧力制御」における 対応フロー</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<div data-bbox="1757 457 2490 1367" data-label="Image"> </div> <div data-bbox="1727 1381 2519 1470" data-label="Caption"> <p>第1.5-3図 EOP 格納容器制御「D/W温度制御」における 対応フロー</p> </div>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<div data-bbox="1754 485 2445 1696" style="border: 1px solid black; height: 577px; width: 233px; margin: 0 auto;"></div>	<p data-bbox="2460 636 2496 1541" style="writing-mode: vertical-rl; text-orientation: upright;">第1.5-4図 EOP 格納容器制御「S/C水位制御」における対応フロー</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<div data-bbox="1754 485 2445 1696" style="border: 1px solid black; height: 577px; width: 233px; margin: 0 auto;"></div>	<p style="text-align: center;">第1.5-5図 EOP 格納容器制御「PCV水素濃度制御」における対応フロー</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<div data-bbox="172 527 851 1661" style="border: 1px solid black; height: 540px; width: 229px;"></div> <p data-bbox="875 772 914 1411" style="text-align: center;">第 1.5.3 図 EOP 「PCV 圧力制御」 における対応フロー</p>	<div data-bbox="964 527 1644 1661" style="border: 1px solid black; height: 540px; width: 229px;"></div> <p data-bbox="1668 571 1706 1612" style="text-align: center;">第 1.5-3 図 非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「S / P 温度制御」 における対応フロー</p>	<div data-bbox="1745 464 2499 1583" style="border: 2px solid black; height: 533px; width: 254px;"></div> <p data-bbox="1736 1612 2507 1690" style="text-align: center;">第 1.5-6 図 EOP 格納容器制御 「S / C 温度制御」 における 対応フロー</p>	

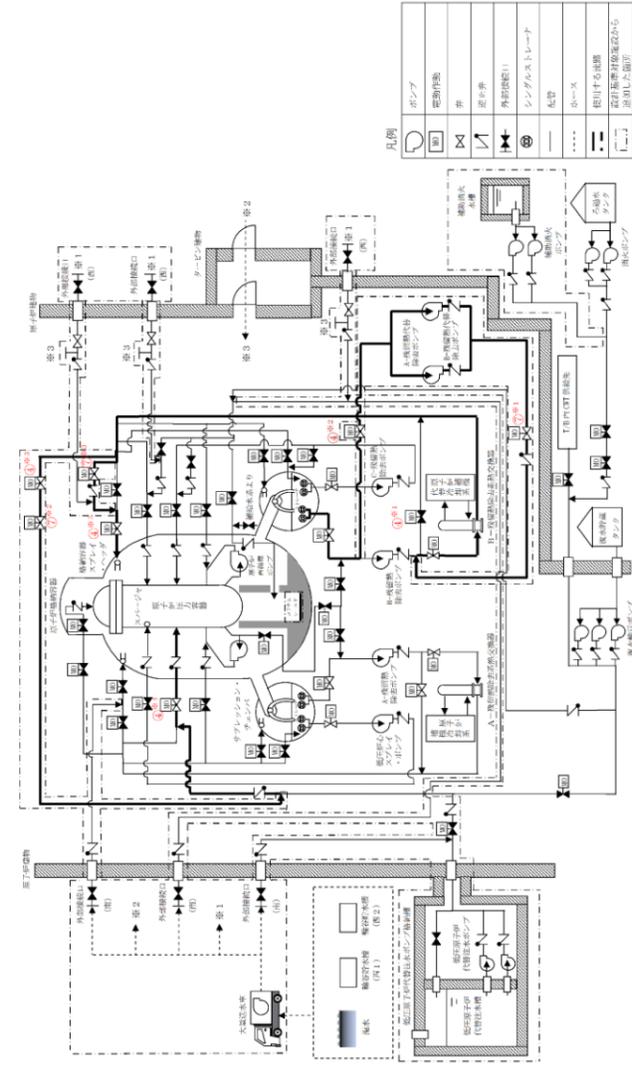
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)

東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)

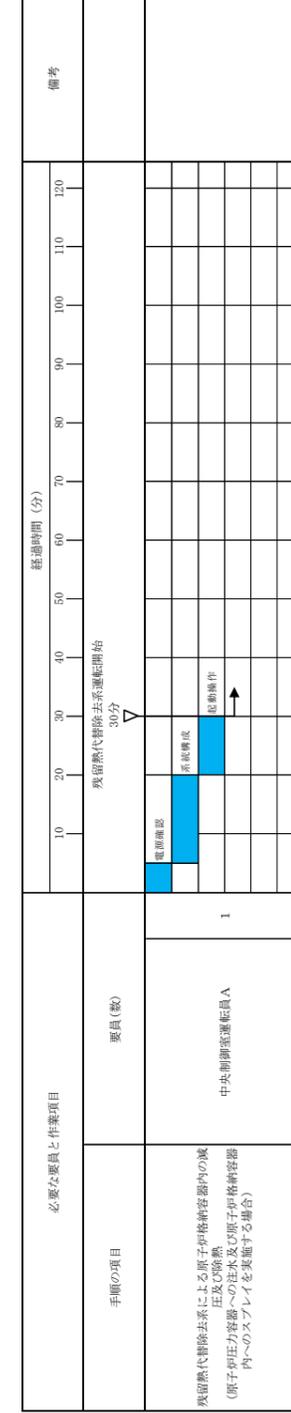
島根原子力発電所 2号炉

備考

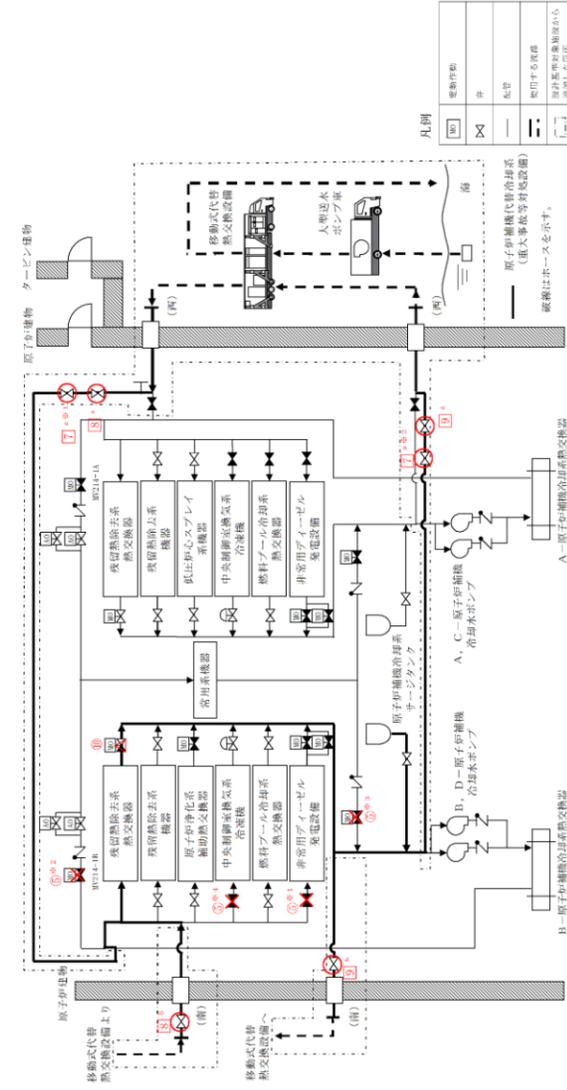
- ・設備の相違
- 【柏崎6/7, 東海第二】
- ①の相違



柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																		
		<table border="1" data-bbox="1855 613 2270 1633"> <thead> <tr> <th>操作手順</th> <th>弁名称</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>④※1</td> <td>B-熱交バイパス弁</td> </tr> <tr> <td>④※2</td> <td>RHR RHRライン入口止め弁</td> </tr> <tr> <td>④※3</td> <td>RHR A-F LSR連絡ライン止め弁</td> </tr> <tr> <td>④※4</td> <td>A-RHR注水弁</td> </tr> <tr> <td>④※5</td> <td>B-RHRドライウエル第2スプレイ弁</td> </tr> <tr> <td>⑦※1</td> <td>RHRライン流量調節弁</td> </tr> <tr> <td>⑦※2</td> <td>RHR A-F LSR連絡ライン流量調節弁</td> </tr> <tr> <td>⑦※3</td> <td>RHR PCVスプレイ連絡ライン流量調節弁</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="2291 598 2350 1600">記載例 ○ : 操作手順番号を示す。 ○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合, その実施順を示す。</p> <p data-bbox="2374 577 2410 1642"><b>第 1.5-7 図 残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図(2 / 2)</b></p>	操作手順	弁名称	④※1	B-熱交バイパス弁	④※2	RHR RHRライン入口止め弁	④※3	RHR A-F LSR連絡ライン止め弁	④※4	A-RHR注水弁	④※5	B-RHRドライウエル第2スプレイ弁	⑦※1	RHRライン流量調節弁	⑦※2	RHR A-F LSR連絡ライン流量調節弁	⑦※3	RHR PCVスプレイ連絡ライン流量調節弁	
操作手順	弁名称																				
④※1	B-熱交バイパス弁																				
④※2	RHR RHRライン入口止め弁																				
④※3	RHR A-F LSR連絡ライン止め弁																				
④※4	A-RHR注水弁																				
④※5	B-RHRドライウエル第2スプレイ弁																				
⑦※1	RHRライン流量調節弁																				
⑦※2	RHR A-F LSR連絡ライン流量調節弁																				
⑦※3	RHR PCVスプレイ連絡ライン流量調節弁																				

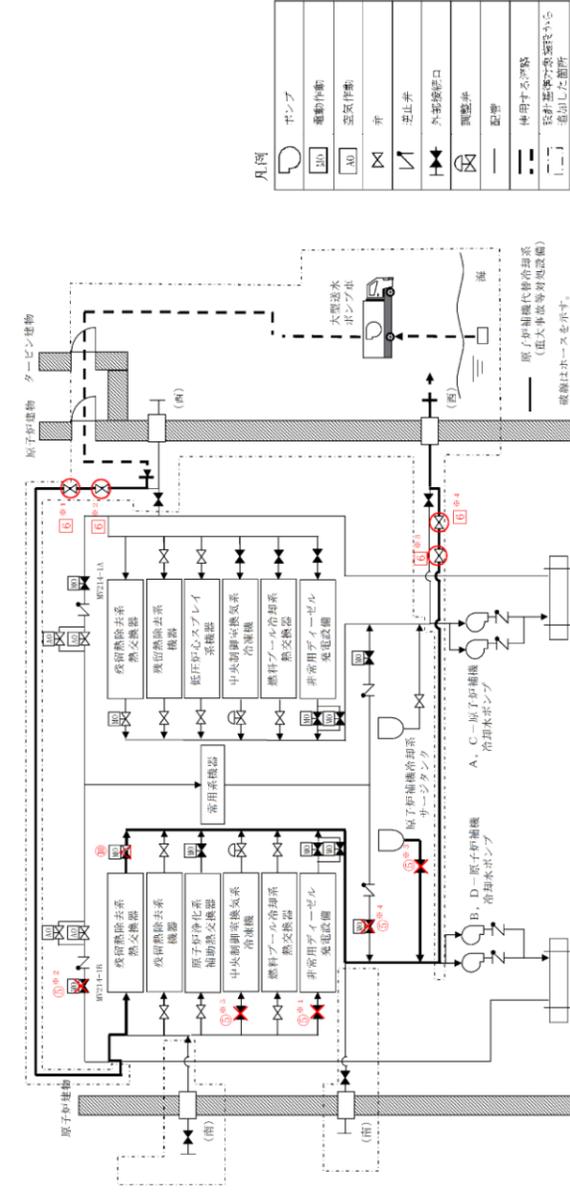


第 1.5-8 図 残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱  
(原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイを実施する場合) タイムチャート



第 1.5-9 図 残留熱代替除去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 概要図(1/4)  
(原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉  <table border="1" data-bbox="1768 764 2234 1560"> <thead> <tr> <th>操作手順</th> <th>弁名称</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>⑤※1</td> <td>RCW B-D E G 冷却水入口弁</td> </tr> <tr> <td>⑤※2</td> <td>B-RCW 常用補機冷却水入口切替弁</td> </tr> <tr> <td>⑤※3</td> <td>B-RCW 常用補機冷却水出口切替弁</td> </tr> <tr> <td>⑤※4</td> <td>RCW B-中央制御室冷凍機入口弁</td> </tr> <tr> <td>⑩</td> <td>B-RHR 熱交冷却水出口弁</td> </tr> <tr> <td>⑦<sup>a</sup>※1</td> <td>RCW B-AHEF 西側供給配管止め弁</td> </tr> <tr> <td>⑦<sup>a</sup>※2</td> <td>RCW B-AHEF 西側戻り配管止め弁</td> </tr> <tr> <td>⑧<sup>a</sup></td> <td>AHEF B-西側供給配管止め弁</td> </tr> <tr> <td>⑧<sup>b</sup></td> <td>AHEF B-供給配管止め弁</td> </tr> <tr> <td>⑨<sup>a</sup></td> <td>AHEF B-西側戻り配管止め弁</td> </tr> <tr> <td>⑨<sup>b</sup></td> <td>AHEF B-戻り配管止め弁</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="2288 642 2392 1539">           記載例 ○ : 運転員操作の操作手順番号を示す。            □ : 緊急時対策要員操作の操作手順番号を示す。            ○*1~、□*1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。            ○<sup>a</sup>~、□<sup>a</sup>~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順を示す。         </p> <p data-bbox="2418 459 2496 1759"> <b>第1.5-9図 残留熱代替除去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 概要図(2/4)</b>  <b>(原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合)</b> </p>	操作手順	弁名称	⑤※1	RCW B-D E G 冷却水入口弁	⑤※2	B-RCW 常用補機冷却水入口切替弁	⑤※3	B-RCW 常用補機冷却水出口切替弁	⑤※4	RCW B-中央制御室冷凍機入口弁	⑩	B-RHR 熱交冷却水出口弁	⑦ <sup>a</sup> ※1	RCW B-AHEF 西側供給配管止め弁	⑦ <sup>a</sup> ※2	RCW B-AHEF 西側戻り配管止め弁	⑧ <sup>a</sup>	AHEF B-西側供給配管止め弁	⑧ <sup>b</sup>	AHEF B-供給配管止め弁	⑨ <sup>a</sup>	AHEF B-西側戻り配管止め弁	⑨ <sup>b</sup>	AHEF B-戻り配管止め弁	備考
操作手順	弁名称																										
⑤※1	RCW B-D E G 冷却水入口弁																										
⑤※2	B-RCW 常用補機冷却水入口切替弁																										
⑤※3	B-RCW 常用補機冷却水出口切替弁																										
⑤※4	RCW B-中央制御室冷凍機入口弁																										
⑩	B-RHR 熱交冷却水出口弁																										
⑦ <sup>a</sup> ※1	RCW B-AHEF 西側供給配管止め弁																										
⑦ <sup>a</sup> ※2	RCW B-AHEF 西側戻り配管止め弁																										
⑧ <sup>a</sup>	AHEF B-西側供給配管止め弁																										
⑧ <sup>b</sup>	AHEF B-供給配管止め弁																										
⑨ <sup>a</sup>	AHEF B-西側戻り配管止め弁																										
⑨ <sup>b</sup>	AHEF B-戻り配管止め弁																										



柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉  <table border="1" data-bbox="1774 747 2243 1617"> <thead> <tr> <th>操作手順</th> <th>弁名称</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>⑤※1</td> <td>RCW B-D E G 冷却水入口弁</td> </tr> <tr> <td>⑤※2</td> <td>B-R C W 常用補機冷却水入口切替弁</td> </tr> <tr> <td>⑤※3</td> <td>B-R C W サージタンク出口弁</td> </tr> <tr> <td>⑤※4</td> <td>B-R C W 常用補機冷却水出口切替弁</td> </tr> <tr> <td>⑤※5</td> <td>RCW B-中央制御室冷凍機入口弁</td> </tr> <tr> <td>⑩</td> <td>B-R H R 熱交冷却水出口弁</td> </tr> <tr> <td>⑥※1</td> <td>RCW B-A H E F 西側供給配管止め弁</td> </tr> <tr> <td>⑥※2</td> <td>A H E F B-西側供給配管止め弁</td> </tr> <tr> <td>⑥※3</td> <td>RCW B-A H E F 西側戻り配管止め弁</td> </tr> <tr> <td>⑥※4</td> <td>A H E F B-西側戻り配管止め弁</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="2300 615 2389 1596">           記載例 ○ : 運転員操作の操作手順番号を示す。            □ : 緊急時対策要員操作の操作手順番号を示す。            ○*1~, □*1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合, その実施順を示す。         </p> <p data-bbox="2418 336 2507 1879"> <b>第 1.5-9 図 残留熱代替除去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 概要図(4 / 4)</b>            (原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合 (故意による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))         </p>	操作手順	弁名称	⑤※1	RCW B-D E G 冷却水入口弁	⑤※2	B-R C W 常用補機冷却水入口切替弁	⑤※3	B-R C W サージタンク出口弁	⑤※4	B-R C W 常用補機冷却水出口切替弁	⑤※5	RCW B-中央制御室冷凍機入口弁	⑩	B-R H R 熱交冷却水出口弁	⑥※1	RCW B-A H E F 西側供給配管止め弁	⑥※2	A H E F B-西側供給配管止め弁	⑥※3	RCW B-A H E F 西側戻り配管止め弁	⑥※4	A H E F B-西側戻り配管止め弁	備考
操作手順	弁名称																								
⑤※1	RCW B-D E G 冷却水入口弁																								
⑤※2	B-R C W 常用補機冷却水入口切替弁																								
⑤※3	B-R C W サージタンク出口弁																								
⑤※4	B-R C W 常用補機冷却水出口切替弁																								
⑤※5	RCW B-中央制御室冷凍機入口弁																								
⑩	B-R H R 熱交冷却水出口弁																								
⑥※1	RCW B-A H E F 西側供給配管止め弁																								
⑥※2	A H E F B-西側供給配管止め弁																								
⑥※3	RCW B-A H E F 西側戻り配管止め弁																								
⑥※4	A H E F B-西側戻り配管止め弁																								

手順の項目	必要の要員と作業項目	要員数	経過時間 (時間)								備考				
			1	2	3	4	5	6	7	8					
残留熱代替除き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 (原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合 (S A電 源切替盤を使用した場合))	残留熱代替除き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 (原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合 (S A電 源切替盤を使用した場合))	1 2 12 3	1								1	原子炉建内 (使用済機室、配管)			
			2												
			12												
			3												

※ 1 : 第 1 係保エリアの可搬設備を使用した場合は備考欄に対応できる。

第 1.5-10 図 残留熱代替除き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 タイムチャート(1/4)  
 (原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合 (S A電源切替盤を使用した場合))

手順の項目	必要の要員と作業項目	経過時間 (時間)								備考												
		1	2	3	4	5	6	7	8													
残留熱代替除去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 (原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合 (非常用コントローラセンター切替盤を使用した場合))	要員(数)	1	中心で、0.1秒遅延動作確認																			
		中央制御室運転員A	1	制御室にて、0.1秒遅延動作確認																		
	2	運転員B、C	運転員B、Cが、0.1秒遅延動作確認																			
	12	緊急時作業員	緊急時作業員が、0.1秒遅延動作確認																			
	3	運転員	運転員が、0.1秒遅延動作確認																			

※1. 第1係要エリプの可搬設備を使用した場合は遅延が対応できる。

**第 1.5-10 図 残留熱代替除去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 タイムチャート(2/4)**  
 (原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合  
 (非常用コントローラセンター切替盤を使用した場合))

手続の項目	必要人数と作業項目	職員数	経過時間 (時間)												備考						
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12							
残留熱除去系使用時における原子炉補機代替冷却による補機冷却水確保 (原子炉建屋内接続口を使用した補機代替冷却系による大型航空機の衝突による影響がある場合) (S/A電源切替盤を使用した補機代替冷却系による大型航空機の衝突による影響がある場合) (S/A電源切替盤を使用した場合)	中央制御室運転員A	1																			
	機内乗務員B, C	2																			
	機内乗務員	機内乗務員B, C																			
		機内乗務員A																			
		機内乗務員D																			
	機内乗務員E																				

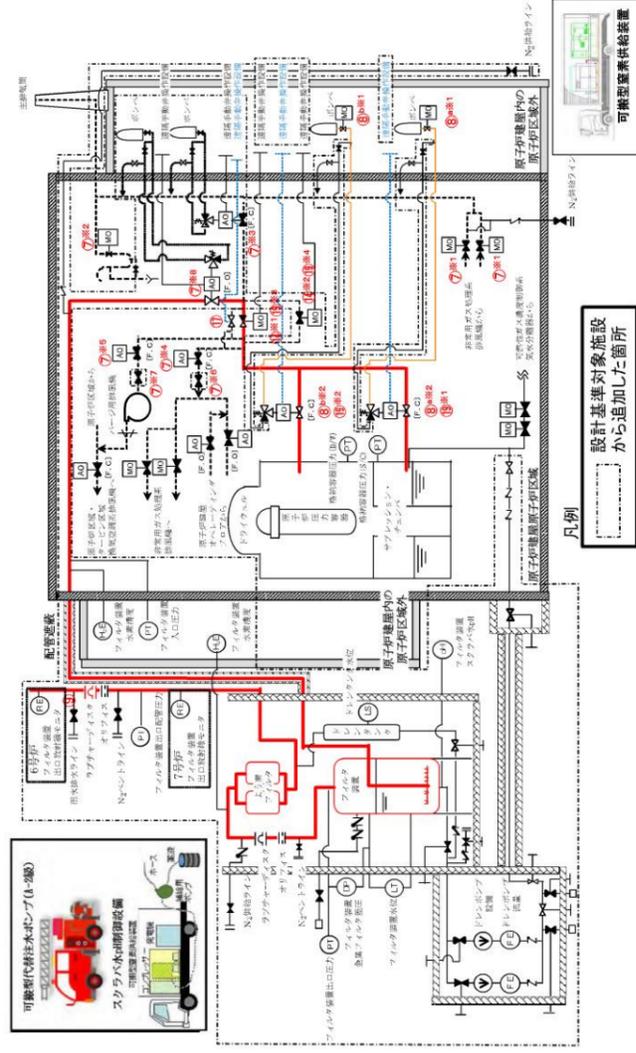
※1:第1段階エリアの可搬設備を使用した場合は運用が対応できる。

**第 1.5-10 図 残留熱除去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 タイムチャート(3/4)**  
**(原子炉建屋内接続口を使用した補機代替冷却系による大型航空機の衝突による影響がある場合)**  
**(S/A電源切替盤を使用した場合)**

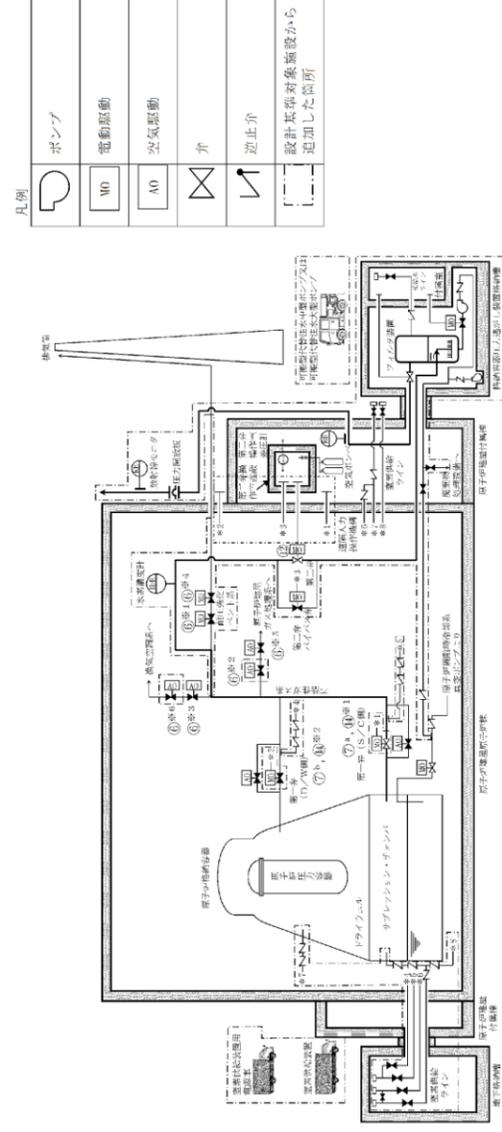
手続の項目	必要の要員と作業項目	経過時間 (時間)								備考	
		1	2	3	4	5	6	7	8		
残留熱代替機稼働時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保 (原子炉建屋内接続口を使用した補機冷却水確保の場合) (非常用コントロールセンター切替盤を使用した場合)	要員数	必要の要員と作業項目 (原子炉建屋内接続口を使用した補機冷却水確保の場合) (非常用コントロールセンター切替盤を使用した場合)									
	中央制御室要員 A	1									
	発電機要員 D、C	2									
	緊急時対応要員	6									
	予備要員										
	予備要員										

※1：非常用コントロールセンターの切替盤を使用した場合は適用できない。

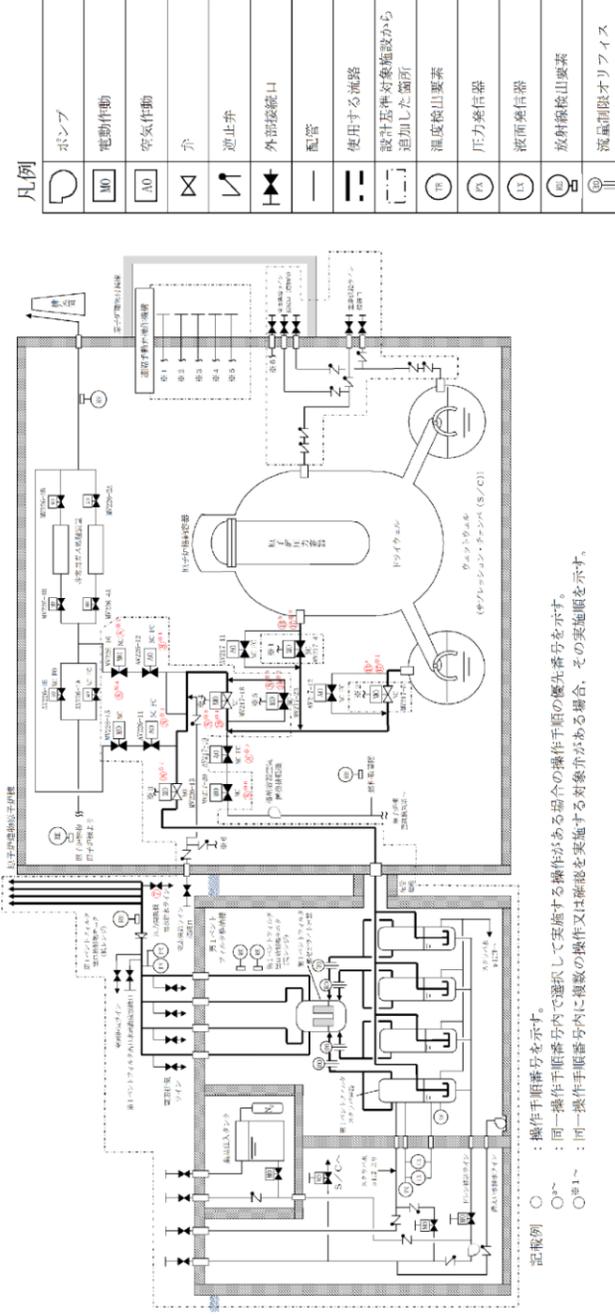
第 1.5-10 図 残留熱代替機稼働時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保 タイムチャート(4/4)  
 (原子炉建屋内接続口を使用した補機冷却水確保の場合)  
 (故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合)(非常用コントロールセンター切替盤を使用した場合))



第 1.5.4 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図 (1/2)



第 1.5-4 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図



第 1.5-11 図 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及び除熱 概要図 (1/2)

備考  
 ・設備の相違  
 【柏崎 6/7, 東海第二】  
 配管構成の相違による通気経路の相違

操作手順	弁名称
⑦ <sup>※1</sup>	非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁
⑦ <sup>※2</sup>	非常用ガス処理系出口Uシール隔離弁
⑦ <sup>※3</sup>	耐圧強化ベント弁
⑦ <sup>※4</sup>	非常用ガス処理系第一隔離弁
⑦ <sup>※5</sup>	換気空調系第一隔離弁
⑦ <sup>※6</sup>	非常用ガス処理系第二隔離弁
⑦ <sup>※7</sup>	換気空調系第二隔離弁
⑦ <sup>※8</sup>	フィルタ装置入口弁
⑧ <sup>※1</sup>	一次隔離弁(サブレーション・チェンバ側)操作用空気供給弁
⑧ <sup>※2</sup> ⑨ <sup>※1</sup>	一次隔離弁(サブレーション・チェンバ側)
⑧ <sup>※1</sup>	一次隔離弁(ドライウエル側)操作用空気供給弁
⑧ <sup>※2</sup> ⑨ <sup>※2</sup>	一次隔離弁(ドライウエル側)
⑨	フィルタベント大気放出ラインドレン弁
⑭ <sup>※1</sup> ⑯ <sup>※3</sup>	二次隔離弁
⑭ <sup>※2</sup> ⑯ <sup>※4</sup>	二次隔離弁バイパス弁
⑰	水素バイパスライン止め弁

第1.5.4 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図 (2/2)

- ・設備の相違  
【柏崎6/7, 東海第二】  
配管構成の相違による通気経路の相違
- ・記載表現の相違  
【東海第二】  
東海第二は, 概要図に操作対象弁を記載

操作手順	弁名称
⑦	FCVS排気ラインドレン排出弁
⑧ <sup>※1</sup>	SGT NGC連絡ライン隔離弁
⑧ <sup>※2</sup>	SGT NGC連絡ライン隔離弁後弁
⑧ <sup>※3</sup>	SGT耐圧強化ベントライン止め弁
⑧ <sup>※4</sup>	SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁
⑧ <sup>※5</sup>	NGC常用空調換気入口隔離弁
⑧ <sup>※6</sup>	NGC常用空調換気入口隔離弁後弁
⑧ <sup>※7</sup>	SGT FCVS第1ベントフィルタ入口弁 (第3弁)
⑧ <sup>※8</sup> ⑯ <sup>※1</sup>	NGC非常用ガス処理入口隔離弁 (第2弁)
⑧ <sup>※9</sup> ⑯ <sup>※2</sup>	NGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁 (第2弁バイパス弁)
⑬ <sup>a</sup> ⑰ <sup>※1</sup>	NGC N2トーラス出口隔離弁 (第1弁 (W/W側))
⑬ <sup>b</sup> ⑰ <sup>※2</sup>	NGC N2ドライウエル出口隔離弁 (第1弁 (D/W側))

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。  
○<sup>a</sup> : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。  
○<sup>※1</sup>~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合, その実施順を示す。

第1.5-11 図 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及び除熱 概要図 (2 / 2)

手順の項目	要員(数)	経過時間(分)												備考
		1P	2P	3P	4P	5P	6P	7P	8P	9P	10P	11P	12P	
格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (W/Wベントの場合)	中央制御室運転員A, B	減圧及び除熱開始 40分												電源を復旧しながら系統構成を行う。
	現場運転員C, D													

第1.5.5 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 タイムチャート (W/W ベントの場合)

手順の項目	要員(数)	経過時間(分)												備考
		1P	2P	3P	4P	5P	6P	7P	8P	9P	10P	11P	12P	
格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (D/Wベントの場合)	中央制御室運転員A, B	減圧及び除熱開始 40分												電源を復旧しながら系統構成を行う。
	現場運転員C, D													

第1.5.6 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 タイムチャート (D/W ベントの場合)

手順の項目	実施箇所・必要要員数	経過時間(分)															備考
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (中央制御室操作) (格納容器ベント準備 : S/C側ベントの場合)	1	格納容器ベント準備判断															※1
	1	系統構成															
格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場運転員操作) (格納容器ベント準備 : S/C側ベントの場合)	2	格納容器ベント準備															※1
	2	格納容器ベント開始操作															

手順の項目	実施箇所・必要要員数	経過時間(分)															備考
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (中央制御室操作) (格納容器ベント準備 : D/W側ベントの場合)	1	格納容器ベント準備判断															※1
	1	系統構成															
格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場運転員操作) (格納容器ベント準備 : D/W側ベントの場合)	2	格納容器ベント準備															※1
	2	格納容器ベント開始操作															

※1：第二弁の遠隔開操作不可の場合、第二弁バイパス弁を開とする。中央制御室対応を運転員等(当直運転員)1名にて実施した場合、2分以内で可能である。

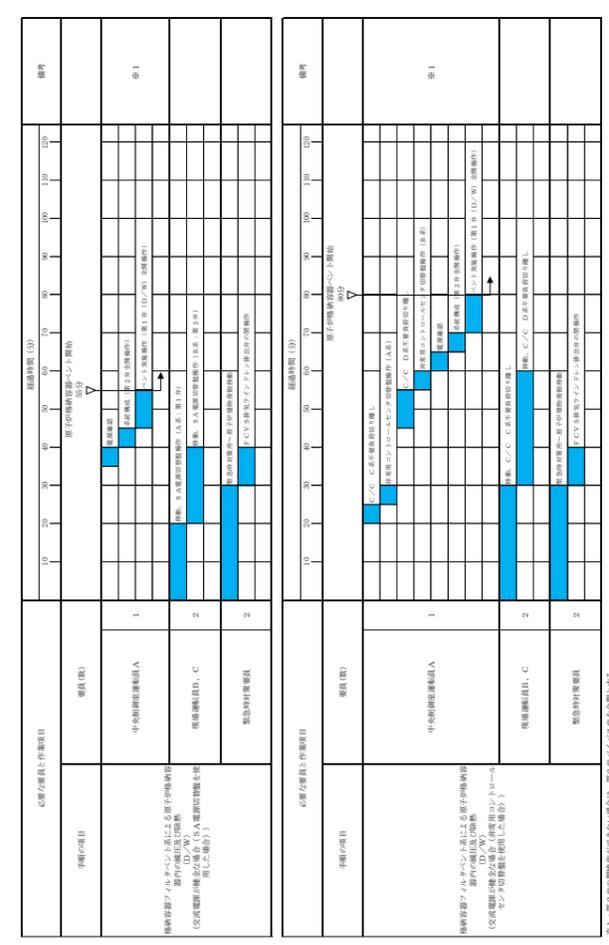
第1.5-5 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 タイムチャート

手順の項目	要員(数)	経過時間(分)															備考
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (W/W側ベントの場合)	1	格納容器ベント準備判断															※1
	1	系統構成															
格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場運転員操作) (格納容器ベント準備 : W/W側ベントの場合)	2	格納容器ベント準備															※1
	2	格納容器ベント開始操作															

第1.5-12 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (W/W) タイムチャート

- ・体制及び運用の相違
- 【柏崎6/7, 東海第二】
- ⑭の相違

・体制及び運用の相違  
**【柏崎6/7, 東海第二】**  
 ⑭の相違



第1.5-13 図 格納容器フイルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (D/W) タイムチャート

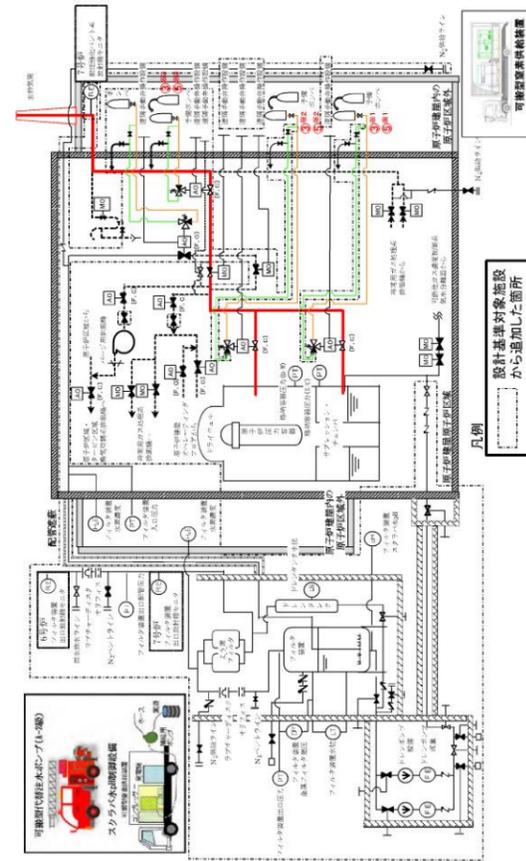
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)

東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)

島根原子力発電所 2号炉

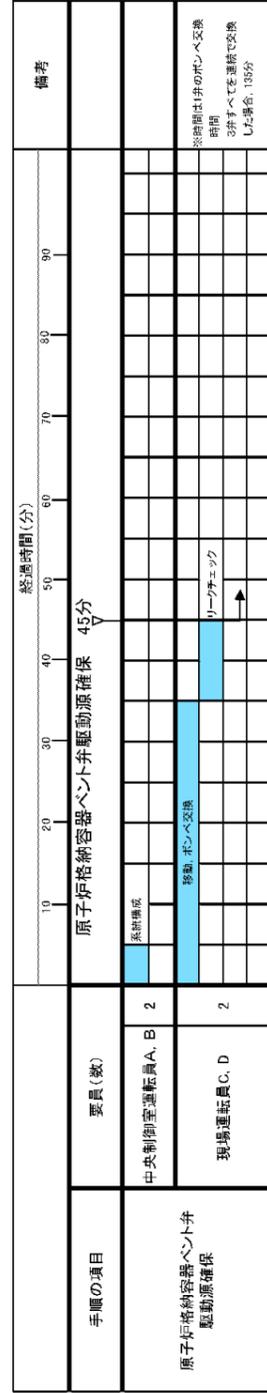
備考

・設備の相違  
【柏崎6/7】  
④の相違



操作手順	弁名称
①	一次隔離弁 (サブプレッシャ・フェンハル)長作用空気ポンベ出口弁
②	一次隔離弁 (ドライウェル部)長作用空気ポンベ出口弁
③	耐圧強化ベント弁長作用空気ポンベ出口弁

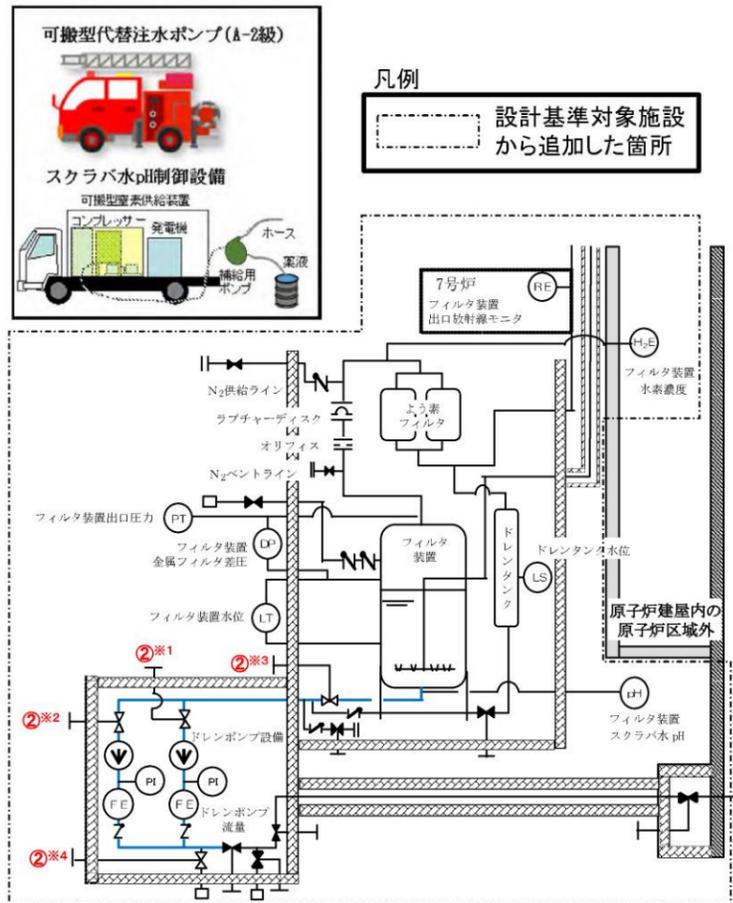
第 1.5.7 図 原子炉格納容器ベント弁駆動源確保 (予備ポンベ) 概要図



第 1.5.8 図 原子炉格納容器ベント弁駆動源確保 (予備ポンプ) タイムチャート

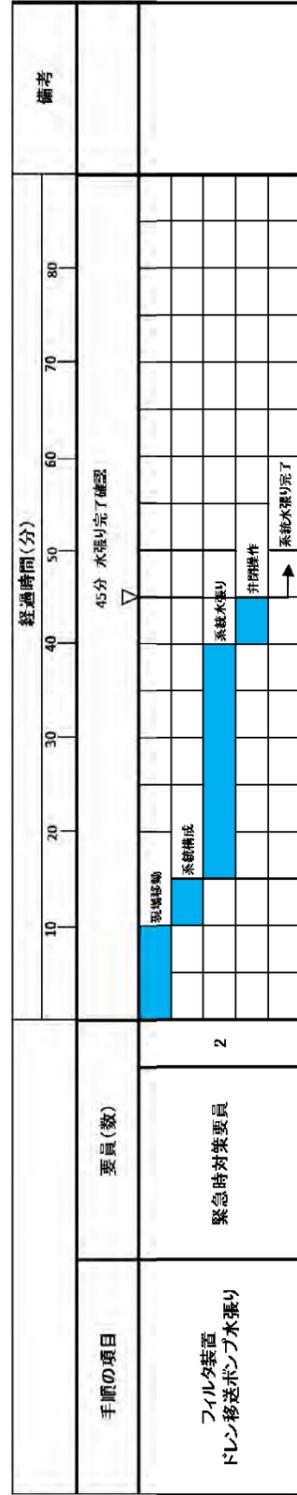
・設備の相違  
【柏崎 6/7】  
④の相違

・設備の相違  
【柏崎6/7】  
⑤の相違



操作手順	弁名称
②※1	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ入口弁A
②※2	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ入口弁B
②※3	FCVSフィルタベント装置遮蔽壁内側ドレン弁
②※4	FCVSフィルタベント装置移送ポンプテストライン止め弁

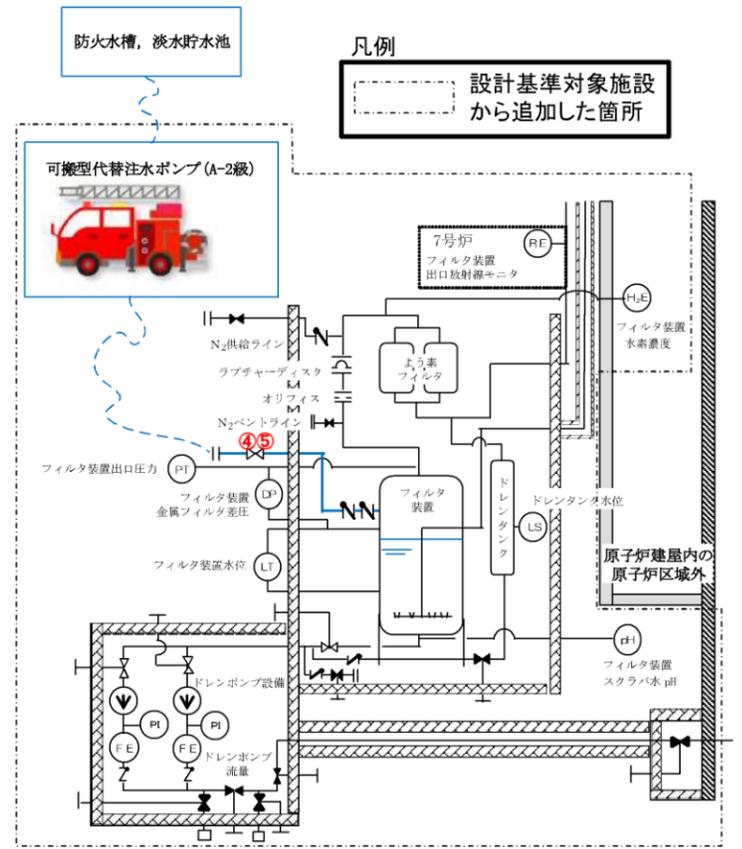
第 1.5.9 図 フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り 概要図



第 1.5.10 図 フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り タイムチャート

・設備の相違  
【柏崎 6/7】  
⑤の相違

・設備の相違  
**【柏崎6/7, 東海第二】**  
 配管構成の相違による補給経路の相違

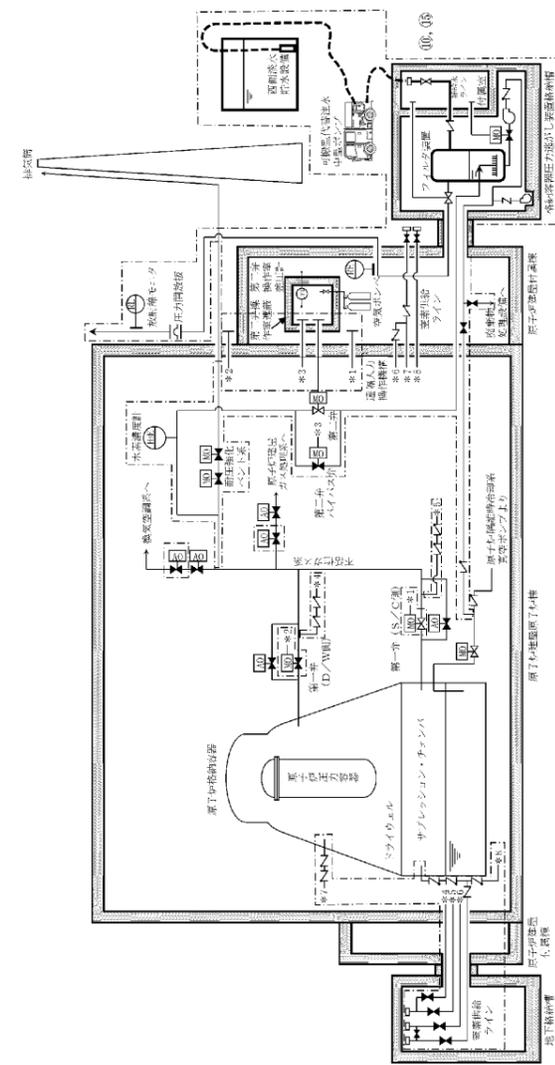


操作手順	弁名称
④⑤	FCVSフィルタベント装置給水ライン元弁

第 1.5.11 図 フィルタ装置水位調整 (水張り) 概要図

凡例

ポンプ	MO	AD	弁	逆止弁	ホース	設計基準対象施設から追加した箇所
-----	----	----	---	-----	-----	------------------



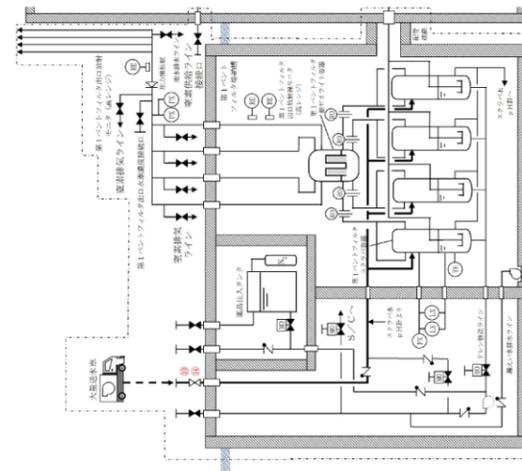
操作手順	弁名称
⑩, ⑪	フィルタベント装置補給水ライン元弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

第 1.5-6 図 フィルタ装置スクラビング水補給 概要図

凡例

ポンプ	電動作動	弁	逆止弁	外部接続口	配管	使用する管路	設計基準対象施設から追加した箇所	速度検出要素	圧力検出器	検出検出要素	流量制限オリフィス
-----	------	---	-----	-------	----	--------	------------------	--------	-------	--------	-----------



操作手順	弁名称
⑩⑪	FCVS補給止め弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

第 1.5-14 図 第 1 ベントフィルタスクラビング水位調整 (水張り) 概要図

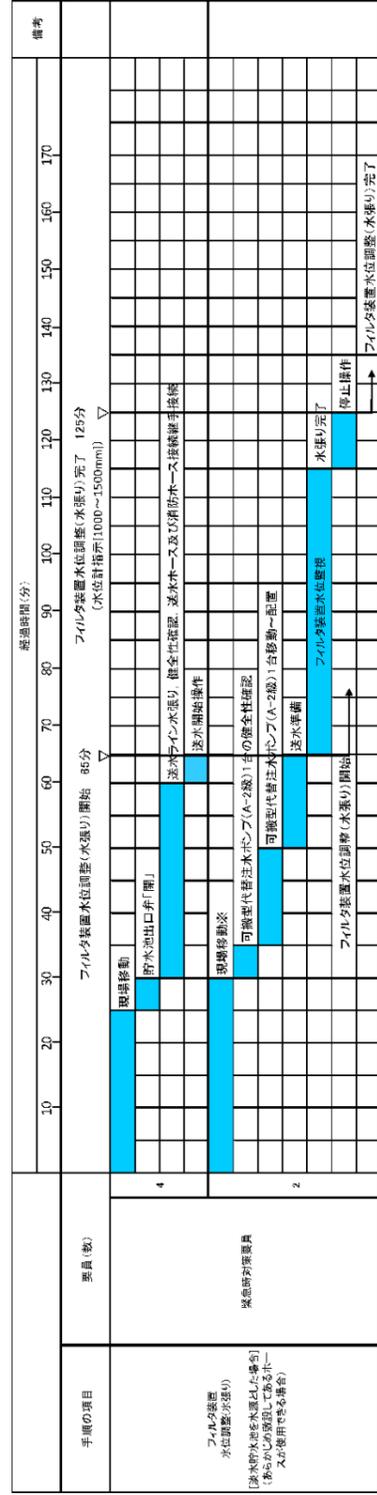


※1 5号炉東側第二保管槽の可搬型代替注水ポンプ(A-2機)を使用する場合は、約105分で可能である。  
 ※2 5号炉東側第一保管槽第一保管場所への移動は、10分と想定する。

第1.5.12 図 フィルタ装置水位調整 (水張り) タイムチャート (1/3)

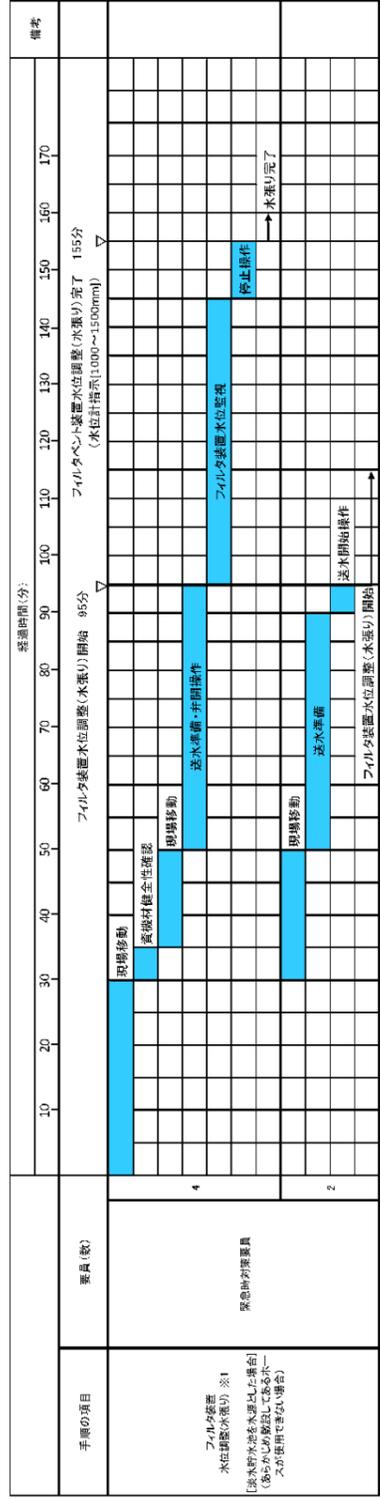
・体制及び運用の相違  
**【柏崎6/7】**  
 ⑭の相違

・体制及び運用の相違  
 【柏崎6/7】  
 ⑭の相違

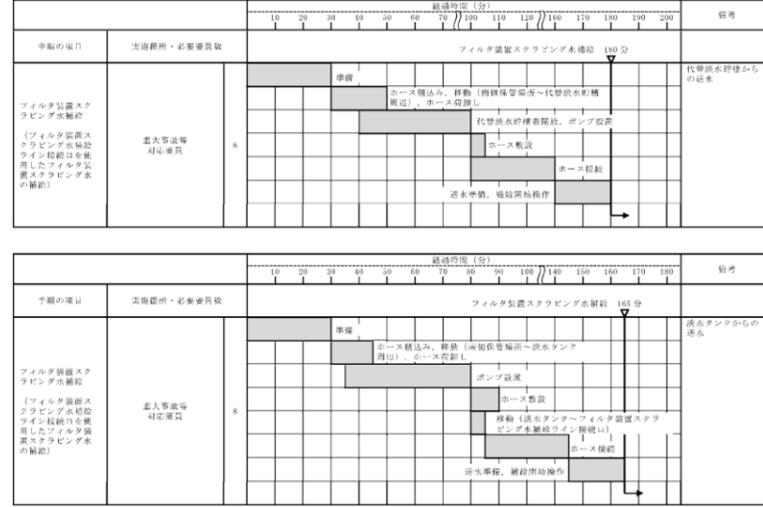


※ 5号炉東側第二保密場所への移動は、10分と想定する。

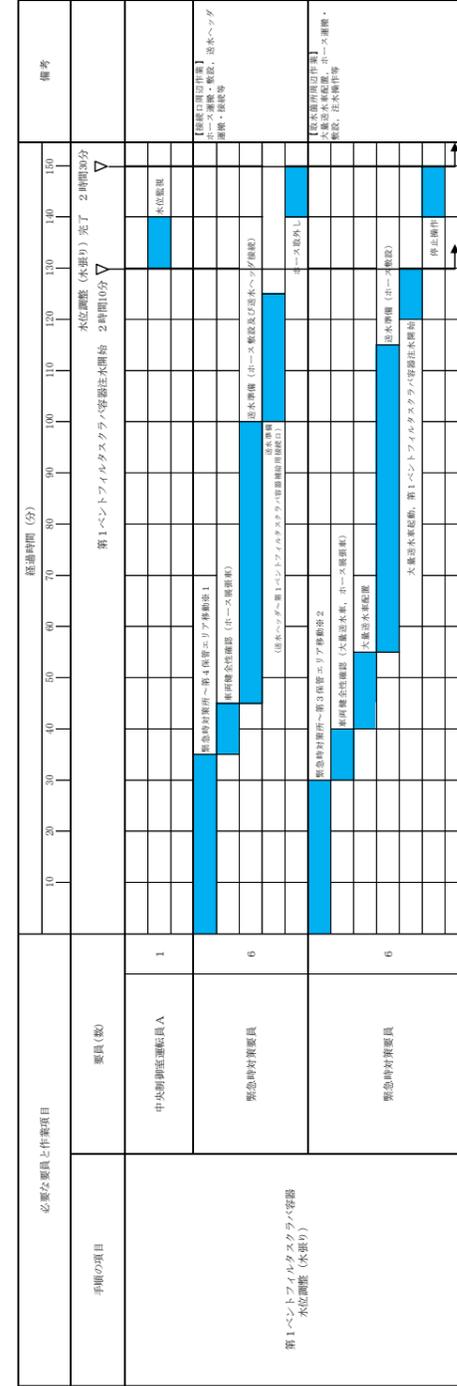
第 1.5.12 図 フィルタ装置水位調整 (水張り) タイムチャート ( 2/3)



第 1.5.12 図 フィルタ装置水位調整 (水張り) タイムチャート ( 3/3 )



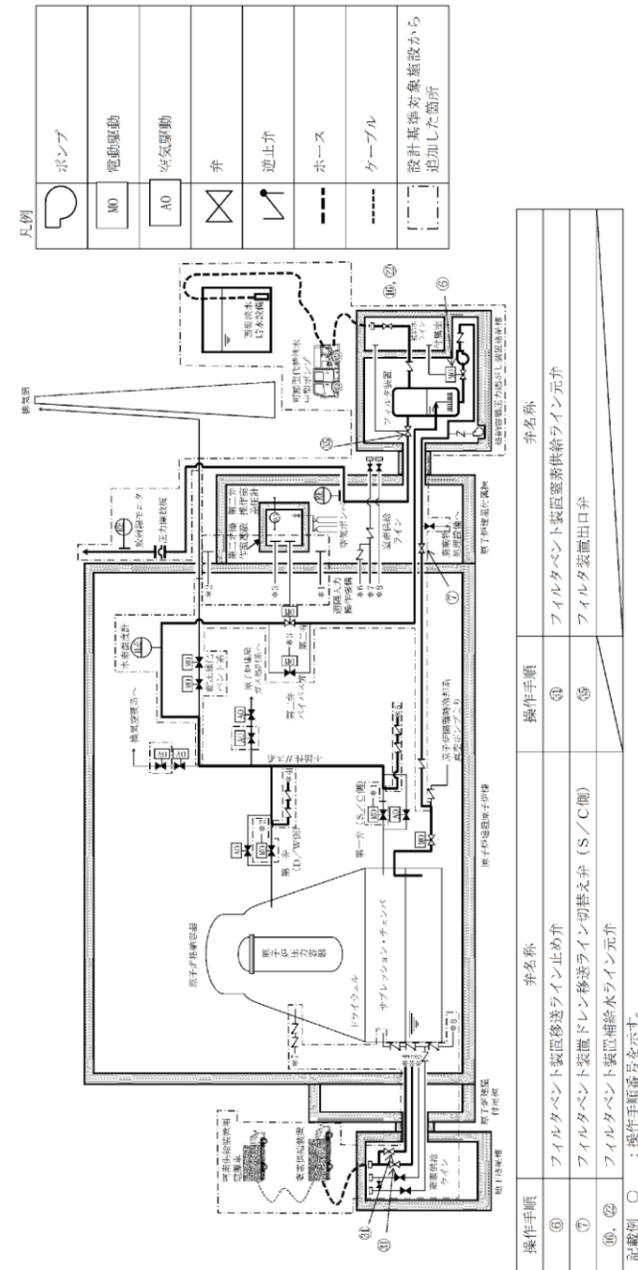
第 1.5-7 図 フィルタ装置スクラビング水補給  
 タイムチャート



第 1.5-15 図 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水張り) タイムチャート

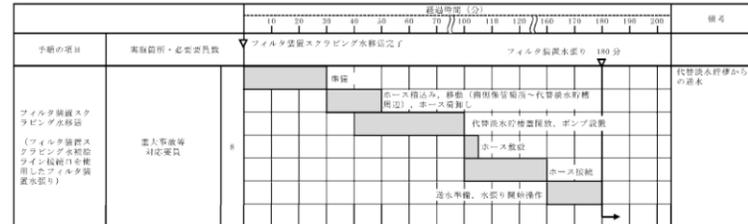
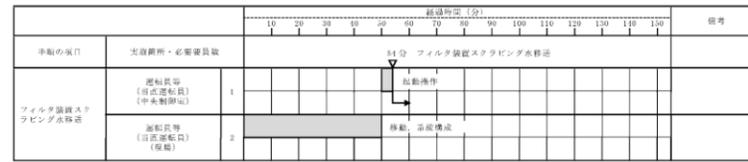
備考

- ・体制及び運用の相違
- 【柏崎6/7, 東海第二】
- ⑭の相違



第1.5-12図 フィルタ装置スクラビング水移送 概要図

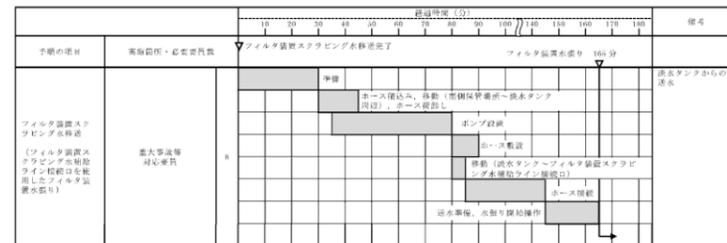
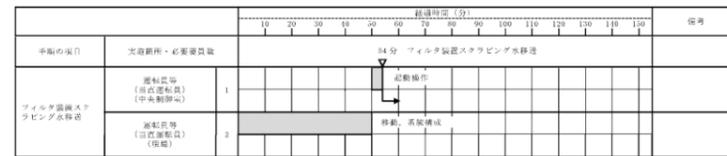
・記載方針の相違  
**【東海第二】**  
 島根2号炉の水の放射線分解により発生する水素のフィルタ装置内への蓄積防止は、必要に応じて窒素ガスパージ ((d) 格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ) を行うことで対応。また、最終的なスクラビング水移送は、事故収束後に行う手順のため、記載不要と整理



【ホース敷設（代替淡水貯槽からフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口）の場合は56m】



第 1.5-13 図 フィルタ装置スクラビング水移送  
タイムチャート (1/2)

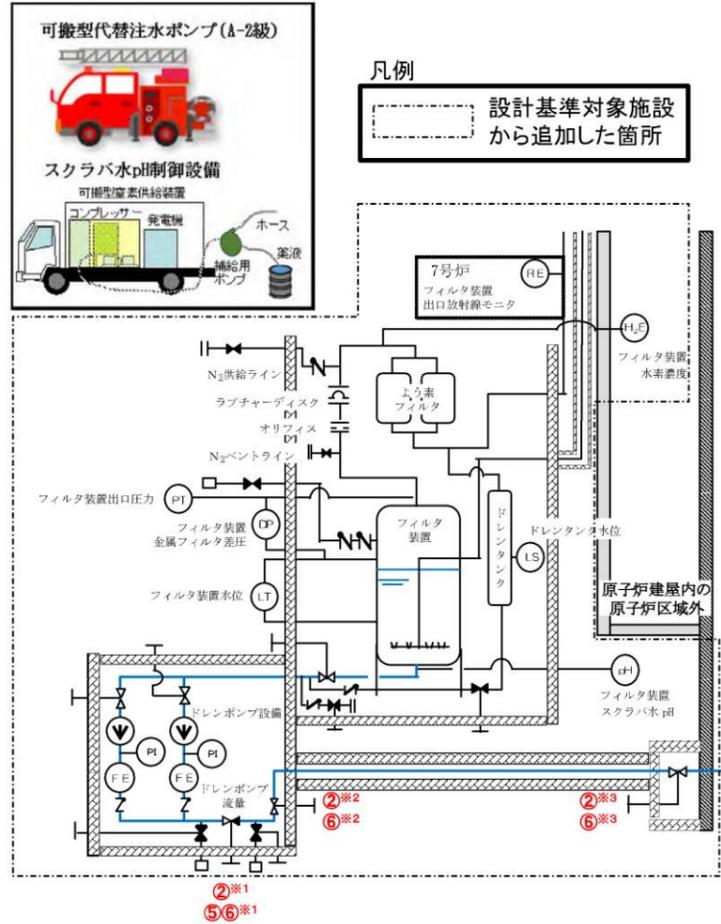


【ホース敷設（淡水タンクからフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口）の場合は133m】



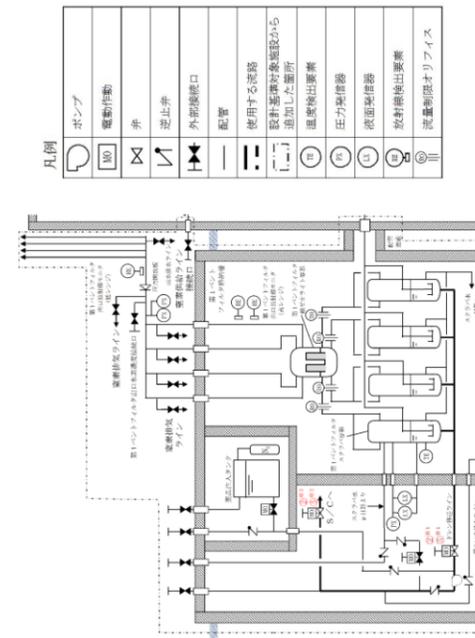
第 1.5-13 図 フィルタ装置スクラビング水移送  
タイムチャート (2/2)

・記載方針の相違  
【東海第二】  
島根2号炉の水の放射線分解により発生する水素のフィルタ装置内への蓄積防止は、必要に応じて窒素ガスパージ（(d) 格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ）を行うことで対応。また、最終的なスクラビング水移送は、事故収束後に行う手順のため、記載不要と整理



操作手順	弁名称
②※1⑤⑥※1	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁
②※2⑥※2	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁
②※3⑥※3	FCVSフィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁

第 1.5.13 図 フィルタ装置水位調整 (水抜き) 概要図

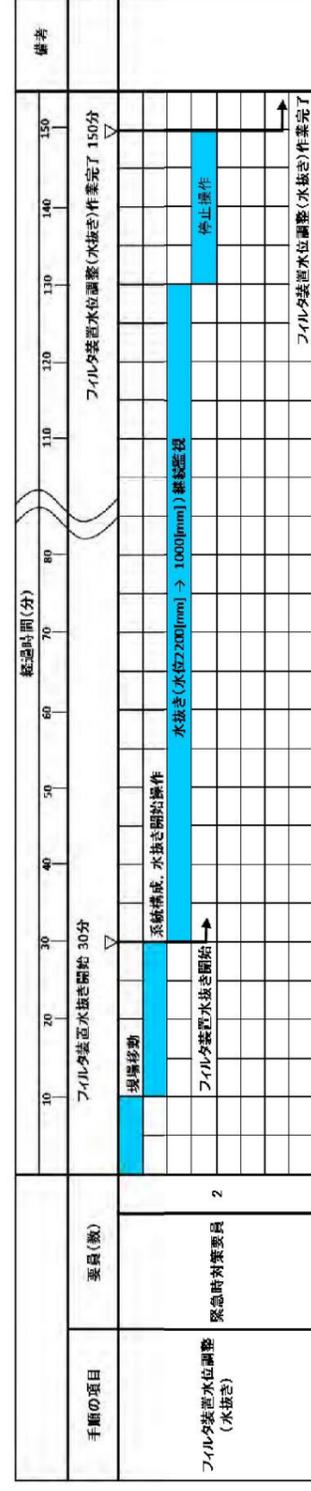


操作手順	弁名称
②※1⑤※1	FCVS第1ベントフィルタスクラバ容器1次ドレン弁
②※2⑤※2	FCVSドレン移送ライン連絡弁

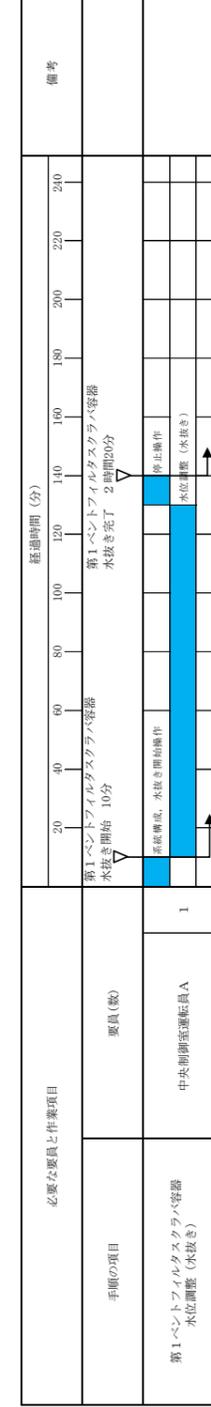
記載例 ○ : 操作手順番号を示す。  
○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を記載する対象弁がある場合、その実態順を示す。

第 1.5-16 図 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水抜き) 概要図

・設備の相違  
**【柏崎6/7】**  
 配管構成の相違による移送経路の相違  
 ・運用の相違  
**【東海第二】**  
 島根2号炉は、スクラビング水の水位挙動評価により、事故発生後7日間において、水位調整(水抜き)不要なため、自主対策として整備

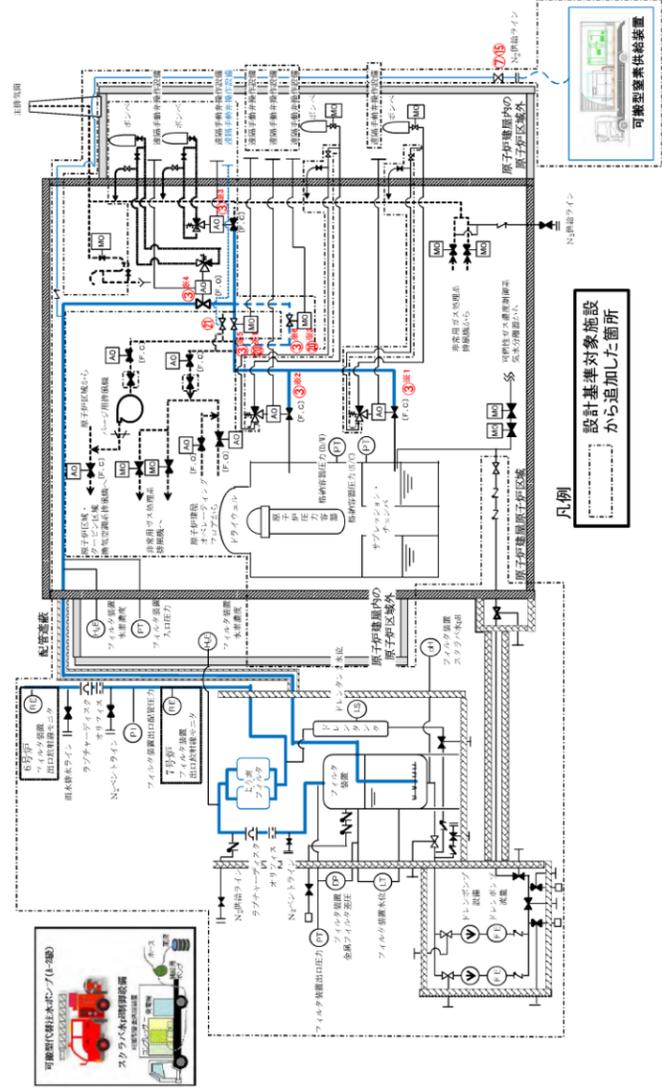


第 1.5.14 図 フィルタ装置水位調整 (水抜き) タイムチャート



第 1.5-17 図 第1ベントフィルタスクラ容器水位調整 (水抜き) タイムチャート

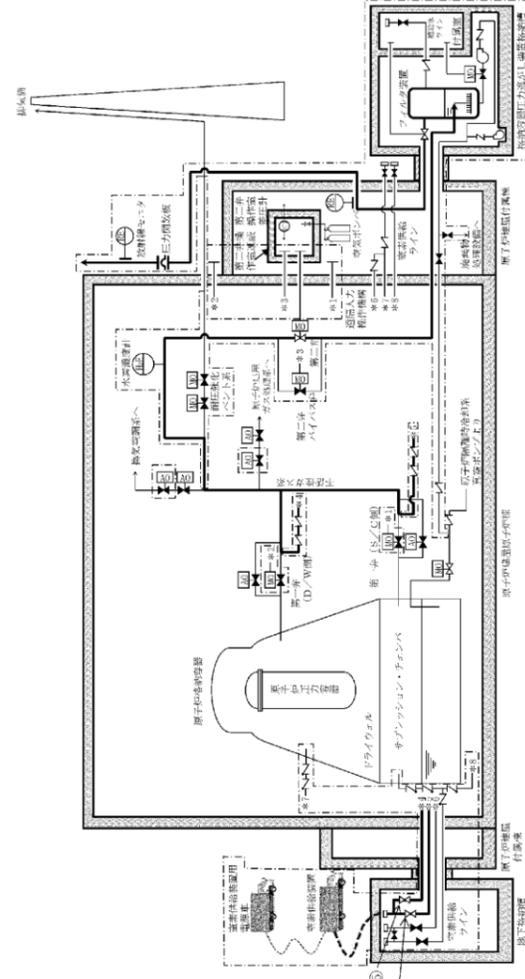
・体制及び運用の相違  
**【柏崎 6/7】**  
 ⑭の相違  
 ・運用の相違  
**【東海第二】**  
 島根2号炉は、スクラビング水の水位挙動評価により、事故発生後7日間において、水位調整(水抜き)不要なため、自主対策として整備



第 1.5.15 図 格納容器圧力逃し装置停止後の窒素ガススペースページ 概要図 (1/2)

凡例

	ポンプ
	電動駆動
	空気駆動
	弁
	逆止弁
	ホース
	ケーブル
	設計基準対象施設から追加した箇所



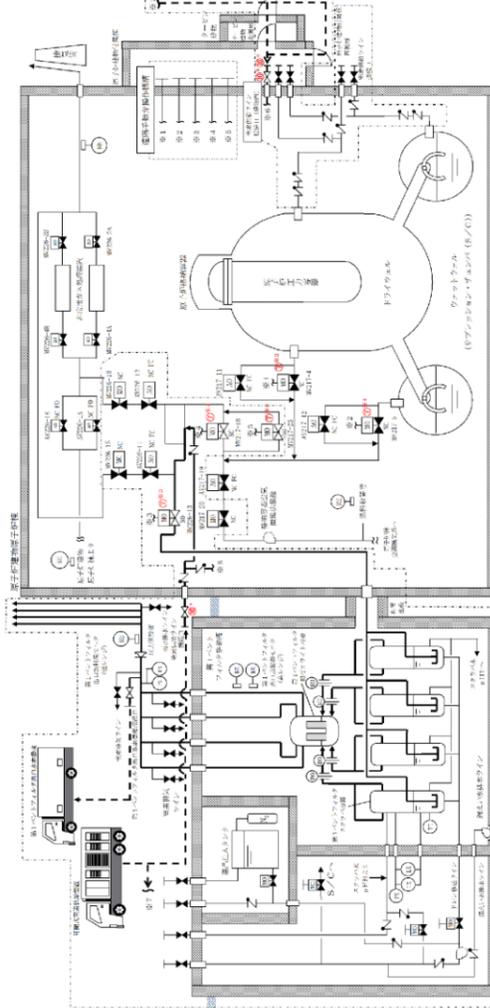
凡例

	弁名称
	フィルタ容器内装置窒素供給ライン示弁
	記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

第 1.5-10 図 フィルタ装置内の不活性ガス (窒素) 置換 概要図

凡例

	ポンプ
	電動駆動
	空気駆動
	弁
	逆止弁
	外部接続口
	配管
	使用する管路
	設計基準対象施設から追加した箇所
	温度検出要素
	圧力検出器
	液面検出器
	放射線検出要素
	流量制限オリフィス



記載例

- : 操作手順番号を示す。
- <sup>①</sup> : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。
- <sup>①-②</sup> : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.5-18 図 格納容器フィルタ装置停止後の窒素ガススペースページ 概要図 (1 / 2)

・設備の相違  
**【柏崎 6/7, 東海第二】**  
 配管構成の相違による移送経路の相違

操作手順	弁名称
③※1	一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)
③※2	一次隔離弁(ドライウエル側)
③※3	耐圧強化ベント弁
③※4	フィルタ装置入口弁
③※5⑩※1	二次隔離弁
③※6⑩※2	二次隔離弁バイパス弁
⑦⑮	FCVS PCVベントラインフィルタベント側N <sub>2</sub> パーージ用元弁
⑳	水素バイパスライン止め弁

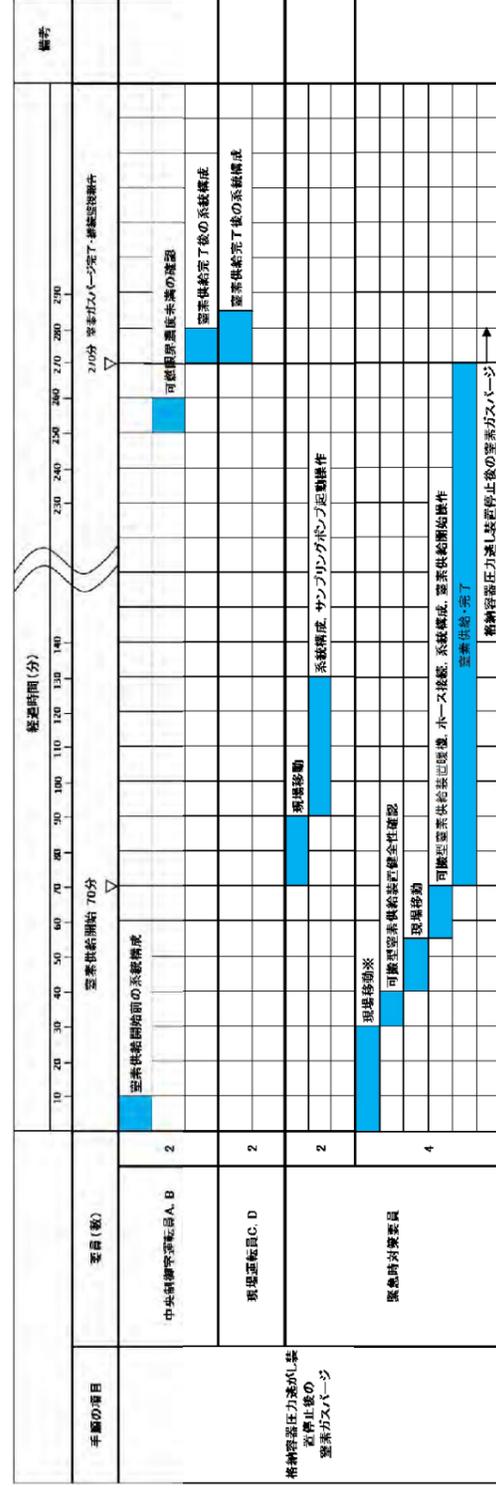
第1.5.15 図 格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーージ 概要図 (2/2)

・記載表現の相違  
**【東海第二】**  
 東海第二は, 概要図に  
 操作対象弁を記載

操作手順	弁名称
⑦※1	NGC N2トーラス出口隔離弁 (第1弁 (W/W側))
⑦※2	NGC N2ドライウエル出口隔離弁 (第1弁 (D/W側))
⑦※3	SGT FCVS第1ベントフィルタ入口弁 (第3弁)
⑦※4	NGC非常用ガス処理入口隔離弁 (第2弁)
⑦※5	NGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁 (第2弁バイパス弁)
⑩ <sup>a</sup>	FCVS窒素ガス補給元弁
⑩ <sup>b</sup> ⑩ <sup>c</sup>	FCVS建物内窒素ガス補給元弁

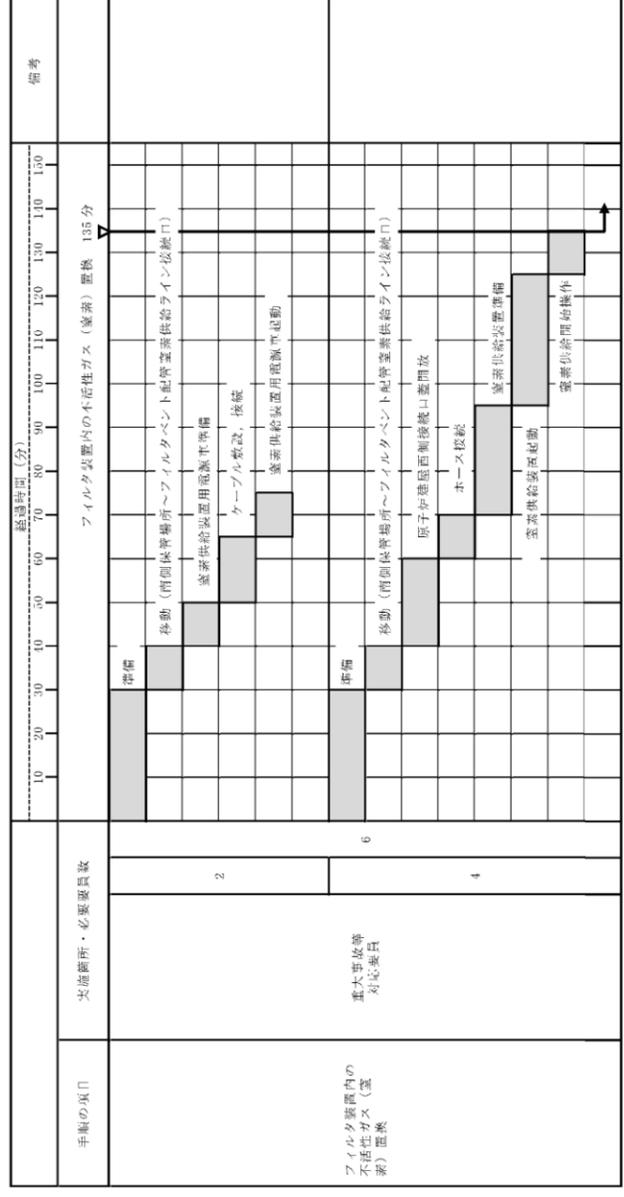
記載例 ○ : 操作手順番号を示す。  
 ○<sup>a</sup> : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。  
 ○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合, その実施順を示す。

第1.5-18 図 格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパーージ 概要図 (2 / 2)

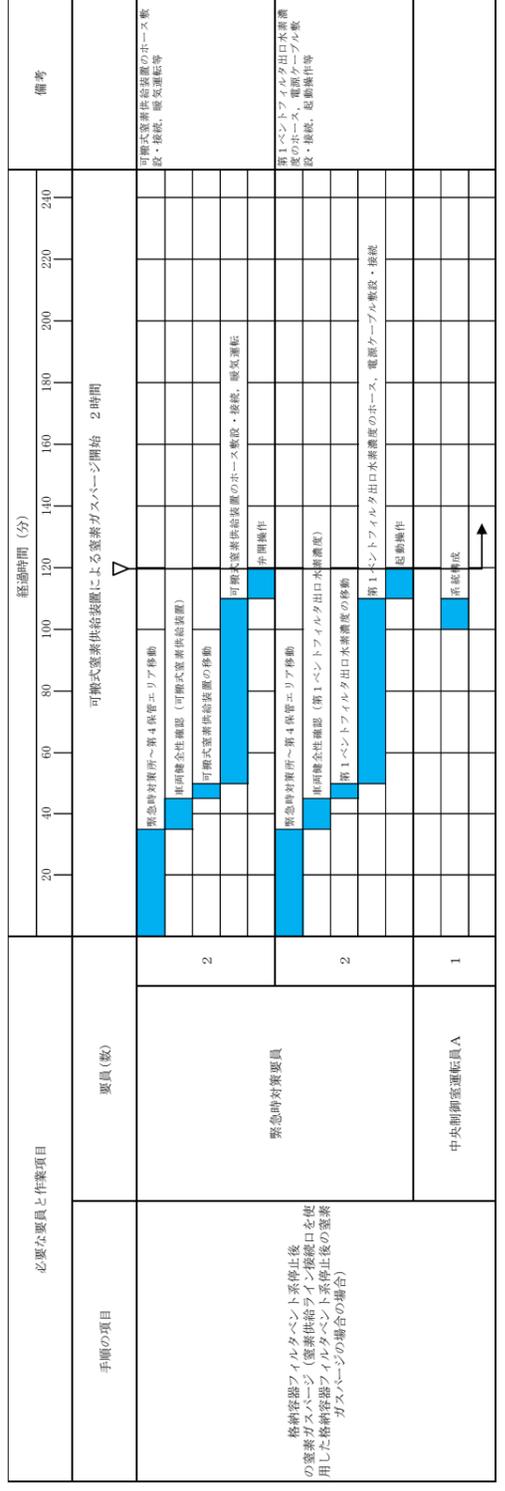


※ 大森側高台保管場所への移動は、20分と想定する。

第1.5.16 図 格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージタイムチャート



第1.5-11 図 フィルタ装置内の不活性ガス(窒素)置換タイムチャート



第1.5-19 図 格納容器フィルタバント系停止後の窒素ガスパージタイムチャート(1/3)  
(窒素供給ライン接続口を使用した格納容器フィルタバント系停止後の窒素ガスパージの場合)

・体制及び運用の相違  
【柏崎6/7, 東海第二】  
⑭の相違

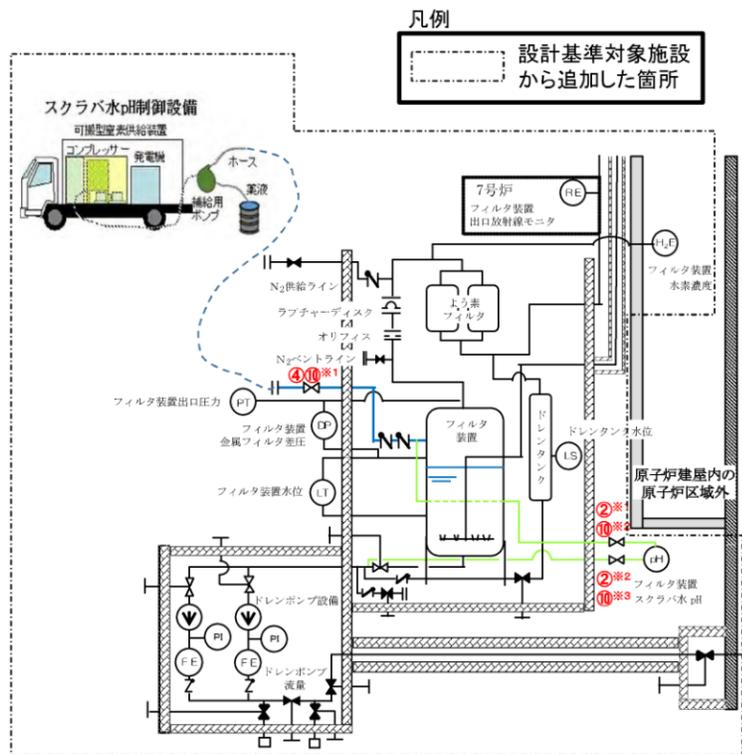
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉  	備考 ・運用の相違 <b>【柏崎6/7, 東海第二】</b> 島根2号炉は, 建物内接続口を使用した手順を整備
-------------------------------------	-------------------------	----------------------	--

第1.5-19図 格納容器フィルタバベント系停止後の窒素ガスバypass タイムチャート (2 / 3)  
 (窒素供給ライン接続口 (建物内) (原子炉建物付属棟西側扉) を使用した  
 格納容器フィルタバベント系停止後の窒素ガスバypassの場合)

・運用の相違  
**【柏崎6/7,東海第二】**  
 島根2号炉は、建物内  
 接続口を使用した手順  
 を整備

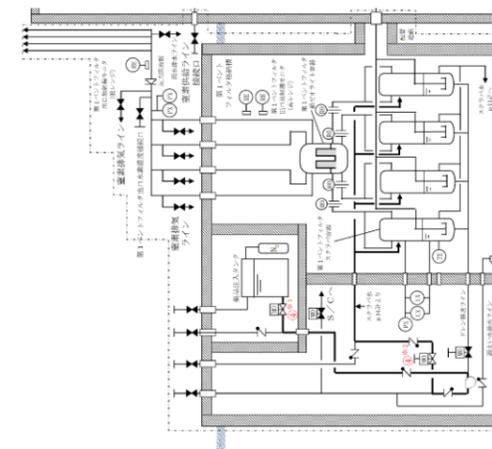
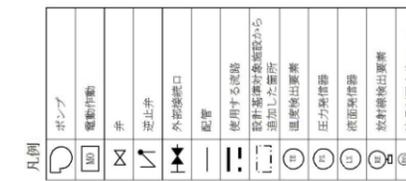
必要な要員と作業項目	経過時間 (分)	備考
手順の項目	60 120 180 240 300 360 420 480	
緊急時対策所～第4保管エリア移動 可搬式窒素供給装置の移動 可搬式窒素供給装置による窒素ガスハバース開始 6時間40分	2	可搬式窒素供給装置のホース敷 設・接続、窒素運転等
	緊急時対策所～第4保管エリア移動 可搬式窒素供給装置の移動 可搬式窒素供給装置による窒素ガスハバース敷設・接続、窒素運転 中間操作	
格納容器フィルタベント系停止後 の窒素ガスババージ（窒素供給ライン接続口（建 物内）（タービン建物北側扉）を使用した格納 容器フィルタベント系停止後の窒素ガスババージ の場合（故意による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）	2	第1ベントフィルタ出口水素濃度 の検出 第1ベントフィルタ出口水素濃度の移動 第1ベントフィルタ出口水素濃度の検出・接続 中間操作
	1	第1ベントフィルタ出口水素濃 度の検出・接続、中間操作等
中央制御室運転員 A		

第 1.5-19 図 格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスババージ タイムチャート (3 / 3)  
 (窒素供給ライン接続口 (建物内) (タービン建物北側扉) を使用した格納容器フィルタベント系停止後  
 の窒素ガスババージの場合 (故意による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))



操作手順	弁名称
②※1 ⑩※2	フィルタベント装置pH入口止め弁
②※2 ⑩※3	フィルタベント装置pH出口止め弁
④⑩※1	FCVSフィルタベント装置給水ライン元弁

第 1.5.17 図 フィルタ装置スクラバ水 pH 調整 概要図



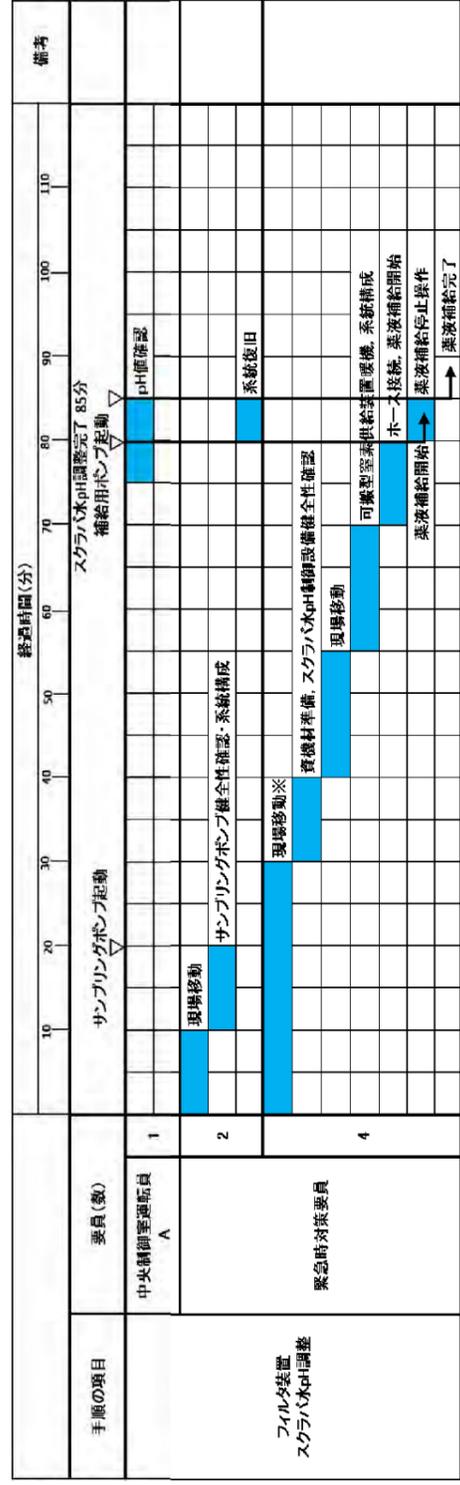
操作手順	弁名称
④※1	FCVS薬品注入タンク出口弁
④※2	FCVS循環ライン止め弁

記号例 ○※1～※3 : 操作手順番号を示す。  
○※1～※3 : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その位置を示す。

第 1.5-20 図 第1ベントフィルタスクラバ容器スクラバ水 pH調整 概要図

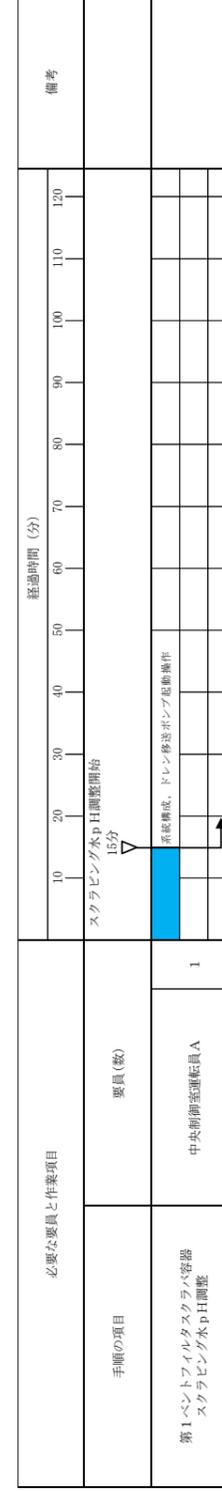
・設備の相違  
【柏崎6/7】  
配管構成の相違による移送経路の相違

・運用の相違  
【東海第二】  
島根2号炉は、待機時に十分な量の薬液を保有しており、格納容器ベント後においてもアルカリ性を維持可能であるが、スクラビング水の排水に併せて、薬液を補給



※ 大湊側高台保管場所への移動は、20分と想定する。

第1.5.18 図 フィルタ装置スクラビング水 pH 調整 タイムチャート

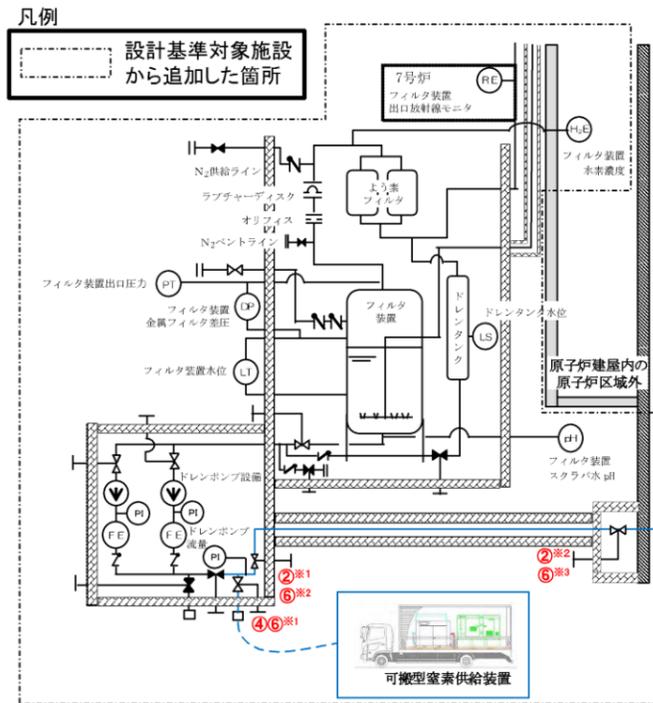


第1.5-21図 第1ベントフィルタスクラビング水pH調整 タイムチャート

備考

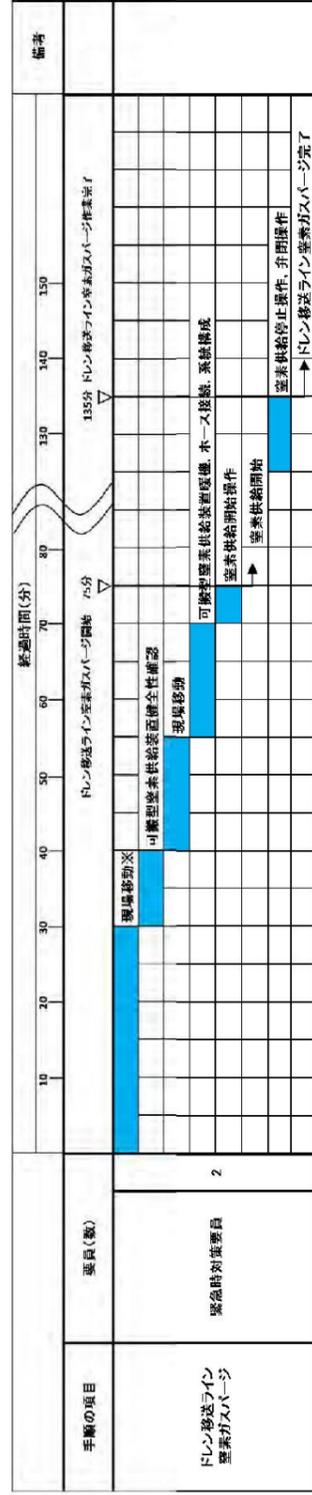
- ・体制及び運用の相違  
【柏崎6/7】  
⑭の相違
- ・運用の相違  
【東海第二】  
島根2号炉は、待機時に十分な量の薬液を保有しており、格納容器ベント後においてもアルカリ性を維持可能であるが、スクラビング水の排水に併せて、薬液を補給

・設備の相違  
【柏崎6/7】  
⑦の相違



操作手順	弁名称
②※1⑥※2	FCVSフィルタバント装置ドラレン移送ポンプ吐出側第二止め弁
②※2⑥※3	FCVSフィルタバント装置ドラレンライン二次格納施設外側止め弁
④⑥※1	FCVSフィルタバント装置ドラレンラインN <sub>2</sub> バージ用元弁

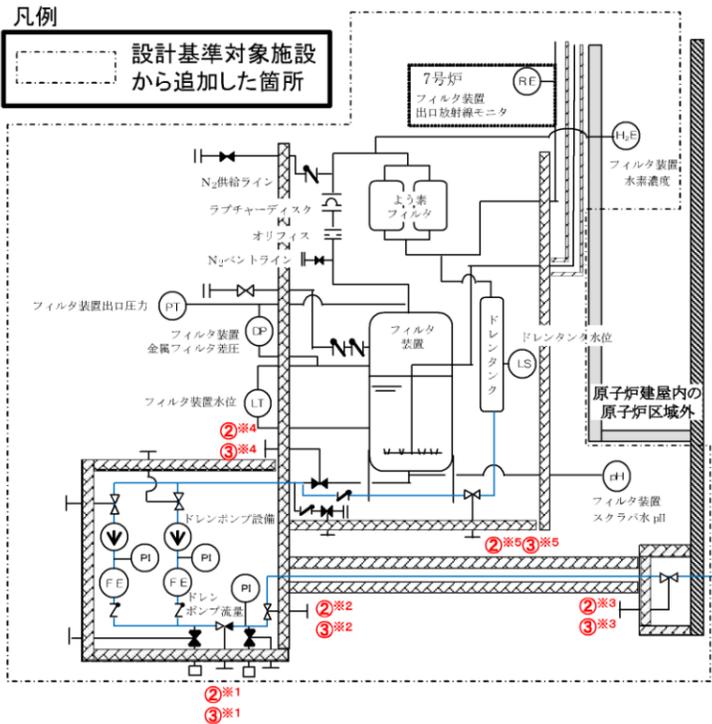
第 1.5.19 図 ドレン移送ライン窒素ガスバージ 概要図



第 1.5.20 図 ドレン移送ライン窒素ガスバージ タイムチャート

・設備の相違  
【柏崎 6/7】  
⑦の相違

・設備の相違  
【柏崎6/7】  
⑧の相違



操作手順	弁名称
②※1③※1	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁
②※2③※2	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁
②※3③※3	FCVSフィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁
②※4③※4	FCVSフィルタベント装置遮蔽壁内側ドレン弁
②※5③※5	FCVSフィルタベント装置ドレンタンク出口止め弁

第 1.5.21 図 ドレンタンク水抜き 概要図

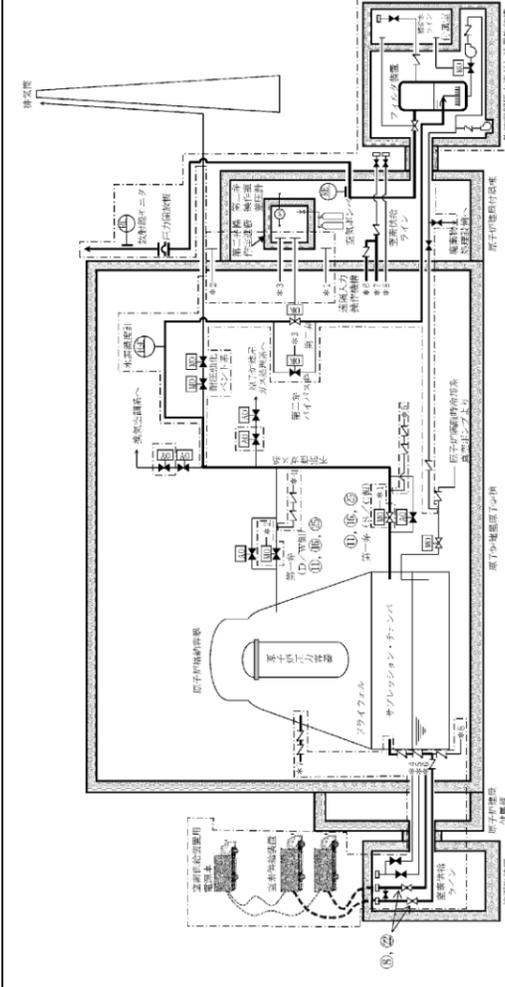


第 1.5.22 図 ドレンタンク水抜き タイムチャート

・設備の相違  
【柏崎 6/7】  
⑧の相違

凡例

	ポンプ
	電動駆動
	空気駆動
	弁
	逆止弁
	ホース
	ケーブル
	設計基準が免除施設から追加した箇所



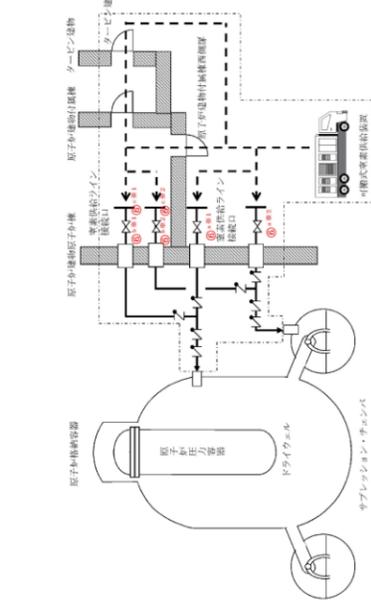
操作手順	弁名称
⑧, ⑨	窒素ガス補給弁 (S/C側及びD/W側)
⑩, ⑪, ⑫	第一弁 (S/C側), 第一弁 (D/W側)

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

第 1.5-8 図 原子炉格納容器内の不活性ガス (窒素) 置換 概要図

凡例

	弁
	逆止弁
	使用する管路
	ホース
	設計基準が免除施設から追加した箇所

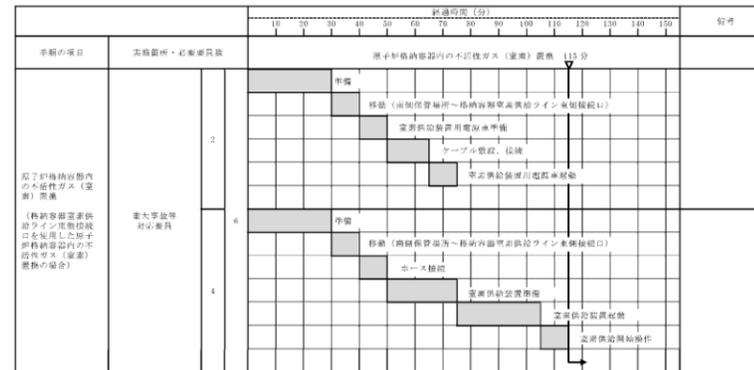
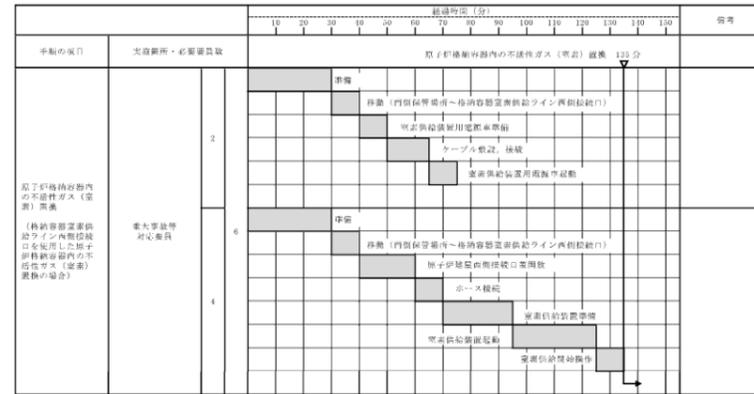


操作手順	弁名称
⑥a※1	ANI代替窒素供給ライン元弁 (D/W側)
⑥b※2	ANI代替窒素供給ライン元弁 (S/C側)
⑥c※1	ANI建物内代替窒素供給ライン元弁 (D/W側)
⑥d※1	ANI建物内代替窒素供給ライン元弁 (S/C側)

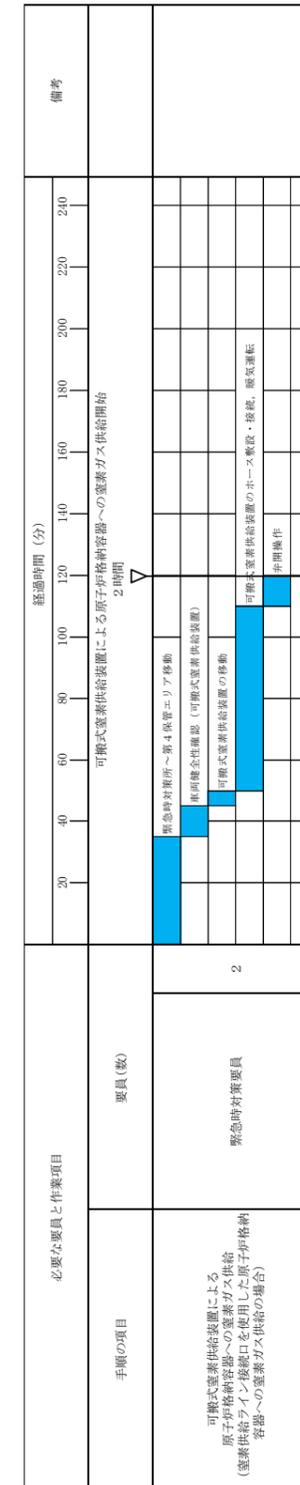
記載例 ○ : 操作手順番号を示す。  
 ○\* : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順を示す。  
 ○\*1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.5-22 図 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給 概要図

・設備の相違  
**【柏崎 6/7, 東海第二】**  
 配管構成の相違による流路の相違



第 1.5-9 図 原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換  
タイムチャート

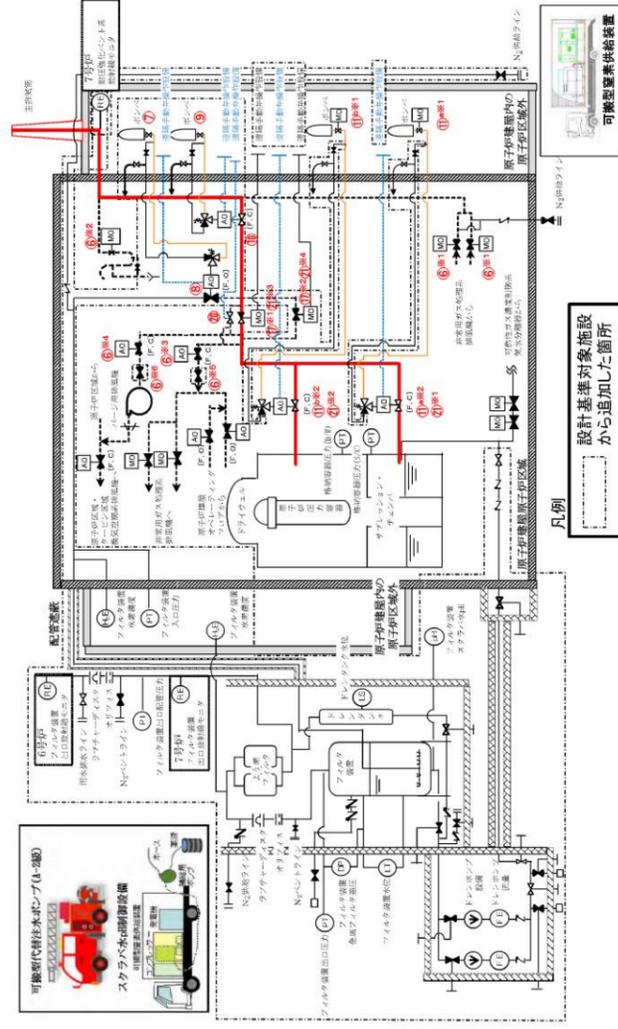


第 1.5-23 図 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給  
タイムチャート (1 / 3)  
(窒素供給ライン接続口を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合)

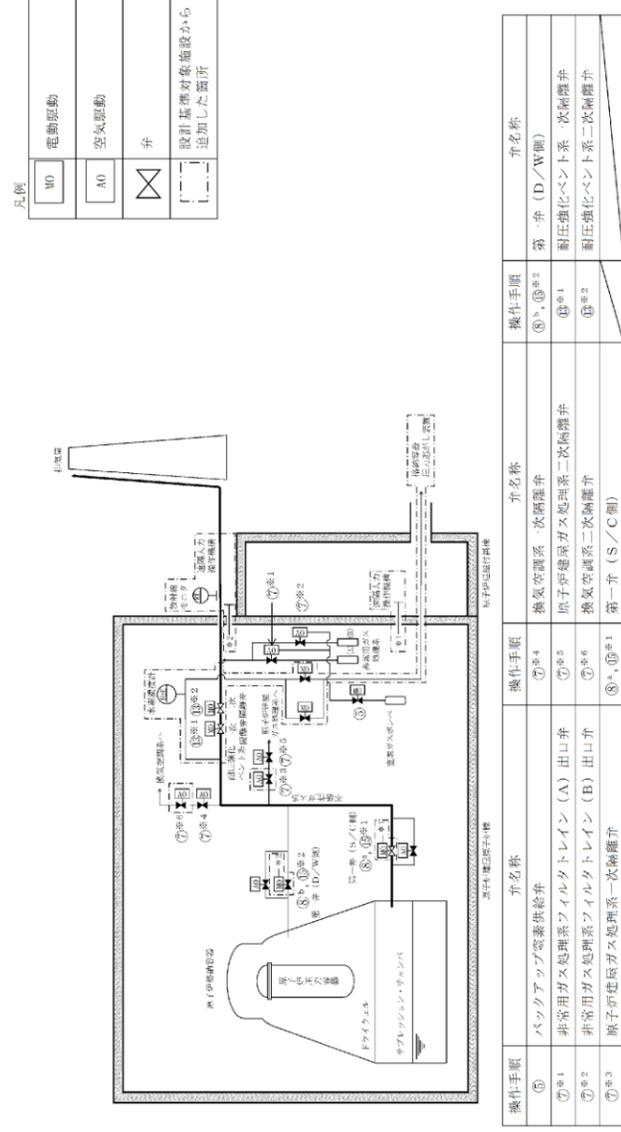
・体制及び運用の相違  
【柏崎 6/7, 東海第二】  
⑭の相違

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p>第 1.5-23 図 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給 タイムチャート (2 / 3)  (窒素供給ライン接続口 (建物内) (原子炉建物付属棟西側扉) を使用した  原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合)</p>	<p>・運用の相違  <b>【柏崎 6/7, 東海第二】</b>  島根 2号炉は, 建物内  接続口を使用した手順  を整備</p>

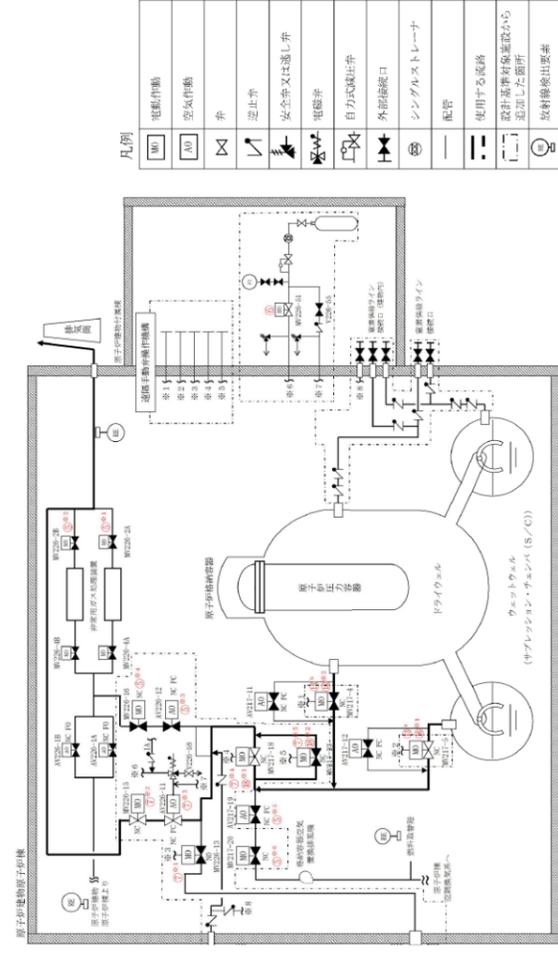
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<div data-bbox="1884 346 2181 1837" data-label="Figure"> </div> <p data-bbox="2240 441 2359 1732"> <b>第 1.5-23 図 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給 タイムチャート (3 / 3)</b>  <b>(窒素供給ライン接続口 (建物内) (タービン建物北側扉) を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合)</b>  <b>(故意による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)</b> </p>	<p>・運用の相違</p> <p><b>【柏崎 6/7, 東海第二】</b></p> <p>島根 2 号炉は, 建物内接続口を使用した手順を整備</p>



第 1.5.23 図 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図 (1/2)



第 1.5-14 図 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図



第 1.5-24 図 耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図 (1/2)

・設備の相違  
**【柏崎 6/7, 東海第二】**  
 配管構成の相違による通気経路の相違

操作手順	弁名称
⑥※1	非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁
⑥※2	非常用ガス処理系出口Uジール隔離弁
⑥※3	非常用ガス処理系第一隔離弁
⑥※4	換気空調系第一隔離弁
⑥※5	非常用ガス処理系第二隔離弁
⑥※6	換気空調系第二隔離弁
⑦	フィルタ装置入口弁操作用空気ポンベ出口弁
⑧	フィルタ装置入口弁
⑨	耐圧強化ベント弁操作用空気ポンベ出口弁
⑩	耐圧強化ベント弁
⑪※1	一次隔離弁(サブプレッジョン・チェンバ側)操作用空気供給弁
⑪※2	一次隔離弁(サブプレッジョン・チェンバ側)
⑪※3	一次隔離弁(ドライウエル側)操作用空気供給弁
⑪※4	一次隔離弁(ドライウエル側)
⑫※1	二次隔離弁
⑫※2	二次隔離弁バイパス弁
⑬	水素バイパスライン止め弁

第 1.5.23 図 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図 (2/2)

- ・設備の相違  
【柏崎6/7, 東海第二】  
配管構成の相違による通気経路の相違
- ・記載表現の相違  
【東海第二】  
東海第二は, 概要図に操作対象弁を記載

操作手順	弁名称
⑤※1	A-SGT出口弁
⑤※2	B-SGT出口弁
⑤※3	SGT NGC連絡ライン隔離弁
⑤※4	SGT NGC連絡ライン隔離弁後弁
⑤※5	NGC常用空調換気入口隔離弁
⑤※6	NGC常用空調換気入口隔離弁後弁
⑥	SGT耐圧強化ベントライン止め弁操作用空気供給弁
⑦※1	SGT FCVS第1ベントフィルタ入口弁 (第3弁)
⑦※2	SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁
⑦※3	SGT耐圧強化ベントライン止め弁
⑦※4	NGC非常用ガス処理入口隔離弁 (第2弁)
⑦※5	NGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁 (第2弁バイパス弁)
⑧※1	NGC N2トローラス出口隔離弁 (第1弁 (W/W側))
⑧※2	NGC N2ドライウエル出口隔離弁 (第1弁 (D/W側))

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。  
○<sup>a</sup> : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。  
○<sup>a1~</sup> : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合, その実施順を示す。

第 1.5-24 図 耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図 (2/2)

手順の項目	要員(数)	経過時間(分)										備考
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	
耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (W/Wベントの場合)	中央制御室運転員A, B	減圧及び除熱開始 55分										減圧を伴いながら系統構成を行う。
	現勢運転員C, D	系統構成 格納容器ベント開始 格納容器ベント開始 格納、系統構成 格納、系統構成										

第1.5.24 図 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 タイムチャート (W/W ベントの場合)

手順の項目	要員(数)	経過時間(分)										備考
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	
耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (D/Wベントの場合)	中央制御室運転員A, B	減圧及び除熱開始 55分										減圧を伴いながら系統構成を行う。
	現勢運転員C, D	系統構成 格納容器ベント開始 格納、系統構成 格納、系統構成										

第1.5.25 図 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 タイムチャート (D/W ベントの場合)

手順の項目	実施箇所・必要要員数	経過時間(分)																		備考
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (中央制御室操作) (格納容器ベント準備 : S/Wベントの場合)	1	格納容器ベント準備開始																		
		系統構成 格納容器ベント準備 格納容器ベント開始 格納容器ベント開始 格納、系統構成																		

手順の項目	実施箇所・必要要員数	経過時間(分)																		備考
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (中央制御室操作) (格納容器ベント準備 : D/Wベントの場合)	1	格納容器ベント準備開始																		
		系統構成 格納容器ベント準備 格納容器ベント開始 格納容器ベント開始 格納、系統構成																		

第1.5-15 図 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 タイムチャート

手順の項目	要員(数)	経過時間(分)										備考
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	
耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (交差電源が健全な場合)	1	原子炉格納容器ベント開始										※1
		系統構成(第2弁非閉鎖時) ベント系操作(第1弁(W/W)系閉鎖時) 格納容器ベント開始										

※1: 第2弁の開操作ができない場合は、第2弁バイパス弁を全開とする。中央制御室運転員1名にて実施した場合、30分以内で可能である。

第1.5-25 図 耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (W/W) タイムチャート

手順の項目	要員(数)	経過時間(分)										備考
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	
耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (交差電源が健全な場合)	1	原子炉格納容器ベント開始										※1
		系統構成(第2弁非閉鎖時) ベント系操作(第1弁(D/W)系閉鎖時) 格納容器ベント開始										

※1: 第2弁の開操作ができない場合は、第2弁バイパス弁を全開とする。中央制御室運転員1名にて実施した場合、30分以内で可能である。

第1.5-26 図 耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (D/W) タイムチャート

- ・体制及び運用の相違
- 【柏崎6/7, 東海第二】
- ⑭の相違

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)

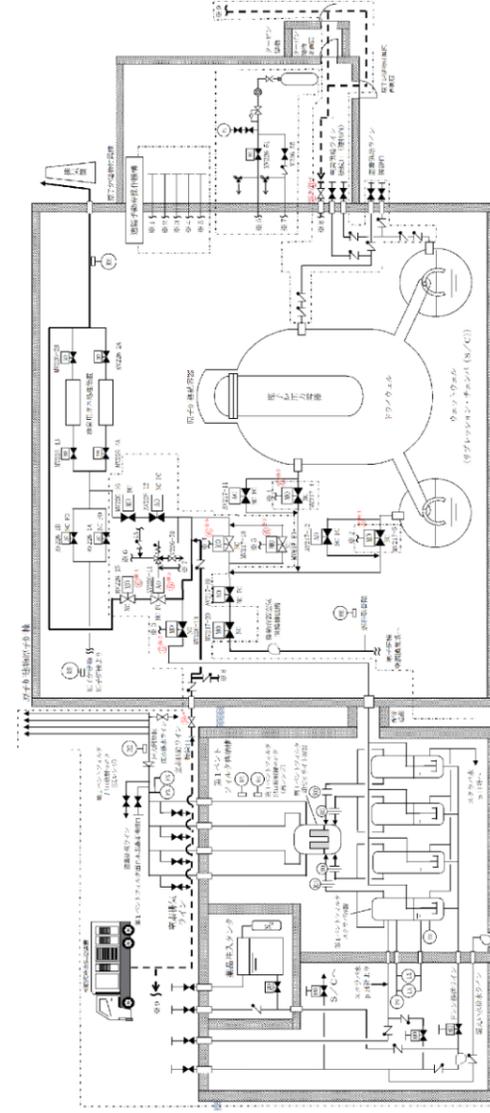
東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

凡例

	ポンプ
	電動作動
	空気が動
	弁
	逆止弁
	外部接続口
	配管
	使用する流路
	設計高圧化設備設か ら追加した箇所
	温度検出要素
	圧力発信器
	液面発信器
	放射線検出要素
	流量検出オリフィス

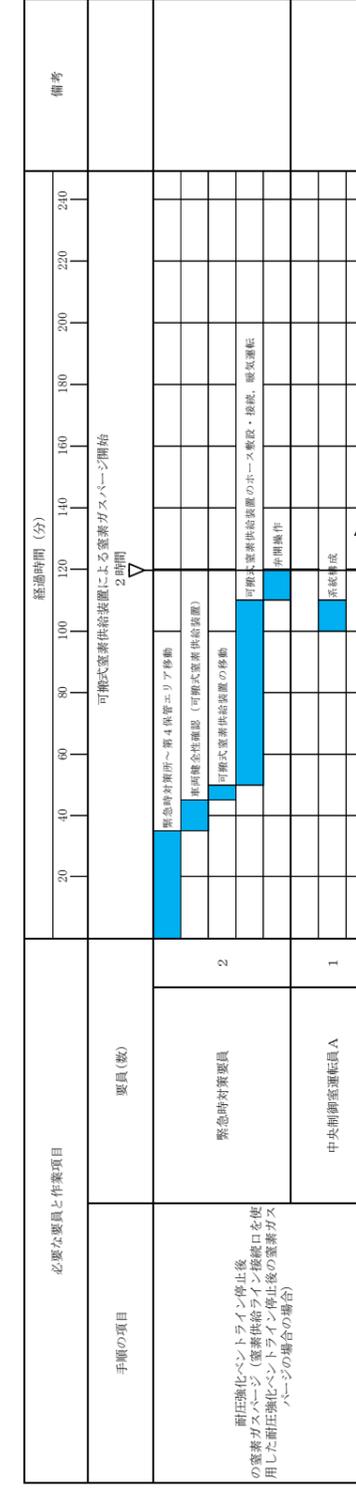


記載例 ○ : 操作手順番号を示す。  
 ○~ : 同 操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。  
 ○#1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

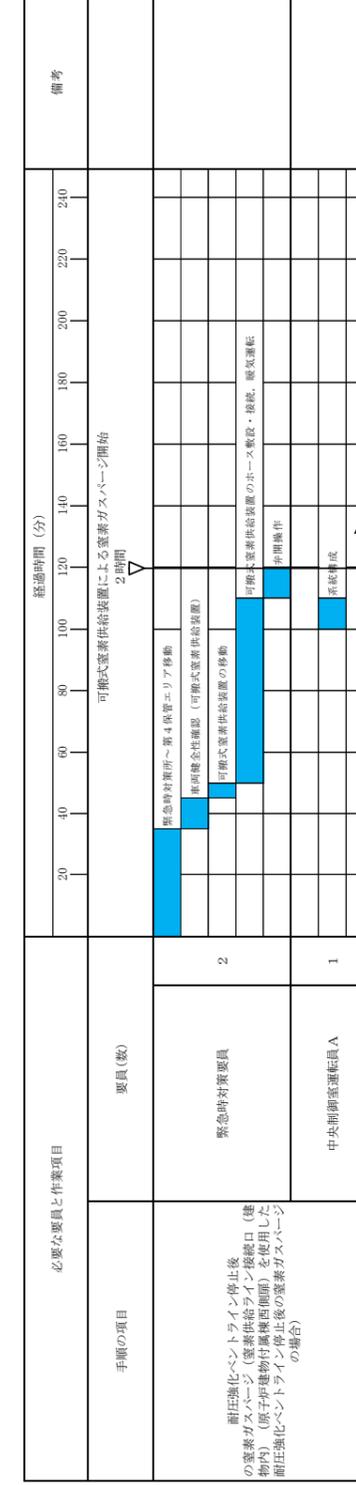
第 1.5-27 図 耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージ 概要図(1/2)

・設備の相違  
**【柏崎 6/7, 東海第二】**  
 島根 2 号炉は、耐圧強化ベントラインの窒素ガスパージの手順を整備

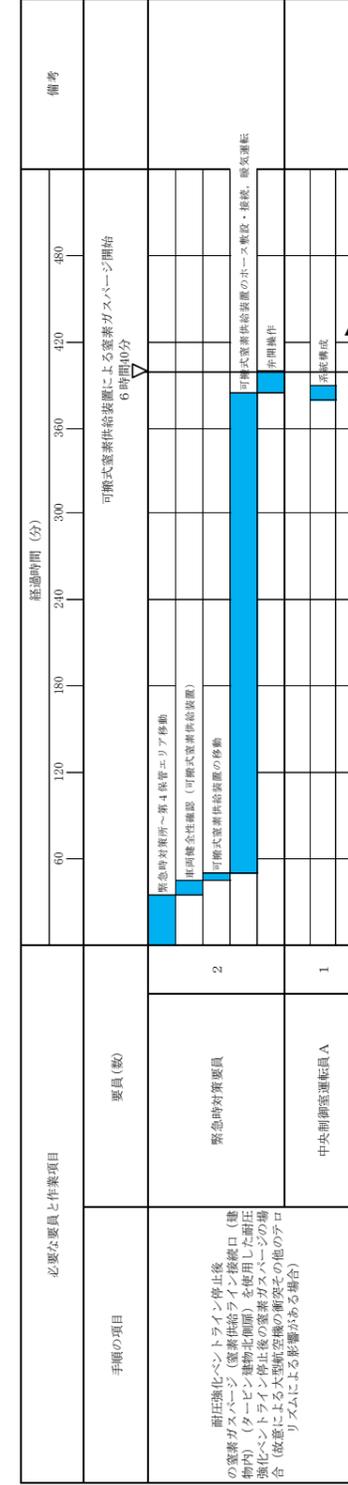
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																				
		<table border="1" data-bbox="1884 499 2350 1663"> <thead> <tr> <th>操作手順</th> <th>弁名称</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>⑥*1</td> <td>NGC N2トラス出口隔離弁 (第1弁 (W/W側))</td> </tr> <tr> <td>⑥*2</td> <td>NGC N2ドライウェル出口隔離弁 (第1弁 (D/W側))</td> </tr> <tr> <td>⑥*3</td> <td>SGT FCVS第1ベントフィルタ入口弁 (第3弁)</td> </tr> <tr> <td>⑥*4</td> <td>SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁</td> </tr> <tr> <td>⑥*5</td> <td>SGT耐圧強化ベントライン止め弁</td> </tr> <tr> <td>⑥*6</td> <td>NGC非常用ガス処理入口隔離弁 (第2弁)</td> </tr> <tr> <td>⑥*7</td> <td>NGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁 (第2弁バイパス弁)</td> </tr> <tr> <td>⑨<sup>a</sup></td> <td>FCVS窒素ガス補給元弁</td> </tr> <tr> <td>⑨<sup>b</sup>⑨<sup>c</sup></td> <td>FCVS建物内窒素ガス補給元弁</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="2368 619 2507 1633"> 記載例 ○ : 操作手順番号を示す。  ○<sup>a</sup>~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。  ○*1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。  <b>第1.5-27図 耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスページ 概要図(2/2)</b> </p>	操作手順	弁名称	⑥*1	NGC N2トラス出口隔離弁 (第1弁 (W/W側))	⑥*2	NGC N2ドライウェル出口隔離弁 (第1弁 (D/W側))	⑥*3	SGT FCVS第1ベントフィルタ入口弁 (第3弁)	⑥*4	SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁	⑥*5	SGT耐圧強化ベントライン止め弁	⑥*6	NGC非常用ガス処理入口隔離弁 (第2弁)	⑥*7	NGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁 (第2弁バイパス弁)	⑨ <sup>a</sup>	FCVS窒素ガス補給元弁	⑨ <sup>b</sup> ⑨ <sup>c</sup>	FCVS建物内窒素ガス補給元弁	
操作手順	弁名称																						
⑥*1	NGC N2トラス出口隔離弁 (第1弁 (W/W側))																						
⑥*2	NGC N2ドライウェル出口隔離弁 (第1弁 (D/W側))																						
⑥*3	SGT FCVS第1ベントフィルタ入口弁 (第3弁)																						
⑥*4	SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁																						
⑥*5	SGT耐圧強化ベントライン止め弁																						
⑥*6	NGC非常用ガス処理入口隔離弁 (第2弁)																						
⑥*7	NGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁 (第2弁バイパス弁)																						
⑨ <sup>a</sup>	FCVS窒素ガス補給元弁																						
⑨ <sup>b</sup> ⑨ <sup>c</sup>	FCVS建物内窒素ガス補給元弁																						



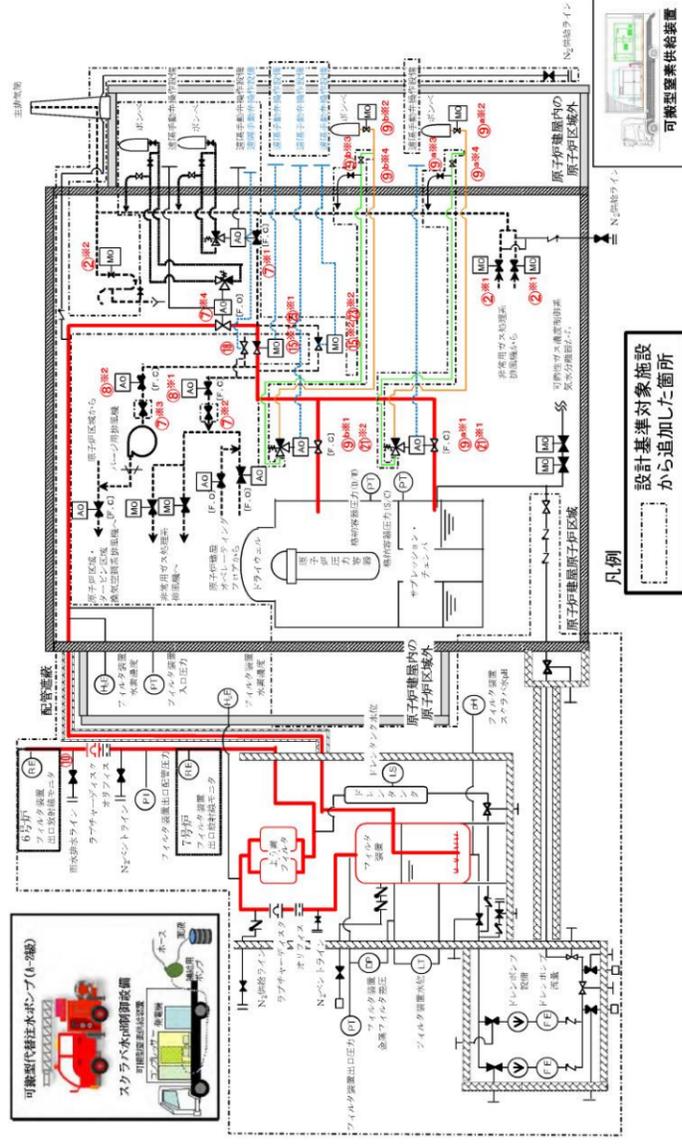
第 1.5-28 図 耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガススパージ タイムチャート(1 / 3)  
 (窒素供給ライン接続口を使用した耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガススパージの場合)



第 1.5-28 図 耐圧強化ベンントライントライン停止後の窒素ガススパージ タイムチャート (2 / 3)  
 (窒素供給ライン接続口 (建物内) (原子炉建物付属棟西側扉) を使用した  
 耐圧強化ベンントライントライン停止後の窒素ガススパージの場合)



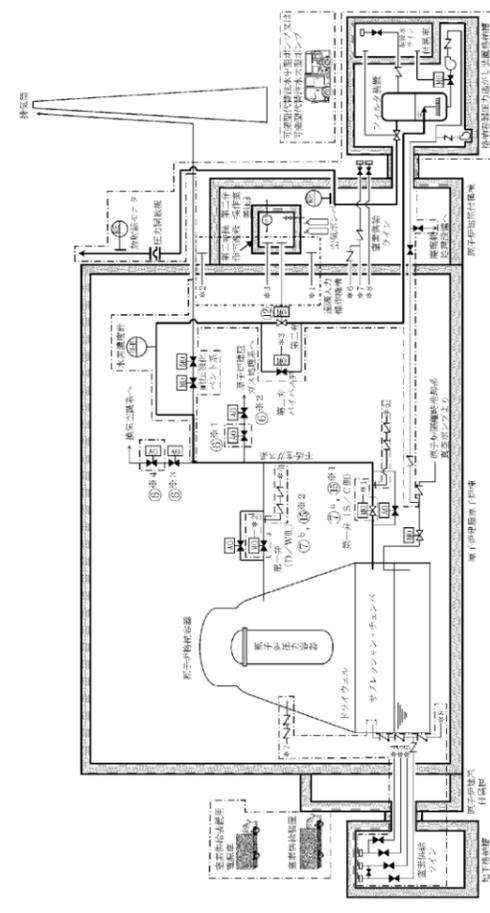
第 1.5-28 図 耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージ タイムチャート (3 / 3)  
 (窒素供給ライン接続口 (建物内) (タービン建物北側扉) を使用した耐圧強化ベントライン停止後  
 の窒素ガスパージの場合 (故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合))



第 1.5.26 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) 概要図 (1/2)

凡例

	ポンプ
	電動駆動
	空気を駆動
	弁
	逆止弁
	設計基準対象施設から追加した箇所



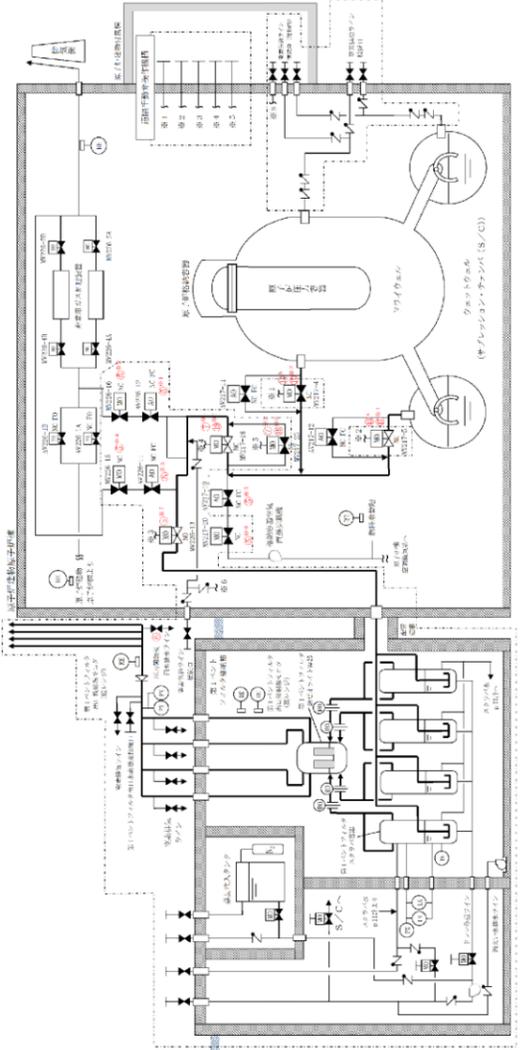
操作手順	弁名称
⑥*1	原子炉建屋ガス処理系一次隔離弁
⑥*2	原子炉建屋ガス処理系二次隔離弁
⑥*3	換気空調系一次隔離弁
⑥*4	換気空調系二次隔離弁

凡例  
○\*1~\*4: 操作手順番号を示す。  
○\*1~\*2: 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。  
○\*3~\*4: 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.5-16 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) 概要図

凡例

	ポンプ
	電動駆動
	空気を駆動
	弁
	逆止弁
	外部接続口
	配管
	使用する流路
	設計基準対象施設から追加した箇所
	温度検出要素
	圧力検出器
	液面検出器
	放射線検出要素
	流量制限オリフィス



凡例  
○: 操作手順番号を示す。  
○\*1~\*2: 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。  
○\*3~\*4: 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.5-29 図 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及び除熱 (現場操作) 概要図 (1 / 2)

・設備の相違  
【柏崎 6/7, 東海第二】  
配管構成の相違による移送経路の相違

操作手順	弁名称
②※1	非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁
②※2	非常用ガス処理系出口ロジナル隔離弁
⑦※1	耐圧強化ベント弁
⑦※2	非常用ガス処理系第二隔離弁
⑦※3	換気空調系第二隔離弁
⑦※4	フィルタ装置入口弁
⑧※1	非常用ガス処理系第一隔離弁
⑧※2	換気空調系第一隔離弁
⑨※1⑭※1	一次隔離弁(サブプレッジョン・チェンバ側)
⑨※2	一次隔離弁(サブプレッジョン・チェンバ側)操作用空気供給弁
⑨※3	一次隔離弁(サブプレッジョン・チェンバ側)逆操作用空気排気制止め弁
⑨※4	一次隔離弁(サブプレッジョン・チェンバ側)操作用空気排気制止め弁
⑨※1⑭※2	一次隔離弁(ドライウエル側)
⑨※5	一次隔離弁(ドライウエル側)操作用空気供給弁
⑨※3	一次隔離弁(ドライウエル側)逆操作用空気排気制止め弁
⑨※4	一次隔離弁(ドライウエル側)操作用空気排気制止め弁
⑩	フィルタベント大気放出ラインドレン弁
⑮※1⑳※1	二次隔離弁
⑮※2⑳※2	二次隔離弁バイパス弁
⑰	水素バイパスライン止め弁

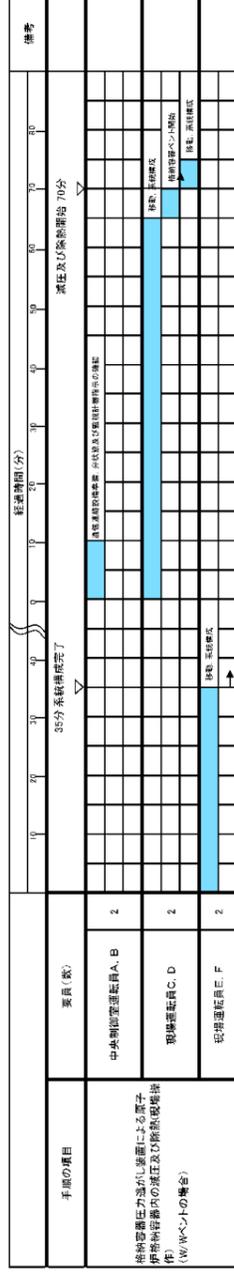
第 1.5.26 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) 概要図 (2/2)

- ・設備の相違  
【柏崎6/7, 東海第二】  
配管構成の相違による移送経路の相違
- ・記載表現の相違  
【東海第二】  
東海第二は, 概要図に操作対象を記載

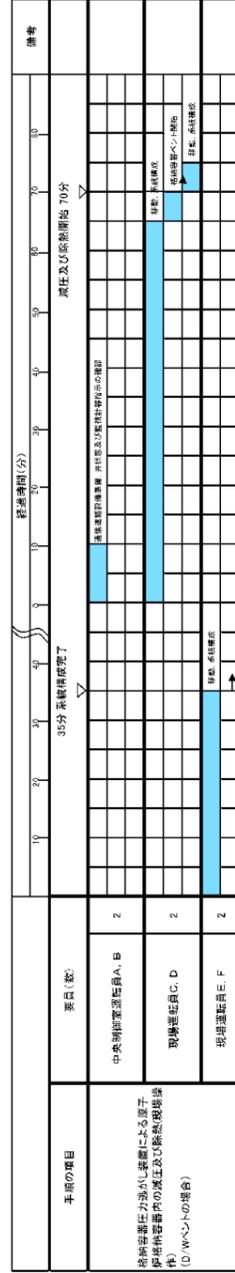
操作手順	弁名称
⑤※1	SGT NGC連絡ライン隔離弁
⑤※2	SGT NGC連絡ライン隔離弁後弁
⑤※3	SGT耐圧強化ベントライン止め弁
⑤※4	SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁
⑤※5	NGC常用空調換気入口隔離弁
⑤※6	NGC常用空調換気入口隔離弁後弁
⑤※7	SGT FCVS第1ベントフィルタ入口弁 (第3弁)
⑥	FCVS排気ラインドレン排出弁
⑦※1⑱※1	NGC非常用ガス処理入口隔離弁 (第2弁)
⑦※2⑱※2	NGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁 (第2弁バイパス弁)
⑬ <sup>a</sup> ⑲※1	NGC N2トローラス出口隔離弁 (第1弁 (W/W側))
⑬ <sup>b</sup> ⑲※2	NGC N2ドライウエル出口隔離弁 (第1弁 (D/W側))

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。  
○<sup>a</sup> : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。  
○<sup>b</sup> : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合, その実施順を示す。

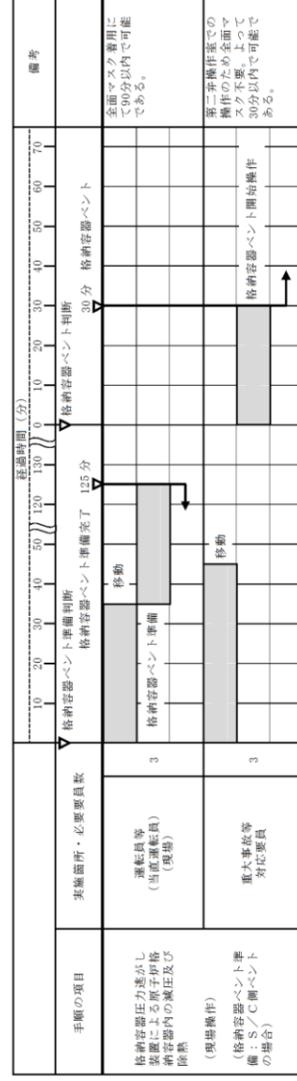
第 1.5-29 図 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) 概要図 (2 / 2)



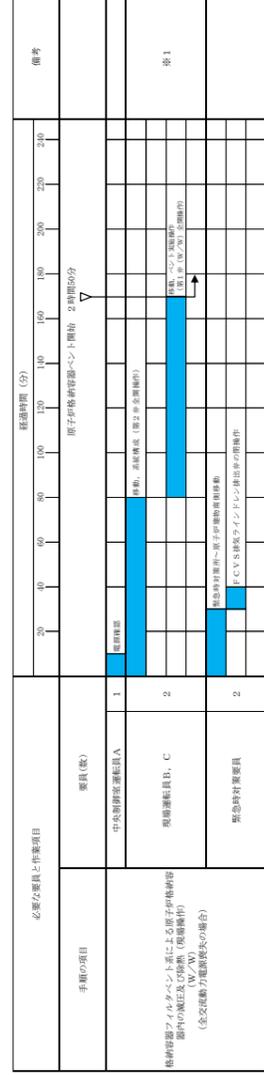
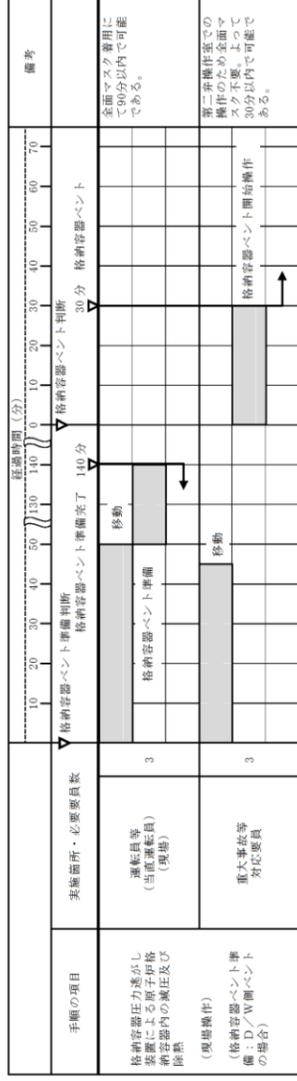
第1.5.27 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） タイムチャート (W/W ベントの場合)



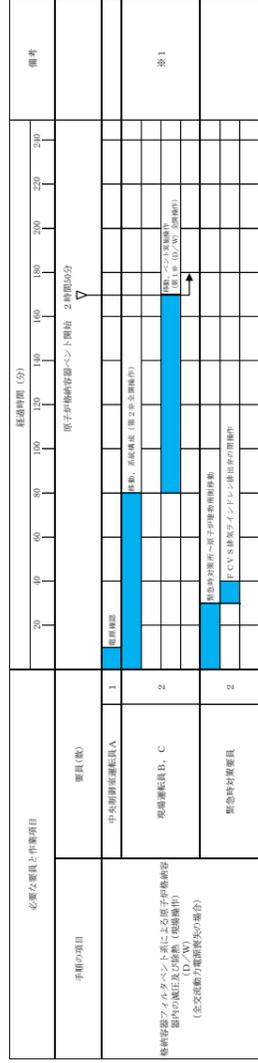
第1.5.28 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） タイムチャート (D/W ベントの場合)



第1.5-17 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） タイムチャート

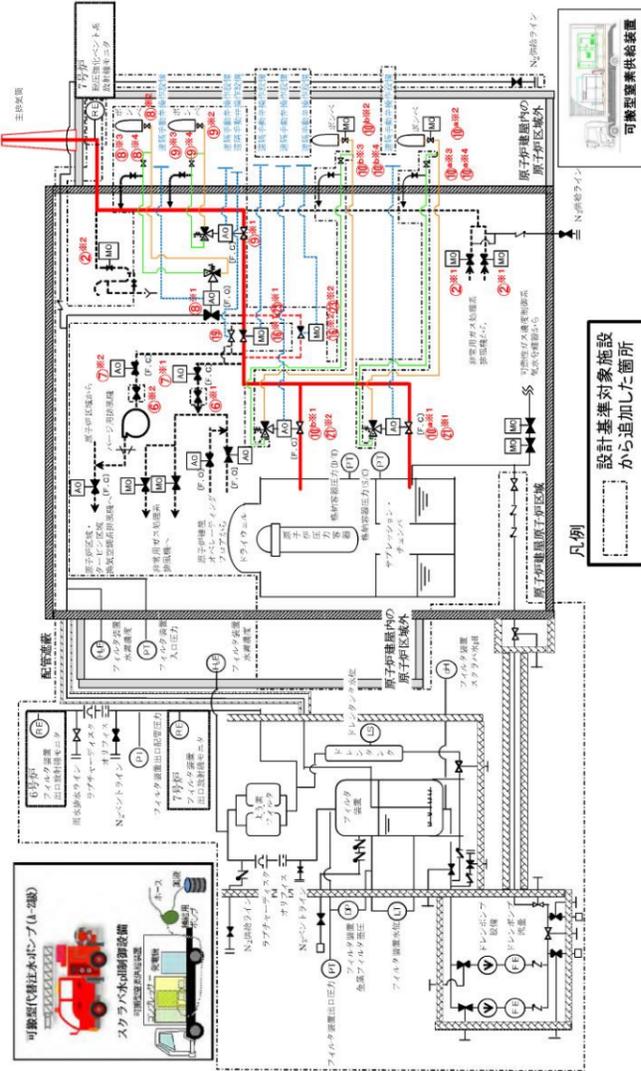


第1.5-30 図 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） (W/W) タイムチャート



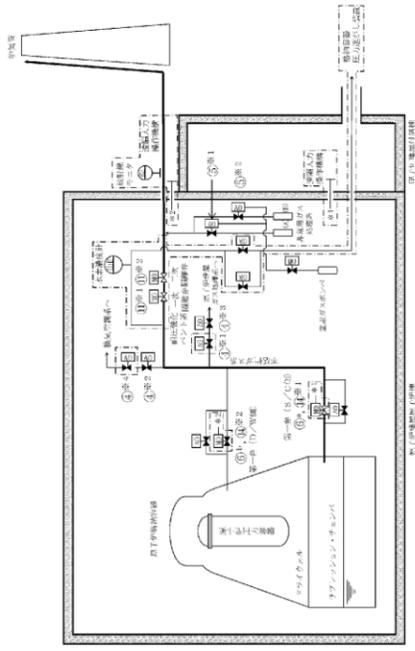
第1.5-31 図 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） (D/W) タイムチャート

備考  
 ・体制及び運用の相違  
 【柏崎6/7, 東海第二】  
 ⑭の相違



第 1.5.29 図 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) 概要図 (1/2)

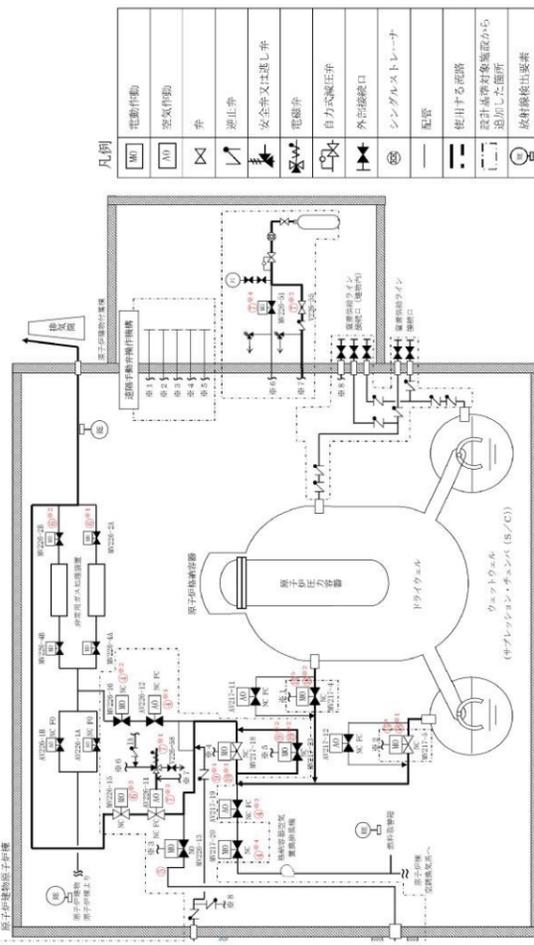
凡例	MO	電動駆動
	AO	空気駆動
	⊗	弁
	⋯	設計基準対象施設から追加した箇所



操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
④⑤①	原子炉格納ガス処理系一次隔離弁	⑤②②	非常用ガス処理系フィルタトレイン (B) 出口弁
④⑤②	換気空調系一次隔離弁	⑥①⑤①	第一弁 (S/C 側)
④⑤③	原子炉格納ガス処理系二次隔離弁	⑥①⑤②	第一弁 (D/W 側)
④⑤④	換気空調系二次隔離弁	⑥①⑤③	耐圧強化ベント系一次隔離弁
⑤⑤①	非常用ガス処理系フィルタトレイン (A) 出口弁	⑥①⑤④	耐圧強化ベント系二次隔離弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。  
 ○⑤① : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する場合、その実施順を示す。  
 ○⑤①① : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する場合の操作手順の優先番号を示す。

第 1.5-18 図 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) 概要図



記載例 ○ : 操作手順番号を示す。  
 ○⑤① : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。  
 ○⑤①① : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する場合、その実施順を示す。

第 1.5-32 図 耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) 概要図 (1/2)

備考  
 ・設備の相違  
 【柏崎 6/7, 東海第二】  
 配管構成の相違による通気経路の相違

操作手順	弁名称
② <sup>※1</sup>	非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁
② <sup>※2</sup>	非常用ガス処理系出口シール隔離弁
⑥ <sup>※1</sup>	非常用ガス処理系第二隔離弁
⑥ <sup>※2</sup>	換気空調系第二隔離弁
⑦ <sup>※1</sup>	非常用ガス処理系第一隔離弁
⑦ <sup>※2</sup>	換気空調系第一隔離弁
⑧ <sup>※1</sup>	フィルタ装置入口弁
⑧ <sup>※2</sup>	フィルタ装置入口弁操作用空気ポンベ出口弁
⑧ <sup>※3</sup>	フィルタ装置入口弁逆操作用空気排気制止弁
⑧ <sup>※4</sup>	フィルタ装置入口弁操作用空気排気制止弁
⑨ <sup>※1</sup>	耐圧強化ベント弁
⑨ <sup>※2</sup>	耐圧強化ベント弁操作用空気ポンベ出口弁
⑨ <sup>※3</sup>	耐圧強化ベント弁逆操作用空気排気制止弁
⑨ <sup>※4</sup>	耐圧強化ベント弁操作用空気排気制止弁
⑩ <sup>※1</sup> ⑩ <sup>※2</sup>	一次隔離弁 (サブプレッジョン・チェンバ(側) 操作用空気供給弁)
⑩ <sup>※3</sup>	一次隔離弁 (サブプレッジョン・チェンバ(側) 逆操作用空気排気制止弁)
⑩ <sup>※4</sup>	一次隔離弁 (サブプレッジョン・チェンバ(側) 操作用空気排気制止弁)
⑩ <sup>※5</sup> ⑩ <sup>※6</sup>	一次隔離弁 (ドライウエル(側))
⑩ <sup>※7</sup>	一次隔離弁 (ドライウエル(側) 操作用空気供給弁)
⑩ <sup>※8</sup>	一次隔離弁 (ドライウエル(側) 逆操作用空気排気制止弁)
⑩ <sup>※9</sup>	一次隔離弁 (ドライウエル(側) 操作用空気排気制止弁)
⑪ <sup>※1</sup> ⑪ <sup>※2</sup>	二次隔離弁
⑪ <sup>※3</sup> ⑪ <sup>※4</sup>	二次隔離弁バイパス弁
⑫	水素バイパスライン止め弁

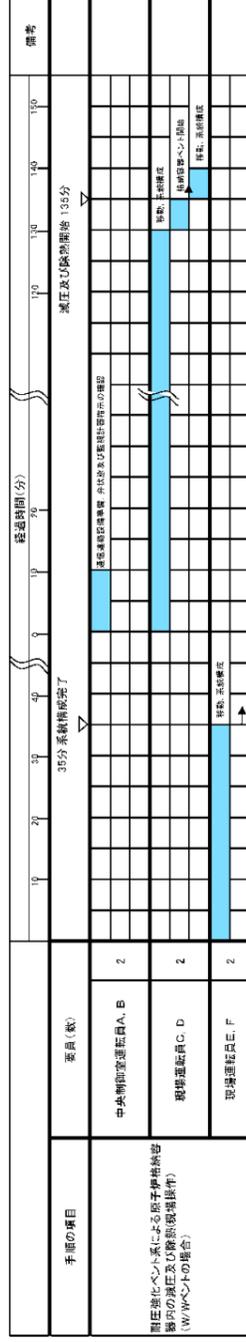
第 1.5.29 図 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) 概要図 ( 2 / 2 )

操作手順	弁名称
④ <sup>※1</sup>	SGT NGC 連絡ライン 隔離弁
④ <sup>※2</sup>	SGT NGC 連絡ライン 隔離弁後弁
④ <sup>※3</sup>	NGC 常用空調換気入口隔離弁
④ <sup>※4</sup>	NGC 常用空調換気入口隔離弁後弁
⑤	SGT FCVS 第1ベントフイルタ入口弁 (第3弁)
⑥ <sup>※1</sup>	A-SGT 出口弁
⑥ <sup>※2</sup>	B-SGT 出口弁
⑥ <sup>※3</sup>	SGT 耐圧強化ベントライン 止め弁後弁
⑦ <sup>※1</sup>	SGT 耐圧強化ベントライン 止め弁操作用電磁弁排気止め弁
⑦ <sup>※2</sup>	SGT 耐圧強化ベントライン 止め弁操作用バイパスライン 空気供給弁
⑦ <sup>※3</sup>	SGT 耐圧強化ベントライン 止め弁
⑦ <sup>※4</sup>	SGT 耐圧強化ベントライン 止め弁操作用空気供給弁
⑨ <sup>※1</sup> ⑩ <sup>※1</sup>	NGC 非常用ガス処理入口隔離弁 (第2弁)
⑨ <sup>※2</sup> ⑩ <sup>※2</sup>	NGC 非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁 (第2弁バイパス弁)
⑮ <sup>※1</sup> ⑮ <sup>※2</sup>	NGC N2 トーラス 出口隔離弁 (第1弁 (W/W側))
⑮ <sup>※3</sup> ⑮ <sup>※4</sup>	NGC N2 ドライウエル 出口隔離弁 (第1弁 (D/W側))

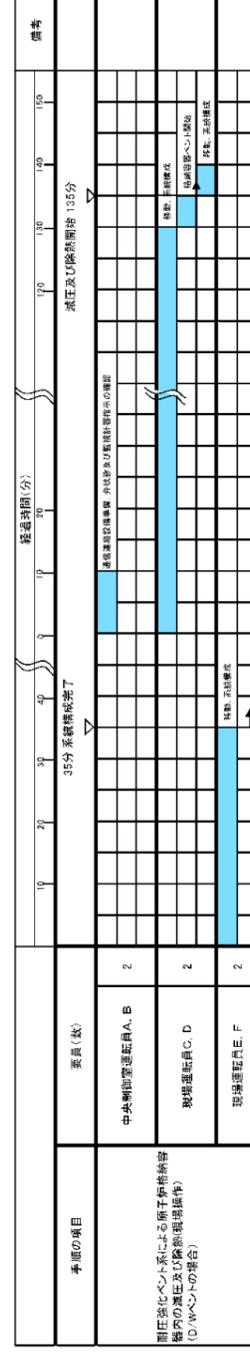
記載例 ○ : 操作手順番号を示す。  
 ○<sup>※</sup> : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。  
 ○<sup>※1-</sup> : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その表加順を示す。

第 1.5-32 図 耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) 概要図 ( 2 / 2 )

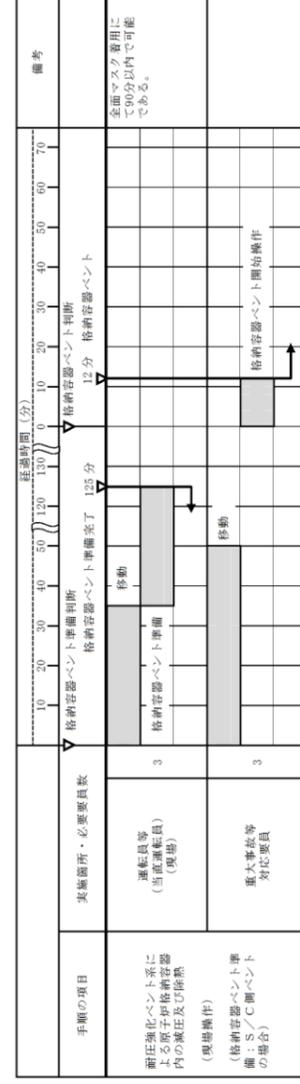
・設備の相違  
**【柏崎 6/7, 東海第二】**  
 配管構成の相違による通気経路の相違  
 ・記載表現の相違  
**【東海第二】**  
 東海第二は、概要図に操作対象弁を記載



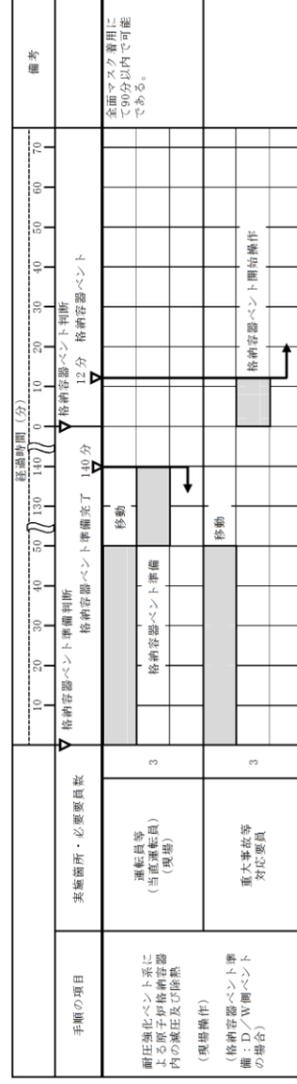
第1.5.30 図 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) タイムチャート (W/W ベントの場合)



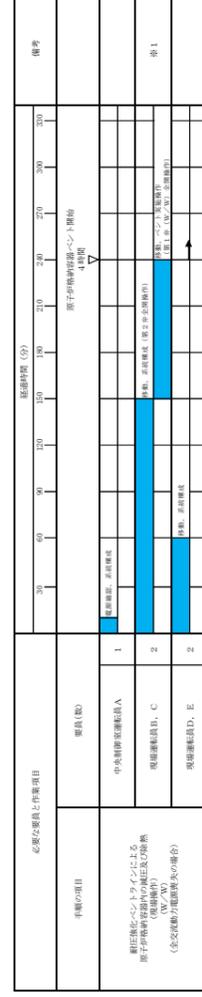
第1.5.31 図 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) タイムチャート (D/W ベントの場合)



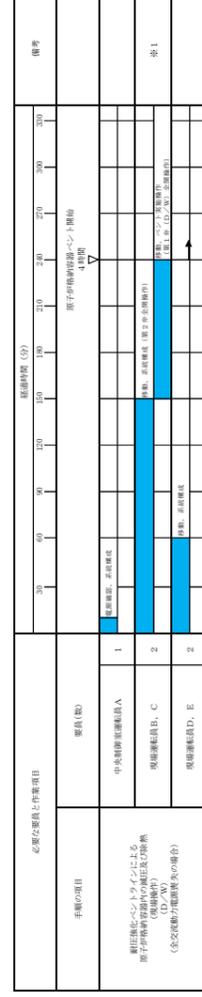
第1.5-19 図 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) タイムチャート



第1.5-33 図 耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (W/W) タイムチャート

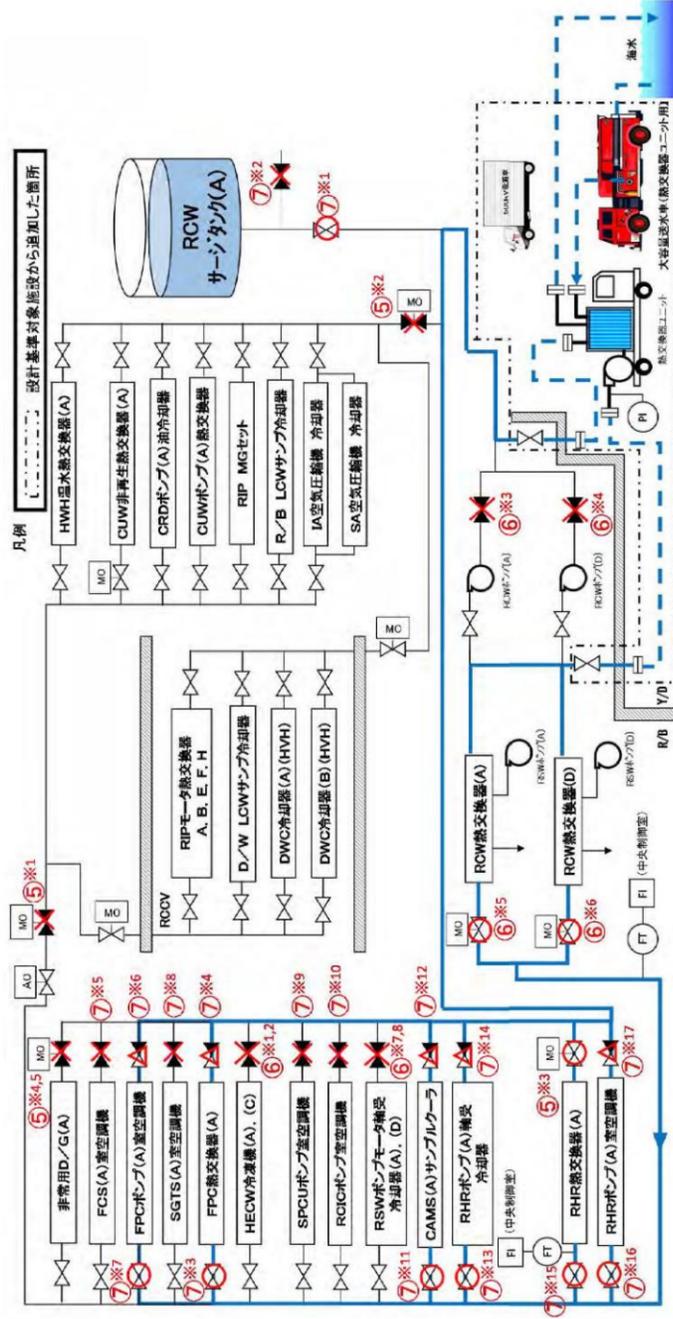


第1.5-33 図 耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (W/W) タイムチャート

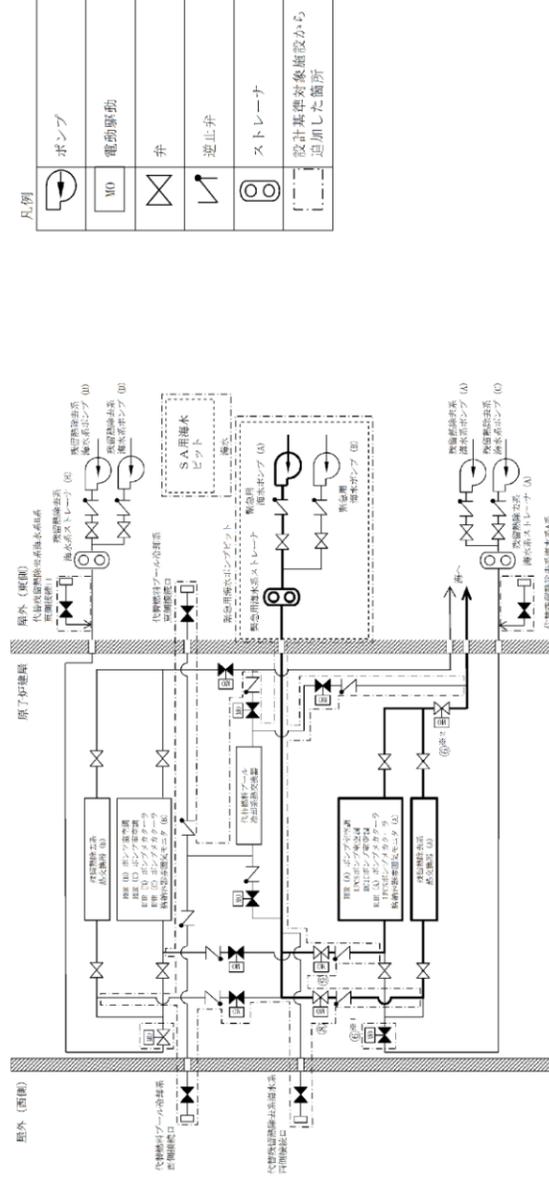


第1.5-34 図 耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (D/W) タイムチャート

- ・体制及び運用の相違【柏崎6/7, 東海第二】
- ⑭の相違



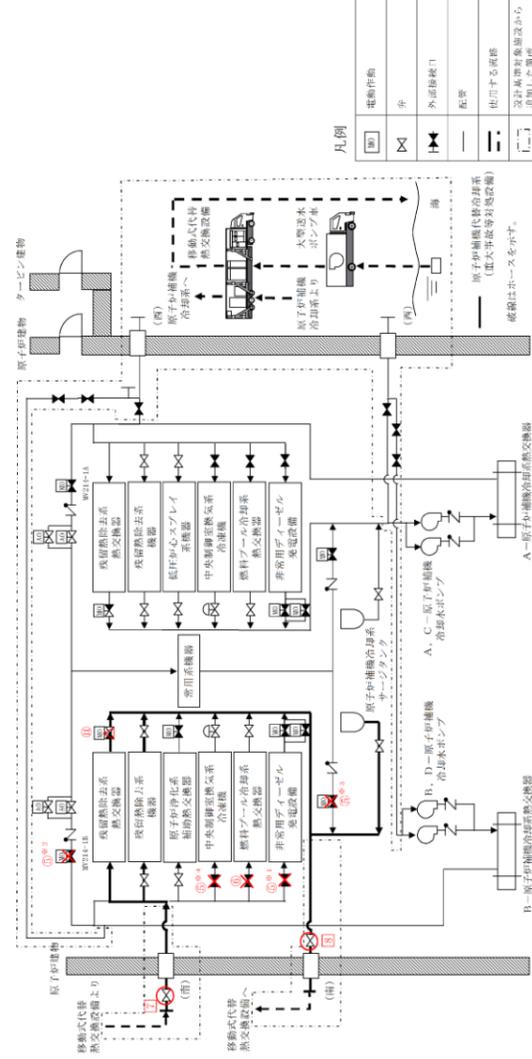
第 1.5.32 図 代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保 概要図 (1/2)



操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑤①	残留熱除去系一緊急用海水系系統分岐弁 (A)	⑧	緊急用海水系 RHR 熱交換器隔離弁 (A)
⑥②	残留熱除去系熱交換器 (A) 海水流量調整弁	⑨	緊急用海水系 RHR 補機隔離弁 (A)

記載例 ○⑤①、□⑥②：同一操作手順番号を示す。  
○⑤①、□⑥②：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.5-20 図 緊急用海水系による冷却水確保 概要図



記載例 ○⑤①、□⑥②：運転員操作の操作手順番号を示す。  
○⑤①、□⑥②：緊急時対応要員操作の操作手順番号を示す。  
○⑤①、□⑥②：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.5-35 図 原子炉補機代替冷却系による除熱 概要図 (1 / 4)  
(原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合)

- ・設備の相違
- 【柏崎 6/7, 東海第二】
- 配管構成の相違による移送経路の相違

操作手順	弁名称
⑤※1	常用冷却水供給側分弁(A)
⑤※2	常用冷却水戻り側分弁(A)
⑤※3	残留熱除去系熱交換器(A)冷却水出口弁
⑤※4	非常用ディーゼル発電機(A)冷却水出口弁(A)
⑤※5	非常用ディーゼル発電機(A)冷却水出口弁(D)
⑥※1	換気空調補機非常用冷却水系冷凍機(A)冷却水温度調節弁後弁
⑥※2	換気空調補機非常用冷却水系冷凍機(C)冷却水温度調節弁後弁
⑥※3	原子炉補機冷却水系ポンプ(A)吸込弁
⑥※4	原子炉補機冷却水系ポンプ(D)吸込弁
⑥※5	原子炉補機冷却水系熱交換器(A)冷却水出口弁
⑥※6	原子炉補機冷却水系熱交換器(D)冷却水出口弁
⑥※7	原子炉補機冷却海水ポンプ(A)電動機軸受出口弁
⑥※8	原子炉補機冷却海水ポンプ(D)電動機軸受出口弁
⑦※1	原子炉補機冷却水系サージタンク(A)出口弁
⑦※2	サージタンク(A)換気空調補機非常用冷却水系側出口弁
⑦※3	燃料プール冷却浄化系熱交換器(A)入口弁
⑦※4	燃料プール冷却浄化系熱交換器(A)出口弁
⑦※5	可燃性ガス濃度制御系室空調機(A)出口弁
⑦※6	燃料プール冷却浄化系ポンプ室空調機(A)出口弁
⑦※7	燃料プール冷却浄化系ポンプ室空調機(A)入口弁
⑦※8	非常用ガス処理系室空調機(A)出口弁
⑦※9	サブプレッションプール浄化系ポンプ室空調機出口弁
⑦※10	原子炉隔離時冷却系ポンプ室空調機出口弁
⑦※11	格納容器雰囲気モニタラック(A)入口弁
⑦※12	格納容器雰囲気モニタラック(A)出口弁
⑦※13	残留熱除去系ポンプ(A)冷却水入口弁
⑦※14	残留熱除去系ポンプ(A)冷却水出口弁
⑦※15	残留熱除去系熱交換器(A)冷却水入口弁
⑦※16	残留熱除去系ポンプ室空調機(A)入口弁
⑦※17	残留熱除去系ポンプ室空調機(A)出口弁

第 1.5.32 図 代替原子炉補機冷却系による  
補機冷却水確保概要図 (2/2)

操作手順	弁名称
⑤※1	R C W B - D E G 冷却水入口弁
⑤※2	B - R C W 常用補機冷却水入口切替弁
⑤※3	B - R C W 常用補機冷却水出口切替弁
⑤※4	R C W B - 中央制御室冷凍機入口弁
⑥	R C W B - F P C 熱交冷却水入口弁
⑩	B - R H R 熱交冷却水出口弁
⑦	A H E F B - 供給配管止め弁
⑧	A H E F B - 戻り配管止め弁

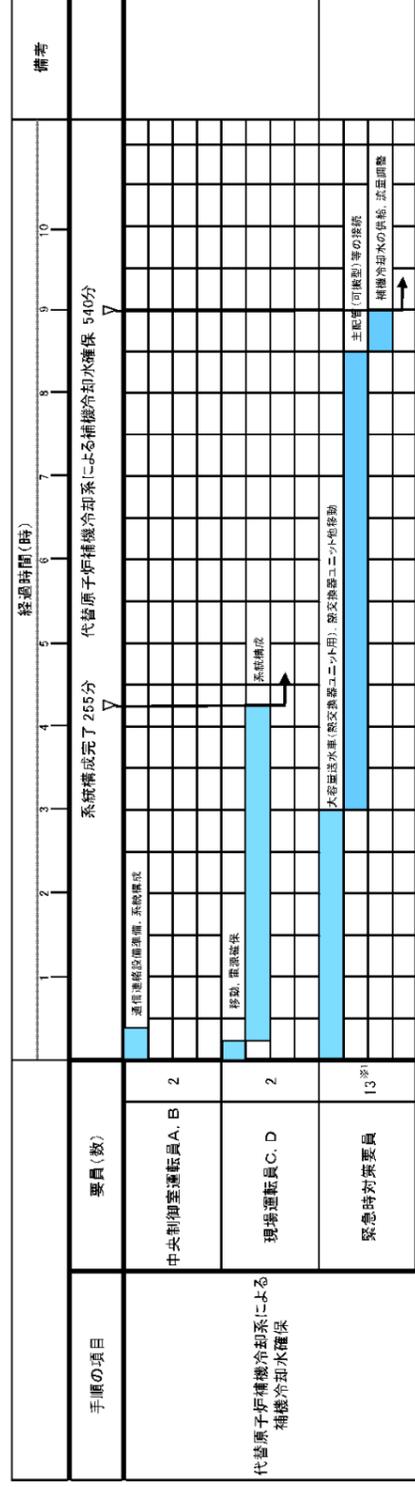
記載例 ○ : 運転員操作の操作手順番号を示す。  
□ : 緊急時対策要員操作の操作手順番号を示す。  
○\*1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.5-35 図 原子炉補機代替冷却系による除熱 概要図 (2 / 4)  
(原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合)

・設備の相違  
【柏崎 6/7, 東海第二】  
配管構成の相違による移送経路の相違  
・記載表現の相違  
【東海第二】  
東海第二は概要図に操作対象を記載

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考														
		<p>凡例</p> <table border="1"> <tr><td>電機作動</td><td>電機作動</td></tr> <tr><td>弁</td><td>弁</td></tr> <tr><td>外部接続口</td><td>外部接続口</td></tr> <tr><td>配管</td><td>配管</td></tr> <tr><td>使用する設備</td><td>使用する設備</td></tr> <tr><td>設計基準書と異なるところ</td><td>設計基準書と異なるところ</td></tr> <tr><td>追加した箇所</td><td>追加した箇所</td></tr> </table> <p>記号例  ○ : 運転員操作の操作手順番号を示す。  □ : 緊急時対策員操作の操作手順番号を示す。  ○①、□① : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。</p> <p>第1.5-35図 原子炉補機代替冷却系による除熱 概要図(3/4)</p> <p>(原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合 (故意による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))</p>	電機作動	電機作動	弁	弁	外部接続口	外部接続口	配管	配管	使用する設備	使用する設備	設計基準書と異なるところ	設計基準書と異なるところ	追加した箇所	追加した箇所	<p>・運用の相違</p> <p><b>【柏崎6/7, 東海第二】</b></p> <p>島根2号炉は, 建物内接続口を使用した手順を整備</p>
電機作動	電機作動																
弁	弁																
外部接続口	外部接続口																
配管	配管																
使用する設備	使用する設備																
設計基準書と異なるところ	設計基準書と異なるところ																
追加した箇所	追加した箇所																

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																				
		<table border="1" data-bbox="1813 772 2249 1577"> <thead> <tr> <th>操作手順</th> <th>弁名称</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>⑤**1</td> <td>RCW A-DEG冷却水入口弁</td> </tr> <tr> <td>⑤**2</td> <td>A-RCW常用補機冷却水入口切替弁</td> </tr> <tr> <td>⑤**3</td> <td>A-RCWサージタンク出口弁</td> </tr> <tr> <td>⑤**4</td> <td>A-RCW常用補機冷却水出口切替弁</td> </tr> <tr> <td>⑤**5</td> <td>RCW A-中央制御室冷凍機入口弁</td> </tr> <tr> <td>⑥</td> <td>RCW A-FPC熱交冷却水入口弁</td> </tr> <tr> <td>⑩</td> <td>A-RHR熱交冷却水出口弁</td> </tr> <tr> <td>⑥**1</td> <td>RCW A-AHEF供給配管止め弁</td> </tr> <tr> <td>⑥**2</td> <td>RCW A-AHEF戻り配管止め弁</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="2270 619 2359 1591"> 記載例 ○ : 運転員操作の操作手順番号を示す。  □ : 緊急時対策要員操作の操作手順番号を示す。  ○*1~, □*1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合, その実施順を示す。 </p> <p data-bbox="2374 315 2463 1858"> <b>第1.5-35図 原子炉補機代替冷却系による除熱 概要図(4/4)</b>  (原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合 (故意による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)) </p>	操作手順	弁名称	⑤**1	RCW A-DEG冷却水入口弁	⑤**2	A-RCW常用補機冷却水入口切替弁	⑤**3	A-RCWサージタンク出口弁	⑤**4	A-RCW常用補機冷却水出口切替弁	⑤**5	RCW A-中央制御室冷凍機入口弁	⑥	RCW A-FPC熱交冷却水入口弁	⑩	A-RHR熱交冷却水出口弁	⑥**1	RCW A-AHEF供給配管止め弁	⑥**2	RCW A-AHEF戻り配管止め弁	<p data-bbox="2537 262 2804 483"> ・運用の相違  <b>【柏崎6/7, 東海第二】</b>  島根2号炉は, 建物内接続口を使用した手順を整備 </p>
操作手順	弁名称																						
⑤**1	RCW A-DEG冷却水入口弁																						
⑤**2	A-RCW常用補機冷却水入口切替弁																						
⑤**3	A-RCWサージタンク出口弁																						
⑤**4	A-RCW常用補機冷却水出口切替弁																						
⑤**5	RCW A-中央制御室冷凍機入口弁																						
⑥	RCW A-FPC熱交冷却水入口弁																						
⑩	A-RHR熱交冷却水出口弁																						
⑥**1	RCW A-AHEF供給配管止め弁																						
⑥**2	RCW A-AHEF戻り配管止め弁																						



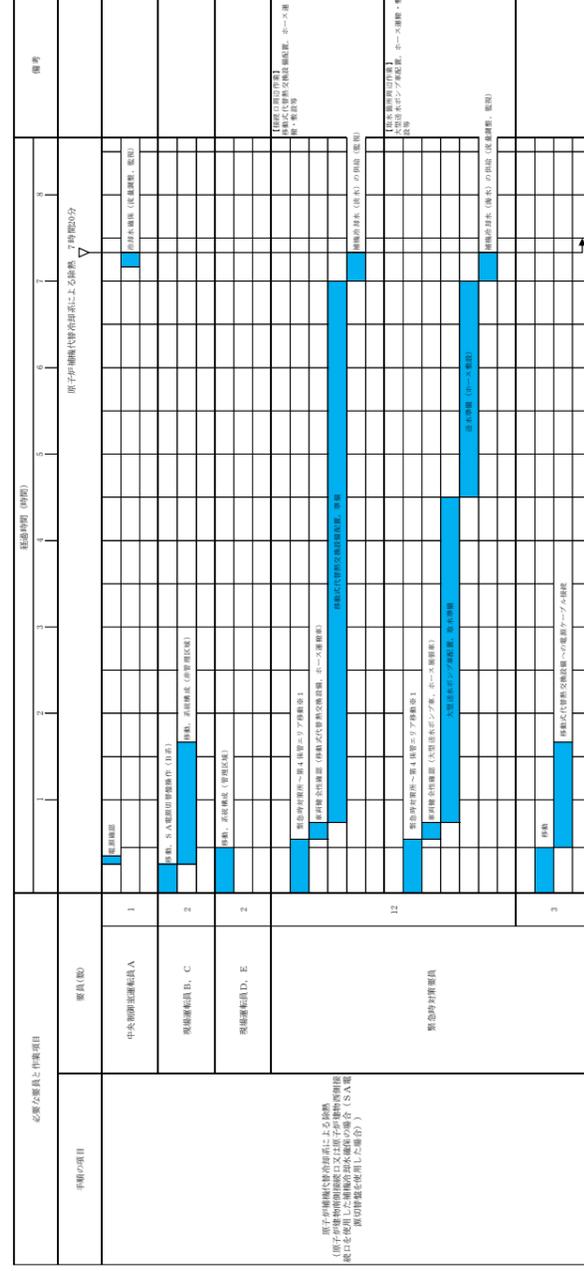
※1 が心の著しい損傷が発生した場合において代替原子炉補機冷却系を設置する場合、作業時の被ばくによる影響を低減するため、緊急時対策要員を2班体制とし、交替して対応する。

第 1.5.33 図 代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保 タイムチャート



※1：緊急用海水系による冷却水の確保を示す。また、緊急用海水系B系による冷却水の確保については、冷却水の供給開始まで24分以内で可能である。

第 1.5-21 図 緊急用海水系による冷却水確保 タイムチャート

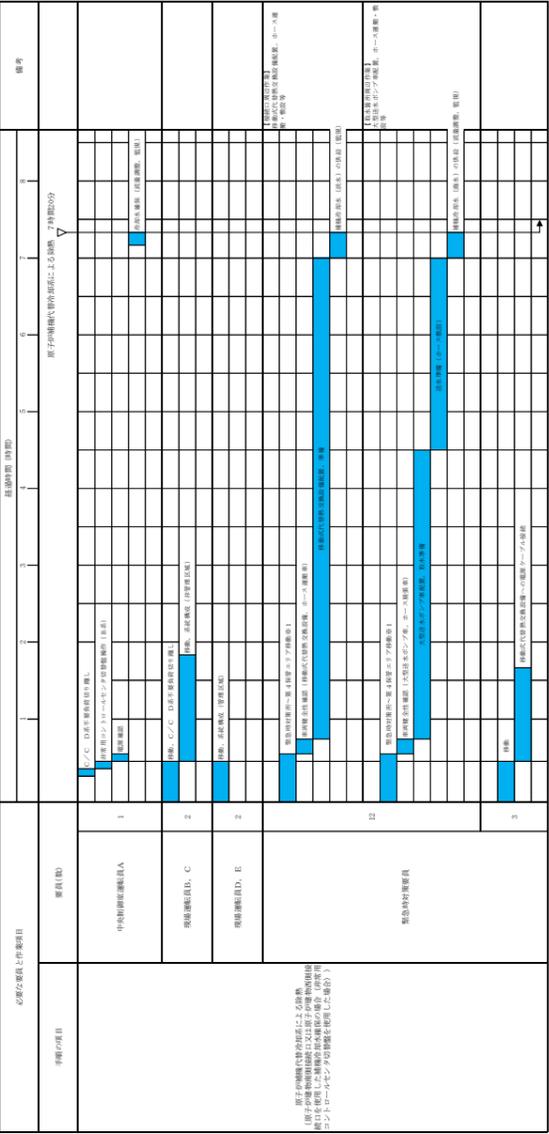


※1：第1階層エリアの可搬設備を使用した場合の被ばくは推定されている。

第 1.5-36 図 原子炉補機代替冷却系による除熱 タイムチャート(1 / 4)

(原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合 (SA電源切替盤を使用した場合))

- ・体制及び運用の相違
- 【柏崎6/7, 東海第二】
- ⑭の相違

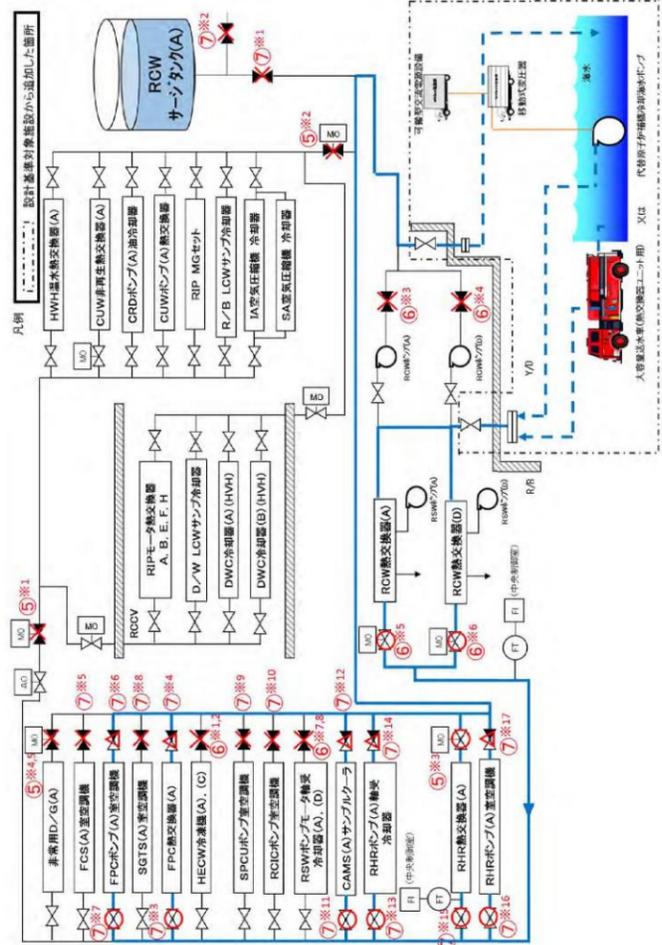
<p>柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)</p>	<p>東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)</p>	<p>島根原子力発電所 2号炉</p> 	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・体制及び運用の相違</li> <li>【柏崎6/7, 東海第二】</li> <li>⑭の相違</li> </ul>
--	--------------------------------	--	---

第 1.5-36 図 原子炉補機代替冷却系による除熱 タイムチャート(2 / 4)  
(原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合  
(原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した場合) (非常用コントロールセンター切替盤を使用した場合))

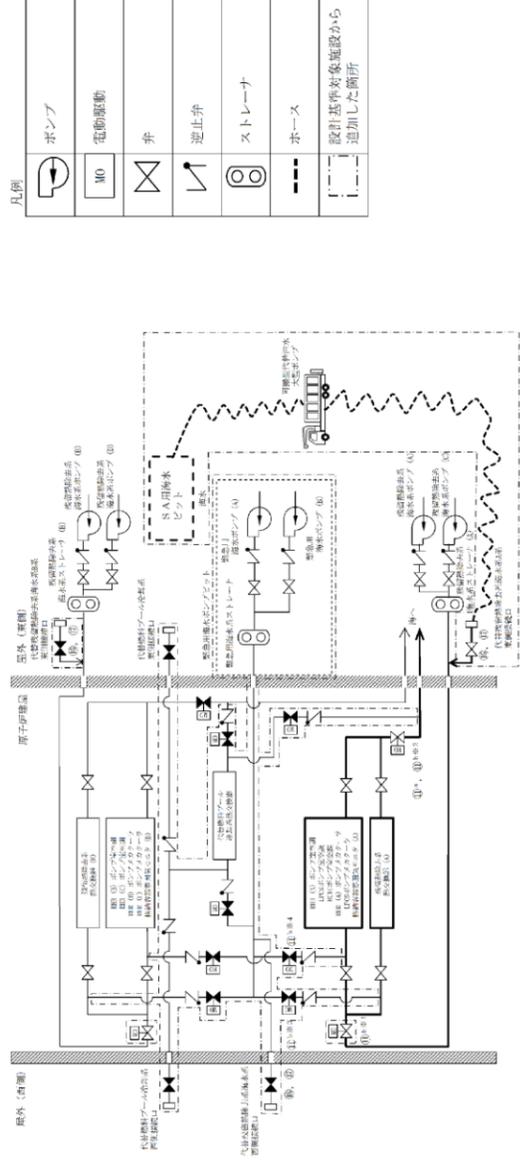
<p>柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)</p>	<p>東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)</p>	<p>島根原子力発電所 2号炉</p> <div data-bbox="1834 451 2249 1732"> </div> <p>第 1.5-36 図 原子炉補機代替冷却系による除熱 タイムチャート(3 / 4)</p> <p>(原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合 (故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合) (S A電源切替盤を使用した場合))</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>運用の相違</li> <li>【柏崎 6/7, 東海第二】</li> <li>島根 2号炉は, 建物内接続口を使用した手順を整備</li> </ul>
--	--------------------------------	---	--

<p>柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)</p>	<p>東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)</p>	<p>島根原子力発電所 2号炉</p> <div data-bbox="1840 451 2300 1732"> </div>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>運用の相違</li> <li><b>【柏崎 6/7, 東海第二】</b></li> <li>島根 2号炉は, 建物内接続口を使用した手順を整備</li> </ul>
--	--------------------------------	---	---

第 1.5-36 図 原子炉補機代替冷却系による除熱 タイムチャート(4 / 4)  
 (原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合)  
 (故意による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)  
 (非常用コンタクトロールセンター切替盤を使用した場合))



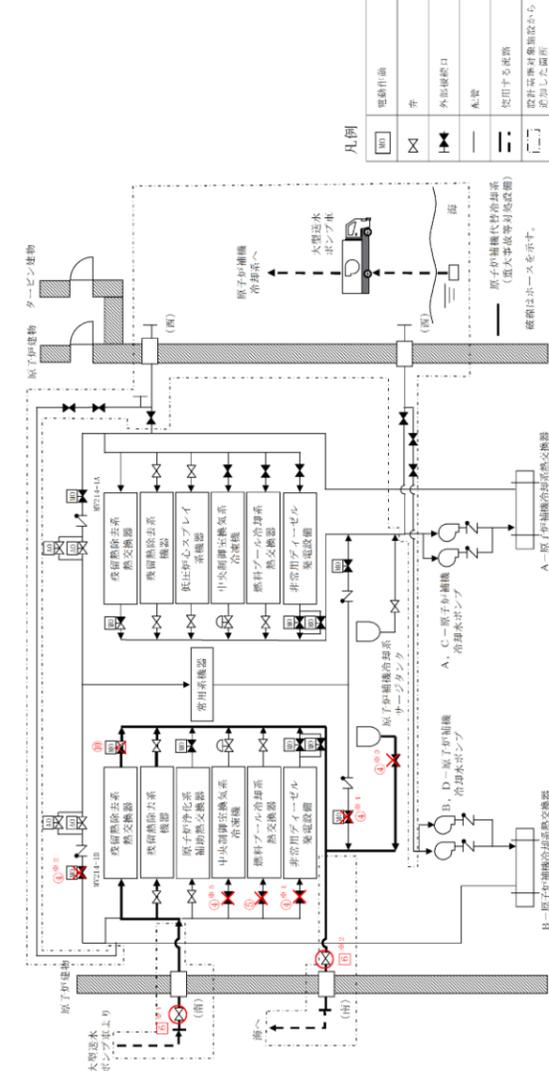
第1.5.34 図 大容量送水車（熱交換器ユニット用）又は代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水確保 概要図（1/2）



操作手順	名称
①、②、③、④	残熱除去系熱交換器 (A) 海水流量調整弁
①、②、③	残熱除去系一緊急用海水系系統分離弁 (A)
①、②、③	緊急用海水系RHR熱交換器隔離弁 (A)
①、②、④	緊急用海水系RHR補機隔離弁 (A)
⑧、⑩	代替残熱除去系海水系側接続口の弁、代替残熱除去系海水系A系側接続口の弁

記載例 ○：操作手順番号を示す。

第 1.5-22 図 代替残熱除去系海水系による冷却水確保 概要図



記載例 ○：運転員操作の操作手順番号を示す。  
 □：緊急時対応要員操作の操作手順番号を示す。  
 ○、□、○、□：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.5-37 図 大型送水ポンプ車による除熱 概要図(1 / 2)

備考  
 ・設備の相違  
 【柏崎6/7, 東海第二】  
 配管構成の相違による移送経路の相違

操作手順	弁名称
⑤※1	常用冷却水供給側分離弁(A)
⑤※2	常用冷却水戻り側分離弁(A)
⑤※3	残留熱除去系熱交換器(A)冷却水出口弁
⑤※4	非常用ディーゼル発電機(A)冷却水出口弁(A)
⑤※5	非常用ディーゼル発電機(A)冷却水出口弁(D)
⑥※1	換気空調補機非常用冷却水系冷凍機(A)冷却水温度調節弁後弁
⑥※2	換気空調補機非常用冷却水系冷凍機(C)冷却水温度調節弁後弁
⑥※3	原子炉補機冷却水系ポンプ(A)吸込弁
⑥※4	原子炉補機冷却水系ポンプ(D)吸込弁
⑥※5	原子炉補機冷却水系熱交換器(A)冷却水出口弁
⑥※6	原子炉補機冷却水系熱交換器(D)冷却水出口弁
⑥※7	原子炉補機冷却海水ポンプ(A)電動機軸受出口弁
⑥※8	原子炉補機冷却海水ポンプ(D)電動機軸受出口弁
⑦※1	原子炉補機冷却水系サージタンク(A)出口弁
⑦※2	サージタンク(A)換気空調補機非常用冷却水系側出口弁
⑦※3	燃料プール冷却浄化系熱交換器(A)入口弁
⑦※4	燃料プール冷却浄化系熱交換器(A)出口弁
⑦※5	可燃性ガス濃度制御系室空調機(A)出口弁
⑦※6	燃料プール冷却浄化系ポンプ室空調機(A)出口弁
⑦※7	燃料プール冷却浄化系ポンプ室空調機(A)入口弁
⑦※8	非常用ガス処理系室空調機(A)出口弁
⑦※9	サブレーションプール浄化系ポンプ室空調機出口弁
⑦※10	原子炉隔離時冷却系ポンプ室空調機出口弁
⑦※11	格納容器雰囲気モニタラック(A)入口弁
⑦※12	格納容器雰囲気モニタラック(A)出口弁
⑦※13	残留熱除去系ポンプ(A)冷却水入口弁
⑦※14	残留熱除去系ポンプ(A)冷却水出口弁
⑦※15	残留熱除去系熱交換器(A)冷却水入口弁
⑦※16	残留熱除去系ポンプ室空調機(A)入口弁
⑦※17	残留熱除去系ポンプ室空調機(A)出口弁

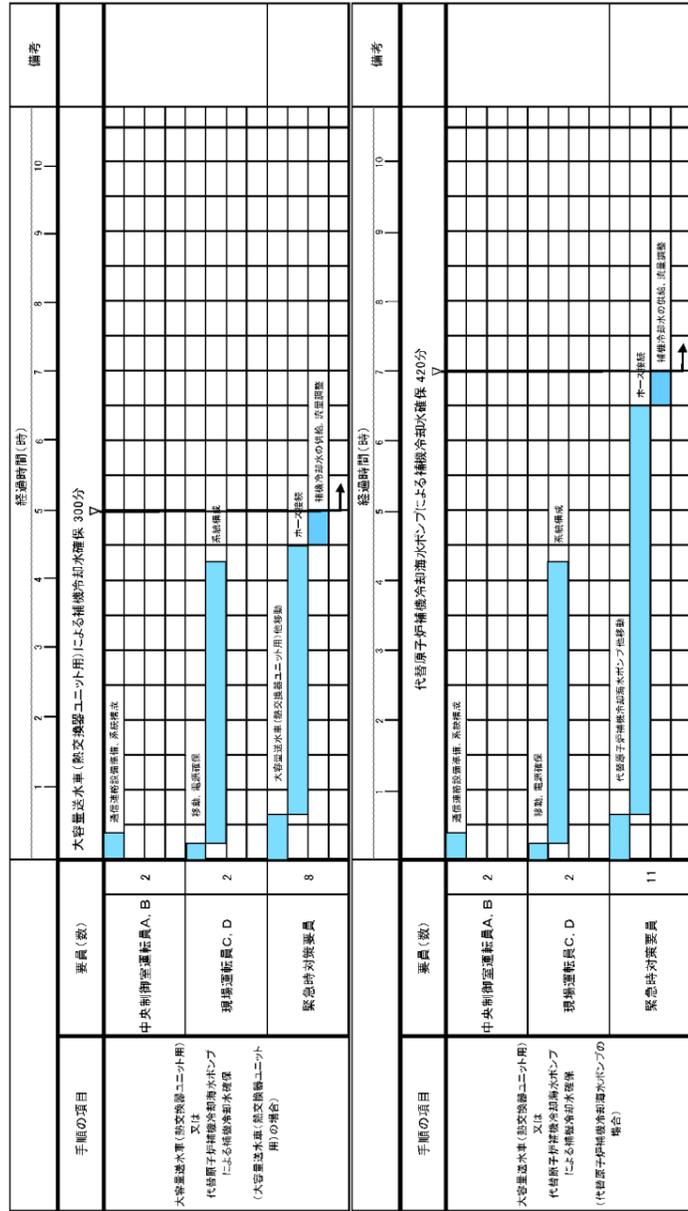
第1.5.34 図 大容量送水車（熱交換器ユニット用）又は  
代替原子炉補機冷却海水ポンプによる  
補機冷却水確保概要図 (2/2)

操作手順	弁名称
④※1	RCW B - D E G 冷却水入口弁
④※2	B - RCW 常用補機冷却水入口切替弁
④※3	B - RCW サージタンク 出口弁
④※4	B - RCW 常用補機冷却水出口切替弁
④※5	RCW B - 中央制御室冷凍機入口弁
⑤	RCW B - F P C 熱交換器入口弁
⑩	B - R H R 熱交換器出口弁
⑥※1	A H E F B - 供給配管止め弁
⑥※2	A H E F B - 戻り配管止め弁

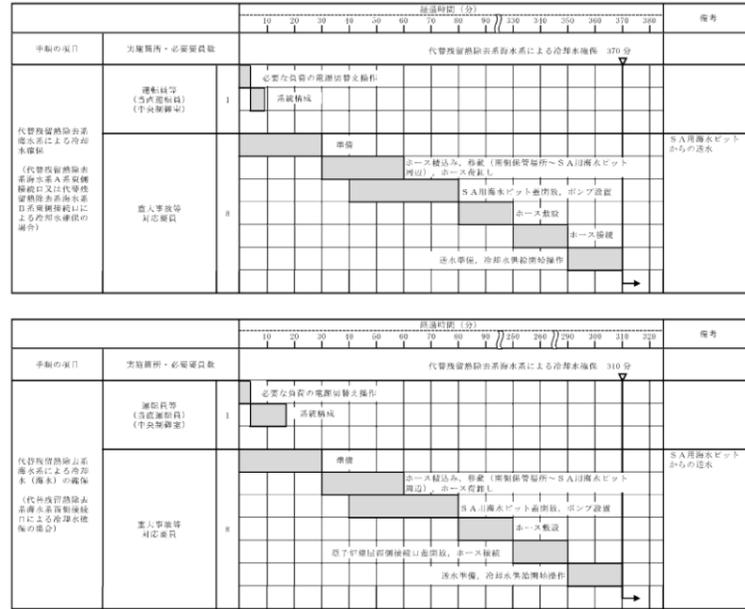
記載例 ○ : 運転員操作の操作手順番号を示す。  
□ : 緊急時対策要員操作の操作手順番号を示す。  
○※1、□※1: 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第1.5-37 図 大型送水ポンプ車による除熱 概要図 (2 / 2)

・設備の相違  
【柏崎6/7, 東海第二】  
配管構成の相違による移送経路の相違  
・記載表現の相違  
【東海第二】  
東海第二は, 概要図に操作対象を記載

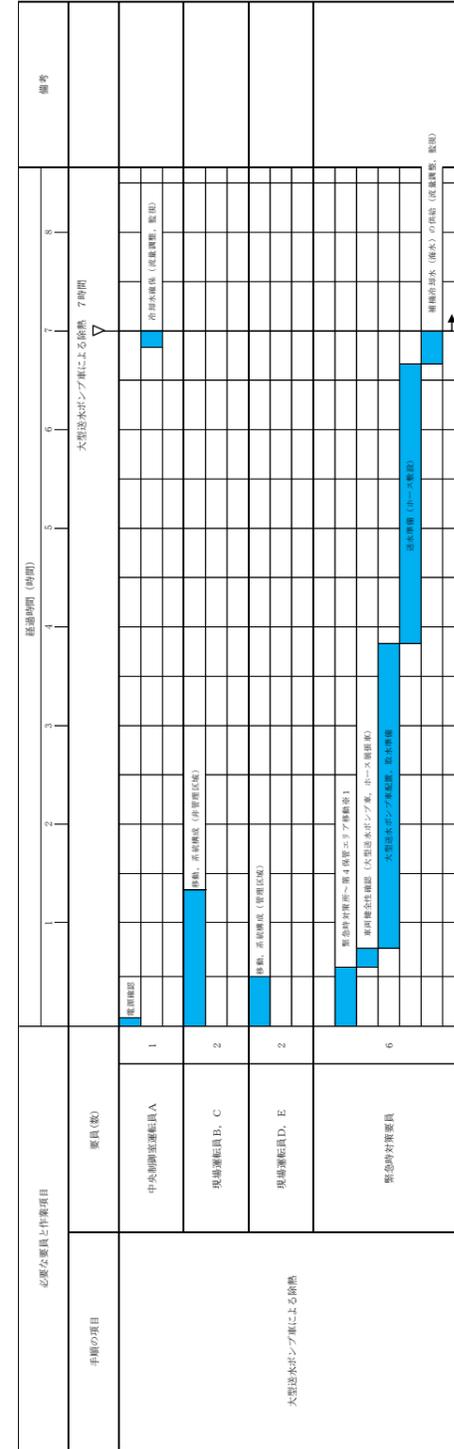


第1.5.35 図 大容量送水車(熱交換器ユニット用)又は代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水確保 タイムチャート



【ホース敷設(SA用海水ピットから代替残留熱除去系海水系A系東側接続口又は代替残留熱除去系海水系B系東側接続口)の場合は355m、ホース敷設(SA用海水ピットから代替残留熱除去系海水系西側接続口)の場合は253m】

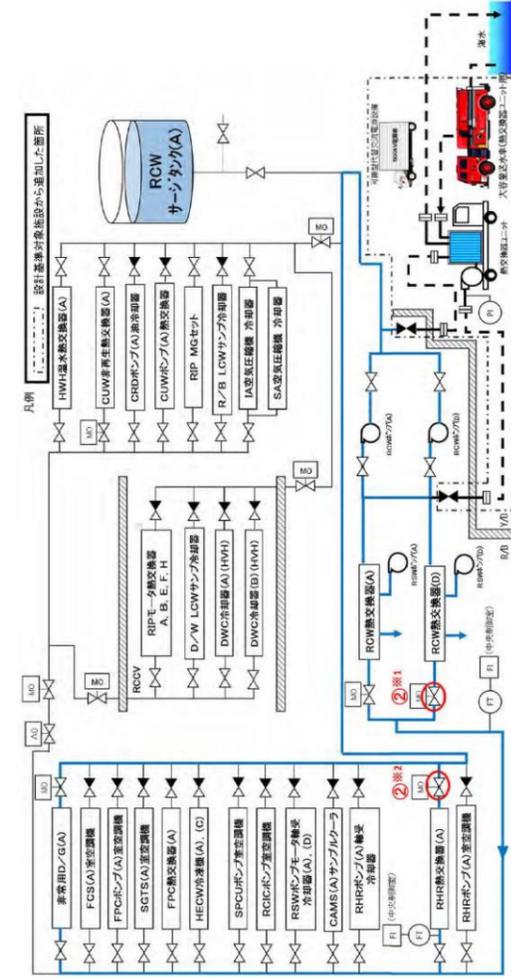
第1.5-23 図 代替残留熱除去系海水系による冷却水確保 タイムチャート



\*1: 第1保管エリアの可搬設備を使用した場合は縦向きに対応できる。

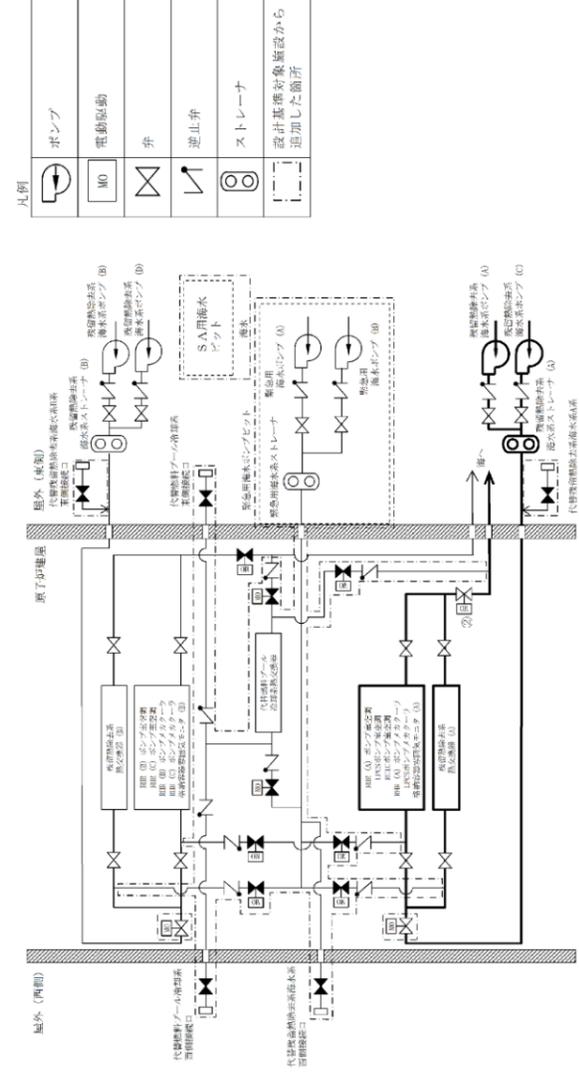
第1.5-38 図 大型送水ポンプ車による除熱 タイムチャート

備考  
・体制及び運用の相違  
【柏崎6/7, 東海第二】  
⑭の相違



操作手順	弁名称
②系1	原子炉補機冷却系熱交換器冷却水出口弁
②系2	残留熱除去系熱交換器冷却水出口弁

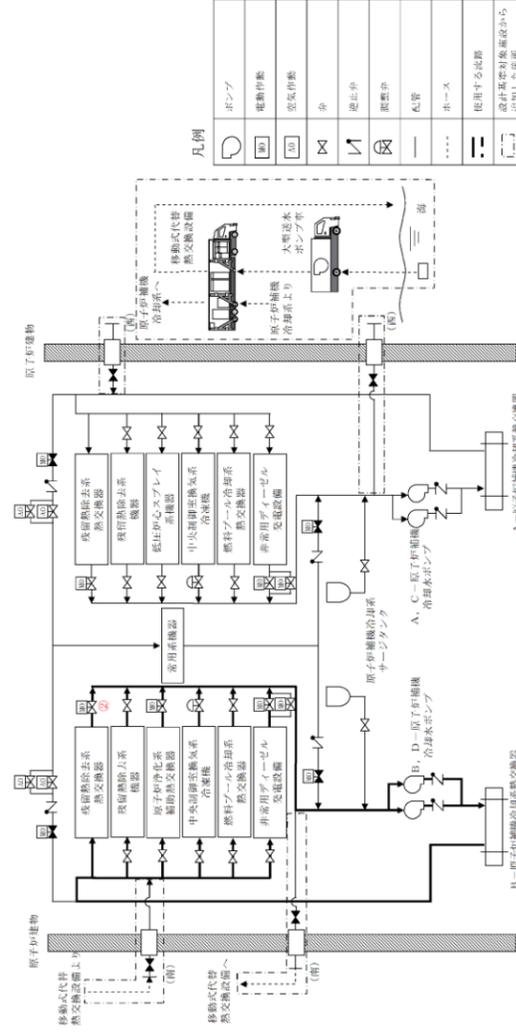
第 1.5.36 図 原子炉補機冷却系による補機冷却水確保 概要図



操作手順	弁名称
②	残留熱除去系熱交換器 (A) 海水流量調整弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

第 1.5-24 図 残留熱除去系海水系による冷却水確保 概要図

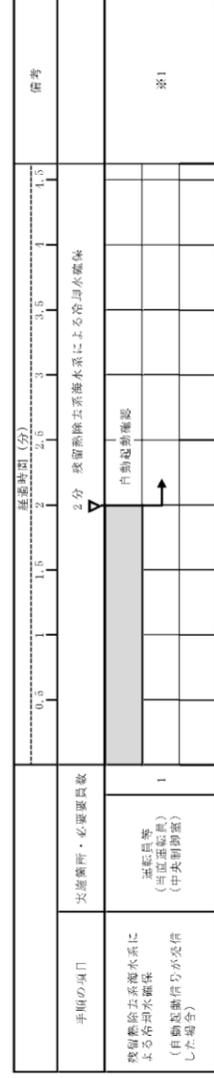


操作手順	弁名称
②	B-RHR 熱交換器冷却水出口弁

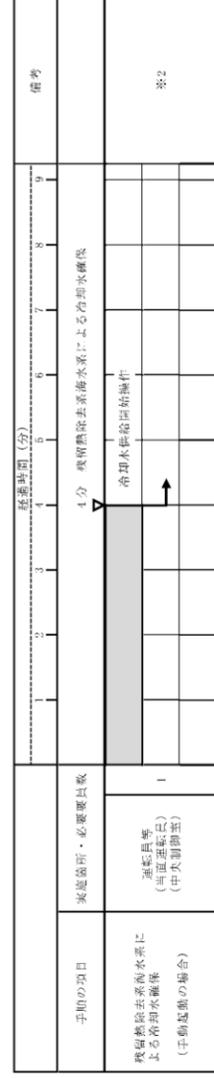
記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

第 1.5-39 図 原子炉補機冷却系 (原子炉補機海水系を含む。) による除熱 概要図

- ・設備の相違
- 【東海第二】
- ②の相違
- 【柏崎 6/7, 東海第二】
- 配管構成の相違による移送経路の相違

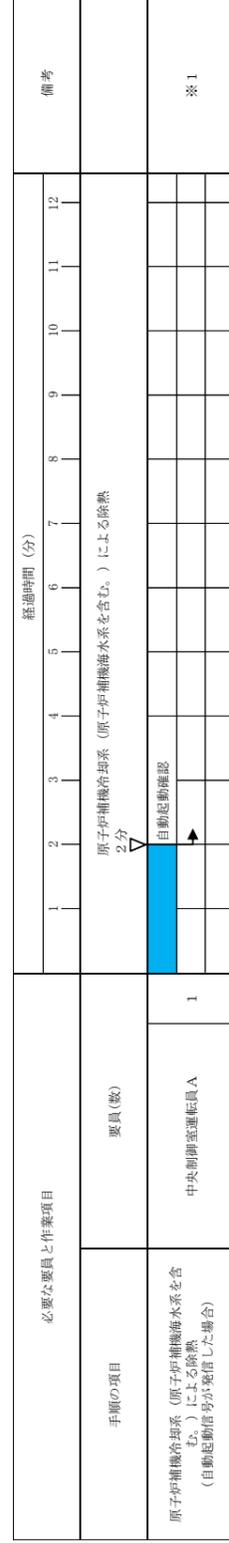


※1：残留熱除去系海水系A系による冷却水の確保を示す。また、残留熱除去系海水系B系による冷却水の確保については、冷却水の供給開始まで2分以内で可能である。

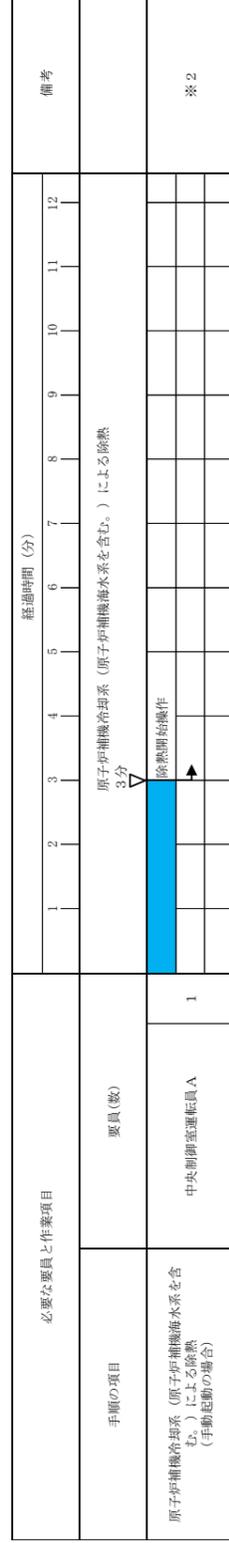


※2：残留熱除去系海水系A系による冷却水の確保を示す。また、残留熱除去系海水系B系による冷却水の確保については、冷却水の供給開始まで4分以内で可能である。

第 1.5-25 図 残留熱除去系海水系による冷却水確保 タイムチャート

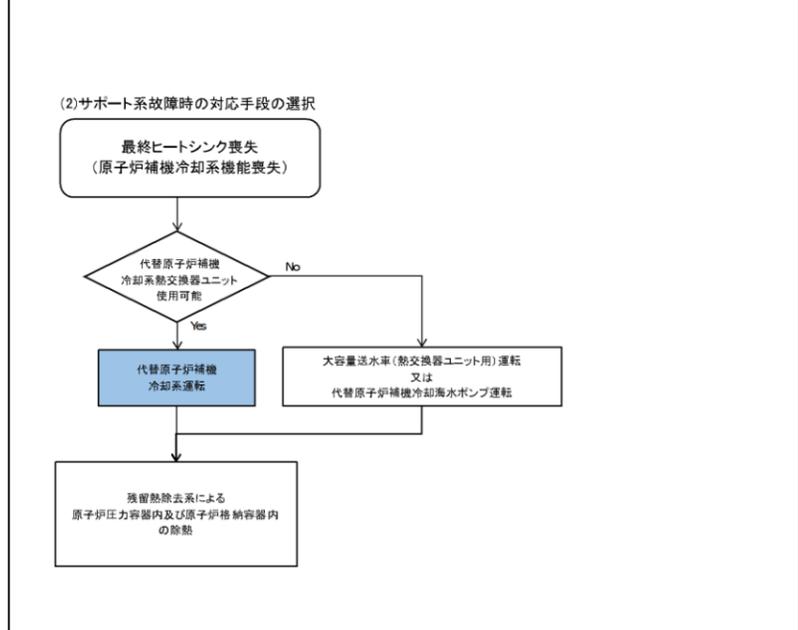
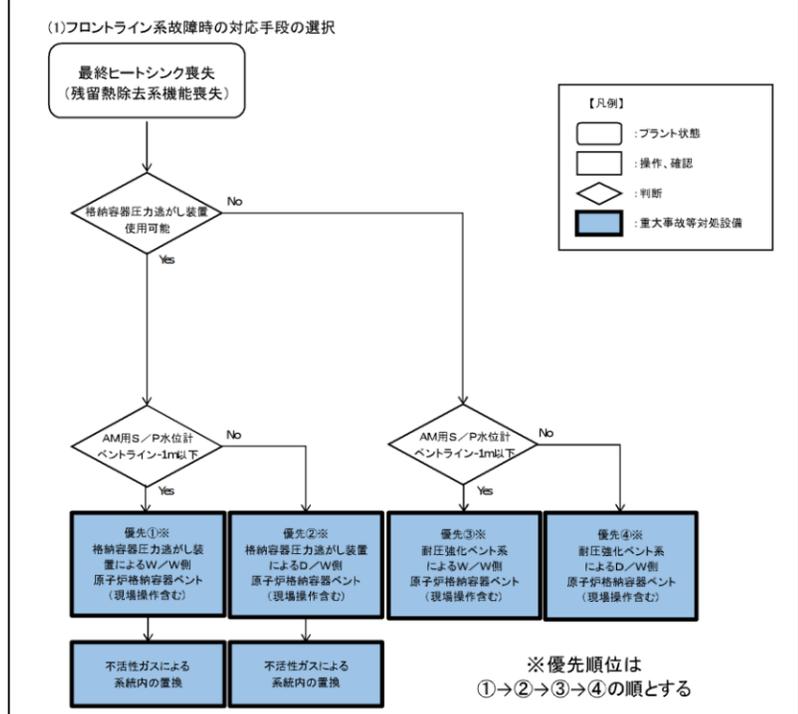


※1：原子炉補機冷却系(原子炉補機海水系を含む。) B系による除熱を示す。また、原子炉補機冷却系(原子炉補機海水系を含む。) A系による冷却水の確保については、冷却水の供給開始まで2分以内で可能である。

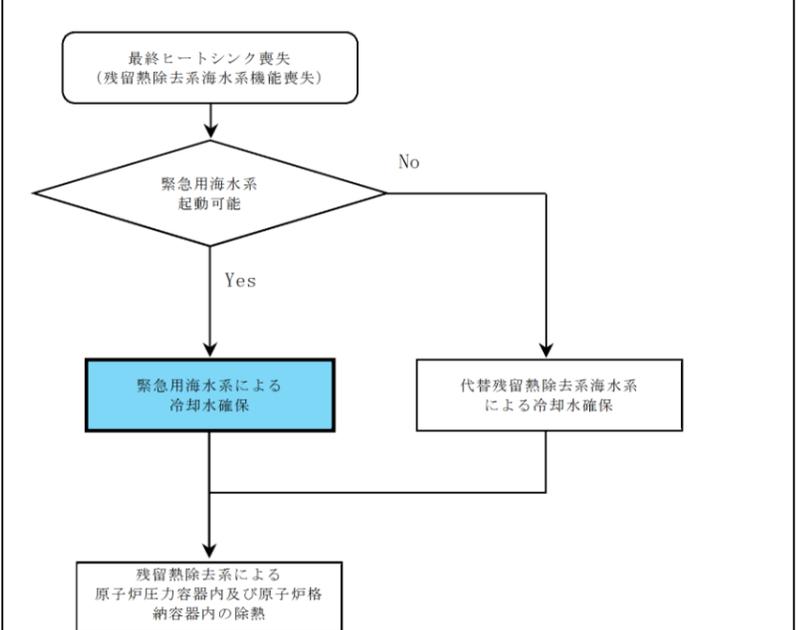
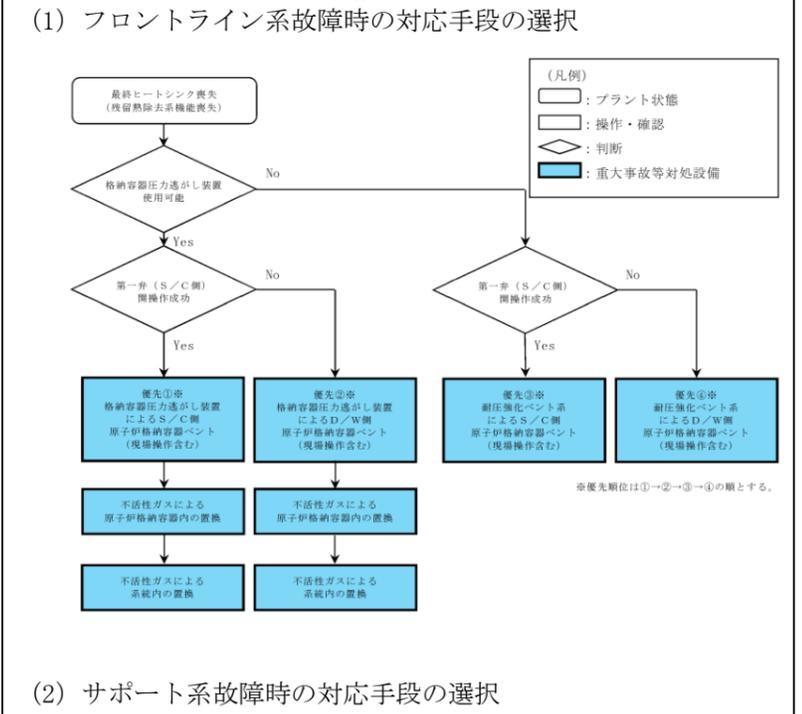


※2：原子炉補機冷却系(原子炉補機海水系を含む。) B系による除熱を示す。また、原子炉補機冷却系(原子炉補機海水系を含む。) A系による冷却水の確保については、冷却水の供給開始まで3分以内で可能である。

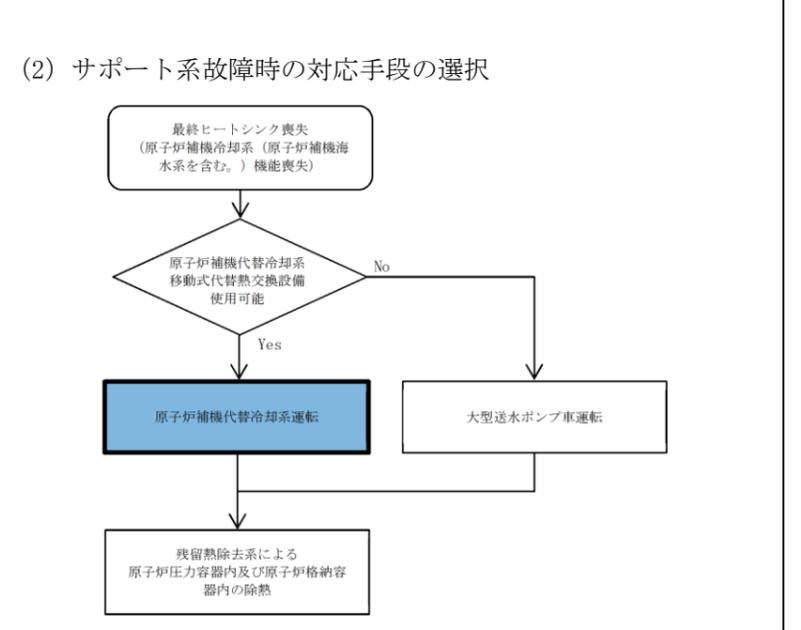
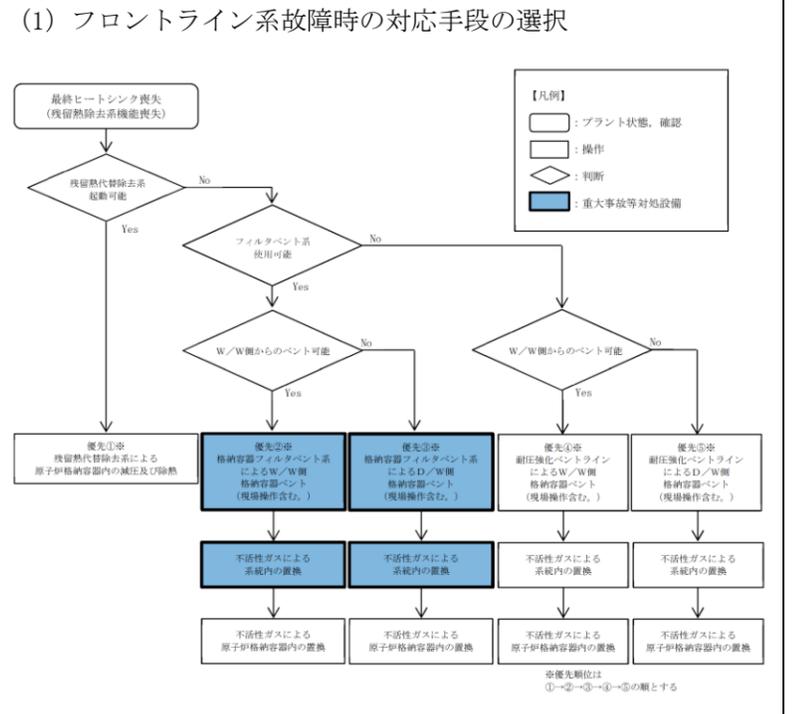
第 1.5-40 図 原子炉補機冷却系(原子炉補機海水系を含む。)による除熱 タイムチャート



第 1.5.37 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート



第 1.5-26 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート



第 1.5-41 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート

・設備の相違  
【東海第二】  
②の相違  
【柏崎6/7】  
③の相違