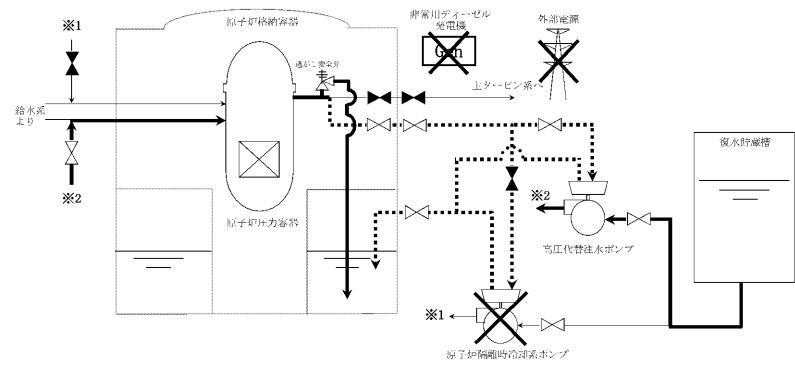


柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>2.3.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+RCIC失敗</u>」では、全交流動力電源喪失と同時に原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+RCIC失敗</u>」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として<u>高圧代替注水系</u>による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として<u>残留熱除去系(低圧注水モード)及び低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水手段、<u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却モード)</u>による原子炉格納容器除熱手段及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(外部電源喪失+</u></p>	<p>2.3.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(TBD, TBU)</u>」では、全交流動力電源喪失と同時に<u>直流電源喪失又は原子炉隔離時冷却系の故障</u>が発生し、これにより原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(TBD, TBU)</u>」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として<u>高圧代替注水系、低圧代替注水系(可搬型)及び逃がし安全弁(自動減圧機能)</u>による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として<u>残留熱除去系(低圧注水系)</u>による原子炉注水手段、<u>代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)</u>による格納容器冷却手段並びに<u>残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)及び残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)</u>による格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(TBD, TBU)</u></p>	<p>2.3.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+高圧炉心冷却失敗</u>」では、全交流動力電源喪失と同時に原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「<u>外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗+高圧炉心冷却失敗</u>」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として<u>高圧原子炉代替注水系、低圧原子炉代替注水系(可搬型)及び自動減圧機能付き逃がし安全弁</u>による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として<u>残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水手段、格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却手段並びに残留熱除去系(格納容器冷却モード)及び残留熱除去系(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除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(外部電源喪失+</u></p>	<p>・シーケンス選定の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、TBDシナリオを2.3.3にて記載。</p> <p>東海第二では、TBD及びTBUでは対策(高圧代替注水系、代替直流電源設備)及び事象進展が同様であるため、同じシーケンスグループとして整理している。</p> <p>・設備設計及び運用の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、高圧原子炉代替注水系が機能維持できる時間として、事象発生約8.3時間後より低圧原子炉代替注水系(可搬型)を用いて注水を実施。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、格納容器スプレイ実施基準到達により格納容器スプレイを実施する。</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器</p> <p>・シーケンス選定の相違</p>

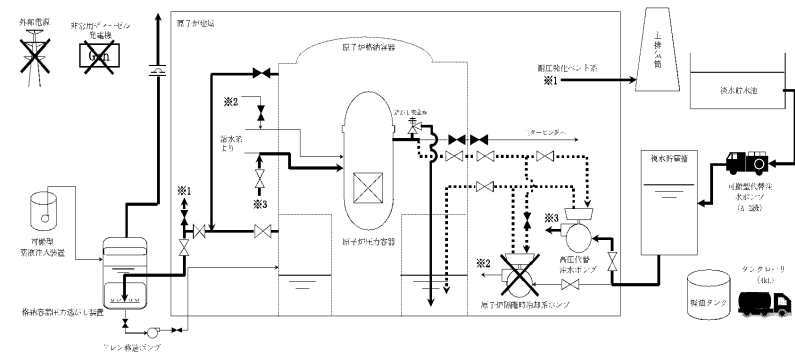
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>DG喪失) + RCIC失敗」の重要事故シーケンス「<u>全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失) + RCIC失敗 (RCIC本体の機能喪失)</u>」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、<u>高圧代替注水系</u>による原子炉注水、<u>残留熱除去系(低圧注水モード)</u>及び<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水、<u>逃がし安全弁</u>による原子炉減圧、<u>代替原子炉補機冷却系</u>を介した<u>残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却モード)</u>による原子炉格納容器除熱、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p>	<p>U)」の重要事故シーケンス「<u>外部電源喪失+直流電源失敗+高圧炉心冷却失敗(TBD)</u>」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、<u>高圧代替注水系</u>による原子炉注水、<u>低圧代替注水系(可搬型)</u>及び<u>残留熱除去系(低圧注水系)</u>による原子炉注水、<u>逃がし安全弁(自動減圧機能)</u>による原子炉減圧、<u>代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)</u>による格納容器冷却並びに<u>残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)</u>及び<u>残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)</u>による格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p>	<p>+DG失敗)+高圧炉心冷却失敗」の重要事故シーケンス「<u>過全交流動力電源喪失(外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗+高圧炉心冷却失敗)</u>」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、<u>高圧原子炉代替注水系による原子炉注水</u>、<u>低圧原子炉代替注水系(可搬型)</u>及び<u>残留熱除去系(低圧注水モード)</u>による原子炉注水、<u>自動減圧機能付き逃がし安全弁</u>による原子炉減圧、<u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却並びに残留熱除去系(格納容器冷却モード)</u>及び<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>による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p>	<p>【東海第二】 島根2号炉は、TBDシナリオを2.3.3にて記載。 東海第二では、TBD及びTBUでは対策(高圧代替注水系、代替直流電源設備)及び事象進展が同様であるため、同じシーケンスグループとして整理している。</p> <p>・設備設計及び運用の相違</p> <p>【柏崎6/7】 島根2号炉は、高圧原子炉代替注水系が機能維持できる時間として、事象発生約8.3時間後より低圧原子炉代替注水系(可搬型)を用いて注水を実施。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7】 島根2号炉は、格納容器スプレイ実施基準到達により格納容器スプレイを実施する。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7】 島根2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除</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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p><u>なお、格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えない。</u></p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<u>運転員及び緊急時対策要員</u>にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、<u>高圧代替注水系等による原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策</u>は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+RCIC失敗</u>」に対して有効である。</p>	<p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、<u>格納容器バウンダリ</u>にかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<u>災害対策要員</u>にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、<u>高圧代替注水系等による原子炉注水、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）等による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策</u>は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（TBD, TBU）</u>」に対して有効である。</p>	<p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、<u>原子炉格納容器バウンダリ</u>にかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<u>緊急時対策要員</u>にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、<u>高圧原子炉代替注水系等による原子炉注水、残留熱除去系（格納容器冷却モード）等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策</u>は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+高圧炉心冷却失敗</u>」に対して有効である。</p>	<p>熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・シーケンス選定の相違 【東海第二】 島根2号炉は、TBDシナリオを2.3.3にて記</p>

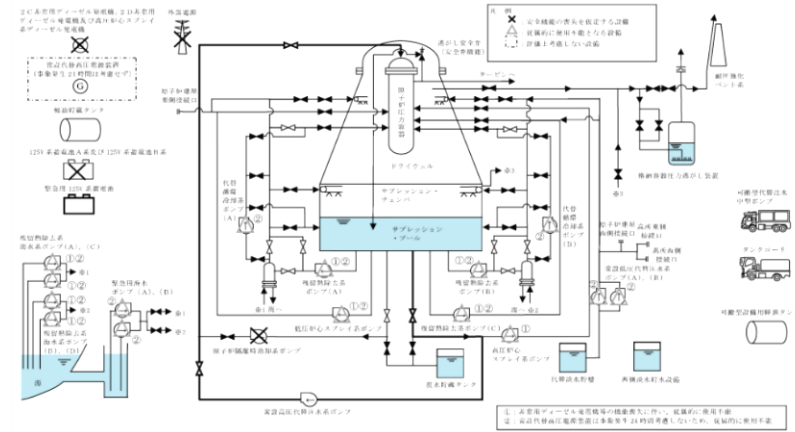
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
			<p>載。</p> <p>東海第二では、TBD及びTBUでは対策（高圧代替注水系、代替直流電源設備）及び事象進展が同様であるため、同じシーケンスグループとして整理している。</p>



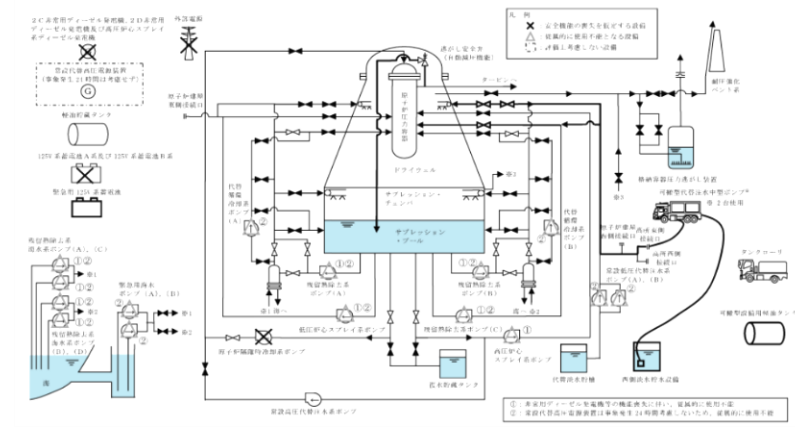
第 2.3.2.2.1 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗」の重大事故等対策の概略系統図 (1/4)
(原子炉注水)



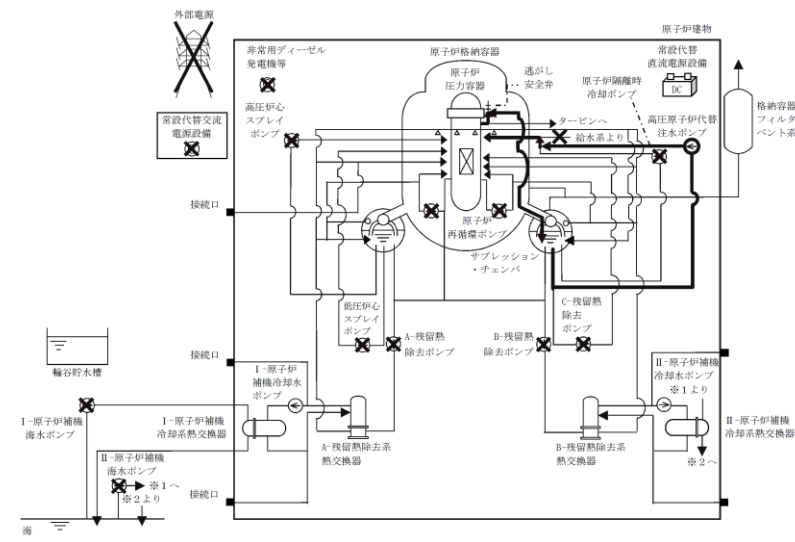
第 2.3.2.2.2 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗」の重大事故等対策の概略系統図 (2/4)
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



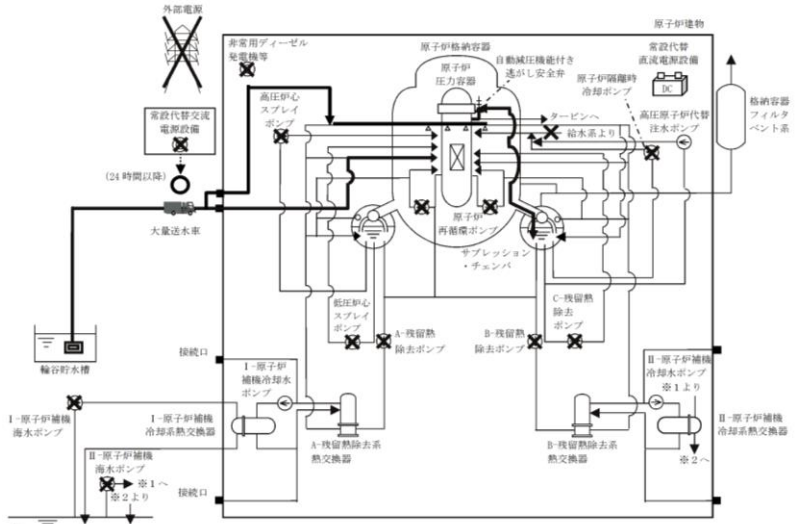
第 2.3.2-1 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
(高圧代替注水系による原子炉注水段階)



第 2.3.2-1 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)
(低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水及び代替格納容器スプレー冷却系 (可搬型) による格納容器冷却段階)



第 2.3.2.1-1(1) 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 失敗)+高圧炉心冷却失敗」の重大事故等対策の概略系統図
(原子炉注水)



第 2.3.2.1-1(2) 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 失敗)+高圧炉心冷却失敗」の重大事故等対策の概略系統図
(原子炉減圧、原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)

・設備設計の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

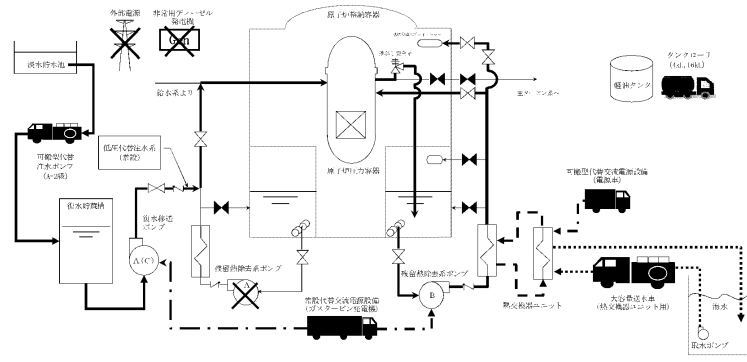
・解析条件の相違
【柏崎 6/7】

島根 2号炉は、格納容器スプレー実施基準到達により格納容器スプレーを実施する。

・解析結果の相違
【柏崎 6/7】

島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)



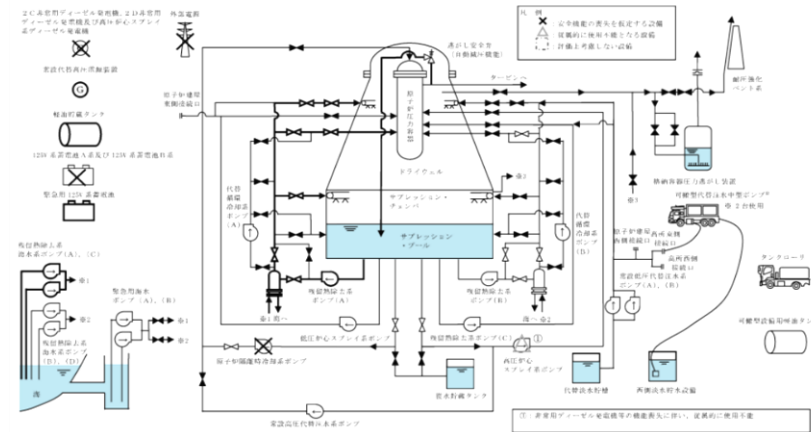
※残留熱除去系は、原子炉水位がレベル8に到達した時点で、低圧注水モードから格納容器スプレイ冷却モードに運転を切り替える。

第 2.3.2.3 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)

+RCIC 失敗」の重大事故等対策の概略系統図 (3/4)

(原子炉急速減圧、原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)

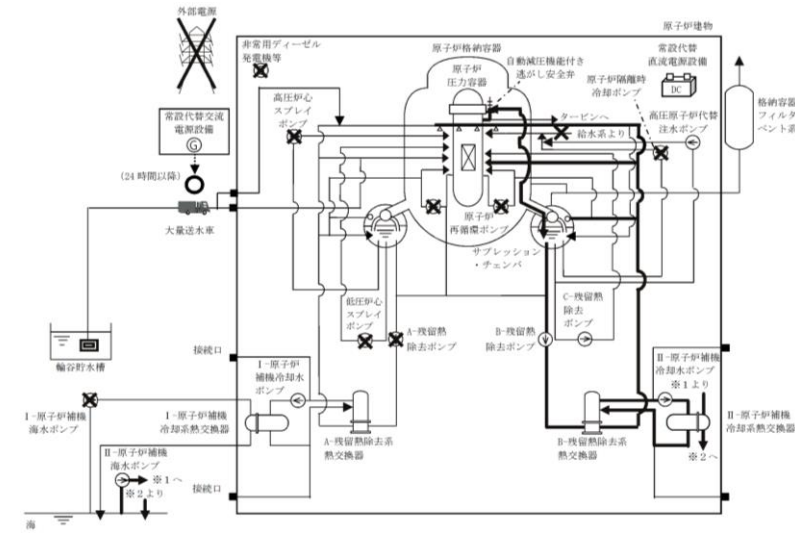


第 2.3.2-1 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時の重大

事故等対策の概略系統図 (3/3)

(残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階)

島根原子力発電所 2号炉



第 2.3.2.1-1(3) 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+

DG 失敗) + 高圧炉心冷却失敗」の重大事故等対策の概略系統図

(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

備考

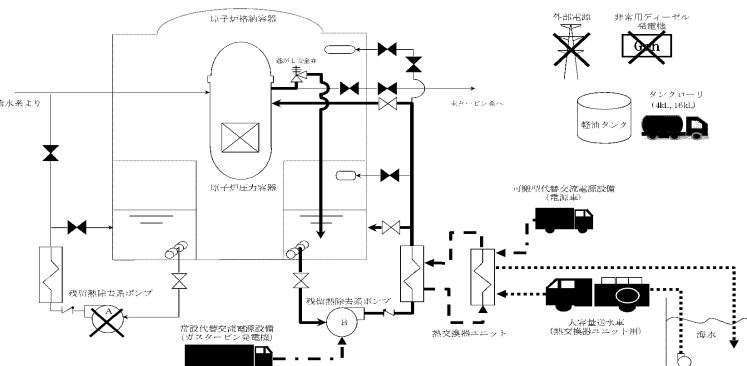
・設備設計の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

・解析条件の相違
【柏崎 6/7】

島根 2号炉は、残留熱除去系により原子炉注水と原子炉格納容器除熱を実施する。

・解析条件の相違
【柏崎 6/7】

島根 2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。



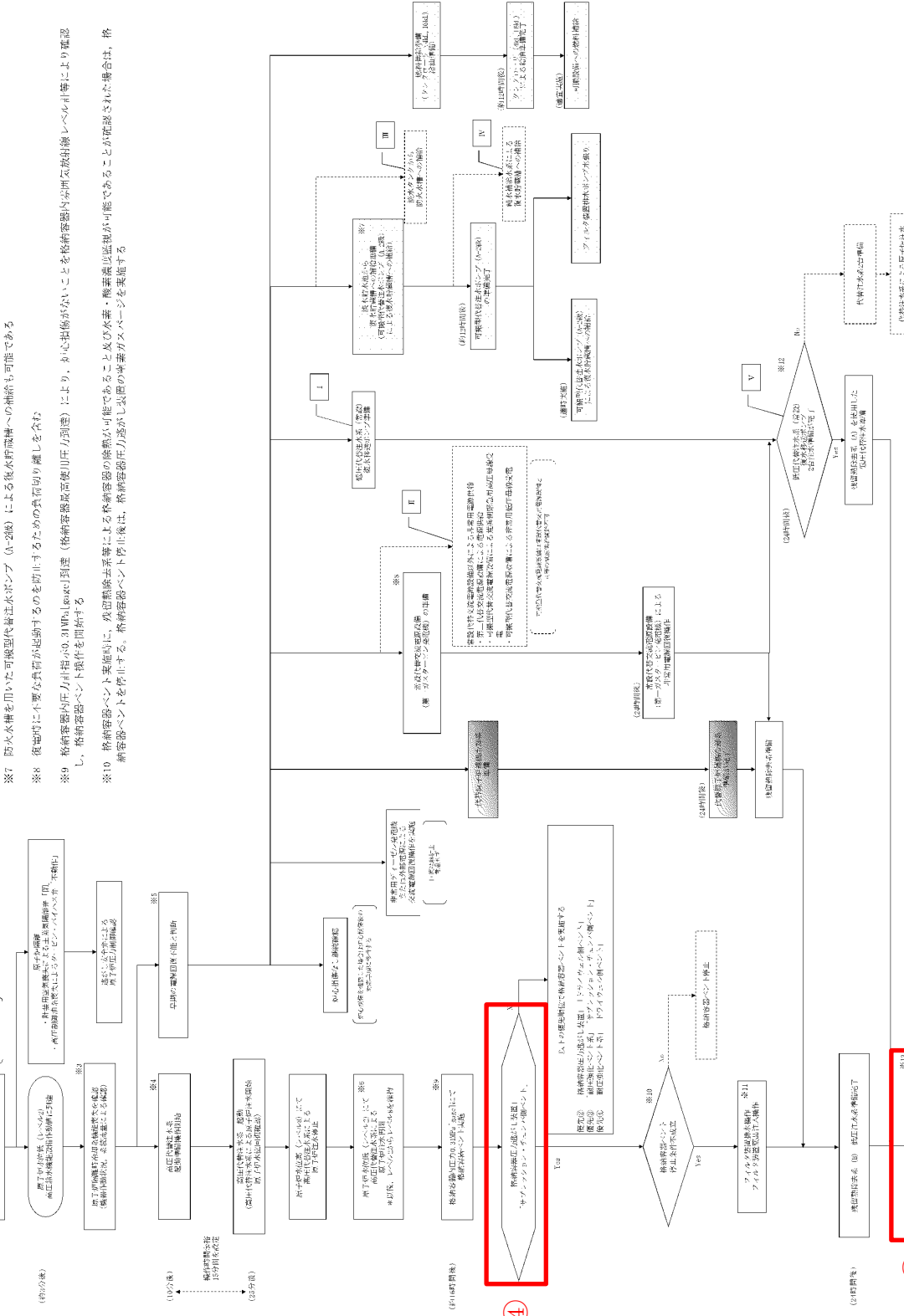
※残留熱除去系の低圧注水モードとサプレッション・チェンバ・プール水冷却モードを切替えて、原子炉水位をレベル 3~レベル 8 の範囲で維持する。

第 2.3.2.4 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)

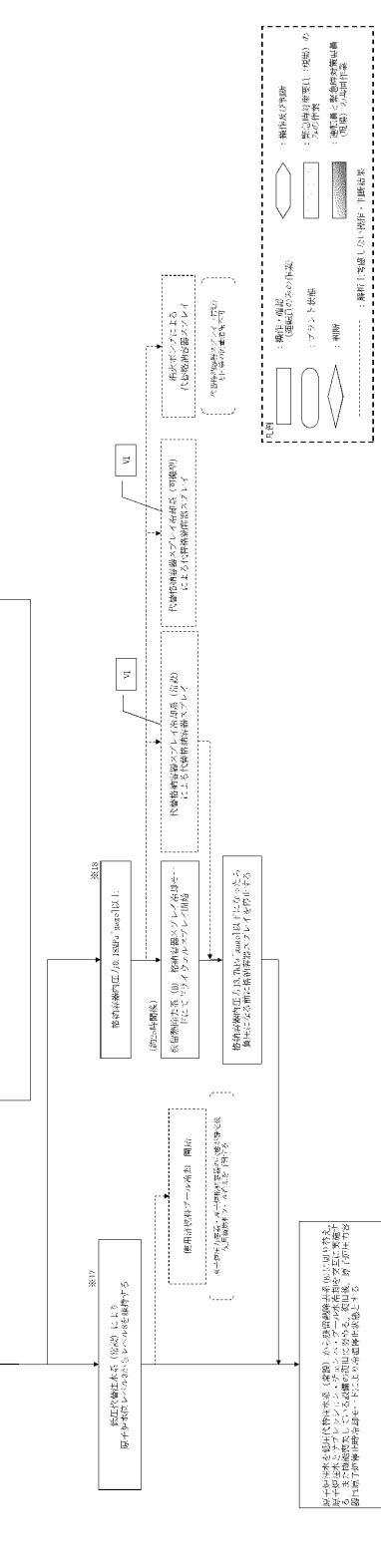
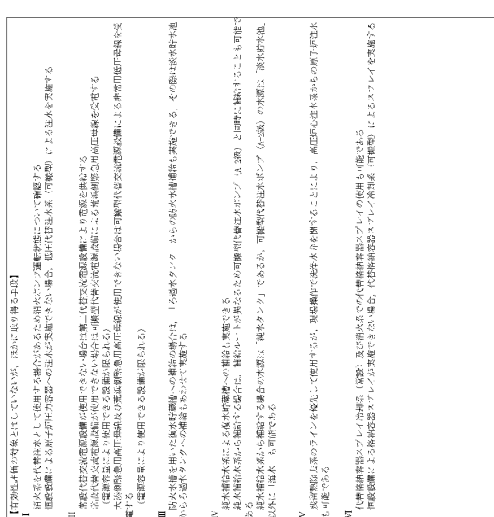
+RCIC 失敗」の重大事故等対策の概略系統図 (4/4)

(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

- ※1 外部電源が喪失し、かつ全ての非常用ディーゼル発電機からの発電に失敗することにより、全ての炉内高圧注水機 (6. MW) が使用不能となった場合
- ※2 重大事故発生を通信連絡装置により検知した現場作業員は退避を実施する
- ※3 中央制御室にて操盤ランプ表示、異常警報発生、流量指示等により異常発生を確認する
- ※4 高圧注水機が停止した場合、高圧注水機が停止した場合は高圧注水機を停止する
- ※5 中央制御室にて外部電源喪失及び非常用ディーゼル発電機の運転が開始された場合は高圧注水機を停止する
- ※6 高圧注水機は、原子炉水位計 (圧電式) 指示によりレベル到達を確認後、原子炉注水を開始し、原子炉水位がレベル到達を確認後、原子炉注水を停止する
- ※7 防火水栓を用いた可燃型代替注水ポンプ (A-20B) による防火注水も可能である
- ※8 復電時に必要な負荷が起動するのを防止するための負荷切り離しを含む
- ※9 格納容器内圧力計 (0.3 MPa) 到達 (格納容器最高圧力計 (0.3 MPa) 到達) により、また、水位計がないことを格納容器内圧力計 (0.3 MPa) 等により確認し、格納容器ベントを閉鎖する
- ※10 格納容器ベントを閉鎖し、真空脱気装置等による格納容器の除熱が可能であること及び水素・酸素濃度監視が可能であることを確認された場合は、格納容器ベントを閉鎖する。格納容器ベント閉鎖後は、格納容器内圧力計 (0.3 MPa) を監視する。



- ※11 格納容器内圧力計 (0.3 MPa) 到達 (格納容器最高圧力計 (0.3 MPa) 到達) により、また、水位計がないことを格納容器内圧力計 (0.3 MPa) 等により確認し、格納容器ベントを閉鎖する。
- ※12 原子炉注水に必要な圧力が確保できないことを確認する
- ※13 格納容器内圧力計 (0.3 MPa) 到達 (格納容器最高圧力計 (0.3 MPa) 到達) により、また、水位計がないことを格納容器内圧力計 (0.3 MPa) 等により確認し、格納容器ベントを閉鎖する。
- ※14 原子炉注水に必要な圧力が確保できないことを確認する
- ※15 緊急停止による原子炉格納容器冷却を実施するため、原子炉注水を格納容器冷却システムにより停止する
- ※16 緊急停止による原子炉格納容器冷却を実施するため、原子炉注水を格納容器冷却システムにより停止する
- ※17 原子炉注水 (圧電式) 指示によりレベル到達を確認後、原子炉注水を開始し、原子炉水位がレベル到達を確認後、原子炉注水を停止する
- ※18 格納容器内圧力計 (0.3 MPa) を監視する



第 2.3.2.5 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 喪失) + RCIC 失敗」の対応手順の概要

備考
 差異理由は、島根 2 号炉 「2.3.2.1-2 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 失敗) + 高圧炉心冷却失敗」の対応手順の概要」の備考欄参照

全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+RCIC失敗							経過時間（分）										備考					
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（時間）										備考				
	責任者	当直長		1人		中央監視		経過時間（時間）														
	指揮者	6号	当直副長	1人	緊急時対策本部連絡	経過時間（時間）																
通報連絡者	緊急時対策本部要員		5人		中央制御室連絡	経過時間（時間）																
運転員（中央制御室）		運転員（現場）		緊急時対策要員（現場）		経過時間（時間）																
6号		7号		6号		7号		経過時間（時間）														
状況判断	2人 A, B	2人 a, b	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失確認 原子炉スクラム、タービン・トリップ確認 交流電源喪失による原子炉注水機能喪失確認 主蒸気隔離弁全閉確認、逃がし安全弁による原子炉圧力制御確認 原子炉隔離時冷却系機能喪失確認 	0分														
原子炉隔離時冷却系機能喪失調査、復旧操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	原子炉隔離時冷却系 機能回復														この作業は必要に応じて実施する	
交流電源回復操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	非常用ディーゼル発電機 機能回復														この作業は必要に応じて実施する	
高圧代替注水系起動操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	高圧代替注水系系統構成 高圧代替注水系起動操作	15分														
高圧代替注水系による原子炉注水	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	高圧代替注水系 起動/停止操作														高圧代替注水系のレベルを監視する	
常設代替交流電源設備準備操作 (第一ガスタービン発電機) (解析上考慮せず)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	第一ガスタービン発電機 起動															
常設代替交流電源設備運転 (第一ガスタービン発電機) (解析上考慮せず)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	第一ガスタービン発電機 発電															
常設代替交流電源設備からの 非常用高圧母線 受電準備操作 (解析上考慮せず)	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	非常用高圧母線 受電準備 (中央制御室)														解析上、非常用高圧母線の交流電源は 復旧しない	
	-	-	4人 C, D E, F	4人 c, d e, f	-	-	現場移動 非常用高圧母線 受電準備															
常設代替交流電源設備からの 非常用高圧母線 受電操作 (解析上考慮せず)	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	非常用高圧母線 受電確認															
	-	-	4人 C, D E, F	4人 c, d e, f	-	-	非常用高圧母線 受電															
代替原子炉補機冷却系 準備操作	-	-	2人 C, D	2人 c, d	-	-	現場移動 代替原子炉補機冷却系 現場系統構成															
	-	-	-	-	13人 (参集)	13人 (参集)	放射線防護準備															
	-	-	-	-	※1	※1	現場移動 資機材配置及びホース敷設、起動及びシステム水張り														作業時間105分	
可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による淡水貯水 池から復水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	6人	6人	放射線防護準備 現場移動 可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による復水貯蔵槽への注水準備 (可搬型代替注水ポンプ (A-2級) 移動、ホース敷設 (淡水貯水池から 可搬型代替注水ポンプ (A-2級)、可搬型代替注水ポンプ (A-2級) から接 続1)、ホース接続、ホース水張り)															
	-	-	-	-	※2, ※3	※2, ※3	可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による復水貯蔵槽への補給															
格納容器ベント準備操作	-	-	2人 E, F	2人 e, f	-	-	格納容器ベント準備 (ハウダリ構成)	90分														
	-	-	-	-	-	-	格納容器ベント準備 (格納容器一次隔離弁操作、ハウダリ構成)															
	-	-	-	-	※2	※2	6号炉フィルタ装置水位調整準備 (排水ポンプ水張り)														60分	
	-	-	-	-	-	-	7号炉フィルタ装置水位調整準備 (排水ポンプ水張り)														60分	
給油準備	-	-	-	-	2人	2人	放射線防護準備 軽油タンクからタンクローリ (4kL) への補給	10分														
給油作業	-	-	-	-	※4	※4	可搬型代替注水ポンプ (A-2級) への給油														タンクローリ (4kL) 機材にて復 旧したタンクから給油	

第 2.3.2.6 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RCIC 失敗」の作業と所要時間 (1/2)

差異理由は、島根 2 号炉「第 2.3.2.1-3 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 失敗）+高圧炉心冷却失敗」の作業と所要時間」の備考欄参照



差異理由は、島根2号炉「第2.3.2.1-3 図 「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+高圧炉心冷却失敗」の作業と所要時間」の備考欄参照

第2.3.2-3 図 全交流動力電源喪失(TBD, TBU)の作業と所要時間(1/2)

東海第二発電所 (2018.9.12版)

備考

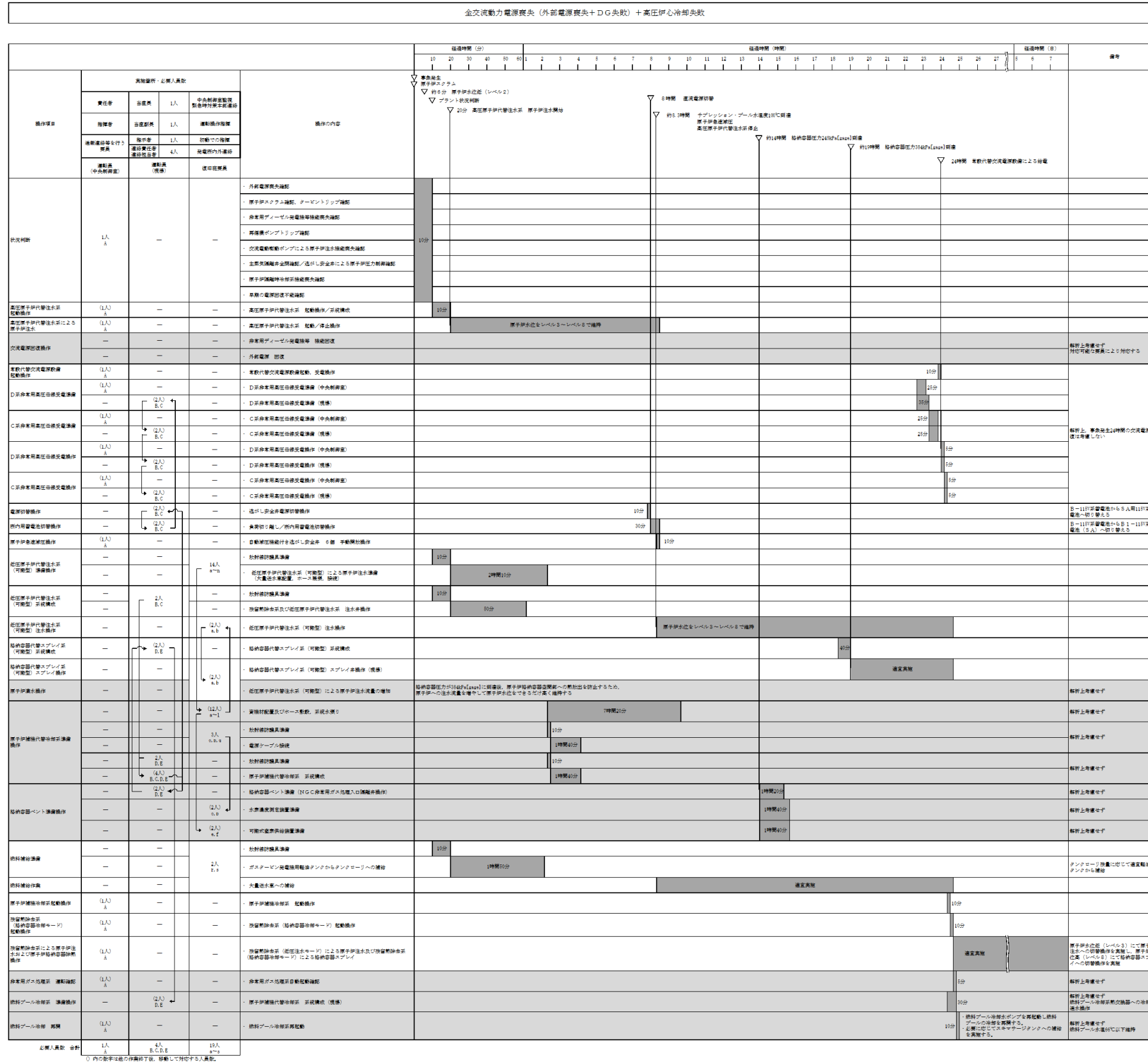
差異理由は、島根2号炉「第2.3.2.1-3 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+高圧炉心冷却失敗」の作業と所要時間」の備考欄参照

全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)				経過時間 (時間)		備考							
				4	8		12	16	20	24	28	32	36
実施箇所・必要要員数	【1】は組作業後移動してきた要員			種別の内容									
担当要員	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)										
原子炉水位の調整操作 (高圧代替注水系)	【1人】 A	-	-	●高圧代替注水系による原子炉注水の調整操作		原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間に維持							
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の配管接続操作	-	-	3人 (c~)	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース接続等の操作		170分							
タンクローリーによる格納容器給油操作	-	-	2人 (c, d)	●可搬型代替注水中型ポンプの起動操作		125分							
タンクローリーによる格納容器給油操作	-	-	2人 (c, d, e)	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水の系統構成操作		90分							
過剰安全弁(自動減圧機構)による原子炉熱減圧操作	【1人】 B	-	-	●過剰安全弁(自動減圧機構)による原子炉熱減圧に必要な負荷の電源切替操作		4分							
原子炉水位の調整操作 (低圧代替注水系(可搬型))	-	【2人】 C, D	2人 (毎機) ↓	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水の調整操作		系統構成後、適宜流量調整							
常設代替高圧電源設備による非常用母線の受電準備操作	【1人】 E	-	-	●非常用母線の受電準備操作(中央制御室)		30分							
可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレッド冷却系(可搬型)による格納容器冷却の調整操作	-	【1人】 B	【1人】 k	●非常用母線の受電準備操作(現場)		185分							
可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレッド冷却系(可搬型)による格納容器冷却の調整操作	-	【1人】 B	【2人】 l, l, m	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレッド冷却系(可搬型)による格納容器冷却の調整操作		175分							
常設代替高圧電源設備2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	【1人】 B	-	-	●常設代替高圧電源設備2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作		4分							
常設代替高圧電源設備による非常用母線の受電操作	【1人】 B	-	-	●高圧代替高圧電源設備3台の過渡起動操作		8分							
残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水及び残留熱除去系(格納容器スプレッド冷却系)による格納容器冷却の調整操作	【1人】 A	-	-	●非常用母線の受電操作		9分							
残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水及び残留熱除去系(格納容器スプレッド冷却系)による格納容器冷却の調整操作	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系(低圧注水系)の起動操作		4分							
残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水及び残留熱除去系(格納容器スプレッド冷却系)による格納容器冷却の調整操作	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水及び残留熱除去系(格納容器スプレッド冷却系)による格納容器冷却の調整操作		2分							
残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水及び残留熱除去系(格納容器スプレッド冷却系)による格納容器冷却の調整操作	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水及び残留熱除去系(格納容器スプレッド冷却系)による格納容器冷却の調整操作		原子炉水位高(レベル8)にて格納容器スプレッド又はサブプレッション・プール冷却開始への切替操作を実施し、原子炉水位低(レベル3)にて原子炉注水への切替操作を実施							
使用済燃料プールの除熱操作	-	【1人】 C	↓ 【1人】 (歩集)	●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作		適宜実施							
使用済燃料プールの除熱操作	【1人】 A	-	-	●緊急用注水系による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作		20分							
使用済燃料プールの除熱操作	【1人】 A	-	-	●代替燃料プール冷却系の起動操作		15分							
必要要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	12人 a~k (歩集要員9人)										

第2.3.2-3 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) の作業と所要時間 (2/2)

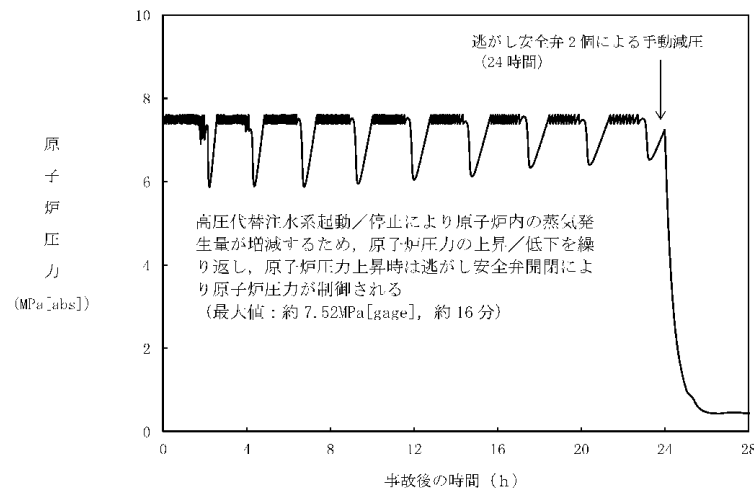
島根原子力発電所 2号炉

備考

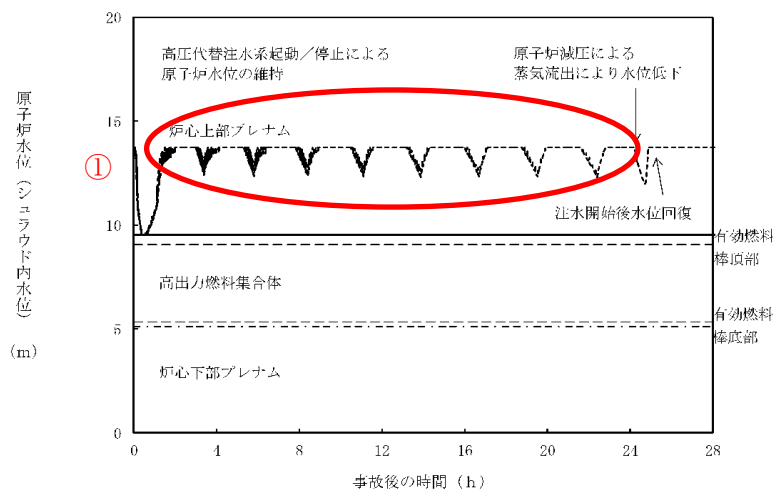


- ・解析結果の相違に基づく差異
- ・設備設計・手順に基づく想定時間の差異
- ・解析上考慮しない操作を含めて実際に実施する操作について要員の充足性を確認(ただし、事前に対応する要員を定めることが難しい機能回復操作を除く)

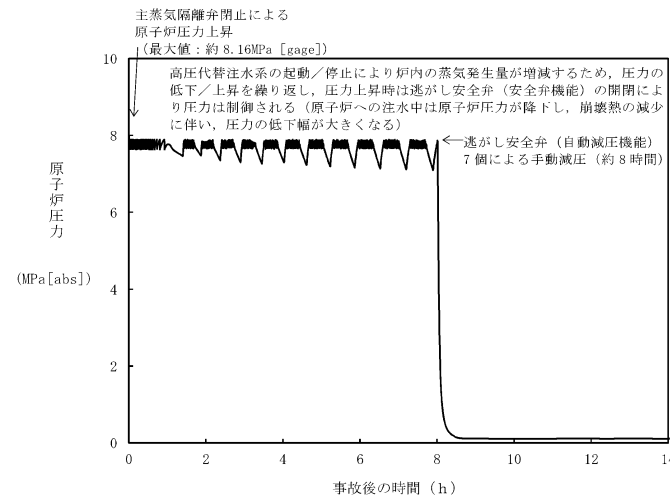
第 2.3.2.1-3 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) + 高圧炉心冷却失敗」の作業と所要時間



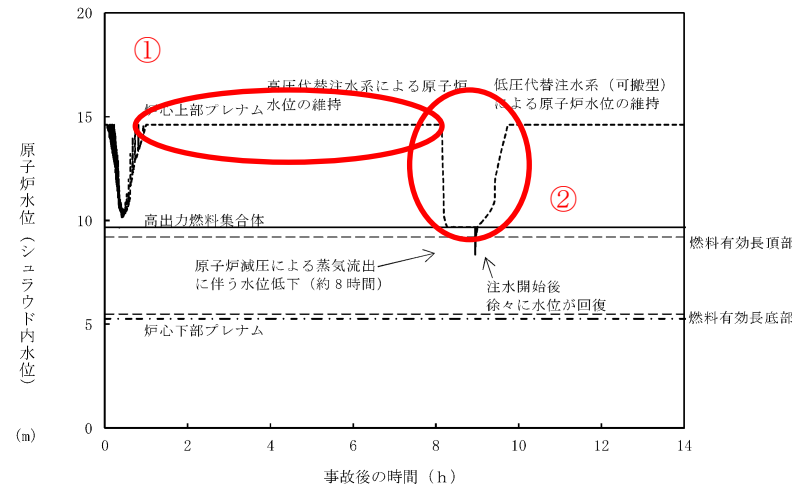
第 2.3.2.7 図 原子炉圧力の推移



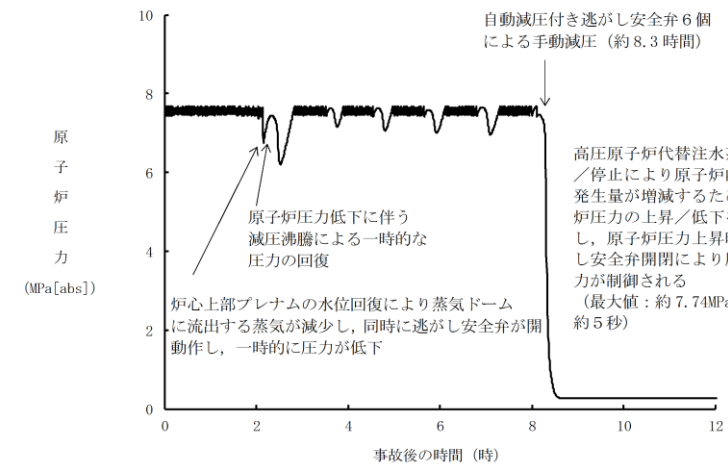
第 2.3.2.8 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移



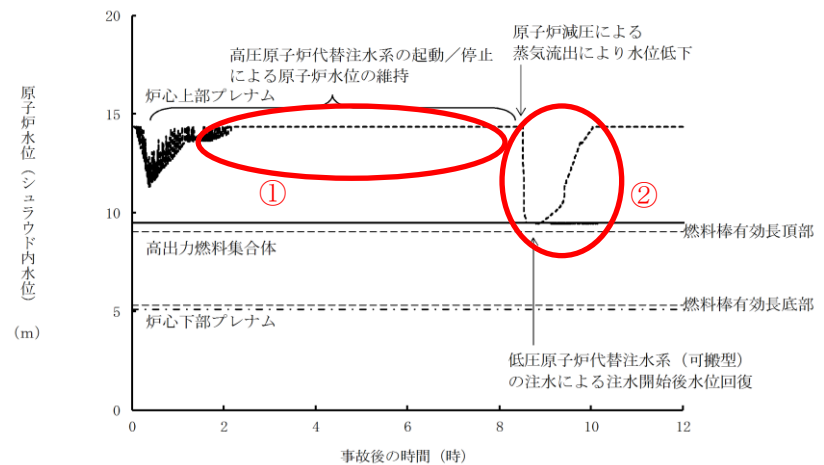
第 2.3.2-4 図 原子炉圧力の推移



第 2.3.2-5 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移

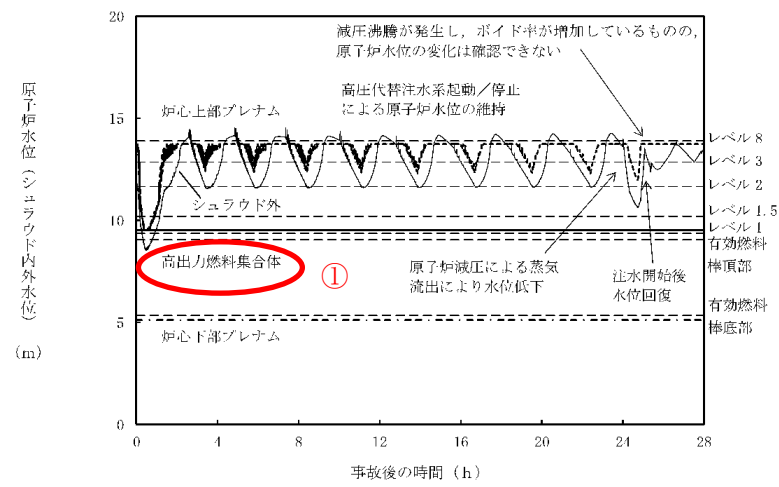


第 2.3.2.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移

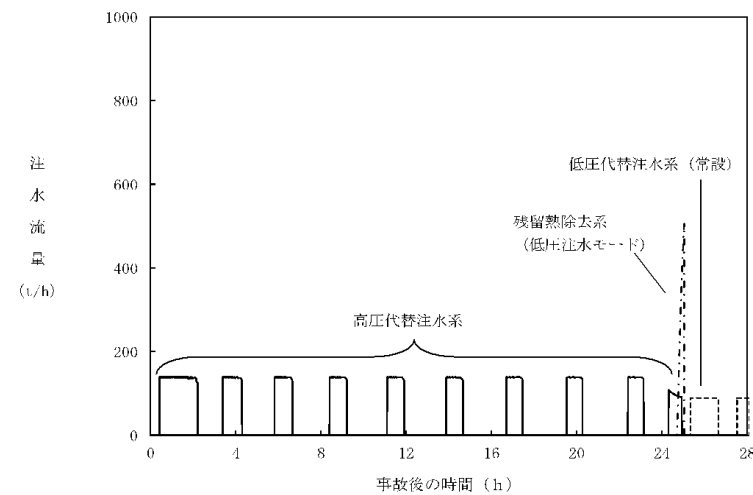


第 2.3.2.2-1(2) 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移

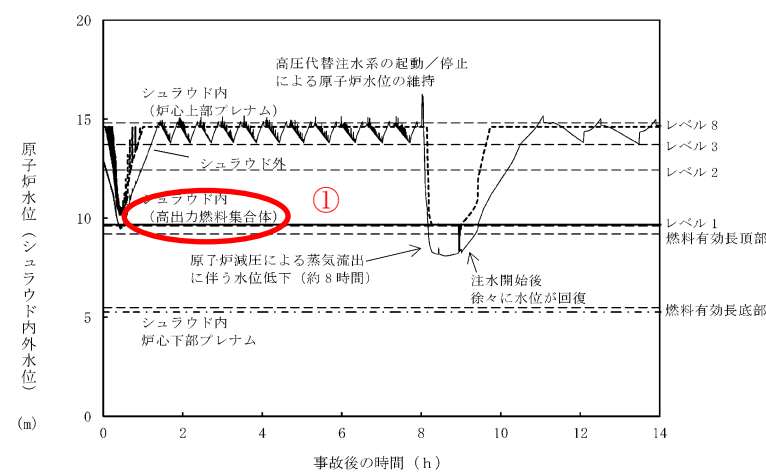
・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
 ①高圧原子炉代替注水系による注水開始以降の原子炉水位維持範囲の違いにより、柏崎 6/7 では、炉心上部プレナム水位が一時的に満水位位置を下回る結果となっている。
【東海第二】
 ②原子炉減圧の弁数及び原子炉注水特性の相違に起因する原子炉水位の低下、回復速度の相違。



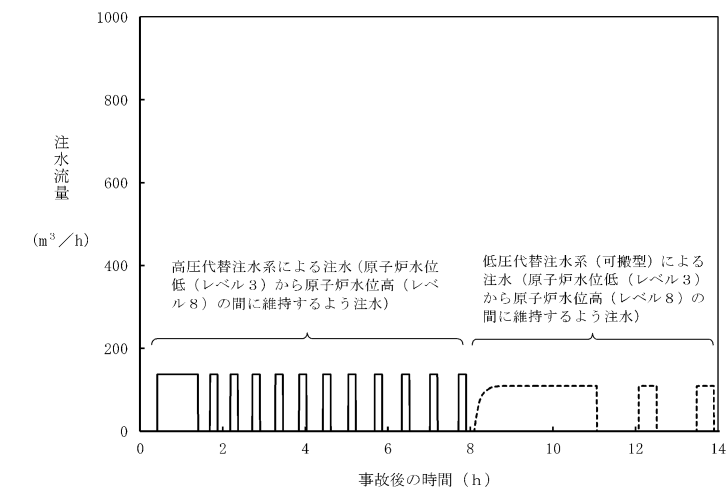
第 2.3.2.9 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



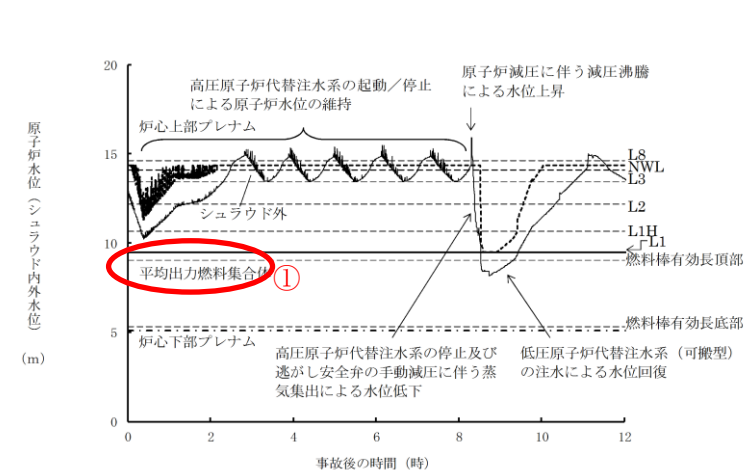
第 2.3.2.10 図 注水流量の推移



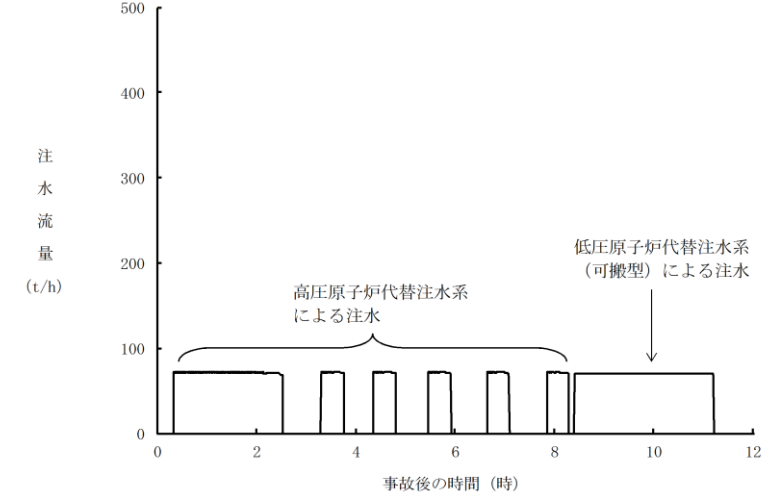
第 2.3.2-6 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



第 2.3.2-7 図 注水流量の推移



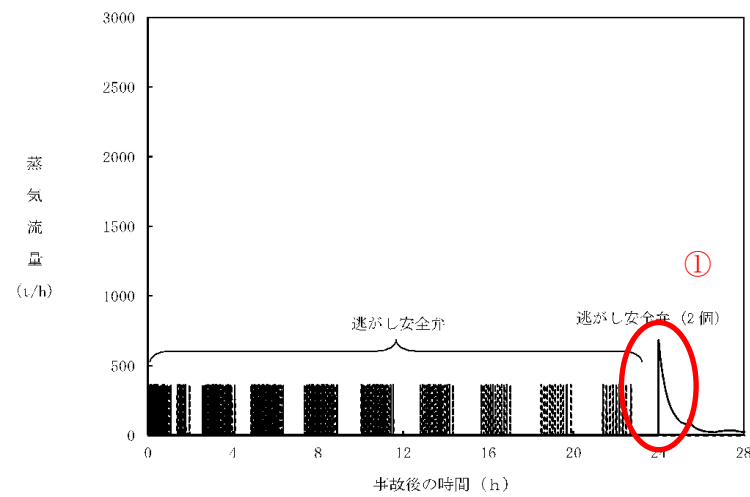
第 2.3.2.2-1(3) 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



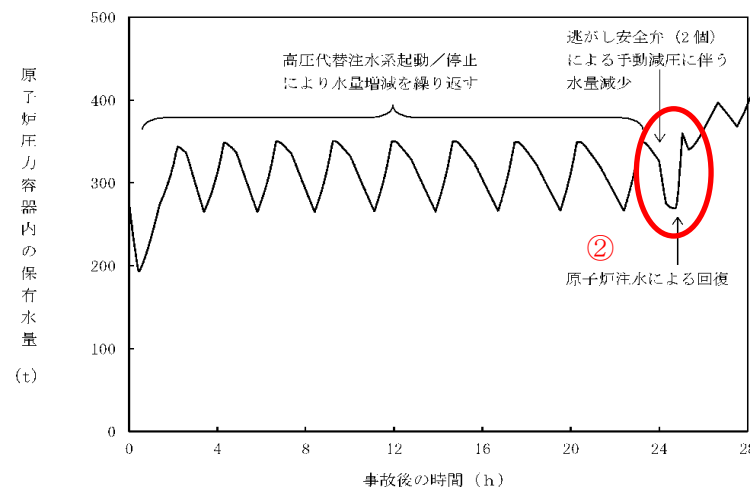
第 2.3.2.2-1(4) 図 注水流量の推移

備考

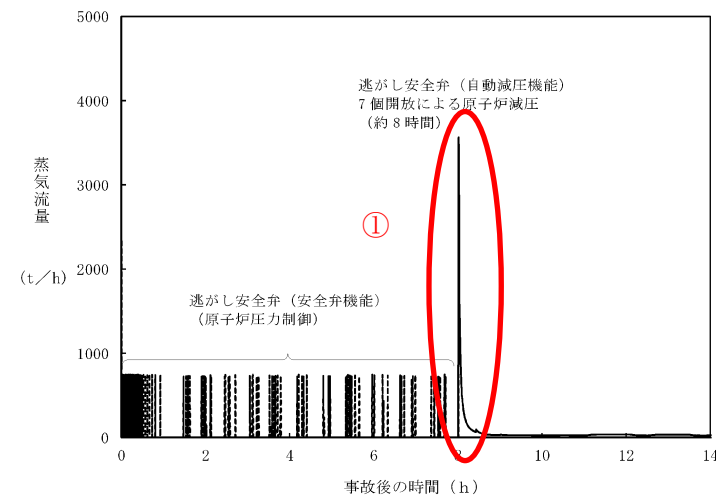
- ・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
- ・記載の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
①島根 2号炉は、シュラウド内外水位は平均出力燃料集合体の結果を記載。



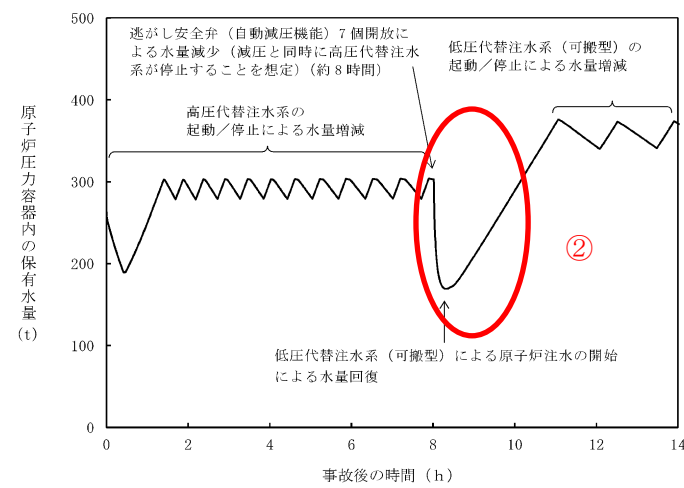
第 2.3.2.11 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



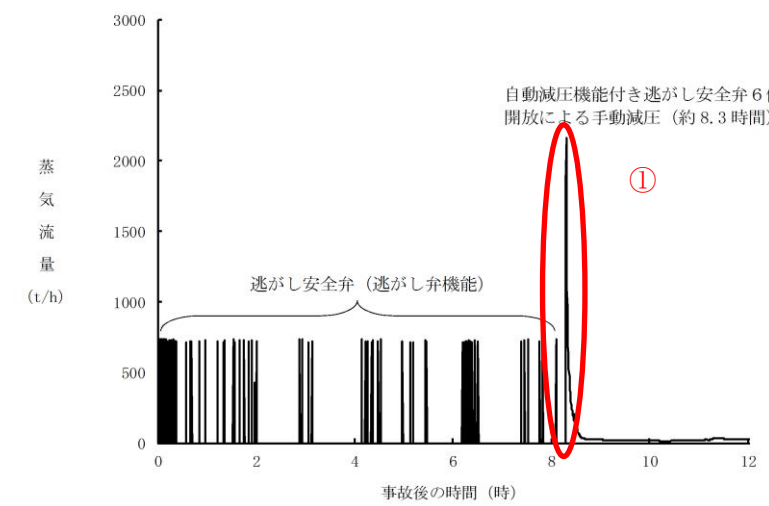
第 2.3.2.12 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



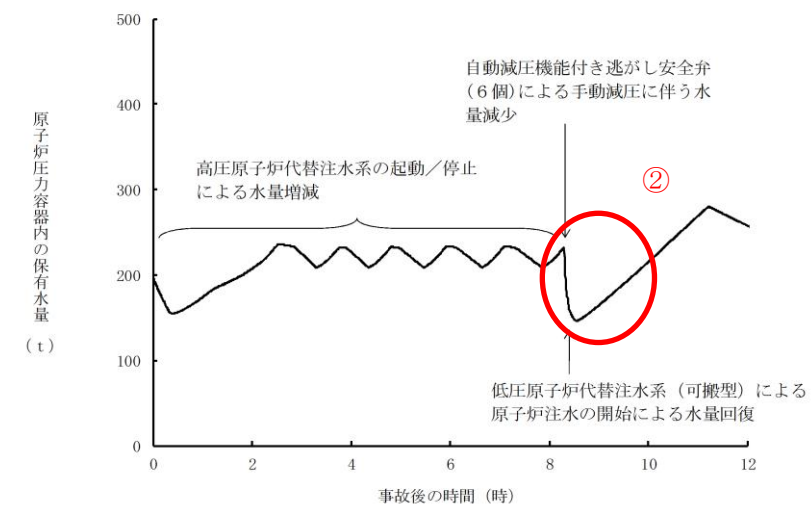
第 2.3.2-8 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



第 2.3.2-9 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



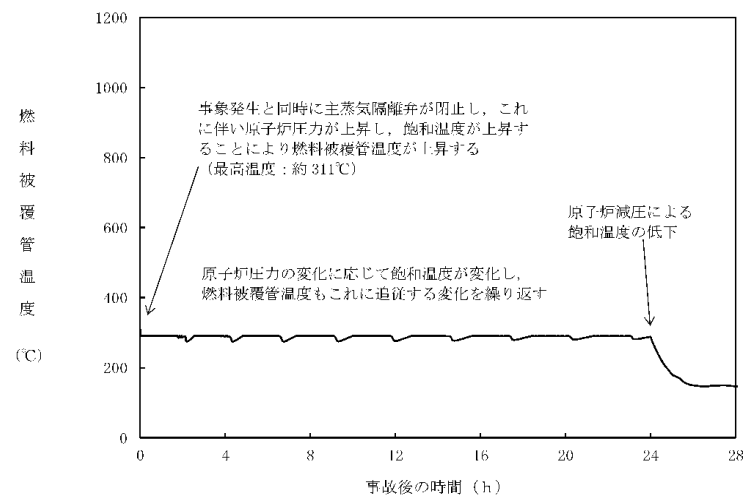
第 2.3.2.2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



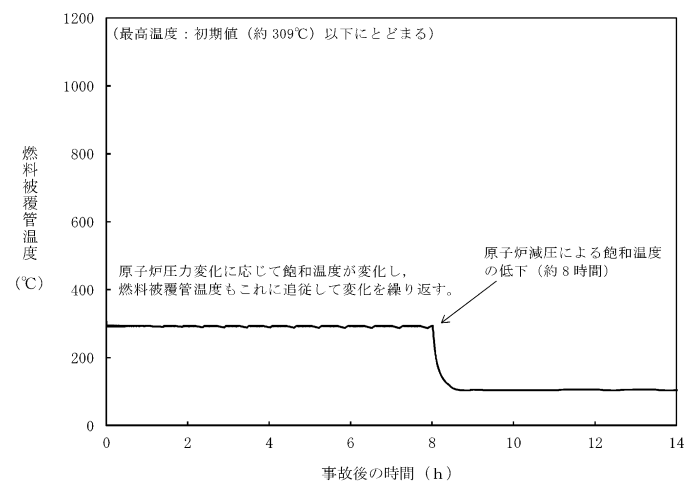
第 2.3.2.2-1(6) 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
①原子炉減圧に使用する弁数の違いによる蒸気流量の差異。

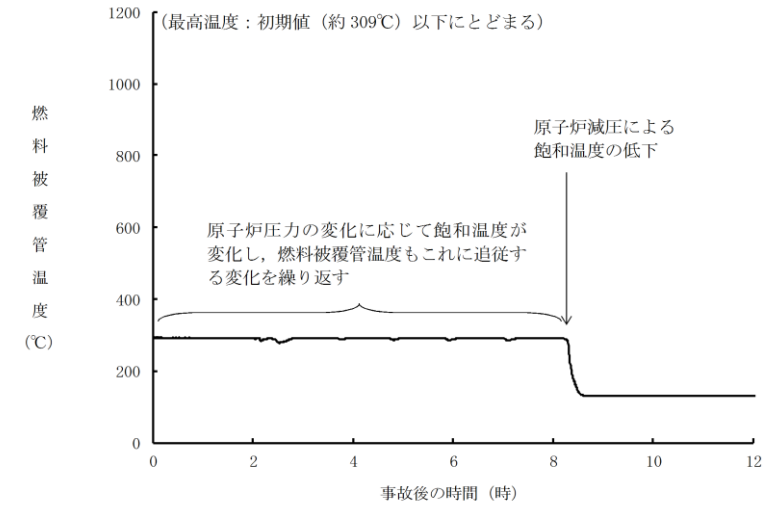
【柏崎 6/7, 東海第二】
②原子炉減圧に使用する弁数及び原子炉注水特性の違いによる保有水量の減少量の相違。



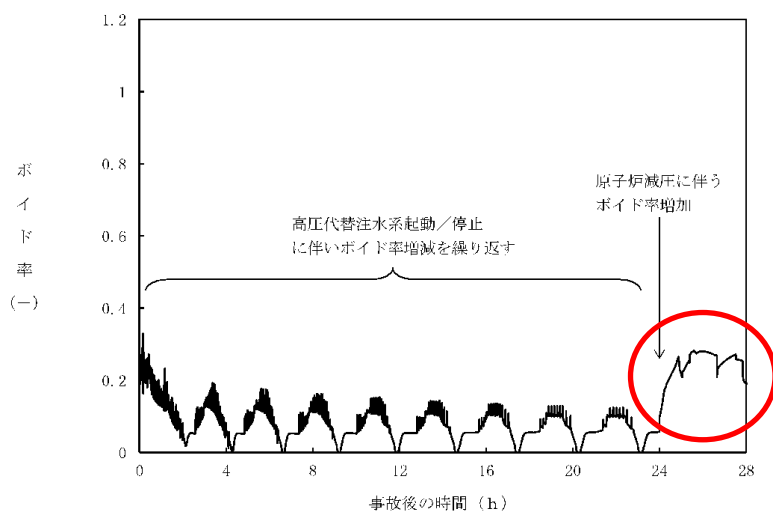
第 2.3.2.13 図 燃料被覆管温度の推移



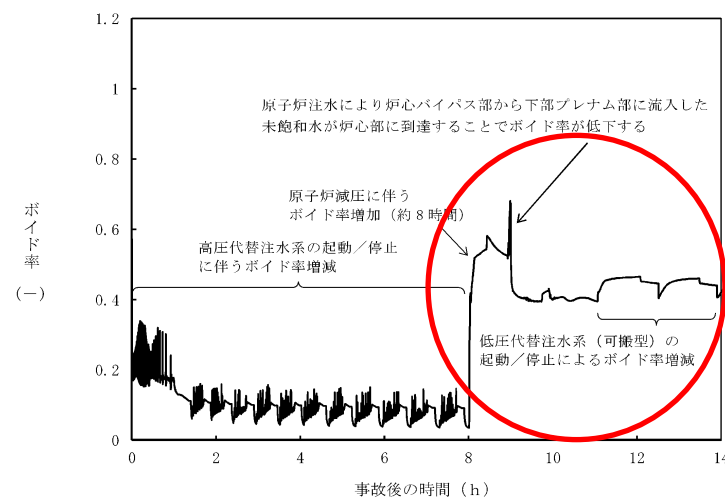
第 2.3.2-10 図 燃料被覆管温度の推移



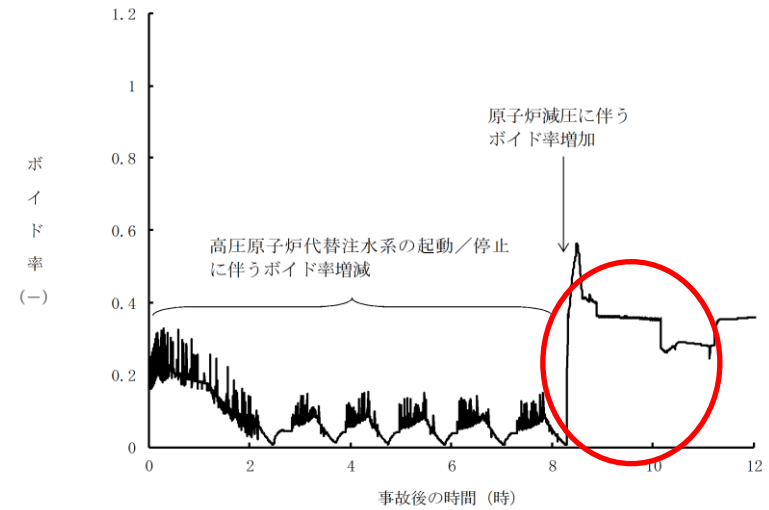
第 2.3.2.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移



第 2.3.2.14 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



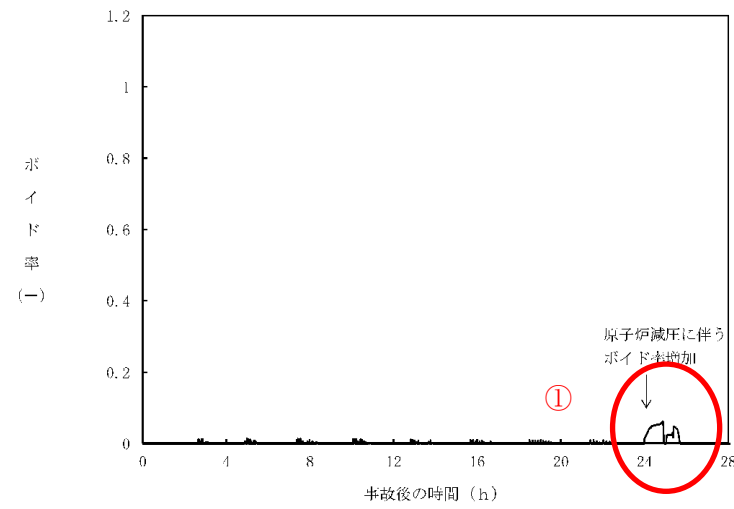
第 2.3.2-11 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



第 2.3.2.2-1(8) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移

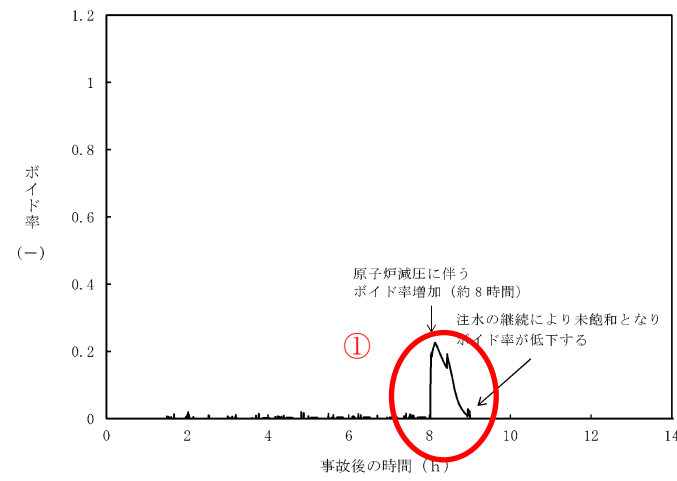
・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
原子炉減圧に使用する弁数の違いによりボイド率が相違する。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20版)



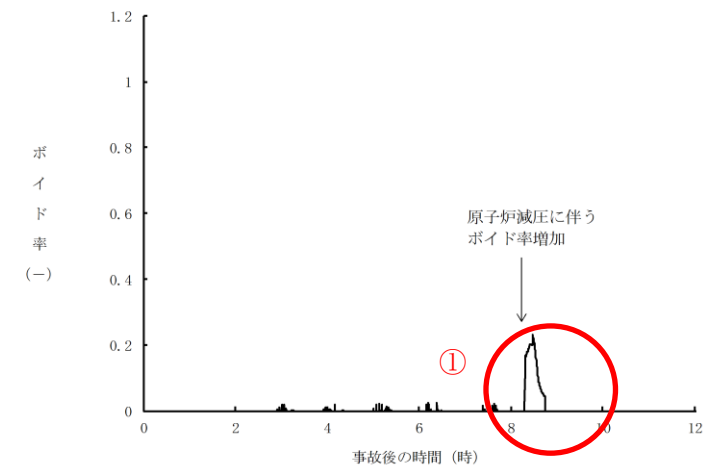
第 2.3.2.15 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

東海第二発電所 (2018. 9. 12版)



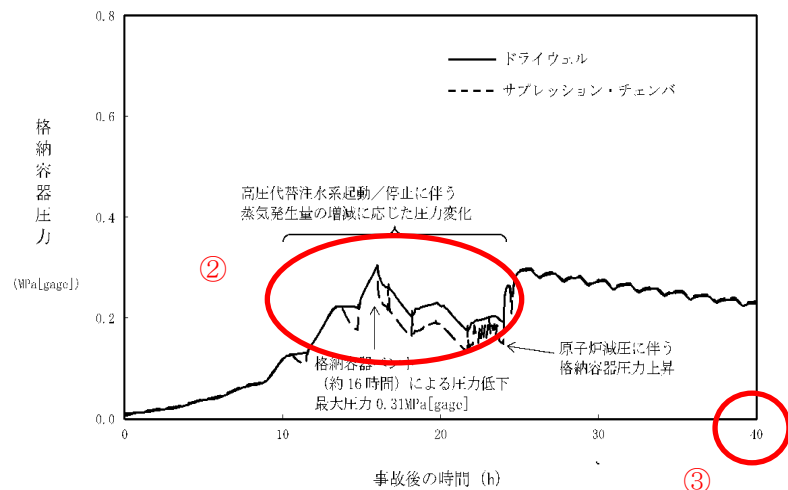
第 2.3.2-12 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

島根原子力発電所 2号炉

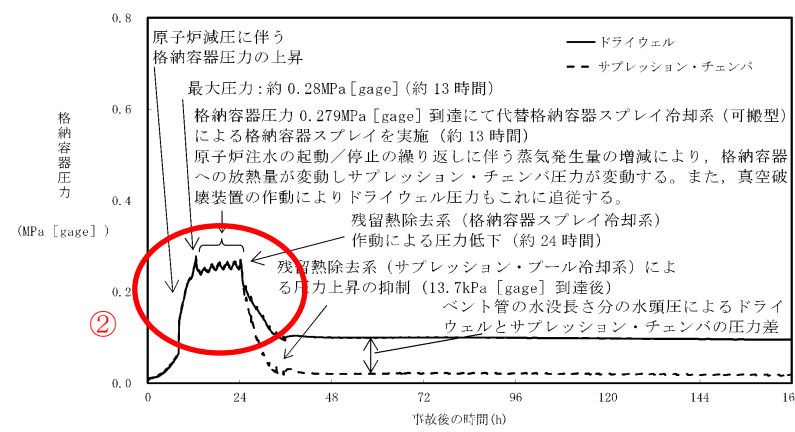


第 2.3.2.2-1(9) 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

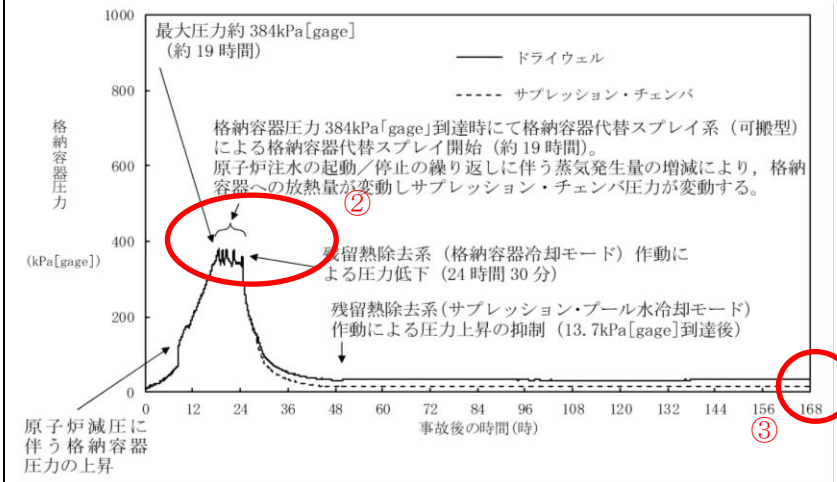
・解析結果の相違
【東海第二】
①原子炉減圧に使用する弁数の違いにより柏崎6/7及び島根2号炉は、ボイド率が低めとなる



第 2.3.2.16 図 格納容器圧力の推移



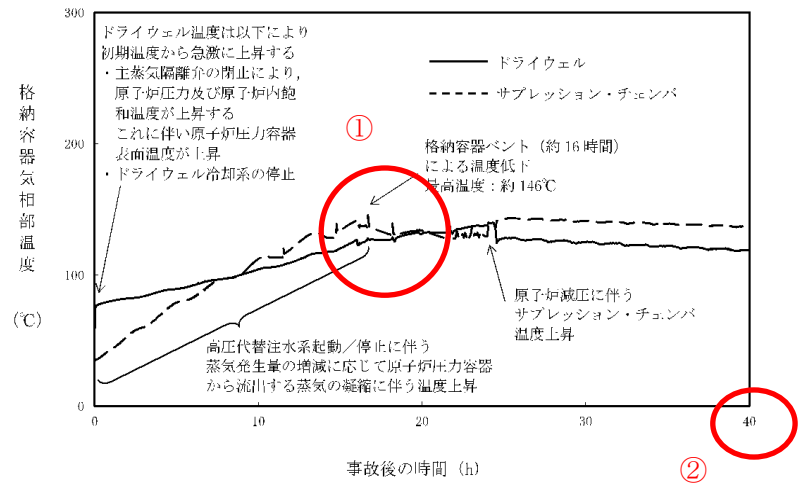
第 2.3.2-13 図 格納容器圧力の推移



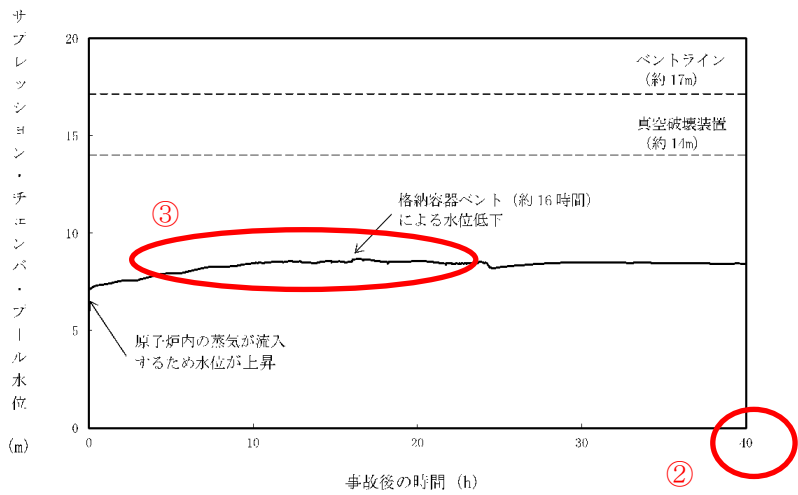
第 2.3.2.2-1(10) 図 格納容器圧力の推移

【柏崎6/7, 東海第二】
②島根2号炉は、単位熱出力当たりの格納容器空間部体積が大きい。東海第二及び島根2号炉は、格納容器スプレイ実施基準到達により格納容器スプレイを実施する。

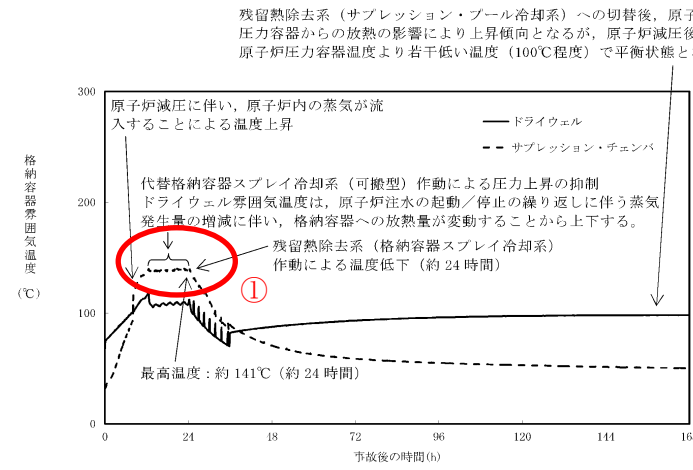
【柏崎6/7】
③解析時間の相違



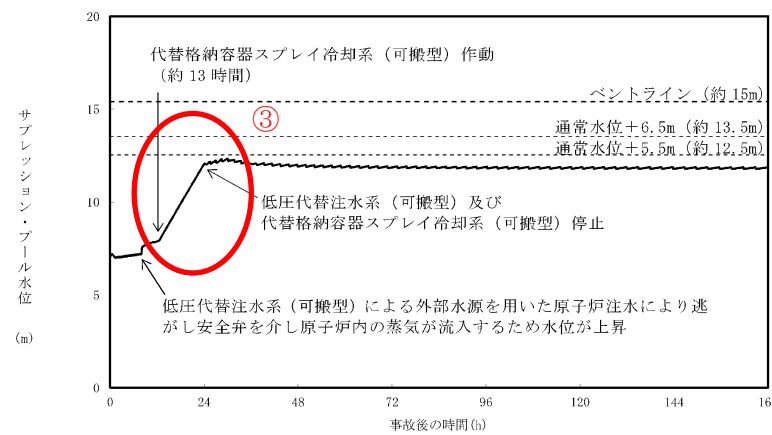
第 2.3.2.17 図 格納容器気相部温度の推移



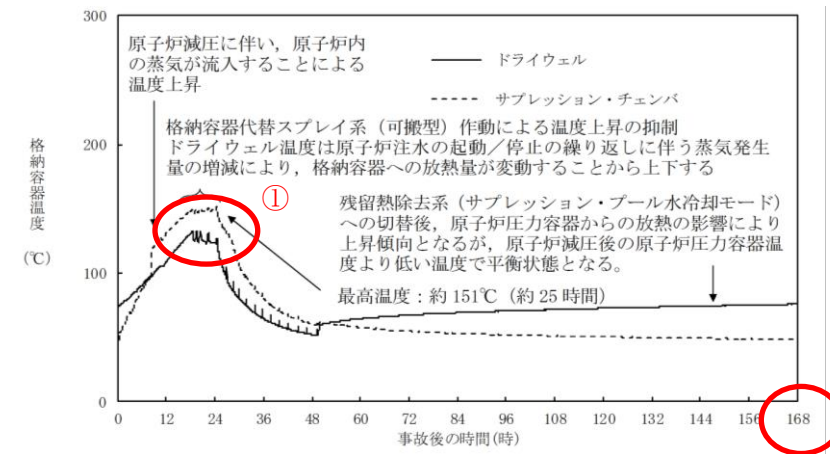
第 2.3.2.18 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移



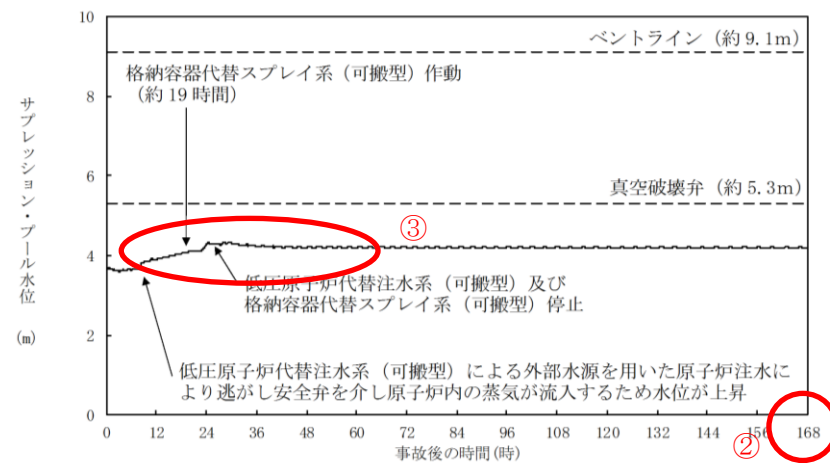
第 2.3.2-14 図 格納容器雰囲気温度の推移



第 2.3.2-15 図 サプレッション・プール水位の推移



第 2.3.2.2-1(11) 図 格納容器温度の推移

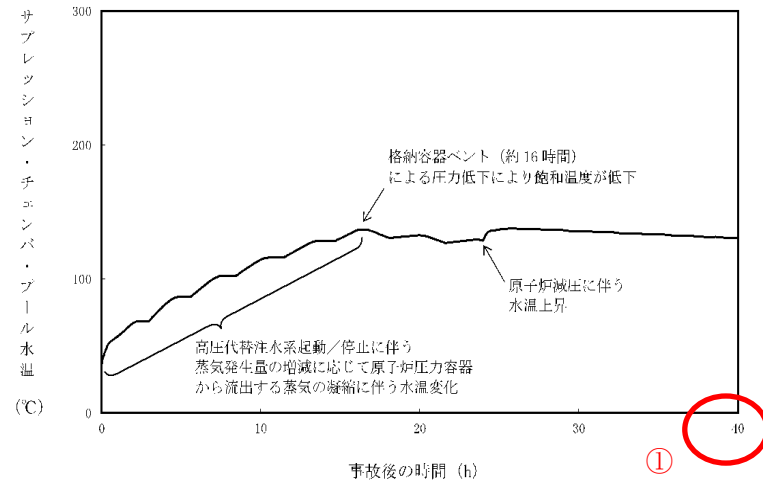


第 2.3.2.2-1(12) 図 サプレッション・プール水位の推移

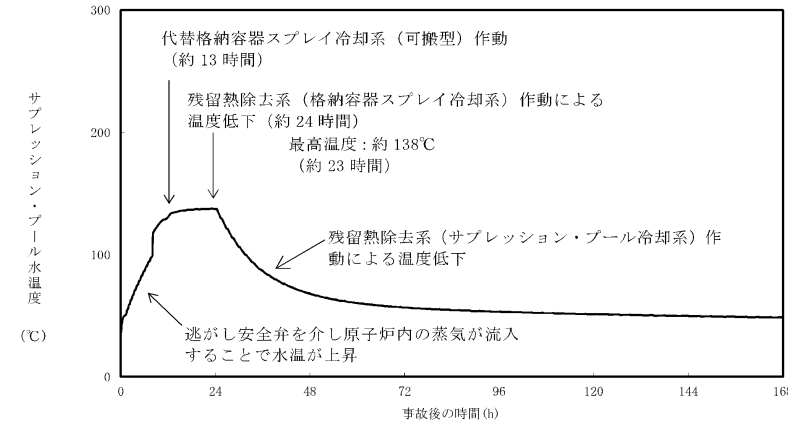
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
①東海第二及び島根 2号炉は、格納容器スプレイ実施基準到達により格納容器スプレイを実施する。

【柏崎 6/7】
②解析時間の相違

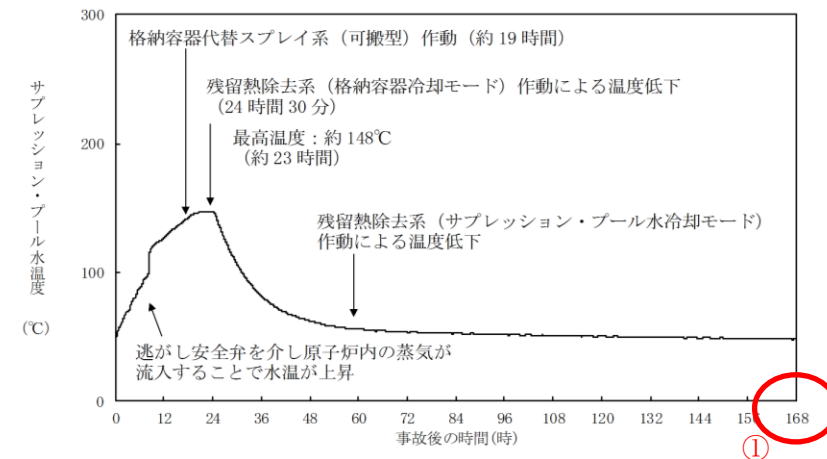
【柏崎 6/7】
③東海第二及び島根 2号炉は、外部水源を用いた格納容器代替スプレイを実施するため、サプレッション・プール水位が上昇する。



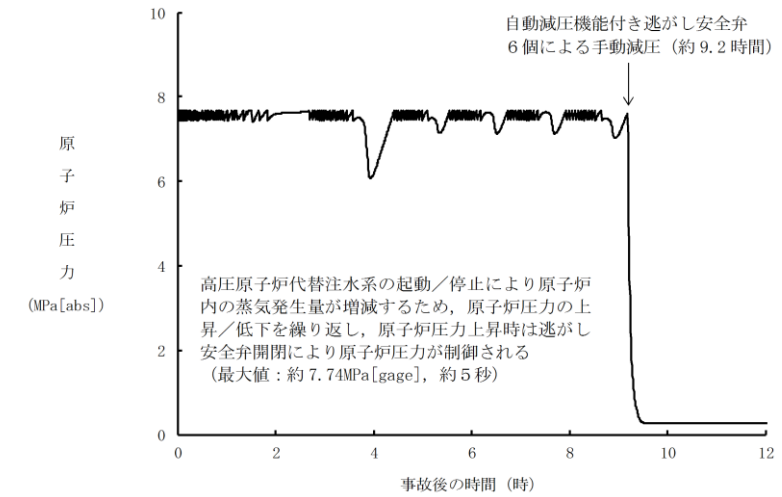
第 2.3.2.19 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移



第 2.3.2-16 図 サプレッション・プール水温度の推移



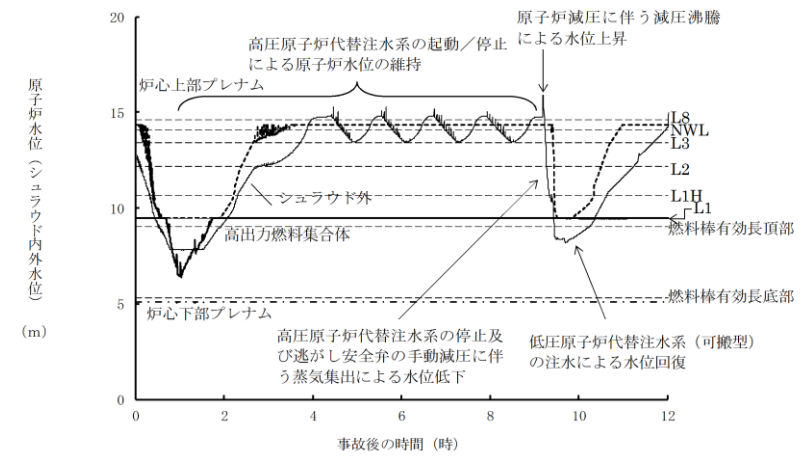
第 2.3.2.2-1(13)図 サプレッション・プール水温度の推移



第 2.3.2.2-1(14)図 事象発生 60 分後に注水を開始したケースにおける原子炉圧力の推移

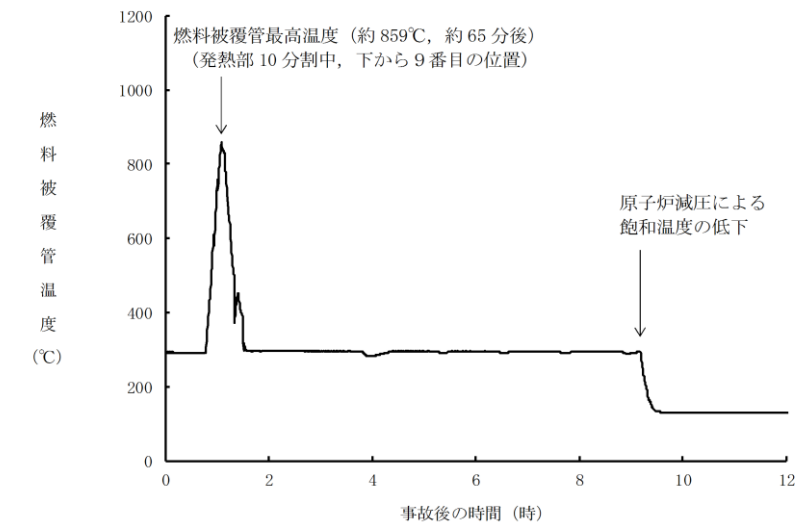
・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
①解析時間の相違

・島根 2号炉では、高圧原子炉代替注水系の注水開始が遅れた場合の解析結果を掲載



第 2.3.2.2-1(15) 図 事象発生 60 分後に注水を開始したケースにおける原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移

・島根 2号炉では、高圧原子炉代替注水系の注水開始が遅れた場合の解析結果を掲載



第 2.3.2.2-1(16) 図 事象発生 60 分後に注水を開始したケースにおける燃料被覆管温度の推移

・島根 2号炉では、高圧原子炉代替注水系の注水開始が遅れた場合の解析結果を掲載

第2.3.2.1表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+RCIC失敗」の重大事故等対策について

目録及び操作	手順	右側は評価項目となる事後対応設備	
		常設設備	可搬型設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失に伴って非常用ディーゼル発電機が全て停止すると、全交流動力電源喪失となり、原子炉スクラム確認を行う。	原子炉冷却系電源供給設備	原子炉冷却系電源供給設備
原子炉冷却系電源供給設備の停止	原子炉冷却系電源供給設備の停止により、原子炉冷却系電源供給設備が停止する。この場合、原子炉冷却系電源供給設備の停止により、原子炉冷却系電源供給設備が停止する。この場合、原子炉冷却系電源供給設備が停止する。	原子炉冷却系電源供給設備	原子炉冷却系電源供給設備
原子炉冷却系電源供給設備の停止	原子炉冷却系電源供給設備の停止により、原子炉冷却系電源供給設備が停止する。この場合、原子炉冷却系電源供給設備が停止する。	原子炉冷却系電源供給設備	原子炉冷却系電源供給設備
原子炉冷却系電源供給設備の停止	原子炉冷却系電源供給設備の停止により、原子炉冷却系電源供給設備が停止する。この場合、原子炉冷却系電源供給設備が停止する。	原子炉冷却系電源供給設備	原子炉冷却系電源供給設備
原子炉冷却系電源供給設備の停止	原子炉冷却系電源供給設備の停止により、原子炉冷却系電源供給設備が停止する。この場合、原子炉冷却系電源供給設備が停止する。	原子炉冷却系電源供給設備	原子炉冷却系電源供給設備

【1】：重大事故等対策設備（設計基準拡張）

第2.3.2-1表 全交流動力電源喪失（TBD, TBU）時における重大事故等対策について（1/2）

操作及び確認	手順	重大事故等対策設備	
		常設設備	可搬型設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失及び非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉はスクラムするが、直交流電源喪失により平均出力領域モニタ等による確認ができない。原子炉圧力の推移及び逃がし安全弁の動作状況等により原子炉の停止状態を推定する。	緊急用125V系蓄電池	原子炉圧力（SA）
高圧代替注水系による原子炉注水	事象発生後に原子炉隔離時冷却系の自動起動が確認できない場合、高圧代替注水系を手動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以降炉心を冠水維持可能な範囲に制御する。	高圧代替注水系サブプレッジョン・チェンバ* 緊急用125V系蓄電池	原子炉水位（SA広帯域） 高圧代替注水系系統流量
低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備として、系統構成並びに可搬型代替注水中型ポンプの準備及びボース敷設を実施する。また、可搬型代替注水中型ポンプの水源への補給及び燃料給油準備を実施する。	可搬型代替注水中型ポンプ	-
逃がし安全弁による原子炉急減圧	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備完了後、逃がし安全弁（自動減圧機能）7個による原子炉急減圧を実施する。	緊急用125V系蓄電池	原子炉圧力（SA）
低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水	原子炉急減圧操作後に、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施する。	可搬型代替注水中型ポンプ	原子炉圧力（SA） 原子炉水位（SA広帯域） 低圧代替注水系原子炉注水流量（常設）

① * 既許可の対象となっている設備を重大事故等対策設備に位置付けるもの

第2.3.2.1-1表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+高圧炉心冷却失敗」の重大事故等対策について（1/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対策設備	
		常設設備	可搬型設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失及び非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	原子炉冷却系電源供給設備	原子炉冷却系電源供給設備
高圧原子炉代替注水系による原子炉注水	事象発生後に原子炉隔離時冷却系の自動起動が確認できない場合、高圧原子炉代替注水系を起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以降炉心を冠水維持可能な範囲に制御する。	高圧原子炉代替注水系サブプレッジョン・チェンバ 原子炉冷却系電源供給設備	原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 高圧原子炉代替注水流量
直流電源切替	自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急減圧操作を実施する前に、逃がし安全弁用直流電源切替操作を実施する。	原子炉冷却系電源供給設備	-
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備	原子炉内の操作にて原子炉注水に必要な電動弁（RHR注水弁及びFLSR注水隔離弁）の手動開操作を実施する。屋外操作にて大量送水車の準備及びボース展開を実施する。また、大量送水車の燃料補給準備を実施する。	大量送水車 タンクローリー	-

① 【1】：重大事故等対策設備（設計基準拡張）

右側は評価項目となる事後対応設備

備考
本文比較表に記載の差異以外で主要な差異について記載
・記載表現の相違
【東海第二】
①島根2号炉は、重大事故等時に設計基準対象施設としての機能を期待する設備を「重大事故等対象設備（設計基準拡張）」と位置付けている。

第2.3.2-1 表 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時における重大事故等対策について (2/2)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬設備
代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却	格納容器圧力が 0.279MPa [Gage] に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) により格納容器冷却を実施する。また、低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を継続する。	西側淡水貯水設備 可搬型設備用軽油タンク	ドラウウエル圧力 サブプレッジョン・チェンバ圧力 原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域) 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 (常設ライオン用) 低圧代替注水系原子炉注水流量 (常設ライオン用)
残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水	常設代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による原子炉注水後、残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備 残留熱除去系 (低圧注水系) * 残留熱除去系海水系 * サブプレッジョン・チェンバ * 軽油貯蔵タンク	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 * 原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域) 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * 残留熱除去系系統流量 *
残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) による格納容器除熱	残留熱除去系 (低圧注水系) により原子炉水位高 (レベル8) まで原子炉水位が回復した後、残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) による格納容器除熱を実施する。	常設代替交流電源設備 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) * 残留熱除去系海水系 * サブプレッジョン・チェンバ * 軽油貯蔵タンク	残留熱除去系系統流量 * ドラウウエル圧力 サブプレッジョン・チェンバ圧力 ドラウウエル雰囲気温度 サブプレッジョン・チェンバ圧力 サブプレッジョン・プールの水温度

① * 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第2.3.2.1-1 表 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + 高圧炉心冷却失敗」の重大事故等対策について (2/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
逃がし安全弁による原子炉炉急減圧	低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備が完了後、サブプレッジョン・プールの水温度 100℃で、自動減圧機能付逃がし安全弁 6個による手動減圧を行う。	自動減圧機能付逃がし安全弁 所内常設蓄電池直流電源設備 常設代替直流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク	大量送水車 タンクローリ
低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水	原子炉急減圧により、低圧原子炉代替注水系 (可搬型) の系統圧力を下回ると、低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水が開始される。以後原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) の間で維持する。	所内常設蓄電池直流電源設備 常設代替直流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク	大量送水車 タンクローリ
格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が 384kPa [Gage] に到達した場合、格納容器代替スプレイ系 (可搬型) により原子炉格納容器冷却を実施する。また、低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を継続する。	所内常設蓄電池直流電源設備 常設代替直流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク	大量送水車 タンクローリ

① 【】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張) 有効性評価上考慮しない操作

第 2.3.2.1-1 表 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 失敗) + 高圧炉心冷却失敗」の重大事故等対策について (3 / 3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
残留熱除去系 (格納容器冷却モード) による原子炉格納容器除熱	常設代替交流電源設備による交流電源供給を 確認後、中央制御室からの遠隔操作により残留 熱除去系 (格納容器冷却モード) による原子炉 格納容器除熱を開始する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用圧油タンク 【残留熱除去系 (格納容器冷却モ ード)】 【原子炉補機冷却系】 サプレッション・チェンバ	可搬型設備 ドライウェル温度 (SA) ドライウェル圧力 (SA) サプレッション・チェンバ圧力 (SA) サプレッション・プール水温度 (SA) 【残留熱除去ポンプ出口流量】
残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水	残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉 注水を開始し、低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を停止する。 原子炉水位を原子炉水位高 (レベル 8) まで上 昇させた後、中央制御室からの遠隔操作により 残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転から残留 熱除去系 (格納容器冷却モード) 運転に切り替 える。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用圧油タンク 【残留熱除去系 (低圧注水モ ード)】 【原子炉補機冷却系】 サプレッション・チェンバ	可搬型設備 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 【残留熱除去ポンプ出口流量】

① 重大事故等対処設備 (設計基準拡張) 有効性評価上考慮しない操作

第 2.3.2.2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +RCIC 失敗) (1/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	-
原子炉熱出力	3, 926MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	7. 07MPa [gauge]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレータータスカート 下端から+119cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	52, 200t/h	定格流量として設定
炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9 燃料 (A型)	-
最大線出力密度	44. 0kW/m	設計限界値として設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 燃焼度 33GWd/t	① 設計限界値として設定 ② サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定
格納容器容積 (ドライウエル)	7, 350m ³	ドライウエル内体積の設計値 (全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)
格納容器容積 (ウェットウエル)	空腔部：5, 960m ³ 液相部：3, 580m ³	③ ウェットウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
真空破壊装置	3. 43kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
サブプレッション・チェンバ、プール水位	7. 05m (通常運転水位)	③ 通常運転時のサブプレッション・チェンバ、プール水位として設定

第 2.3.2-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)) (1/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	-
原子炉熱出力	3, 293MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力 (压力容器ドーム部)	6. 93MPa [gauge]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレータータスカート下端から+126cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	48, 300 t/h	定格流量として設定
炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9 燃料 (A型)	-
燃料棒最大線出力密度	44. 0kW/m	① 通常運転時の熱的制限値として設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	② 1サイクルの運転期間 (13ヶ月) に調整運転期間 (約1ヶ月) を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
格納容器体積 (ドライウエル)	5, 700m ³	設計値を設定
格納容器体積 (サブプレッション・チェンバ)	空腔部：4, 100m ³ 気相部：3, 300m ³	③ 設計値 (通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値として設定)

第 2.3.2-1 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 失敗) +高圧炉心冷却失敗) (1/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	-
原子炉熱出力	2, 436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6. 93MPa [gauge]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (気水分離器下端から+83cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35. 6×10 ³ t/h	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9 燃料 (A型)	9×9 燃料 (A型)、9×9 燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9×9 燃料の方が MOX 燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため、MOX 燃料の評価は 9×9 燃料 (A型) の評価に包絡されることを考慮し、代表的に 9×9 燃料 (A型) を設定
最大線出力密度	44. 0kW/m	① 通常運転時の熱的制限値
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 燃焼度 33GWd/t	② サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮
格納容器容積 (ドライウエル)	7, 900m ³	ドライウエル内体積の設計値 (全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定
格納容器容積 (サブプレッション・チェンバ)	空腔部：4, 700m ³ 液相部：2, 800m ³ 3. 43kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	③ サブプレッション・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定
真空破壊弁		真空破壊弁の設定値

・解析条件の相違
【柏崎 6/7】
 ①条件設定は同じだが、通常運転時の熱的制限値を設定していることを明確に記載。
【東海第二】
 ②条件設定は同じだが、設定プロセスが異なり、平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対して、ばらつきとして10%の保守性を考慮し設定
 ③柏崎 6/7 及び島根 2号炉は、格納容器容積 (サブプレッション・チェンバ) 及びサブプレッション・プール水位の解析条件を通常水位で設定。東海第二は圧力抑制効果を厳しくする観点で、通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値を設定。

第2.3.2.2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 + DG 喪失) + RCIC 失敗) (2/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
初期条件	サブプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.2kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	④ 通常運転時の格納容器温度として設定
事故条件	外部水源の温度	50℃ (事象開始 12 時間以降は 45℃, 事象開始 24 時間以降は 40℃)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定
	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定して設定
		原子炉隔離時冷却系機能喪失	本事故シナケンスにおける前提条件
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定

第2.3.2-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)) (2/6)

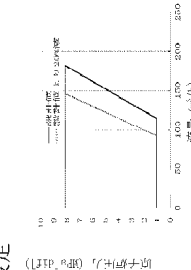
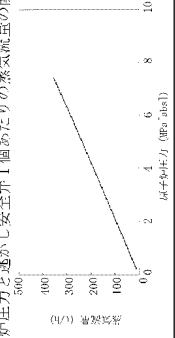
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
初期条件	真空破壊装置	3.45kPa (ドライウェル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設計値 ③
	サブプレッション・プール水位	6.983m (通常運転範囲の下限値)	通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値として設定
	サブプレッション・プール水温	32℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温の上限値として設定
事故条件	格納容器圧力	5kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力を包含する値
	格納容器雰囲気温度	57℃	④ 通常運転時の格納容器雰囲気温度 (ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度として設定)
	外部水源の水温	35℃	年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	125V 系蓄電池 A 系及び 125V 系蓄電池 B 系並びに高圧炉心スプレイスディーゼル発電機の機能喪失を想定して設定
外部電源	外部電源なし	評価上、原子炉隔離時冷却系機能喪失 (本体故障) を想定して設定 起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定	

第2.3.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 + DG 失敗) + 高圧炉心冷却失敗) (2/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
初期条件	サブプレッション・プール水位	3.61m (通常運転水位)	③ 通常運転時のサブプレッション・プール水位として設定
	サブプレッション・プール水温	35℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温の制限値として設定
	格納容器圧力	5.0kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	④ 通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	35℃	屋外貯水槽の水温温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定して設定
	外部電源	外部電源なし	本事故シナケンスにおける前提条件 起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定

・解析条件の相違
【東海第二】
④ 島根 2 号炉においても、通常運転時の格納容器温度はドライウェル冷却機にて制御されており、条件設定の考え方としては同様。

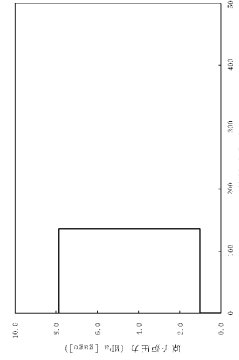
第2.3.2.2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +RCIC 失敗) (3/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉 (遅れ時間: 0.08 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
高圧代替注水系	<p>事象発生 25 分後に手動起動し、設計値である 182m³/h (8.12MPa[diff]において) ~ 114m³/h (1.03MPa[diff]において) に対し、保守的に 20%減の流量にて注水</p> <p>逃がし弁機能 7.51 MPa[gage] × 1 個, 363t/h/個 7.58 MPa[gage] × 1 個, 367t/h/個 7.65 MPa[gage] × 4 個, 370t/h/個 7.72 MPa[gage] × 4 個, 373t/h/個 7.79 MPa[gage] × 4 個, 377t/h/個 7.86 MPa[gage] × 4 個, 380t/h/個</p>	 <p>高圧代替注水系の特性</p>
逃がし安全弁	<p>自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 個を開することによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁 1 個あたりの蒸気流量の関係></p> 	<p>逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定</p> <p>逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定</p>

重大事故等対策に関連する機器条件

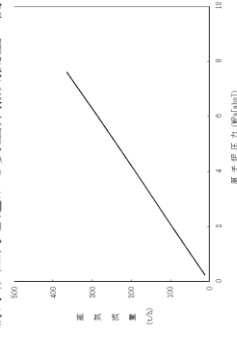
⑤

第2.3.2-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)) (3/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) 信号 (遅れ時間: 1.05 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
高圧代替注水系	<p>事象発生 25 分後に手動起動し、設計値である 136.7m³/h (7.86MPa [gage] ~ 1.04MPa [gage]) にて注水</p>	 <p>高圧代替注水系による注水特性</p>

重大事故等対策に関連する機器条件

第2.3.2.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 失敗) + 高圧炉心冷却失敗) (3/5)

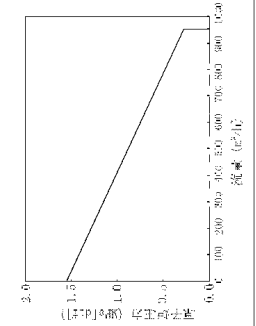
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05 秒)	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
高圧原子炉代替注水系	<p>原子炉水位低 (レベル3) にて手動起動、原子炉水位高 (レベル8) にて手動停止 設計値である 93m³/h (8.21MPa[diff]において) ~ 70m³/h (0.74MPa[diff]において) に対し、保守的に 20%減の流量にて注水</p> <p>逃がし弁機能 7.58MPa[gage] × 2 個, 367t/h/個 7.65MPa[gage] × 3 個, 370t/h/個 7.72MPa[gage] × 3 個, 373t/h/個 7.79MPa[gage] × 4 個, 377t/h/個</p>	<p>高圧原子炉代替注水系の設計値に対し、保守的に 20%減の流量を設定</p> <p>逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定</p>
逃がし安全弁	<p>自動減圧機能付き逃がし安全弁の 6 個を開することによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係></p> 	<p>逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定</p>

重大事故等対策に関連する機器条件

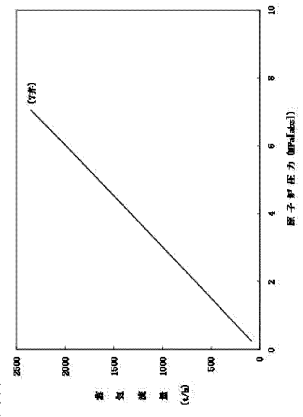
⑤

・解析条件の相違
 【東海第二】
 ⑤柏崎 6/7 及び島根 2号炉は、逃がし安全弁 1 個当たりの蒸気流量をグラフに記載。

第2.3.2.2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +RCIC 失敗) (4/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系 (低圧注水モード)	<p>事象発生 24 時間後に手動起動し、954m³/h (0.27MPa [dif]において) にて注水</p>  <p>残留熱除去系ポンプ 1台による注水特性</p>
	低圧代替注水系 (常設)	<p>炉心を冠水維持可能な注水量で注水</p> <p>約 90m³/h にて崩壊熱相当量を注水するものとして設定</p>
	残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード)	<p>残留熱除去系の設計値として設定</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉減圧後、原子炉水位を原子炉水位高 (レベル8) まで上昇させた後に手動起動し、954m³/h にて原子炉格納容器内にスプレイ 伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり約 8MW (サブレーション・チェンバ・プールの水温 52℃、海水温度 30℃において)

第2.3.2-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)) (4/6)

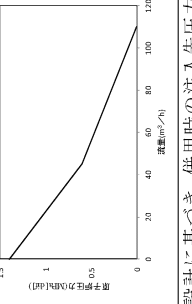
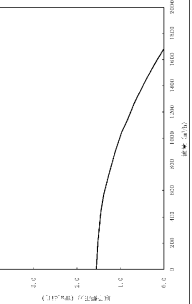
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	<p>安全弁機能</p> <p>7.79MPa [gage] × 2 個, 385.2t/h (1 個当たり)</p> <p>8.10MPa [gage] × 4 個, 400.5t/h (1 個当たり)</p> <p>8.17MPa [gage] × 4 個, 403.9t/h (1 個当たり)</p> <p>8.24MPa [gage] × 4 個, 407.2t/h (1 個当たり)</p> <p>8.31MPa [gage] × 4 個, 410.6t/h (1 個当たり)</p> <p>逃がし安全弁 (自動減圧機能) の 7 個を開することによる原子炉急速減圧 < 原子炉圧力と逃がし安全弁 7 個の蒸気流量の関係 ></p> 	<p>逃がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定</p> <p>逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定</p>
	逃がし安全弁	

・解析条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

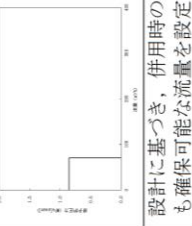
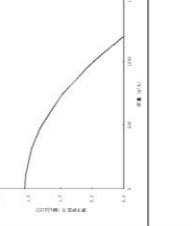
第 2.3.2.2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 喪失) + RCIC 失敗) (5/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	格納容器圧力が0.62MPa [gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作 (流路面積70%開) にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して、格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定
代替原子炉補機冷却系	約 23MW (サブプレッション・チェンバ・プールの水温 100℃, 海水温度 30℃において)	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定

第 2.3.2-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)) (5/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系 (可搬型)	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 
	代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)	設計に基づき、併用時の注入先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定 格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定
	残留熱除去系 (低圧注水系)	残留熱除去系 (低圧注水系) の設計値として設定 
	残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系)	残留熱除去系の設計値として設定 伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定

第 2.3.2-1 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 失敗) + 高圧炉心冷却失敗) (4/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧原子炉代替注水系 (可搬型)	低圧原子炉代替注水系 (可搬型) の設計値として設定 
	格納容器代替スプレイ系 (可搬型)	設計に基づき、併用時の注水先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定 格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定
	残留熱除去系 (低圧注水モード)	残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定 
	残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 及び残留熱除去系 (サブプレッション・プールの冷却モード)	残留熱除去系の設計値として設定

・解析条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

第2.3.2.2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 + DG 喪失) + RCIC 失敗 (6/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
高圧代替注水系による原子炉注水操作	事象発生 25 分後	事象判断の時間を考慮して事象発生から 10 分後に開始するものとし、操作時間は、原子炉隔離時冷却系の機能喪失のみならず、直流電源喪失時を考慮しても中央制御室内で十分対応可能と考えられる操作の時間余裕を考慮して 15 分間を設定
常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定
逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
低圧代替注水系 (常設) 起動操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード) 運転操作	事象発生約 25 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定

重大事故等対策に関連する操作条件

第2.3.2-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)) (6/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
高圧代替注水系の起動操作	事象発生 25 分後	事象判断の時間を考慮して事象発生から 11 分後に開始するものとし、操作時間は、原子炉隔離時冷却系のみならず、直流電源喪失時を考慮しても中央制御室内で十分対応可能と考えられる操作の時間余裕を考慮して設定
常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生 8 時間 1 分後	余裕時間を確認する観点で 8 時間後に可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) の起動準備操作が完了するものとし、原子炉減圧に要する時間を考慮して設定
代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却	格納容器圧力 0.279MPa [gage] 到達時	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定
残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水操作及び残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) による格納容器除熱操作	事象発生 24 時間 10 分後	常設代替高圧電源設備からの受電後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定

重大事故等対策に関連する操作条件

第2.3.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 + DG 失敗) + 高圧炉心冷却失敗 (5/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
高圧原子炉代替注水系による原子炉注水操作	事象発生 20 分後	事象判断の時間を考慮して事象発生から 10 分後に開始するものとし、操作時間は、原子炉隔離時冷却系の機能喪失のみならず、直流電源喪失時を考慮しても中央制御室内で十分対応可能と考えられる操作の時間余裕を考慮して 10 分間を設定
常設代替交流電源設備からの受電	事象発生から 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生から約 8.3 時間後 (サブレンジョン・プール水温度 100°C 到達)	高圧原子炉代替注水系が機能維持できる時間として設定
格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による格納容器冷却操作	格納容器圧力 38kPa [gage] 到達時	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定
残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水操作及び残留熱除去系 (格納容器冷却モード) による格納容器除熱操作	事象発生 24 時間 30 分後	常設代替交流電源設備からの受電後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定
残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水操作	残留熱除去系 (格納容器冷却モード) による原子炉格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低 (レベル 3) に到達	原子炉格納容器除熱及び原子炉水位制御 (レベル 3 ~ レベル 8) が継続的に可能な条件として設定

重大事故等対策に関連する操作条件

- ・解析条件の相違
- 【柏崎 6/7, 東海第二】

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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料 2.3.2.1</p> <p>全交流動力電源喪失時において<u>高圧代替注水系の24時間</u>運転継続に期待することの妥当性について</p> <p>有効性評価「全交流動力電源喪失(以下「SBO」という。)」では、<u>高圧代替注水系</u>(以下「HPAC」という。)を用いた事象発生から<u>24時間</u>の原子炉注水に期待している。</p> <p>HPAC が起動から <u>24時間</u>運転を継続するために必要な直流電源は、<u>AM用直流125V蓄電池</u>より供給され、その容量は「添付資料 2.3.1.2」にて確認している。</p> <p>なお、<u>HPACの系統構成の概略を図1に示す。</u></p> <p>直流電源の容量以外にも、事故時にはサプレッション・チェンバ(以下「S/C」という。)の圧力及び水温の上昇や中央制御室・<u>HPACポンプ室</u>の温度上昇がHPACの運転継続に影響することも考えられるため、ここではそれらの影響についても確認した(表1参照)。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.3.2.2</p> <p>全交流動力電源喪失(TBD, TBU)時における<u>高圧代替注水系の8時間</u>継続運転が可能であることの妥当性について</p> <p>有効性評価の全交流動力電源喪失(TBD, TBU)では、<u>約8時間の高圧代替注水系</u>を用いた原子炉注水に期待している。</p> <p><u>第1図及び第2図に高圧代替注水系の系統構成概略を示す。</u></p> <p><u>高圧代替注水系の起動から約8時間の継続運転のために代替直流電源を必要とする設備として、計測制御設備及び電動弁があるが、これらに電源供給が可能であることは添付資料2.3.2.1にて確認している。</u></p> <p>事故時には代替直流電源の容量以外にも、サプレッション・プール水温度の上昇や<u>常設高圧代替注水系ポンプ室</u>温度及び中央制御室温度の上昇が、<u>高圧代替注水系</u>の運転継続に影響することも考えられるため、その影響についても確認した。(第1表参照)</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.3.2.1</p> <p>全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+<u>高圧炉心冷却失敗</u>時において<u>高圧原子炉代替注水系の8時間</u>運転継続に期待することの妥当性について</p> <p>有効性評価「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+<u>高圧炉心冷却失敗</u>」では、<u>高圧原子炉代替注水系</u>(以下「HPAC」という。)を用いた<u>8時間</u>の原子炉注水に期待している。</p> <p><u>HPACが起動から8時間</u>運転を継続するために必要な直流電源は、<u>SA用115V系蓄電池</u>より供給され、その容量は「添付資料2.3.1.2」にて確認している。</p> <p><u>図1にHPACの系統構成の概略を示す。</u></p> <p>事故時には直流電源の容量以外にもサプレッション・チェンバの圧力及び水温の上昇や中央制御室・<u>C-RHRポンプ室</u>の温度上昇が<u>HPAC</u>の運転継続に影響することも考えられるため、ここではそれら影響についても確認した(表1参照)。</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉のHPACポンプは水源がS/Cのため、S/Cの水温が上昇した場合、HPACポンプを停止する運用としている。このため、HPACの運転継続は8時間としている。 柏崎6/7のHPACポンプは水源がCSPであり、S/Cの水温上昇の影響を受けないため、HPACの24時間継続運転が可能。(以下、①の相違)</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ①の相違</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ①の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】 設置場所の相違。</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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>表1に記載したそれぞれの要因は、HPACの<u>24時間運転継続</u>の制約とならないことから、本有効性評価においてHPACに期待することは妥当と考える。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>第1表に記載したそれぞれの要因は<u>高圧代替注水系の約8時間継続運転上</u>の制約とならないことから、本有効性評価において<u>この機能</u>に期待することは妥当であると考え。</p>	<p>表1に記載したそれぞれの要因はHPACの<u>8時間運転継続</u>の制約とならないことから、本有効性評価においてHPACに期待することは妥当と考える。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ①の相違</p>

HPAC 運転継続制約要因	概要	評価
S/C 水温上昇	HPAC は復水貯蔵槽を水源とするため、S/C のプール水温の温度上昇の影響はない。	左記の理由により、評価不要である。
S/C 圧力上昇	S/C 圧力上昇は HPAC タービンの排気圧上昇に関係するが、事故時の予期せぬトリップを防止するため、HPAC はタービン排気圧高による自動停止のインタロックを持たない設計としている。	左記の理由により、評価不要である。
中央制御室の温度上昇	中央制御室の HPAC の制御盤の設計で想定している環境の最高温度は 40℃である。SBO では換気空調系が停止するため、中央制御室の室温が 40℃を超える可能性が考えられる。	中央制御室からの発熱と中央制御室駆体からの放熱の熱バランスから、換気空調系停止 24 時間後の中央制御室の最高温度は約 37℃ (添付資料 2.3.1.3 の補足資料参照) であり、制御盤の設計上想定している環境温度の上限値である 40℃ ^{※1} を下回る。したがって、中央制御室の温度上昇が HPAC の運転継続に与える影響はない。
HPAC ポンプ室の温度上昇	HPAC のポンプ、弁、タービン、計装品等の設計で想定している環境の最高温度は、66℃ (初期 6 時間間で 100℃、それ以降は 66℃の設計) を想定している。SBO では換気空調系が停止しているため、HPAC ポンプ室の温度が 66℃を超える可能性が考えられる。	HPAC ポンプ室内の発熱と HPAC ポンプ室の放熱・吸熱の熱バランスから、換気空調系停止 24 時間後の HPAC ポンプ室の最高温度は約 50℃ (補足資料参照) と評価され、HPAC 系の設計上想定している環境温度の上限値である 66℃を下回る。したがって、HPAC ポンプ室の温度上昇が HPAC の運転継続に与える影響はない。

※1 使用環境の温度が 40℃を超えた場合であっても、直ちに動作不良等を引き起こすものではない。

第1表 全交流動力電源喪失時 (TBD, TBU) における高圧代替注水系の継続運転への影響評価

要因	影響概要	評価
サブプレッジョン・プール水温上昇	サブプレッジョン・プール水温の上昇により、高圧代替注水系のキャピタリゼーションやポンプ軸受の潤滑油冷却機能が阻害され、高圧代替注水系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	常設高圧代替注水系の第一水源であるサブプレッジョン・プールを水源とした場合、事象発生後約 8 時間での水温は約 99℃となる。(第3図) このときの高圧代替注水系の有効吸込み水頭 (NPSH) は、類似システムである原子炉隔離時冷却ポンプと比較評価し、有効 NPSH 評価条件である静水頭 (サブプレッジョン・プール水位低レベルへポンプ吸込みレベル) 及び配管設計が類似となり、静水頭及び配管圧損に大きな差異が生じないことから、サブプレッジョン・プール水温上昇時においても、原子炉隔離時冷却系ポンプ同様、必要 NPSH に対し有効 NPSH が上回るため、キャピタリゼーションは発生しない。また、温度耐性の観点からも、高圧代替注水系最高使用温度 120℃で設計するため、サブプレッジョン・プール水温上昇による高圧代替注水系の 8 時間運転継続への影響はない。
常設高圧代替注水系ポンプ室温度上昇	常設高圧代替注水系のポンプ、電気制御系統、弁、タービン等の設計で想定している環境の最高温度は 65.6℃を想定している。全交流動力電源喪失時は換気空調系が停止しているため、高圧代替注水系が設置される高圧代替注水系ポンプ室温度が 65.6℃を超え、高圧代替注水系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時の常設高圧代替注水系ポンプ室温度を評価した結果、事象発生から 8 時間後の室温は約 65℃ (初期室温 40℃) であり、常設高圧代替注水系の設計で想定している 65.6℃を下回る。したがって、常設高圧代替注水系ポンプ室温度上昇によって高圧代替注水系の 8 時間運転継続は阻害されない。(添付資料 2.3.2.2 補足資料)
中央制御室温度上昇	中央制御室に設置する高圧代替注水系制御盤の設計で想定している環境の最高温度は 40℃である。全交流動力電源喪失では換気空調系が停止するため、中央制御室温度が最高温度を超え、高圧代替注水系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) は全交流動力電源喪失 (長期 TBU) とほぼ同様の事象進展であり、中央制御室の温度評価に当たっては全交流動力電源喪失 (長期 TBU) の直流電源の熱負荷に包含されることから、全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時の中央制御室温度は、全交流動力電源喪失 (長期 TBU) の評価結果と同様であり、制御盤の設計で想定している環境の最高温度 40℃を下回る。したがって、中央制御室温度上昇によって高圧代替注水系の 8 時間運転継続は阻害されない。(添付資料 2.3.1.3)

表1 HPAC 運転継続の制約要因の評価

評価項目	概要	評価結果
サブプレッジョン・プール水温上昇	HPAC の水源はサブプレッジョン・プールであるが、サブプレッジョン・プールの水温上昇により、高圧原子炉代替注水ポンプのキャピタリゼーションやポンプ軸受の潤滑油冷却機能が阻害され、高圧原子炉代替注水ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) + 高圧炉心冷却失敗時のサブプレッジョン・プール水温を評価した結果、HPAC ポンプの 8 時間運転継続後の水温は約 100℃となる。水温の上昇に伴い、有効 NPSH は約 10.4m となるが、ポンプの必要 NPSH <input type="text"/> m に対して十分余裕があるため、キャピタリゼーションは発生しない。また、HPAC ポンプの軸受冷却は水源による自己冷却であるが、HPAC ポンプの最高使用温度は 120℃のため、サブプレッジョン・プール水温が約 100℃まで上昇しても影響はない。したがって、サブプレッジョン・プール水温上昇によって HPAC の 8 時間運転継続は阻害されない。
サブプレッジョン・チェンバース圧力上昇	サブプレッジョン・チェンバース圧力上昇は、HPAC タービン排気圧上昇に関係するが、事故時の予期せぬトリップを防止するため、HPAC はタービン排気圧高による自動停止のインタロックを持たない設計としている。	左記の理由により、評価不要である。
中央制御室の温度上昇	中央制御室の環境条件として想定している最高温度は 40℃である。SBO では空調換気系が停止するため、中央制御室温度が最高温度を超える可能性が考えられる。	中央制御室内の全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) + 高圧炉心冷却失敗時の中央制御室温度を評価した結果、事象発生から 24 時間後の室温は約 35℃ (初期室温 26℃) であり、制御盤の設計で想定している環境の最高温度 40℃を下回る。したがって、中央制御室温度上昇によって HPAC の 8 時間運転継続は阻害されない。
C-RHR ポンプ室の温度上昇	HPAC のポンプ、弁、タービン、計装品等の設計で想定している環境の最高温度は、事象発生から 8 時間後では 66℃を想定している。SBO では換気空調系が停止しているため、C-RHR ポンプ室温度が 66℃を超える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) + 高圧炉心冷却失敗時の C-RHR ポンプ室温度を評価した結果、HPAC ポンプの 8 時間運転継続後の室温は約 55℃ (初期室温 40℃) であり、HPAC の設計上想定している 66℃を下回る。したがって、C-RHR ポンプ室温度上昇によって HPAC の 8 時間運転継続は阻害されない。

・設備設計の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

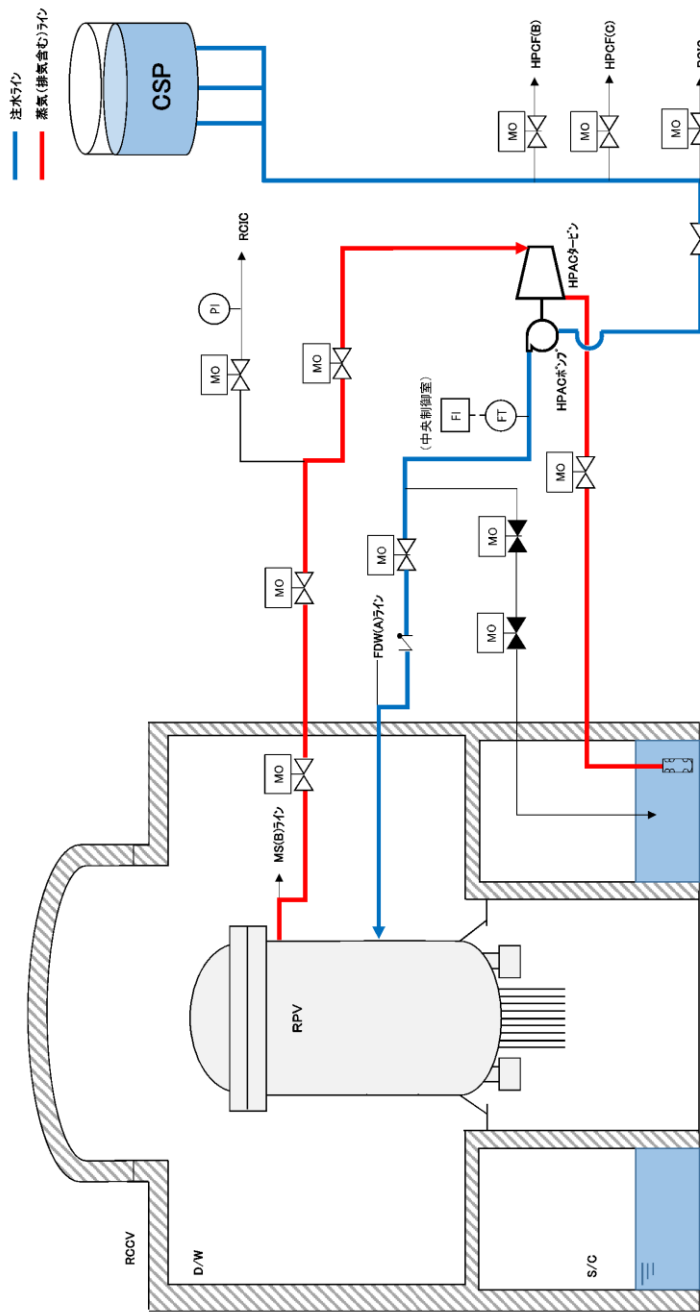
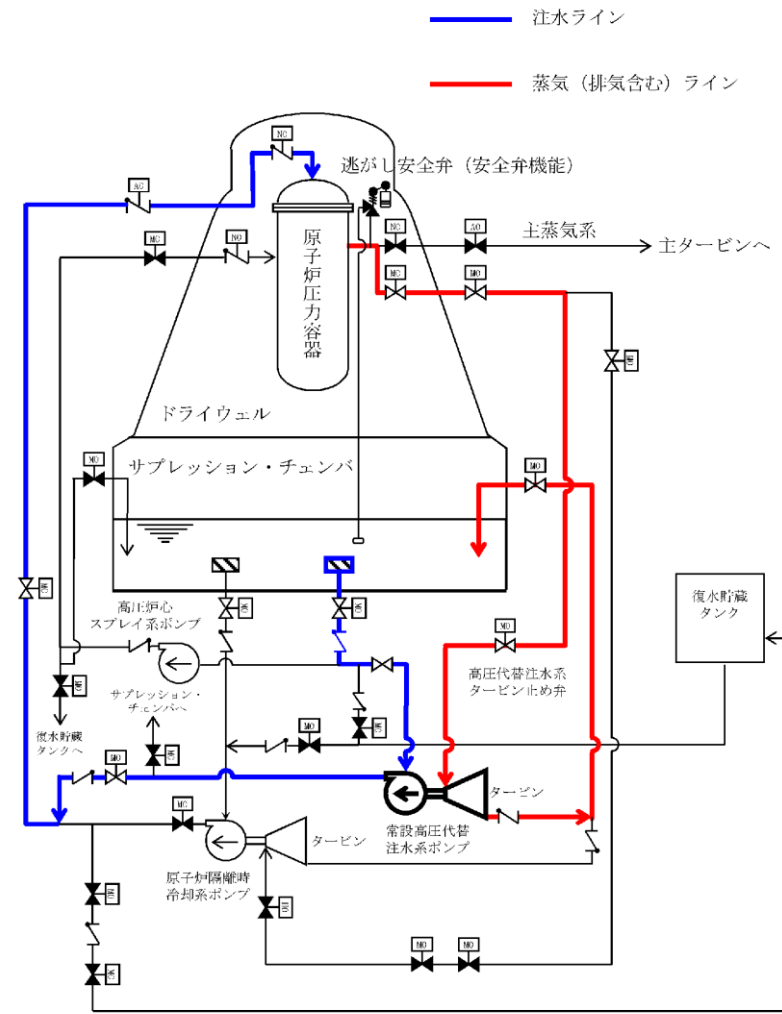


図1 高压代替注水系統概略図



第1図 高压代替注水系統概要図

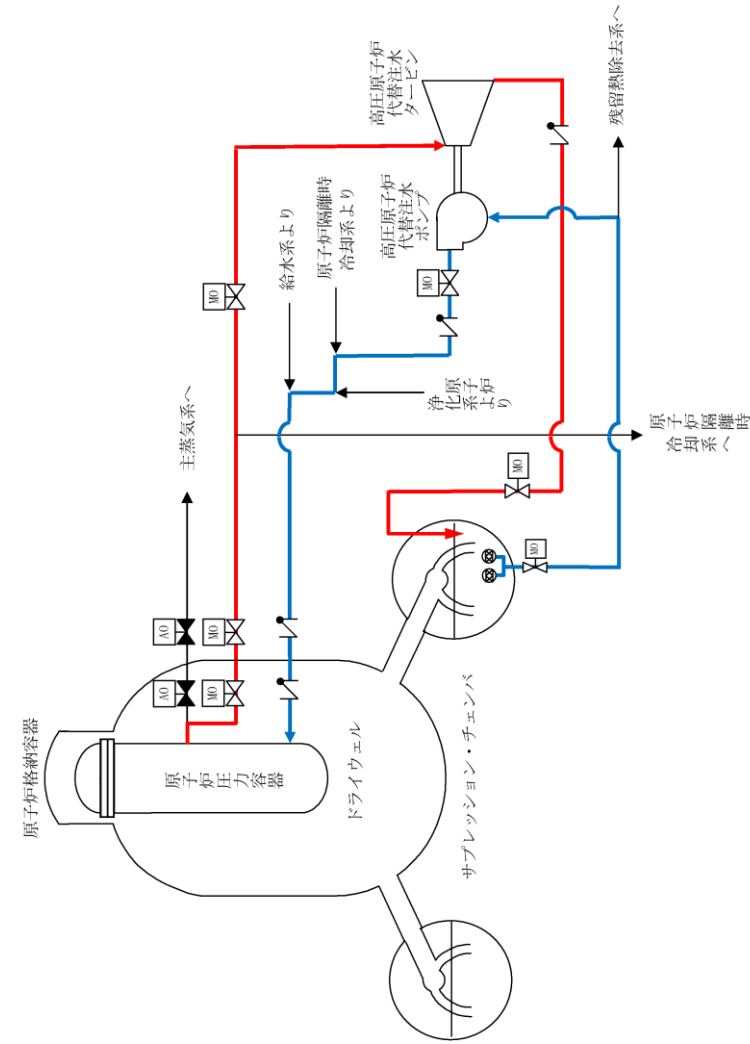
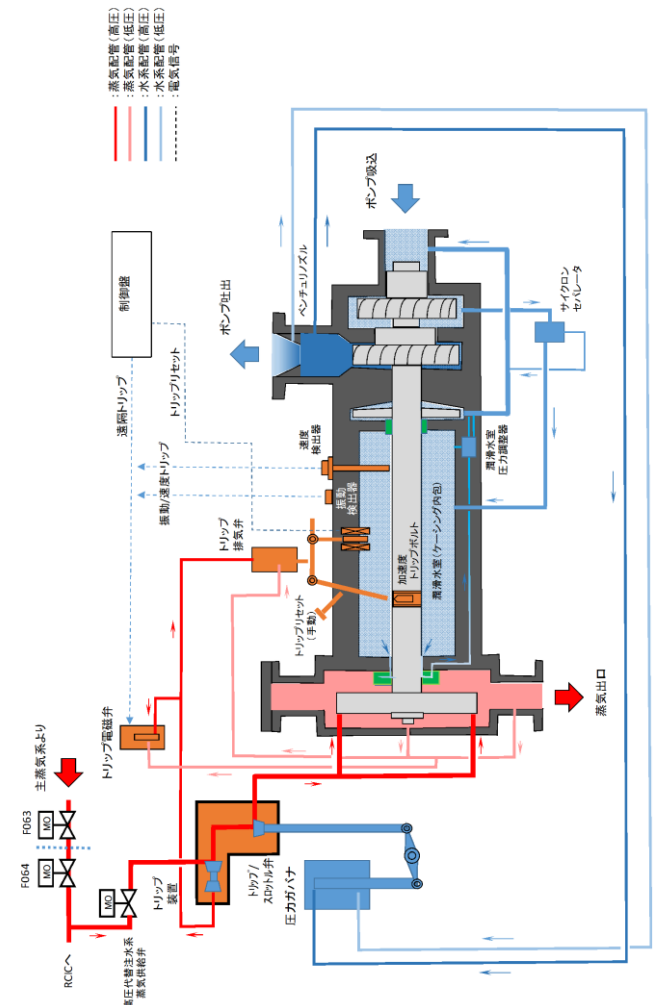
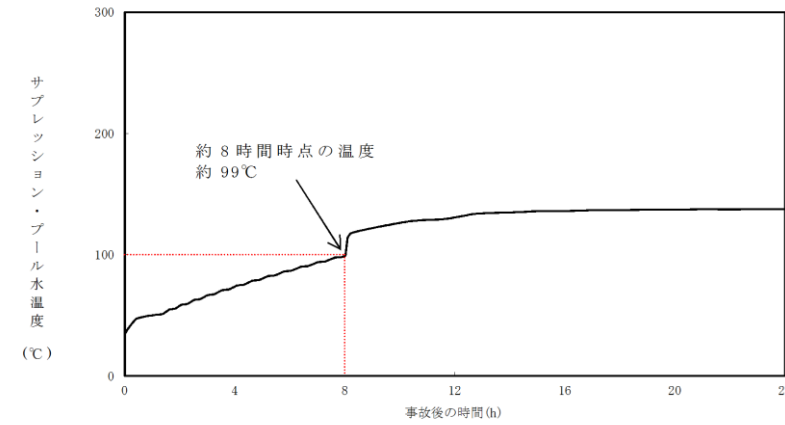


図1 HPA C系統概要図

備考
・設備設計の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



第2図 常設高圧代替注水系ポンプ周り系統図



第3図 サプレッション・プール水温度の推移

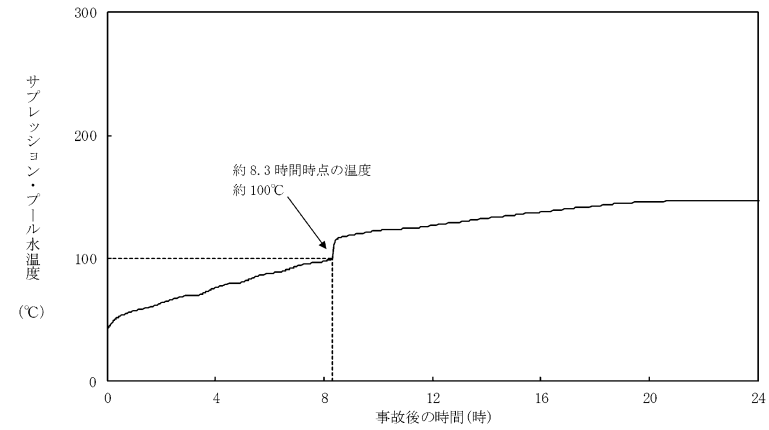


図2 サプレッション・プール水温度の推移

・記載方針の相違
【東海第二】

・記載方針の相違
【柏崎6/7】
・解析結果の相違
【東海第二】

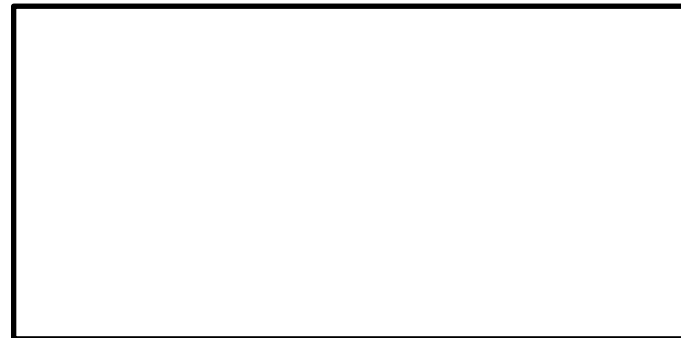
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: center;">添付資料 2.3.2.1 補足資料</p> <p>全交流動力電源喪失時における HPAC ポンプ室の温度上昇について</p> <p>1. 温度上昇の評価 (1) 評価の流れ</p> <p>全交流動力電源喪失時には換気空調系による除熱が行われないため、評価対象の部屋の温度変化は、タービンや配管などの室内の熱源から受ける熱量（室内熱負荷）と隣の部屋への放熱（躯体放熱）のバランスによって決定される。</p> <p>ここでは、添付資料 2.3.1.3 補足資料と同様の方法を用いて HPAC ポンプ室の温度を評価した。</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 2.3.2.2 補足資料</p> <p>全交流動力電源喪失時（TBD, TBU）における 高圧代替注水系ポンプ室の室温評価について</p> <p>1. 温度上昇の評価方法 (1) 評価の流れ</p> <p>全交流動力電源喪失時には換気空調系による除熱が行われないため、評価対象の部屋の温度変化は、室内の機器や配管などの熱源や評価対象の部屋よりも室温が高い隣の部屋（上下階含む。）から受ける熱量（室内外発熱負荷）と評価対象の部屋よりも室温が低い隣の部屋（上下階含む。）への放熱（躯体放熱）のバランスによって決定される。（第4図参照）</p> <p>換気空調系停止後、室温が上昇を始め、室温が評価対象の部屋の躯体温度以上になれば評価対象の部屋から躯体への放熱が始まり、温度上昇は抑制される。</p> <div data-bbox="964 976 1706 1354" data-label="Figure"> </div> <p>第4図 室温評価における温度分布と熱の移動の概要図</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 2.3.2.1 補足資料</p> <p>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+高圧炉心冷却失敗時における C-RHR ポンプ室の室温評価について</p> <p>1. 温度上昇の評価方法 (1) 評価の流れ</p> <p>全交流動力電源喪失時には、換気空調系による除熱が行われないため、評価対象の部屋の温度変化は、タービンや配管などの室内の熱源から受ける熱量（室内熱負荷）と隣の部屋への放熱（躯体放熱）のバランスによって決定される。</p> <p>ここでは、添付資料 2.3.1.3 補足資料と同様の方法を用いて C-RHR ポンプ室の温度を評価した。</p>	<p>備考</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】</p>

また、第5図に常設高圧代替注水系ポンプ室及び隣接する部屋の位置関係を示す。

なお、当該温度条件は、保守的に事象初期から評価期間の間、継続するものとして評価を行う。

第4表 隣接する部屋の温度条件

隣接する部屋	温度条件 (°C)	設定理由
原子炉棟	65.6	設計基準事故時に想定している蒸気配管破断を考慮した左記温度を設定。
一般エリア (二次格納容器施設外)	50.0	全交流動力電源喪失時の一般エリア内は、発熱源が少ないことから、夏季設計温度 40°C に余裕を見た値を設定。
サブプレッション・チェンバ	99.0	全交流動力電源喪失 (TBD、TBU) 時のサブプレッション・プール水温度の約 8 時間後までの最高値を設定。
地中	20.0	水戸市の地中温度の最高となる月平均温度 16.2°C に余裕を見た値を設定。(「地中温度等に関する資料 (農業気象資料第 3 号, 1982)」)



原子炉建屋地下2階※1



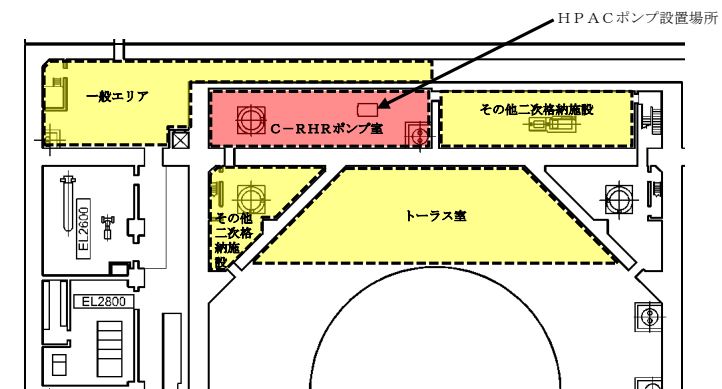
原子炉建屋地下1階

※1 地下2階より下は、躯体コンクリートを介して「地中」と隣接している。

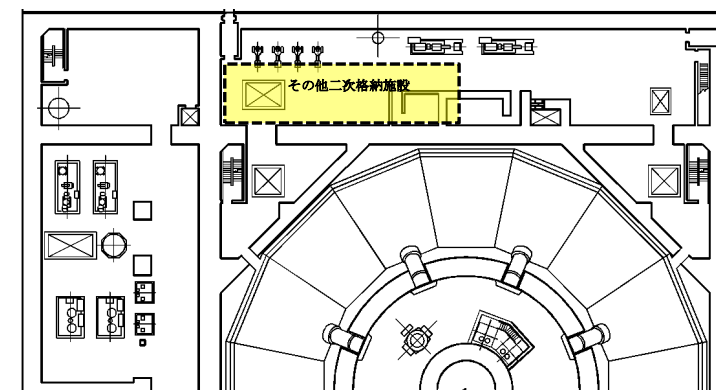
第5図 常設高圧代替注水系ポンプ室及び隣接する部屋の位置関係図

図1にC-RHRポンプ室及び隣接する部屋の位置関係を示す。

なお、当該温度条件は、保守的に事象初期から評価期間の間、継続するものとして評価を行う。



原子炉建物地下2階※1



原子炉建物地下1階

※1 地下2階より下は、躯体コンクリートを介して「地中」と隣接している。

図1 C-RHRポンプ室及び隣接する部屋の位置関係図

・記載方針の相違
【柏崎 6/7】

・資料構成の相違
【東海第二】
島根 2号炉は、b. に記載。

・記載方針の相違
【柏崎 6/7】

壁-空気の熱伝達率: W/m²°C (無換気状態) [出典: 空気調和衛生工学便覧]

③ 躯体コンクリートの熱伝達条件

a. コンクリート壁-空気の熱伝達率

評価壁面	熱伝達率 (W/m ² ・°C)
鉛直壁面	2 ^{*1}
水平壁面 (上向き)	3 ^{*1}
水平壁面 (下向き)	0.5 ^{*1}

※1 伝熱工学資料第5版に基づき、温度差5°C、代表高さ5mにて算出した値

c. 壁-空気の熱伝達率 (無換気状態) [出典: 日本機械学会 伝熱工学資料]

- ・鉛直壁面 : W/m²°C
- ・天井面 : W/m²°C
- ・床面 : W/m²°C

コンクリート熱伝導率: W/m°C (無換気状態) [出典: 空気調和衛生工学便覧]

b. コンクリートの熱伝達率

評価壁面	物性値 ^{*2}
熱伝導率	1.6 (W/m・°C)
熱拡散率	5.3E-07 (m ² /s)

※2 伝熱工学資料第5版に基づく

d. コンクリート熱伝導率: W/m°C [出典: 空気調和衛生工学便覧]

・評価手法の相違
【柏崎6/7】
島根2号炉の熱伝達率の算出は、伝熱工学資料を引用している。

・評価方法の相違
【東海第二】
島根2号炉のコンクリート熱伝導率は空気調和衛生工学便覧を引用している。

・資料構成の相違
【東海第二】
東海第二は、(2) ①に記載。

表1 評価する部屋の条件 (7号炉の場合)

	HPAC室
発熱負荷 [W] ※	<input type="text"/>
容積 [m ³]	<input type="text"/>
熱容量 [kJ/°C]	<input type="text"/>
初期温度 [°C]	40

※発熱負荷は機器や配管からの伝熱を考慮

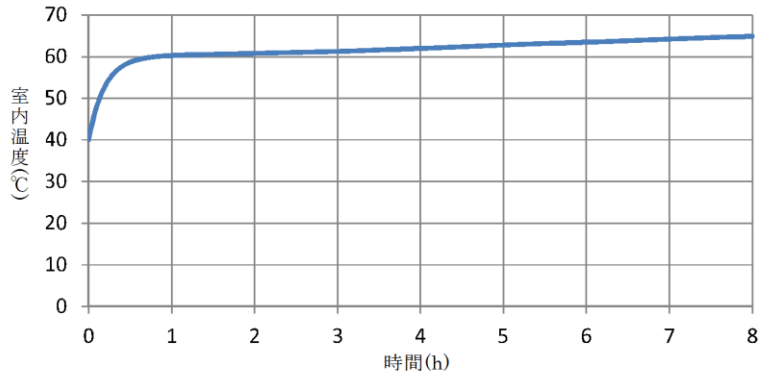
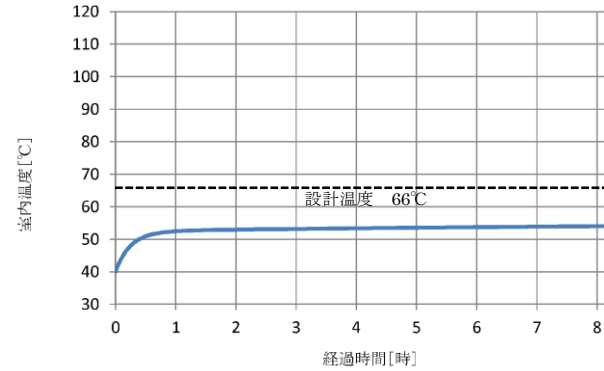
表1 評価する部屋の条件

	C-RHRポンプ室
発熱負荷[W] ※	<input type="text"/>
容積[m ³]	<input type="text"/>
熱容量[kJ/°C]	<input type="text"/>
初期温度[°C]	40

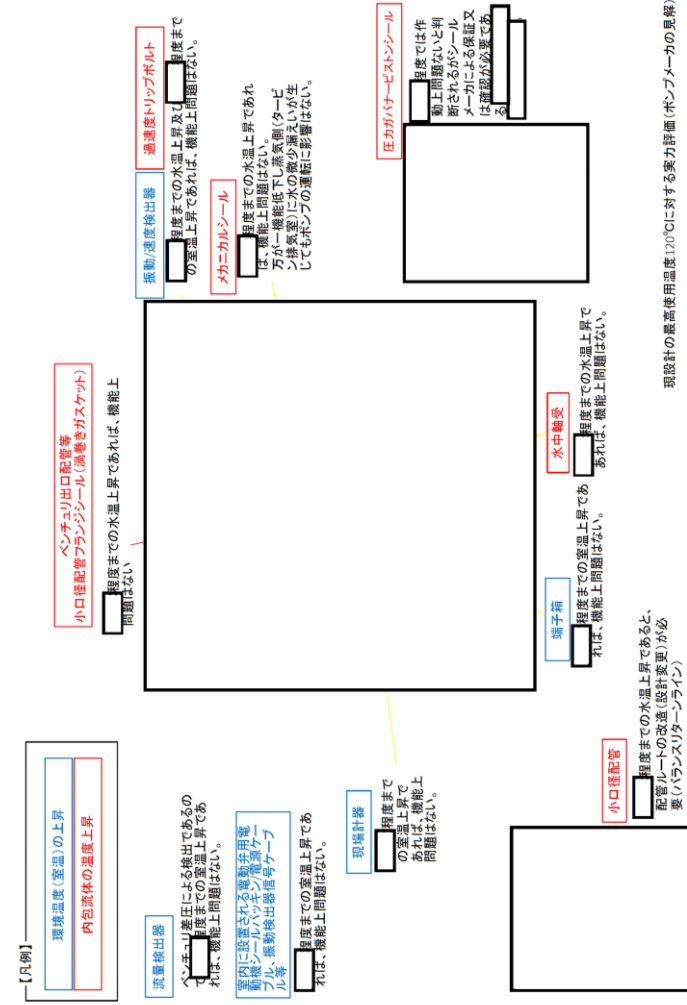
※発熱負荷は機器や配管からの伝熱を考慮

表2 評価する部屋の寸法 (7号炉の場合)

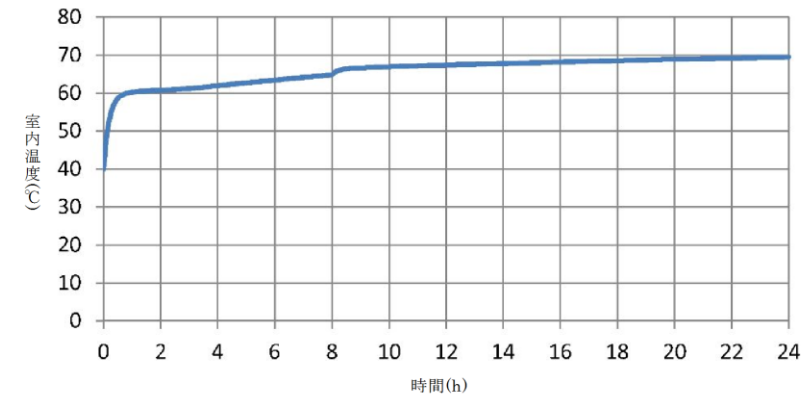
--

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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(3) 評価結果</p> <p>全交流動力電源喪失時において、<u>事故後24時間のHPACポンプ室の最高温度は約50℃</u>となり、設計で考慮している温度*を超過しないため、HPAC運転継続に与える影響はない。</p> <p>※HPACポンプ室 (HPACのポンプ、弁、タービン、計装品等)</p> <p>: 66℃ (初期6時間まで100℃、それ以降は66℃の設計)</p> <p>以上</p>	<p>(3) 評価結果</p> <p>全交流動力電源喪失時 (TBD, TBU) において、事象発生8時後の常設高圧代替注水系ポンプ室の温度は約65℃、中央制御室温度は、<u>全交流動力電源喪失 (長期TB) の評価結果と同様であり、制御盤の設計で想定している環境の最高温度40℃以下であり、設計で考慮している温度を超過しないため、高圧代替注水系の運転継続に与える影響はない。</u></p>  <p>第6図 常設高圧代替注水系ポンプ室温の推移</p>	<p>(3) 評価結果</p> <p>全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) +高圧炉心冷却失敗時において、<u>事象発生後約8.3時間のC-RHRポンプ室の最高温度は約55℃</u>となり、設計で考慮している温度*を超過しないため、HPAC運転継続に与える影響はない。</p> <p>※C-RHRポンプ室 (C-RHRポンプ、HPACポンプ、弁、タービン、計装品等)</p> <p>: 66℃ (初期6時間まで100℃、それ以降は66℃の設計)</p>  <p>図2 C-RHRポンプ室温の推移</p> <p>以上</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違【柏崎6/7】 ・①の相違 ・評価結果の相違【柏崎6/7, 東海第二】 ・記載方針の相違【東海第二】 <p>・記載方針の相違【柏崎6/7】</p> <p>・解析結果の相違【東海第二】</p>

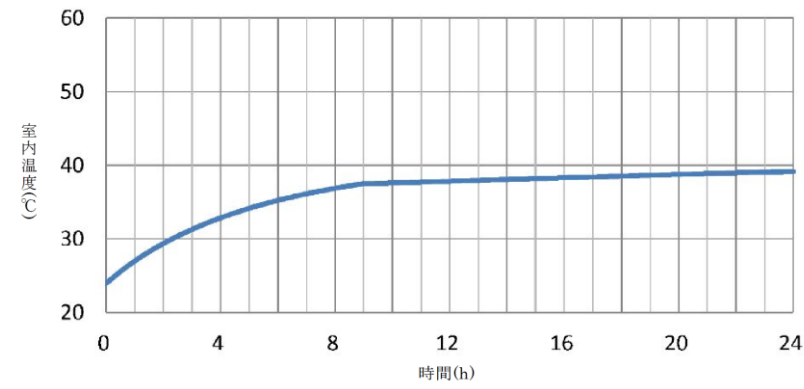
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p style="text-align: right;"><u>参考資料</u></p> <p style="text-align: center;">高圧代替注水系の高温耐性評価について</p> <p>有効性評価の「全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)」では、事象発生から約 8 時間後まで高圧代替注水系を用いた原子炉注水に期待し、約 8 時間以降は原子炉を減圧し、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水に移行する。事象発生約 8 時間後に実施する原子炉減圧操作に伴うサプレッション・プール水温度の増分は 20℃程度であり、また、本評価におけるサプレッション・プール水温度の最高値は約 138℃であることから、仮に約 8 時間後以降も原子炉減圧を実施せずに高圧代替注水系による原子炉注水を継続した場合には、サプレッション・プール水温度の最高値は 120℃程度となる。</p> <p>高圧代替注水系を 24 時間後まで運転継続した場合に、サプレッション・プール水温度の上昇が運転継続性に与える影響について以下の通り評価した。</p> <p>常設高圧代替注水系ポンプ室の室温評価については、事象発生から 8 時間後までは本資料で示した環境条件に基づき評価し、8 時間後以降は保守的にサプレッション・プール水温度を 120℃として評価した。その結果、室温の最高値は約 70℃となり、設計温度の 65.6℃は超えているが、常設高圧代替注水系ポンプ室に設置されている計装設備等は 程度までは機能上問題ないため、高圧代替注水系の運転継続に支障はない。(第 1 図, 第 2 図参照)</p> <p>中央制御室の室温評価については、事象発生から 24 時間後の最高値が約 40℃であり、制御盤の設計で想定している環境の最高温度 40℃と同程度であることから高圧代替注水系の運転に影響はない。(第 3 図参照)</p> <p>以上により、常設高圧代替注水系ポンプ室の室温評価が設計温度を超えることが想定されるが、実力評価上運転継続に影響はなく、全交流動力電源喪失時においても事象発生から 24 時間にわたり高圧代替注水系の運転継続が可能であることを確認した。</p>		<p>・運用の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根 2 号炉の HPAC は水源が S/C であり、S/C の水温が 100℃まで上昇した場合、HPAC ポンプを停止する運用としているため、100℃以上の高温耐性は記載していない。</p>



第1図 常設高圧代替注水ポンプ高温耐性評価



第2図 常設高圧代替注水系ポンプ室温の推移図



第3図 中央制御室室温の推移図

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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>資料なし</p>	<p>添付資料 2.3.2.3</p> <p>安定状態について (全交流動力電源喪失 (TBD, TBU))</p> <p>全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時の安定状態については、以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却が維持可能であり、また、冷却のための設備がその後も機能維持でき、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>格納容器安定状態：炉心冷却が維持された後に、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱により格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定状態が確立されたものとする。</p> <p>原子炉安定状態の確立について <u>高压代替注水系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。可搬型代替注水中型ポンプによる原子炉注水の準備完了後、原子炉を減圧し、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低压代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施することで、引き続き炉心の冷却は維持され、原子炉安定停止状態が確立される。</u></p>	<p>添付資料 2.3.2.2</p> <p>安定状態について <u>(全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) + 高压炉心冷却失敗)</u></p> <p>「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) + 高压炉心冷却失敗」時の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系、残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により、格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】 <u>原子炉安定停止状態の確立について</u> <u>高压原子炉代替注水系による原子炉注水により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。そして、事象発生から約 8.3 時間後に原子炉減圧し、その後、逃がし安全弁を開維持することで、低压原子炉代替注水系（可搬型）による注水継続により引き続き炉心冠水が維持され、原子炉安定停止状態が確立される。</u></p>	<p>備考</p> <p>・設備設計及び運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、S/C 水温上昇に伴い高压原</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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p><u>格納容器安定状態の確立について</u></p> <p>炉心冷却を継続し、<u>常設代替高圧電源装置による交流動力電源の供給開始後に残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定※又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は150℃を下回るとともに、ドライウエル雰囲気温度は、低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることはなく、格納容器安定状態が確立される。</u></p> <p>なお、<u>残留熱除去系による格納容器除熱開始後の原子炉注水は、残留熱除去系（低圧注水系）にて実施する。</u></p> <p>また、重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>※ <u>残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）に切り替えると、原子炉圧力容器からの放熱の影響によりドライウエル雰囲気温度は僅かに上昇傾向となる。ただし、残留熱除去系による格納容器除熱は確立しており、長期的には減圧後の原子炉圧力容器温度（100℃程度）より若干低い温度で平衡状態となることから、この状態も含め安定傾向とする。</u></p> <p>【安定状態の維持について】 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。 また、<u>残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで、安定状態の維持が可能となる。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.1.2 別紙 1)</p>	<p><u>原子炉格納容器安定状態の確立について</u></p> <p>炉心冷却を継続し、<u>常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始後に残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となり、格納容器温度は150℃を下回るとともに、ドライウエル温度は低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を下回り、原子炉格納容器安定状態が確立される。</u></p> <p><u>なお、残留熱除去系による格納容器除熱開始後の原子炉注水は、残留熱除去系（低圧注水モード）にて実施する。</u></p> <p>また、重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>※ <u>残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）に切り替えると、原子炉圧力容器からの放熱の影響によりドライウエル温度は僅かに上昇傾向となる。ただし、残留熱除去系による格納容器除熱は確立しており、長期的には減圧後の原子炉圧力容器温度（80℃程度）で平衡状態となることから、この状態も含め安定傾向とする。</u></p> <p>【安定状態の維持について】 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる また、<u>残留熱除去系の機能を維持し、除熱を継続することで、安定状態の維持が可能となる。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.1.1 別紙 1 参照)</p>	<p>子炉代替注水系の運転継続ができなくなる前の事象発生 8.3 時間後より低圧原子炉代替注水系（可搬型）を用いて注水を実施。</p> <p>・解析結果の相違【東海第二】</p>

添付資料 2.3.2.2

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 喪失) + RCIC 失敗) (1/2)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	減衰係数等時間間による影響	評価項目となるパラメータに対する影響
炉心	炉心熱	炉心熱モデル	炉心熱モデルの解析精度	炉心熱モデルの解析精度	炉心熱モデルの解析精度
	燃料棒表面熱伝達係数	燃料棒表面熱伝達係数モデル	燃料棒表面熱伝達係数モデルの解析精度	燃料棒表面熱伝達係数モデルの解析精度	燃料棒表面熱伝達係数モデルの解析精度
燃料棒	燃料棒温度	燃料棒温度モデル	燃料棒温度モデルの解析精度	燃料棒温度モデルの解析精度	燃料棒温度モデルの解析精度
	燃料棒熱伝達係数	燃料棒熱伝達係数モデル	燃料棒熱伝達係数モデルの解析精度	燃料棒熱伝達係数モデルの解析精度	燃料棒熱伝達係数モデルの解析精度
燃料棒束	燃料棒束温度	燃料棒束温度モデル	燃料棒束温度モデルの解析精度	燃料棒束温度モデルの解析精度	燃料棒束温度モデルの解析精度
	燃料棒束熱伝達係数	燃料棒束熱伝達係数モデル	燃料棒束熱伝達係数モデルの解析精度	燃料棒束熱伝達係数モデルの解析精度	燃料棒束熱伝達係数モデルの解析精度
燃料棒束	燃料棒束温度	燃料棒束温度モデル	燃料棒束温度モデルの解析精度	燃料棒束温度モデルの解析精度	燃料棒束温度モデルの解析精度
	燃料棒束熱伝達係数	燃料棒束熱伝達係数モデル	燃料棒束熱伝達係数モデルの解析精度	燃料棒束熱伝達係数モデルの解析精度	燃料棒束熱伝達係数モデルの解析精度
燃料棒束	燃料棒束温度	燃料棒束温度モデル	燃料棒束温度モデルの解析精度	燃料棒束温度モデルの解析精度	燃料棒束温度モデルの解析精度
	燃料棒束熱伝達係数	燃料棒束熱伝達係数モデル	燃料棒束熱伝達係数モデルの解析精度	燃料棒束熱伝達係数モデルの解析精度	燃料棒束熱伝達係数モデルの解析精度

添付資料 2.3.2.4

東海第二発電所 (2018.9.12版)

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について (全交流動力電源喪失 (TBD, TBU))

第1-1表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (SAFER) (1/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	炉心熱	炉心熱モデル	炉心熱モデルの解析精度	炉心熱モデルの解析精度	炉心熱モデルの解析精度
	燃料棒表面熱伝達係数	燃料棒表面熱伝達係数モデル	燃料棒表面熱伝達係数モデルの解析精度	燃料棒表面熱伝達係数モデルの解析精度	燃料棒表面熱伝達係数モデルの解析精度
燃料棒	燃料棒温度	燃料棒温度モデル	燃料棒温度モデルの解析精度	燃料棒温度モデルの解析精度	燃料棒温度モデルの解析精度
	燃料棒熱伝達係数	燃料棒熱伝達係数モデル	燃料棒熱伝達係数モデルの解析精度	燃料棒熱伝達係数モデルの解析精度	燃料棒熱伝達係数モデルの解析精度
燃料棒束	燃料棒束温度	燃料棒束温度モデル	燃料棒束温度モデルの解析精度	燃料棒束温度モデルの解析精度	燃料棒束温度モデルの解析精度
	燃料棒束熱伝達係数	燃料棒束熱伝達係数モデル	燃料棒束熱伝達係数モデルの解析精度	燃料棒束熱伝達係数モデルの解析精度	燃料棒束熱伝達係数モデルの解析精度
燃料棒束	燃料棒束温度	燃料棒束温度モデル	燃料棒束温度モデルの解析精度	燃料棒束温度モデルの解析精度	燃料棒束温度モデルの解析精度
	燃料棒束熱伝達係数	燃料棒束熱伝達係数モデル	燃料棒束熱伝達係数モデルの解析精度	燃料棒束熱伝達係数モデルの解析精度	燃料棒束熱伝達係数モデルの解析精度
燃料棒束	燃料棒束温度	燃料棒束温度モデル	燃料棒束温度モデルの解析精度	燃料棒束温度モデルの解析精度	燃料棒束温度モデルの解析精度
	燃料棒束熱伝達係数	燃料棒束熱伝達係数モデル	燃料棒束熱伝達係数モデルの解析精度	燃料棒束熱伝達係数モデルの解析精度	燃料棒束熱伝達係数モデルの解析精度

添付資料 2.3.2.3

島根原子力発電所 2号炉

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 失敗) + 高圧炉心冷却失敗) (1/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	炉心熱	炉心熱モデル	炉心熱モデルの解析精度	炉心熱モデルの解析精度	炉心熱モデルの解析精度
	燃料棒表面熱伝達係数	燃料棒表面熱伝達係数モデル	燃料棒表面熱伝達係数モデルの解析精度	燃料棒表面熱伝達係数モデルの解析精度	燃料棒表面熱伝達係数モデルの解析精度
燃料棒	燃料棒温度	燃料棒温度モデル	燃料棒温度モデルの解析精度	燃料棒温度モデルの解析精度	燃料棒温度モデルの解析精度
	燃料棒熱伝達係数	燃料棒熱伝達係数モデル	燃料棒熱伝達係数モデルの解析精度	燃料棒熱伝達係数モデルの解析精度	燃料棒熱伝達係数モデルの解析精度
燃料棒束	燃料棒束温度	燃料棒束温度モデル	燃料棒束温度モデルの解析精度	燃料棒束温度モデルの解析精度	燃料棒束温度モデルの解析精度
	燃料棒束熱伝達係数	燃料棒束熱伝達係数モデル	燃料棒束熱伝達係数モデルの解析精度	燃料棒束熱伝達係数モデルの解析精度	燃料棒束熱伝達係数モデルの解析精度
燃料棒束	燃料棒束温度	燃料棒束温度モデル	燃料棒束温度モデルの解析精度	燃料棒束温度モデルの解析精度	燃料棒束温度モデルの解析精度
	燃料棒束熱伝達係数	燃料棒束熱伝達係数モデル	燃料棒束熱伝達係数モデルの解析精度	燃料棒束熱伝達係数モデルの解析精度	燃料棒束熱伝達係数モデルの解析精度
燃料棒束	燃料棒束温度	燃料棒束温度モデル	燃料棒束温度モデルの解析精度	燃料棒束温度モデルの解析精度	燃料棒束温度モデルの解析精度
	燃料棒束熱伝達係数	燃料棒束熱伝達係数モデル	燃料棒束熱伝達係数モデルの解析精度	燃料棒束熱伝達係数モデルの解析精度	燃料棒束熱伝達係数モデルの解析精度

備考
・相違理由は本文参照。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RUC 失敗）(1/3)

項目	解析条件（初期条件、事故条件及び運転員等）の不確かさ	解析条件	条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響		評価項目となるパラメータに与える影響
				解析条件	条件設定の考え方	
原子炉出力	3.420MW (15分間)	3.420MW (15分間)	定常原子炉出力として設定 原子炉出力のばらつきを考慮した最 悪条件を包摂できる条件	運転員等操作時間には影響を 与えない	最悪条件とした場合は、最大出力制限及び原子炉停止後の燃料温度 を抑制される。最悪条件とした場合は、燃料温度が原子炉出力に与える 最大出力制限の原子炉出力の増加に起因して発生する。 運転員等操作時間には影響を 与えない	
原子炉圧力	7.407MPa(gage) (15分間)	約7.405 MPa(gage)～ 約7.120 MPa(gage) (15分間)	定常原子炉圧力として設定	運転員等操作時間には影響を 与えない	最悪条件とした場合は、原子炉圧力が低下し、原子炉出力に与える影響 は小さい。	
原子炉冷却	通常運転水位 (セパレータスカー カード下流から +1.0m)	通常運転水位 (セパレータスカー カード下流から +1.0m)	通常運転時の原子炉水位として設定	運転員等操作時間には影響を 与えない	最悪条件とした場合は、原子炉水位が低下し、原子炉出力に与える影響 は小さい。	
炉心流量	52.200 t/h (100%)	定常運転時の約93%～ 約110% (15分間)	定常運転として設定	運転員等操作時間には影響を 与えない	最悪条件とした場合は、炉心流量が低下し、原子炉出力に与える影響 は小さい。	
燃料	9ヶ月燃料 (A型)	燃料中心ごと 異種中心ごと	燃料中心ごととして設定	運転員等操作時間には影響を 与えない	最悪条件とした場合は、燃料中心ごとが異なり、原子炉出力に与える影響 は小さい。	
最大出力制限値	44.068 MW	約40.68 MW以下 (15分間)	通常運転を包摂できる条件	運転員等操作時間には影響を 与えない	最悪条件とした場合は、最大出力制限値が低下し、原子炉出力に与える影響 は小さい。	
原子炉停止後の 炉心温度	ANSI/ANS-5.1-1979 平均炉心温度約300℃/t (15分間)	ANSI/ANS-5.1-1979 平均炉心温度約300℃/t (15分間)	炉心温度の上限を考慮して設定	運転員等操作時間には影響を 与えない	最悪条件とした場合は、炉心温度が低下し、原子炉出力に与える影響 は小さい。	
燃料管腐食速度 (ライオン)	7.350%/a	7.350%/a (15分間)	ライオン腐食速度の上限を考慮して設定	運転員等操作時間には影響を 与えない	最悪条件とした場合は、燃料管腐食速度が低下し、原子炉出力に与える影響 は小さい。	
サブコールド システムのパラメータ	空冷機：5.960MW 冷却機：3.500MW (15分間)	空冷機：約5.950MW～約5.940MW 冷却機：約3.500MW～約3.500MW (15分間)	サブコールドシステムの稼働を考慮して設定	運転員等操作時間には影響を 与えない	最悪条件とした場合は、サブコールドシステムの稼働が低下し、原子炉出力に与える影響 は小さい。	

表2 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (1/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響		評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件		解析条件	条件設定の考え方	
原子炉出力	3.293MW	約3.270MW～ 約3.293MW (15分間)	定常原子炉出力として設定	運転員等操作時間には影響を 与えない	最悪条件とした場合は、最大出力制限及び原子炉停止後の燃料温度 を抑制される。最悪条件とした場合は、燃料温度が原子炉出力に与える 最大出力制限の原子炉出力の増加に起因して発生する。 運転員等操作時間には影響を 与えない	
原子炉圧力 (圧力容器ト-A面)	6.530MPa(gage)	約6.510MPa(gage)～ 約6.540MPa(gage) (15分間)	定常原子炉圧力として設定	運転員等操作時間には影響を 与えない	最悪条件とした場合は、原子炉圧力が低下し、原子炉出力に与える影響 は小さい。	
原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカー カード下流から+1.25m)	通常運転水位 (セパレータスカー カード下流から約+1.125m ～約+1.325m) (15分間)	通常運転時の原子炉水位として設定	運転員等操作時間には影響を 与えない	最悪条件とした場合は、原子炉水位が低下し、原子炉出力に与える影響 は小さい。	
炉心流量	48.200 t/h (100%流量)	通常運転の 約80%～約104% (15分間)	定常流量として設定	運転員等操作時間には影響を 与えない	最悪条件とした場合は、炉心流量が低下し、原子炉出力に与える影響 は小さい。	
燃料	9ヶ月燃料 (A型)	燃料中心ごと	燃料中心ごととして設定	運転員等操作時間には影響を 与えない	最悪条件とした場合は、燃料中心ごとが異なり、原子炉出力に与える影響 は小さい。	
最大出力制限値	44.068 MW	約33.8 MW/分 ～約41.8 MW/分 (15分間)	通常運転時の動的制限値として設定	運転員等操作時間には影響を 与えない	最悪条件とした場合は、最大出力制限値が低下し、原子炉出力に与える影響 は小さい。	

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 失敗）+高圧炉心冷却失敗）(1/4)

項目	解析条件（初期条件、事故条件及び運転員等）の不確かさ	解析条件	条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響		評価項目となるパラメータに与える影響
				解析条件	条件設定の考え方	
原子炉出力	2.430MW	2.430MW以下 (15分間)	定常原子炉出力として設定	運転員等操作時間には影響を 与えない	最悪条件とした場合は、最大出力制限及び原子炉 停止後の燃料温度を抑制される。最悪条件とした場合 の燃料温度が原子炉出力に与える最大出力制限の 原子炉出力の増加に起因して発生する。 運転員等操作時間には影響を 与えない	
原子炉圧力	6.930MPa(gage)	約6.77～6.79MPa(gage) (15分間)	定常原子炉圧力として設定	運転員等操作時間には影響を 与えない	最悪条件とした場合は、原子炉圧力が低下し、原子炉出力に与える影響 は小さい。	
原子炉水位	通常運転水位 (炉水分離器下流から+83 cm)	通常運転水位 (炉水分離器下流から約+83 cm～約+85 cm) (15分間)	通常運転時の原子炉水位として設定	運転員等操作時間には影響を 与えない	最悪条件とした場合は、原子炉水位が低下し、原子炉出力に与える影響 は小さい。	
炉心流量	35.6×10%/h	定常流量の85～104% (15分間)	定常炉心流量として設定	運転員等操作時間には影響を 与えない	最悪条件とした場合は、炉心流量が低下し、原子炉出力に与える影響 は小さい。	
燃料	9ヶ月燃料 (A型)	燃料中心ごと 異種中心ごと	燃料中心ごととして設定	運転員等操作時間には影響を 与えない	最悪条件とした場合は、燃料中心ごとが異なり、原子炉出力に与える影響 は小さい。	
最大出力制限値	44.068 MW	約40.68 MW以下 (15分間)	通常運転時の動的制限値	運転員等操作時間には影響を 与えない	最悪条件とした場合は、最大出力制限値が低下し、原子炉出力に与える影響 は小さい。	
原子炉停止後の 炉心温度	ANSI/ANS-5.1-1979 炉心温度約300℃/t (15分間)	ANSI/ANS-5.1-1979 平均炉心温度約300℃/t (15分間)	炉心温度の上限を考慮して設定	運転員等操作時間には影響を 与えない	最悪条件とした場合は、炉心温度が低下し、原子炉出力に与える影響 は小さい。	

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. 12 版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

表2 解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータとなる影響 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +RCIC 失敗) (2/3)

項目	解析条件	解析条件	事故条件及び機軸条件の不適かさ	条件設定の考え方		運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータによる影響
				運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータによる影響		
サブプレッショ ン・チェンバ ー水	35℃	約30℃～約35℃ (実測値)	通常運転時のサブプレッ ション・チェンバ ー水レベル 上限値として設定 基準条件を自動で変更	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響
格納容器圧力	5.20MPa[case] (実測値)	約3.0MPa[case] ～ 約7.0MPa[case] (実測値)	設定運転時の格納容器圧力 として設定	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響
格納容器温度	37℃	約45℃～約62℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度 として設定	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響
異常現象検出	3.10MPa ラン・チェンバ ー(初期動作) 3.43MPa ラン・チェンバ ー(動作)	3.43MPa (ドライウェイ・サブプレッ ション・チェンバ ー(初期動作)) 3.43MPa (ドライウェイ・サブプレッ ション・チェンバ ー(動作))	異常現象検出の設定	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響
外置水庫の温度	30℃ (標準) 30℃ (異常) 30℃ (異常)	約35℃～約60℃ (実測値)	外置水庫の温度の設定	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響
外置水庫の流量	約21.40m ³	21.40m ³ 以上 (淡水取水流量+排水流量) 補水)	外置水庫の流量の設定	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響
燃料の存量	約2.106t	2.106t以上 (燃料棒存量+燃料棒 ビン実効燃料タンク(初期))	燃料の存量の設定	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響

表2 解析条件を最悪条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータとなる影響 (2/5)

項目	解析条件	解析条件	解析条件の不適かさ	条件設定の考え方		運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータによる影響
				運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータによる影響		
原子炉停止後の 排熱	ANSIANS-5.1-1979 密度差 320kg/l (実測値)	ANSIANS-5.1-1979 平均的密度差 約310kg/l (実測値)	1サイクルの運転期間(13ヶ月) 運転員等操作時間(約1ヶ月)を考慮し た運転期間に対する最悪値とし て設定	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響
格納容器圧力	5MPa[case]	約2.20MPa[case] ～ 約4.7MPa[case] (実測値)	通常運転時の格納容器圧力を包 容する値として設定	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響
格納容器 温度/気温度	57℃	約25℃～約58℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度/気 温度として設定	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響
格納容器温度 (サブプレッ ション・ チェンバ ー)	5.70m ³	5.70m ³ (設計値)	設計値	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響
格納容器温度 (サブプレッ ション・ チェンバ ー)	空間部: 4.10m ³ 液相部: 3.30m ³ (実測値)	空間部: 4.70m ³ 液相部: 3.80m ³ (設計値)	設計値(通常運転時のサブプレッ ション・チェンバ ー水温度の下限値に基づき設 定)	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響

表2 解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータとなる影響 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +高圧炉心冷却失敗) (2/4)

項目	解析条件	解析条件	解析条件の不適かさ	条件設定の考え方		運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータによる影響
				運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータによる影響		
格納容器空間容 積(サブプレッ ション・チェ ンバ ー)	7.90m ³	7.90m ³ (設計値)	ドライウェイ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積 を除いた値)を設定	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響
異常現象検出	3.03MPa サブプレッ ション・チェ ンバ ー(初期動作) 3.41MPa (通常運転水) 3.41MPa (通常運転水)	空間部: 4.70m ³ 液相部: 3.80m ³ (設計値) 3.41MPa (ドライウェイ・サブ プレッション・チェンバ ー(初期動作)) 3.41MPa (通常運転水) 3.41MPa (通常運転水)	異常現象検出の設定	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響
サブプレッ ション ・チェンバ ー水位	3.03m	約0.50m～約0.63m (実測値)	通常運転時のサブプレッ ション ・チェンバ ー水位として設定	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響
サブプレッ ション ・プール水温度	35℃	約19℃～約35℃ (実測値)	通常運転時のサブプレッ ション ・プール水温度の下限値として 設定	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響
格納容器圧力	5.00MPa[case]	約5.0MPa[case] ～約7.0MPa[case] (実測値)	通常運転時の格納容器圧力と して設定	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響
格納容器温度	57℃	約45℃～約62℃程度 (実測値)	通常運転時の格納容器温度と して設定	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響
外部水庫の温度	35℃	31℃以下 (実測値)	外部水庫の水庫温度として 設定	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響

第2表 解析条件を最悪条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響 (4/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に対する影響	評価項目となるパラメータに対する影響
	解析条件	最悪条件			
初期条件	外部水質の容量	約 8,600m ³	西側淡水貯水設備及び淡水貯水設備の管理下容量を設定 (十代管淡水貯水)	最悪条件とした場合には、解析条件よりも容量の余裕がなくなる可能性があるため、運転員等操作時間は増加する可能性がある。運転員等操作時間に対する影響はない。	-
	燃料の容量	約 1,010t	軽油貯蔵タンク4 (軽油貯蔵タンク4 + 可搬型貯蔵タンク4)	軽油貯蔵タンク及び可搬型貯蔵タンクを管理下容量を設定 (軽油貯蔵タンク4 + 可搬型貯蔵タンク4)	最悪条件とした場合には、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。管理下下の容量として対象発生から7日程度までに必要な容量を確保しており、解析は短縮しないことからの運転員等操作時間に対する影響はない。
事故条件	超因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内送電設備の故障等により、外部電源が喪失することを想定	外部電源喪失は超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	外部電源喪失は超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。
	安全機能の喪失に対する仮定	送電系統の喪失	120V系警報機A系及び120V系警報機B系並びに高圧中心変圧機及び高圧機が故障する想定	送電系統の喪失は超因事象として、外部電源が喪失することを想定	外部電源喪失は超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。
重大事象等に対する仮定	原子炉スクラム	原子炉スクラム	原子炉スクラム	原子炉スクラムは超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	原子炉スクラムは超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。
	送電系統の喪失	送電系統の喪失	送電系統の喪失	送電系統の喪失は超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	送電系統の喪失は超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。

表2 解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) +高圧炉心冷却失敗) (4/4)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に対する影響	評価項目となるパラメータに対する影響
	解析条件	最悪条件			
原子炉スクラム	原子炉スクラム	原子炉スクラム	原子炉スクラム	原子炉スクラムは超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	原子炉スクラムは超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。
	原子炉スクラム	原子炉スクラム	原子炉スクラム	原子炉スクラムは超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	原子炉スクラムは超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。
高圧炉心冷却	高圧炉心冷却	高圧炉心冷却	高圧炉心冷却	高圧炉心冷却は超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	高圧炉心冷却は超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。
	高圧炉心冷却	高圧炉心冷却	高圧炉心冷却	高圧炉心冷却は超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	高圧炉心冷却は超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。
送電系統の喪失	送電系統の喪失	送電系統の喪失	送電系統の喪失	送電系統の喪失は超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	送電系統の喪失は超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。
	送電系統の喪失	送電系統の喪失	送電系統の喪失	送電系統の喪失は超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	送電系統の喪失は超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。
原子炉スクラム	原子炉スクラム	原子炉スクラム	原子炉スクラム	原子炉スクラムは超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	原子炉スクラムは超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。
	原子炉スクラム	原子炉スクラム	原子炉スクラム	原子炉スクラムは超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	原子炉スクラムは超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。
送電系統の喪失	送電系統の喪失	送電系統の喪失	送電系統の喪失	送電系統の喪失は超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	送電系統の喪失は超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。
	送電系統の喪失	送電系統の喪失	送電系統の喪失	送電系統の喪失は超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	送電系統の喪失は超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。
原子炉スクラム	原子炉スクラム	原子炉スクラム	原子炉スクラム	原子炉スクラムは超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	原子炉スクラムは超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。
	原子炉スクラム	原子炉スクラム	原子炉スクラム	原子炉スクラムは超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	原子炉スクラムは超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。
送電系統の喪失	送電系統の喪失	送電系統の喪失	送電系統の喪失	送電系統の喪失は超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	送電系統の喪失は超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。
	送電系統の喪失	送電系統の喪失	送電系統の喪失	送電系統の喪失は超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	送電系統の喪失は超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。
原子炉スクラム	原子炉スクラム	原子炉スクラム	原子炉スクラム	原子炉スクラムは超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	原子炉スクラムは超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。
	原子炉スクラム	原子炉スクラム	原子炉スクラム	原子炉スクラムは超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	原子炉スクラムは超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。
送電系統の喪失	送電系統の喪失	送電系統の喪失	送電系統の喪失	送電系統の喪失は超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	送電系統の喪失は超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。
	送電系統の喪失	送電系統の喪失	送電系統の喪失	送電系統の喪失は超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	送電系統の喪失は超因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。

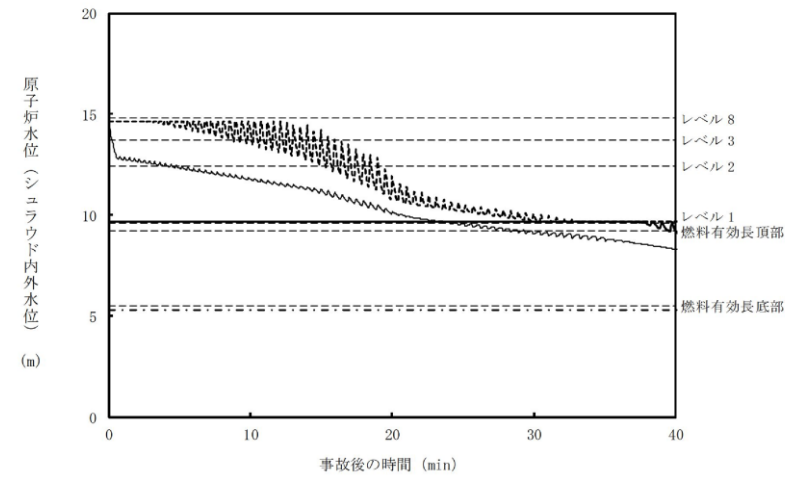
第2表 解析条件を最悪条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (5/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最悪条件			
高圧代替注水系	事象発生 25 分後に手動起動し、 $1.06\text{m}^3/\text{h}$ (格納容器スプレイ蒸発後) $\sim 1.04\text{MPa}(\text{gage})$ において注水。 事象発生 24 時間 10 分後に手動起動し、 $1.06\text{m}^3/\text{h}$ (0.1MPa [G1] において) (最大 $1.66\text{m}^3/\text{h}$) (1 系系相当り)	事象発生 25 分後に手動起動し、 $1.06\text{m}^3/\text{h}$ (格納容器スプレイ蒸発後) $\sim 1.04\text{MPa}(\text{gage})$ において注水。 事象発生 24 時間 10 分後に手動起動し、 $1.06\text{m}^3/\text{h}$ (0.1MPa [G1] において) (最大 $1.66\text{m}^3/\text{h}$) (1 系系相当り)	設計値を設定 高圧代替注水系は、タービン回転数抑制時に、原子炉注力に依らる一時的な注水量にて注水する設計となっている。 設計値として設定	運転員等操作時間に与える影響はない。 実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値) の保守性)、原子炉水位の回復が早くなるが、注水後の過量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最悪条件は同様であることから、事業進展に影響はない。 実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値) の保守性)、原子炉水位の回復が早くなることから、詳細項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	最大 $110\text{m}^3/\text{h}$ (格納容器スプレイ蒸発前) $\sim 50\text{m}^3/\text{h}$ (格納容器スプレイ蒸発後)	最大 $110\text{m}^3/\text{h}$ (格納容器スプレイ蒸発前) $\sim 50\text{m}^3/\text{h}$ (格納容器スプレイ蒸発後)	設計に注入配管の破断圧損を考慮した値として設定 設計に基づき、作用時の注入圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な設定	実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値) の保守性)、原子炉水位の回復が早くなるが、注水後の過量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値) の保守性)、原子炉水位の回復が早くなることから、詳細項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
低圧代替注水系 (可搬型)	最大 $130\text{m}^3/\text{h}$ において格納容器内へスプレイ	最大 $130\text{m}^3/\text{h}$ において格納容器内へスプレイ	格納容器内部気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定	解析条件と最悪条件は同様であることから、事業進展に影響はない。 スプレイ流量及び伝熱容量は、解析条件と最悪条件と同等であることから、事業進展に影響はない。運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最悪条件は同様であることから、事業進展に影響はない。 スプレイ流量及び伝熱容量は、解析条件と最悪条件と同等であることから、事業進展に影響はない。運転員等操作時間に与える影響はない。
残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) (サブプレッション・プールの冷却系)	原子炉水位を原子炉水位高 (レベル 8) まで上昇させた後に、格納容器内にスプレイ ・伝熱容量は、熱交換器 1 基当たり約 43MW (サブプレッション・プール水温度 100°C 、海水温度 32°C において)	原子炉水位を原子炉水位高 (レベル 8) まで上昇させた後に、格納容器内にスプレイ ・伝熱容量は、熱交換器 1 基当たり約 43MW (サブプレッション・プール水温度 100°C 、海水温度 32°C において)	残留熱除去系の設計値として設定 伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき、過共の余裕を確保する高めの海水温度を設定	解析条件と最悪条件は、解析条件と最悪条件と同等であることから、事業進展に影響はない。運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最悪条件は、解析条件と最悪条件と同等であることから、事業進展に影響はない。運転員等操作時間に与える影響はない。

重大事象等対策に關連する機器の故障条件

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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考						
	<p style="text-align: right;">添付資料 2.3.2.5</p> <p style="text-align: center;"><u>原子炉注水開始が遅れた場合の時間余裕について</u></p> <p>高圧代替注水系の起動操作は、状況判断及び高圧代替注水系の起動操作に要する時間を考慮して、解析上、事象発生 25 分後に開始するものとしている。高圧代替注水系は、原子炉の減圧操作をしなくても高圧で原子炉注水が可能な系統であり、少なくとも原子炉水位が燃料有効長頂部に到達する前までに起動操作を実施することで炉心のヒートアップを防止することが可能である。</p> <p>このため、高圧代替注水系の起動操作に係る操作時間余裕を把握するため、原子炉注水が実施されない場合に原子炉水位が燃料有効長頂部に到達するまでの時間を感度解析により確認した。</p> <p>この結果、原子炉水位が燃料有効長頂部に到達するのは、事象発生約 39 分後であり、少なくとも 14 分の時間余裕が確保されている。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料2.3.2.4</p> <p style="text-align: center;"><u>注水開始操作の時間余裕について</u></p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+高圧炉心冷却失敗」及び「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+直流電源喪失」では、全交流動力電源喪失に原子炉隔離時冷却系の機能喪失が重畳することから、高圧原子炉代替注水系による原子炉注水を実施することとしている。</p> <p>ここでは、高圧原子炉代替注水系による注水が遅れ、事象発生 60 分後に開始した場合の影響について評価した。</p> <p>表 1 に示すとおり、高圧原子炉代替注水系による原子炉注水が事象発生 60 分後から開始された場合においても、燃料被覆管温度及び酸化量は評価項目を満足する。</p> <p>そのため、高圧原子炉代替注水による注水操作については、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+高圧炉心冷却失敗」及び「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+直流電源喪失」においては 40 分程度の時間余裕がある。</p> <p style="text-align: center;"><u>表 1 注水遅れによる燃料被覆管温度及び酸化量への影響</u></p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th>注水開始時間</th> <th>燃料被覆管最高温度</th> <th>燃料被覆管の酸化量</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>事象発生 60 分後</td> <td>約 859℃</td> <td>1%以下</td> </tr> </tbody> </table>	注水開始時間	燃料被覆管最高温度	燃料被覆管の酸化量	事象発生 60 分後	約 859℃	1%以下	<p>・評価方法の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>東海第二では、燃料棒有効長頂部に達する時間で余裕時間を評価しているが、島根 2 号炉では燃料被覆管温度と酸化量で余裕時間を評価している。</p>
注水開始時間	燃料被覆管最高温度	燃料被覆管の酸化量							
事象発生 60 分後	約 859℃	1%以下							

・評価方法の相違
【東海第二】



第1図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移

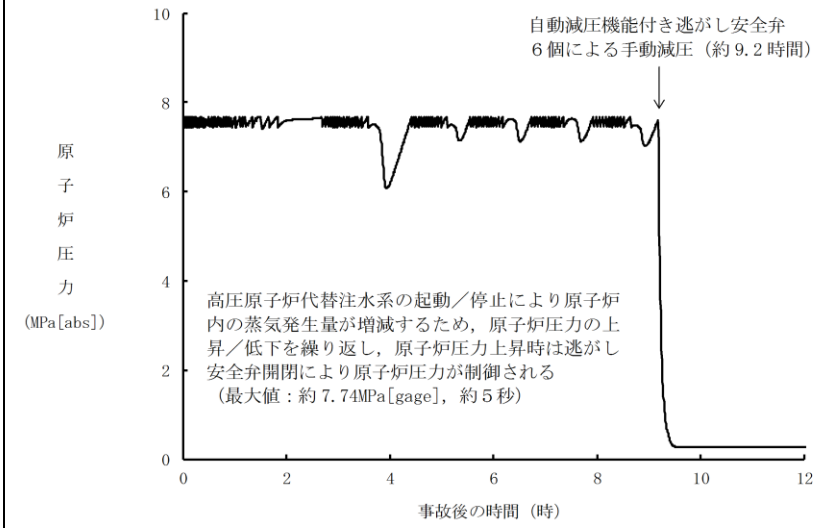


図1 操作40分遅れのケースにおける原子炉圧力の推移

・評価方法の相違
【東海第二】

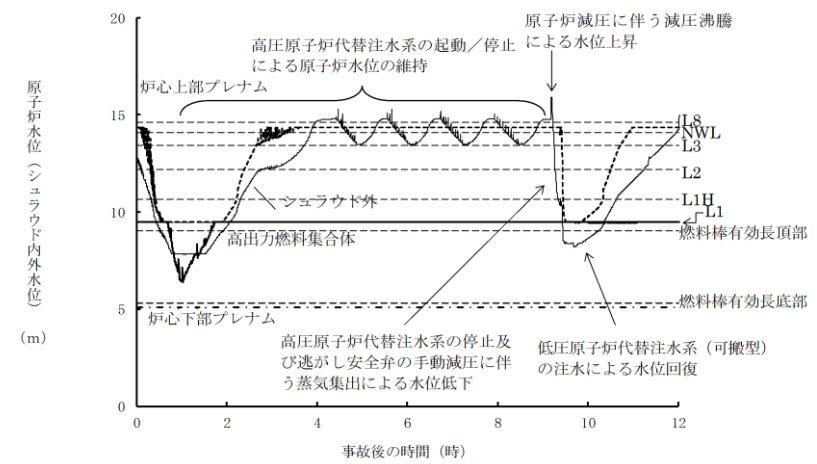
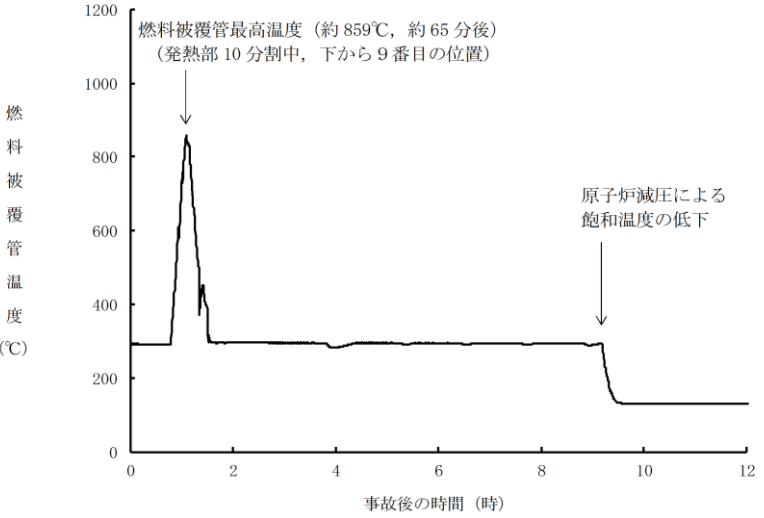


図2 操作40分遅れのケースにおける原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移

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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		 <p data-bbox="1765 787 2478 829">図3 操作40分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移</p>	<p data-bbox="2537 210 2804 294">・評価方法の相違 【東海第二】</p>

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)

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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>2.3.3 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+直流電源喪失</p> <p>2.3.3.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+直流電源喪失</u>」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「<u>全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+直流電源喪失</u>」^{※1}である。</p> <p>※1 <u>全ての直流電源喪失により非常用ディーゼル発電機を起動できなくなることから、「外部電源喪失+直流電源喪失」により、必然的に全交流動力電源喪失となる。</u></p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+直流電源喪失</u>」では、全交流動力電源喪失と同時に直流電源が喪失することを想定する。このため、直流電源喪失に伴い原子炉隔離時冷却系が機能喪失して原子炉注水ができず、逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、全交流動力電源が喪失した状態において、直流電源喪失により唯一の原子炉注水手段である原子炉隔離時冷却系が機能喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、直流電源及び交流電源の電源供給機能に加えて高圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p>	<p>2.3.2 全交流動力電源喪失(TBD, TBU)</p> <p>2.3.2.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(TBD, TBU)</u>」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「<u>外部電源喪失+直流電源失敗※+高圧炉心冷却失敗(TBD)</u>」、②「<u>外部電源喪失+DG失敗+高圧炉心冷却失敗(TBU)</u>」及び③「<u>サポート系喪失(直流電源故障)(外部電源喪失)+DG失敗+高圧炉心冷却失敗(TBU)</u>」である。</p> <p>※ <u>直流電源失敗により非常用ディーゼル発電機の起動ができなくなる。</u></p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(TBD, TBU)</u>」では、全交流動力電源喪失と同時に<u>直流電源喪失又は原子炉隔離時冷却系の故障が発生</u>することを想定する。このため、原子炉隔離時冷却系が機能喪失して原子炉注水ができず、逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、全交流動力電源が喪失した状態において、<u>直流電源喪失又は機器故障</u>により唯一の原子炉注水手段である原子炉隔離時冷却系が機能喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、直流電源及び交流電源の電源供給機能に加えて高圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p>	<p>2.3.3 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+直流電源喪失</p> <p>2.3.3.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+直流電源喪失</u>」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「<u>外部電源喪失+直流電源(区分1, 2)失敗^{※1}+高圧炉心冷却(HPCS)失敗</u>」である。</p> <p>※1 <u>区分1, 2の直流電源喪失により非常用ディーゼル発電機が起動できなくなる。</u></p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+直流電源喪失</u>」では、全交流動力電源喪失と同時に直流電源が喪失することを想定する。このため、<u>直流電源喪失に伴い原子炉隔離時冷却系が機能喪失して原子炉注水ができず、逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</u></p> <p>本事故シーケンスグループは、全交流動力電源が喪失した状態において、直流電源喪失により唯一の原子炉注水手段である原子炉隔離時冷却系が機能喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、直流電源及び交流電源の電源供給機能に加えて高圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p>	<p>・シーケンス選定の相違【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、TBUシナリオを2.3.2にて記載。</p> <p>東海第二では、TBD及びTBUでは対策(高圧代替注水系、代替直流電源設備)及び事象進展が同様であるため、同じシーケンスグループとして整理している。</p> <p>・シーケンス選定の相違【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、TBUシナリオを2.3.2にて記載。</p> <p>東海第二では、TBD及びTBUでは対策(高圧代替注水系、代替直流電源設備)及び事象進展が同様であるため、同じシーケンスグループとして整理している。</p> <p>・シーケンス選定の相違【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、TBUシナリオを2.3.2にて記載。</p> <p>東海第二では、TBD</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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>したがって、本事故シーケンスグループでは、常設代替直流電源設備から電源を給電した<u>高压代替注水系</u>による原子炉注水によって24時間後まで炉心を冷却し、<u>常設代替交流電源設備による給電及び残留熱除去系（低压注水モード）</u>、<u>低压代替注水系（常設）</u>による注水の準備が完了したところで逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に<u>残留熱除去系（低压注水モード）</u>により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。</p> <p>また、<u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）</u>、<u>格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系</u>による原子炉格納容器除熱を実施する。</p>	<p>したがって、本事故シーケンスグループでは、常設代替直流電源設備から電源を給電した<u>高压代替注水系</u>による原子炉注水によって事象発生約8時間後まで、<u>その後低压代替注水系（可搬型）</u>による注水の準備が完了したところで逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に<u>低压代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水によって事象発生約24時間後まで炉心を冷却し、常設代替交流電源設備による給電後に<u>残留熱除去系（低压注水系）</u>により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。</p> <p>また、<u>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）</u>及び<u>残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u>による格納容器除熱を実施する。</p>	<p>したがって、本事故シーケンスグループでは、常設代替直流電源設備から電源を給電した<u>高压原子炉代替注水系</u>による原子炉注水によって事象発生約8.3時間後まで炉心を冷却し、その後、<u>逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に低压原子炉代替注水系（可搬型）</u>による<u>原子炉注水によって事象発生24時間30分後まで炉心を冷却し、常設代替交流電源設備による給電後に残留熱除去系（低压注水モード）</u>により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。</p> <p>また、<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による原子炉格納容器冷却並びに<u>残留熱除去系（格納容器冷却モード）</u>及び<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>による原子炉格納容器除熱を実施する。</p>	<p>及びTBUでは対策（高压代替注水系、代替直流電源設備）及び事象進展が同様であるため、同じシーケンスグループとして整理している。</p> <p>・設備設計及び運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、高压原子炉代替注水系が機能維持できる時間として、事象発生約 8.3 時間後より低压原子炉代替注水系（可搬型）を用いて注水を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、格納容器スプレイ実施基準到達により格納容器スプレイを実施する。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを</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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+直流電源喪失</u>」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として<u>高圧代替注水系</u>による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、<u>逃がし安全弁</u>を開維持することで、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による炉心冷却を継続する。</p> <p>また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として<u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）</u>、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.3.3.1図から第2.3.3.4図に、手順の概要を第2.3.3.5図に示すとともに、重大事故等対策の概要を</p>	<p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（TBD, TBU）</u>」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として<u>高圧代替注水系</u>、<u>低圧代替注水系（可搬型）</u>及び<u>逃がし安全弁（自動減圧機能）</u>による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、<u>逃がし安全弁（自動減圧機能）</u>を開維持することで、<u>低圧代替注水系（可搬型）</u>による炉心冷却を継続する。</p> <p>また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として<u>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）</u>による格納容器冷却手段並びに<u>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）</u>及び<u>残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u>による格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.3.2-1 図に、手順の概要を第2.3.2-2 図に示すとともに、</p>	<p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+直流電源喪失</u>」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として<u>高圧原子炉代替注水系</u>、<u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）</u>及び<u>自動減圧機能付き逃がし安全弁</u>による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、<u>自動減圧機能付き逃がし安全弁</u>を開維持することで、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による炉心冷却を継続する。</p> <p>また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）</u>及び<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>による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.3.3.1-1(1)図及び第2.3.3.1-</p>	<p>実施しない。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・シーケンス選定の相違 【東海第二】 島根2号炉は、TBUシナリオを2.3.2にて記載。 東海第二では、TBD及びTBUでは対策（高圧代替注水系、代替直流電源設備）及び事象進展が同様であるため、同じシーケンスグループとして整理している。 ・設備設計及び運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、高圧原子炉代替注水系が機能維持できる時間として、事象発生約8.3時間後より低圧原子炉代替注水系（可搬型）を用いて注水を実施。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、安定状態に向けた対策として、残留熱除去系により原子炉注水を実施する。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、格納容器スプレイ実施基準到達により格納容器スプレイ

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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.3.3.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、<u>事象発生10時間までの6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計28名</u>である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長1名(6号及び7号炉兼任)、当直副長2名、運転操作対応を行う運転員12名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名、緊急時対策要員(現場)は8名である。</p> <p>また、<u>事象発生10時間以降に追加に必要な要員は、代替原子炉補機冷却系作業等を行うための参集要員46名</u>である。必要な要員と作業項目について第2.3.3.6図に示す。</p>	<p>重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.3.2-1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、<u>事象発生2時間までの重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員(初動)24名</u>である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直発電長1名、当直副発電長1名及び運転操作対応を行う当直運転員5名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は4名、現場操作を行う重大事故等対応要員は13名である。</p> <p>また、<u>事象発生2時間以降に追加に必要な参集要員は、タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員2名、低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水の調整操作を行うための重大事故等対応要員2名並びに代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器スプレイの系統構成操作及び流量調整操作を行うための重大事故等対応要員2名</u>である。必要な要員と作業項目について第2.3.2-3図に示す。</p> <p>なお、<u>重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、災害対策要員(初動)24名で対処可能である。</u></p>	<p>1(2)図に、手順の概要を第2.3.3.1-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.3.3.1-1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、<u>緊急時対策要員31名</u>である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長1名、当直副長1名、運転操作対応を行う運転員5名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は5名、復旧班要員は19名である。</p> <p>必要な要員と作業項目について第2.3.3.1-3図に示す。</p>	<p>を実施する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違【柏崎6/7】 島根2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。 ・解析結果の相違【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。 ・運用の相違【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。 ・運用及び設備の相違【柏崎6/7、東海第二】 プラント基数、設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお、これら要員31名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。 ・シーケンス選定の相違【東海第二】 東海第二では、本事故シーケンスグループ内の

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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認^{※2}</p> <p>外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失^{※3}する。これにより所内高圧系統(6.9kV)の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。</p> <p>全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムする。同時に直流電源が機能喪失し、これによって原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、設計基準事故対処設備の注水機能を全て喪失する。</p> <p>※2 直流電源喪失時には平均出力領域モニタ等による原子炉スクラムの確認はできないが、直流電源が失われることで、スクラムパイロット弁が無励磁となるため原子炉のスクラムに至る。また、原子炉スクラムに失敗している場合には逃がし安全弁によるサプレッション・チェンバへの蒸気放出が頻繁に発生するため、その動作状況から原子炉スクラム失敗を推定できるものとする。</p>	<p>a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認^{※1}</p> <p>外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失^{※2}する。これにより所内高圧系統(6.9kV)の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。</p> <p>全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムする。同時に直流電源が機能喪失し、これによって原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、設計基準事故対処設備の注水機能を全て喪失する。また、全交流動力電源喪失の確認より、<u>低圧代替注水系(可搬型)の準備を開始する。</u></p> <p>※1 直流電源喪失時には平均出力領域計装等による原子炉スクラムの確認はできないが、直流電源が失われることで、スクラムパイロット電磁弁が無励磁となるため原子炉のスクラムに至る。また、原子炉スクラムに失敗している場合には逃がし安全弁によるサプレッション・チェンバへの蒸気放出が頻繁に発生するため、その動作状況から原子炉スクラム失敗を推定できるものとする。</p>	<p>a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認^{※2}</p> <p>外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失^{※3}する。これにより非常用高圧母線(6.9kV)が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。</p> <p>全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムする。同時に直流電源が機能喪失し、これによって原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、設計基準事故対処設備の注水機能を全て喪失する。</p> <p>※2 直流電源喪失時には平均出力領域計装による原子炉スクラムの確認はできないが、直流電源が失われることで、スクラムパイロット弁が無励磁となるため原子炉のスクラムに至る。また、原子炉スクラムに失敗している場合には逃がし安全弁によるサプレッション・チェンバへの蒸気放出が頻繁に発生するため、その動作状況から原子炉スクラム失敗を推定できるものとする。</p>	<p>事故シーケンスが複数あるため、その他の事故シーケンスに関する要員の充足性を確認。柏崎 6/7 及び島根 2 号炉では重要事故シーケンス以外の事故シーケンスはないため記載なし。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・記載表現の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は、可搬型注水設備の準備を「c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備」に記載。</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】【東海第二】 島根 2 号炉は、中性子源領域計装 (SRM) 及び中間領域計装 (IRM)、柏崎 6/7、東海第二は起動領域計装 (SRNM) を採用している。柏崎 6/7、東海第二は、運転時挿入されている SRNM により確認が可能な設備として、等を記載しているが、島根 2 号炉は、SRM 及び IRM が運転時引き抜きのため、平均出力領域計装 (APRM)</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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>※3 本事故シークエンスグループの重要事故シークエンスは「2.3.3.2 炉心損傷防止対策の有効性評価」のとおり、「<u>全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+直流電源喪失</u>」であるが、全ての直流電源喪失により非常用ディーゼル発電機を起動できなくなることから、「<u>外部電源喪失+直流電源喪失</u>」により、必然的に全交流動力電源喪失となる。</p> <p>b. <u>高圧代替注水系による原子炉注水</u> 高圧代替注水系による原子炉注水については、「2.3.2.1(3)b. <u>高圧代替注水系による原子炉注水</u>」と同じ。</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備 直流電源喪失により各種制御電源を喪失し、中央制御室からの電源回復が困難となるため、早期の交流電源回復不可と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、<u>代替原子炉補機冷却系</u>、<u>低圧代替注水系(常設)</u>の準備を開始する。</p>	<p>※2 本事故シークエンスグループの重要事故シークエンスは「2.3.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価」のとおり、「<u>外部電源喪失+直流電源失敗+高圧炉心冷却失敗(TBD)</u>」であるが、直流電源喪失により非常用ディーゼル発電機を起動できなくなり、高圧炉心冷却失敗として高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の故障も想定することから、「<u>外部電源喪失+直流電源失敗+高圧炉心冷却失敗(TBD)</u>」により、必然的に全交流動力電源喪失となる。</p> <p>b. <u>高圧代替注水系による原子炉注水</u> <u>原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、中央制御室からの遠隔操作によって高圧代替注水系を手動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</u></p> <p><u>原子炉水位回復後は、運転員による高圧代替注水系蒸気供給弁の手動開閉操作によって炉心を冠水維持可能な範囲に制御する。なお、原子炉水位の制御に必要な弁の電源は常設代替直流電源設備から供給される。事象発生から24時間にわたって常設代替直流電源設備により直流電源の供給は可能である。</u></p> <p><u>高圧代替注水系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位(SA広帯域)、高圧代替注水系系統流量等である。</u></p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備 直流電源喪失により各種制御電源を喪失し、中央制御室からの電源回復が困難となるため、早期の交流電源回復不可と判断する。これにより、<u>常設代替交流電源設備</u>の準備を開始する。</p>	<p>※3 本事故シークエンスグループの重要事故シークエンスは「2.3.3.2 炉心損傷防止対策の有効性評価」のとおり、「<u>外部電源喪失+直流電源(区分1,2)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗</u>」であるが、<u>全ての直流電源喪失により非常用ディーゼル発電機等を起動できなくなることから、「外部電源喪失+直流電源(区分1,2)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗</u>」により、必然的に全交流動力電源喪失となる。</p> <p>b. <u>高圧原子炉代替注水系による原子炉注水</u> 高圧原子炉代替注水系による原子炉注水については、「2.3.2.1(3)b. <u>高圧原子炉代替注水系による原子炉注水</u>」と同じ。</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備 直流電源喪失により各種制御電源を喪失し、中央制御室からの電源回復が困難となるため、早期の交流電源回復不可と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、<u>原子炉補機代替冷却系</u>、<u>低圧原子炉代替注水系(可搬型)</u>の準備を開始する。</p> <p>d. <u>直流電源切替</u> <u>直流電源切替については、「2.3.2.1(3)d. 直流電源切替」と同じ。</u></p>	<p>により確認することとしている。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、直流電源喪失時、逃がし安全弁</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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>d. <u>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱</u> 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱については、「2.3.1.1(3)e. 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱」と同じ。</p> <p>e. <u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧</u> 逃がし安全弁による原子炉急速減圧については、「2.3.1.1(3)f. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧」と同じ。</p>	<p>d. <u>低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備</u> 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備については、「2.3.1.1(3)e. 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備」と同じ。</p> <p>e. <u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧</u> 逃がし安全弁による原子炉急速減圧については、「2.3.1.1(3)f. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧」と同じ。</p> <p>f. <u>低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水</u> 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水については、「2.3.1.1(3)g. 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水」と同じ。</p> <p>g. <u>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却</u> 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却については、「2.3.1.1(3)h. 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却」と同じ。</p>	<p>e. <u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備</u> 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備については、「2.3.1.1(3)e. 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備」と同じ。</p> <p>f. <u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧</u> 逃がし安全弁による原子炉急速減圧については、「2.3.1.1(3)f. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧」と同じ。</p> <p>g. <u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水</u> 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水については、「2.3.1.1(3)g. 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水」と同じ。</p> <p>h. <u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却</u> 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却については、「2.3.1.1(3)h. 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却」と同じ。</p>	<p>の電源を確保するために蓄電池を切り替える。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 減圧タイミングの相違</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、格納容器スプレイ実施基準到達により格納容器スプレイを実施する。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 減圧タイミングの相違</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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>f. <u>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水</u> <u>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水につ</u> <u>いては、「2.3.1.1(3)g. 残留熱除去系（低圧注水モード）</u> <u>による原子炉注水」と同じ。</u></p> <p>g. <u>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子</u> <u>炉格納容器除熱</u> <u>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原</u> <u>子炉格納容器除熱については、「2.3.1.1(3)h. 残留熱除去</u> <u>系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器</u> <u>除熱」と同じ。</u></p> <p>h. <u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水</u> <u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、</u> <u>「2.3.1.1(3)i. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水」</u> <u>と同じ。</u></p>	<p>h. <u>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水</u> <u>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水については、</u> <u>「2.3.1.1(3) i. 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注</u> <u>水」と同じ。</u></p> <p>i. <u>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除</u> <u>熱</u> <u>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱に</u> <u>ついては、「2.3.1.1(3) j. 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷</u> <u>却系）による格納容器除熱」と同じ。</u></p>	<p><u>i. 残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納</u> <u>容器除熱</u> <u>残留熱除去系（格納容器冷却モード）については、</u> <u>「2.3.1.1(3) i. 残留熱除去系（格納容器冷却モード）によ</u> <u>る原子炉格納容器除熱」と同じ。</u></p> <p><u>j. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水</u> <u>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水につ</u> <u>いては、「2.3.1.1(3)j. 残留熱除去系（低圧注水モード）</u> <u>による原子炉注水」と同じ。</u></p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、原子炉格納容器除熱の機能を喪失した状態であることから、原子炉注水の切替よりも原子炉格納容器除熱機能の復旧を優先する。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系により原子炉注水と原子炉格納容器除熱を実施する。</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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>2.3.3.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、全ての直流電源を喪失することにより全ての非常用ディーゼル発電機及び全ての注水機能を喪失する「<u>全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+直流電源喪失</u>」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離(水位変化)・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離(水位変化)・対向流、冷却材放出(臨界流・差圧流)、ECCS注水(給水系・代替注水設備含む)並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却、<u>格納容器ベント</u>、サプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER、シビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過</p>	<p>2.3.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、直流電源を喪失すること及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の故障により全ての非常用ディーゼル発電機等及び全ての注水機能を喪失する「<u>外部電源喪失+直流電源失敗+高圧炉心冷却失敗(TBD)</u>」である。<u>加えて、評価上、非常用ディーゼル発電機等及び原子炉隔離時冷却系の機能喪失(本体故障)を想定する。</u></p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離(水位変化)・対向流及び三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離(水位変化)・対向流、冷却材放出(臨界流・差圧流)及びECCS注水(給水系・代替注水設備含む)並びに格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却及びサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER及びシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器周囲気温度等の過渡応答を求め</p>	<p>2.3.3.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、<u>全ての直流電源を喪失することにより全ての非常用ディーゼル発電機等及び全ての注水機能を喪失する「外部電源喪失+直流電源(区分1,2)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗</u>」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離(水位変化)・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離(水位変化)・対向流、冷却材放出(臨界流・差圧流)及びECCS注水(給水系・代替注水設備含む)並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、<u>スプレイ冷却及びサプレッション・プール冷却</u>が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER及びシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。 ・シーケンス選定の相違 【東海第二】 島根2号炉は、TBUシナリオを2.3.2にて記載。 東海第二では、TBD及びTBUでは対策(高圧代替注水系、代替直流電源設備)及び事象進展が同様であるため、同じシーケンスグループとして整理している。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7,東海第二】 解析条件の相違による重要現象の対象の相違。

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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シナシスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シナシスに対する初期条件も含めた主要な解析条件は第2.3.2.2表と同じ。また、主要な解析条件について、本重要事故シナシス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>全ての直流電源が機能喪失するものとする。これにより、全ての非常用ディーゼル発電機及び直流電源を制御電源としている原子炉隔離時冷却系が機能喪失するものとする。</p>	<p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シナシスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シナシスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.3.2-2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シナシス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p><u>125V系蓄電池A系及び125V系蓄電池B系並びに高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機が機能喪失するものとする。これらにより、非常用ディーゼル発電機等及び直流電源を制御電源としている原子炉隔離時冷却系が機能喪失するものとする。また、非常用ディーゼル発電機等及び原子炉隔離時冷却系の本体故障を想定する。</u></p>	<p>応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シナシスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シナシスに対する初期条件も含めた主要な解析条件は第2.3.2.2-1表と同じ。また、主要な解析条件について、本重要事故シナシス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p><u>全ての直流電源が機能喪失するものとする。これにより、全ての非常用ディーゼル発電機等及び直流電源を制御電源としている原子炉隔離時冷却系が機能喪失するものとする。</u></p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。 ・シナシス選定の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、TBUシナリオを 2.3.2 にて記載。 東海第二では、TBD及びTBUでは対策（高圧代替注水系、代替直流電源設備）及び事象進展が同様であるため、同じシナシスグループとして整理している。

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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。起因事象として、外部電源を喪失するものとしている。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件 重大事故等対策に関連する機器条件は、「2.3.2.2(2)b. 重大事故等対策に関連する機器条件」と同じ。</p>	<p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。起因事象として、外部電源を喪失するものとしている。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 <u>原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。</u> <u>原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉信号及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に期待しないものとする。</u></p> <p>(b) 高圧代替注水系 <u>運転員による高圧代替注水系蒸気供給弁の遠隔での手動開閉操作によって注水する。本評価では設計値である136.7m³/h（7.86MPa [gage]～1.04MPa [gage]において）の流量で注水するものとする。</u></p> <p>(c) 逃がし安全弁 <u>逃がし安全弁（安全弁機能）にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には逃がし安全弁（自動減圧機能）（7個）を使用するものとし、容量として、1個当たり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。</u></p> <p>(d) 低圧代替注水系（可搬型） <u>逃がし安全弁による原子炉減圧後に、最大110m³/hにて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。また、原子炉注水と格納容器スプレーを同時に実施する場合は、50m³/hにて原子炉へ注水する。</u></p> <p>(e) 代替格納容器スプレー冷却系（可搬型） <u>格納容器圧力及び雰囲気温度抑制に必要なスプレー流量を考慮し、130m³/hにて格納容器内にスプレーする。</u></p> <p>(f) 残留熱除去系（低圧注水系） <u>残留熱除去系（低圧注水系）は、1,605m³/h（0.14MPa [dif]において）（最大1,676m³/h）の流量で注水するものとする。</u></p> <p>(g) 残留熱除去系（格納容器スプレー冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系） <u>原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後に、残留熱除去系（格納容器スプレー冷却系）を使用する場合は、</u></p>	<p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。起因事象として、外部電源を喪失するものとしている。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件 重大事故等対策に関連する機器条件は、「2.3.2.2(2)b. 重大事故等対策に関連する機器条件」と同じ。*</p> <p>※ 逃がし安全弁の機器条件については、<u>直流電源喪失時には、逃がし安全弁用直流電源切替えまで逃がし弁機能による圧力制御はできないため、安全弁機能による圧力制御となるが、原子炉から発生する崩壊熱が蒸気として格納容器に排気されるタイミングに差異が生じるのみで、崩壊熱に差異はなく、原子炉の圧力制御を目的とした逃がし安全弁の開閉による原子炉格納容器側への影響は軽微と考え、解析においては逃がし弁機能による原子炉圧力制御で代表させた。</u></p>	<p>備考</p> <p>・シーケンス選定の相違 【東海第二】 島根2号炉は、TBUシナリオを2.3.2にて記載。 東海第二では、TBD及びTBUでは対策（高圧代替注水系、代替直流電源設備）及び事象進展が同様であるため、同じシーケンスグループとして整理している。</p> <p>・記載の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、直流電源喪失時に逃がし安全弁の逃がし弁機能による原子炉の圧力制御を想定していること理由を記載。</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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 重大事故等対策に関連する操作条件は、「2.3.2.2(2)c. 重大事故等対策に関連する操作条件」と同じ。</p> <p>(3) 有効性評価（敷地境界での実効線量評価）の条件 有効性評価（敷地境界での実効線量評価）の条件は、「2.3.1.2(3) 有効性評価（敷地境界での実効線量評価）の条件」と同じ。</p>	<p>1,692m³/hにて格納容器内にスプレーするものとする。また、<u>伝熱容量は、熱交換器1基当たり約43MW（サブプレッション・プール水温度100℃、海水温度32℃において）とする。</u></p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 <u>運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</u></p> <p>(a) <u>高压代替注水系による原子炉注水操作は、事象判断の時間及び原子炉隔離時冷却系の機能喪失のみならず、直流電源喪失時を考慮しても中央制御室内で十分対応可能と考えられる操作の時間余裕を考慮して事象発生から25分後に開始する。</u></p> <p>(b) <u>交流電源は24時間使用できないものとし、事象発生から24時間後に常設代替交流電源設備によって供給を開始する。</u></p> <p>(c) <u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、余裕時間を確認する観点で事象発生後の8時間後に低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了するものとし、原子炉急速減圧操作に要する時間を考慮して、事象発生から8時間1分後に実施する。</u></p> <p>(d) <u>代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は、格納容器圧力が0.279MPa [gage] に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレーは、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を開始する前に停止する。</u></p> <p>(e) <u>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作及び残留熱除去系（格納容器スプレー冷却系）による格納容器除熱操作は、常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後に、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から24時間10分後に実施する。</u></p>	<p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 重大事故等対策に関連する操作条件は、「2.3.2.2(2)c. 重大事故等対策に関連する操作条件」と同じ。</p>	<p>・シーケンス選定の相違 【東海第二】 島根2号炉は、TBUシナリオを2.3.2にて記載。 東海第二では、TBD及びTBUでは対策（高压代替注水系、代替直流電源設備）及び事象進展が同様であるため、同じシーケンスグループとして整理している。</p> <p>・評価方針の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は敷地境界での実効線量評価は、格納容器フィルタベント系を実施し、ベント時間が最短である「2.6 L O C A 時注水機能喪失」において実施している。</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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(4) 有効性評価の結果</p> <p>有効性評価の結果は、「2.3.2.2(4) 有効性評価の結果」と同じ。</p>	<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p><u>本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.3.2-4 図から第2.3.2-9 図に，燃料被覆管温度，高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.3.2-10 図から第2.3.2-12 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の推移を第2.3.2-13 図から第2.3.2-16 図に示す。</u></p> <p><u>※ シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位（広帯域），原子炉水位（狭帯域）の水位は，シュラウド外の水位であることから，シュラウド内外の水位を併せて示す。なお，水位が燃料有効長頂部付近となった場合には，原子炉水位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。</u></p> <p>a. 事象進展</p> <p><u>全交流動力電源喪失後，原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムし，また，原子炉水位異常低下（レベル2）で原子炉隔離時冷却系の自動起動に失敗した後，高压代替注水系を手動起動することにより原子炉水位は維持される。再循環系ポンプについては，外部電源喪失により，事象発生とともに2 台全てがトリップする。</u></p> <p><u>事象発生から約8 時間後に低压代替注水系（可搬型）の準備が完了し，その後，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個を手動開することで，原子炉の急速減圧を実施し，原子炉減圧後に低压代替注水系（可搬型）による原子炉注水を開始する。原子炉の急速減圧を開始すると，原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下するが，低压代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復する。</u></p> <p>(添付資料2.3.2.1, 2.3.2.2)</p>	<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>有効性評価の結果は、「2.3.2.2(4) 有効性評価の結果」と同じ。</p>	<p>・シーケンス選定の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は，TBUシナリオを2.3.2にて記載。</p> <p>東海第二では，TBD及びTBUでは対策（高压代替注水系，代替直流電源設備）及び事象進展が同様であるため，同じシーケンスグループとして整理している。</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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p><u>事象発生から24 時間経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水系）を起動し、原子炉注水を開始することで、その後も原子炉水位は適切に維持される。</u></p> <p><u>崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。そのため、代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）による格納容器冷却を行い、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始した後は残留熱除去系（格納容器スプレー冷却系）による格納容器除熱を行う。格納容器除熱は、事象発生から約24 時間経過した時点で実施する。</u></p> <p>b. 評価項目等</p> <p><u>燃料被覆管の最高温度は、第2.3.2-10 図に示すとおり、初期値（約309℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</u></p> <p><u>原子炉圧力は、第2.3.2-4 図に示すとおり、逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により、約8.16MPa [gage] 以下に抑えられる。</u></p> <p><u>原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、約8.46MPa [gage] 以下であり、最高使用圧力の1.2 倍（10.34MPa [gage]）を十分下回る。</u></p> <p><u>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇するが、代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び残留熱除去系（格納容器スプレー冷却系）による格納容器除熱を行うことによって、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約0.28MPa [gage] 及び約141℃に抑えられ、格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</u></p> <p><u>第2.3.2-5 図に示すとおり、低圧代替注水系（可搬型）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約24 時間後に残留熱除去系（格納容器スプレー冷却系）による格納容器除熱を実施することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>2.3.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間の余裕を評価するものとする。</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+直流電源喪失</u>」は、全交流動力電源喪失と同時に直流電源が機能喪失することが特徴であるが、対応操作が同様であることから、不確かさの影響評価の観点では「2.3.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価」と同じ。</p>	<p style="text-align: center;">(添付資料2.3.2.3)</p> <p><u>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</u></p> <p>2.3.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間の余裕を評価するものとする。</p> <p><u>全交流動力電源喪失（TBD，TBU）では、全交流動力電源喪失と同時に原子炉隔離時冷却系が機能喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、高圧代替注水系による原子炉注水操作、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作（低圧代替注水系（可搬型）の準備操作含む。）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作とする。</u></p>	<p>2.3.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間の余裕を評価するものとする。</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>外部電源喪失+直流電源（区分1，2）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗</u>」は、全交流動力電源喪失と同時に直流電源が機能喪失することが特徴であるが、対応操作が同様であることから、不確かさの影響評価の観点では「2.3.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価」と同じ。</p>	<p>・シーケンス選定の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、TBUシナリオを2.3.2にて記載。</p> <p>東海第二では、TBD及びTBUでは対策（高圧代替注水系、代替直流電源設備）及び事象進展が同様であるため、同じシーケンスグループとし</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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>(1) <u>解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</u> <u>本重要事故シーケンスにおける解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価については、「2.3.1.3 (1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」と同じ。</u> <u>(添付資料2.3.2.4)</u></p> <p>(2) <u>解析条件の不確かさの影響評価</u> a. <u>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</u> <u>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.3.2-2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</u></p> <p>(a) <u>運転員等操作時間に与える影響</u> <u>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/m に対して最確条件は約33kW/m～約41kW/m であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u> <u>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約31GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが、操作手順（格納容器圧力に応じて格納容器スプレイを実施すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u> <u>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部、サプレッション・プール水位、格納容器圧力並びに格納容器雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</u> <u>機器条件の高圧代替注水系は、解析条件の不確かさとして、</u></p>		<p>で整理している。</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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p><u>実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p><u>機器条件の残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧代替注水系（可搬型）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p style="text-align: right;"><u>(添付資料2.3.2.4)</u></p> <p><u>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</u></p> <p><u>初期条件の最大線出力密度は，解析条件の44.0kW/m に対して最確条件は約33kW/m～約41kW/m であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，原子炉水位はおおむね燃料有効長頂部を下回ることなく，炉心はおおむね冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値の約309℃以下となることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。</u></p> <p><u>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約31GWd/tであり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は遅くなるが，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は格納容器スプレイにより抑制されることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。</u></p> <p><u>初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部，サプレッション・プール水位，格納容器圧力並びに格納容器雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p><u>機器条件の高圧代替注水系は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となる</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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p><u>パラメータに対する余裕が大きくなる。</u></p> <p><u>機器条件の残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧代替注水系（可搬型）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</u></p> <p style="text-align: right;"><u>(添付資料 2.3.2.4)</u></p> <p><u>b. 操作条件</u></p> <p><u>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6 要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</u></p> <p><u>(a) 運転員等操作時間に与える影響</u></p> <p><u>操作条件の高圧代替注水系による原子炉注水操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から25 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉隔離時冷却系の機能喪失のみならず、直流電源喪失時を考慮しても中央制御室内で十分対応可能と考えられる操作の時間として設定していることから、操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、原子炉注水の開始時間も早まることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</u></p> <p><u>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から8 時間1 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備の操作時間及び逃がし安全弁の操作時間は、時間余裕を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より早まる可能性があるが、原子炉急速減圧操作を実施するまでの間は高圧代替注水系による原子炉注水が維持されることから、原子炉水位維持の観点で問題とならない。</u></p> <p><u>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.279MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、格納容器スプレイの操作実施基準（格納容器圧力0.279MPa [gage]）に到達</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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>するのは、事象発生約13 時間後であり、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）の準備操作は格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ操作が可能である。また、格納容器スプレイ操作も同様に格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能である。よって、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。操作開始時間が遅れた場合においても、格納容器の限界圧力は0.62MPa [gage] であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う要員を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.3.2.4)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の高圧代替注水系による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があるが、操作開始時間が早くなった場合においても原子炉水位が燃料有効長頂部を下回らないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があるが、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水に移行するまでの期間は高圧代替注水系により原子炉注水が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.3.2.4)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p>		

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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>2.3.3.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+直流電源喪失</u>」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における事象発生10時間までに必要な要員は、「2.3.3.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり28名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している<u>運転員、緊急時対策要員等の72名</u>で対処可能である。</p>	<p><u>操作条件の高圧代替注水系による原子炉注水操作については、事象発生から39分後（操作開始時間の14分程度の時間遅れ）までに高圧代替注水系による注水が開始できれば、炉心の冠水はおおむね維持することができ、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから、時間余裕がある。</u></p> <p><u>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作については、低圧代替注水系（可搬型）の準備完了後に実施するものであり、評価上は余裕時間を確認する観点で事象発生8時間後に準備が完了するものとしているが、低圧代替注水系（可搬型）の準備に要する時間は事象初期の状況判断から170分程度であり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</u></p> <p><u>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約13時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</u></p> <p style="text-align: center;">(添付資料2.3.2.4, 2.3.2.5)</p> <p>(4) <u>まとめ</u></p> <p><u>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</u></p> <p>2.3.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（TBD, TBU）</u>」において、重大事故等対策時における事象発生2時間までに必要な要員は、「2.3.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり24名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している<u>災害対策要員（初動）の39名</u>で対処可能である。</p>	<p>2.3.3.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+直流電源喪失</u>」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「2.3.3.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり31名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している<u>緊急時対策要員の45名</u>で対処可能である。</p>	<p>備考</p> <p>・シーケンス選定の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、TBUシナリオを2.3.2にて記載。</p> <p>東海第二では、TBD及びTBUでは対策（高圧代替注水系、代替直流</p>

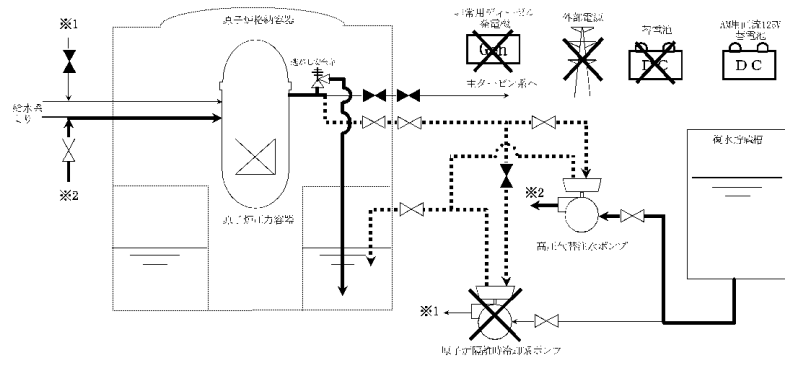
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>また、<u>事象発生10時間以降に必要な参集要員は46名であり、発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。</u></p> <p>(2) 必要な資源の評価 必要な資源の評価結果は、「<u>2.3.2.4(2) 必要な資源の評価</u>」と同じ。</p>	<p>また、<u>事象発生2 時間以降に必要な参集要員は6 名であり、発電所構外から2 時間以内に参集可能な要員の72 名で確保可能である。</u></p> <p>(2) 必要な資源の評価 <u>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</u></p> <p>a. 水源 <u>高圧代替注水系及び低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水並びに代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却スプレイに必要な水量は、「2.3.1.4(2) a. 水</u></p>	<p>(2) 必要な資源の評価 必要な資源の評価結果は、「<u>2.3.1.4(2)必要な資源の評価</u>」と同じ。</p>	<p>電源設備) 及び事象進展が同様であるため、同じシーケンスグループとして整理している。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。</p> <p>・運用及び体制の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 プラント基数、設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお、これら要員 31名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。</p> <p>・シーケンス選定の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、TBUシナリオを 2.3.2 にて記載。 東海第二では、TBD及びTBUでは対策 (高圧代替注水系、代替直流電源設備) 及び事象進展</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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>2.3.3.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+直流電源喪失</u>」では、全交流動力電源喪失と同時に直流電源が喪失し、これにより原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+直流電源喪失</u>」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として<u>高圧代替注水系</u>による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として<u>残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水手段、<u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）</u>による原子炉格納容器除熱手段及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱手段を整備している。</p>	<p>源」の必要水量とほぼ同じであり、必要な水源は確保可能である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.3.2.6)</p> <p>b. 燃料</p> <p>「2.3.1.4(2) b. 燃料」と同じであり、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5台）による電源供給、可搬型代替注水中型ポンプ（2台）による原子炉注水及び格納容器スプレイ及び緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.3.2.7)</p> <p>c. 電源</p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、約4,510kW 必要となるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5台）は連続定格容量が約5,520kW であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、事象発生後 24 時間の直流電源供給が可能である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.3.2.8)</p> <p>2.3.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（TBD, TBU）</u>」では、全交流動力電源喪失と同時に<u>直流電源喪失又は原子炉隔離時冷却系の故障が発生し</u>、これにより原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（TBD, TBU）</u>」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として<u>高圧代替注水系、低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）</u>による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として<u>残留熱除去系（低圧注水系）</u>による原子炉注水手段、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）</u>による格納容器冷却手段並びに<u>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）</u>及び<u>残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u>による格納容器除熱手段を整備している。</p>	<p>2.3.3.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+直流電源喪失</u>」では、全交流動力電源喪失と同時に<u>直流電源が喪失し</u>、これにより原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+直流電源喪失</u>」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として<u>高圧原子炉代替注水系、低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁</u>による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水手段、<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による原子炉格納容器冷却手段並びに<u>残留熱除去系（格納容器冷却モード）</u>及び<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>による原子炉格納容器除熱手段を整備している。</p>	<p>が同様であるため、同じシーケンスグループとして整理している。</p> <p>・シーケンス選定の相違【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、TBUシナリオを2.3.2にて記載。</p> <p>東海第二では、TBD及びTBUでは対策（高圧代替注水系、代替直流電源設備）及び事象進展が同様であるため、同じシーケンスグループとして整理している。</p> <p>・設備設計及び運用の相違</p>

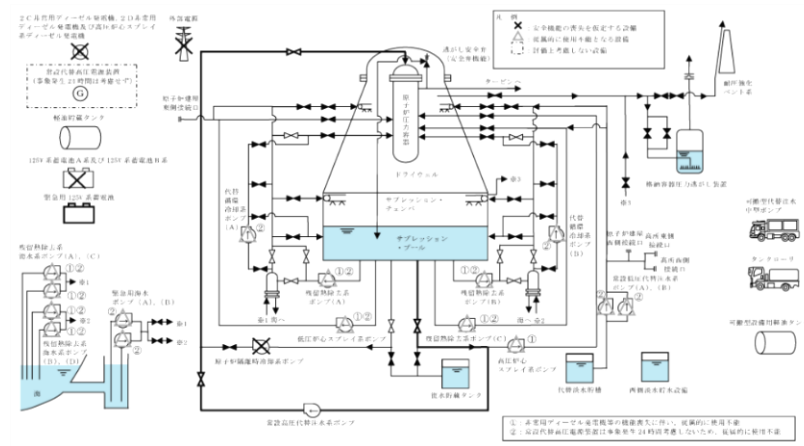
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）＋直流電源喪失</u>」の重要事故シーケンス「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）＋直流電源喪失</u>」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、<u>高圧代替注水系</u>による原子炉注水、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>及び<u>低圧代替注水系（常設）</u>によ</p>	<p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（TBD, TBU）</u>」の重要事故シーケンス「<u>外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗（TBD）</u>」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、<u>高圧代替注水系</u>による原子炉注水、<u>低圧代替注水系（可搬型）</u>及び<u>残留熱除去系（低圧注水系）</u>による</p>	<p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋直流電源喪失</u>」の重要事故シーケンス「<u>外部電源喪失＋直流電源（区分1, 2）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗</u>」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、<u>高圧原子炉代替注水系による原子炉注水</u>、<u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）</u>及び<u>残留熱除去系（低圧注</u></p>	<p>【柏崎6/7】 島根2号炉は、高圧原子炉代替注水系が機能維持できる時間として、事象発生約8.3時間後より低圧原子炉代替注水系（可搬型）を用いて注水を実施。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7】 島根2号炉は、格納容器スプレイ実施基準到達により格納容器スプレイを実施する。</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器</p> <p>・シーケンス選定の相違</p> <p>【東海第二】 島根2号炉は、TBUシナリオを2.3.2にて記載。</p> <p>東海第二では、TBD及びTBUでは対策（高圧代替注水系、代替直流電源設備）及び事象進展が同様であるため、同じシーケンスグループとして整理している。</p> <p>・設備設計及び運用の相違</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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>原子炉注水、<u>逃がし安全弁による原子炉減圧、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</u></p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p><u>なお、格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えない。</u></p>	<p>原子炉注水、<u>逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</u></p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、<u>格納容器バウンダリ</u>にかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p>	<p><u>水モード</u>による原子炉注水、<u>自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</u></p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、<u>原子炉格納容器バウンダリ</u>にかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p>	<p>【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、高圧原子炉代替注水系が機能維持できる時間として、事象発生約 8.3 時間後より低圧原子炉代替注水系（可搬型）を用いて注水を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、格納容器スプレイ実施基準到達により格納容器スプレイを実施する。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベント</p>

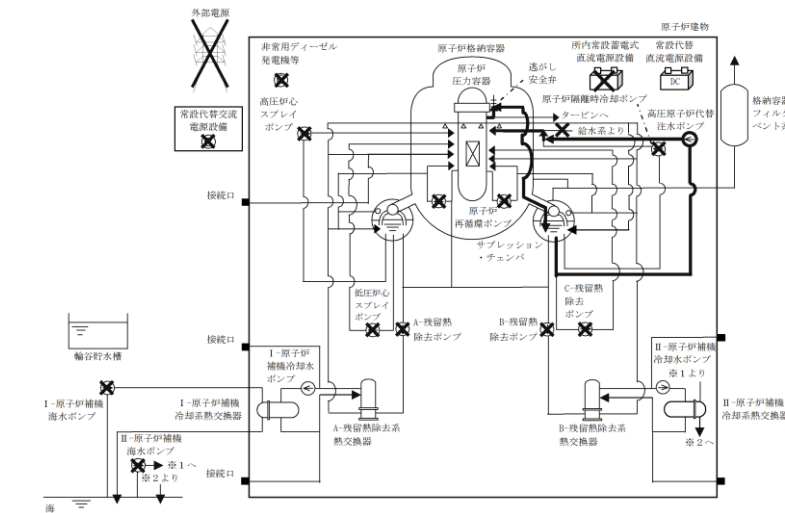
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<u>運転員及び緊急時対策要員</u>にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、<u>高圧代替注水系等による原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+直流電源喪失」</u>に対して有効である。</p>	<p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<u>災害対策要員</u>にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、<u>高圧代替注水系等による原子炉注水、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）等による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBD、TBU）」</u>に対して有効である。</p>	<p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<u>運緊急時対策要員</u>にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、<u>高圧原子炉代替注水系等による原子炉注水、残留熱除去系（格納容器冷却モード）等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+直流電源喪失」</u>に対して有効である。</p>	<p>の実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、<u>残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</u></p> <p>・シーケンス選定の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、TBUシナリオを 2.3.2 にて記載。</p> <p>東海第二では、TBD及びTBUでは対策（高圧代替注水系、代替直流電源設備）及び事象進展が同様であるため、同じシーケンスグループとして整理している。</p>



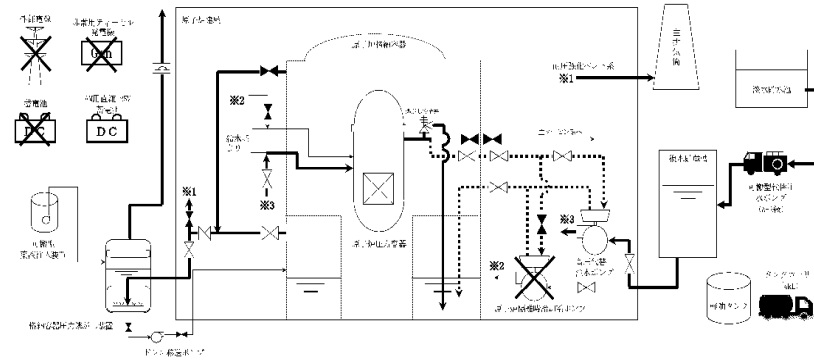
第 2.3.3.1 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) + 直流電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図(1/4)
(原子炉注水)



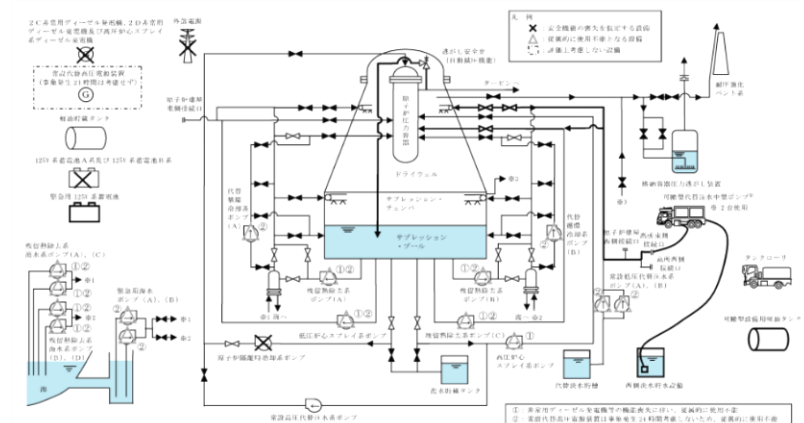
第 2.3.2-1 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
(高圧代替注水系による原子炉注水段階)



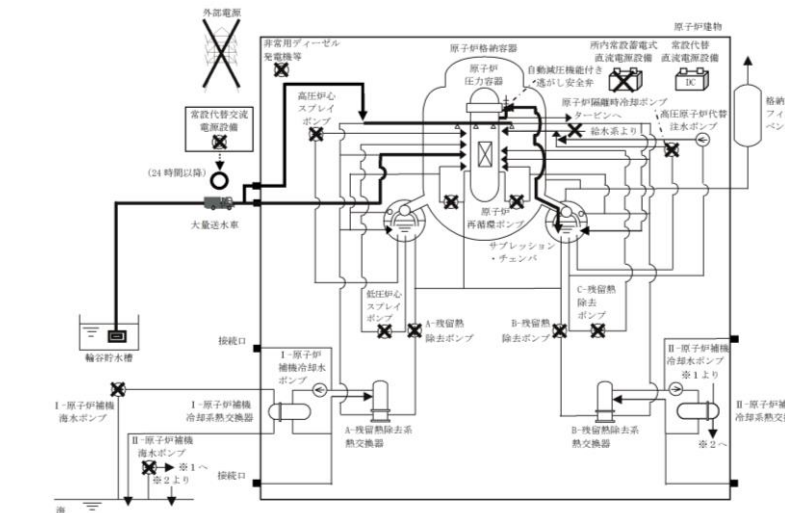
第 2.3.3.1-1(1) 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 失敗) + 直流電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図
(原子炉注水)



第 2.3.3.2 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) + 直流電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図(2/4)
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



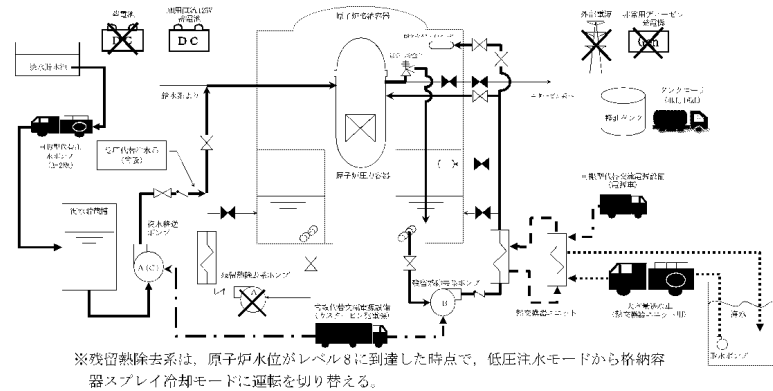
第 2.3.2-1 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)
(低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却段階)



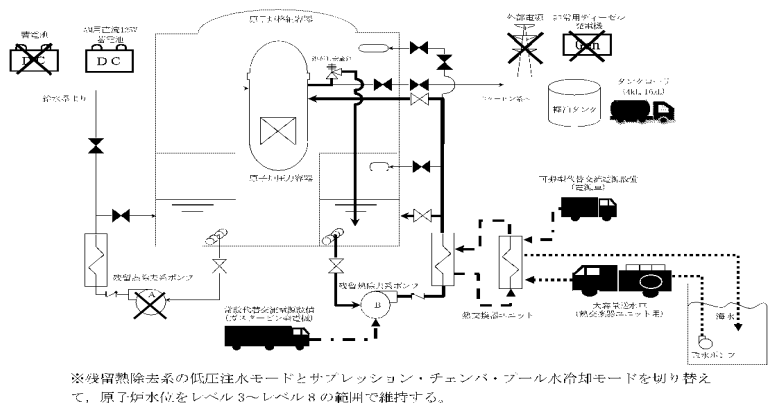
第 2.3.3.1-1(2) 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 失敗) + 直流電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図
(原子炉減圧, 原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)

・設備設計の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

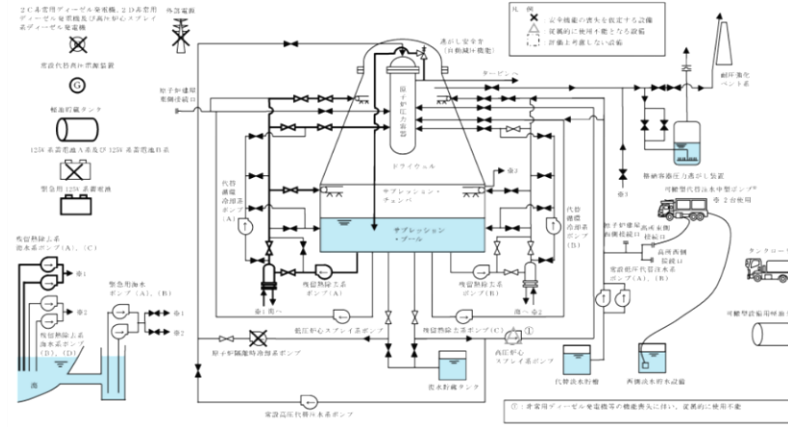
・解析条件の相違
【柏崎 6/7】
島根 2号炉は、格納容器スプレイ実施基準到達により格納容器スプレイを実施する。
・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。



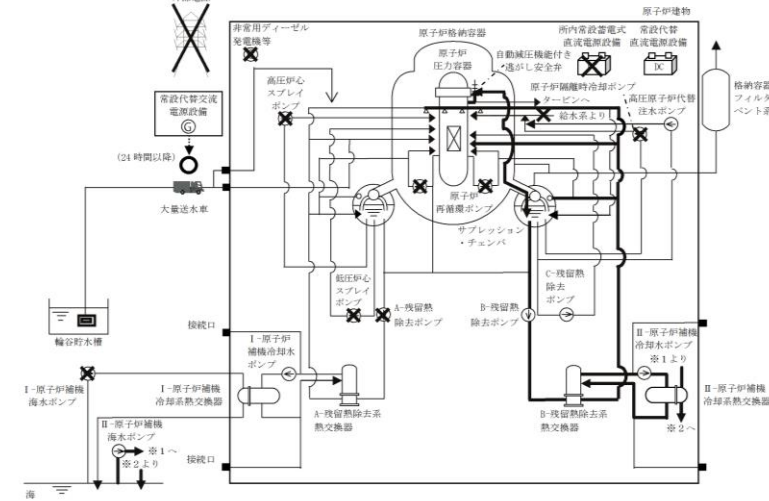
第 2.3.3.3 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +直流電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図(3/4) (原子炉急速減圧, 原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



第 2.3.3.4 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +直流電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図(4/4) (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



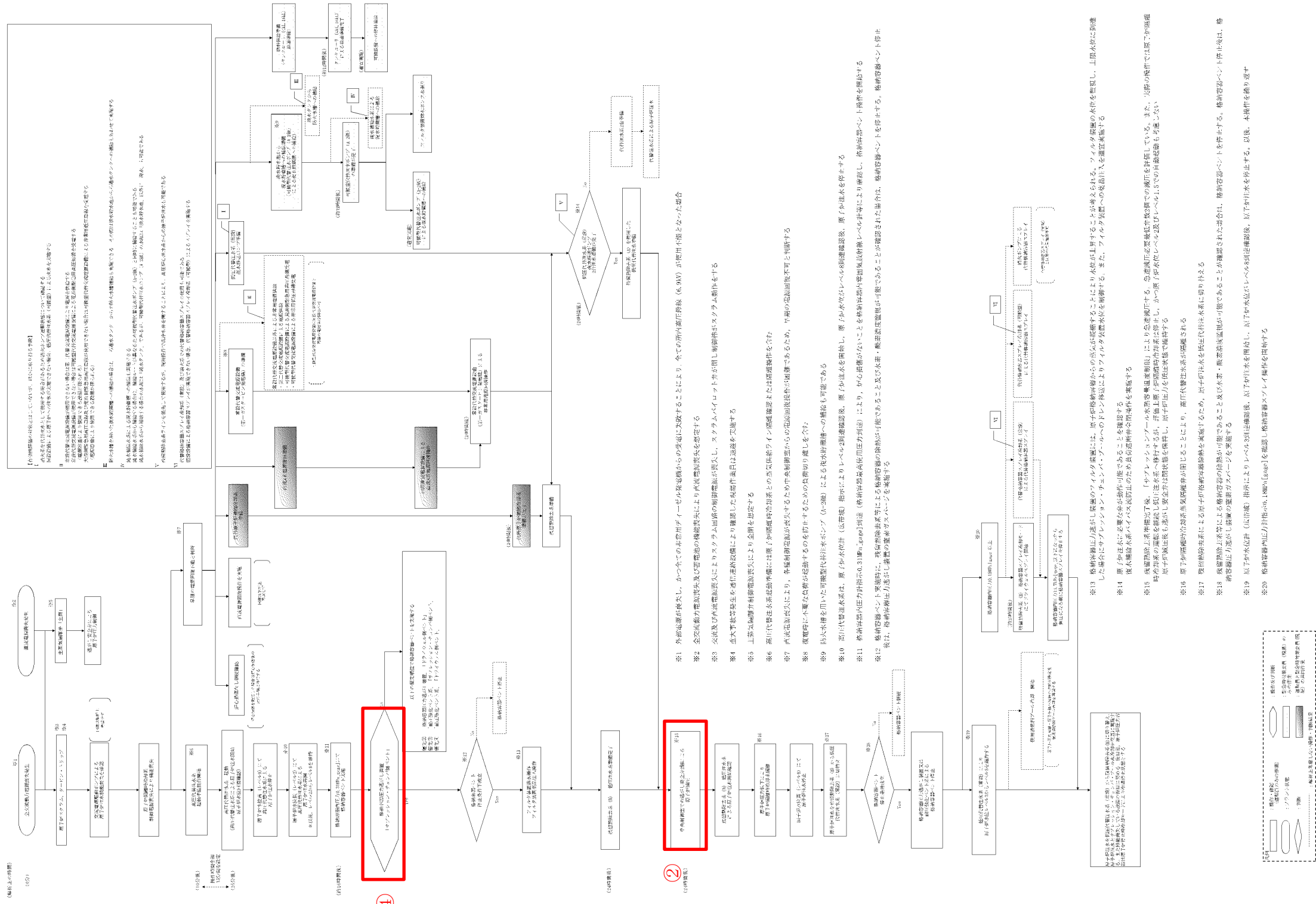
第 2.3.2-1 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階)



第 2.3.3.1-1(3) 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 失敗) +直流電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

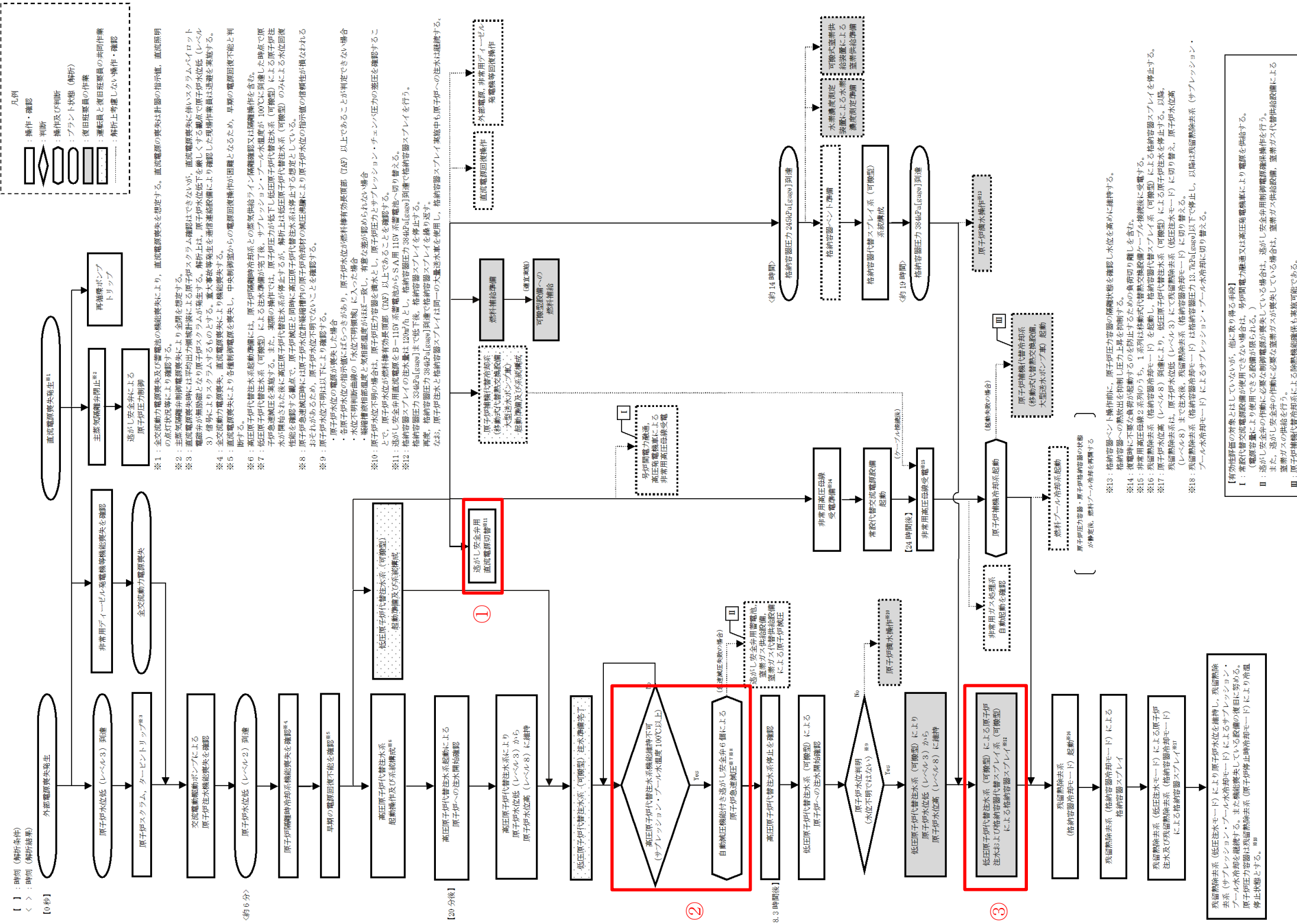
- ・設備設計の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
- ・解析条件の相違
【柏崎 6/7】
島根 2号炉は、残留熱除去系により原子炉注水と原子炉格納容器除熱を実施する。
- ・解析条件の相違
【柏崎 6/7】
島根 2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。

差異理由は、島根2号炉「第2.3.3.1-2図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+直流電源喪失」の対応手順の概要」の備考欄参照



第2.3.3.5 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+直流電源喪失」の対応手順の概要

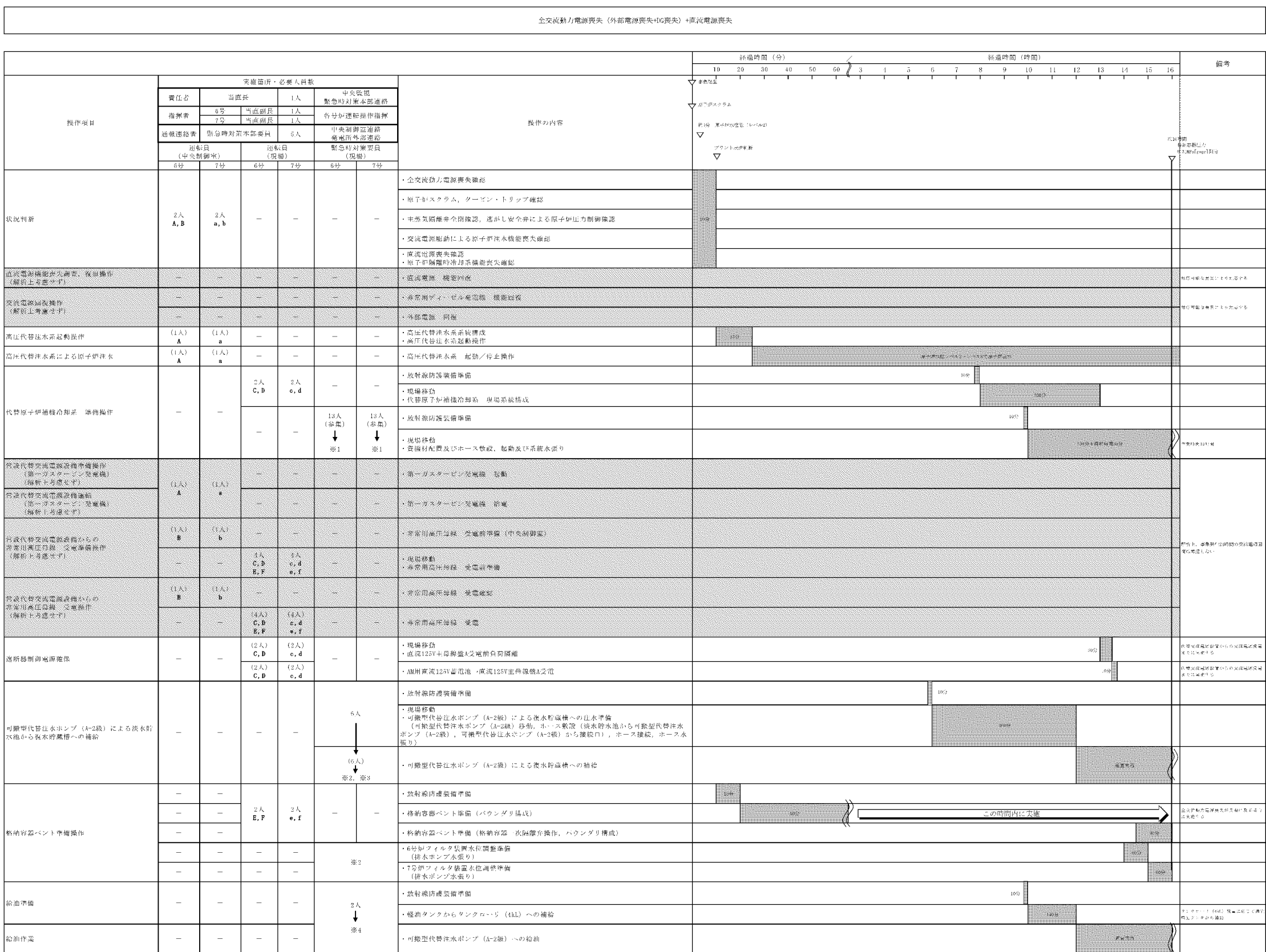
- ※13 格納容器止圧装置のワイヤ故障時には、原子炉格納容器からの蒸気が認識することにより水位が上昇することから考えられる。ワイヤ故障の水位を監視し、上限水位に到達した場合はブローファン・サクション・チェンバーへのドレン移送により水位を低下させる。また、ワイヤ故障への緊急注入を確保する。
- ※14 原子炉圧力が安全余裕を確保できない場合は、格納容器高圧注水ポンプを起動し、原子炉圧力を低下させる。また、原子炉圧力が安全余裕を確保できない場合は、格納容器高圧注水ポンプを起動し、原子炉圧力を低下させる。
- ※15 格納容器止圧装置のワイヤ故障時には、原子炉格納容器からの蒸気が認識することにより水位が上昇することから考えられる。ワイヤ故障の水位を監視し、上限水位に到達した場合はブローファン・サクション・チェンバーへのドレン移送により水位を低下させる。また、ワイヤ故障への緊急注入を確保する。
- ※16 原子炉格納容器止圧装置のワイヤ故障時には、原子炉格納容器からの蒸気が認識することにより水位が上昇することから考えられる。ワイヤ故障の水位を監視し、上限水位に到達した場合はブローファン・サクション・チェンバーへのドレン移送により水位を低下させる。また、ワイヤ故障への緊急注入を確保する。
- ※17 格納容器止圧装置のワイヤ故障時には、原子炉格納容器からの蒸気が認識することにより水位が上昇することから考えられる。ワイヤ故障の水位を監視し、上限水位に到達した場合はブローファン・サクション・チェンバーへのドレン移送により水位を低下させる。また、ワイヤ故障への緊急注入を確保する。
- ※18 格納容器止圧装置のワイヤ故障時には、原子炉格納容器からの蒸気が認識することにより水位が上昇することから考えられる。ワイヤ故障の水位を監視し、上限水位に到達した場合はブローファン・サクション・チェンバーへのドレン移送により水位を低下させる。また、ワイヤ故障への緊急注入を確保する。
- ※19 原子炉圧力が安全余裕を確保できない場合は、格納容器高圧注水ポンプを起動し、原子炉圧力を低下させる。また、原子炉圧力が安全余裕を確保できない場合は、格納容器高圧注水ポンプを起動し、原子炉圧力を低下させる。
- ※20 格納容器止圧装置のワイヤ故障時には、原子炉格納容器からの蒸気が認識することにより水位が上昇することから考えられる。ワイヤ故障の水位を監視し、上限水位に到達した場合はブローファン・サクション・チェンバーへのドレン移送により水位を低下させる。また、ワイヤ故障への緊急注入を確保する。



第2.3.3.1-2図 「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+D/G失敗) + 直流電源喪失」の対応手順の概要

備考

- ・設備設計の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
- ①島根2号炉は、直流電源喪失時、逃がし安全弁の電源を確保するために蓄電池を切り替える。
- ・設備設計及び運用の相違
【柏崎6/7】
- ②島根2号炉は、高圧原子炉代替注水系が機能維持できる時間として、事象発生約8.3時間後より低圧原子炉代替注水系(可搬型)を用いて注水を実施。
- ・解析条件の相違
【柏崎6/7】
- ③島根2号炉は、格納容器スプレイ実施基準到達により格納容器スプレイを実施する。
- ・解析結果の相違
【柏崎6/7】
- ④島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。



差異理由は、島根2号炉「第2.3.3.1-3 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+直流電源喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照

第2.3.3.6 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+直流電源喪失」の作業と所要時間 (1/2)

東海第二発電所 (2018.9.12版)

備考



差異理由は、島根2号炉「第2.3.3.1-3図「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+直流電源喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照

第2.3.2-3図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) の作業と所要時間 (1/2)

東海第二発電所 (2018.9.12版)

備考

差異理由は、島根2号炉「第2.3.3.1-3図「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+直流電源喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照

全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)				経過時間 (時間)						備考				
				4	8	12	16	20	24		28	32	36	40
操作項目	実施場所・必要要員数 【】は組作業後移動してきた要員			操作の内容										
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)											
原子炉水位の調整操作 (高圧代替注水系)	【1人】 A	-	-	●高圧代替注水系による原子炉注水の調整操作 原子炉水位を原子炉水位監視(レベル3)から原子炉水位監視(レベル8)の間に維持										
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の配管準備操作	-	-	3人 c~e	170分	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース接続等の操作									
タンクローリによる燃料貯蔵操作	-	-	2人 (2名)	125分	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水の系配管準備操作 ●可搬型代替注水中型ポンプを用いた燃料貯蔵タンクからタンクローリへの給油操作 ●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作									
過剰安全弁(自動減圧機能)による原子炉急減圧操作	【1人】 B	-	-	4分	●過剰安全弁(自動減圧機能)による原子炉減圧に必要な負荷の電源切替操作 ●過剰安全弁(自動減圧機能)のみの手動開放操作									
原子炉水位の調整操作 (低圧代替注水系(可搬型))	-	【2人】 C, D	2人 (2名) ↓ ※	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水の調整操作										
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 E	-	-	30分	●非常用母線の受電準備操作(中央制御室) ●非常用母線の受電準備操作(現場)									
可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレッド冷却系(可搬型)による格納容器冷却の調整操作	-	【1人】 E	【3人】 h, i, m 2人 (2名)	175分	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレッド冷却系(可搬型)による格納容器冷却の点検準備操作 ●可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレッド冷却系(可搬型)による格納容器冷却の調整操作									
常設代替交流電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 E	-	-	4分	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作									
常設代替交流電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 E	-	-	8分	●常設代替高圧電源装置3台の過剰給電操作 ●非常用母線の受電操作									
残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水準備並びに残留熱除去系(格納容器スプレッド冷却系)による格納容器冷却準備並びに残留熱除去系(格納容器スプレッド冷却系)による格納容器冷却準備	【1人】 A	-	-	4分	●残留熱除去系(低圧注水系)の起動操作 ●残留熱除去系(低圧注水系)の起動操作									
残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水準備並びに残留熱除去系(格納容器スプレッド冷却系)による格納容器冷却準備並びに残留熱除去系(格納容器スプレッド冷却系)による格納容器冷却準備	【1人】 A	-	-	2分	●残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水準備並びに残留熱除去系(格納容器スプレッド冷却系)による格納容器冷却準備並びに残留熱除去系(格納容器スプレッド冷却系)による格納容器冷却準備									
使用済燃料プールの除熱操作	-	【1人】 C	※ 【1人】 (2名)	●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールの注水操作										
	【1人】 A	-	-	20分	●緊急用注水系による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作									
	-	-	-	15分	●代替燃料プール冷却系の起動操作									
必要要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	13人 a~m (2名要員9人)											

第 2.3.2-3 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) の作業と所要時間 (2/2)

第 2.3.3.1-1 表 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時における重大事故等対策について (2/2)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬設備
代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却	格納容器圧力が 0.279MPa [gage] に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) により格納容器冷却を実施する。また、低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を継続する。	西制淡水貯水設備 可搬型設備用軽油タンク	ドライウエル圧力 サブレーション・チェンバ圧力 原子炉水位 (SA 広帯域) 原子炉水位 (SA 燃料域) 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 (常設ライン用) 低圧代替注水系原子炉注水流量 (常設ライン用)
残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水	常設代替格納容器冷却系 (低圧注水系) による原子炉注水後、残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水を実施する。	常設代替格納容器冷却系 (低圧注水系) * 残留熱除去系海水系 * サブレーション・チェンバ * 軽油貯蔵タンク	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 * 原子炉水位 (SA 広帯域) 原子炉水位 (SA 燃料域) 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * 残留熱除去系系統流量 *
残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) による格納容器除熱	残留熱除去系 (低圧注水系) により原子炉水位高 (レベル 8) まで原子炉水位が回復した後、残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) による格納容器除熱を実施する。	常設代替格納容器冷却系 (格納容器スプレイ冷却系) * サブレーション・チェンバ * 軽油貯蔵タンク	残留熱除去系系統流量 * ドライウエル圧力 サブレーション・チェンバ圧力 ドライウエル雰囲気温度 サブレーション・チェンバ雰囲気温度 サブレーション・プールの水温度

① * 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.3.3.1-1 表 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 失敗) + 直流電源喪失」の重大事故等対策について (2/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬設備
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備が完了後、サブレーション・プールの水温度 100°C で、自動減圧機能付き逃がし安全弁 6 弁による手動減圧を行う。	自動減圧機能付き逃がし安全弁 常設代替格納容器冷却系 ガスタービン発電機用軽油タンク	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 サブレーション・プールの水温度 (SA)
低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水	原子炉急速減圧により、低圧原子炉代替注水系 (可搬型) の系統圧力を下回ると、低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水が開始される。以後原子炉水位低 (レベル 3) から原子炉水位高 (レベル 8) の間で維持する。	常設代替格納容器冷却系 ガスタービン発電機用軽油タンク	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 低圧原子炉代替注水流量 低圧原子炉代替注水流量 (狭帯域用)
格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が 384kPa [gage] に到達した場合、格納容器代替スプレイ系 (可搬型) により原子炉格納容器冷却を実施する。また、低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を継続する。	常設代替格納容器冷却系 ガスタービン発電機用軽油タンク	ドライウエル圧力 (SA) サブレーション・チェンバ圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 格納容器代替スプレイ流量 低圧原子炉代替注水流量 低圧原子炉代替注水流量 (狭帯域用)

① 【】 : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張) 有効性評価上考慮しない操作

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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考								
<p>第 2.3.3.1-1 表 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + 直流電源喪失」 の重大事故等対策について (3 / 3)</p>											
		<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="2" data-bbox="1795 241 2300 283" style="text-align: center;">重大事故等対処設備</th> </tr> <tr> <th data-bbox="1795 283 1855 577" style="width: 30%;">判断及び操作</th> <th data-bbox="1855 283 2300 577" style="width: 70%;">計装設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="1795 577 1855 1081"> 残留熱除去系 (格納容器冷却モード) による原子炉格納容器除熱 </td> <td data-bbox="1855 577 2300 1081"> 常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 【残留熱除去系 (格納容器冷却モード)】 【原子炉補機冷却系】 サプレッション・チェンバ </td> </tr> <tr> <td data-bbox="1795 1081 1855 1778"> 残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水を開始し、低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を停止する。 原子炉水位を原子炉水位高 (レベル 8) まで上昇させた後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転から残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 運転に切り替える。 </td> <td data-bbox="1855 1081 2300 1778"> 常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 【残留熱除去系 (低圧注水モード)】 【原子炉補機冷却系】 サプレッション・チェンバ </td> </tr> </tbody> </table>	重大事故等対処設備		判断及び操作	計装設備	残留熱除去系 (格納容器冷却モード) による原子炉格納容器除熱	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 【残留熱除去系 (格納容器冷却モード)】 【原子炉補機冷却系】 サプレッション・チェンバ	残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水を開始し、低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を停止する。 原子炉水位を原子炉水位高 (レベル 8) まで上昇させた後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転から残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 運転に切り替える。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 【残留熱除去系 (低圧注水モード)】 【原子炉補機冷却系】 サプレッション・チェンバ	<p>① 【 】 : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張) 有効性評価上考慮しない操作</p>
重大事故等対処設備											
判断及び操作	計装設備										
残留熱除去系 (格納容器冷却モード) による原子炉格納容器除熱	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 【残留熱除去系 (格納容器冷却モード)】 【原子炉補機冷却系】 サプレッション・チェンバ										
残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水を開始し、低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を停止する。 原子炉水位を原子炉水位高 (レベル 8) まで上昇させた後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転から残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 運転に切り替える。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 【残留熱除去系 (低圧注水モード)】 【原子炉補機冷却系】 サプレッション・チェンバ										

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 [有効性評価 2.3.4 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV 再閉失敗+HPCS失敗]

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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>2.3.4 <u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗</u></p> <p>2.3.4.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗</u>」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗</u>」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗</u>」では、全交流動力電源喪失と同時に逃がし安全弁1個が開状態のまま固着し、蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで、原子炉注水機能を喪失することを想定する。このため、開状態のまま固着した逃がし安全弁からの蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、全交流動力電源が喪失した状態において、逃がし安全弁1個が開固着し、蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで原子炉注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、直流電源及び交流電源供給機能に加えて高圧注水機能及び低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、逃がし安全弁1個の開固着によって、蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間は、<u>所内蓄電式直流電源設備</u>より電源を給電した原子炉隔離時冷却系により炉心を冷却し、原子炉隔離時冷却系による注水停止後は、<u>低圧代替注</u></p>	<p>2.3.3 <u>全交流動力電源喪失（TBP）</u></p> <p>2.3.3.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（TBP）</u>」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「<u>外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗</u>」、②「<u>サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗</u>」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（TBP）</u>」では、全交流動力電源喪失と同時に逃がし安全弁1個が開状態のまま固着し、蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで、原子炉注水機能を喪失することを想定する。このため、開状態のまま固着した逃がし安全弁からの蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、全交流動力電源が喪失した状態において、逃がし安全弁1個が開固着し、蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで原子炉注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、直流電源及び交流電源供給機能に加えて高圧注水機能及び低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、逃がし安全弁1個の開固着によって、蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間は、<u>所内常設直流電源設備</u>より電源を給電した原子炉隔離時冷却系により炉心を冷却し、原子炉隔離時冷却系による注水停止後は、<u>低圧代替注</u></p>	<p>2.3.4 <u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再閉失敗+HPCS失敗</u></p> <p>2.3.4.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再閉失敗+HPCS失敗</u>」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「<u>外部電源喪失+交流電源（DG-A、B）失敗+圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗</u>」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再閉失敗+HPCS失敗</u>」では、全交流動力電源喪失と同時に逃がし安全弁1個が開状態のまま固着し、蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで、原子炉注水機能を喪失することを想定する。このため、開状態のまま固着した逃がし安全弁からの蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、全交流動力電源が喪失した状態において、逃がし安全弁1個が開固着し、蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで原子炉注水機能を喪失したことによって、<u>炉心損傷に至る事故シーケンスグループ</u>である。このため、重大事故等対策の有効性評価には、直流電源及び交流電源供給機能に加えて高圧注水機能及び低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、逃がし安全弁1個の開固着によって、蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間は<u>所内常設蓄電式直流電源設備</u>より電源を給電した原子炉隔離時冷却系により炉心を冷却し、原子炉隔離時冷却系による注水停止後は、<u>低圧原</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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>注水系(可搬型)による注水の準備が完了した後、逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に<u>低圧代替注水系(可搬型)</u>により炉心を冷却し、常設代替交流電源設備による給電及び<u>残留熱除去系(低圧注水モード)</u>による注水の準備が完了した以降は<u>残留熱除去系(低圧注水モード)</u>により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。</p> <p>また、<u>代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)</u>による原子炉格納容器冷却、<u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系(サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)</u>、<u>格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系</u>による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策 事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗</u>」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>低圧代替注水系(可搬型)</u>及び<u>逃がし安全弁</u>による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、<u>残留熱除去系(低圧注水モード)</u>による炉心冷却を継続する。</p>	<p>水系(可搬型)による注水の準備が完了した後、逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に<u>低圧代替注水系(可搬型)</u>により炉心を冷却し、常設代替交流電源設備による給電及び<u>残留熱除去系(低圧注水系)</u>による注水の準備が完了した以降は<u>残留熱除去系(低圧注水系)</u>により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。</p> <p>また、<u>代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)</u>による格納容器冷却、<u>残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)</u>及び<u>残留熱除去系(サプレッション・プール冷却系)</u>による格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策 事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(TBP)</u>」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>低圧代替注水系(可搬型)</u>及び<u>逃がし安全弁(自動減圧機能)</u>による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、<u>残留熱除去系(低圧注水系)</u>による炉心冷却を継続する。</p>	<p>子炉代替注水系(可搬型)による注水の準備が完了した後、逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に<u>低圧原子炉代替注水系(可搬型)</u>により炉心を冷却し、<u>常設代替交流電源設備による給電及び残留熱除去系(低圧注水系)</u>による注水の準備が完了した以降は<u>残留熱除去系(低圧注水モード)</u>により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。</p> <p>また、<u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)</u>による原子炉格納容器冷却、<u>残留熱除去系(格納容器冷却モード)</u>及び<u>残留熱除去系(サプレッション・プール水冷却モード)</u>による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策 事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+SRV再閉失敗+HPCS失敗</u>」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>低圧原子炉代替注水系(可搬型)</u>及び<u>自動減圧機能付き逃がし安全弁</u>による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、<u>残留熱除去系(低圧注水モード)</u></p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系(格納容器冷却モード)による原子炉格納容器除熱を実施</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.3.4.1図から第2.3.4.4図に、手順の概要を第2.3.4.5図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.3.4.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、事象発生10時間までの6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計32名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長1名（6号及び7号炉兼任）、当直副長2名、運転操作対応を行う運転員12名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名、緊急時対策要員（現場）は12名である。</p> <p>また、事象発生10時間以降に追加に必要な要員は、代替原子炉補機冷却系作業等を行うための参集要員46名である。必要な要員と作業項目について第2.3.4.6図に示す。</p>	<p>また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.3.3-1図に、手順の概要を第2.3.3-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.3.3-1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、事象発生2時間までの重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員（初動）24名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直発電長1名、当直副発電長1名及び運転操作対応を行うための当直運転員5名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は4名及び現場操作を行うための重大事故等対応要員13名である。</p> <p>また、事象発生2時間以降に追加に必要な参集要員は、タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員2名、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の調整操作を行うための重大事故等対応要員2名並びに代替格納</p>	<p>による炉心冷却を継続する。</p> <p>また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.3.4.1-1(1)図及び第2.3.4.1-1(2)図に、手順の概要を第2.3.4.1-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.3.4.1-1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、緊急時対策要員31名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長1名、当直副長1名、運転操作対応を行う運転員5名である。発電所構内に常駐している要員のうち通報連絡等を行う要員は5名、復旧班要員は19名である。必要な要員と作業項目について第2.3.4.1-3図に示す。</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施 ・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。 ・運用の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。 ・運用及び設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】 プラント基数、設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、

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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認</p> <p>外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより、<u>所内高圧系統 (6. 9kV) の母線</u>が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域モニタ等</u>である。</p>	<p><u>容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器スプレイの系統構成操作及び流量調整操作を行うための重大事故等対応要員 2 名である。必要な要員と作業項目について第 2. 3. 3-3 図に示す。</u></p> <p><u>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、24 名で対処可能である。</u></p> <p>a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認</p> <p>外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失する。これにより、<u>所内高圧系統 (6. 9kV) の母線</u>が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。また、<u>全交流動力電源喪失の確認より、低圧代替注水系 (可搬型) の準備を開始する。</u></p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域計装等</u>である。</p>	<p>a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認</p> <p>外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失する。これにより、<u>非常用高圧母線 (6. 9kV)</u>が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域計装</u>である。</p>	<p>タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお、これら要員 31 名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。</p> <p>・シーケンス選定の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>東海第二は、本事故シーケンスグループ内の事故シーケンスが複数あるため、その他の事故シーケンスに関する要員の充足性を確認。柏崎 6/7 及び島根 2 号は、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスはないため記載なし。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2 号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・記載表現の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根 2 号炉は、可搬型注水設備の準備を「c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備」に記載。</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7】【東海第二】</p> <p>島根 2 号炉は、中性子源領域計装 (SRM) 及</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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水</p> <p>原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位</u>、<u>原子炉隔離時冷却系系統流量</u>等である。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水は、逃がし安全弁1個の開固着によって、原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間継続する。</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備</p> <p>中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず、非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、<u>常設代替交流電源設備</u>、<u>代替原子炉補機冷却系</u>の準備を開始する。</p> <p>また、逃がし安全弁1個の開固着により原子炉圧力が低下し、原子炉隔離時冷却系による継続した原子炉水位維持が困難となることが想定されることから、<u>低圧代替注水系（可搬型）</u>の準備を開始する。</p> <p>逃がし安全弁開固着による原子炉圧力低下を確認するた</p>	<p>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水</p> <p>原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、<u>原子炉水位異常低下（レベル2）</u>で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、<u>原子炉隔離時冷却系系統流量</u>等である。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水は、逃がし安全弁1個の開固着によって、原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間継続する。</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備</p> <p>中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、<u>常設代替交流電源設備</u>の準備を開始する。</p> <p>逃がし安全弁開固着による原子炉圧力低下を確認するため</p>	<p>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水</p> <p>原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、<u>原子炉水位低（レベル2）</u>で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位（広帯域）</u>、<u>原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量</u>等である。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水は、逃がし安全弁1個の開固着によって、原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間継続する。</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備</p> <p>中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、<u>常設代替交流電源設備</u>、<u>原子炉補機代替冷却系</u>の準備を開始する。</p> <p>また、<u>逃がし安全弁1個の開固着により原子炉圧力が低下し、原子炉隔離時冷却系による継続した原子炉水位維持が困難となることが想定されることから、低圧原子炉代替注水系（可搬型）</u>の準備を開始する。</p> <p>逃がし安全弁開固着による原子炉圧力低下を確認するた</p>	<p>び中間領域計装（IRM）、柏崎6/7、東海第二は起動領域計装（SRNM）を採用している。柏崎6/7、東海第二は、運転時挿入されているSRNMにより確認が可能な設備として、等を記載しているが、島根2号炉は、SRM及びIRMが運転時引き抜きのため、平均出力領域計装（APRM）により確認することとしている。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>めに必要な計装設備は、原子炉圧力である。</p> <p>d. <u>低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備</u> <u>低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備として、建屋内操作にて原子炉注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入弁）の手動開操作、バイパス流防止弁の開操作及び接続口内側隔離弁の開操作を実施する。</u> 屋外操作にて可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の建屋近傍への配置、ホース接続を実施する。また、可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の燃料給油準備を実施する。</p> <p>e. <u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧</u> 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁2個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。 原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。</p> <p>f. <u>低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水</u> 逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の吐出圧力以下であることを確認後、建屋内操作にて電動弁（残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁）を手動開し、屋外操作にて接続口外側隔離弁の開操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を確認する</p>	<p>に必要な計装設備は、原子炉圧力である。</p> <p>d. <u>低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備</u> 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備として、原子炉建屋原子炉棟内の操作にて原子炉注水に必要な電動弁（原子炉注水弁及び残留熱除去系注入弁）の手動開操作を実施する。 屋外操作にて可搬型代替注水中型ポンプの準備及びホース敷設を実施する。また、可搬型代替注水中型ポンプの燃料給油準備を実施する。</p> <p>e. <u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧</u> 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作によって再閉鎖に失敗した1個に加えて逃がし安全弁（自動減圧機能）6個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。 原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。</p> <p>f. <u>低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水</u> 逃がし安全弁1個の開固着及び逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が可搬型代替注水中型ポンプの吐出圧力以下であることを確認し、原子炉建屋原子炉棟内の操作にて電動弁（原子炉圧力容器注水流量調整弁）を手動開し、屋外操作にて高所東側接続口の弁の開操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を確認するた</p>	<p>めに必要な計装設備は、<u>原子炉圧力（SA）及び</u>原子炉圧力である。</p> <p>d. <u>直流電源切替</u> <u>直流電源切替については、「2.3.2.1(3)d.直流電源切替」と同じ。</u></p> <p>e. <u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備</u> <u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備として、原子炉棟内の操作にて原子炉注水に必要な電動弁（A-RHR注水弁及びFLSR注水隔離弁）の手動開操作を実施する。</u> 屋外操作にて大量送水車の準備及びホース展張を実施する。また、大量送水車の燃料補給準備を実施する。</p> <p>f. <u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧</u> 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作によって再閉鎖に失敗した1個に加えて自動減圧機能付き逃がし安全弁5個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。 原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉圧力（SA）及び</u>原子炉圧力である。</p> <p>g. <u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水</u> 逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が低圧原子炉代替注水系（可搬型）の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を確認する</p>	<p>備考</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2号炉は、直流電源喪失時、逃がし安全弁の電源を確保するために蓄電池を切り替える。</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】 必要な系統構成の相違</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、配管構成の違いにより、バイパス流防止措置は不要。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、開固着した弁と合わせて手順上の弁数を設定。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2号炉は、原子炉注水が可能となる原子炉圧力以下となる前に注水弁を開操作する。</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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>ために必要な計装設備は、<u>原子炉水位</u>、<u>復水補給水系流量</u> (RHR A 系代替注水流量) 等である。</p> <p>g. <u>代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)</u> による原子炉格納容器冷却</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が<u>0.18MPa [gage]</u>に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が171℃に接近した場合は、<u>代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)</u>による原子炉格納容器冷却を実施する。</p> <p>建屋内操作にて原子炉格納容器冷却に必要な電動弁 (残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁、残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁及び残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁) の手動開操作を実施することで原子炉格納容器冷却が開始される。</p> <p>なお、<u>低圧代替注水系 (可搬型)</u>による原子炉注水と<u>代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)</u>による原子炉格納容器冷却は、異なる残留熱除去系の流路を使用し、同時に実施する。</p> <p><u>代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)</u>による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、<u>格納容器内圧力</u>、<u>復水補給水系流量</u> (RHR B 系代替注水流量) 等である。</p> <p>h. <u>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱</u></p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱の準備として、原子炉格納容器一次隔離弁を原子炉建屋内の原子炉区域外からの人力操作により開する。</u></p> <p><u>格納容器圧力が0.31MPa [gage]に到達した場合、原子炉格納容器二次隔離弁を原子炉建屋内の原子炉区域外からの人力操作によって中間開操作することで、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。</u></p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力等である。</u></p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線レベル等で</u></p>	<p>めに必要な計装設備は、原子炉水位 (広帯域)、<u>低圧代替注水系原子炉注水流量</u> (常設ライン用) 等である。</p> <p>g. <u>代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)</u> による格納容器冷却</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が <u>0.279MPa [gage]</u> に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に接近した場合は、<u>代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)</u> による格納容器冷却を実施する。</p> <p>原子炉建屋原子炉棟内の操作にて格納容器冷却に必要な電動弁 (<u>残留熱除去系D/Wスプレイ弁</u>、<u>代替格納容器スプレイ注水弁</u>及び<u>代替格納容器スプレイ流量調整弁</u>) の手動開操作を実施することで<u>格納容器冷却</u>が開始される。</p> <p>なお、<u>低圧代替注水系 (可搬型)</u>による原子炉注水と<u>代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)</u>による格納容器冷却は、同時に実施する。</p> <p><u>代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)</u>による格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、<u>ドライウェル圧力</u>、<u>低圧代替注水系格納容器スプレイ流量</u> (常設ライン用) 等である。</p>	<p>認するために必要な計装設備は、原子炉水位 (広帯域)、<u>原子炉水位 (燃料域)</u>、<u>低圧原子炉代替注水流量</u>等である。</p> <p>h. <u>格納容器代替スプレイ系 (可搬型)</u> による原子炉格納容器冷却</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が<u>384kPa [gage]</u>に到達した場合又はドライウェル温度が171℃に接近した場合は、<u>格納容器代替スプレイ系 (可搬型)</u>による原子炉格納容器冷却を実施する。</p> <p>原子炉棟内の操作にて<u>原子炉格納容器冷却</u>に必要な電動弁 (<u>A-RHRドライウェル第2スプレイ弁</u>) の手動開操作を実施することで<u>原子炉格納容器冷却</u>が開始される。</p> <p>なお、<u>低圧原子炉代替注水系 (可搬型)</u>による原子炉注水と<u>格納容器代替スプレイ系 (可搬型)</u>による<u>原子炉格納容器冷却</u>は同時に実施する。</p> <p><u>格納容器代替スプレイ系 (可搬型)</u>による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、<u>ドライウェル圧力 (SA)</u>、<u>格納容器代替スプレイ流量</u>等である。</p>	<p>・運用の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】 格納容器スプレイ実施基準圧力の相違。</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>ある。</u></p> <p><u>サブプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・チェンバ・プール水位である。</u></p> <p><u>i. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水</u> 常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却で使用した残留熱除去系の電動弁を待機状態とする。</u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系ポンプ1台を手動起動する。</p> <p><u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水の準備が完了した時点で、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止し、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始する。</u></p> <p><u>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位、残留熱除去系系統流量等である。</u></p> <p><u>j. 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）運転</u></p> <p><u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水により、原子炉水位高（レベル8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、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）の運転を開始する。格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱が行われている場合は、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を停止する。</u></p>	<p><u>h. 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水</u> 常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、<u>低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却で使用した残留熱除去系の電動弁を待機状態とする。</u></p> <p><u>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系海水系を手動起動する。</u></p> <p><u>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水の準備が完了した時点で、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止し、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を開始する。</u></p> <p><u>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、残留熱除去系系統流量等である。</u></p> <p><u>i. 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱</u></p> <p>原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）運転から残留熱除去系（<u>格納容器スプレイ冷却系</u>）運転に切り替える。</p>	<p><u>i. 残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱</u> 常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、<u>中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を開始する。</u></p> <p><u>残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去ポンプ出口流量等である。</u></p> <p><u>j. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水</u> <u>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始し、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。</u></p> <p><u>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、残留熱除去ポンプ出口流量等である。</u></p> <p>原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）運転から残留熱除去系（<u>格納容器冷却モード</u>）運転に切り替える。</p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、原子炉格納容器除熱の機能を喪失した状態であることから、原子炉注水の切替よりも原子炉格納容器除熱機能の復旧を優先する。</p> <p>・</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱</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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>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）</u> 運転を確認するために必要な計装設備は、<u>サプレッション・チェンバ・プール水温度等</u>である。</p> <p><u>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）</u> 運転時に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合は、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（<u>サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード</u>）運転を停止し、残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）による原子炉注水を実施する。</p> <p>原子炉水位高（レベル8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、<u>サプレッション・チェンバ・プール水冷却</u>を再開する。</p> <p>以降、炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は、残留熱除去系により継続的に行う。</p>	<p><u>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）</u>による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、<u>残留熱除去系系統流量等</u>である。</p> <p><u>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）</u>による格納容器除熱に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合は、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（<u>格納容器スプレイ冷却系</u>）の運転を停止し、残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水を実施する。</p> <p>原子炉水位高（レベル8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、残留熱除去系（<u>格納容器スプレイ冷却系</u>）の運転を再開する。</p> <p>また、残留熱除去系（<u>格納容器スプレイ冷却系</u>）による格納容器除熱時に、格納容器圧力が 13.7kPa [gage] まで低下した場合は、残留熱除去系（<u>サプレッション・プール冷却系</u>）による格納容器除熱に切り替える。</p> <p>以降、炉心冷却及び格納容器除熱は、残留熱除去系により継続的に行う。</p>	<p><u>残留熱除去系（格納容器冷却モード）</u> 運転時に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合は、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（<u>格納容器冷却モード</u>）の運転を停止し、残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）による原子炉注水を実施する。</p> <p>原子炉水位高（レベル8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、<u>残留熱除去系（格納容器冷却モード）</u>の運転を再開する。</p> <p>また、残留熱除去系（<u>格納容器冷却モード</u>）の運転時に、格納容器圧力が13.7kPa [gage] まで低下した場合は、<u>残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）</u>による原子炉格納容器除熱に切り替える。</p> <p>以降、炉心の冷却及び原子炉格納容器除熱は、<u>残留熱除去系</u>により継続的に行う。</p>	<p>除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p>
<p>2.3.4.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、全ての非常用ディーゼル発電機を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能を喪失し、逃がし安全弁の再閉失敗により蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下した後は、原子炉隔離時冷却系を喪失し、全ての注水機能を喪失する「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗</u>」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・</p>	<p>2.3.3.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、全ての非常用ディーゼル発電機を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能を喪失し、逃がし安全弁の再閉失敗により蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下した後は、原子炉隔離時冷却系を喪失し、全ての注水機能を喪失する「<u>外部電源喪失+DG 失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS 失敗</u>」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及び三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・</p>	<p>2.3.4.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、全ての非常用ディーゼル発電機等を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能を喪失し、逃がし安全弁の再閉失敗により蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下した後は、原子炉隔離時冷却系を喪失し、全ての注水機能を喪失する「<u>外部電源喪失+交流電源（DG-A, B）失敗+圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗</u>」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・</p>	<p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2 号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>ボイド率変化, 気液分離 (水位変化) ・対向流, 冷却材放出 (臨界流・差圧流) <u>、ECCS 注水 (給水系・代替注水設備含む)</u> 並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動, 構造材との熱伝達及び内部熱伝導, 気液界面の熱伝達, スプレィ冷却, <u>格納容器ベント</u>, サプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって, これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER_、シビアアクシデント総合解析コードMAAP により原子炉圧力, 原子炉水位, 燃料被覆管温度, 格納容器圧力, 格納容器温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また, 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として, 本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.3.4.2表に示す。また, 主要な解析条件について, 本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として, 送電系統又は所内主発電設備の故障等によって, 外部電源を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し, 全交流動力電源を喪失するものとする。さらに, 逃がし安全弁1 個の開固着が発生するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定する。起因事象として, 外部電源を喪失するものとしている。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号</p> <p>原子炉スクラムは, <u>タービン蒸気加減弁急速閉信号</u>によるものとする。</p>	<p>ボイド率変化, 気液分離 (水位変化) ・対向流, 冷却材放出 (臨界流・差圧流) 及びECCS注水 (給水系・代替注水設備含む) 並びに格納容器における格納容器各領域間の流動, 構造材との熱伝達及び内部熱伝導, 気液界面の熱伝達, スプレィ冷却及びサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって, これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER及びシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力, 原子炉水位, 燃料被覆管温度, 格納容器圧力, <u>格納容器雰囲気温度</u>等の過渡応答を求める。</p> <p>また, 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として, 本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.3.3-2表に示す。また, 主要な解析条件について, 本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として, 送電系統又は所内主発電設備の故障等によって, 外部電源を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し, 全交流動力電源を喪失するものとする。さらに, 逃がし安全弁1 個の開固着が発生するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定する。起因事象として, 外部電源を喪失するものとしている。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号</p> <p>原子炉スクラムは, 原子炉水位低 (レベル3) 信号によるものとする。</p>	<p>ボイド率変化, 気液分離 (水位変化) ・対向流, 冷却材放出 (臨界流・差圧流) <u>及びECCS注水 (給水系・代替注水設備含む)</u> 並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動, 構造材との熱伝達及び内部熱伝導, 気液界面の熱伝達, <u>スプレィ冷却及びサプレッション・プール冷却</u>が重要現象となる。よって, これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER<u>及び</u>シビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力, 原子炉水位, 燃料被覆管温度, 格納容器圧力, <u>格納容器温度</u>等の過渡応答を求める。</p> <p>また, 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として, 本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.3.4.2-1表に示す。また, 主要な解析条件について, 本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として, 送電系統又は所内主発電設備の故障等によって, 外部電源を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し, 全交流動力電源を喪失するものとする。さらに, 逃がし安全弁1 個の開固着が発生するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定する。起因事象として, 外部電源を喪失するものとしている。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号</p> <p>原子炉スクラムは, <u>原子炉水位低 (レベル3) 信号</u>によるものとする。</p>	<p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】 解析条件の相違による重要現象の対象の相違。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7】 島根2号炉は, 高圧炉心スプレィ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7】</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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(b) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低 (レベル2) で自動起動し, <u>182m³/h (8.12~1.03MPa[dif]において)</u> の流量で注水するものとする。</p> <p>(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて, 原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。</p> <p>また, 原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁 <u>(2 個)</u> を使用するものとし, 容量として, 1 個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。</p> <p>(d) <u>低圧代替注水系 (可搬型)</u> 逃がし安全弁による原子炉減圧後に, <u>84m³/h</u> で原子炉注水し, その後は炉心を冠水維持するように注水する。また, <u>低圧代替注水系 (可搬型)</u> による原子炉注水を代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却と併せて行う場合は, <u>40m³/h</u> の流量で原子炉注水するものとする。</p>	<p>原子炉水位低下を厳しくする観点で, 外部電源喪失に伴う<u>タービン蒸気加減弁急閉信号</u>及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に期待しないものとする。</p> <p>(b) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が<u>原子炉水位異常低下 (レベル2)</u> で自動起動し, <u>136.7m³/h(7.86MPa[gage]~1.04MPa[gage]において)</u> の流量で注水するものとする。</p> <p>(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁 (<u>安全弁機能</u>) にて, 原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。</p> <p>また, 原子炉減圧には再閉鎖に失敗した 1 個に加えて<u>逃がし安全弁 (自動減圧機能) (6 個)</u> を使用するものとし, 容量として, 1 個あたり定格主蒸気流量の約 6%を処理するものとする。</p> <p>(d) <u>低圧代替注水系 (可搬型)</u> 逃がし安全弁による原子炉減圧後に, <u>最大 110m³/h</u> で原子炉注水し, その後は炉心を冠水維持するように注水する。また, <u>低圧代替注水系 (可搬型)</u> による原子炉注水を代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却と併せて行う場合は, <u>50m³/h</u> の流量で原子炉注水するものとする。</p>	<p>原子炉水位低下を厳しくする観点で, 外部電源喪失に伴う<u>タービン・トリップによる主蒸気止め弁閉スクラム信号</u>及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に期待しないものとする。</p> <p>(b) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が<u>原子炉水位低 (レベル2)</u> で自動起動し, <u>91m³/h (8.21~0.74MPa[dif]において)</u> の流量で注水するものとする。</p> <p>(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁の<u>逃がし弁機能</u>にて, 原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。</p> <p>また, 原子炉減圧には再閉鎖に失敗した 1 個に加えて<u>自動減圧機能付き逃がし安全弁 (5 個)</u> を使用するものとし, 容量として, 1 個あたり定格主蒸気流量の約 8%を処理するものとする。</p> <p>(d) <u>低圧原子炉代替注水系 (可搬型)</u> 逃がし安全弁による原子炉減圧後に, <u>70m³/h</u> で原子炉注水し, その後は炉心を冠水維持するように注水するものとする。また, <u>低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却と併せて行う場合は, 30m³/h の流量で原子炉注水するものとする。</u></p>	<p>島根 2号炉は, 原子炉水位を厳しくする観点でスクラム信号を設定。 ・記載方針の相違 【東海第二】 島根 2号炉は, 100%バイパスプラントのため負荷遮断でスクラムしないため, 主蒸気止め弁閉スクラムを記載。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根 2号炉は, 逃がし弁機能での圧力制御を想定している。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は, 開固着した弁と合わせて手順上の弁数を設定 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は, 圧損を保守的に評価した流量を設定 ・設備設計の相違 【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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(e) <u>代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)</u> 格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、<u>80m³/h</u>にて原子炉格納容器内にスプレイする。</p> <p>(f) <u>格納容器圧力逃がし装置等</u> 格納容器圧力逃がし装置等により、格納容器圧力 <u>0.62MPa[gage]</u>における最大排出流量<u>31.6kg/s</u>に対して、<u>原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作 (流路面積70%開^{*1})</u>にて原子炉格納容器除熱を実施する。 <u>※1 操作手順においては、原子炉格納容器除熱は原子炉格納容器二次隔離弁を流路面積70%相当で中間開操作するが、格納容器圧力の低下傾向を確認できない場合は、増開操作を実施する。なお、耐圧強化ベント系を用いた場合は、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合と比較して、排出流量は大きくなり、格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包絡される。</u></p> <p>(g) <u>代替原子炉補機冷却系</u> <u>伝熱容量は約23MW (サブプレッション・チェンバ・プール水温100℃、海水温度30℃において) とする。</u></p> <p>(h) <u>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)</u> 伝熱容量は、熱交換器1基あたり約<u>8MW</u> (サブプレッション・チェンバ・プール水温52℃、海水温度30℃において) とする。</p>	<p>(e) <u>代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)</u> 格納容器圧力及び雰囲気温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、<u>130m³/h</u>にて格納容器内にスプレイする。</p> <p>(f) <u>残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) 及び残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系)</u> 原子炉水位を原子炉水位高 (レベル8) まで上昇させた後に、<u>残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系)</u>を使用する場合は、<u>1,692m³/h</u>にて格納容器内にスプレイするものとする。また、伝熱容量は、熱交換器 1基当たり約 <u>43MW</u> (サブプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 32℃に</p>	<p>(e) <u>格納容器代替スプレイ系 (可搬型)</u> 格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、<u>120m³/h</u>にて原子炉格納容器内にスプレイする。</p> <p>(f) <u>残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 及び残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード)</u> 原子炉水位を原子炉水位高 (レベル8) まで上昇させた後に、<u>残留熱除去系 (格納容器冷却モード)</u>を使用する場合は、<u>1,218m³/h</u>にて原子炉格納容器内にスプレイするものとする。また、伝熱容量は、熱交換器1基当たり約 <u>9MW</u> (サブプレッション・プール水温度52℃、海水温</p>	<p>島根2号炉は、崩壊熱相当以上の流量を設定</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】 島根2号炉は、水蒸気凝縮効果が得られる程度の液滴径となるスプレイ流量を設定</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系 (格納容器冷却モード) による原子炉格納容器除熱を実施</p> <p>・設備設計の相違</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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(i) 残留熱除去系（低圧注水モード） 残留熱除去系（低圧注水モード）は、<u>954m³/h (0.27MPa[dif]において)</u>の流量で注水するものとする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 交流電源は24時間使用できないものとし、事象発生から24時間後に常設代替交流電源設備によって供給を開始する。</p> <p>(b) <u>低圧代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水操作は、事象発生<u>4時間後</u>から開始する。</p> <p>(c) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、<u>低圧代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水の準備が完了した時点で開始する。</p> <p>(d) <u>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）</u>による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が<u>0.18MPa[gage]</u>に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、<u>格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した後、格納容器ベント実施前に停止する。</u></p>	<p><u>おいて) とする。</u></p> <p>(g) <u>残留熱除去系（低圧注水系）</u> 残留熱除去系（低圧注水系）は、<u>1,605m³/h (0.14MPa [dif] において) (最大1,676m³/h)</u>の流量で注水するものとする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 交流電源は 24 時間使用できないものとし、事象発生から 24 時間後に常設代替交流電源設備によって供給を開始する。</p> <p>(b) <u>低圧代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水操作は、事象発生 <u>3 時間後</u>から開始する。</p> <p>(c) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、<u>低圧代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水の準備が完了した時点で開始する。</p> <p>(d) <u>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）</u>による格納容器冷却操作は、格納容器圧力が <u>0.279MPa [gage]</u> に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、<u>残留熱除去系（低圧注水系）</u>による原子炉注水を開始する前に停止する。</p>	<p><u>度30℃において) とする。</u></p> <p>(g) <u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u> 残留熱除去系（低圧注水モード）は、<u>1,136m³/h (0.14MPa [dif] において)</u>の流量で注水するものとする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 交流電源は24時間使用できないものとし、事象発生から24時間後に常設代替交流電源設備によって供給を開始する。</p> <p>(b) <u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水操作は、事象発生<u>2時間20分後</u>から開始する。</p> <p>(c) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、<u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水の準備が完了した時点で開始する。</p> <p>(d) <u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が<u>384kPa [gage]</u>に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、<u>残留熱除去系（格納容器冷却モード）</u>による原子炉格納容器除熱を開始する前に停止する。</p>	<p>【東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 注水設備の準備時間の相違。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 格納容器スプレイ実施基準圧力の相違。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・運用の相違・解析条件</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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(e) <u>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、格納容器圧力が0.31MPa [gage]に到達した場合に実施する。</u></p> <p>(f) <u>代替原子炉補機冷却系運転操作は、事象発生から24時間後に開始する。</u></p> <p>(g) <u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）の起動操作は、事象発生から25.5時間後に開始する。</u></p>	<p>(e) <u>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作は、常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後に、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から24時間10分後に実施する。</u></p>	<p>(e) <u>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱操作は、常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後に、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から24時間30分後に実施する。</u></p>	<p>の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、原子炉格納容器除熱の機能を喪失した状態であることから、原子炉注水の切替よりも原子炉格納容器除熱機能の復旧を優先し、格納容器除熱開始後L3に到達した場合に残留熱除去系（低圧注水モード）に切替え、原子炉注水を実施する。</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(h) <u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の起動操作は、原子炉水位高（レベル8）に到達した場合に開始する。</u></p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シナリオにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）^{※2}、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量、原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.3.4.7図から第2.3.4.12図に、燃料被覆管温度、<u>燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率、高出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第2.3.4.13図から第2.3.4.18図に</u>、格納容器圧力、格納容器温度、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を第2.3.4.19図から第2.3.4.22図に示す。</u></p> <p>※2 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド</p>	<p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シナリオにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）[*]、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.3.3-4 図から第2.3.3-9 図に、燃料被覆管温度、<u>燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率、平均出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第2.3.3-10 図から第2.3.3-15 図に</u>、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度、サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の推移を第2.3.3-16 図から第2.3.3-19 図に示す。</p> <p>※ 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外</p>	<p>(f) <u>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作は、残留熱除去系（格納容器冷却モード）による格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）に到達した場合に開始する。</u></p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シナリオにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）[※]、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.3.4.2-1(1)図から第2.3.4.2-1(6)図に、燃料被覆管温度、<u>高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.3.4.2-1(7)図から第2.3.4.2-1(9)図に</u>、格納容器圧力、格納容器温度、<u>サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の推移を第2.3.4.2-1(10)図から第2.3.4.2-1(13)図に示す。</u></p> <p>※ 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド</p>	<p>島根2号炉は、準備時間を踏まえて設定。</p> <p>・運用の相違・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、原子炉格納容器除熱の機能を喪失した状態であることから、原子炉注水の切替よりも原子炉格納容器除熱機能の復旧を優先し、格納容器除熱開始後L3に到達した場合に残留熱除去系（低圧注水モード）に切替え、原子炉注水を実施する。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、炉心が一時的に露出するが、その期間は短く、おおむね冠水維持していることから、燃料被覆管温度の有意な上昇はない。このため、掲載する図の数が異なる。</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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を、7号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>全交流動力電源喪失後、タービン蒸気加減弁急速閉信号が発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。再循環ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに10台全てがトリップする。</p> <p>逃がし安全弁（1個）が開固着しているため、蒸気の流出が継続し、事象発生から約1.5時間が経過した時点で原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲まで原子炉圧力が低下する。このため、原子炉隔離時冷却系が停止する。低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了した時点で原子炉急速減圧及び低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を開始する。原子炉急速減圧は、中央制御室からの遠隔操作によって、逃がし安全弁2個を手動開することで実施する。</p> <p>逃がし安全弁（1個）の開固着及び原子炉急速減圧による原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、有効燃料棒頂部を下回るが、低圧代替注水系（可搬型）による注水が開始されると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。</p> <p>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することか</p>	<p>の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料有効長頂部付近となった場合には、原子炉水位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>全交流動力電源喪失後、原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位異常低下（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。再循環系ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに2台全てがトリップする。</p> <p>逃がし安全弁（1個）が開固着しているため、蒸気の流出が継続し、事象発生から約1.3時間が経過した時点で原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲まで原子炉圧力が低下する。このため、原子炉隔離時冷却系が停止する。低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了した時点で原子炉急速減圧及び低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を開始する。原子炉急速減圧は、開固着した1個に加えて中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能）（6個）を手動開することで実施する。</p> <p>逃がし安全弁（1個）の開固着及び原子炉急速減圧による原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、燃料有効長頂部を下回るが、低圧代替注水系（可搬型）による注水が開始されると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。</p> <p>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することか</p>	<p>外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には、原子炉水位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>全交流動力電源喪失後、原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。再循環ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに全台がトリップする。</p> <p>逃がし安全弁（1個）が開固着しているため、蒸気の流出が継続し、事象発生から約1.4時間が経過した時点で原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲まで原子炉圧力が低下する。このため、原子炉隔離時冷却系が停止する。低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了した時点で原子炉急速減圧及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を開始する。原子炉急速減圧は、開固着した1個に加えて中央制御室からの遠隔操作によって自動減圧機能付き逃がし安全弁5個を手動開することで実施する。</p> <p>逃がし安全弁（1個）の開固着及び原子炉急速減圧による原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、燃料棒有効長頂部を一時的に下回るが、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水が開始されると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違【柏崎6/7】 島根2号炉は、原子炉水位を厳しくする観点でスクラム信号を設定。 ・解析結果の相違【柏崎6/7、東海第二】 ・解析条件の相違【柏崎6/7】 島根2号炉は、手順上の弁数を設定 ・解析結果の相違【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、おおむね冠水維持する結果となる。 ・解析結果の相違【柏崎6/7、東海第二】

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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>とから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水により、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。</u></p> <p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行う。</u></p> <p><u>原子炉格納容器除熱は、事象発生から約18時間経過した時点で実施する。なお、原子炉格納容器除熱時のサブプレッション・チェンバ・プール水位は、真空破壊装置（約14m）及びベントライン（約17m）に対して、十分に低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。</u></p> <p><u>常設代替交流電源設備による電源供給を開始した後は、事象発生から25.5時間後に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水から残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水に切替える。原子炉水位が維持されることを確認した後、ベントラインを閉じて、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を行うものとする。</u></p>	<p><u>ら上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水により、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。</u></p> <p><u>平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。</u></p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び蒸気温度は徐々に上昇する。そのため、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を行う。</u></p> <p><u>常設代替交流電源設備による電源供給を開始した後は、事象発生から約24時間後に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水から残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水に切り替える。原子炉水位が維持されることを確認した後、残留熱除去系による格納容器除熱を行うものとする。</u></p>	<p><u>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。</u></p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を行う。</u></p> <p><u>常設代替交流電源設備による電源供給を開始した後は、事象発生から24時間30分後時間後に残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し原子炉格納容器除熱を開始するが、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合に、残留熱除去系（低圧注水モード）に切替え、原子炉注水を行うものとする。</u></p>	<p>・解析結果の相違 【東海第二】 島根2号炉は、高出力燃集合体にPCTが発生している。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、準備時間を踏まえて設定。</p> <p>・運用及び解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、原子炉格納容器除熱の機能を喪失した状態であることから、原子炉注水の切替よりも原子炉格納容器除熱機能の復旧を優先し、格</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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、<u>第2.3.4.13 図</u>に示すとおり、<u>原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約805℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体にて発生している。</u>また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの<u>2%以下</u>であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、<u>第2.3.4.7 図</u>に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、<u>約7.52MPa[gage]</u>以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差(高々約0.3MPa)を考慮しても、<u>約7.82MPa[gage]</u>以下であり、最高使用圧力の1.2倍(10.34MPa[gage])を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、<u>代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)</u>による原子炉格納容器冷却及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱を行うことによって、<u>原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約0.31MPa[gage]及び約144℃</u>に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p><u>第2.3.4.8 図</u>に示すとおり、<u>低圧代替注水系(可搬型)</u>による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。</p>	<p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、<u>第2.3.3-10 図</u>に示すとおり、<u>原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約746℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、平均出力燃料集合体にて発生している。</u>また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの<u>1%以下</u>であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、<u>第2.3.3-4 図</u>に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、<u>約8.16MPa[gage]</u>以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差(高々約0.3MPa)を考慮しても、<u>約8.46MPa[gage]</u>以下であり、最高使用圧力の1.2倍(10.34MPa[gage])を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>は徐々に上昇するが、<u>代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)</u>による格納容器冷却及び<u>残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)</u>による格納容器除熱を行うことによって、<u>格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約0.28MPa[gage]及び約141℃</u>に抑えられ、格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p><u>第2.3.3-5 図</u>に示すとおり、<u>低圧代替注水系(可搬型)</u>による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。</p>	<p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、<u>第2.3.4.2-1(7)図</u>に示すとおり、<u>初期値(約309℃)を上回ることとはなく、1,200℃以下となる。</u>また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの<u>1%以下</u>であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、<u>第2.3.4.2-1(1)図</u>に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、<u>約7.59MPa[gage]</u>以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と圧力容器底部圧力との差(高々約0.3MPa)を考慮しても、<u>約7.89MPa[gage]</u>以下であり、最高使用圧力の1.2倍(10.34MPa[gage])を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、<u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却及び残留熱除去系(格納容器冷却モード)</u>による原子炉格納容器除熱を行うことによって、<u>格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約384kPa[gage]及び約151℃</u>に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p><u>第2.3.4.2-1(2)図</u>に示すとおり、<u>低圧原子炉代替注水系(可搬型)</u>による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。</p>	<p>納容器除熱開始後L3に到達した場合に残留熱除去系(低圧注水モード)に切替え、原子炉注水を実施する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違【柏崎6/7, 東海第二】 ・解析結果の相違【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、PCTが発生していない。 ・解析結果の相違【柏崎6/7, 東海第二】 ・解析結果の相違【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。 ・解析結果の相違【柏崎6/7, 東海第二】

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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>その後は、<u>25.5 時間後に代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉注水及び原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.3.4.1)</p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は、事象発生から格納容器圧力逃がし装置等の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.3.1 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)」の実効線量の評価結果以下となり、5mSv を下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</u></p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び<u>周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないこと</u>について、対策の有効性を確認した。</p>	<p>その後は、<u>約 24 時間後に残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.3.3.1)</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p>	<p>その後は、<u>24 時間 30 分後に残留熱除去系による原子炉注水及び原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.3.4.1)</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7、東海第二】 島根 2 号炉は、準備時間を踏まえて設定。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・評価方針の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は敷地境界での実効線量評価は、格納容器フィルタベント系を実施し、ベント時間が最短である「2.6LOCA 時注水機能喪失」において実施している。</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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>2.3.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p><u>全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗</u>では、事象発生直後の原子炉隔離時冷却系による炉心冷却には成功するが、逃がし安全弁の再閉失敗による原子炉圧力の低下により、原子炉隔離時冷却系の注水機能を喪失することが特徴である。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、<u>事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作</u>として、逃がし安全弁による原子炉減圧操作、<u>低圧代替注水系(可搬型)</u>による原子炉注水操作、<u>代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)</u>による原子炉格納容器冷却操作、<u>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作及び代替原子炉補機冷却系運転操作</u>とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p>	<p>2.3.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p><u>全交流動力電源喪失(TBP)</u>では、事象発生直後の原子炉隔離時冷却系による炉心冷却には成功するが、逃がし安全弁の再閉失敗による原子炉圧力の低下により、原子炉隔離時冷却系の注水機能を喪失することが特徴である。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、逃がし安全弁による<u>原子炉急速減圧操作(低圧代替注水系(可搬型)の準備操作含む)</u>及び<u>代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)</u>による<u>格納容器冷却操作</u>とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p>	<p>2.3.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p><u>外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗</u>では、事象発生直後の原子炉隔離時冷却系による炉心冷却には成功するが、逃がし安全弁の再閉失敗による原子炉圧力の低下により、原子炉隔離時冷却系の注水機能を喪失することが特徴である。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、逃がし安全弁による<u>原子炉減圧操作</u>、<u>低圧原子炉代替注水系(可搬型)</u>による原子炉注水操作及び<u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却操作</u>とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p>	<p>・記載方針の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、事象発生から12時間までの操作に限らず、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作を抽出。</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、<u>残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</u></p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、<u>交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。</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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは<u>実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。</u>よって、<u>実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、</u>操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。</p> <p>しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている<u>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）</u>及び格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び</p>	<p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは<u>実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。</u>よって、<u>実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、</u>操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p><u>格納容器</u>における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに<u>気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。</u></p> <p>しかし、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>を操作開始の起点としている<u>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内</p>	<p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは<u>炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。</u>操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p><u>原子炉格納容器</u>における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、<u>気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。</u></p> <p>しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、<u>格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び</p>	<p>備考</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、炉心が一時的に露出するが、その期間は短く、おおむね冠水維持していることから、燃料被覆管温度の有意な上昇はない。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、<u>格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）及び格納容器圧力逃がし装置等</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 (添付資料2.3.4.2)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、<u>実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高め</u>に評価し、<u>有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め</u>に評価することから、<u>評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</u></p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは、燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価することから、<u>評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</u></p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、<u>気液界面の熱伝達の不確かさ</u>として、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）は</p>	<p>内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、<u>格納容器圧力及び雰囲気温度</u>を操作開始の起点としている<u>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 (添付資料 2.3.3.2)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、<u>実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高め</u>に評価し、<u>有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め</u>に評価することから、<u>評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</u></p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価することから、<u>評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</u></p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実</p>	<p>内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、<u>格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 (添付資料 2.3.4.2)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、<u>炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を一時的に下回るが、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ること</u>はないことから、<u>評価項目となるパラメータに与える影響はない。</u></p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは、燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価するが、<u>原子炉水位は燃料棒有効長頂部を一時的に下回るが、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ること</u>はないことから、<u>評価項目となるパラメータに与える影響はない。</u></p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導<u>並びに</u>気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）は</p>	<p>備考</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、炉心が一時的に露出するが、その期間は短く、おおむね冠水維持していることから、燃料被覆管温度の有意な上昇はない。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、炉心が一時的に露出するが、その期間は短く、おおむね冠水維持していることから、燃料被覆管温度の有意な上昇はない。</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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。</p> <p>しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.3.4.2)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、<u>第2.3.4.2表</u>に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は<u>約42kW/m</u>以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩</p>	<p>験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。</p> <p>しかし、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.3.3.2)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、<u>第2.3.3-2表</u>に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は<u>約33kW/m～約41kW/m</u>であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約<u>31GWd/t</u>であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩</p>	<p>ル)はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.3.4.2)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、<u>第2.3.4.2-1表</u>に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は<u>約40.6kW/m</u>以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約<u>30GWd/t</u>であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩</p>	<p>備考</p> <p>・実績値の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。</p> <p>・実績値の相違 【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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順（格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部、サブプレッション・チェンバ・プール水位</u>、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の<u>残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（可搬型）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.3.4.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は<u>約42kW/m</u>以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>りも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>の上昇が遅くなるが、操作手順（格納容器圧力に応じて<u>格納容器スプレイ</u>を実施すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器体積（サブプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部、サブプレッション・プール水位</u>、格納容器圧力並びに<u>格納容器雰囲気温度</u>は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の<u>残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧代替注水系（可搬型）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.3.3.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は<u>約33kW/m～約41kW/m</u>であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び<u>温度</u>の上昇が遅くなるが、操作手順（格納容器圧力に応じて<u>格納容器スプレイ</u>を実施すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>サブプレッション・プール水位</u>、格納容器圧力及び<u>格納容器温度</u>は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の<u>残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.3.4.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は<u>約40.6kW/m</u>以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>島根2号炉の最確条件を記載。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、<u>残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</u></p> <p>・整理方針の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、サブプレッション・チェンバの空間部及び液相部のゆらぎを、サブプレッション・プール水位のゆらぎで代表させていることから、記載していない。</p> <p>・実績値の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。</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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、<u>また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなる</u>ことから、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は<u>格納容器ベント</u>により抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部、サブプレッション・チェンバ・プール水位</u>、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目に与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の<u>残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（可搬型）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約<u>31GWd/t</u>であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、<u>また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなる</u>ことから、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>の上昇は格納容器スプレイにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器体積（サブプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部、サブプレッション・プール水位、格納容器圧力並びに格納容器雰囲気温度</u>は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となる<u>パラメータ</u>に与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の<u>残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧代替注水系（可搬型）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び<u>温度の上昇が遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器スプレイにより抑制される</u>ことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>サブプレッション・プール水位</u>、格納容器圧力及び温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目に与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の<u>残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>・実績値の相違 【東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、炉心が一時的に露出するが、その期間は短く、おおむね冠水維持していることから、燃料被覆管温度の有意な上昇はない。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、<u>残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</u></p> <p>・整理方針の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、サブプレッション・チェンバの空間部及び液相部のゆらぎを、サブプレッション・プール水位のゆらぎで代表させていることから、記載していない。</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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: center;">(添付資料2.3.4.2)</p> <p>b. 操作条件 操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、 「要員配置」、 「移動」、 「操作所要時間」、 「他の並列 操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これら の要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、 運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメー タに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、解 析上の操作開始時間として事象発生から4時間後を設定 している。運転員等操作時間に与える影響として、実態 の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることか ら、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>操作条件の<u>低圧代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注 水操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から4 時間後を設定している。運転員操作時間に与える影響と して、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等で あるため、操作時間に与える影響はない。</p>	<p style="text-align: center;">(添付資料2.3.3.2)</p> <p>b. 操作条件 操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、 「要 員配置」、 「移動」、 「操作所要時間」、 「他の並列操作有無」及 び「操作の確実さ」の6 要因に分類し、これらの要因が運転 員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作 時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響 を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、解析 上の操作開始時間として事象発生から 3 時間 1 分後を設定 している。運転員等操作時間に与える影響として、<u>全交 流動力電源喪失の認知に係る確認時間、低圧代替注水系（可 搬型）による原子炉注水準備の操作時間及び逃がし安全弁 の操作時間は、時間余裕を含めて設定していることから、 操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があ るが、同一の運転員による並列操作はなく、原子炉への注 水開始時間も早まることから、運転員等操作時間に与える 影響も小さい。</u></p> <p>操作条件の<u>低圧代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水 操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から3時間 後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、 <u>全交流動力電源喪失の認知に係る確認時間及び低圧代替注 水系（可搬型）による原子炉注水準備の操作時間は、時間 余裕を含めて設定していることから、操作開始時間は解析 上の設定よりも若干早まる可能性があるが、同一の運転員 による並列操作はなく、原子炉への注水開始時間も早まる ことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</u></p>	<p style="text-align: center;">(添付資料2.3.4.2)</p> <p>b. 操作条件 操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、 「要員配置」、 「移動」、 「操作所要時間」、 「他の並列操作 有無」及び「操作の確実さ」の6 要因に分類し、これらの要 因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転 員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに 与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、解 析上の操作開始時間として事象発生から2時間 20 分後 を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、 実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるこ とから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>操作条件の<u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）</u>による原 子炉注水操作は、解析上の操作開始時間として事象発生 から2時間 20 分後を設定している。運転員等操作時間に 与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定 とほぼ同等であるため、操作時間に与える影響はない。</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 注水設備の準備時間の 相違。 ・解析条件の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は、解析上 の設定が実態の操作時間 と同等であるが、東海第 二では時間余裕を含めて 設定していることから、 早まる場合の影響につい て記載。 ・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 注水設備の準備時間の 相違。 ・解析条件の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は、解析上 の設定が実態の操作時間 と同等であるが、東海第 二では時間余裕を含めて 設定していることから、 早まる場合の影響につい 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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.18MPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、<u>実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、操作時間に与える影響はない。</u>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、運転員（現場）は、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.31MPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、<u>実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力0.31MPa[gage]）に到達するのは、事象発生の約18時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力上昇の傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベント操作も同様に格納容器圧力の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能である。よって、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、操作開始時間に与える影響も小さい。</u>操作開始時間</p>	<p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.279MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、<u>可搬型代替注水中型ポンプ2台により格納容器スプレイと原子炉注水を同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する場合がある操作は異なる要員による実施が可能であるため、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</u>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、並列して実施する場合がある操作は異なる要員による実施が可能であるため、この他の操作に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.3.3.2)</p>	<p>操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力384kPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、<u>実態の運転操作においては、格納容器スプレイの操作実施基準（格納容器圧力384kPa [gage]）に到達するのは、事象発生の約21時間後であり、格納容器代替スプレイ系（可搬型）の準備操作は格納容器圧力及び温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。</u></p> <p><u>また、格納容器スプレイ操作も同様に格納容器圧力及び温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能である。よって、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</u>操作開始時間が遅れた場合においても、格納容器の限界圧力は853kPa [gage] であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う要員を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.3.4.2)</p>	<p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、格納容器スプレイ実施基準到達により格納容器スプレイを実施する。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、大量送水車1台で原子炉注水及び格納容器スプレイを実施する。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>が遅れた場合においても、原子炉格納容器の限界圧力は0.62MPa[gage]であることから、原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員（現場）を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</u></p> <p><u>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から24時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、代替原子炉補機冷却系の準備は、緊急時対策要員の参集に10時間、その後の作業に10時間の合計20時間を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了することで操作開始時間が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</u></p> <p>.....(添付資料2.3.4.2).....</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の<u>低圧代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は<u>解析上の設定よりも早くなる可能性があり、その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</u></p> <p>操作条件の<u>低圧代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は<u>解析上の設定よりも早くなる可能性があり、その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</u></p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は<u>解析上の設定とほぼ同等であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p>操作条件の<u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は<u>解析上の設定とほぼ同等であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、解析上の設定が実態の操作時間と同等であるが、東海第二では時間余裕を含めて設定していることから、早まる場合の影響について記載。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、解析上の設定が実態の操作時間</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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合、遅くなる場合のいずれにおいても、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定から早まり、格納容器圧力及び温度を早期に低下させる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から24時間後に制限する場合、代替原子炉補機冷却系運転操作開始時間のみが早まったとしても、常設代替交流電源設備から受電する設備を運転できないため、評価項目となるパラメータに影響しない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2. 3. 4. 2)</p>	<p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、<u>可搬型代替注水中型ポンプ2台により格納容器スプレイと原子炉注水を同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する場合があります</u>操作は異なる要員による実施が可能であるため、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2. 3. 3. 2)</p>	<p>操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2. 3. 4. 2)</p>	<p>と同等であるが、東海第二では時間余裕を含めて設定していることから、早まる場合の影響について記載。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、大量送水車1台で原子炉注水及び格納容器スプレイを実施する。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。

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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>第2.3.4.23図から第2.3.4.25図に示すとおり、操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び<u>低圧代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水操作については、<u>運転員による原子炉隔離時冷却系の再起動を考慮した場合において、事象発生から5時間10分後（操作開始時間70分の時間遅れ）</u>までに逃がし安全弁による原子炉減圧操作を開始し<u>低圧代替注水系（可搬型）</u>による注水が開始できれば、燃料被覆管の最高温度は約808℃となり1,200℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約9時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作については、<u>格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約18時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</u></p> <p>また、<u>格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は0.31MPa[gage]から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、原子炉格納容器の限界圧力0.62MPa[gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約38時間後であり、約20時間以上の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</u></p> <p>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作については、<u>事象想定として常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から24時間後としており、代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は、事象発生から24時間あり、準備時間が確保できる</u></p>	<p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>第2.3.3-20 図から第2.3.3-22 図に示すとおり、操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び<u>低圧代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水操作については、<u>運転員による原子炉隔離時冷却系の再起動を考慮した場合において、事象発生から 3 時間 56 分後（操作開始時間 55 分の時間遅れ）</u>までに逃がし安全弁による原子炉減圧操作を開始し<u>低圧代替注水系（可搬型）</u>による注水が開始できれば、燃料被覆管の最高温度は約 875℃となり 1,200℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 14 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 2.3.3.2, 2.3.3.3)</p>	<p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>第 2.3.4.2-1(14)図から第 2.3.4.2-1(16)図に示すとおり、操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び<u>低圧原子炉代替注水系(可搬型)</u>による原子炉注水操作については、事象発生から3時間5分後（操作開始時間の45分程度の遅れ）までに逃がし安全弁による原子炉減圧操作を開始し<u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）</u>による注水が開始できれば、燃料被覆管の最高温度は約 805℃となり 1,200℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作については、<u>格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 21 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</u></p> <p>(添付資料 2.3.4.2, 2.3.4.3)</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は、原子炉隔離時冷却系の再起動は想定していない。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・解析結果の相違 【東海第二】 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、交流電源の復旧により使用可能

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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>ため、時間余裕がある。</u> (添付資料2.3.4.2, 2.3.4.3)</p> <p>(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p>	<p>(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p>	<p>(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p>	<p>となる原子炉補機冷却系に期待している。</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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>2.3.4.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗</u>」において、<u>6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における事象発生10時間までに必要な要員は、「2.3.4.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり32名</u>である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している<u>運転員、緊急時対策要員等の72名</u>で対処可能である。</p> <p>また、<u>事象発生10時間以降に必要な参集要員は46名であり、発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。</u></p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗</u>」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p><u>原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系(可搬型)</u>による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮する</p>	<p>2.3.3.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(TBP)</u>」において、<u>重大事故等対策時における事象発生2時間までに必要な要員は、「2.3.3.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり24名</u>である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している<u>災害対策要員(初動)の39名</u>で対処可能である。</p> <p>また、<u>事象発生2時間以降に必要な参集要員は6名であり、発電所構外から2時間以内に参集可能な要員の72名で確保可能である。</u></p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(TBP)</u>」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p><u>低圧代替注水系(可搬型)</u>による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、合計約 <u>2,160m³</u></p>	<p>2.3.4.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+SRV再閉失敗+HPCS失敗</u>」において、<u>重大事故等対策時に必要な要員は、「2.3.4.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり31名</u>である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している<u>緊急時対策要員の45名</u>で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+SRV再閉失敗+HPCS失敗</u>」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p><u>低圧原子炉代替注水系(可搬型)</u>による原子炉注水及び<u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)</u>による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、合計約 <u>1,000m³</u></p>	<p>・運用及び体制の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>島根2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能な体制を整備</p> <p>・運用及び設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>プラント基数，設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが，タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお，これら要員31名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。</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、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、原子炉</p>

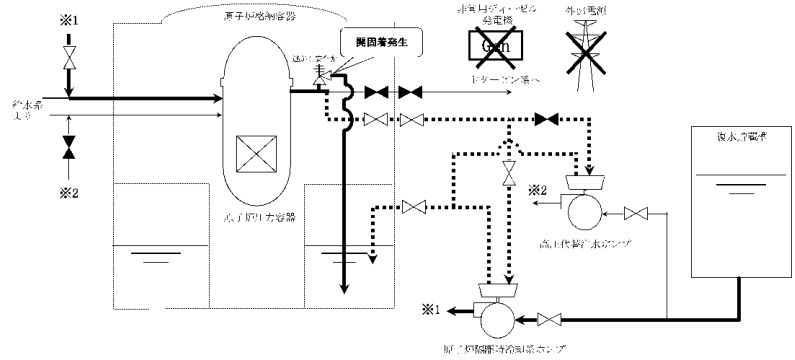
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>と、号炉あたり合計約2,100m³の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約4,200m³の水が必要である。</p> <p>水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能であり、水源を枯渇させることなく7日間の注水継続実施が可能である。</p> <p>(添付資料2.3.4.4)</p> <p>b. 燃料</p> <p>常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に6号及び7号炉において合計約504kLの軽油が必要となる。可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による原子炉注水及び格納容器スプレイについては、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプ(A-2級)の運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約21kLの軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系専用の電源車については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約37kLの軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車(熱交換器ユニット用)については、保守的に事象発生直後からの大容量送水車(熱交換器ユニット用)の運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約11kLの軽油が必要となる。</p> <p>5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約13kLの軽油が必要となる(6号及び7号炉合計約655kL)。</p> <p>6号及び7号炉の各軽油タンク(約1,020kL)及び常設代替交流電源設備用燃料タンク(約100kL)にて合計約2,140kLの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給、可搬型代替注</p>	<p>の水が必要である。</p> <p>水源として、西側淡水貯水設備に約4,300m³の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能であり、水源を枯渇させることなく7日間の注水継続実施が可能である。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水については、サブレーション・チェンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはない。</p> <p>(添付資料2.3.3.4)</p> <p>b. 燃料</p> <p>常設代替交流電源設備(常設代替高圧電源装置5台)による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約352.8kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクにて約800kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、常設代替交流電源設備(常設代替高圧電源装置5台)による電源供給について、7日間の継続が可能である。可搬型代替注水中型ポンプ(2台)による原子炉注水及び格納容器スプレイについては、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水中型ポンプ(2台)の運転を想定すると、7日間の運転継続に約12.0kLの軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクにて約210kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、可搬型代替注水中型ポンプ(2台)による原子炉注水及び格納容器スプレイについて、7日間の継続が可能である。</p>	<p>の水が必要となる。</p> <p>水源として、輪谷貯水槽(西)に約7,000m³の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。輪谷貯水槽(西)は十分な水を保有しており、輪谷貯水槽(西)を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水については、サブレーション・チェンバのプール水を水源とし注水することから、水源が枯渇することはない。</p> <p>(添付資料2.3.4.4)</p> <p>b. 燃料</p> <p>常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約352m³の軽油が必要となる。低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系(可搬型)による格納容器スプレイについては、保守的に事象発生直後からの大量送水車の運転を想定すると、7日間の運転継続に約11m³の軽油が必要となる。合計363m³の軽油が必要となる。ガスタービン発電機用軽油タンクにて約450m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから常設代替交流電源設備による電源供給、低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系による格納容器スプレイについて、7日間の運転継続が可能である。</p>	<p>隔離時冷却系の水源にS/C水源を使用。</p> <p>・水量評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系の水源にS/C水源を使用。</p> <p>・燃料評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。</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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>水ポンプ (A-2 級) による原子炉注水及び格納容器スプレイ、代替原子炉補機冷却系の運転、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p>(添付資料2.3.4.5)</p> <p>c. 電源</p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、6号炉で約1,174kW、7号炉で約1,184kW必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が1台あたり2,950kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料 2.3.4.6)</p>	<p>緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約70.0kLの軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約75kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p>(添付資料 2.3.3.5)</p> <p>c. 電源</p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、約4,510kW必要となるが、常設代替交流電源設備 (常設代替高圧電源装置 5 台) は連続定格容量が約 5,520kW であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料 2.3.3.6)</p>	<p>緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約8m³の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約45m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p>(添付資料2.3.4.5)</p> <p>c. 電源</p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、約4,268kW必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が約4,800kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料 2.3.4.6)</p>	<p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2 号炉は、緊急時対策所用発電機用の燃料タンクを有している。また、モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。</p> <p>・電源設備容量の相違</p> <p>【柏崎 6/7、東海第二】</p> <p>常設代替交流電源設備から電源供給が必要となる負荷が異なる。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2 号炉は、モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。</p>

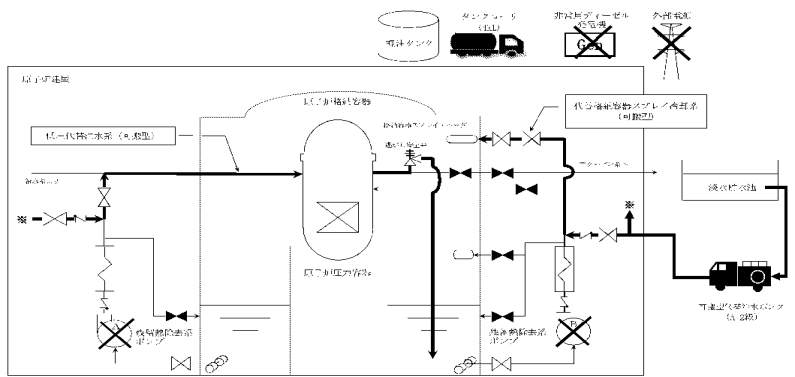
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>2.3.4.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）＋SRV再閉失敗</u>」では、全交流動力電源喪失と同時に逃がし安全弁1個が開状態のまま固着し、蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで、原子炉注水機能を喪失し、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）＋SRV再閉失敗</u>」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>低圧代替注水系（可搬型）</u>及び<u>逃がし安全弁</u>による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水手段、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）</u>による原子炉格納容器冷却手段、<u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）</u>及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）＋SRV再閉失敗</u>」の重要事故シーケンス「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）＋SRV再閉失敗</u>」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、<u>低圧代替注水系（可搬型）</u>及び<u>逃がし安全弁</u>による原子炉注水、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）</u>による原子炉格納容器冷却、<u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却</u></p>	<p>2.3.3.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（TBP）</u>」では、全交流動力電源喪失と同時に逃がし安全弁1個が開状態のまま固着し、蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで、原子炉注水機能を喪失し、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（TBP）</u>」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>低圧代替注水系（可搬型）</u>及び<u>逃がし安全弁（自動減圧機能）</u>による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として、<u>残留熱除去系（低圧注水系）</u>による原子炉注水手段、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）</u>による格納容器冷却手段並びに<u>残留熱除去系（代替格納容器スプレイ冷却系）</u>及び<u>残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u>による格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（TBP）</u>」の重要事故シーケンス「<u>外部電源喪失＋DG失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋HPCS失敗</u>」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、<u>低圧代替注水系（可搬型）</u>及び<u>逃がし安全弁（自動減圧機能）</u>による原子炉注水、<u>残留熱除去系（低圧注水系）</u>による原子炉注水、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）</u>による格納容器冷却並びに<u>残留熱除去系（代替格納容器スプレイ冷却系）</u>及び<u>残留熱除去系（サブプレシ</u></p>	<p>2.3.4.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋SRV再閉失敗＋HPCS失敗</u>」では、全交流動力電源喪失と同時に逃がし安全弁1個が開状態のまま固着し、蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで、原子炉注水機能を喪失し、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋SRV再閉失敗＋HPCS失敗</u>」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）</u>及び<u>自動減圧機能付き逃がし安全弁</u>による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水手段、<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による原子炉格納容器冷却手段並びに<u>残留熱除去系（格納容器冷却モード）</u>及び<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>による原子炉格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋SRV再閉失敗＋HPCS失敗</u>」の重要事故シーケンス「<u>外部電源喪失＋交流電源（DG-A, B）失敗＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗</u>」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、<u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）</u>及び<u>自動減圧機能付き逃がし安全弁</u>による原子炉注水、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水、<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による原子炉格納容器冷却並びに<u>残留熱除去系（格納容器冷却モード）</u>及び<u>残留熱除去系（サブ</u></p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】</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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>モード)、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>なお、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>の使用による敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<u>運転員及び緊急時対策要員</u>にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、原子炉隔離時冷却系、<u>低圧代替注水系(可搬型)</u>及び<u>逃がし安全弁</u>による原子炉注水、<u>代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)</u>による原子炉格納容器冷却、<u>代替原子炉補機冷</u></p>	<p><u>ジョン・プール冷却系</u>)による格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、<u>格納容器バウンダリ</u>にかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<u>災害対策要員</u>にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、原子炉隔離時冷却系、<u>低圧代替注水系(可搬型)</u>及び<u>逃がし安全弁(自動減圧機能)</u>による原子炉注水、<u>代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)</u>による格納容器冷却、<u>残留熱</u></p>	<p><u>レシジョン・プール水冷却モード</u>)による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、<u>原子炉格納容器バウンダリ</u>にかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<u>緊急時対策要員</u>にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、原子炉隔離時冷却系、<u>低圧原子炉代替注水系(可搬型)</u>及び<u>自動減圧機能付き逃がし安全弁</u>による原子炉注水、<u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)</u>による<u>原子炉格納容器冷却</u>、<u>残</u></p>	<p>島根2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・解析条件の相違</p>

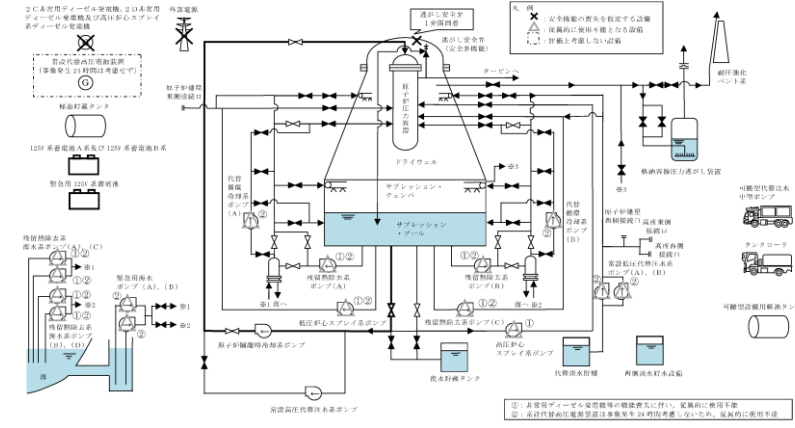
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>却系を介した残留熱除去系及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗</u>」に対して有効である。</p>	<p>除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（TBP）</u>」に対して有効である。</p>	<p><u>留熱除去系（格納容器冷却モード）</u>による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再閉失敗+HPCS失敗</u>」に対して有効である。</p>	<p>【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p>



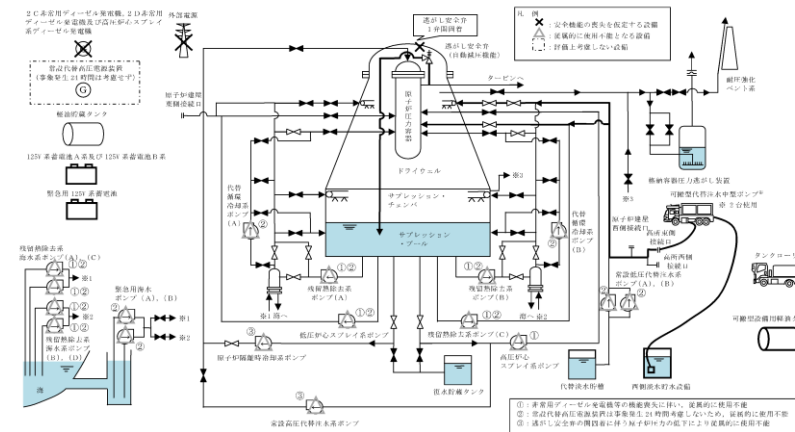
第 2.3.4.1 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗」の重大事故等対策の概略系統図 (1/4)
(原子炉注水)



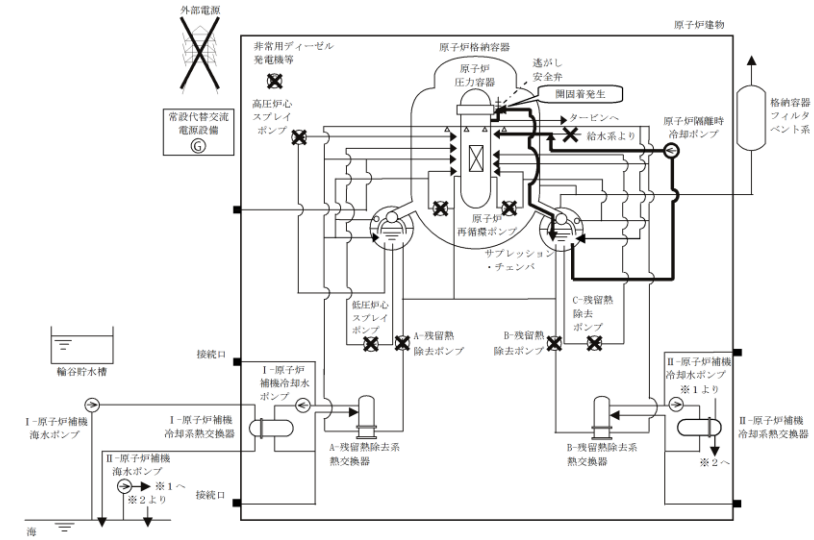
第 2.3.4.2 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗」の重大事故等対策の概略系統図 (2/4)
(原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)



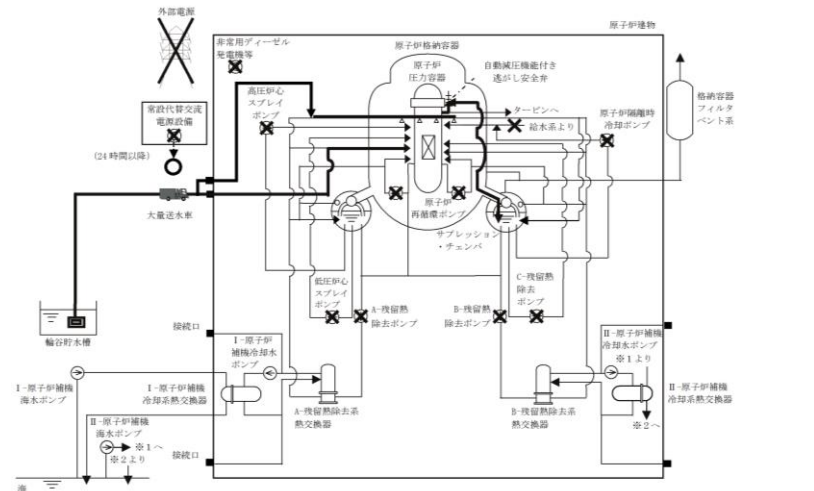
第 2.3.3-1 図 全交流動力電源喪失 (TBP) 時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
(原子炉隔離時冷却による原子炉注水段階)



第 2.3.3-1 図 全交流動力電源喪失 (TBP) 時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)
(低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水及び代替格納容器スプレィ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却段階)



第 2.3.4.1-1(1) 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 失敗)+SRV 再閉失敗+HPCS 失敗」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉注水)

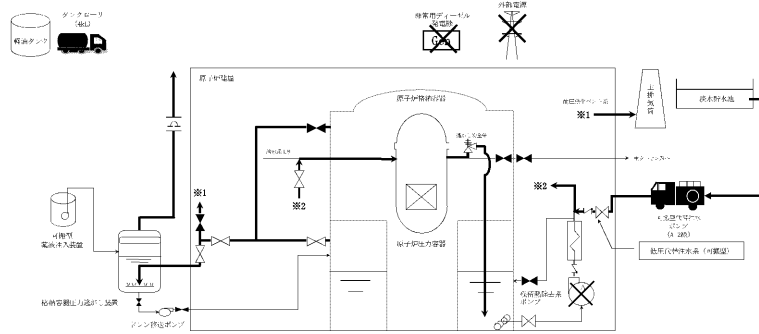


第 2.3.4.1-1(2) 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 失敗)+SRV 再閉失敗+HPCS 失敗」の重大事故等対策の概略系統図
(原子炉減圧, 原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)

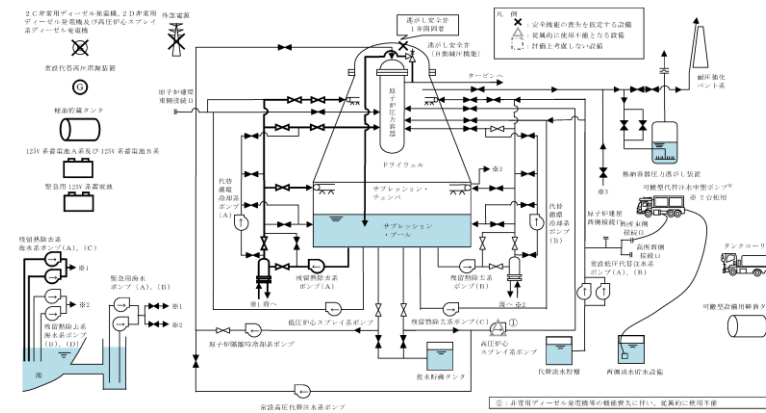
・設備設計の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

・解析結果の相違
【柏崎 6/7】

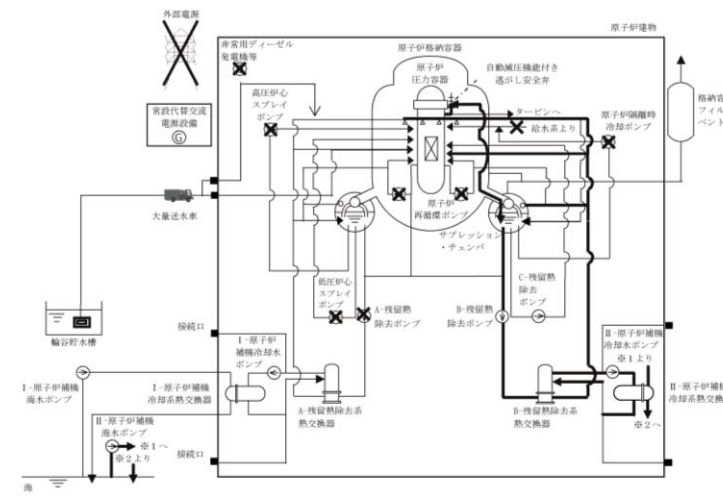
島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。



第 2.3.4.3 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再開失敗」の重大事故等対策の概略系統図 (3/4)
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



第 2.3.3-1 図 全交流動力電源喪失 (TBP) 時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
(残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階)



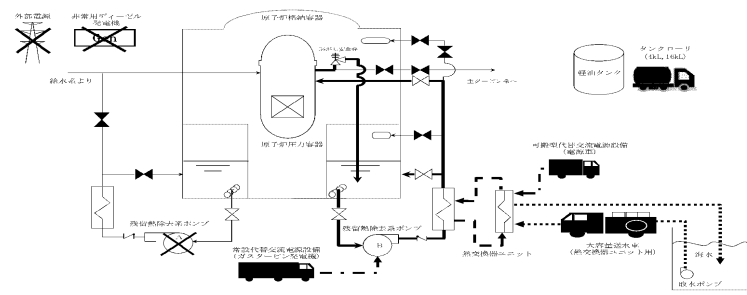
第 2.3.4.1-1(3) 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 失敗) +SRV 再開失敗+HPCS 失敗」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

・設備設計の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

・解析条件の相違
【柏崎 6/7】

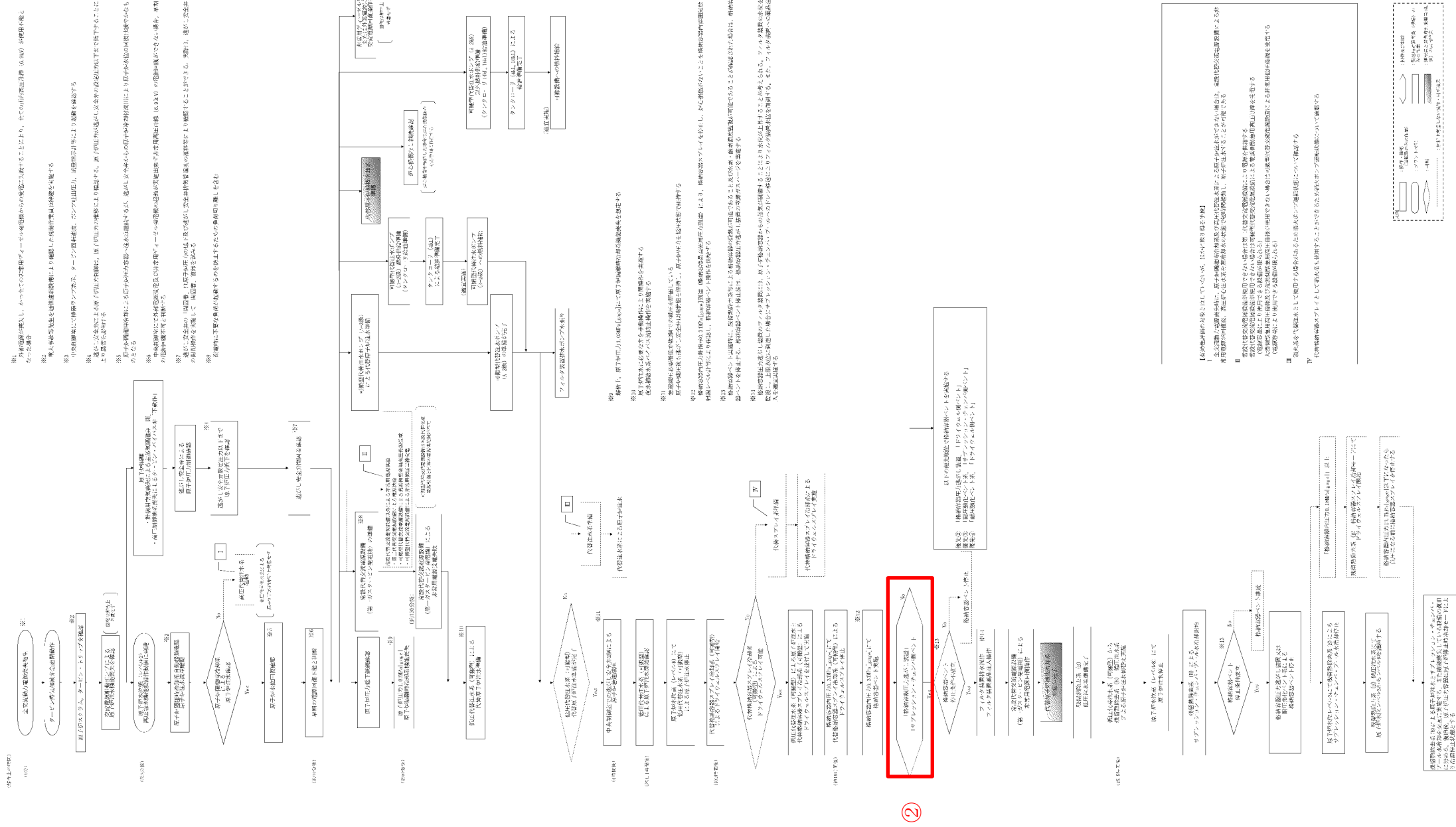
島根 2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。

島根 2号炉は、残留熱除去系により原子炉注水と原子炉格納容器除熱を実施する。



※残留熱除去系の低圧注水モードとサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードを切替えて、原子炉水位をレベル 3～レベル 8 の範囲で維持する。

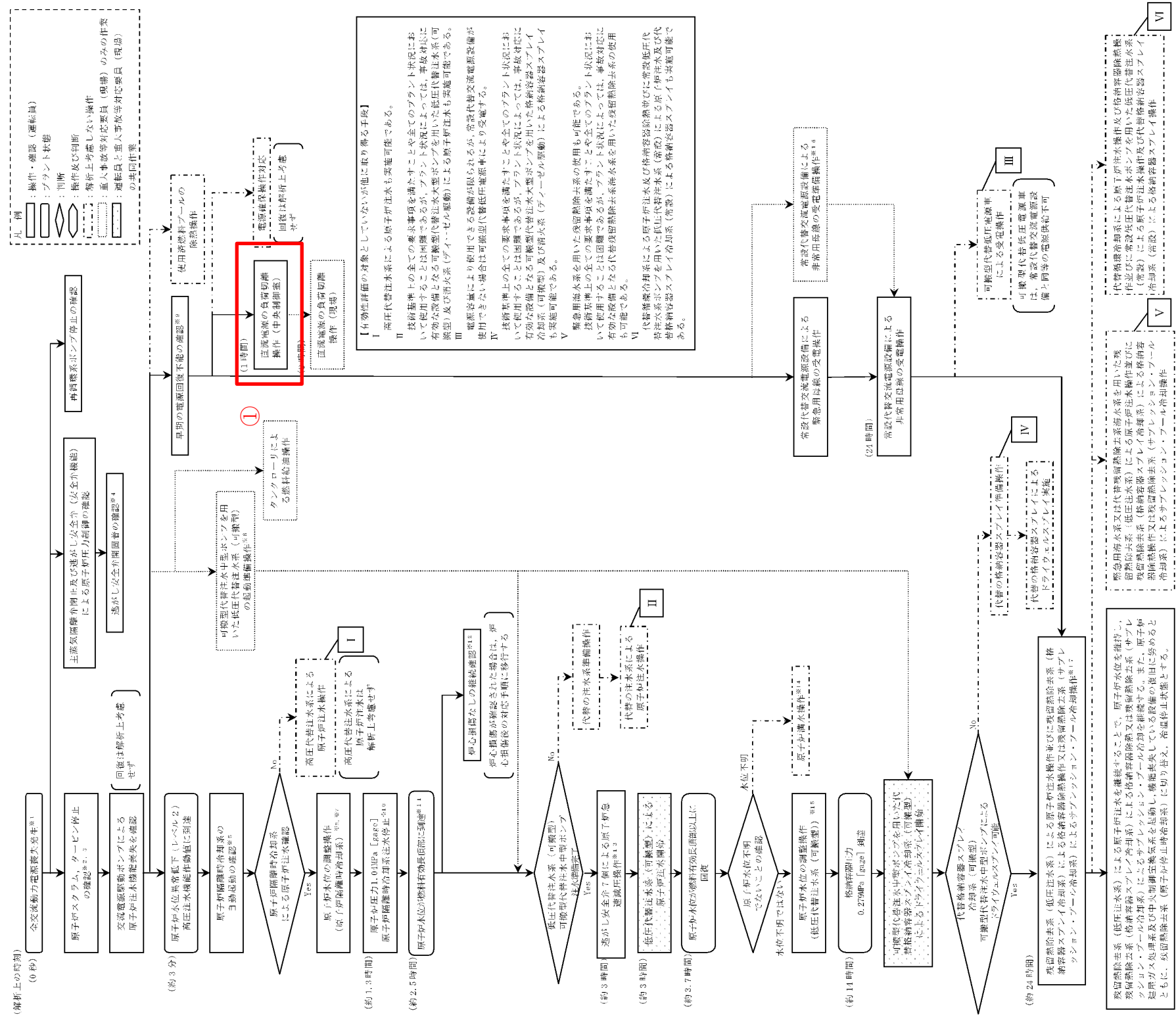
第 2.3.4.4 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再開失敗」の重大事故等対策の概略系統図 (4/4)
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



第 2.3.4.5 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) + SRV 再閉失敗」の対応手順の概要

備考
 差異理由は、島根 2 号炉「第 2.3.4.1-2 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 失敗) + SRV 再閉失敗+HPC S 失敗」の対応手順の概要」の備考欄参照

差異理由は、島根2号炉「第2.3.4.1-2図「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+SRV再閉失敗+HPCS失敗」の対応手順の概要」の備考欄参照



※1 外部電源が喪失し、かつ全ての非常用ディーゼルの発電機が停止することにより、全ての炉内高圧系統(6.9kV)が使用不能となった場合。

※2 重大事故等発生を通信連絡設備により検出した現業作業員は速報を基礎とする。

※3 原子炉スクラムは、中央制御室にて平均出力短減計算等により確認する。なお、原子炉スクラムは、原子炉圧力の低下及び過熱が安全弁排気管電圧の推移等により確認することができる。

※4 主蒸気減圧弁の閉止時は原子炉圧力が速やかに安全弁の高圧正圧以下まで低下することにより異常を検知する。逃がし安全弁の「閉鎖」は、原子炉圧力の低下及び過熱が安全弁排気管電圧の推移等により確認することができる。

※5 中央制御室にて、蒸気発生機、蒸気タービン回転速度、系統電圧等により確認する。

※6 原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力制御は、蒸気発生機、蒸気タービン回転速度、系統電圧等により確認する。

※7 原子炉隔離時冷却系により、原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間に維持する。

※8 全交流動力電源喪失に伴う原子炉水位を維持するための措置は、速やかに可搬型代替低圧電源車(可搬型)による原子炉水位の回復は最優先となる。

※9 中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼルの発電機を起動させる。可搬型代替低圧電源車(可搬型)には原子炉水位の回復は最優先となる。

※10 燃料棒、原子炉圧力1.0MPa [range]にて原子炉隔離時冷却系を起動させる。格納容器内圧力監視等により原子炉水位の回復を確認する。

※11 原子炉水位が燃料棒有効長底部以下となった場合は、格納容器内圧力監視等により原子炉水位の回復を確認する。

※12 原子炉水位が燃料棒有効長底部以下となった場合は、格納容器内圧力監視等により原子炉水位の回復を確認する。

※13 原子炉隔離時冷却系は原子炉水位が燃料棒有効長底部より原子炉水位の回復を確認する。原子炉水位が燃料棒有効長底部より原子炉水位の回復を確認する。

・シラウイウエが初期気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明状態に入った場合

・原子炉水位の計測電圧が停止したため

・原子炉水位の計測電圧のばらつきが大きくなる

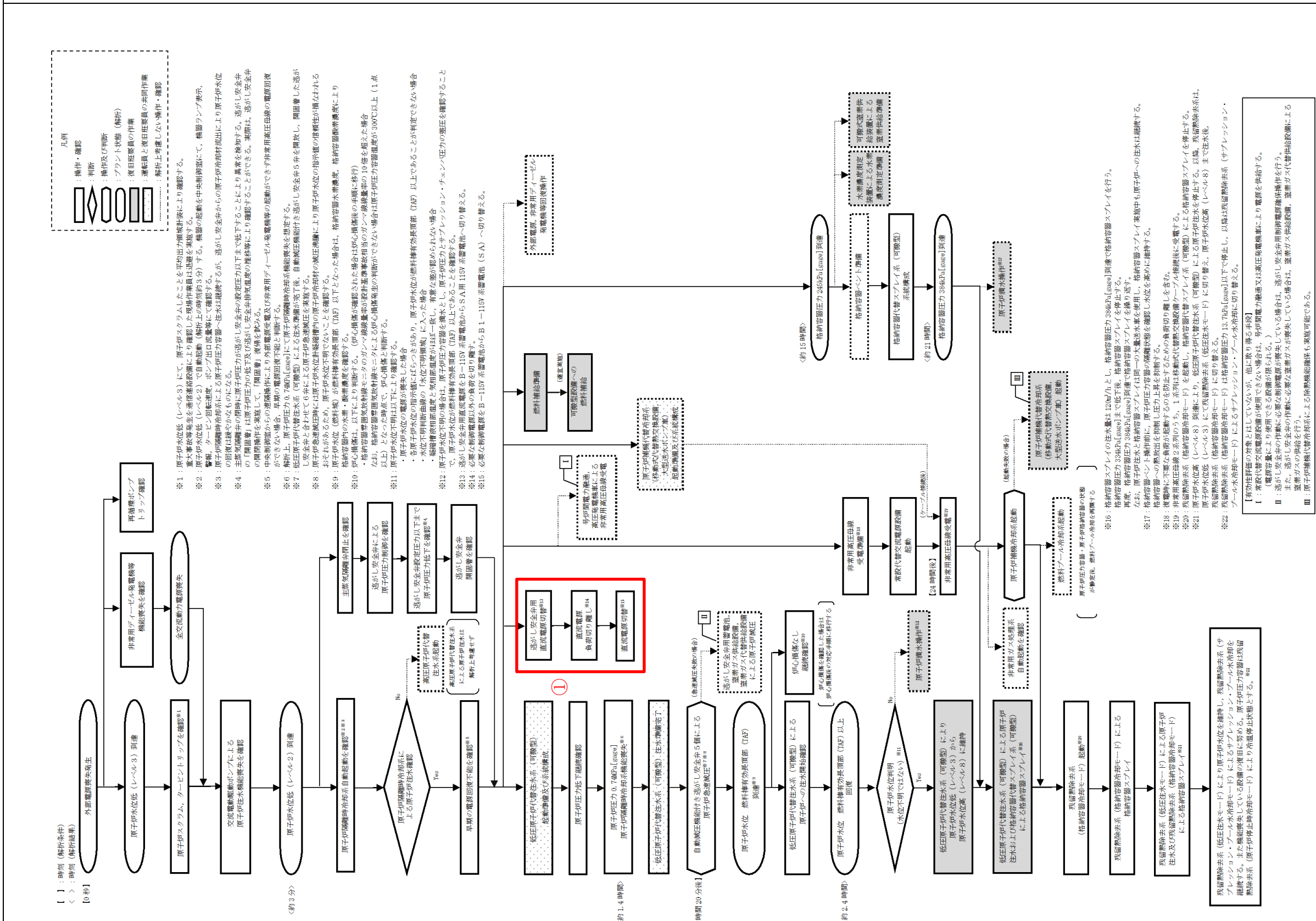
※14 原子炉水位不明の場合は、原子炉圧力を監視することにより、原子炉水位が燃料棒有効長底部以上であることを確認する。

※15 可搬型代替低圧電源車(可搬型)による原子炉水位の回復は、原子炉水位が燃料棒有効長底部以上であることを確認する。

※16 燃料棒が燃料棒有効長底部より原子炉水位の回復を確認する。

※17 燃料棒が燃料棒有効長底部より原子炉水位の回復を確認する。

第2.3.3-2 図 全交流動力電源喪失(TBP)の対応手順の概要



第2.3.4.1-2 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + S R V再開失敗 + H P C S失敗」の対応手順の概要

備 考	備 考
<ul style="list-style-type: none"> 設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ①島根 2号炉は、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作を実施する前に、逃がし安全弁用直流電源切替操作を実施する。 記載方針の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ①島根 2号炉は、直流電源切替操作を記載。 解析結果の相違 【柏崎 6/7】 ②島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。 	<ul style="list-style-type: none"> 設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ①島根 2号炉は、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作を実施する前に、逃がし安全弁用直流電源切替操作を実施する。 記載方針の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ①島根 2号炉は、直流電源切替操作を記載。 解析結果の相違 【柏崎 6/7】 ②島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。

差異理由は、島根2号炉「第2.3.4.1-3図「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再開失敗+HPCS失敗」の作業と所要時間」の備考欄参照

全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再開失敗							経過時間（分）												備考				
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容																
	責任者		当直長		1人																		
	指揮者	6号	7号	当直副長	1人	緊急時対策本部連絡																	
	指揮者	6号	7号	当直副長	1人	各号炉運転操作指揮																	
指揮者		緊急時対策本部要員		6人																			
運転員（中絶）		運転員（規程）		緊急時対策要員（現場）																			
6号		7号		6号		7号		6号		7号													
状況判断	2A A, B	2A a, b	-	-	-	-	・全交流動力電源喪失確認 ・原子炉システム、タービン・トリップ確認 ・逃がし安全弁「閉鎖」確認 ・交流電源駆動による原子炉注水機能喪失確認	10分															
原子炉注水操作	0A A	0A a	-	-	-	-	・原子炉隔離時冷却系 原子炉注水確認	原子炉隔離時冷却系での注水は、原子炉注水1.03MPaまで実施															
発電機同期復旧操作 （解断上導線せず）	-	-	-	-	-	-	・非常用ディーゼル発電機 運転再開 ・外部電源 回復																
常設代替交流電源設備準備操作 （第一ガスタービン発電機）	0A A	0A a	-	-	-	-	・第一ガスタービン発電機 起動	30分															
常設代替交流電源設備運転 （第一ガスタービン発電機）	0A B	0A b	-	-	-	-	・第一ガスタービン発電機 給電	10分															
常設代替交流電源設備からの 非常用高圧母線 B系 受電準備 操作	0A B	0A b	-	-	-	-	・非常用高圧母線 B系 受電前準備（中央制御室）	20分															
	-	-	0A C, D E, F	0A c, d e, f	-	-	・放射線防護設備準備	10分															
	-	-	0A C, D E, F	0A c, d e, f	-	-	・現場移動 ・非常用高圧母線 B系 受電前準備 （電燈受電準備）	50分															
常設代替交流電源設備からの 非常用高圧母線 B系 受電準備 /受電失敗確認	0A B	0A b	-	-	-	-	・現場移動 ・非常用高圧母線 B系 受電前準備 （コントロール電燈制御）	50分															
	-	-	0A C, D E, F	0A c, d e, f	-	-	・非常用高圧母線 B系 受電確認	10分															
常設代替交流電源設備からの 非常用高圧母線 C系 受電準備 /受電失敗確認	0A B	0A b	-	-	-	-	・非常用高圧母線 C系 受電前準備（中央制御室）	20分															
	-	-	0A C, D E, F	0A c, d e, f	-	-	・現場移動 ・非常用高圧母線 C系 受電前準備	50分															
常設代替交流電源設備からの 非常用高圧母線 C系 受電準備 /受電失敗確認	0A B	0A b	-	-	-	-	・非常用高圧母線 C系 受電確認	10分															
	-	-	0A C, D E, F	0A c, d e, f	-	-	・非常用高圧母線 C系 受電/受電失敗	10分															
常設代替交流電源設備 停止操作 （第一ガスタービン発電機）	0A B	0A b	-	-	-	-	・第一ガスタービン発電機 停止	10分															
低圧代替注水系（可搬型）による 原子炉注水準備操作	-	-	-	-	-	10A	・放射線防護設備準備 ・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ（A-2機）による原子炉への注水 準備（可搬型代替注水ポンプ（A-2機）移動、ホース敷設 （淡水貯水槽から可搬型代替注水ポンプ（A-2機）、可搬型 代替注水ポンプ（A-2機）から接続口、ホース水張り）	230分															
	-	-	0A C, D E, F	0A c, d e, f	-	-	・現場移動 ・ユニハンドラリンク機構取り外し ・電動昇降機系統構成 （洗浄水弁・原子炉注水弁） （パイプス漏防止措置）	150分															
低圧代替注水系（可搬型）による 原子炉注水操作	0A A	0A a	-	-	-	-	・原子炉減圧操作	5分															
	-	-	-	-	-	10A 10B 10C	・原子炉注水状態確認 ・可搬型代替注水ポンプ（A-2機）による原子炉への注水 準備（可搬型代替注水ポンプ（A-2機）運転状態確認 ・淡水貯水槽からの送水状態確認	230分	過電圧発生														
給油準備	-	-	-	-	-	2A	・放射線防護設備準備	10分															
	-	-	-	-	-	2A	・軽油タンクからタンクローリ（4kl.）への給油	140分															
給油作業	-	-	-	-	-	-	・可搬型代替注水ポンプ（A-2機）への給油	230分	過電圧発生														

第2.3.4.6 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再開失敗」の作業と所要時間(1/2)

差異理由は、島根2号炉「第2.3.4.1-3図「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再開失敗+HPCS失敗」の作業と所要時間」の備考欄参照

全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再開失敗							経過時間（時間）																								備考
作業項目	作業箇所・必要人員数																														
	運転員（申請）		運転員（現場）		緊急時作業員（復旧）																										
	6号	7号	6号	7号	6号	7号																									
低圧代替水系（可搬型）による原子炉注水操作	0.5A A	0.5A A	-	-	-	-	0.5A 18分																								停止不能
給油作業	-	-	-	-	-	-	0.5A 18分																								停止不能
代替格納容器スライダ相系（可搬型）による格納容器スライダ操作	0.5A A	0.5A A	0.5A E,F	0.5A E,F	-	-	0.5A 120分																								停止不能
格納容器ベント準備操作	-	-	0.5A C,D	0.5A E,F	-	-	0.5A 95分																								停止不能
格納容器ベント操作	0.5A B	0.5A B	-	-	-	-	0.5A 95分																								停止不能
代替原子炉格納容器系 準備操作	-	-	0.5A C,D	0.5A E,F	-	-	0.5A 300分																								停止不能
代替原子炉格納容器系 運転	-	-	-	-	0.5A B	0.5A B	0.5A 10分																								停止不能
給油準備	-	-	-	-	-	-	0.5A 140分																								停止不能
格納容器系 緊急時操作	-	-	-	-	-	-	0.5A 20分																								停止不能
格納容器系 緊急時操作	-	-	-	-	-	-	0.5A 10分																								停止不能
格納容器系 緊急時操作	-	-	-	-	-	-	0.5A 10分																								停止不能
代替格納容器スライダ相系（可搬型）による格納容器スライダ緊急時操作	0.5A A	0.5A A	-	-	-	-	0.5A 80分																								停止不能
格納容器系 緊急時操作	-	-	-	-	-	-	0.5A 80分																								停止不能
格納容器系 緊急時操作	-	-	-	-	-	-	0.5A 15分																								停止不能
低圧代替水系（可搬型）から低圧注水モード切替	0.5A A	0.5A A	-	-	-	-	0.5A 5分																								停止不能
低圧代替水系（可搬型）による原子炉注水試験機操作	-	-	0.5A C,D	0.5A E,F	-	-	0.5A 80分																								停止不能
代替格納容器系 緊急時操作	0.5A A	0.5A A	-	-	-	-	0.5A 30分																								停止不能
格納容器ベント停止操作	-	-	0.5A E,F	0.5A E,F	-	-	0.5A 30分																								停止不能
格納容器ベント停止操作	-	-	0.5A C,D	0.5A E,F	-	-	0.5A 80分																								停止不能
格納容器ベント停止操作	-	-	-	-	-	-	0.5A 30分																								停止不能
給油準備	-	-	-	-	-	-	0.5A 120分																								停止不能
給油作業	-	-	-	-	-	-	0.5A 30分																								停止不能

第2.3.4.6 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再開失敗」の作業と所要時間(2/2)

全交流動力電源喪失 (TBP)				経過時間 (分)		備考											
				0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	
実施箇所・必要要員数 【】は作業後移動してきた要員	責任者	当直副班長 1人	中央監視運転操作指揮	操作の内容	▼ 事象発生 ▼ 原子炉スクラム ▼ 約3分 原子炉水位異常低ド (レベル2) 到達 ▼ プラント状況判断	▼ 1時間 直流電源の負荷切離操作 (中央制御室)	▼ 約1.3時間 原子炉圧力1.04MPa到達 (原子炉隔離時冷却系停止)										
	補佐	当直副班長 1人	運転操作指揮補佐														
	指揮者等	災害対策要員 (指揮者等) 4人	初発での指揮 緊急時内外連絡														
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)														
状況判断	2人 A, B	-	-	●全交流動力電源喪失確認 ●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●主蒸気循環が停止及び連がし安全弁 (安全弁機室) による原子炉圧力調整の確認 ●再循環系ポンプ停止の確認 ●交流電源駆動ポンプによる原子炉排水機室喪失確認 ●連がし安全弁閉鎖の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	10分												
原子炉水位の調整操作 (原子炉隔離時冷却系)	【1人】 A	-	-	●原子炉隔離時冷却系による原子炉排水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) の間に維持												
予備の電源回復不能の確認	【1人】 A	-	-	●高圧炉内スプレイズターセル発電機の手動起動操作 (失敗)	1分												
	【1人】 B	-	-	●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作 (失敗)	2分												
電源確保操作可能	-	-	2人 A, B	●電源確保操作	適宜実施											解析し考慮しない	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) の駆動準備操作	-	-	8人 C~J	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	170分												
	-	3人 C, D, E	3人 K, L, M	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の系統構成操作	125分												
屋内常設直営電源設備による非常用所内電気設備への給電操作 (不要負荷の切離操作)	【1人】 B	-	-	●不要負荷の切離操作 (中央制御室)	6分												

差異理由は、島根2号炉「第2.3.4.1-3図「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗)+SRV再閉失敗+HPCS失敗」の作業と所要時間」の備考欄参照

第2.3.3-3 図 全交流動力電源喪失 (TBP) の作業と所要時間 (1/2)

東海第二発電所 (2018.9.12版)

備考

差異理由は、島根2号炉「第2.3.4.1-3図「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+SRV再閉失敗+HPCS失敗」の作業と所要時間」の備考欄参照

全交流動力電源喪失(TBP)				経過時間(分)							備考				
				4	8	12	16	20	24	28		32	36	40	
操作項目	実施箇所・必要要員 【】は前作業後移動してきた要員	操作の内容		<p>▽約2時間32分 燃料有効長頂部到達(※1) 3時間1分 原子炉減圧操作 約3時間44分 燃料有効長頂部回復(※1) 8時間 直流電源の負荷切離操作(現場) 約14時間 格納容器圧力0.279MPa_aに到達 24時間 非常用母線受電 24時間10分 残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水及び残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)による格納容器除熱の交互運転開始</p>										※1 シュラウド内水位に基づく時間	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の起動準備操作	—	—	8人 c, j	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、テスト警試等の操作										170分	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の起動準備操作	—	—	【2人】 c, d	●可搬型代替注水中型ポンプの起動操作										起動後、適宜監視	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水の系統構成操作	—	3人 C, D, E	3人 k, l, n	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水の系統構成操作										125分	
タンクローリによる燃料給油操作	—	—	2人 (参集)	●可搬型代替注水中型ポンプからのタンクローリへの給油操作 ●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作										90分	タンクローリ稼働に応じて副燃料タンクから給油
逃がし安全弁(自動減圧機能)による原子炉緊急減圧操作	【1人】 f	—	—	●逃がし安全弁(自動減圧機能)6個の手動開放操作										1分	
原子炉水位の調整操作(低圧代替注水系(可搬型))	—	【2人】 C, D	2人 (参集) ↓ o	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水の調整操作										系統構成後、適宜流量調整	
所内高圧交流電源喪失による非常用所内電気設備への給電操作(必要負荷の切離操作)	—	【1人】 h	【1人】 k	●必要負荷の切離操作(現場)										50分	
非常用母線受電設備による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	—	—	●非常用母線の受電準備操作(中央制御室)										35分	
非常用母線受電設備による非常用母線の受電準備操作	—	【1人】 E	【1人】 k	●非常用母線の受電準備操作(現場)										75分	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器除熱の系統構成操作	—	【1人】 E	【3人】 k, l, n 2人 (参集)	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器除熱の系統構成操作										175分	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器除熱の調整操作	—	—	—	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器除熱の調整操作										系統構成後、適宜流量調整	
非常用母線受電設備による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	—	—	●非常用母線の受電準備操作(中央制御室)										4分	解析上、事象発生24時間の交流電源回復は考慮しない
非常用母線受電設備による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	—	—	●非常用母線の受電準備操作(現場)										8分	解析上、事象発生24時間の交流電源回復は考慮しない
非常用母線受電設備による非常用母線の受電準備操作	—	—	—	●非常用母線の受電準備操作										5分	
残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水操作並びに残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)による格納容器除熱操作又は残留熱除去系(高圧注水系)による原子炉注水操作並びに残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)による格納容器除熱操作	【1人】 E	—	—	●残留熱除去系(低圧注水系)の起動操作 ●残留熱除去系(高圧注水系)の起動操作										4分 2分	
残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水操作並びに残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)による格納容器除熱操作又は残留熱除去系(高圧注水系)による原子炉注水操作並びに残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)による格納容器除熱操作	—	—	—	●残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水並びに残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)による格納容器除熱又は残留熱除去系(高圧注水系)による原子炉注水並びに残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)による格納容器除熱の交互運転開始										原子炉水位高(レベル)にて格納容器スプレイ又はサブプレッション・プール冷却開始の切替操作を実施し、原子炉水位低(レベル)にて原子炉注水の切替操作を実施	
使用済燃料プールの除熱準備	—	【1人】 D	↓ 【1人】 (参集)	●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作										適宜実施	解析上考慮しない ※サブプレッション・プールによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動まで実施する
使用済燃料プールの除熱準備	【1人】 A	—	—	●緊急用海水系による海水注水の系統構成操作及び起動操作										20分	解析上考慮しない 約25時間経過後に実施する
使用済燃料プールの除熱準備	—	—	—	●代替燃料プール冷却系の起動操作										15分	
必要要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	13人 n ~ r (参集要員6人)												

第2.3.3-3図 全交流動力電源喪失(TBP)の作業と所要時間(2/2)

島根原子力発電所 2号炉

備考

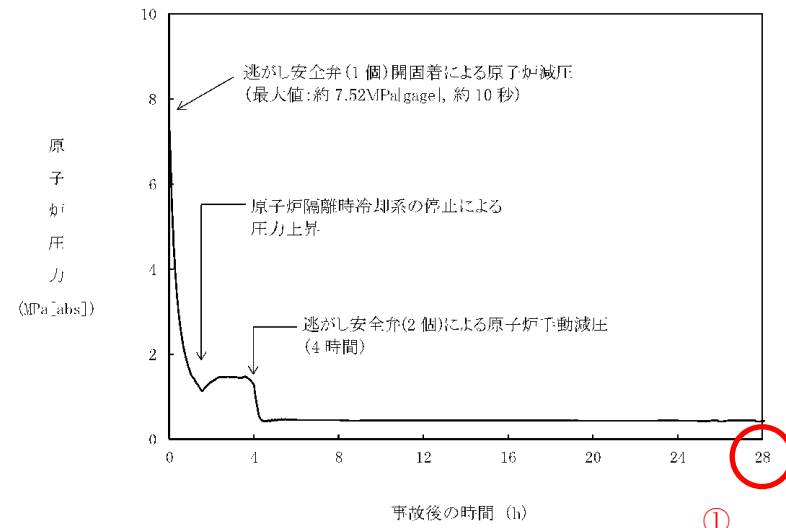
全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再開失敗+HPCS失敗

操作項目	実施要員・必要人数			操作の内容	経過時間		備考
	責任者	作業員	1人		(分)	(時間)	
状況判断	1人	—	—	・ 外部電源喪失確認 ・ 原子炉システム確認、タービンストップ確認 ・ 非常用ディーゼル発電機稼働確認 ・ 蒸気発生ポンプ稼働確認 ・ 交流電動機ポンプによる原子炉注水機能喪失確認 ・ 蒸気発生ポンプ全閉確認/選択し安全弁による原子炉注水機能喪失確認 ・ 選択し安全弁「閉鎖」確認 ・ 原子炉隔離時停止自動起動確認 ・ 蒸気発生ポンプ停止確認	100		シシクワド内水位に基づく時間
原子炉注水操作	2人	—	—	・ 原子炉隔離時停止時 原子炉注水確認 ・ 非常用ディーゼル発電機稼働 機能回復			原子炉隔離時停止時の原子炉注水注水要員は2人、2人で作業し、1人で監視
交流電源回復操作	—	—	—	・ 外部電源 回復			燃料上層まで、炉心内の温度より対応する
蒸気発生ポンプ稼働確認	2人	—	—	・ 蒸気発生ポンプ稼働確認、圧電機操作		100	
D系非常用高圧注水機稼働確認	2人	—	—	・ D系非常用高圧注水機稼働確認 (中央制御室)		200	
D系非常用高圧注水機稼働確認 (復旧)	—	2人	—	・ D系非常用高圧注水機稼働確認 (復旧)		300	
C系非常用高圧注水機稼働確認	2人	—	—	・ C系非常用高圧注水機稼働確認 (中央制御室)		200	
C系非常用高圧注水機稼働確認 (復旧)	—	2人	—	・ C系非常用高圧注水機稼働確認 (復旧)		200	
D系非常用高圧注水機稼働確認	2人	—	—	・ D系非常用高圧注水機稼働確認 (中央制御室)		50	
D系非常用高圧注水機稼働確認 (復旧)	—	2人	—	・ D系非常用高圧注水機稼働確認 (復旧)		50	
C系非常用高圧注水機稼働確認	2人	—	—	・ C系非常用高圧注水機稼働確認 (中央制御室)		50	
C系非常用高圧注水機稼働確認 (復旧)	—	2人	—	・ C系非常用高圧注水機稼働確認 (復旧)		50	
炉内用蓄電池切替操作	—	2人	—	・ 異常時に備え、炉内用蓄電池切替操作		300	5-1107号蓄電池から5-1107号蓄電池へ切り替える
電圧切替操作	—	2人	—	・ 燃料供給機具準備		100	
原子炉後送機稼働操作	2人	—	—	・ 選択し安全弁電圧切替操作 ・ 自動停止確認待ち選択し安全弁 5 階 手動開始操作		100	5-1107号蓄電池から5-1107号蓄電池へ切り替える
低圧原子炉注水システム (可動型) 稼働操作	—	—	14人	・ 燃料供給機具準備 ・ 低圧原子炉注水システム (可動型) による原子炉注水準備 (比重調整、ガス供給、監視)		2時間100	
低圧原子炉注水システム (可動型) 非稼働操作	—	2人	—	・ 燃料供給機具準備		100	
低圧原子炉注水システム (可動型) 非稼働確認	—	—	—	・ 蒸気発生ポンプ及び低圧原子炉注水システム 注水準備		500	
低圧原子炉注水システム (可動型) 注水操作	—	2人	—	・ 低圧原子炉注水システム (可動型) 注水操作			原子炉水圧レベル3～レベル8で維持
蒸気発生ポンプ稼働確認 (可動型) 非稼働操作	—	2人	—	・ 蒸気発生ポンプ稼働確認 (可動型) 非稼働操作		400	
蒸気発生ポンプ稼働確認 (可動型) 非稼働確認	—	—	—	・ 蒸気発生ポンプ稼働確認 (可動型) 非稼働確認			確認実施
原子炉注水操作	—	—	—	・ 低圧原子炉注水システム (可動型) による原子炉への注水準備の維持 ・ 蒸気発生ポンプ稼働確認 (可動型) による原子炉への注水準備の維持			燃料上層まで
原子炉注水操作	—	—	—	・ 蒸気発生ポンプ稼働確認 (可動型) による原子炉への注水準備の維持		2時間200	燃料上層まで
原子炉注水操作	—	—	—	・ 燃料供給機具準備		500	燃料上層まで
原子炉注水操作	—	—	—	・ 燃料供給機具準備		1時間40分	燃料上層まで
原子炉注水操作	—	—	—	・ 燃料供給機具準備		1時間40分	燃料上層まで
蒸気発生ポンプ稼働確認	—	—	—	・ 蒸気発生ポンプ稼働確認 (可動型) による原子炉への注水準備の維持		1時間20分	燃料上層まで
蒸気発生ポンプ稼働確認	—	—	—	・ 蒸気発生ポンプ稼働確認 (可動型) による原子炉への注水準備の維持		1時間20分	燃料上層まで
燃料供給機具準備	—	—	—	・ 燃料供給機具準備		100	
燃料供給機具準備	—	—	—	・ ガスタービン発電機稼働確認シグナルアンダーフローへの確認		1時間10分	アンダーフロー発生に応じて蒸気発生ポンプ稼働確認
燃料供給機具準備	—	—	—	・ 大量注水への準備			確認実施
原子炉注水操作	2人	—	—	・ 原子炉注水操作 稼働操作		100	
蒸気発生ポンプ稼働確認	2人	—	—	・ 蒸気発生ポンプ稼働確認 (可動型) による原子炉への注水準備の維持		100	
蒸気発生ポンプ稼働確認	2人	—	—	・ 蒸気発生ポンプ稼働確認 (可動型) による原子炉への注水準備の維持			燃料上層まで (レベル3) にて原子炉注水への稼働操作を再開し、原子炉注水システム (レベル3) にて蒸気発生ポンプ稼働確認を再開する。
非常用ガス発生器稼働確認	2人	—	—	・ 非常用ガス発生器稼働確認		50	燃料上層まで
燃料ポンプ稼働確認	2人	—	—	・ 燃料ポンプ稼働確認 非稼働確認		300	燃料上層まで 燃料ポンプ稼働確認機具への注水準備
燃料ポンプ稼働確認	2人	—	—	・ 燃料ポンプ稼働確認 稼働操作		100	燃料ポンプ稼働確認機具への注水準備 燃料ポンプ稼働確認機具への注水準備

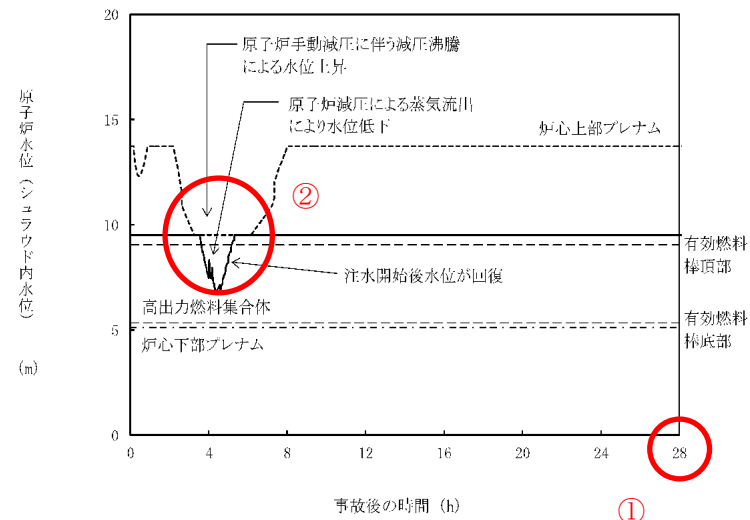
0 内の原子炉注水稼働終了後、稼働して対応する人員数。

第 2.3.4.1-3 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再開失敗+HPCS失敗」の作業と所要時間

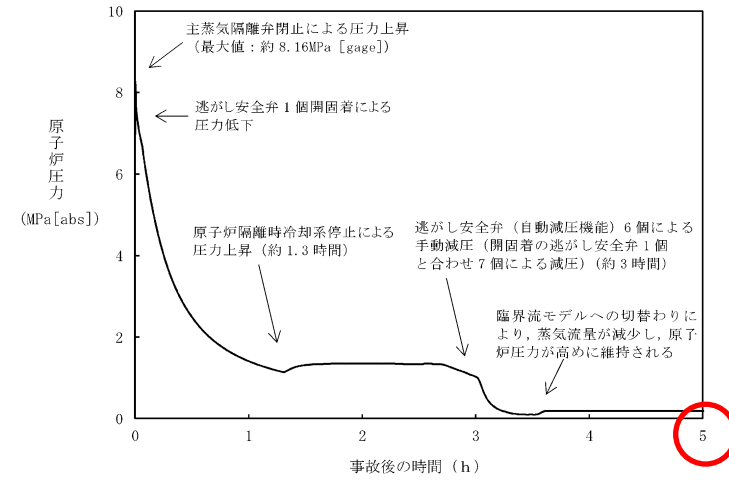
- ・ 解析結果の相違に基づく差異
- ・ 設備設計・手順に基づく想定時間の差異
- ・ 解析上考慮しない操作を含めて実際に実施する操作について要員の充足性を確認(ただし、事前に対応する要員を定めることが難しい機能回復操作を除く)



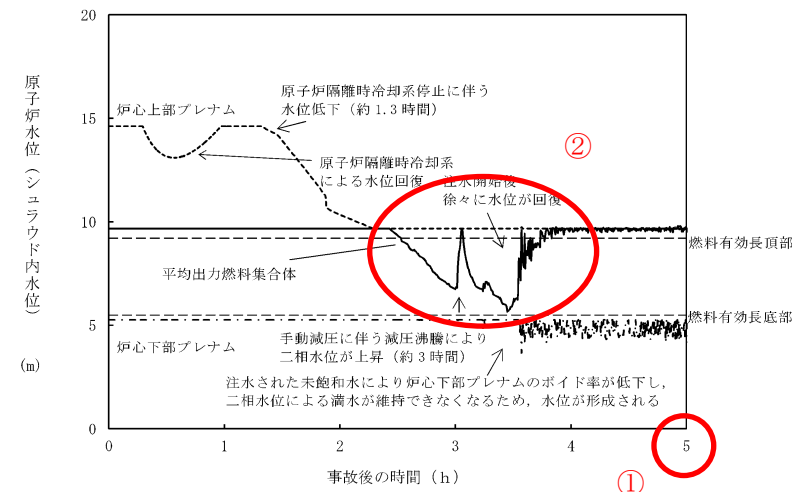
第 2.3.4.7 図 原子炉圧力の推移



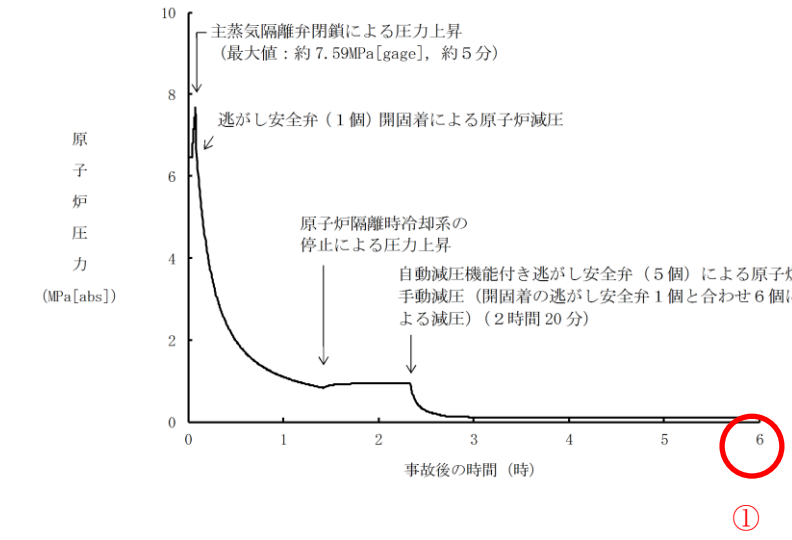
第 2.3.4.8 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移



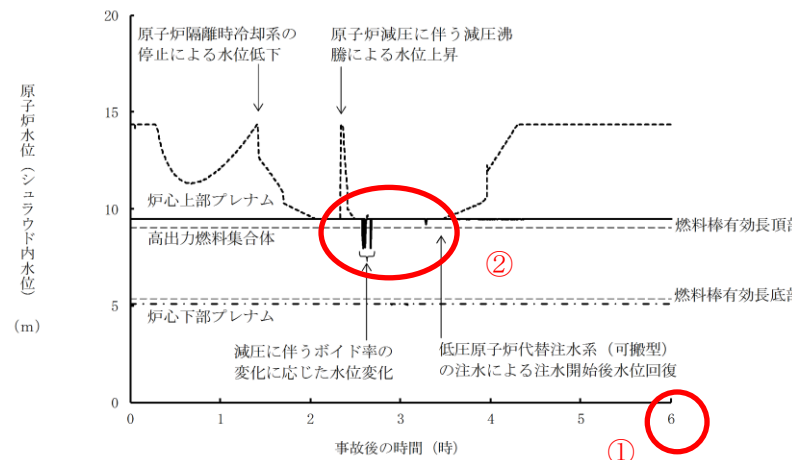
第 2.3.3-4 図 原子炉圧力の推移



第 2.3.3-5 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移



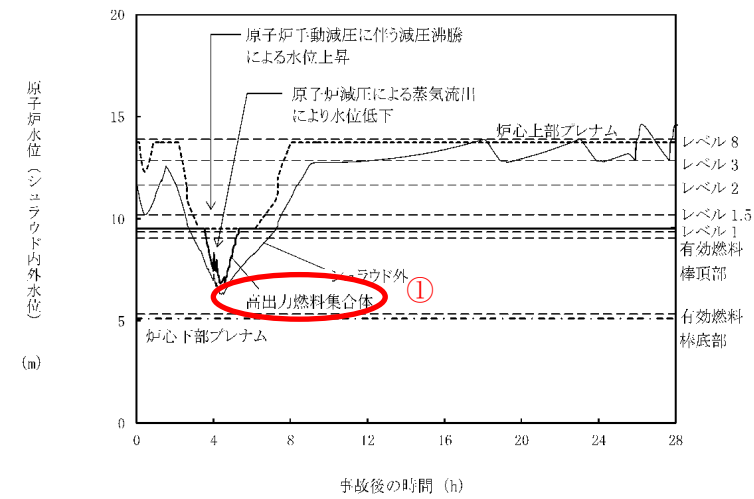
第 2.3.4.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移



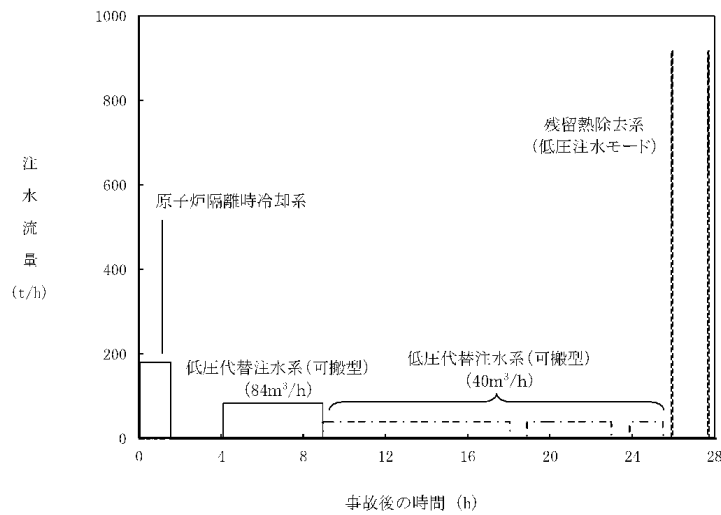
第 2.3.4.2-1(2) 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
①解析時間の相違。

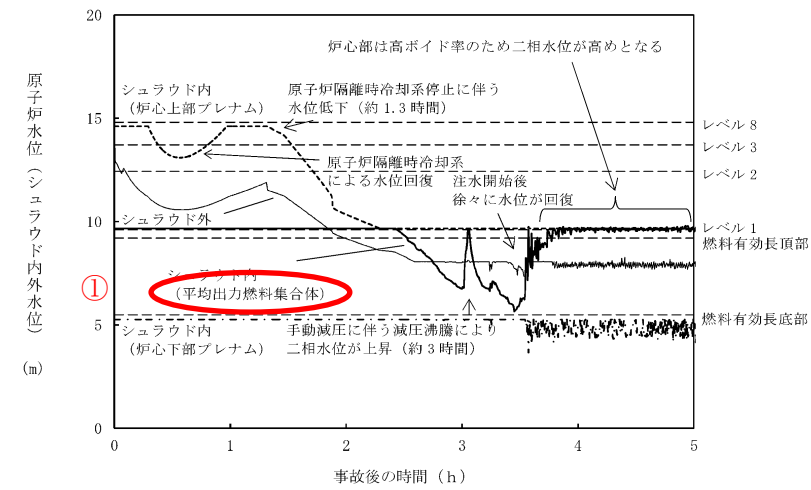
【柏崎 6/7, 東海第二】
②島根 2号炉は、低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による水位回復までの期間において、炉心はおおむね冠水が維持される。



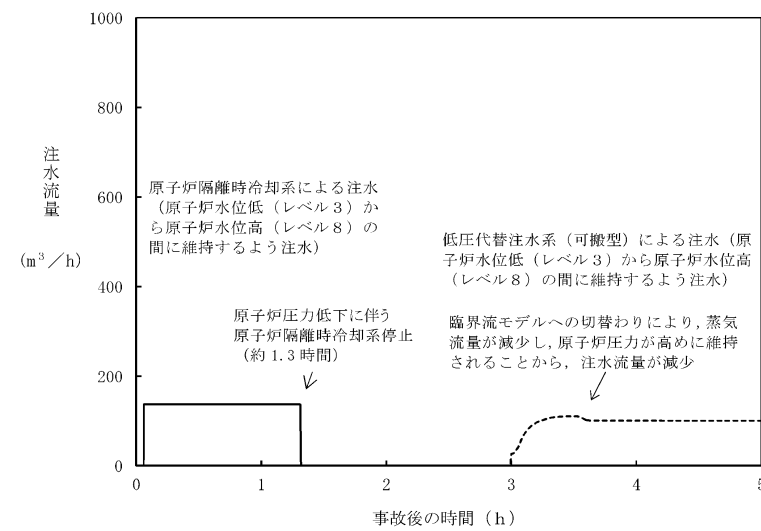
第 2.3.4.9 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



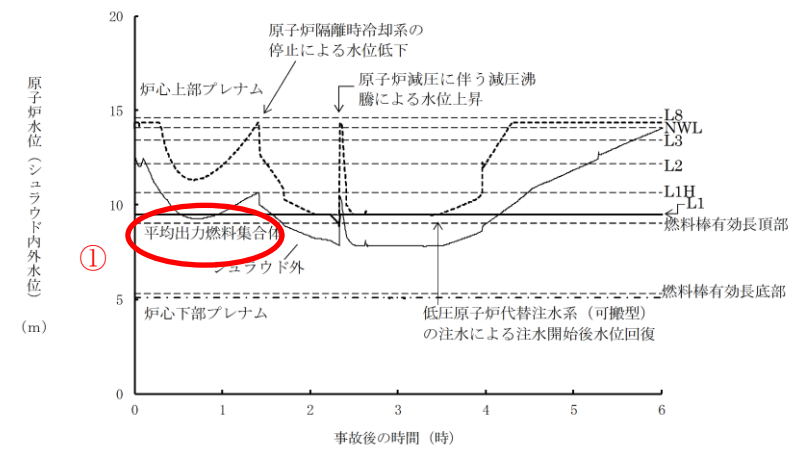
第 2.3.4.10 図 注水流量の推移



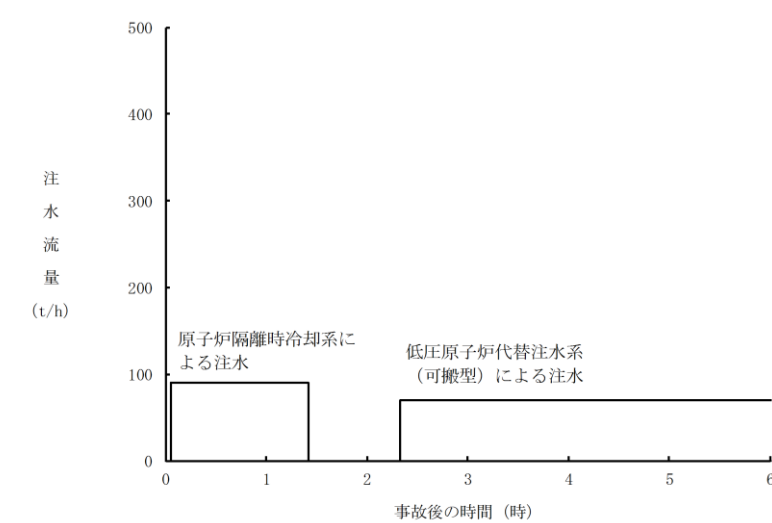
第 2.3.3-6 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



第 2.3.3-7 図 注水流量の推移



第 2.3.4.2-1(3) 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移

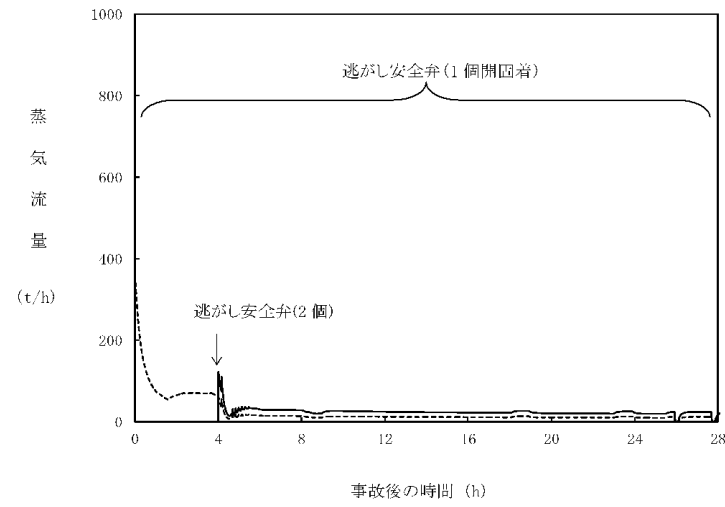


第 2.3.4.2-1(4) 図 注水流量の推移

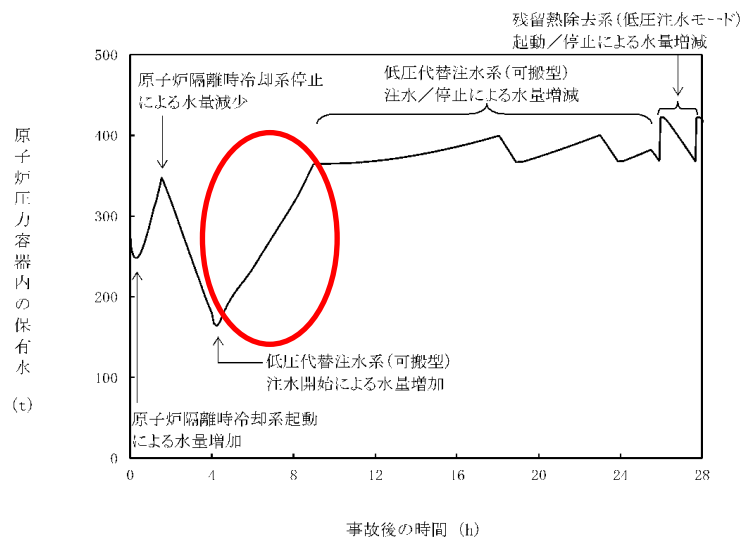
備考

- ・解析結果の相違【柏崎 6/7, 東海第二】
- ・記載の相違【柏崎 6/7, 東海第二】

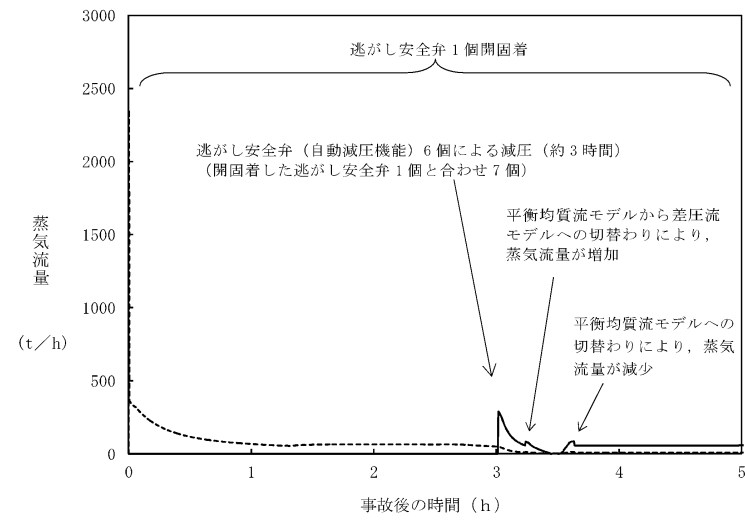
①島根 2号炉は、シュラウド内外水位は平均出力燃料集合体の結果を記載。



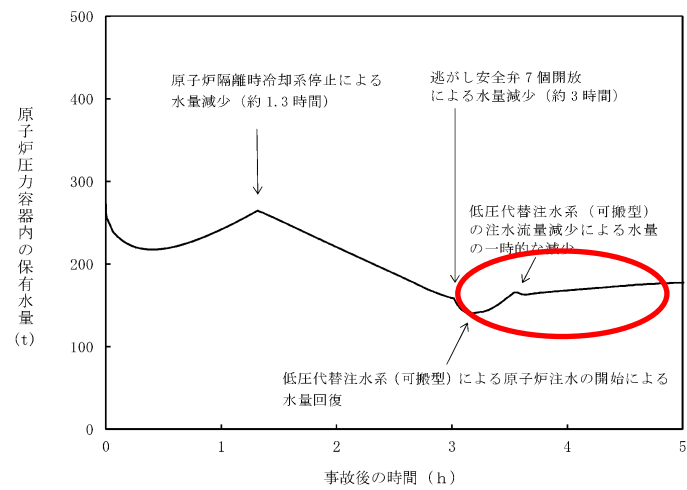
第 2.3.4.11 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



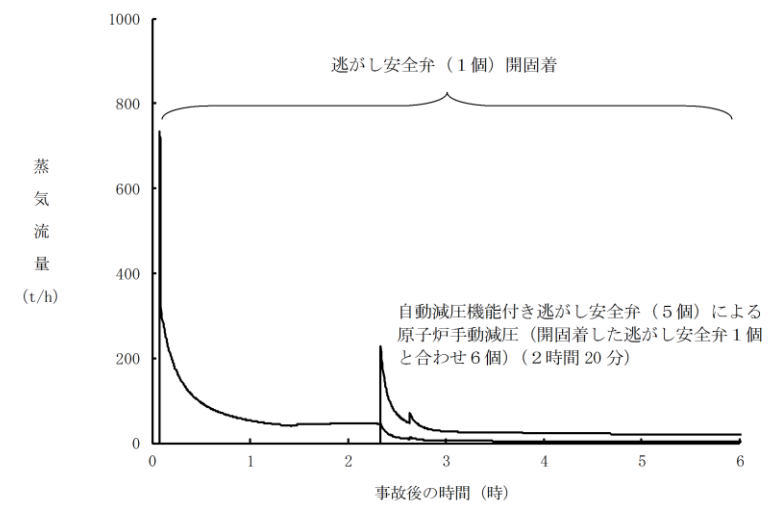
第 2.3.4.12 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



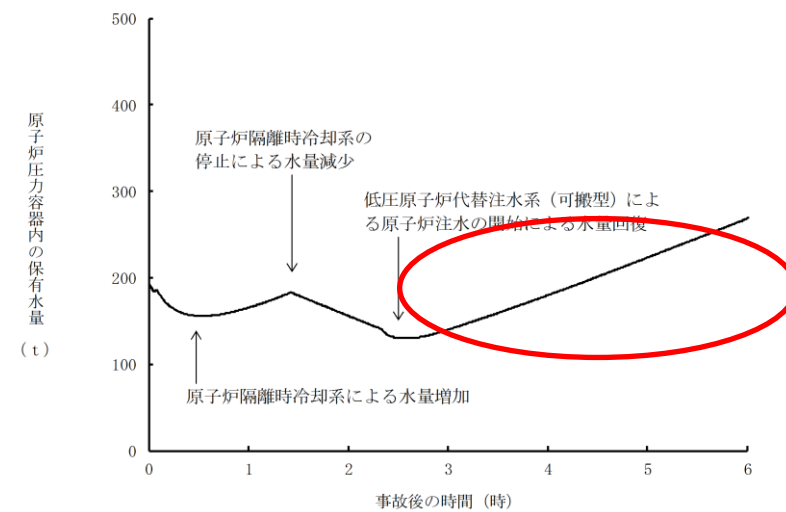
第 2.3.3-8 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



第 2.3.3-9 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移

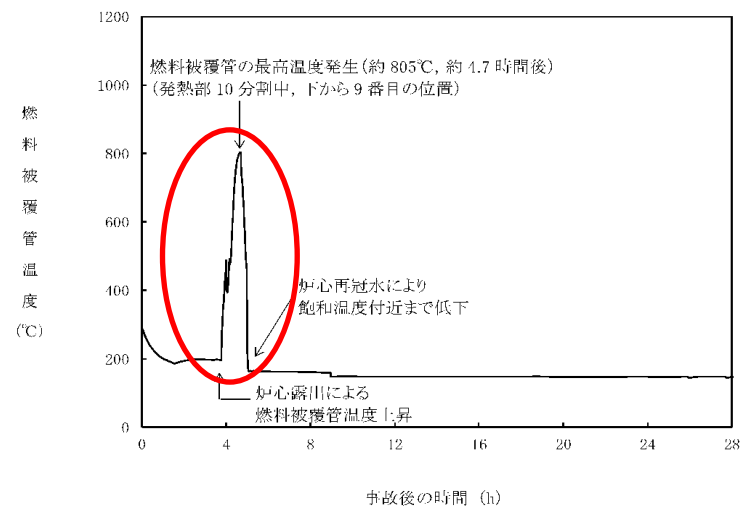


第 2.3.4.2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

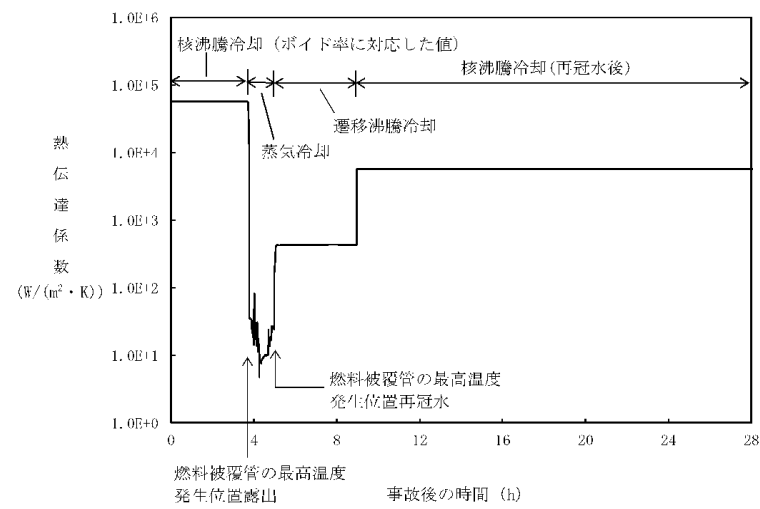


第 2.3.4.2-1(6) 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移

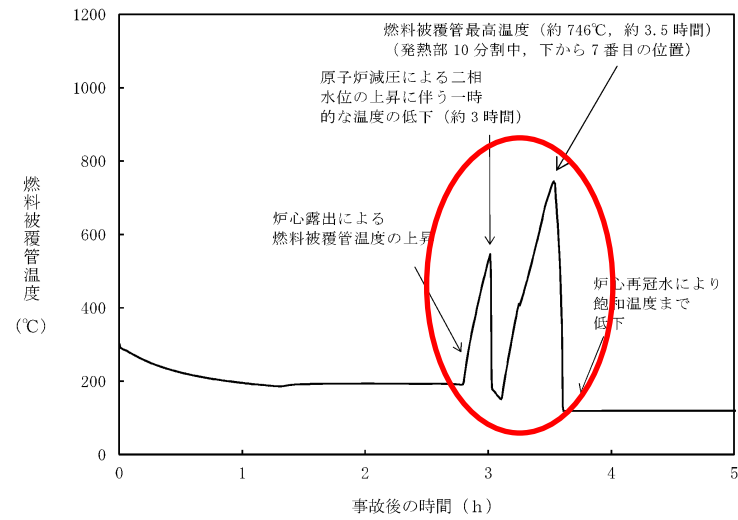
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
 解析時間の違い及び低
 圧代替注水の注水特性の
 違いによる保有水量の変
 化挙動の相違。



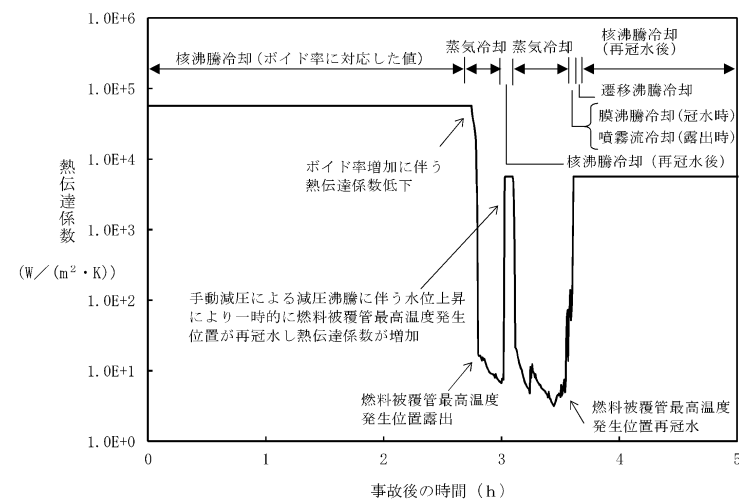
第 2.3.4.13 図 燃料被覆管温度の推移



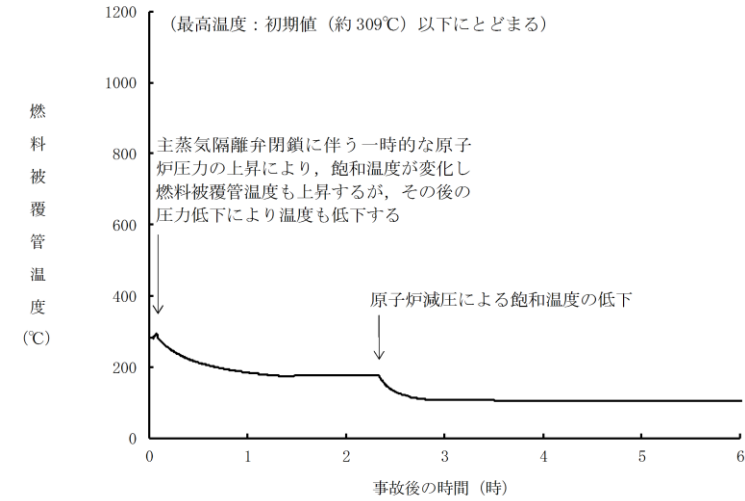
第 2.3.4.14 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



第 2.3.3-10 図 燃料被覆管温度の推移



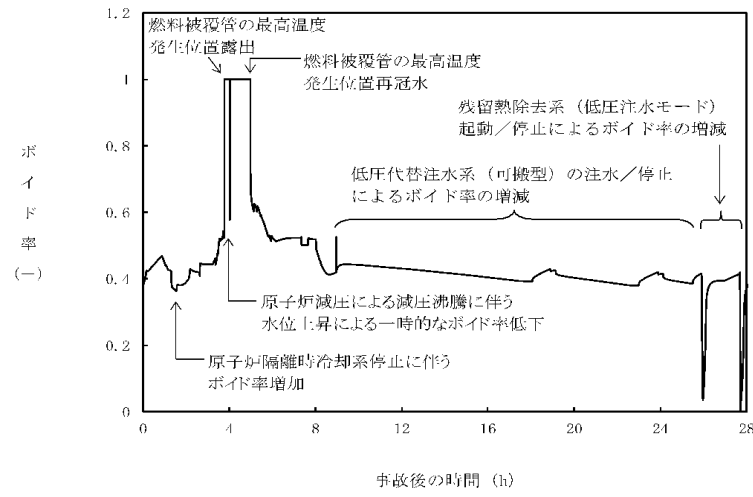
第 2.3.3-11 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



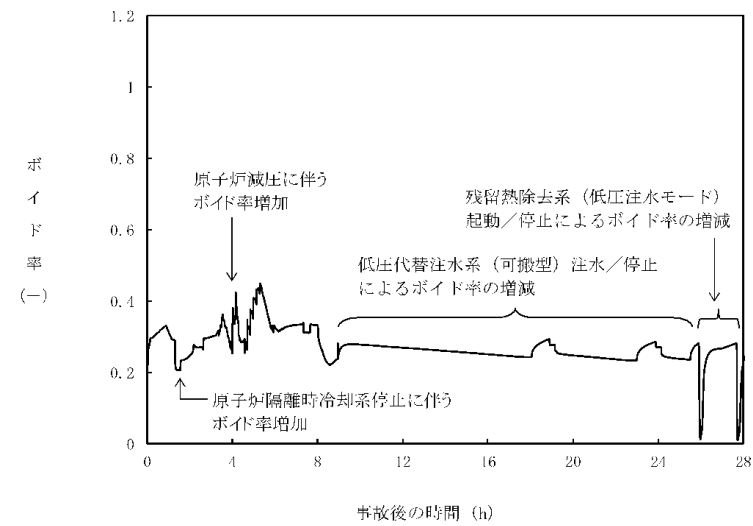
第 2.3.4.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
島根 2号炉は, 炉心がおおむね冠水維持される。

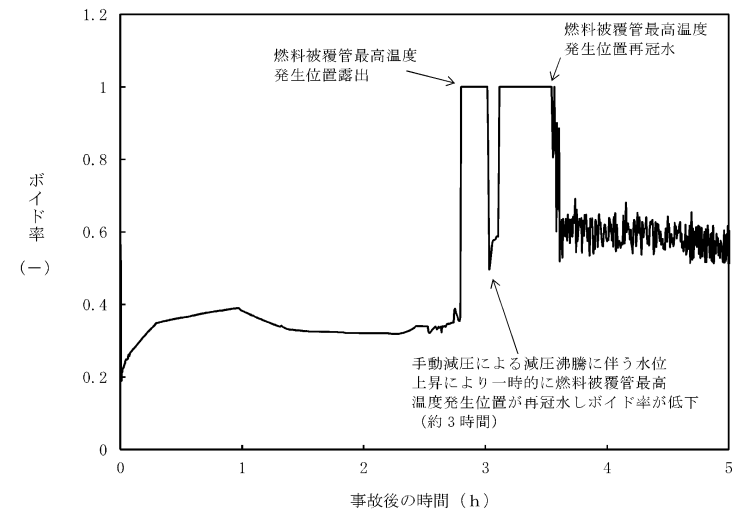
・記載方針の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
島根 2号炉は, 燃料被覆管温度が上昇しないことから, 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数, ボイド率及び燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力関係のグラフは記載しない整理としている。



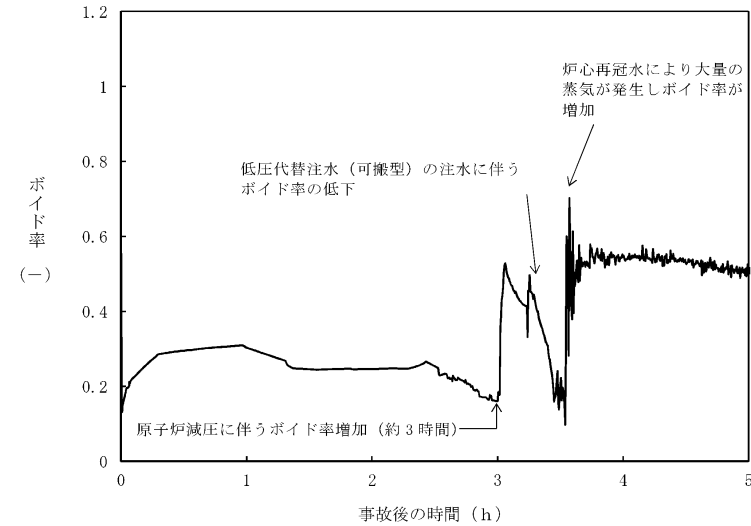
第2.3.4.15 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



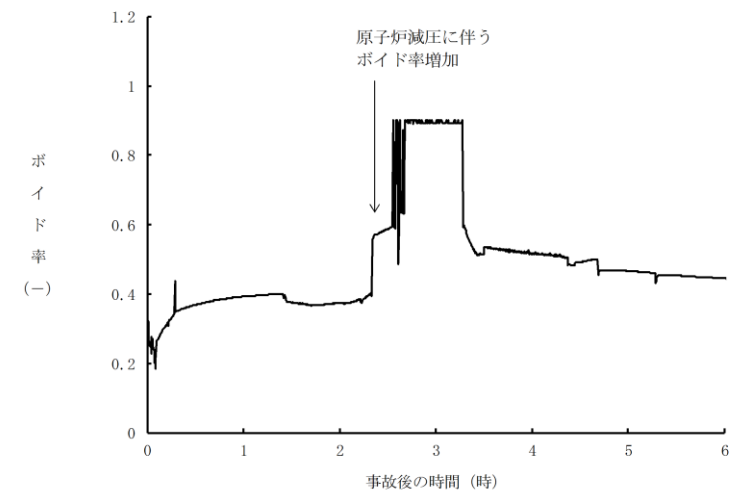
第2.3.4.16 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



第2.3.3-12 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



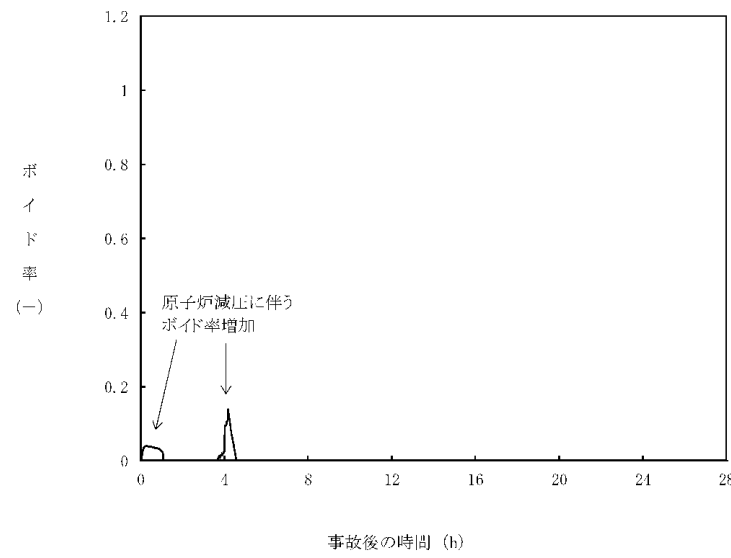
第2.3.3-13 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移



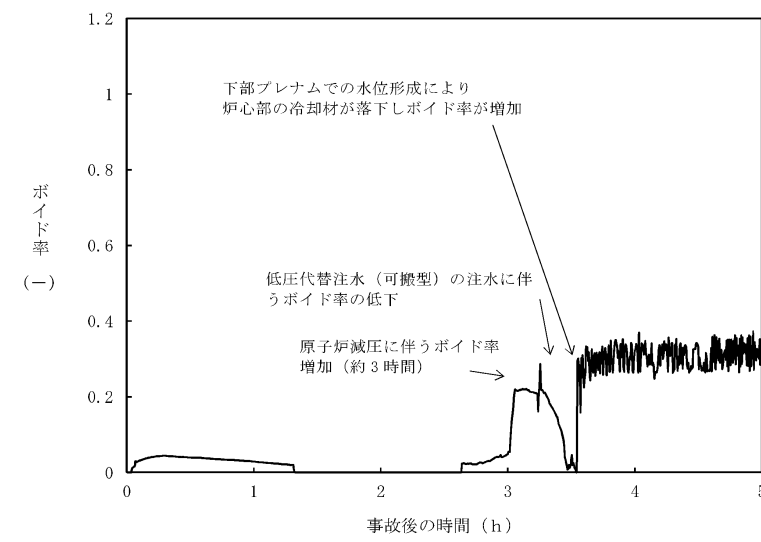
第2.3.4.2-1(8) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移

・評価方針の相違
【東海第二】
島根2号炉は、炉心が冠水維持されているため、燃料被覆管最高温度は、高出力燃料集合体で評価。

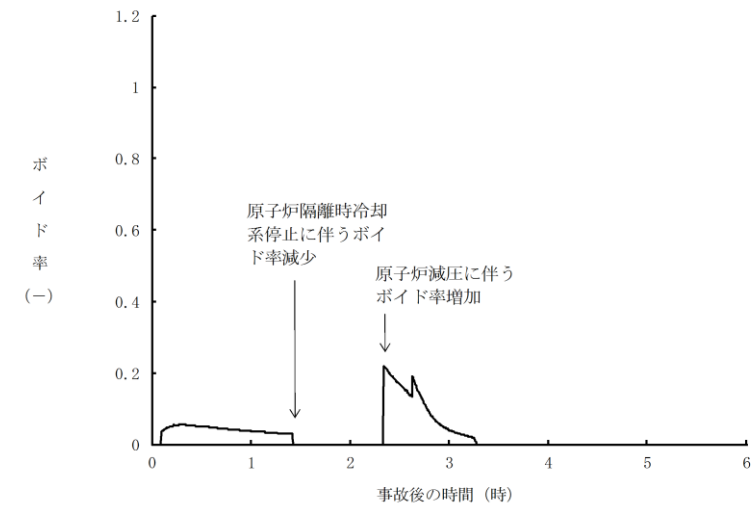
・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】



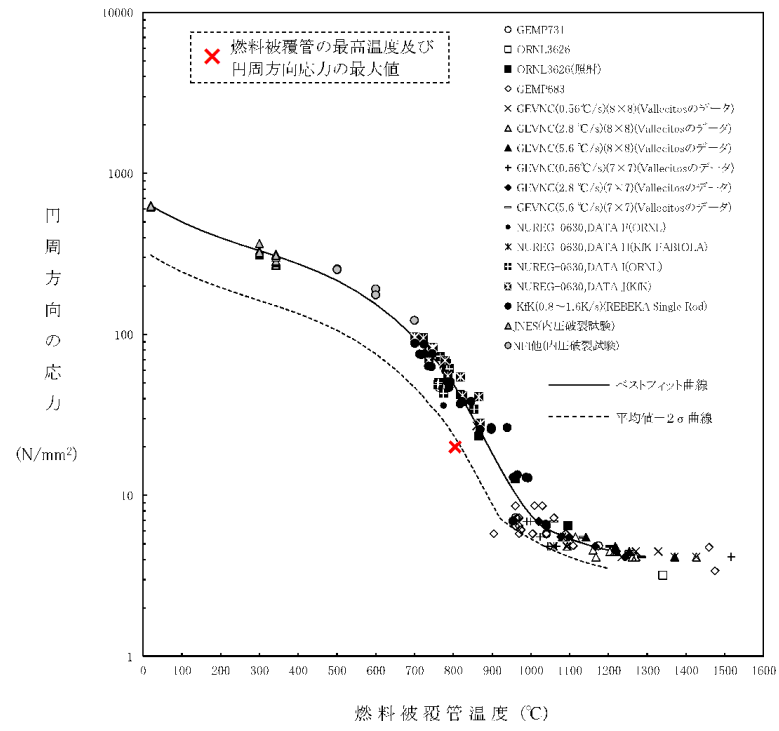
第2.3.4.17図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



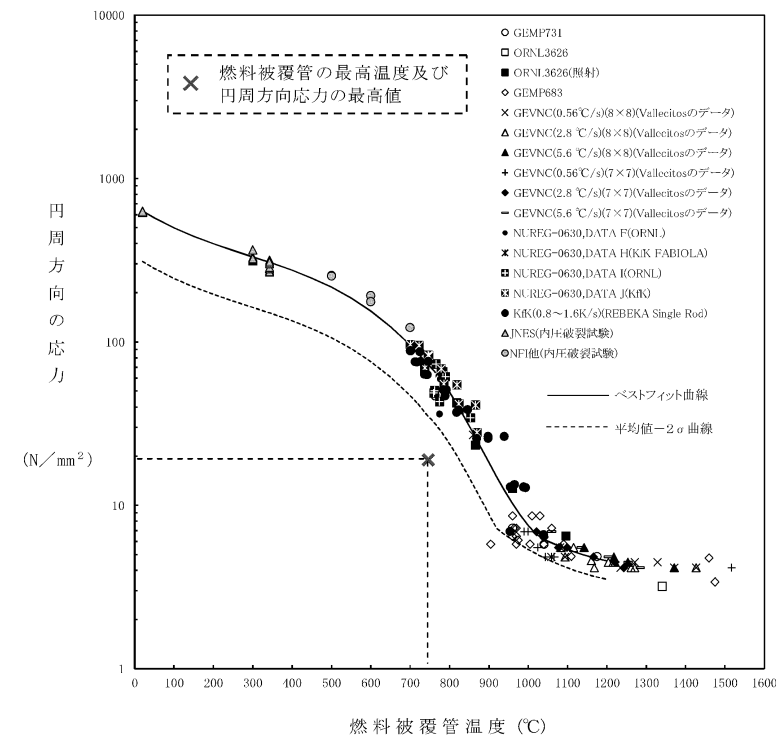
第2.3.3-14図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



第2.3.4.2-1(9)図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

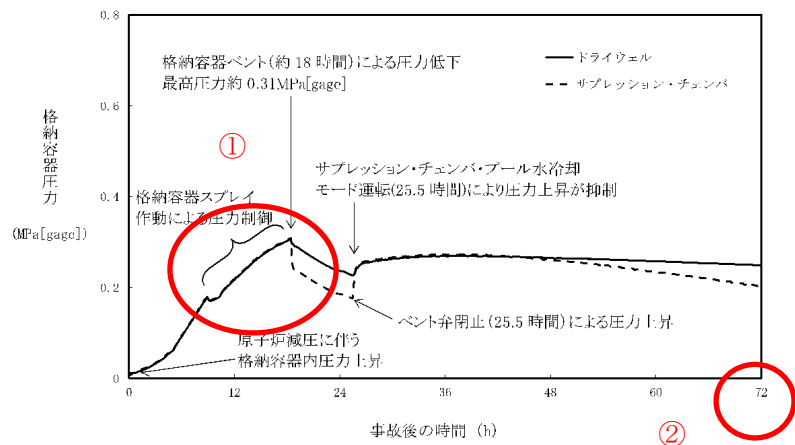


第 2.3.4.18 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

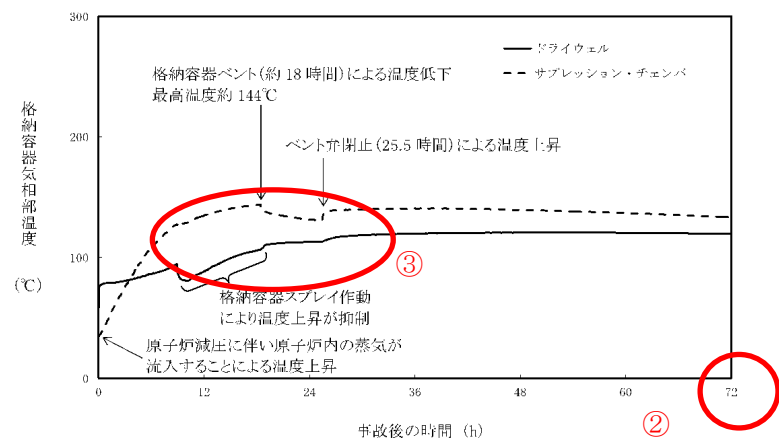


第 2.3.3-15 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

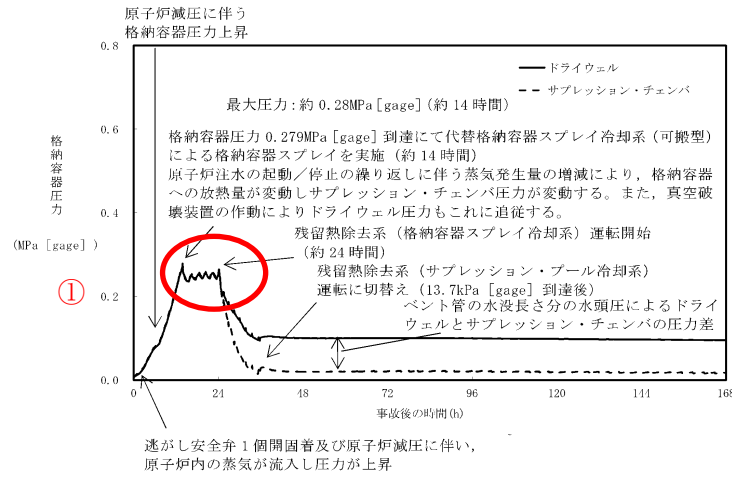
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



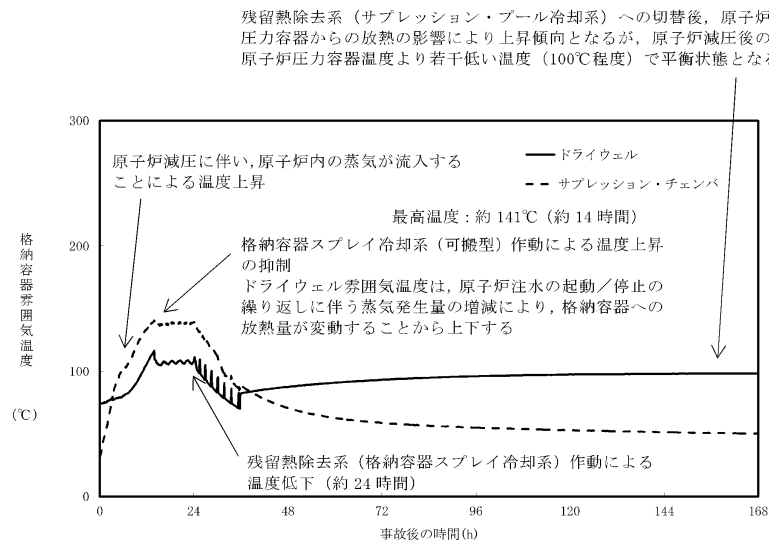
第 2.3.4.19 図 格納容器圧力の推移



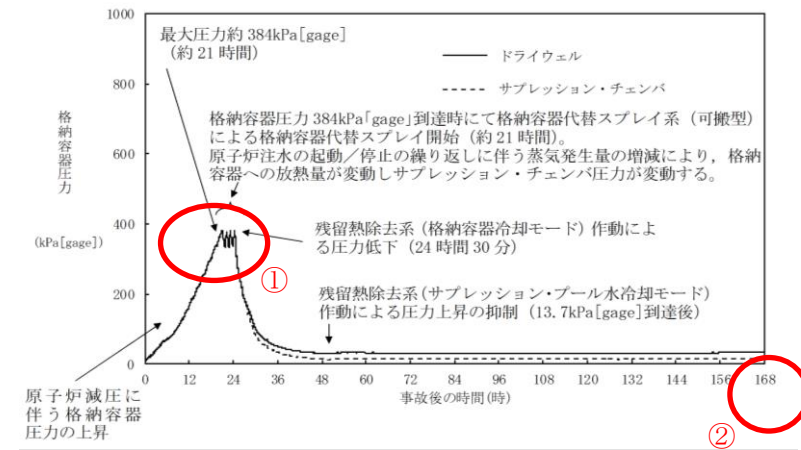
第 2.3.4.20 図 格納容器気相部温度の推移



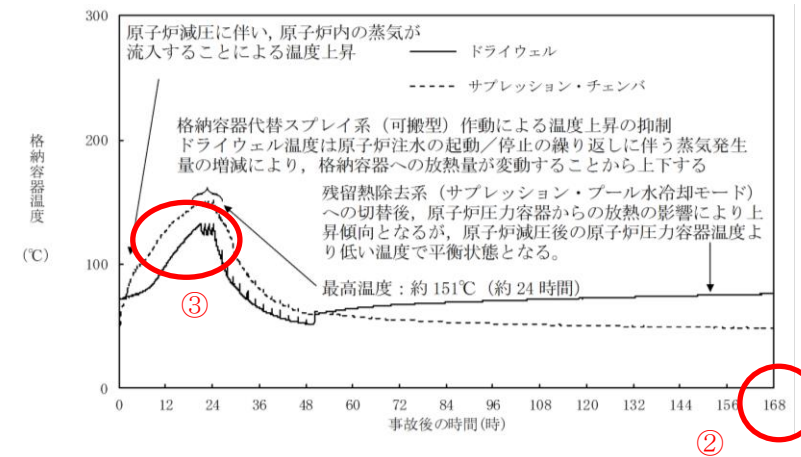
第 2.3.3-16 図 格納容器圧力の推移



第 2.3.3-17 図 格納容器雰囲気温度の推移



第 2.3.4.2-1(10) 図 格納容器圧力の推移

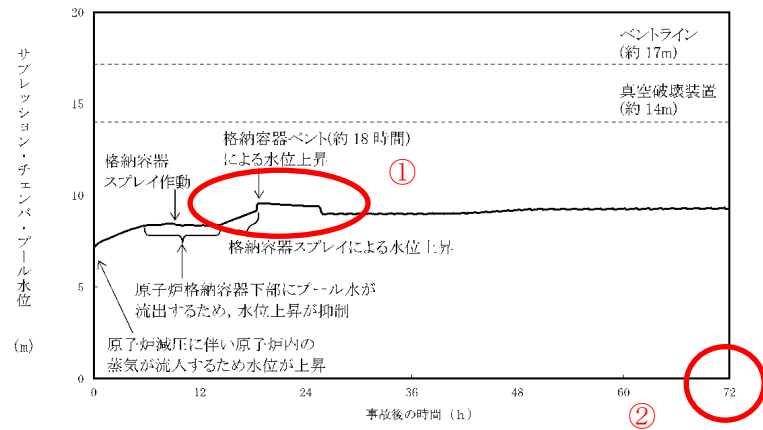


第 2.3.4.2-1(11) 図 格納容器温度の推移

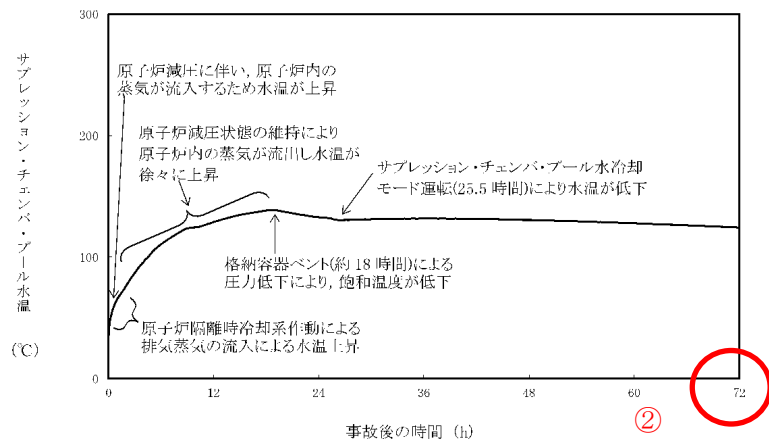
・解析結果の相違
 【柏崎 6/7, 東海第二】
 ①根 2 号炉は、単位熱出力当たりの格納容器空間部体積が大きいため、格納容器の圧力上昇が遅い。
 【柏崎 6/7】
 ②解析時間の相違。

【柏崎 6/7】
 ③島根 2 号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)

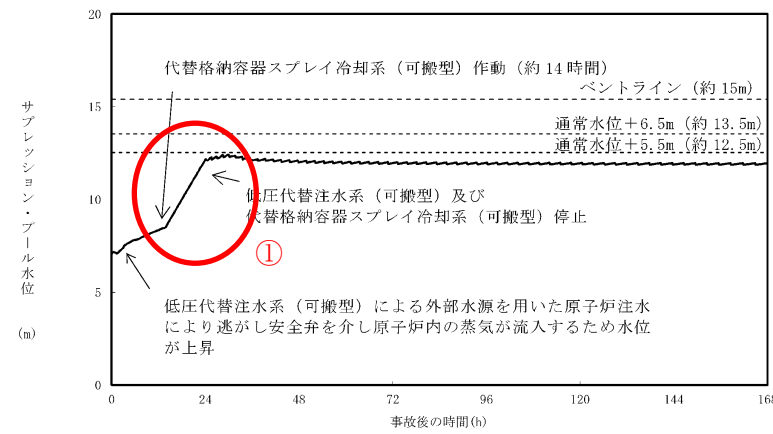


第 2.3.4.21 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

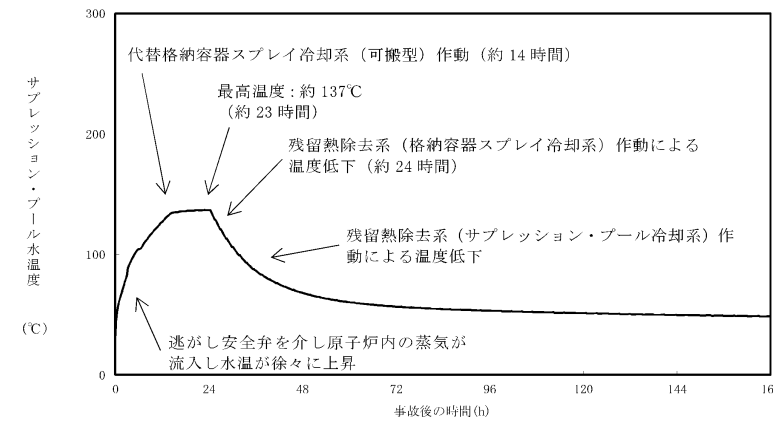


第 2.3.4.22 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)

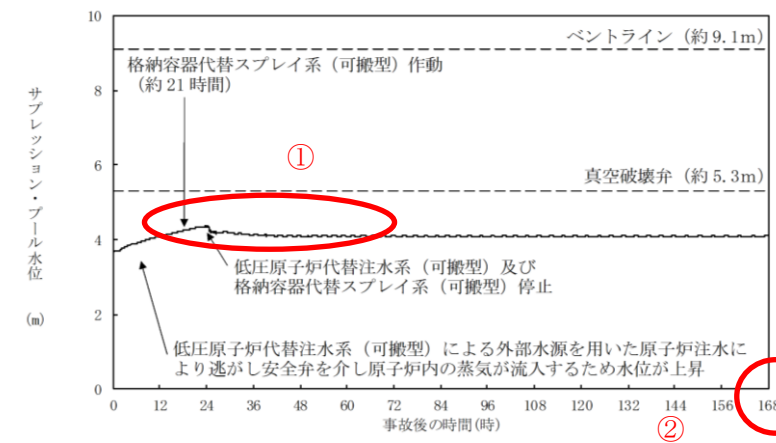


第 2.3.3-18 図 サプレッション・プール水位の推移

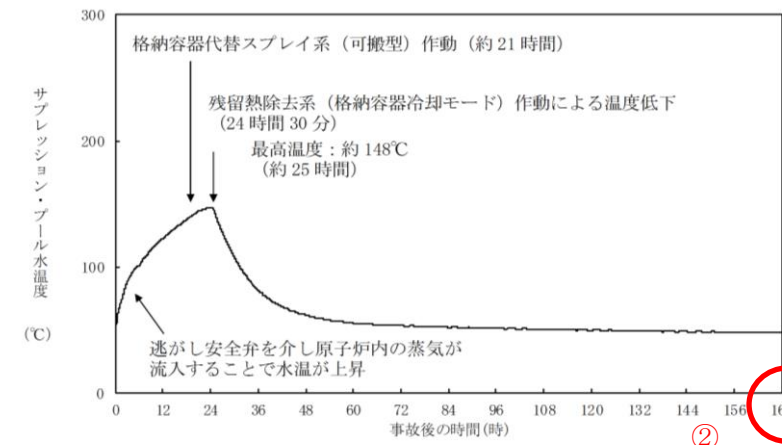


第 2.3.3-19 図 サプレッション・プール水温度の推移

島根原子力発電所 2号炉



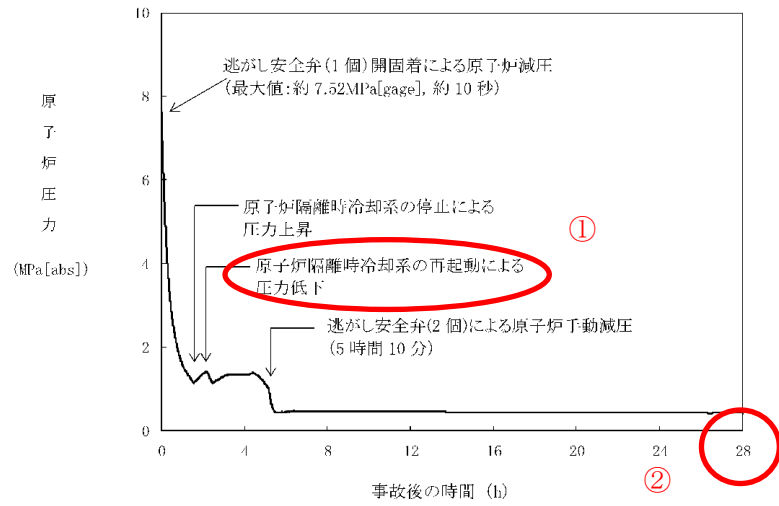
第 2.3.4.2-1(12) 図 サプレッション・プール水位の推移



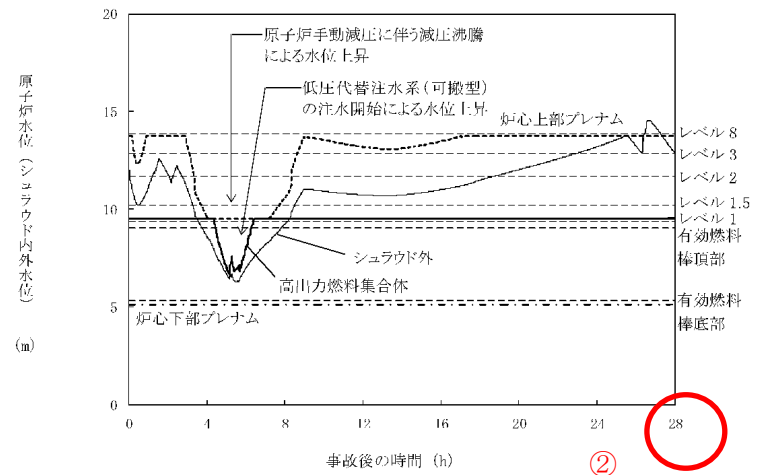
第 2.3.4.2-1(13) 図 サプレッション・プール水温度の推移

備考

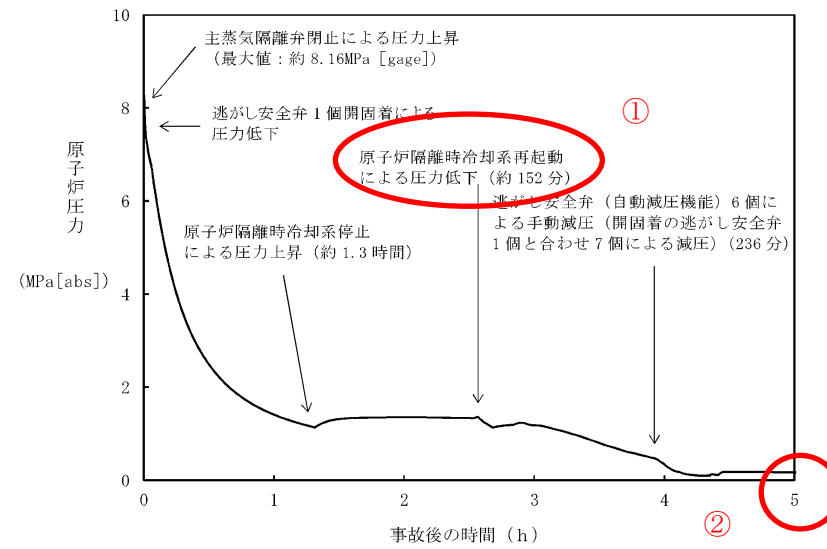
・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
 ①東海第二及び島根 2号炉は、外部水源を用いた格納容器代替スプレイを実施するため、サプレッション・プール水位が上昇する。
【柏崎 6/7】
 ②解析時間の相違。



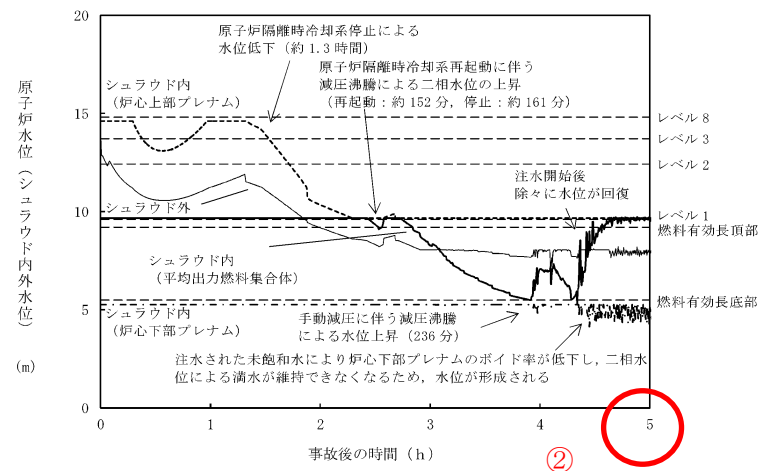
第 2.3.4.23 図 操作開始時間 70 分遅れのケースにおける
原子炉圧力の推移



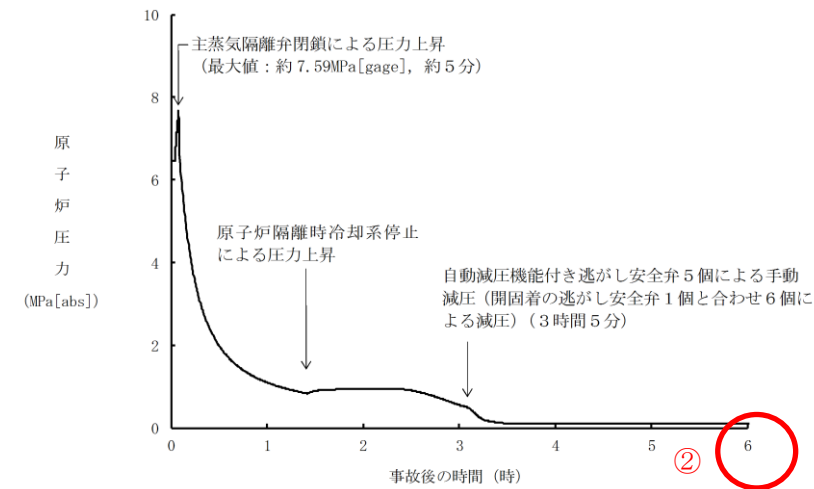
第 2.3.4.24 図 操作開始時間 70 分遅れのケースにおける
原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



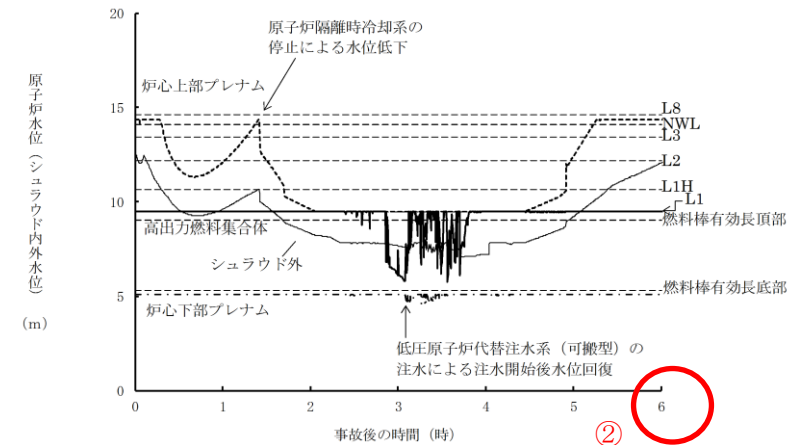
第 2.3.3-20 図 原子炉圧力の推移 (遅れ時間 55 分)



第 2.3.3-21 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移
(遅れ時間 55 分)

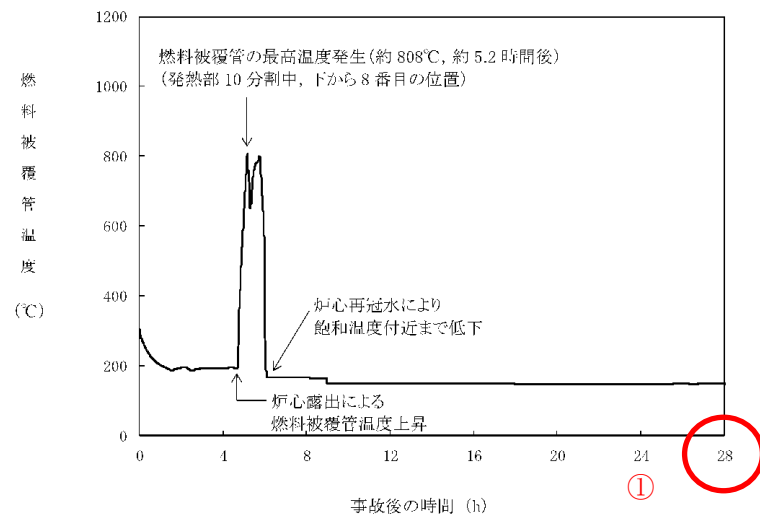


第 2.3.4.2-1(14) 図 操作開始時間 45 分遅れのケースにおける
原子炉圧力の推移

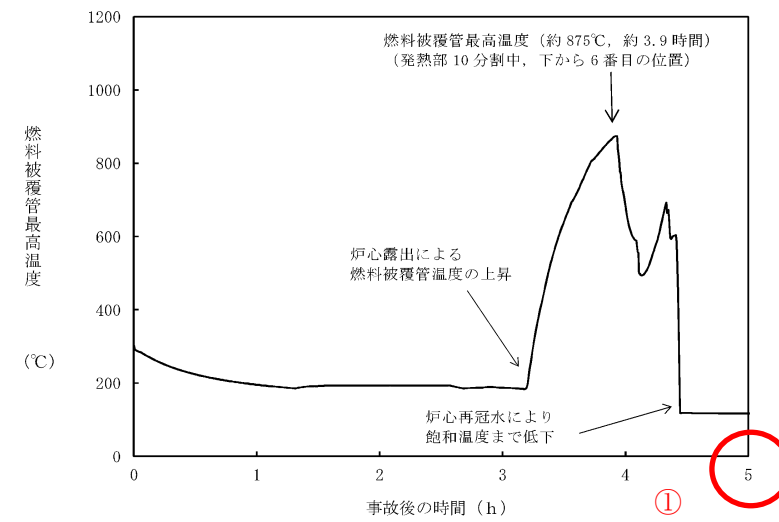


第 2.3.4.2-1(15) 図 操作開始時間 45 分遅れのケースにおける
原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移

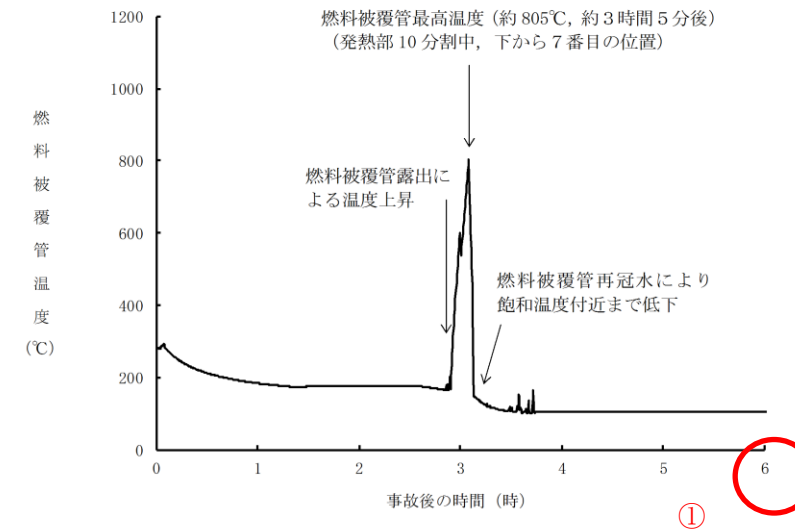
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
①島根 2号炉は, 原子炉
圧力低下時の原子炉隔離
時冷却系の運転の不確か
さを考慮し, 保守的に原
子炉隔離時冷却系の再起
動操作を考慮しない。
【柏崎 6/7, 東海第二】
②解析時間の相違。



第2.3.4.25 図 操作開始時間 70 分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移



第2.3.3-22 図 燃料被覆管最高温度の推移 (遅れ時間 55 分)



第2.3.4.2-1(16) 図 操作開始時間 45 分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
①解析時間の相違。

第2.3.4.1.表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗」の重大事故等対策について(1/2)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事後処置設備	
		常設設備	可搬型設備
外部電源喪失及び非常用ディーゼル発電機が全て故障喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	外部電源喪失及び非常用ディーゼル発電機が全て故障喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	所内蓄電池式直流通電設備	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル2）(5分)より原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復する。原子炉注水は、逃がし安全弁1個の開閉によって、動作できない範囲に原子炉注水が低下するまでの間継続する。	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽 所内蓄電池式直流通電設備	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 原子炉隔離水位 (SA)
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧代替注水系は、高圧代替注水系を自動起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽 蓄電池式直流通電設備	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 高圧代替注水系流量 (SA)
低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備として系統構及び可搬型代替注水ポンプ（A2線）を運転開始に配置する。可搬型代替注水ポンプ（A2線）の水脈への開閉及び燃料給油準備を実施する。	軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A2線） タンクローリ（4R1）
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備完了後、逃がし安全弁2個による原子炉急速減圧を行う。	所内蓄電池式直流通電設備	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力
低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水	原子炉急速減圧操作後に、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施する。	軽油タンク	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 可搬型代替注水ポンプ（A2線） タンクローリ（4R1） 高圧代替注水系流量 (RHR A系代替注水流量)
代替格納容器スプレッドポンプ（可搬型）による原子炉格納容器冷却	代替格納容器スプレッドポンプ（可搬型）による原子炉格納容器冷却圧力が0.1MPa(1atm)に到達したとき、代替格納容器スプレッドポンプ（可搬型）により原子炉格納容器冷却を実施する。低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水と代替格納容器スプレッドポンプ（可搬型）による原子炉格納容器冷却は、異なる格納容器冷却系の電路を使用し、同時に実施する。	軽油タンク	格納容器内圧力 (D/R) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 高圧代替注水系流量 (RHR B系代替注水流量) 高圧代替注水系流量 (RHR A系代替注水流量)

① 既許可の対象となっていない設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第2.3.3-1.表 全交流動力電源喪失（T.B.P）時における重大事故等対策について（1/3）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失及び非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	125V系蓄電池A系 125V系蓄電池B系	—	平均出力領域計装* 起動領域計装*
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位異常低下（レベル2）信号により、原子炉水位異常低下時に原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。これにより原子炉水位は回復する。原子炉注水は、逃がし安全弁1個の開閉によって、動作できない範囲に原子炉注水が低下するまでの間継続する。	原子炉隔離時冷却系* サブレーション・チェンバ* 125V系蓄電池A系	—	原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉隔離時冷却系系統流量*
低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備として、系統構成並びに可搬型代替注水中型ポンプの準備及びホース敷設を実施する。また、可搬型代替注水中型ポンプの水源への補給及び燃料給油準備を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ	—
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備完了後、再閉鎖に失敗した1個に加えて逃がし安全弁（自動減圧機能）6個を手動開操作し、原子炉急速減圧を実施する。	125V系蓄電池A系 125V系蓄電池B系 逃がし安全弁（自動減圧機能）* 減圧機（RHR）*	—	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力*

① 既許可の対象となっていない設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第2.3.4.1-1.表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再閉失敗+HPCS失敗」の重大事故等対策について（1/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失及び非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	所内蓄電池式直流通電設備	—	平均出力領域計装
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより水位は回復する。原子炉注水は、逃がし安全弁1個の開閉によって、動作できない範囲に原子炉注水が低下するまでの間継続する。	【原子炉隔離時冷却系】 サブレーション・チェンバ 所内蓄電池式直流通電設備 常設代替直流通電設備	—	原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 【原子炉隔離時冷却系出口流量】
直流通電設備	自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作を実施する前に、逃がし安全弁用直流通電設備切替操作を実施する。	所内蓄電池式直流通電設備 常設代替直流通電設備	—	—
低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備	原子炉格納容器内の操作にて原子炉注水に必要な電動弁（RHR注水弁及びFLSR注水隔離弁）の手動操作を実施する。また、大量排水車の燃料補給準備を実施する。	ガスタービン発電機用軽油タンク	大量排水車 タンクローリ	—

① 既許可の対象となっていない設備を重大事故等対処設備（設計基準拡張）と位置付けている。

本文比較表に記載の差異以外で主要な差異について記載
・記載表現の相違
【東海第二】
①島根2号炉は、重大事故等時に設計基準対象施設としての機能を期待する設備を「重大事故等対処設備（設計基準拡張）」と位置付けている。

第2.3.4.1.表 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗」の重大事故等対策について (2/2)

判断及び操作	手順	有効時評価上期待する事故対処設備	
		常設設備	可搬型設備
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa [gauge] に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 前圧強化ベント系 所内蓄電式直流電源設備	格納容器圧力 (D.8) 格納容器内圧力 (S/C) 燃料容器内圧力 (S/C) 燃料容器内圧力 (D.8) 燃料容器内圧力 (S/C) 燃料容器内圧力 (D.8) 燃料容器内圧力 (S/C) 燃料容器内圧力 (D.8) 燃料容器内圧力 (S/C) 燃料容器内圧力 (D.8) 燃料容器内圧力 (S/C)
残留熱除去系 (サブプレッショ ン・チェンバ、プールの水 冷却モード) 運転	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、代替原子炉補機冷却系を介して残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水を実施する。 残留熱除去系 (低圧注水モード) により原子炉水位高 (レベル8) まで原子炉水位が回復した後、代替原子炉補機冷却系を介して残留熱除去系によるサブプレッジョン・チェンバ、プールの水冷却モード運転を開始する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系 (低圧注水モード)】 軽油タンク	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 【残留熱除去系系系流量】 【残留熱除去系系系流量】 格納容器内圧力 (SA) 格納容器内圧力 (SA) 格納容器内圧力 (SA) サブプレッジョン・チェンバ、プールの水温度

【 】：重大事故等対処設備 (設計基準運転)

第2.3.3-1.表 全交流動力電源喪失 (TBP) 時における重大事故等対策について (2/3)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水	原子炉急減速操作後に、低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を実施する。	西側淡水貯水設備 可搬型設備用軽油 タンク	原子炉圧力 (S A) 原子炉圧力* 原子炉圧力 (S A 広帯域) 原子炉圧力 (S A 燃料域) 原子炉圧力 (広帯域)* 原子炉圧力 (燃料域)* 低圧代替注水系系系注水流量 (常設ライン用)
代替格納容器サブレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却	格納容器圧力が 0.279MPa [gauge] に到達した場合、代替格納容器サブレイ冷却系 (可搬型) により格納容器冷却を実施する。また、低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を継続する。	西側淡水貯水設備 可搬型設備用軽油 タンク	ドライウエール圧力 サブプレッジョン・チェンバ圧力 原子炉圧力 (S A 広帯域) 原子炉圧力 (S A 燃料域) 原子炉圧力 (広帯域)* 原子炉圧力 (燃料域)* 低圧代替注水系系系注水流量 (常設ライン用) 低圧代替注水系系系注水流量 (常設ライン用)
残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水	常設代替高圧電源設備による交流電源供給後、残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備 残留熱除去系 (低圧注水系)* 残留熱除去系海水系* サブプレッジョン・チェンバ* 軽油貯蔵タンク	原子炉圧力 (S A) 原子炉圧力* 原子炉圧力 (S A 広帯域) 原子炉圧力 (S A 燃料域) 原子炉圧力 (広帯域)* 原子炉圧力 (燃料域)* 残留熱除去系系系流量*

① * 既許可の対象となつている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第2.3.4.1-1.表 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 失敗) + SRV 再閉失敗+HPCS 失敗」の重大事故等対策について (2/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
逃がし安全弁による原子炉急減速	低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備が完了後、再閉鎖に失敗した1個に加え、自動減圧機能付き逃がし安全弁5個による手動減圧を行う。	自動減圧機能付き逃がし安全弁 所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備	原子炉圧力 (S A) 原子炉圧力
低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水	原子炉急減速により、低圧原子炉代替注水系 (可搬型) の系統圧力を下回ると、低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水が開始される。以後原子炉水位低 (レベル8) から原子炉水位高 (レベル8) の間で維持する。	所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク	原子炉圧力 (S A) 原子炉圧力 原子炉水位 (S A) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 低圧原子炉代替注水流量 低圧原子炉代替注水流量 (燃料域用)
格納容器代替注水系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が 384kPa [gauge] に到達した場合、格納容器代替注水系 (可搬型) により原子炉格納容器冷却を実施する。また、低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を継続する。	所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク	ドライウエール圧力 (S A) サブプレッジョン・チェンバ圧力 (S A) 原子炉水位 (S A) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 格納容器代替注水流量 低圧原子炉代替注水流量 (燃料域用)

① 【 】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

有り注記欄上考慮しない操作

第2.3.3.3-1表 全交流動力電源喪失 (T.B.P) 時における重大事故等対策について (3/3)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
残留熱除去系 (格納容器サブレイアウト系) による格納容器除熱	残留熱除去系 (低圧注水系) により原子炉水位高 (レベル8) まで原子炉水位が回復した後, 残留熱除去系 (格納容器サブレイアウト系) による格納容器除熱を実施する。	常設代替交流電源設備 残留熱除去系 (格納容器サブレイアウト系) 残留熱除去系海水サブレーション・チェンバ* サブレーション・チェンバ* 軽油貯蔵タンク	計装設備 残留熱除去系系統流量* ドライウエル圧力 サブレーション・チェンバ圧力 ドライウエル雰囲気温度 サブレーション・チェンバ雰囲気温度 サブレーション・プール水温度

①

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第2.3.4.1-1表 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) + SRV再閉失敗+HPCS失敗」の重大事故等対策について (3/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
残留熱除去系 (格納容器冷却モード) による原子炉格納容器除熱	常設代替交流電源設備による交流電源供給を確保後, 中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系 (格納容器冷却モード) による原子炉格納容器除熱を開始する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 【残留熱除去系 (格納容器冷却モード)】 【原子炉補機冷却系】 サブレーション・チェンバ	計装設備 ドライウエル温度 (SA) ドライウエル圧力 (SA) サブレーション・チェンバ圧力 (SA) サブレーション・プール水温度 (SA) 【残留熱除去ポンプ出口流量】
残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水	残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水を開始し, 低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を停止する。 原子炉水位を原子炉水位高 (レベル8) まで上昇させた後, 中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転から残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 運転に切り替える。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 【残留熱除去系 (低圧注水モード)】 【原子炉補機冷却系】 サブレーション・チェンバ	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 【残留熱除去ポンプ出口流量】

①

【 】 : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

有効性評価上考慮しない操作

第2.3.4.2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗) (1/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	-
原子炉熱出力	3.926MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレーターアスカート下 端から+119cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約10℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	-
最大線出力密度	44.0kW/m	① 設計限界値として設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	② サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定
格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m ³	ドライウエル内体積の設計値 (全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)
格納容器容積 (ウェットウエル)	空腔部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	③ ウェットウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m (通常運転水位)	③ 通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定

第2.3.3-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBP)) (1/7)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	-
原子炉熱出力	3,293MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレーターアスカート下 端から+126cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	48,300t/h	定格流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	-
燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	① 通常運転時の熱的制限値として設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	② 1サイクルの運転期間 (13ヶ月) に調整運転期間 (約1ヶ月) を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m ³	設計値
格納容器体積 (サブプレッション・チェンバ)	空腔部：4,100m ³ 気相部：3,300m ³	③ 設計値 (通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限值として設定)

第2.3.4.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) +SRV再閉失敗+HPCS失敗) (1/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	-
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下端から+83cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6×10 ³ t/h	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため、MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型) の評価に包絡されることを考慮し、代表的に9×9燃料 (A型) を設定
最大線出力密度	44.0kW/m	① 通常運転時の熱的制限値
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	② サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮
格納容器容積 (ドライウエル)	7,900m ³	ドライウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定
格納容器容積 (サブプレッション・チェンバ)	空腔部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³	③ サブプレッション・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定
真空破壊弁	3.43kPa (ドライウエル-サブプレ ッション・チェンバ間差圧)	真空破壊弁の設定値

- ・解析条件の相違
- 【柏崎6/7】
- ①条件設定は同じだが、通常運転時の熱的制限値を設定していることを明確に記載。
- 【東海第二】
- ②条件設定は同じだが、設定プロセスが異なり、平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対して、ばらつきとして10%の保守性を考慮し設定
- ③柏崎6/7及び島根2号炉は、格納容器容積 (サブプレッション・チェンバ) 及びサブプレッション・プール水位の解析条件を通常水位で設定。東海第二では圧力抑制効果を厳しくする観点で、通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限值を設定。

第2.3.4.2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 + DG 喪失) + SRV 再閉失敗 (2/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
初期条件	サブプレッジョン・チェンバ・プールの水温	35℃	
	格納容器圧力	5.2kPa [gage]	
	格納容器温度	57℃	
事故条件	外部水源の温度	④ 原子炉隔離時冷却系による注水時：50℃ 低圧代替注水系（可搬型）による注水時：40℃	
	起因事象	外部電源喪失	
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとして設定 全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し設定
		逃がし安全弁1個開固着	本事故シナケンスにおける前提条件
	外部電源	外部電源なし	起回事象として、外部電源を喪失するものとして設定

第2.3.3-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBP)) (2/7)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
初期条件	真空破壊装置	3.45kPa (ドライウエールサブプレッジョン・チェンバ間差圧)	
	サブプレッジョン・プール水位	6.983m (通常運転範囲の下限値) ③	
	サブプレッジョン・プール水温	32℃	
事故条件	格納容器圧力	5kPa [gage]	
	格納容器雰囲気温度	57℃ ④	
	外部水源の水温	35℃	
	起因事象	外部電源喪失	
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	通常運転時のサブプレッジョン・プールの下限値として設定 通常運転時のサブプレッジョン・プールの水温を設定 年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定 送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとして設定
		逃がし安全弁1個開固着	全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し設定
	外部電源	外部電源なし	本事故シナケンスにおける前提条件 起回事象として、外部電源を喪失することを想定

第2.3.4.2-1 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 + DG 失敗) + SRV 再閉失敗 + HPCS 失敗 (2/5)

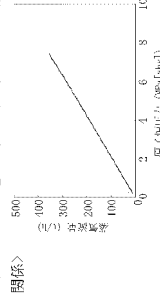
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
初期条件	サブプレッジョン・プール水位	3.61m (通常運転水位) ③	
	サブプレッジョン・プール水温	35℃	
	格納容器圧力	5.0kPa [gage]	
事故条件	格納容器温度	57℃ ④	
	外部水源の温度	35℃	
	起因事象	外部電源喪失	
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	通常運転時のサブプレッジョン・プールの上限値として設定 通常運転時の格納容器圧力として設定 通常運転時の格納容器温度として設定 屋外貯水槽の水温温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定
		逃がし安全弁1個開固着*	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するものとして設定
外部電源	外部電源なし	全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定して設定 本事故シナケンスにおける前提条件 起回事象として、外部電源を喪失するものとして設定	

⑤ ※開固着を想定する逃がし安全弁1個の設定については、逃がし弁機能の設定圧力が最も低い7.58MPa [gage]の2個のうち1個が閉止せず開固着するものとしている。(吹出量については、重大事故等対策に関連する機器条件を参照。)

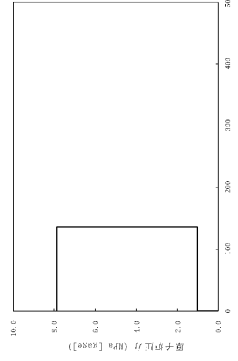
備考

- ・解析条件の相違
- 【東海第二】
- ④ 島根2号炉においても、通常運転時の格納容器温度はドライウエル冷却機にて制御されており、条件設定の考え方としては同様。
- ・記載方針の相違
- 【柏崎6/7, 東海第二】
- ⑤ 島根2号炉は、開固着する1弁の設定の考え方を記載。

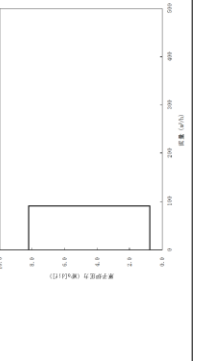
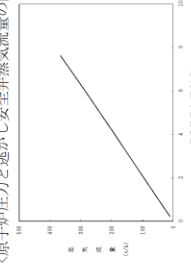
第2.3.4.2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗) (3/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉 (遅れ時間: 0.08 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル2) にて自動起動 182m ³ /h (8.12~1.03MPa[diff]において) にて注水	原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性
逃がし弁機能	逃がし弁機能 7.51MPa[gage] × 1 個, 363t/h/個 7.58MPa[gage] × 1 個, 367t/h/個 7.65MPa[gage] × 4 個, 370t/h/個 7.72MPa[gage] × 4 個, 373t/h/個 7.79MPa[gage] × 4 個, 377t/h/個 7.86MPa[gage] × 4 個, 380t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
逃がし安全弁	自動減圧機能付き逃がし安全弁の2個を開閉することによる原子炉急速減圧 <原子炉出力と逃がし安全弁1個あたりの蒸気量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定

第2.3.3-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBP)) (3/7)

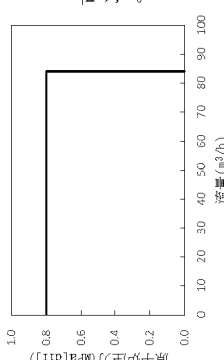
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム	原子炉水位低 (レベル3) 信号 (遅れ時間: 1.05 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 136.7m ³ /h (7.86MPa [gage] ~1.04MPa [gage] において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 

第2.3.4.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) +SRV再閉失敗+HPCS失敗) (3/5)

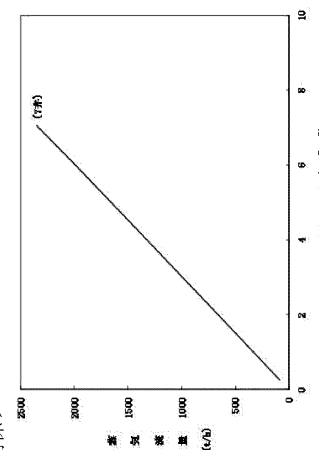
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05 秒)	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル2) 信号により自動起動 91m ³ /h (8.21~0.74MPa [dif]において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58MPa[gage] × 2 個, 367t/h/個 7.65MPa[gage] × 3 個, 370t/h/個 7.72MPa[gage] × 3 個, 373t/h/個 7.79MPa[gage] × 4 個, 377t/h/個 開閉した1個に加えて自動減圧機能付き逃がし安全弁の5個を開閉することによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定 逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定

・解析条件の相違
【東海第二】
⑥柏崎6/7及び島根2号炉は、逃がし安全弁1個あたりの蒸気流量をグラフに記載


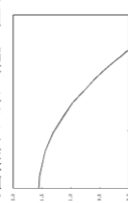
第2.3.4.2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 + DG 喪失) + SRV 再閉失敗 (4/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系 (可搬型)	設計値に注入配管の管路圧損を考慮した値として設定 
	代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)	84m ³ /h (格納容器スプレイ実施前) 40m ³ /h (格納容器スプレイ実施～残留熱除去系による原子炉注水まで) 原子炉水位回復後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御
	格納容器圧力逃がし装置等	原子炉水位回復及び原子炉水位制御に必要な注水流量を考慮して設定 格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮して設定
	代替原子炉補機冷却系	格納容器圧力が0.62MPa [gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作 (流路面積70%開) にて原子炉格納容器除熱 約23MW (サブプレッション・チェンバ・プール水温100℃、海水温度30℃において)

第2.3.3-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBP)) (4/7)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	安全弁機能 7.79MPa [gage] × 2個, 385.2t/h (1個当たり) 8.10MPa [gage] × 4個, 400.5t/h (1個当たり) 8.17MPa [gage] × 4個, 403.9t/h (1個当たり) 8.24MPa [gage] × 4個, 407.2t/h (1個当たり) 8.31MPa [gage] × 4個, 410.6t/h (1個当たり)	逃がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定
	逃がし安全弁 (自動減圧機能) 6個を開放することによる原子炉減圧 (再閉鎖失敗の1個と合わせて7個で原子炉減圧) <原子炉圧力と逃がし安全弁7個の蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づき原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定

第2.3.4.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 失敗) + SRV 再閉失敗 + HPCS 失敗) (4/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧原子炉代替注水系 (可搬型)	70m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施前)	低圧原子炉代替注水系 (可搬型) の設計値として設定 
	格納容器代替スプレイ系 (可搬型)	30m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施後) 120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	設計に基づき、併用時の注水先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定 格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定
	残留熱除去系 (低圧注水モード)	原子炉水位低 (レベル1) にて自動起動 1,136m ³ /h (0.14MPa [dif]において)にて注水	残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定 
	残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 及び残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード)	原子炉水位を原子炉水位高 (レベル8) まで上昇させた後に、1,218m ³ /hにて原子炉格納容器内にスプレイ ・伝熱容量は、熱交換器1基当たり約9MW (サブプレッション・プール水温52℃、海水温度30℃において)	残留熱除去系の設計値として設定

・解析条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

第2.3.4.2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失) +SRV再閉失敗) (5/6)

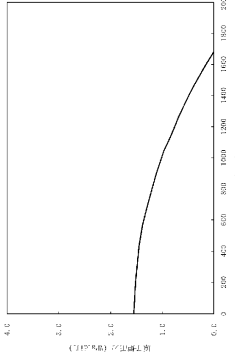
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系 (低圧注水モード)	<p>事象発生 25.5 時間後に手動起動し, 954m³/h (0.27MPa [dif]) にて注水</p> <p>残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定 残留熱除去系ポンプ 1 台による注水特性</p>
	残留熱除去系 (サブプレッジョン・チェンバ・プールの水冷却モード)	<p>熱交換器 1 基あたり約 8MW (サブプレッジョン・チェンバ・プールの水温 52°C, 海水温度 30°C に おいて)</p> <p>残留熱除去系の設計値として設定</p>

第2.3.3-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBP)) (5/7)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系 (可搬型)	<p>設計値に注入配管の管路圧損を考慮した値として設定</p> <p>可搬型代替注水中型ポンプ 2 台による注水特性</p>
	代替格納容器サブレイ冷却系 (可搬型)	<p>設計に基づき, 併用時の注入先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定 格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なサブレイ流量を考慮し, 設定</p>

・解析条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

第2.3.3-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBP)) (6/7)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
残留熱除去系 (低圧注水系)	1,605m ³ /h (0.14MPa [dif] において) (最大) 1,676m ³ /h にて注水	残留熱除去系 (低圧注水系) の設計値として設定  残留熱除去系ポンプ1台 による注水特性
重大事故等対策に関連する機器条件 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) 残留熱除去系 (サブプレッショ ン・プールの冷却系)	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位を原子炉水位高 (レベル8) まで上昇させた後に1,692m³/hにて格納容器内にスプレイ 伝熱容量は、熱交換器1基当たり約43MW (サブプレッション・プール水温度100℃, 海水温度32℃において) 	残留熱除去系の設計値として設定 伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定

・解析条件の相違
 【柏崎6/7, 東海第二】

第2.3.4.2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再開失敗) (6/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 24 時間後	本事故シナリオの前提条件として設定
低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水操作	事象発生 4 時間後	低圧代替注水系 (可搬型) の準備時間を考慮して設定
逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備完了後 (事象発生から 4 時間後)	低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備完了後として設定
代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.18MPa [gage] 到達時	設計基準事象時の最高圧力を踏まえて設定
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定
代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール) 冷却モード) 運転操作	事象発生 25.5 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱機能回復を踏まえて設定
代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転操作	事象発生 25.5 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉注水の準備時間を踏まえて設定

重大事故等対策に関連する操作条件

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)

第2.3.3-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBP)) (7/7)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 24 時間後	本事故シナリオの前提条件として設定
低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水操作	事象発生 3 時間後	低圧代替注水系 (可搬型) の準備時間を考慮して設定
逃がし安全弁原子炉急速減圧操作	事象発生 3 時間 1 分後	低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水操作後、原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定
代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.279MPa [gage] 到達時	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定
残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水操作及び残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) による格納容器除熱操作	事象発生 24 時間 10 分後	常設代替交流電源設備からの受電後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定

東海第二発電所 (2018.9.12版)

第2.3.4.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 失敗) +SRV 再開失敗+HPCS 失敗) (5/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 24 時間後	本事故シナリオの前提条件として設定
低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水操作	事象発生 2 時間 20 分後	低圧原子炉代替注水系 (可搬型) の準備時間を考慮して設定
逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備完了後 (事象発生から 2 時間 20 分後)	低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備完了後として設定
格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による格納容器冷却操作	格納容器圧力 384kPa [gage] 到達時	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定
残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水操作及び残留熱除去系 (格納容器冷却モード) による格納容器除熱操作	事象発生 24 時間 30 分後	常設代替交流電源設備からの受電後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定
残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水操作	残留熱除去系 (格納容器冷却モード) による原子炉格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低 (レベル 3) に到達	原子炉格納容器除熱及び原子炉水位制御 (レベル 3 ~ レベル 8) が継続的に可能な条件として設定

島根原子力発電所 2号炉

備考
・解析条件の相違
【東海第二】

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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>添付資料2.3.4.1 安定状態について</p> <p>「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗」時の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器圧力逃がし装置等、残留熱除去系又は代替循環冷却系）により、格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。</p>	<p>添付資料 2.3.3.1 安定状態について（全交流動力電源喪失（TBP））</p> <p>全交流動力電源喪失（TBP）時の安定状態については、以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却が維持可能であり、また、冷却のための設備がその後も機能維持でき、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>格納容器安定状態：炉心冷却が維持された後に、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱により格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定状態が確立されたものとする。</p>	<p>添付資料 2.3.4.1 安定状態について （全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再閉失敗+HPCS失敗）</p> <p>「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再閉失敗+HPCS失敗」時の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系、残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により、格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。</p>	<p>備考</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、耐圧強化ベントを自主設備として位置付けている。 (以降、同様な相違については記載省略)</p>
<p>【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 原子炉隔離時冷却系、逃がし安全弁による原子炉減圧及び低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。そして、事象発生24時間以降は常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、事象発生25.5時間後から残留熱除去系（低圧注水モード）による注水継続により、引き続き炉心冠水が維持され、原子炉安定停止状態が確立される。</p>	<p>【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 原子炉隔離時冷却系、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉手動減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施することで、炉心冷却が維持され、原子炉安定停止状態が確立される。</p>	<p>【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 原子炉隔離時冷却系、逃がし安全弁による原子炉減圧及び低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持され、原子炉安定停止状態が確立される。</p>	<p>・記載方針の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、低圧原子炉代替注水系（可搬型）により炉心冷却が維持されることから、本注水継続をもって原子炉</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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>原子炉格納容器安定状態の確立について</p> <p>炉心冷却を継続し、<u>事象発生から約18 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始し、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始後に代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり、格納容器温度は150℃を下回るとともに、ドライウエル温度は、低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を下回り、原子炉格納容器安定状態が確立される。</u></p> <p><u>なお、除熱機能として格納容器圧力逃がし装置等を使用するが、本事象より使用までの時間が短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）」の実効線量約4.9×10⁻²mSv 以下となり、燃料被覆管破裂は発生しないため、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはなく、敷地境界での実効線量評価は5mSv を十分に下回る。</u></p> <p>また、重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持</p>	<p>格納容器安定状態の確立について</p> <p>炉心冷却を継続し、<u>常設代替高圧電源装置による交流動力電源の供給開始後に残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定*又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は150℃を下回るとともに、ドライウエル雰囲気温度は、低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることはなく、格納容器安定状態が確立される。</u></p> <p>なお、<u>残留熱除去系による格納容器除熱開始後の原子炉注水は、残留熱除去系（低圧注水系）にて実施する。</u></p> <p>また、重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>※ <u>残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）に切り替えると、原子炉圧力容器からの放熱の影響によりドライウエル雰囲気温度は僅かに上昇傾向となる。ただし、残留熱除去系による格納容器除熱は確立しており、長期的には減圧後の原子炉圧力容器温度（100℃程度）より若干低い温度で平衡状態となることから、この状態も含め安定傾向とする。</u></p> <p>【安定状態の維持について】</p>	<p>原子炉格納容器安定状態の確立について</p> <p>炉心冷却を継続し、<u>常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始後に残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり、格納容器温度は150℃を下回るとともに、ドライウエル温度は、低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を下回り、原子炉格納容器安定状態が確立される。</u></p> <p>なお、<u>残留熱除去系による格納容器除熱開始後の原子炉注水は、残留熱除去系（低圧注水モード）にて実施する。</u></p> <p>また、重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>※ <u>残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）に切り替えると、原子炉圧力容器からの放熱の影響によりドライウエル温度は僅かに上昇傾向となる。ただし、残留熱除去系による格納容器除熱は確立しており、長期的には減圧後の原子炉圧力容器温度より若干低い温度（80℃程度）で平衡状態となることから、この状態も含め安定傾向とする。</u></p> <p>【安定状態の維持について】</p>	<p>安定停止状態が確立されたものとしている。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・解析結果の相違 【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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>できる。 また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことによって、安定状態維持が可能となる。 (添付資料2.1.1 別紙1 参照)</p>	<p>上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。 また、残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで、安定状態の維持が可能となる。 (添付資料2.1.2 別紙1)</p>	<p>上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。 また、残留熱除去系の機能を維持し、除熱を継続することで、安定状態の維持が可能となる。 (添付資料 2.1.1 別紙 1 参照)</p>	

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間となるパラメータに与える影響 (全交流動力電源喪失 + DG 喪失) + SRV 再開失敗 (2/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離 (水位変化)・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマ相水位 (シユワウド外水位) に関する不確かさを取り扱う。シユワウド外水位については、燃料液層温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、実数及び水頭損失パラメータに与える影響は、特殊の考慮は必要としない。	初期の注水開始は自動開始による影響はない。原子炉減圧後の注水開始は、原子炉水位 (シユワウド外水位) の低下運動が早い場合であっても、これら操作手順 (原子炉減圧後注水開始) に移行することにより、運転員等操作時間に対する影響は小さい。なお、解析コードはシユワウド外水位を現実的に評価することから、運転員等操作時間に対する影響は小さい。	シユワウド外水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出 (臨界流・蒸気流)	臨界流モデル	TBL、ROSA-III、FIST-ABWR の冷却材放出において、圧力変化は実験結果と一致しない可能性がある。解析結果が過剰であり、臨界流モデルに関する特設の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは原子炉からの冷却材放出を現実的に評価する。同時進行する運転員操作と併せて冷却材放出後の注水開始が、注水開始後から、運転員等操作時間に対して与える影響は小さい。	主蒸気発生し弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力設定するため不確かさは影響はない。破断口からの流出は実験結果と一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。破断口及び注水流量は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平均的質流に達するに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡的質流モデルを適用可能である。
ECCS 注水 (給水系・代替注水設備含む)	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離 (水位変化)・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマ相水位 (シユワウド外水位) に関する不確かさを取り扱う。シユワウド外水位については、燃料液層温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、実数及び水頭損失パラメータに与える影響は、特殊の考慮は必要としない。	解析コードは原子炉からの冷却材放出を現実的に評価する。同時進行する運転員操作と併せて冷却材放出後の注水開始が、注水開始後から、運転員等操作時間に対して与える影響は小さい。	「解析条件を基準条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	冷却材放出 (臨界流・蒸気流)	臨界流モデル	TBL、ROSA-III、FIST-ABWR の冷却材放出において、圧力変化は実験結果と一致しない可能性がある。解析結果が過剰であり、臨界流モデルに関する特設の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは原子炉からの冷却材放出を現実的に評価する。同時進行する運転員操作と併せて冷却材放出後の注水開始が、注水開始後から、運転員等操作時間に対して与える影響は小さい。	「解析条件を基準条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

第 1-1 表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (SAFER) (2/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離 (水位変化)・対向流	二相流体の流動モデル	TBL、ROSA-III、FIST-ABWR の冷却材放出において、圧力変化は実験結果と一致しない可能性がある。解析結果が過剰であり、臨界流モデルに関する特設の不確かさを考慮する必要はない。	運転員等操作時間に対する影響は、原子炉圧力容器の分岐に依存する。	解析コードは、燃料液層温度に対して、解析結果に重なる水位変動が示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出 (臨界流・蒸気流)	臨界流モデル	TBL、ROSA-III、FIST-ABWR の冷却材放出において、圧力変化は実験結果と一致しない可能性がある。解析結果が過剰であり、臨界流モデルに関する特設の不確かさを考慮する必要はない。	また、原子炉圧力容器の設計条件に基づき、原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料液層温度を高めめに評価する。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位 (シユワウド外水位) を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離 (水位変化)・対向流	二相流体の流動モデル	TBL、ROSA-III、FIST-ABWR の冷却材放出において、圧力変化は実験結果と一致しない可能性がある。解析結果が過剰であり、臨界流モデルに関する特設の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に対する影響は小さい。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出 (臨界流・蒸気流)	臨界流モデル	TBL、ROSA-III、FIST-ABWR の冷却材放出において、圧力変化は実験結果と一致しない可能性がある。解析結果が過剰であり、臨界流モデルに関する特設の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に対する影響は小さい。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (全交流動力電源喪失 + DG 失敗) + SRV 再開失敗 + HPCS 失敗 (2/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離 (水位変化)・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの相水位 (シユワウド外水位) に関する不確かさを取り扱う。シユワウド外水位については、燃料液層温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、実数及び水頭損失パラメータに与える影響は、特殊の考慮は必要としない。	原子炉への注水開始は自動開始であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉減圧後の注水開始は、原子炉水位 (シユワウド外水位) の低下運動が早い場合であっても、これら操作手順 (原子炉減圧後注水開始) に移行することにより、運転員等操作時間に対する影響は小さい。なお、解析コードでは、シユワウド外水位が現実的に評価されることから、運転員等操作時間に対する影響は小さい。	シユワウド外水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、原子炉水位は燃料液層温度を適切に評価するため、燃料液層温度の最高温度は初期値を上回ることもなく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出 (臨界流・蒸気流)	臨界流モデル	TBL、ROSA-III、FIST-ABWR の冷却材放出において、圧力変化は実験結果と一致しない可能性がある。解析結果が過剰であり、臨界流モデルに関する特設の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードでは、原子炉からの冷却材放出を現実的に評価する。同時進行する運転員操作と併せて冷却材放出後の注水開始が、注水開始後から、運転員等操作時間に対して与える影響は小さい。	破断口及び注水流量は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平均的質流に達するに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡的質流モデルを適用可能である。なお、原子炉水位は燃料液層温度を適切に評価するため、燃料液層温度への影響は小さい。
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離 (水位変化)・対向流	二相流体の流動モデル	TBL、ROSA-III、FIST-ABWR の冷却材放出において、圧力変化は実験結果と一致しない可能性がある。解析結果が過剰であり、臨界流モデルに関する特設の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードでは、原子炉からの冷却材放出を現実的に評価する。同時進行する運転員操作と併せて冷却材放出後の注水開始が、注水開始後から、運転員等操作時間に対して与える影響は小さい。	破断口及び注水流量は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平均的質流に達するに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡的質流モデルを適用可能である。なお、原子炉水位は燃料液層温度を適切に評価するため、燃料液層温度への影響は小さい。
	冷却材放出 (臨界流・蒸気流)	臨界流モデル	TBL、ROSA-III、FIST-ABWR の冷却材放出において、圧力変化は実験結果と一致しない可能性がある。解析結果が過剰であり、臨界流モデルに関する特設の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードでは、原子炉からの冷却材放出を現実的に評価する。同時進行する運転員操作と併せて冷却材放出後の注水開始が、注水開始後から、運転員等操作時間に対して与える影響は小さい。	破断口及び注水流量は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平均的質流に達するに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡的質流モデルを適用可能である。なお、原子炉水位は燃料液層温度を適切に評価するため、燃料液層温度への影響は小さい。

表1-2 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える時間 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗)

[MAP] 分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
炉心	燃焼熱	炉心モデル (炉心出力及び燃料燃焼)	入力値に含まれる。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	
	原炉圧力発生器	安全系モデル (炉心出力及び燃料燃焼) 安全系モデル (冷却注水設備)	入力値に含まれる。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	
格納容器各領域間の流動	格納容器の熱水力 (格納容器の熱水力モデル)			HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されている。格納容器内温度と圧力は、格納容器の熱水力モデルで評価される。格納容器の熱水力モデルは、格納容器の熱水力モデルから、格納容器の熱水力モデルに与える影響は小さい。また、非凝縮性ガス濃度の変動、構造材との熱伝達及び内部熱伝達の影響は小さい。格納容器の熱水力モデルは、格納容器の熱水力モデルから、格納容器の熱水力モデルに与える影響は小さい。	HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されている。格納容器内温度と圧力は、格納容器の熱水力モデルで評価される。格納容器の熱水力モデルは、格納容器の熱水力モデルから、格納容器の熱水力モデルに与える影響は小さい。また、非凝縮性ガス濃度の変動、構造材との熱伝達及び内部熱伝達の影響は小さい。格納容器の熱水力モデルは、格納容器の熱水力モデルから、格納容器の熱水力モデルに与える影響は小さい。	
	気液界面の熱伝達					
	スプレー抑制	安全系モデル (格納容器スプレー注水設備) 安全系モデル (冷却注水設備)		入力値に含まれる。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	格納容器ベント	格納容器モデル (格納容器の熱水力モデル)		入力値に含まれる。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原炉格納容器	サプレッション・プール冷却	安全系モデル (非常用炉心冷却系)	入力値に含まれる。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	

第1-2表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (MAP)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	燃焼熱	炉心モデル (炉心出力及び燃料燃焼)	入力値に含まれる。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	RCS注水 (給水系・代替注水設備含む)	安全系モデル (非常用炉心冷却系)	入力値に含まれる。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	格納容器各領域間の流動			HDR 実験解析では、格納容器圧力及び温度について、電圧降下を十数℃程度高めに評価する傾向が確認されている。格納容器内温度と圧力は、格納容器の熱水力モデルで評価される。格納容器の熱水力モデルは、格納容器の熱水力モデルから、格納容器の熱水力モデルに与える影響は小さい。また、非凝縮性ガス濃度の変動、構造材との熱伝達及び内部熱伝達の影響は小さい。格納容器の熱水力モデルは、格納容器の熱水力モデルから、格納容器の熱水力モデルに与える影響は小さい。	HDR 実験解析では、格納容器圧力及び温度について、電圧降下を十数℃程度高めに評価する傾向が確認されている。格納容器内温度と圧力は、格納容器の熱水力モデルで評価される。格納容器の熱水力モデルは、格納容器の熱水力モデルから、格納容器の熱水力モデルに与える影響は小さい。また、非凝縮性ガス濃度の変動、構造材との熱伝達及び内部熱伝達の影響は小さい。格納容器の熱水力モデルは、格納容器の熱水力モデルから、格納容器の熱水力モデルに与える影響は小さい。
格納容器	気液界面の熱伝達				
	スプレー冷却	安全系モデル (非常用炉心冷却系)	入力値に含まれる。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表1-2 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える時間 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗+HPCS 失敗)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
炉心	燃焼熱	炉心モデル (炉心出力及び燃料燃焼)	入力値に含まれる。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	
	原炉圧力発生器	安全系モデル (非常用炉心冷却系) 安全系モデル (冷却注水設備)	入力値に含まれる。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	
格納容器各領域間の流動	格納容器モデル (格納容器の熱水力モデル)			HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されている。格納容器内温度と圧力は、格納容器の熱水力モデルで評価される。格納容器の熱水力モデルは、格納容器の熱水力モデルから、格納容器の熱水力モデルに与える影響は小さい。また、非凝縮性ガス濃度の変動、構造材との熱伝達及び内部熱伝達の影響は小さい。格納容器の熱水力モデルは、格納容器の熱水力モデルから、格納容器の熱水力モデルに与える影響は小さい。	HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されている。格納容器内温度と圧力は、格納容器の熱水力モデルで評価される。格納容器の熱水力モデルは、格納容器の熱水力モデルから、格納容器の熱水力モデルに与える影響は小さい。また、非凝縮性ガス濃度の変動、構造材との熱伝達及び内部熱伝達の影響は小さい。格納容器の熱水力モデルは、格納容器の熱水力モデルから、格納容器の熱水力モデルに与える影響は小さい。	
	構造材との熱伝達及び内部熱伝達					
	スプレー抑制	安全系モデル (非常用炉心冷却系) 安全系モデル (冷却注水設備)		入力値に含まれる。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	格納容器ベント	格納容器モデル (格納容器の熱水力モデル)		入力値に含まれる。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表2 解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗) (2/3)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最悪条件			
サブプレッション・チェンバプール水温	35℃	約30℃~約35℃ (実測値)	通常運転時のサブプレッション・チェンバプール水温の上限値として設定 最悪条件を包摂できる条件	運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最悪条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇が格納容器ベント時に発生する影響は小さい。例えば、事故発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率 (平均) は1時間あたり約17kPa/分であり、格納容器ベント時間約7分半より約120kPa/分程度である。したがって、事故進展に与える影響は小さい。評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
格納容器圧力	5.2kPa [Lease]	約3kPa [Lease] ~ 約7kPa [Lease] (実測値)	通常運転時の格納容器圧力として設定	最悪条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇が格納容器ベント時に発生する影響は小さい。例えば、事故発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率 (平均) は1時間あたり約17kPa/分であり、格納容器ベント時間約7分半より約120kPa/分程度である。したがって、事故進展に与える影響は小さい。評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	最悪条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇が格納容器ベント時に発生する影響は小さい。例えば、事故発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率 (平均) は1時間あたり約17kPa/分であり、格納容器ベント時間約7分半より約120kPa/分程度である。したがって、事故進展に与える影響は小さい。評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
格納容器温度	57℃	約43℃~約62℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度として設定	最悪条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器温度の上昇が格納容器ベント時に発生する影響は小さい。例えば、事故発生から格納容器ベントまでの温度上昇率 (平均) は1時間あたり約1.5℃/分であり、格納容器ベント時間約7分半より約10℃/分程度である。したがって、事故進展に与える影響は小さい。評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	最悪条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器温度の上昇が格納容器ベント時に発生する影響は小さい。例えば、事故発生から格納容器ベントまでの温度上昇率 (平均) は1時間あたり約1.5℃/分であり、格納容器ベント時間約7分半より約10℃/分程度である。したがって、事故進展に与える影響は小さい。評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウェル・サブプレッション・チェンバプール) (設計値)	3.43kPa (ドライウェル・サブプレッション・チェンバプール) (設計値)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最悪条件は同様であることから、事故進展に与える影響はない。	解析条件と最悪条件は同様であることから、事故進展に与える影響はない。
外部水源の温度	50℃	原子炉隔離時冷却系による注水時: 50℃ 低圧代替注水系統 (可搬型) による注水時: 40℃	原子炉隔離時冷却系による注水時: 50℃ 低圧代替注水系統 (可搬型) による注水時: 40℃	最悪条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性がある。格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイトの影響は小さい。	最悪条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性がある。格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイトの影響は小さい。
外部水源の容量	約21,400m ³	21,400m ³ 以上 (淡水貯水容量+貯水容量)	淡水貯水容量及び通常運転中の淡水貯水容量を参考に設定	解析条件と最悪条件は同様であることから、事故進展に与える影響はない。	解析条件と最悪条件は同様であることから、事故進展に与える影響はない。
燃料の容量	約2,140kL	2,140kL以上 (経路タンク容量+ガスタグスタービン発電機燃料タンク容量)	通常時の経路タンク及びガスタグスタービン発電機燃料タンクの運用量を参考に設定	最悪条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きい。	最悪条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きい。

第2表 解析条件を最悪条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (2/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最悪条件			
原子炉停止後の格納容器圧力 (ドライウェル)	ANSI/ANS-5.1-1979 新版版 320kPa/1	ANSI/ANS-5.1-1979 新版版 320kPa/1 (実測値)	1サイクルの運転期間 (3ヶ月) に運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最悪条件とした場合は、解析条件で設定している格納容器圧力よりも低くなる可能性がある。格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイトの影響は小さい。	最悪条件とした場合は、解析条件で設定している格納容器圧力よりも低くなる可能性がある。格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイトの影響は小さい。
格納容器圧力	5kPa [Lease]	約2.2kPa [Lease] ~ 約4.7kPa [Lease] (実測値)	通常運転時の格納容器圧力として設定	最悪条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇が格納容器ベント時に発生する影響は小さい。例えば、事故発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率 (平均) は1時間あたり約17kPa/分であり、格納容器ベント時間約7分半より約120kPa/分程度である。したがって、事故進展に与える影響は小さい。評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	最悪条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇が格納容器ベント時に発生する影響は小さい。例えば、事故発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率 (平均) は1時間あたり約17kPa/分であり、格納容器ベント時間約7分半より約120kPa/分程度である。したがって、事故進展に与える影響は小さい。評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
格納容器温度	57℃	約25℃~約56℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度として設定	最悪条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器温度の上昇が格納容器ベント時に発生する影響は小さい。例えば、事故発生から格納容器ベントまでの温度上昇率 (平均) は1時間あたり約1.5℃/分であり、格納容器ベント時間約7分半より約10℃/分程度である。したがって、事故進展に与える影響は小さい。評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	最悪条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器温度の上昇が格納容器ベント時に発生する影響は小さい。例えば、事故発生から格納容器ベントまでの温度上昇率 (平均) は1時間あたり約1.5℃/分であり、格納容器ベント時間約7分半より約10℃/分程度である。したがって、事故進展に与える影響は小さい。評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
格納容器体積 (ドライウェル)	6,700m ³	6,700m ³ (設計値)	設計値	解析条件と最悪条件は同様であることから、事故進展に与える影響はない。	解析条件と最悪条件は同様であることから、事故進展に与える影響はない。
サブプレッション・チェンバプール水温	6.983m (通常運転時の下)	7,000m~7,070m (実測値)	通常運転時のサブプレッション・チェンバプール水温の下限値として設定	最悪条件とした場合は、解析条件よりも水温が高くなる可能性がある。格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイトの影響は小さい。	最悪条件とした場合は、解析条件よりも水温が高くなる可能性がある。格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイトの影響は小さい。

表2 解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗+HPCS 失敗) (2/4)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最悪条件			
格納容器空腔 (ドライウェル)	7,900m ³	7,900m ³ (設計値)	ドライウェル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を差し引いた値)	解析条件と最悪条件は同様であることから、事故進展に与える影響はない。	解析条件と最悪条件は同様であることから、事故進展に与える影響はない。
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウェル・サブプレッション・チェンバプール) (設計値)	3.43kPa (ドライウェル・サブプレッション・チェンバプール) (設計値)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最悪条件は同様であることから、事故進展に与える影響はない。	解析条件と最悪条件は同様であることから、事故進展に与える影響はない。
サブプレッション・チェンバプール水温	3.61m (通常運転時の)	約3.30m~約3.60m (実測値)	通常運転時のサブプレッション・チェンバプール水温として設定	最悪条件とした場合は、解析条件よりも水温が高くなる可能性がある。格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイトの影響は小さい。	最悪条件とした場合は、解析条件よりも水温が高くなる可能性がある。格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイトの影響は小さい。
格納容器圧力	5.0kPa [Lease]	約5kPa [Lease] ~ 約7kPa [Lease] (実測値)	通常運転時の格納容器圧力として設定	最悪条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇が格納容器ベント時に発生する影響は小さい。例えば、事故発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率 (平均) は1時間あたり約17kPa/分であり、格納容器ベント時間約7分半より約120kPa/分程度である。したがって、事故進展に与える影響は小さい。評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	最悪条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇が格納容器ベント時に発生する影響は小さい。例えば、事故発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率 (平均) は1時間あたり約17kPa/分であり、格納容器ベント時間約7分半より約120kPa/分程度である。したがって、事故進展に与える影響は小さい。評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
格納容器温度	57℃	約45℃~約64℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度として設定	最悪条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器温度の上昇が格納容器ベント時に発生する影響は小さい。例えば、事故発生から格納容器ベントまでの温度上昇率 (平均) は1時間あたり約1.5℃/分であり、格納容器ベント時間約7分半より約10℃/分程度である。したがって、事故進展に与える影響は小さい。評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	最悪条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器温度の上昇が格納容器ベント時に発生する影響は小さい。例えば、事故発生から格納容器ベントまでの温度上昇率 (平均) は1時間あたり約1.5℃/分であり、格納容器ベント時間約7分半より約10℃/分程度である。したがって、事故進展に与える影響は小さい。評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
外部水源の温度	35℃	35℃以下 (実測値)	燃料本体の冷却水温度として設定	最悪条件とした場合は、解析条件よりも水温が低くなる可能性がある。格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイトの影響は小さい。	最悪条件とした場合は、解析条件よりも水温が低くなる可能性がある。格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイトの影響は小さい。

表2 解析条件を最悪条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (4/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最悪条件			
原子炉スクラム	原子炉水位低 (レベル2) (遅れ時間 1.05秒) (遅れ時間 1.05秒)	カービン回線が急凍閉鎖 (レベル2) (遅れ時間 1.05秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定 原子炉水位低下を遅くする側点 原子炉水位低 (レベル2) (遅れ時間 1.05秒) 及びカービン回線が急凍閉鎖 (レベル2) (遅れ時間 1.05秒) による原子炉スクラムを遅くする側点を考慮して設定	最悪条件とした場合には、原子炉出力の低下が早くなるため、原子炉からサプレッション・プールに排出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下が速くなる。原子炉水位の低下が速くなることは、原子炉水位の低下が速くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。	最悪条件とした場合には、原子炉出力の低下が早くなるため、原子炉からサプレッション・プールに排出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下が速くなる。原子炉水位の低下が速くなることは、原子炉水位の低下が速くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
逃がし安全弁	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.70MPa[gage] ~ 8.31MPa[gage] (1.0倍当たり) 385.2t/h (1.0倍当たり) 410.6t/h (1.0倍当たり)	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.70MPa[gage] ~ 8.31MPa[gage] (1.0倍当たり) 385.2t/h (1.0倍当たり) 410.6t/h (1.0倍当たり)	逃がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定	解析条件は最悪条件と同等であることから、事業計画に影響は与えない。	解析条件は最悪条件と同等であることから、事業計画に影響は与えない。
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下 (レベル2) (信号にて自動起動) 136.7m ³ /h (7.86MPa[gage] ~ 1.04MPa[gage]において)にて注水	原子炉水位異常低下 (レベル2) (信号にて自動起動) 136.7m ³ /h (7.86MPa[gage] ~ 1.04MPa[gage]において)にて注水	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は、タービン回転数制御により原子炉圧力に依らず一定の流量にて注水する設計となっている	解析条件と最悪条件は同様であることから、事業計画に影響は与えない。	解析条件と最悪条件は同様であることから、事業計画に影響は与えない。
残熱除去系 (低圧注水系)	事業計画に24時間10分後(低圧注水)自動起動 1.40t/h (1.0倍当たり) (低圧注水) 1.676m ³ /h (1.0倍当たり)	事業計画に24時間10分後(低圧注水)自動起動 1.40t/h (1.0倍当たり) (低圧注水) 1.676m ³ /h (1.0倍当たり)	設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値) の保守性) 原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。	実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値) の保守性) 原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

表2 解析条件を最悪条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (外部電源喪失+DG失効) + SRV再閉失敗+HPCS失効 (4/4)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最悪条件			
原子炉スクラム	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05秒)	原子炉水位低 (レベル3) 等	低圧注水の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定	実際の解析上の想定より早くスクラムした場合は、燃料液温が上昇し、原子炉の注水量が減少することになるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。	実際の解析上の想定より早くスクラムした場合は、燃料液温が上昇し、原子炉の注水量が減少することになるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル2) (遅れ時間 1.05秒) (遅れ時間 1.05秒) において注水	原子炉水位低 (レベル2) において注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定	解析条件と最悪条件は同様であることから、事業計画に影響は与えない。	解析条件と最悪条件は同様であることから、事業計画に影響は与えない。
逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58~7.70MPa[gage] (367~371t/h/個)	逃がし弁機能 7.58~7.70MPa[gage] (367~371t/h/個)	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	解析条件と最悪条件は同様であることから、事業計画に影響は与えない。	解析条件と最悪条件は同様であることから、事業計画に影響は与えない。
低圧原子炉代替注水系 (可搬型)	閉鎖した1期に加えて自動減圧機能付き逃がし安全弁の5期を開閉することによる注水	閉鎖した1期に加えて自動減圧機能付き逃がし安全弁の5期を開閉することによる注水	逃がし安全弁の設計値に基づき、使用時の注水量が注水特性 (設計値) の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値) の保守性) 原子炉水位の回復が早くなる。水位回復後の操作として注水維持可能な注水量に制限するが、注水後の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値) の保守性) 原子炉水位の回復が早くなる。水位回復後の操作として注水維持可能な注水量に制限するが、注水後の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。
格納容器代替スプレイス (可搬型)	70m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイス基盤前)	70m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイス基盤前)	低圧原子炉代替注水系 (可搬型) の設計値として設定	解析条件と最悪条件は同様であることから、事業計画に影響は与えない。	解析条件と最悪条件は同様であることから、事業計画に影響は与えない。
残熱除去系 (低圧注水モード)	1.136t/h (0.14MPa[di]において)にて注水	1.136t/h (0.14MPa[di]において)にて注水	残熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値) の保守性) 原子炉水位の回復が早くなる。水位回復後の操作として注水維持可能な注水量に制限するが、注水後の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値) の保守性) 原子炉水位の回復が早くなる。水位回復後の操作として注水維持可能な注水量に制限するが、注水後の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。
残熱除去系 (格納容器冷却モード) 及び残熱除去系 (サプレッション・プレッシャー冷却モード)	原子炉水位を原子炉水位高 (レベル8) まで上昇させた後、1.218t/hにて原子炉格納容器内にスプレイス (伝熱容量は、熱交換器1基当たり約9割 (サプレッション・プール水温25℃、海水温度30℃)において)	原子炉水位を原子炉水位高 (レベル8) まで上昇させた後、1.218t/hにて原子炉格納容器内にスプレイス (伝熱容量は、熱交換器1基当たり約9割 (サプレッション・プール水温25℃、海水温度30℃)において)	残熱除去系の設計値として設定	解析条件と最悪条件は同様であることから、事業計画に影響は与えない。	解析条件と最悪条件は同様であることから、事業計画に影響は与えない。

第2表 解析条件を最悪条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (5/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最悪条件			
軽圧位調整水系統 (可搬型) 冷却熱交換器サブレイアウト系 (可搬型)	最大110m ³ /h (稼働前) 最大110m ³ /h (稼働中) 最大110m ³ /h (稼働後)	最大110m ³ /h (稼働前) 最大110m ³ /h (稼働中) 最大110m ³ /h (稼働後)	設計値に圧入圧等の流量圧損を考慮した値として設定	実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値) の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。注水量の過剰として注水維持可能な注水量に照準するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値) の保守性)、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	50m ³ /h (稼働前) 50m ³ /h (稼働中) 50m ³ /h (稼働後)	50m ³ /h (稼働前) 50m ³ /h (稼働中) 50m ³ /h (稼働後)	設計に基づき、作組時の圧入圧力及び冷却圧損を考慮しても確保可能な流量を設定	解析条件と最悪条件は同等であることから、事象運用に与える影響はない。	解析条件と最悪条件は同等であることから、事象運用に与える影響はない。
冷却熱交換器サブレイアウト系 (可搬型)	120m ³ /h (稼働前) 120m ³ /h (稼働中) 120m ³ /h (稼働後)	120m ³ /h (稼働前) 120m ³ /h (稼働中) 120m ³ /h (稼働後)	特許申請書に冷却水温度及び圧力抑制に必要なスプレッド流量を設定	解析条件と最悪条件は同等であることから、事象運用に与える影響はない。	解析条件と最悪条件は同等であることから、事象運用に与える影響はない。
残留熱交換器 (稼働前) 残留熱交換器 (稼働中) 残留熱交換器 (稼働後)	・原子炉水位を原子炉水位系 (レベル8) まで上昇させた後、特許申請書にスプレッド流量は、熱交換器 (サブレイアウト系) 400 (サブレイアウト系) 100 (サブレイアウト系) 32 (サブレイアウト系)	・原子炉水位を原子炉水位系 (レベル8) まで上昇させた後、特許申請書にスプレッド流量は、熱交換器 (サブレイアウト系) 400 (サブレイアウト系) 100 (サブレイアウト系) 32 (サブレイアウト系)	残留熱交換器の設計値として設定	スプレッド流量及び伝熱容量は、解析条件と最悪条件は同等であることから、事象運用に与える影響はない。	スプレッド流量及び伝熱容量は、解析条件と最悪条件は同等であることから、事象運用に与える影響はない。

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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料2.3.4.3</p> <p style="text-align: center;">減圧・注水開始操作の時間余裕について</p> <p>1. はじめに</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗</u>」では、原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動して注水を開始し、原子炉圧力の低下によって注水が停止する。</p> <p>その後、<u>原子炉急速減圧及び低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水により原子炉水位は回復し、炉心は再冠水する評価結果となっている。</u></p> <p>ここでは、<u>実際の運転員操作を考慮し、原子炉隔離時冷却系を再起動した場合の減圧・注水開始操作の時間余裕を評価した。</u></p> <p>2. <u>評価項目への影響</u></p> <p><u>有効性評価では、原子炉隔離時冷却系は原子炉水位低(レベル2)による自動起動(停止)のみを想定しており、運転員による再起動を考慮しておらず、事象発生4時間後までに原子炉急速減圧及</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.3.3.3</p> <p style="text-align: center;"><u>原子炉注水開始が遅れた場合の影響について</u> (<u>全交流動力電源喪失(TBP)</u>)</p> <p>1. はじめに</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(TBP)</u>」では、<u>原子炉水位異常低下(レベル2)</u>で原子炉隔離時冷却系が自動起動して注水を開始し、原子炉圧力の低下によって注水が停止する。</p> <p>その後、<u>可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の起動準備が完了した後、事象発生の3時間1分後に逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動操作による原子炉減圧を実施する。</u></p> <p><u>実際の運転手順では、原子炉隔離時冷却系が停止した後原子炉水位が低下し、原子炉水位異常低下(レベル1)を下回り燃料有効長頂部に到達する前までに原子炉隔離時冷却系の再起動を試みる事となっている。よって、ここでは、原子炉隔離時冷却系の再起動に期待した場合の減圧・注水の時間余裕を評価する。</u></p> <p>2. 評価条件</p>	<p style="text-align: right;">添付資料2.3.4.3</p> <p style="text-align: center;"><u>減圧・注水開始操作の時間余裕について</u> (<u>全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+SRV再閉失敗+HPCS失敗</u>)</p> <p>1. はじめに</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+SRV再閉失敗+HPCS失敗</u>」では、<u>原子炉水位低(レベル2)</u>で原子炉隔離時冷却系が自動起動して注水を開始し、原子炉圧力の低下によって注水が停止する。</p> <p>その後、<u>低圧原子炉代替注水系(可搬型)の起動準備が完了した後、事象発生の2時間20分後に自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動操作による原子炉減圧を実施する。</u></p> <p>ここでは、<u>実際の運転員操作を考慮した場合の減圧・注水開始操作の時間余裕を評価した。</u></p> <p>2. <u>評価条件</u></p>	<p>備考</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 注水設備の準備時間の相違。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、原子炉圧力低下時の原子炉隔離時冷却系の運転継続の不確かさを考慮し、保守的に原子炉隔離時冷却系の再起動操作を考慮しない。</p> <p>・運用の相違</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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>び</u>低圧代替注水系（可搬型）による注水を開始することで、炉心損傷を防止している。</p> <p>本評価では、<u>運転員による原子炉隔離時冷却系の再起動を考慮した場合に、炉心損傷に至らない低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水（原子炉急速減圧含む）の操作開始時間について評価を実施した。</u></p> <p>表1に評価結果を示す。また、<u>操作70分遅れ（事象発生5時間10分後に急速減圧開始）のケースにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内外水位）、燃料被覆管温度及び燃料被覆管酸化量の推移を図1から図4に示す。</u></p> <p><u>操作70分遅れの場合は、評価項目となる燃料被覆管温度1,200℃及び燃料被覆管酸化量15%を下回り、燃料被覆管の破裂も発生せず、評価項目を満足する。また、操作80分遅れの場合は、評価項目は満足するが、燃料被覆管の破裂が発生する結果となった。以上より、操作70分遅れまでは時間余裕がある。</u></p>	<p><u>原子炉圧力の低下に伴い原子炉隔離時冷却系が停止した後、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下した時点で原子炉隔離時冷却系を再起動するものとする。また、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）は、事象発生<u>の3時間56分後（55分遅れ）及び事象発生<u>の4時間1分後（60分遅れ）</u>に実施する場合を評価する。なお、その他の条件はベースケースの解析条件と同様とする。</u></u></p> <p>3. 評価結果</p> <p><u>逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）が55分遅れた場合（事象発生<u>の3時間56分後に減圧を実施）の原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内外水位）、燃料被覆管温度及び燃料被覆管酸化割合の推移を第1図から第4図に、燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係（時間遅れ55分及び60分）を第5図に示す。また、原子炉注水が55分遅れた場合と60分遅れた場合の評価結果のまとめを第1表に示す。</u></u></p> <p><u>55分遅れの場合では、燃料被覆管温度及び酸化量は評価項目を満足し、燃料被覆管の破裂も発生していないが、60分遅れの場合では燃料被覆管の破損が発生している。以上より、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）は、少なくとも55分程度の時間余裕があることを確認した。</u></p>	<p><u>自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動操作による原子炉減圧操作（低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）は、事象発生<u>の3時間5分後（45分遅れ）及び事象発生<u>の3時間10分後（50分遅れ）</u>に実施する場合を評価する。なお、その他の条件はベースケースの解析条件と同様とする。</u></u></p> <p>3. 評価結果</p> <p><u>自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動による原子炉減圧操作（低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）が45分遅れた場合（事象発生<u>の3時間5分後に減圧を実施）及び50分遅れた場合（事象発生<u>の3時間10分後に減圧を実施）の原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内外水位）、燃料被覆管温度及び燃料被覆管酸化割合の推移を図1から図8に、燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係（時間遅れ45分及び50分）を図9に示す。また、原子炉注水が45分遅れた場合と50分遅れた場合の評価結果のまとめを表1に示す。</u></u></u></p> <p><u>45分遅れの場合では、燃料被覆管温度及び酸化量は評価項目を満足し、燃料被覆管の破裂も発生していないが、50分遅れの場合では燃料被覆管の破損が発生している。以上より、自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動による原子炉減圧操作（低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）は、少なくとも45分程度の時間余裕があることを確認した。</u></p>	<p>【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備完了後として設定。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、原子炉圧力低下時の原子炉隔離時冷却系の運転継続の不確かさを考慮し、保守的に原子炉隔離時冷却系の再起動操作を考慮しない。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																	
<p>なお、<u>実際には図1に示すように原子炉圧力が再上昇することから、原子炉隔離時冷却系の2回目以降の再起動が可能であること及び設計値よりも低い原子炉圧力までの原子炉隔離時冷却系の運転継続が可能と考えられることから、70分よりも時間余裕は長くなるもの</u>と考える。</p>	<p>なお、<u>実際には原子炉圧力が再上昇する場合には、原子炉隔離時冷却系の2回目以降の再起動を実施すること及び設計値よりも低い原子炉圧力までの原子炉隔離時冷却系の運転継続が可能と考えられることから、余裕時間は55分よりも長くなるもの</u>と考える。</p>	<p>なお、<u>解析では、原子炉隔離時冷却系の運転継続の不確かさを踏まえ、原子炉圧力が設計圧力(0.74MPa(gage))まで低下した時点で原子炉隔離時冷却系を停止し再起動はしない条件としているが、実際の手順では、原子炉隔離時冷却系の停止以降においても、原子炉圧力が設計圧力(0.74MPa(gage))まで再上昇した場合には、原子炉隔離時冷却系を再起動し原子炉水位を回復させる手順としている。このため、再起動を行った場合及び設計値よりも低い圧力まで原子炉隔離時冷却系の運転継続が可能である場合には原子炉水位の回復が見込めることから、余裕時間は上記評価結果の45分よりも長くなるもの</u>と考える。</p>	<p>・記載方針の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、解析条件と手順の相違内容について記載。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p>																																	
<p>3. まとめ</p> <p>操作70分遅れの場合、評価項目(燃料被覆管の最高温度及び酸化量)を満足する。一方、操作80分遅れの場合は、評価項目は満足するが、燃料被覆管の破裂は発生する。従って、原子炉減圧操作及び低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水操作は、少なくとも70分程度の遅れの余裕がある。</p> <p>表1 炉心の健全性に関する感度解析結果</p> <table border="1" data-bbox="210 1165 884 1297"> <thead> <tr> <th>解析上の操作開始時間からの遅れ時間</th> <th>燃料被覆管の最高温度</th> <th>燃料被覆管酸化量</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>70分 (事象発生5時間10分後に原子炉急速減圧開始)</td> <td>約808℃</td> <td>約2%</td> </tr> <tr> <td>80分 (事象発生5時間20分後に原子炉急速減圧開始)</td> <td>約917℃</td> <td>約7%</td> </tr> </tbody> </table>	解析上の操作開始時間からの遅れ時間	燃料被覆管の最高温度	燃料被覆管酸化量	70分 (事象発生5時間10分後に原子炉急速減圧開始)	約808℃	約2%	80分 (事象発生5時間20分後に原子炉急速減圧開始)	約917℃	約7%	<p>第1表 減圧遅れによる燃料被覆管温度及び酸化量への影響</p> <table border="1" data-bbox="1003 1165 1700 1346"> <thead> <tr> <th>減圧遅れ時間</th> <th>燃料被覆管最高温度</th> <th>燃料被覆管の酸化量</th> <th>燃料被覆管の破裂の有無</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>55分 (事象発生3時間56分後に原子炉減圧開始)</td> <td>約875℃</td> <td>約2%</td> <td>無</td> </tr> <tr> <td>60分 (事象発生4時間1分後に原子炉減圧開始)</td> <td>約934℃</td> <td>約3%</td> <td>有</td> </tr> </tbody> </table>	減圧遅れ時間	燃料被覆管最高温度	燃料被覆管の酸化量	燃料被覆管の破裂の有無	55分 (事象発生3時間56分後に原子炉減圧開始)	約875℃	約2%	無	60分 (事象発生4時間1分後に原子炉減圧開始)	約934℃	約3%	有	<p>表1 減圧遅れによる燃料被覆管温度及び酸化量への影響</p> <table border="1" data-bbox="1745 1146 2481 1360"> <thead> <tr> <th>解析上の操作開始時間からの遅れ時間</th> <th>燃料被覆管の最高温度</th> <th>燃料被覆管酸化量</th> <th>燃料被覆管の破裂の有無</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>45分 (事象発生3時間5分後に原子炉急速減圧開始)</td> <td>約805℃ (高出力燃料集合体)</td> <td>約1%</td> <td>無</td> </tr> <tr> <td>50分 (事象発生3時間10分後に原子炉急速減圧開始)</td> <td>約984℃ (高出力燃料集合体)</td> <td>約4%</td> <td>有</td> </tr> </tbody> </table>	解析上の操作開始時間からの遅れ時間	燃料被覆管の最高温度	燃料被覆管酸化量	燃料被覆管の破裂の有無	45分 (事象発生3時間5分後に原子炉急速減圧開始)	約805℃ (高出力燃料集合体)	約1%	無	50分 (事象発生3時間10分後に原子炉急速減圧開始)	約984℃ (高出力燃料集合体)	約4%	有	<p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p>
解析上の操作開始時間からの遅れ時間	燃料被覆管の最高温度	燃料被覆管酸化量																																		
70分 (事象発生5時間10分後に原子炉急速減圧開始)	約808℃	約2%																																		
80分 (事象発生5時間20分後に原子炉急速減圧開始)	約917℃	約7%																																		
減圧遅れ時間	燃料被覆管最高温度	燃料被覆管の酸化量	燃料被覆管の破裂の有無																																	
55分 (事象発生3時間56分後に原子炉減圧開始)	約875℃	約2%	無																																	
60分 (事象発生4時間1分後に原子炉減圧開始)	約934℃	約3%	有																																	
解析上の操作開始時間からの遅れ時間	燃料被覆管の最高温度	燃料被覆管酸化量	燃料被覆管の破裂の有無																																	
45分 (事象発生3時間5分後に原子炉急速減圧開始)	約805℃ (高出力燃料集合体)	約1%	無																																	
50分 (事象発生3時間10分後に原子炉急速減圧開始)	約984℃ (高出力燃料集合体)	約4%	有																																	

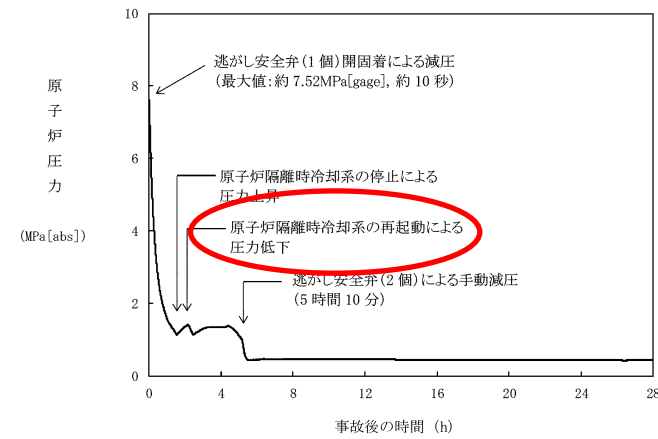


図1 操作70分遅れのケースにおける原子炉圧力の推移

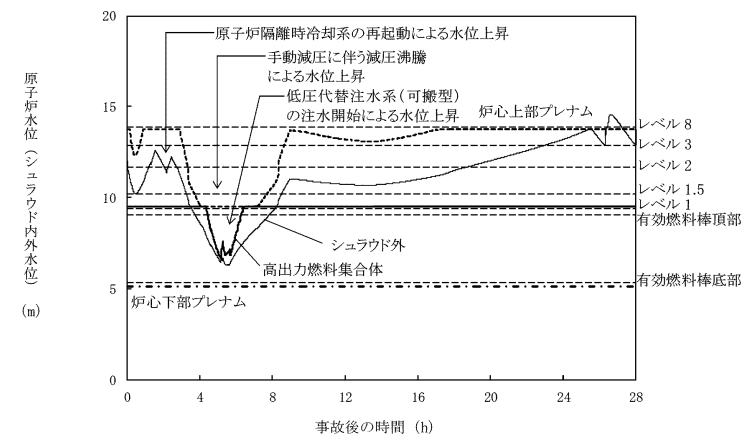
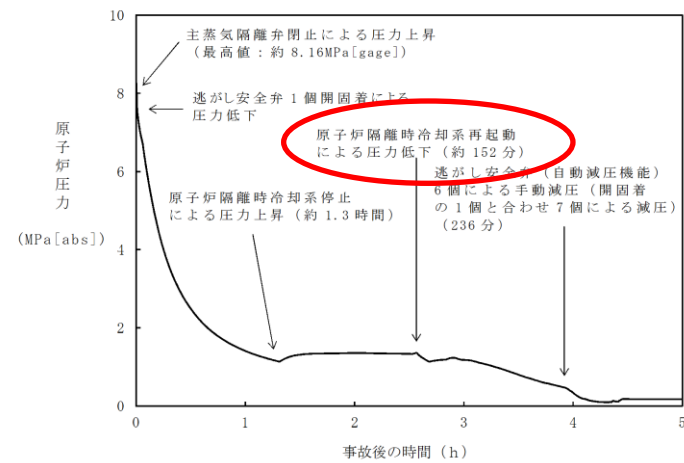
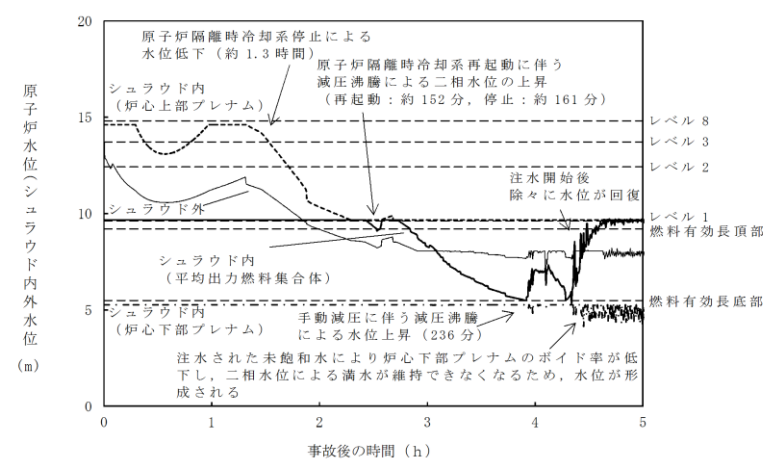


図2 操作70分遅れのケースにおける原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



第1図 原子炉圧力の推移（遅れ時間 55分）



第2図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移（遅れ時間 55分）

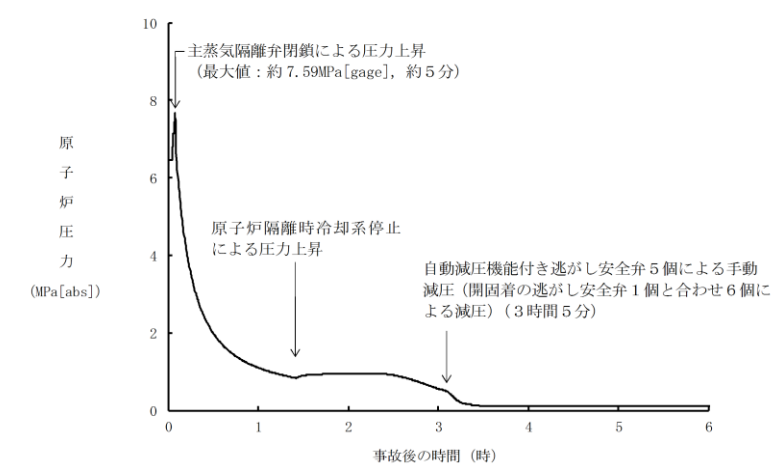


図1 操作開始時間 45分遅れのケースにおける原子炉圧力の推移

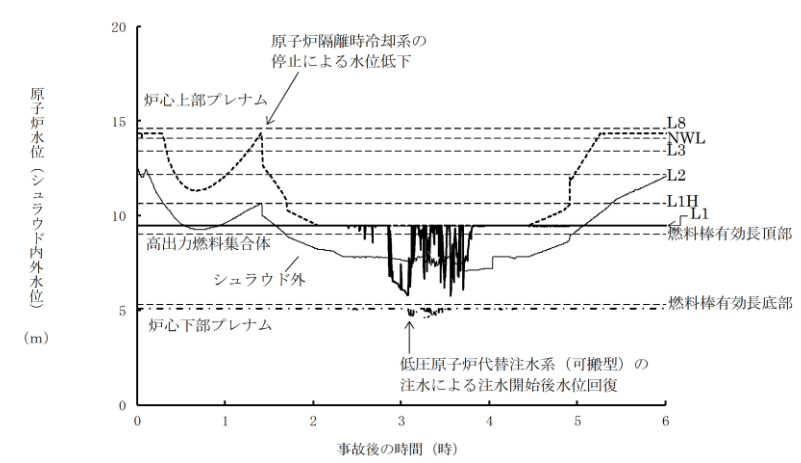


図2 操作開始時間 45分遅れのケースにおける原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移

備考
 ・解析条件の相違
 【柏崎6/7, 東海第二】
 島根2号炉は、原子炉圧力低下時の原子炉隔離時冷却系の運転継続の不確かさを考慮し、保守的に原子炉隔離時冷却系の再起動操作を考慮しない。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)

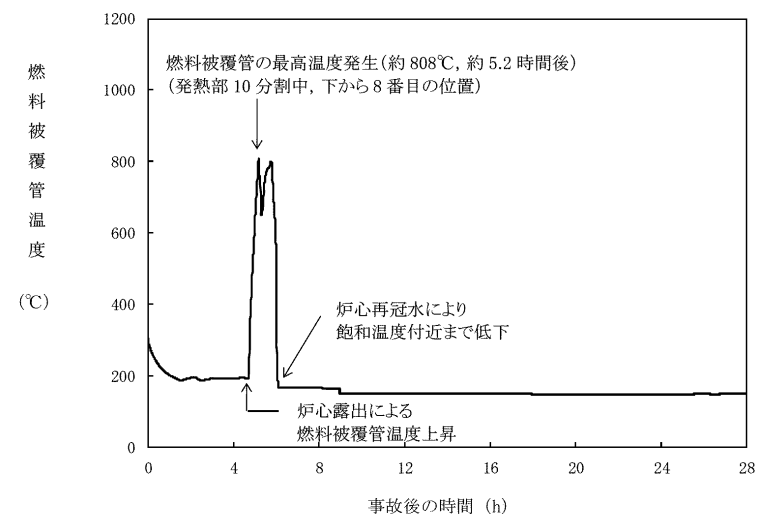


図3 操作70分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移

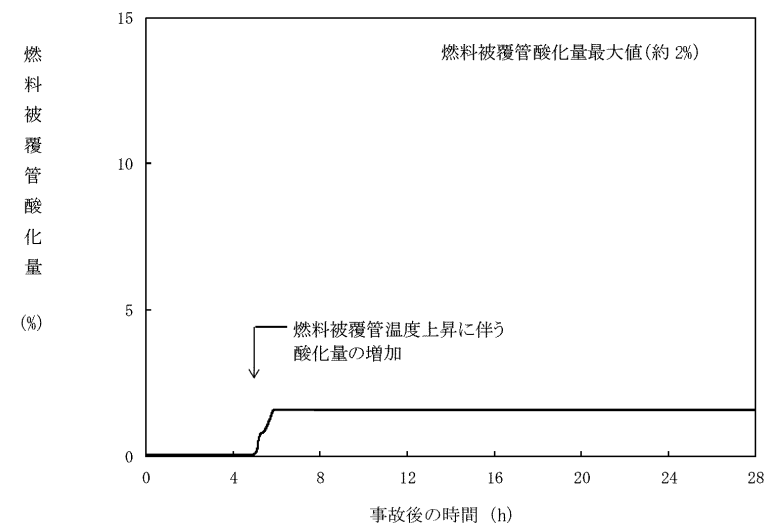
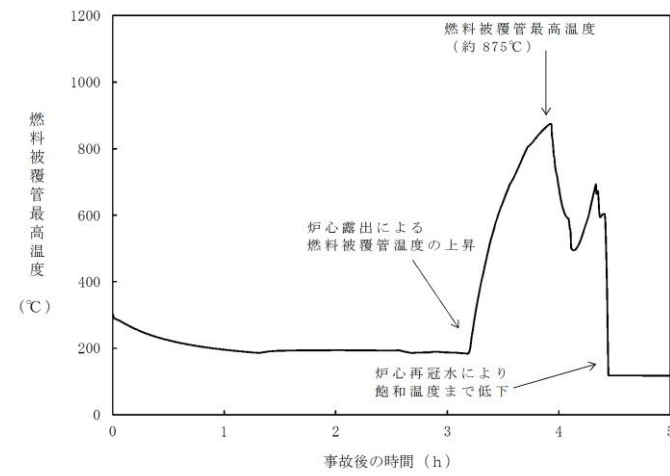
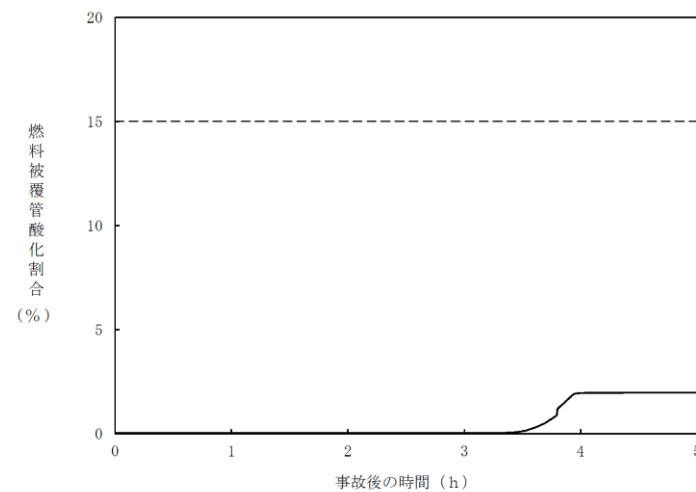


図4 操作70分遅れのケースにおける燃料被覆管酸化量の推移

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)



第3図 燃料被覆管温度の推移(遅れ時間55分)



第4図 燃料被覆管酸化割合の推移(遅れ時間55分)

島根原子力発電所 2号炉

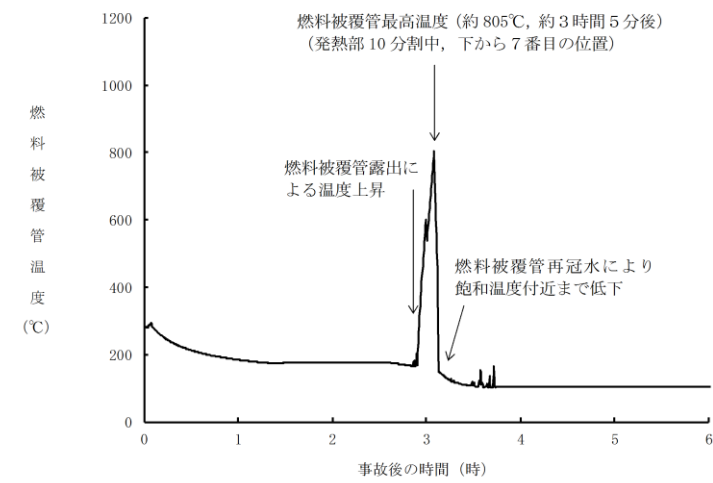


図3 操作開始時間45分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移

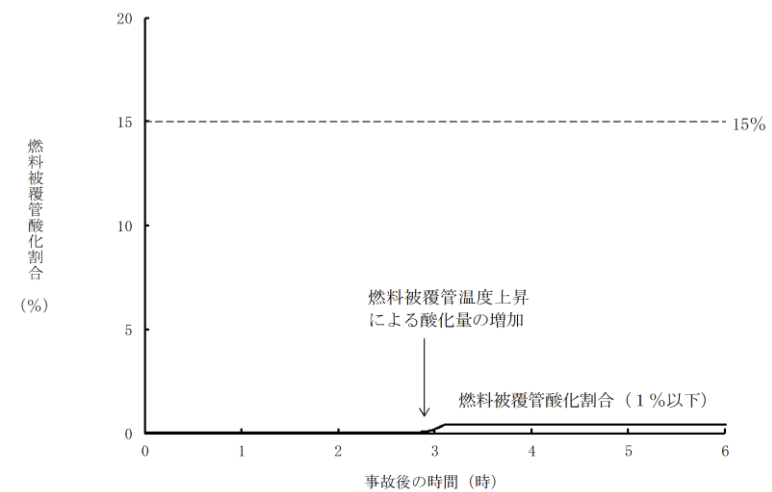
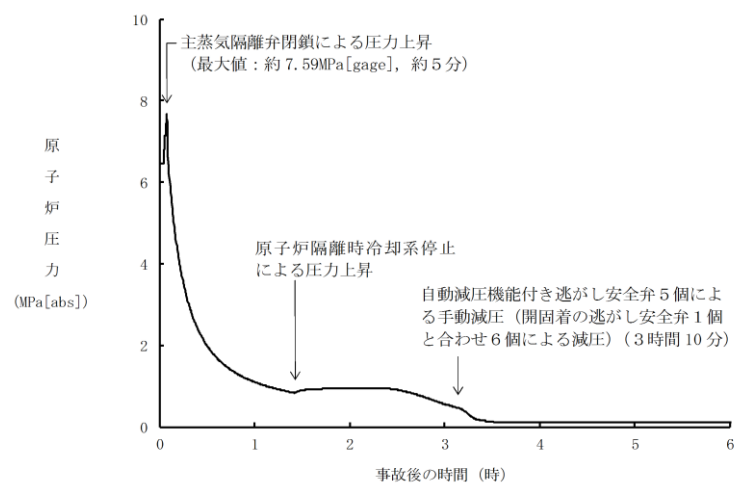
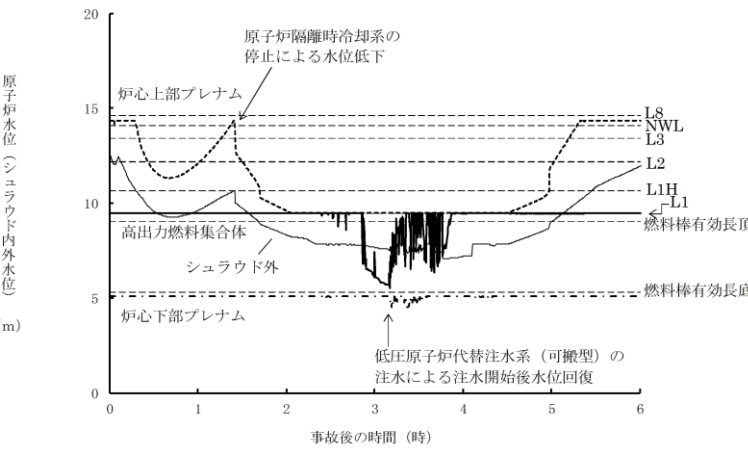


図4 操作開始時間45分遅れのケースにおける燃料被覆管酸化量の推移

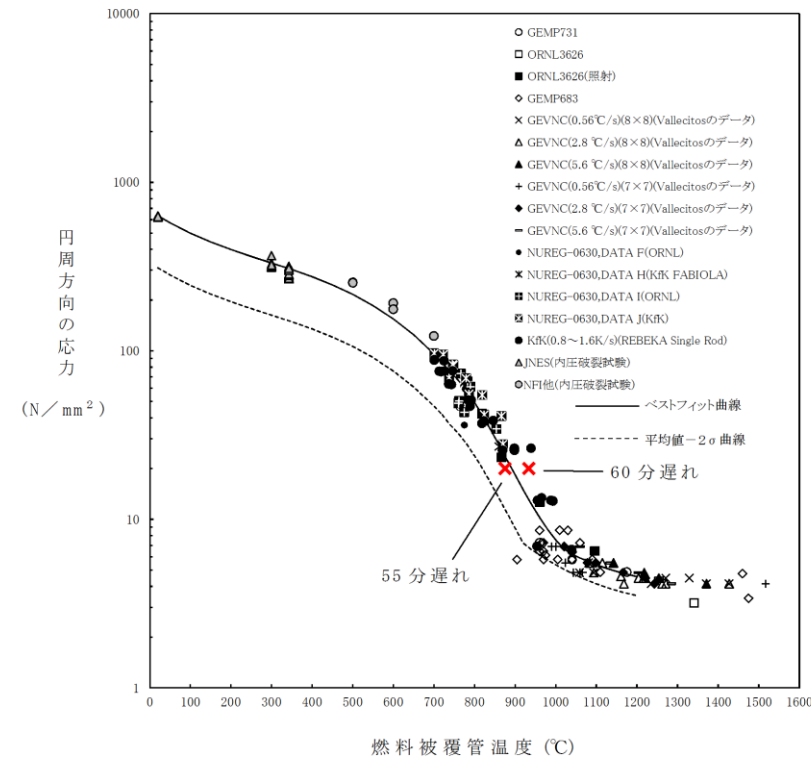
備考

・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		 <p data-bbox="1736 745 2493 787">図5 操作開始時間 50 分遅れのケースにおける原子炉圧力の推移</p>  <p data-bbox="1840 1470 2389 1543">図6 操作開始時間 50 分遅れのケースにおける原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移</p>	<p data-bbox="2537 210 2789 420"> ・記載方針の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は, 燃料被覆管の破裂が有る場合の結果も記載 </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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p data-bbox="1834 835 2398 919">図7 操作開始時間 50分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移</p> <p data-bbox="1834 1556 2398 1640">図8 操作開始時間 50分遅れのケースにおける燃料被覆管酸化量の推移</p>	<p data-bbox="2531 258 2798 468">・記載方針の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は, 燃料被覆管の破裂が有る場合の結果も記載</p>

・解析結果の相違
【東海第二】



第5図 燃料被覆管破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係 (遅れ時間 55分及び60分)

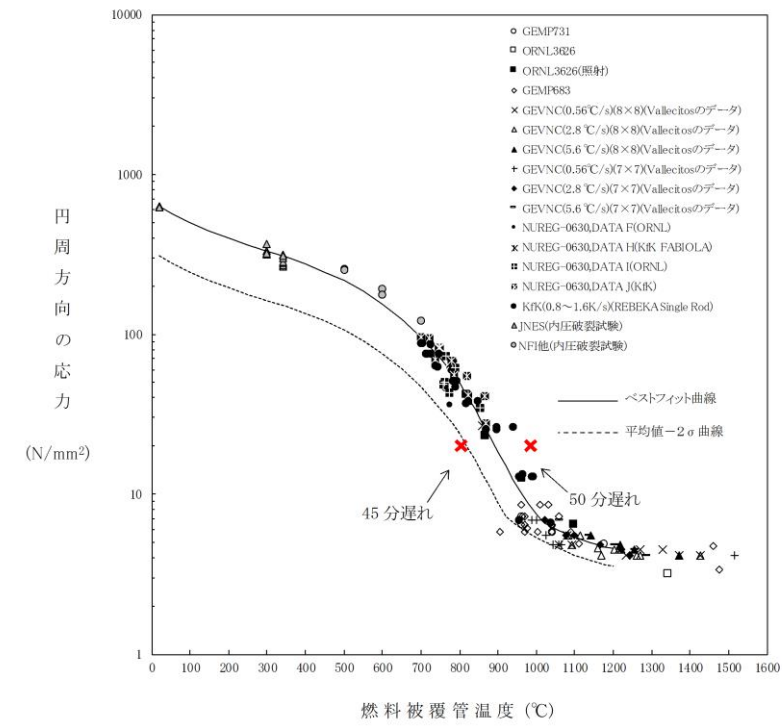
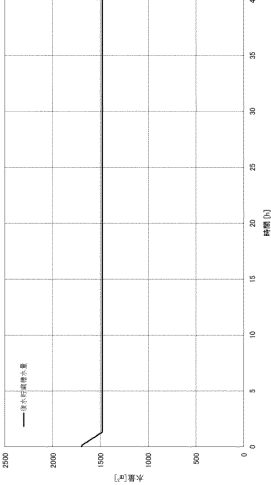
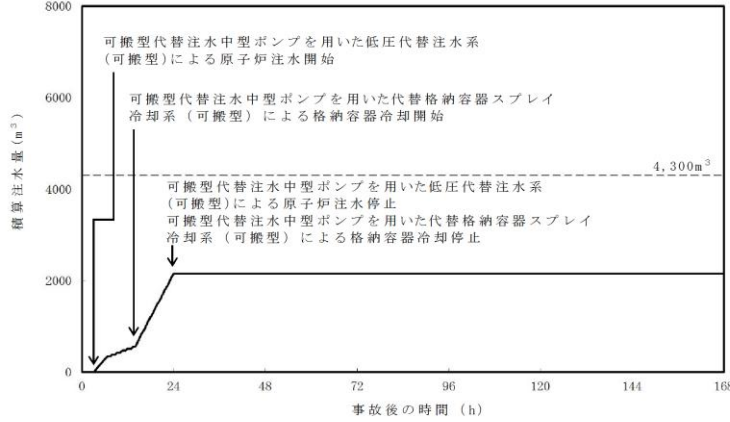


図9 燃料被覆管破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係 (操作遅れ時間 45分及び50分)

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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>添付資料2.3.4.4</p> <p style="text-align: center;"><u>7日間における水源の対応について (全交流動力電源喪失 + DG喪失) + SRV再開失敗</u></p>  <p>○水源 復水貯蔵槽水量：約 1,700m³ 淡水貯水池：約 18,000m³</p> <p>○水使用パターン ①原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水 事象発生後約 1.5 時間までは原子炉隔離時冷却系により 180m³/h で注水し、事象発生約 4 時間後からは低圧代替注水系 (可搬型) により 84m³/h で注水する。 格納容器圧力が 0.18MPa [gage] に到達した以降は 40m³/h で原子炉注水し、原子炉水位回復後は炉心を冠水維持可能な注水量で注水する。 ②代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器スプレイ格納容器圧力が 0.18MPa [gage] に到達した以降は、80m³/h で格納容器スプレイを実施する。</p> <p>○水源評価結果 復水貯蔵槽については号炉あたり約 300m³ の水量が必要となる。淡水貯水池については、事象発生約 4 時間後から約 9 時間後 (格納容器スプレイ開始) までは 84m³/h にて原子炉注水、事象発生約 9 時間後から約 18 時間後 (格納容器ベント実施) までは原子炉注水 (40m³/h) 及び格納容器スプレイ (80m³/h)、事象発生約 18 時間後 (格納容器ベント実施) から事象発生 25.5 時間後までは炉心を冠水維持可能な注水量 (約 40m³/h) で原子炉注水を行い、その後は残留熱除去系による原子炉格納容器除熱によって注水は不要となることから、号炉あたり約 1,800m³ の水量が必要となる。そのため、6 号及び 7 号炉のそれぞれで約 2,100m³ 必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると、約 4,200m³ 必要となるが、各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m³ 及び淡水貯水池に約 18,000m³ の水を保有することから、6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮した場合も必要水量は確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.3.3.4</p> <p style="text-align: center;"><u>7日間における水源の対応について</u> <u>(全交流動力電源喪失 (TBP))</u></p> <p>1. 水源に関する評価</p> <p>① 淡水源 (有効水量)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・西側淡水貯水設備：約 4,300m³ <p>2. 水使用パターン</p> <p>① 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水</p> <p>事象発生 3 時間 1 分後、西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を実施する。</p> <p>炉心冠水後は、原子炉水位高 (レベル 8) 設定点から原子炉水位低 (レベル 3) 設定点の範囲で注水する。</p> <p>交流動力電源が復旧した後、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を停止する。</p> <p>② 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却</p> <p>格納容器圧力が 0.279MPa [gage] に到達する事象発生約 14 時間後、西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプを用いた格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却を実施する。</p> <p>交流動力電源が復旧した後、可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却を停止する。</p>	<p>添付資料 2.3.4.4</p> <p style="text-align: center;"><u>7日間における水源の対応について (全交流動力電源喪失 + DG失敗) + SRV再開失敗 + HPCS失敗</u></p> <p>○水源 輪谷貯水槽 (西) *：約 7,000m³ ※設置許可基準規則 56 条【解釈】1b) 項を満足するための代替淡水源 (措置)</p> <p>○水使用パターン ①低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水 事象発生 2 時間 20 分後の原子炉減圧後は、炉心冠水まで定格流量で注水する。 炉心冠水後は、崩壊熱に応じた注水量で注水する。 ②格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による格納容器スプレイ 事象発生 21 時間後から格納容器圧力に応じ、120m³/h で間欠運転を実施。</p> <p>○時間評価 事象発生 1.4 時間後まではサブレーション・チェーンバを水源として原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を実施するため、輪谷貯水槽 (西) 水量は減少しない。事象発生 2 時間 20 分後から低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水、事象発生 21 時間後から格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による格納容器スプレイを実施する。水源はいずれも輪谷貯水槽 (西) であり、枯渇することなく安定して冷却が可能である。また、事象発生 24 時間 30 分後から残留熱除去系の運転を開始し、以降は原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の除熱により安定して冷却することが可能である。</p> <p>○水源評価結果 時間評価の結果から輪谷貯水槽 (西) が枯渇することはない。また、7 日間の対応を考慮すると、約 1,000m³ 必要となり、十分に水量を確保しているため対応可能である。 (70m³/h × 1h) + (35m³/h × 1.8h) + (32m³/h × 5h) + (28m³/h × 10h) + (25m³/h × 4h) + 245m³ ≈ 1,000m³</p>	<p>・評価結果の相違 【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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>3. 時間評価</p> <p>事象発生から可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始されるまでは、原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を実施するため、西側淡水貯水設備の水量は減少しない。</p> <p>事象発生3時間1分以降は、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を実施するため、西側淡水貯水設備の水量は減少する。</p> <p>交流動力電源が復旧する事象発生24時間以降は、残留熱除去系による原子炉注水等を実施し、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を停止するため、西側淡水貯水設備の水量の減少は停止する。</p> <p>この間の西側淡水貯水設備の使用水量は合計約2,160m³である。</p>  <p>第1図 外部水源による積算注水量 (全交流動力電源喪失(TBP))</p> <p>4. 水源評価結果</p> <p>時間評価の結果から、7日間の対応において合計約2,160m³の水が必要となるが、西側淡水貯水設備に約4,300m³の水を保有することから必要水量を確保している。このため、安定して冷却を継続することが可能である。</p>		

添付資料2.3.4.5

7日間における燃料の対応について (全交流動力電源喪失 + DG喪失) + SRV再開失敗

フロント状況：6号及び7号炉運転中、1～5号炉停止中。事故発生直後は6号及び7号炉を想定。保守的に全ての設備が、事故発生直後から燃料を消費するものとして評価する。
 フロントで全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG喪失) + SRV再開失敗は6号及び7号炉を想定。保守的に全ての設備が、事故発生直後から燃料を消費するものとして評価する。
 ※1: 事故発生直後に必要な常設代替交流電源設備3台を起動させる。保守的に常設代替交流電源設備3台を起動させる。保守的に常設代替交流電源設備3台を起動させる。保守的に常設代替交流電源設備3台を起動させる。
 ※2: 事故発生直後に必要な非常設代替交流電源設備1台を起動させる。保守的に非常設代替交流電源設備1台を起動させる。保守的に非常設代替交流電源設備1台を起動させる。
 ※3: 事故発生直後に必要な非常設代替交流電源設備1台を起動させる。保守的に非常設代替交流電源設備1台を起動させる。保守的に非常設代替交流電源設備1台を起動させる。

時系列	判定
6号及び7号炉軽油タンク各約1,000kL(※1)及びガスタービン発電機100kWh(※2)の燃料(合計)約2,100kWh(※3)であり、7日間対応可能。 1号炉軽油タンク容量は約80kL(※3)であり、7日間対応可能。 2号炉軽油タンク容量は約80kL(※3)であり、7日間対応可能。 3号炉軽油タンク容量は約80kL(※3)であり、7日間対応可能。 4号炉軽油タンク容量は約80kL(※3)であり、7日間対応可能。 5号炉軽油タンク容量は約80kL(※3)であり、7日間対応可能。 6号炉軽油タンク容量は約80kL(※3)であり、7日間対応可能。 7号炉軽油タンク容量は約80kL(※3)であり、7日間対応可能。	6号及び7号炉軽油タンク各約1,000kL(※1)及びガスタービン発電機100kWh(※2)の燃料(合計)約2,100kWh(※3)であり、7日間対応可能。 1号炉軽油タンク容量は約80kL(※3)であり、7日間対応可能。 2号炉軽油タンク容量は約80kL(※3)であり、7日間対応可能。 3号炉軽油タンク容量は約80kL(※3)であり、7日間対応可能。 4号炉軽油タンク容量は約80kL(※3)であり、7日間対応可能。 5号炉軽油タンク容量は約80kL(※3)であり、7日間対応可能。 6号炉軽油タンク容量は約80kL(※3)であり、7日間対応可能。 7号炉軽油タンク容量は約80kL(※3)であり、7日間対応可能。
7日間の軽油消費量は約352.8kL。	7日間の軽油消費量は約352.8kL。
可搬型代替注水中型ポンプ 2台起動 (低圧代替注水系 (可搬型) 及び代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)) 35.7L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 2台 (運転台数) = 約 12.0kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約 210kL であり、7日間対応可能。
緊急時対策用発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 411L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 1台 (運転台数) = 約 70.0kL	緊急時対策用発電機燃料貯蔵タンクの容量は約 75kL であり、7日間対応可能。

7日間における燃料の対応について (全交流動力電源喪失 (TBP))

保守的に全ての設備が、事象発生直後から7日間燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
常設代替高圧電源装置 5台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 420.0L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 5台 (運転台数) = 約 352.8kL	7日間の軽油消費量 約 352.8kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり、7日間対応可能。
可搬型代替注水中型ポンプ 2台起動 (低圧代替注水系 (可搬型) 及び代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)) 35.7L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 2台 (運転台数) = 約 12.0kL	7日間の軽油消費量 約 12.0kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約 210kL であり、7日間対応可能。
緊急時対策用発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 411L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 1台 (運転台数) = 約 70.0kL	7日間の軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策用発電機燃料貯蔵タンクの容量は約 75kL であり、7日間対応可能。

添付資料 2.3.3.5

島根原子力発電所 2号炉

添付資料 2.3.4.5

7日間における燃料の対応について (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + SRV再開失敗 + HPCS失敗)

保守的に全ての設備が、事象発生直後から7日間燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
ガスタービン発電機 1台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 2.09m³/h × 24h × 7日 × 1台 = 351.12m³	7日間の軽油消費量 約 363m³	ガスタービン発電機用軽油タンクの容量は約 450m³ であり、7日間対応可能。
大量送水車 1台起動 0.0652m³/h × 24h × 7日 × 1台 = 10.9536m³	7日間の軽油消費量 約 8m³	緊急時対策用燃料地下タンクの容量は約 45m³ であり、7日間対応可能。
緊急時対策用発電機 1台 0.0469 m³/h × 24h × 7日 × 1台 = 7.8792m³		

備考

- ・解析条件の相違【柏崎 6/7】
島根 2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。
- ・設備設計の相違【柏崎 6/7】
島根 2号炉は、緊急時対策用発電機用の燃料タンクを有している。また、モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。
- ・評価結果の相違【柏崎 6/7, 東海第二】

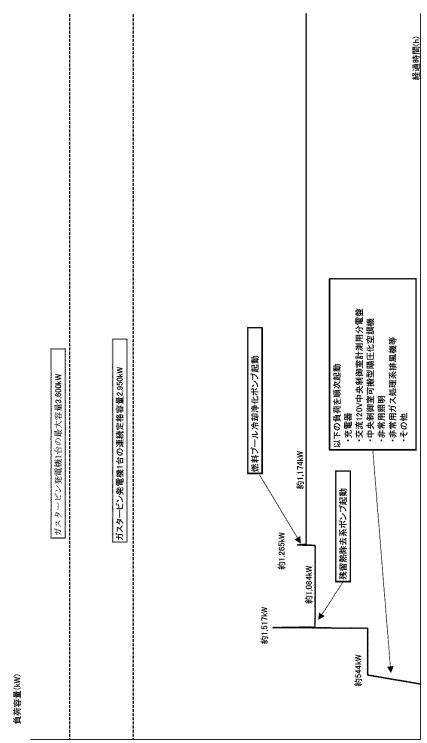
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)

添付資料2.3.4.6

常設代替交流電源設備の負荷 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG喪失) + SRV再閉失敗)

<6号炉>

6号炉	
直流125V充電器A	約94kW
直流125V充電器A-2	約56kW
AM用直流125V充電器盤	約41kW
直流125V充電器盤B	約98kW
交流120V中央制御室計測分電盤A,B	約12kW
非常用照明	約100kW
中央制御室可搬型隔圧化空調機	3kW
残留熱除去系ポンプ (起動時)	540kW (973kW)
燃料プール冷却浄化ポンプ (起動時)	90kW (181kW)
非常用ガス処理系排風機等*	約37kW
その他必要な設備	約103kW
合計 (連続最大容量)	約1174kW (約1517kW)



負荷積算イメージ

※非常用ガス処理系湿分離装置、及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。

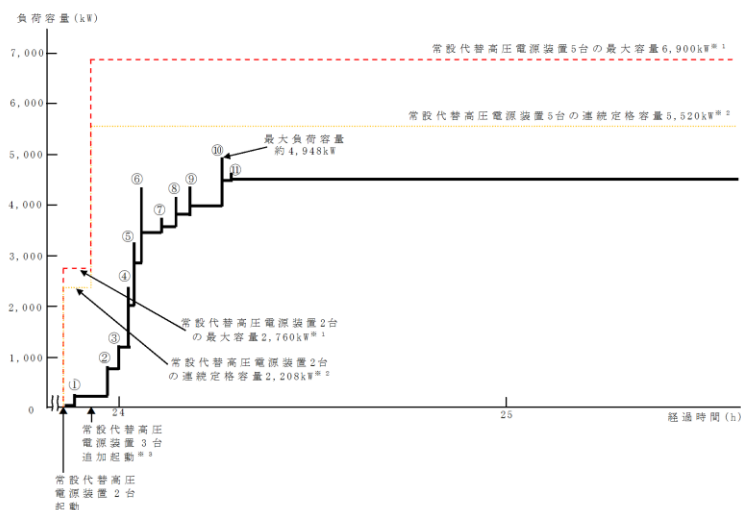
東海第二発電所 (2018.9.12版)

添付資料 2.3.3.6

常設代替交流電源設備の負荷
(全交流動力電源喪失 (TBP))

主要負荷リスト 【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷	約120 約97	約245	約217
②	非常用母線2C自動起動負荷 ・直流125V充電器A ・非常用照明*4 ・120/240V計測用主母線盤2A ・その他必要な負荷 ・その他必要な負荷*4	約79 約108 約134 約14 約234	約799	約786
③	非常用母線2D自動起動負荷 ・直流125V充電器B ・非常用照明*4 ・120/240V計測用主母線盤2B ・その他必要な負荷*4	約60 約86 約134 約135	約1,206	約1,201
④	残留熱除去系海水系ポンプ	約837	約2,401	約2,038
⑤	残留熱除去系ポンプ	約837	約3,238	約2,875
⑥	残留熱除去系ポンプ その他必要な負荷	約884 約3	約4,300	約3,462
⑦	非常用ガス再循環系排風機 非常用ガス処理系排風機 その他必要な負荷 停止負荷	約55 約8 約95 約-52	約3,756	約3,568
⑧	中央制御室換気系空調機和機ファン 中央制御室換気系フィルタ系ファン その他必要な負荷	約45 約8 約183	約4,145	約3,804
⑨	副機室換気系ファン その他必要な負荷	約8 約154	約4,358	約3,966
⑩	緊急用海水ポンプ その他必要な負荷	約510 約4	約4,948	約4,480
⑪	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約4,589	約4,510



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

① 常設代替高圧電源装置5台の容量 (1,380kW×運転台数=最大容量)
② 常設代替高圧電源装置5台の連続定格容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)
③ ④から⑥の設備出力が運転時の80%の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量) であるため、負荷容量が増加するため、常設代替高圧電源装置を3台追加起動する
⑦ ⑦の設備出力が運転時の80%の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量) であるため、負荷容量が増加するため、常設代替高圧電源装置を3台追加起動する
⑧ ⑧の設備出力が運転時の80%の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量) であるため、負荷容量が増加するため、常設代替高圧電源装置を3台追加起動する

島根原子力発電所 2号炉

添付資料 2.3.4.6

常設代替交流電源設備の負荷

(全交流電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + SRV再閉失敗 + HPCS失敗)

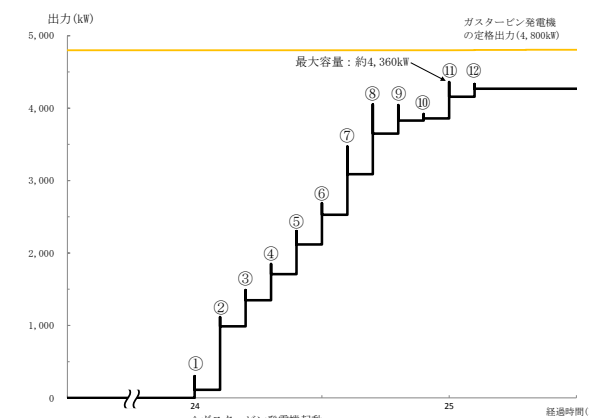
敗)

主要負荷リスト

電源設備：ガスタービン発電機 定格出力：4,800kW

起動順序	主要機器	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)
①	ガスタービン発電機付帯設備	約111	約300	約111
②	充電器, 非常用照明, 非常用ガス処理系他 (自動投入負荷)	約877	約1,116	約988
③	B-原子炉補機冷却水ポンプ	約360	約1,489	約1,348
④	D-原子炉補機冷却水ポンプ	約360	約1,849	約1,708
⑤	B-原子炉補機海水ポンプ	約410	約2,303	約2,118
⑥	D-原子炉補機海水ポンプ	約410	約2,689	約2,528
⑦	C-残留熱除去ポンプ	約560	約3,471	約3,088
⑧	B-残留熱除去ポンプ	約560	約4,052	約3,648
⑨	B-中央制御室送風機	約180	約4,043	約3,828
⑩	B-中央制御室非常用再循環送風機	約30	約3,920	約3,858
⑪	B-中央制御室冷凍機	約300	約4,360	約4,158
⑫	B-燃料プール冷却水ポンプ	約110	約4,333	約4,268

※電源復旧後起動が想定される機器



常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

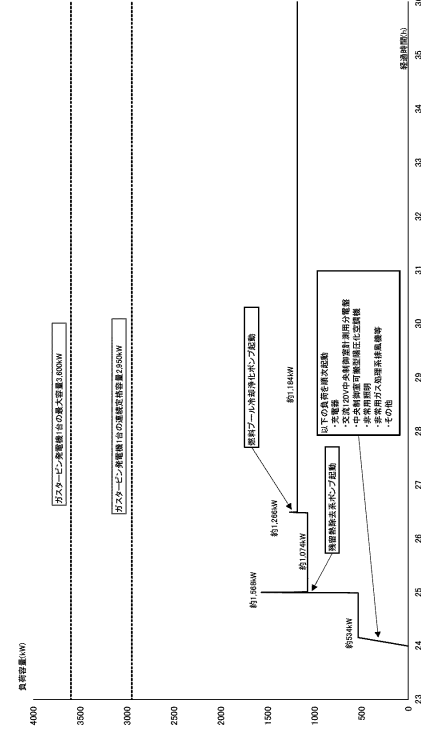
備考

・設備設計の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
常設代替交流電源設備から電源供給が必要となる負荷の相違

常設代替交流電源設備の負荷 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DC喪失) +SRV再開失敗)

<7号炉>

7号炉	
直流 125V 充電器盤 A	約 94kW
直流 125V 充電器盤 A-2	約 56kW
AM 用直流 125V 充電器盤	約 41kW
直流 125V 充電器盤 B	約 98kW
交流 120V 中央制御室計測用	約 6kW
分電盤 A,B	約 100kW
非常用照明	3kW
中央制御室可搬型扇圧化空調機	540kW (1034kW)
残置熱除去系ポンプ (起動時)	110kW (192kW)
燃料プールの冷却浄化ポンプ (起動時)	約 20kW
非常用ガス処理系排風機等*	約 116kW
その他必要な設備	約 1184kW
合計 (連続最大容量) (最大容量)	(約 1568kW)



負荷計算イメージ

※非常用ガス処理系湿分離去装置, 及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。

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)

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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>2.4 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>2.4.1 取水機能が喪失した場合</p> <p>2.4.1.1 事故シーケンスグループの特徴, 炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは, 「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり, ①「<u>過渡事象+崩壊熱除去失敗</u>」, ②「<u>過渡事象+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ③「<u>通常停止+崩壊熱除去失敗</u>」, ④「<u>通常停止+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑤「<u>サポート系喪失+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑥「<u>サポート系喪失+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑦「<u>小破断LOCA+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑧「<u>中破断LOCA+RHR 失敗</u>」及び⑨「<u>大破断LOCA+RHR 失敗</u>」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p>	<p>2.4 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>2.4.1 取水機能が喪失した場合</p> <p>2.4.1.1 事故シーケンスグループの特徴, 炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは, 「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり, ①「<u>過渡事象+RHR失敗</u>」, ②「<u>過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗</u>」, ③「<u>外部電源喪失+DG失敗 (HPCS成功)</u>」, ④「<u>外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS成功)</u>」, ⑤「<u>外部電源喪失+直流電源喪失 (HPCS成功)</u>」, ⑥「<u>手動停止/サポート系喪失 (手動停止)+RHR失敗</u>」, ⑦「<u>手動停止/サポート系喪失 (手動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗</u>」, ⑧「<u>サポート系喪失 (自動停止)+RHR失敗</u>」, ⑨「<u>サポート系喪失 (自動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗</u>」, ⑩「<u>サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失)+DG失敗 (HPCS成功)</u>」, ⑪「<u>サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失)+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS成功)</u>」, ⑫「<u>小破断LOCA+RHR失敗</u>」, ⑬「<u>中破断LOCA+RHR失敗</u>」及び⑭「<u>大破断LOCA+RHR失敗</u>」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p><u>本事故シーケンスグループは, LOCAを起因事象とする</u></p>	<p>2.4 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>2.4.1 取水機能が喪失した場合</p> <p>2.4.1.1 事故シーケンスグループの特徴, 炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは, 「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり, ①「<u>過渡事象+崩壊熱除去失敗</u>」, ②「<u>過渡事象+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ③「<u>過渡事象+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ④「<u>過渡事象+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑤「<u>手動停止+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑥「<u>手動停止+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑦「<u>手動停止+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑧「<u>手動停止+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑨「<u>サポート系喪失+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑩「<u>サポート系喪失+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑪「<u>サポート系喪失+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑫「<u>サポート系喪失+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑬「<u>冷却材喪失 (小破断LOCA)+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑭「<u>冷却材喪失 (小破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑮「<u>冷却材喪失 (中破断LOCA)+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑯「<u>冷却材喪失 (中破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑰「<u>冷却材喪失 (大破断LOCA)+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑱「<u>冷却材喪失 (大破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑲「<u>外部電源喪失+交流電源 (DG-A, B) 失敗</u>」, ⑳「<u>外部電源喪失+交流電源 (DG-A, B) 失敗+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗</u>」及び㉑「<u>外部電源喪失+直流電源 (区分1, 2) 失敗</u>」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p>	<p>備考</p> <p>・記載方針の相違</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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故(LOCAを除く)の発生後、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。また、取水機能の喪失を想定することから、あわせて非常用ディーゼル発電機も機能喪失する。ここで、対応がより厳しい事故シーケンスとする観点から、外部電源の喪失を設定し、全交流動力電源喪失が生じるものとした。</p> <p>本事故シーケンスグループは、取水機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、取水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって原子炉水位を適切に維持しつつ、常設代替交流電源設備による給電及び<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水の準備が完了したところで、逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に<u>低圧代替注水系(常設)</u>及び代替原子炉補機冷却系を介した<u>残留熱除去系(低圧注水モード)</u>により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。</p> <p>また、<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>による原子炉格納容器冷却、<u>代替原子炉補機冷却系</u>を介した<u>残留熱除去系(サ</u></p>	<p><u>事故シーケンスも含め炉心冷却に成功する。中長期的な格納容器圧力及び雰囲気温度上昇の観点では、崩壊熱が支配要因となることからLOCAも過渡事象も同等となり、崩壊熱除去機能喪失に対する重大事故等対策に違いはないが、LOCA時注水機能喪失及び雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)にて、LOCAに加えて崩壊熱除去機能が喪失した場合の重大事故等対策の有効性を確認している。以上を踏まえ、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故(LOCAを除く)の発生後、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。また、<u>評価上、非常用ディーゼル発電機等の取水機能も喪失するものとする。</u>ここで、対応がより厳しい事故シーケンスとする観点から、外部電源の喪失を設定し、全交流動力電源喪失が生じるものとした。</u></p> <p>本事故シーケンスグループは、取水機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、取水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって原子炉水位を適切に維持しつつ、常設代替交流電源設備による給電及び<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水の準備が完了した後に、逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に<u>低圧代替注水系(常設)</u>及び緊急用海水系を用いた<u>残留熱除去系(低圧注水系)</u>により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。</p> <p>また、<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)及び残留熱除去系(サブプレッション・プール冷</u></p>	<p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故(LOCAを除く)の発生後、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。また、<u>取水機能の喪失を想定することから、あわせて非常用ディーゼル発電機等も機能喪失する。</u>ここで、対応がより厳しい事故シーケンスとする観点から、外部電源の喪失を設定し、全交流動力電源喪失が生じるものとした。</p> <p>本事故シーケンスグループは、取水機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、取水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって原子炉水位を適切に維持しつつ、常設代替交流電源設備による給電及び<u>残留熱除去系(低圧注水モード)</u>による原子炉注水の準備が完了したところで、逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に<u>残留熱除去系(低圧注水モード)</u>により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。</p> <p>また、<u>原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系(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除</p>	<p>【東海第二】 島根2号炉は、LOCAを起因とし崩壊熱除去に失敗するシーケンスが抽出され、その対策の有効性は「LOCA時注水機能喪失」及び「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」にて、LOCAに崩壊熱除去機能喪失を重畳させることで確認している。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水を実施。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】</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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>プレッション・チェンバ・プール水冷却モード</u>による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁を開維持することで、<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び代替原子炉補機冷却系を介した<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による炉心冷却を継続する。</p> <p>また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格納容器冷却手段、<u>代替原子炉補機冷却系</u>を介した<u>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）</u>による原子炉格納容器除熱手段を整備する。</p>	<p><u>却系</u>による<u>格納容器除熱</u>を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び逃がし安全弁（<u>自動減圧機能</u>）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（<u>自動減圧機能</u>）を開維持することで、<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び緊急用海水系を用いた<u>残留熱除去系（低圧注水系）</u>による炉心冷却を継続する。</p> <p>また、<u>格納容器</u>の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）</u>及び<u>残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u>による<u>格納容器除熱</u>手段を整備する。</p>	<p>熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>及び<u>自動減圧機能付き逃がし安全弁</u>による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、<u>自動減圧機能付き逃がし安全弁</u>を開維持することで、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による炉心冷却を継続する。</p> <p>また、<u>原子炉格納容器</u>の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として<u>原子炉補機代替冷却系</u>を介した<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>による原子炉格納容器除熱手段を整備する。</p>	<p>島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、格納容器スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないが、サブプレッション・プール水冷却の実施基準に到達するため、残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）にて格納容器除熱を実施。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>島根2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器代替スプレイを実施しない。</p> <p>・解析結果の相違</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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>これらの対策の概略系統図を第2.4.1.1 図から第2.4.1.4 図に、手順の概要を第2.4.1.5 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.4.1.1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、<u>事象発生10 時間までの6 号及び7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計28 名</u>である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長1 名 (6 号及び7 号炉兼任)、当直副長2 名、運転操作対応を行う運転員12 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5 名、<u>緊急時対策要員 (現場) は8 名</u>である。</p> <p><u>また、事象発生10時間以降に追加に必要な要員は、代替原子炉補機冷却系作業を行うための参集要員26名</u>である。必要な要員と作業項目について第2.4.1.6図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>28名</u>で対処可能である。</p>	<p>これらの対策の概略系統図を第 2.4.1-1 図に、手順の概要を第 2.4.1-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.4.1-1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、<u>災害対策要員 (初動) 20 名</u>である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、<u>当直発電長 1 名、当直副発電長 1 名及び運転操作対応を行う当直運転員 4 名</u>である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は <u>4 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は 10 名</u>である。必要な要員と作業項目について第2.4.1-3 図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>20 名</u>で対処可能である。</p>	<p>これらの対策の概略系統図を第 2.4.1.1-1(1)図及び第2.4.1.1-1(2)図に、手順の概要を第 2.4.1.1-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 2.4.1.1-1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、<u>緊急時対策要員31名</u>である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、<u>当直長 1 名、当直副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 5 名</u>である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は <u>5 名、復旧班要員は19名</u>である。必要な要員と作業項目について第2.4.1.1-3図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>31名</u>で対処可能である。</p>	<p>【東海第二】 島根 2 号炉は、格納容器スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないが、サブプレッション・プール水冷却の実施基準に到達するため、残留熱除去系によるサブプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。</p> <p>・体制の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。 ・運用及び設備設計の相違 【柏崎 6/7、東海第二】 プラント基数、設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお、これら要員 31 名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。 ・体制の相違 【柏崎 6/7、東海第二】 運用及び設備の相違に</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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認</p> <p>外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより、<u>所内高圧系統(6.9kV)の母線</u>が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域モニタ等</u>である。</p> <p>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水</p> <p>原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位及び原子炉隔離時冷却系系統流量等</u>である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低(レベル2)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。</p>	<p>a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認</p> <p>外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失する。これにより、<u>所内高圧系統(6.9kV)の母線</u>が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。<u>また、全交流動力電源喪失の確認より、低圧代替注水系(可搬型)の準備を開始する。</u></p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域計装等</u>である。</p> <p>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水</p> <p>原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、<u>原子炉水位異常低下(レベル2)</u>で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位(広帯域)、<u>原子炉隔離時冷却系系統流量等</u>である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低(<u>レベル3</u>)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。</p>	<p>a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認</p> <p>外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失する。これにより、<u>非常用高圧母線(6.9kV)</u>が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域計装</u>である。</p> <p>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水</p> <p>原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、<u>原子炉水位低(レベル2)</u>で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位(広帯域)、原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量等</u>である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低(<u>レベル2</u>)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。</p>	<p>伴う、必要要員数の相違。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、中性子源領域計装(SRM)及び中間領域計装(IRRM), 柏崎6/7, 東海第二は起動領域計装(SRNM)を採用している。柏崎6/7, 東海第二は、運転時挿入されているSRNMにより確認が可能な設備として、等を記載しているが、島根2号炉は、SRM及びIRRMが運転時引き抜きのため、平均出力領域計装(APRM)により確認することとしている。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【東海第二】 解析における水位制御</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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備 中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず、非常用高圧母線 (6.9kV) の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、<u>代替原子炉補機冷却系、</u> <u>低圧代替注水系 (常設)</u> の準備を開始する。</p> <p>d. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧 常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、<u>低圧代替注水系 (常設)</u> による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ2 台を手動起動する。また、原子炉注水に必要な電動弁 (<u>残留熱除去系注入弁及び残留熱除去系洗浄水弁</u>) が開動作可能であることを確認する。 <u>低圧代替注水系 (常設) のバイパス流防止系統構成のためにタービン建屋負荷遮断弁を全閉にする。</u></p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水停止を確認し、<u>サプレッション・チェンバのプール水の熱容量温度制限により、</u> <u>中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁2 個</u></p>	<p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備 中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線 (6.9kV) の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備の準備を開始する。</p> <p>d. <u>取水機能喪失の確認</u> <u>常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、残留熱除去系 (サプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱の準備として、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系海水系を手動起動するが、これに失敗し、機能喪失していることを確認する。これにより、緊急用海水系及び低圧代替注水系 (常設) の準備を開始する。</u> <u>取水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系海水系系統流量等である。</u></p> <p>e. <u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧</u> <u>取水機能喪失を確認後、低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプ2 台を手動起動する。また、原子炉注水に必要な電動弁 (残留熱除去系注入弁) が開動作可能であることを確認する。</u></p> <p>サプレッション・プール熱容量制限により、中央制御室からの遠隔操作によって低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の準備が完了後、<u>逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 個を</u></p>	<p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備 中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線 (6.9kV) の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、<u>原子炉補機代替冷却系</u>の準備を開始する。</p> <p>d. <u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧</u> <u>常設代替交流電源設備による交流電源供給及び原子炉補機代替冷却系の準備完了を確認後、残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去ポンプを手動起動する。また、原子炉注水に必要な電動弁 (C-RHR注水弁) が開動作可能であることを確認する。</u></p> <p>原子炉隔離時冷却系の機能維持の判断目安であるサプレッション・プール水温度 100℃で、中央制御室からの遠隔操作によって自動減圧機能付き逃がし安全弁6 個を手動開</p>	<p>の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、早期の電源回復不能判断により原子炉補機代替冷却系の準備を開始。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水を実施するため、バイパス流防止措置は不要である。</p> <p>・設備設計及び運用の相違 【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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>を手動開操作し原子炉を急速減圧する。</p> <p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計測設備は、原子炉圧力である。</p> <p>e. <u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水</u> 逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が<u>低圧代替注水系（常設）</u>の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位、復水補給水系流量（RHR B系代替注水流量）</u>等である。 原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>f. <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却</u> <u>崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が13.7kPa[gage]到達後に、原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）に到達した場合は、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を実施する。</u> 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、<u>格納容器内</u></p>	<p>手動開操作し原子炉を急速減圧する。<u>また、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が停止したことを確認する。</u></p> <p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。</p> <p>f. <u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水</u> 逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が<u>低圧代替注水系（常設）</u>の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位（広帯域）、低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）</u>等である。 原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p>	<p>操作し原子炉を急速減圧する。</p> <p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉圧力（SA）、原子炉圧力、サプレッション・プール水温度（SA）</u>である。</p> <p>e. <u>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水</u> 逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。 <u>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、残留熱除去ポンプ出口流量</u>等である。 原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p>	<p>島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として、事象発生8時間後より残留熱除去系（低圧注水モード）を用いて注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> 解析条件の相違 <p>【柏崎6/7】 島根2号炉は、手順上の弁数を設定。</p> <ul style="list-style-type: none"> 運用の相違 <p>【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系の機能維持不可を判断するため、サプレッション・プール水温度を監視。</p> <ul style="list-style-type: none"> 解析条件の相違 <p>【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> 解析結果の相違 <p>【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>圧力、復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量) 等である。</u></p> <p><u>代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器冷却時に、原子炉水位が原子炉水位低 (レベル3) まで低下した場合は、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) を停止し、原子炉注水を実施する。原子炉水位高 (レベル8) まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、格納容器スプレイを再開する。</u></p> <p>g. <u>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) 運転</u></p> <p>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) 運転を開始する。</p> <p>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) 運転を確認するために必要な計装設備は、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水温度</u>等である。</p> <p>h. <u>残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水</u></p> <p><u>サブプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置 -1m に到達後、低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を停止し、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水を開始する。</u></p> <p><u>残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位及び残留熱除去系系統流量</u>等である。</p> <p><u>原子炉水位回復後は、原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) の間で維持する。原子炉水位高 (レベル8) まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を再開する。</u></p>	<p>g. <u>残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) による格納容器除熱</u></p> <p><u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) による格納容器除熱を開始する。</u></p> <p>残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、<u>ドライウェル圧力</u>等である。</p> <p>h. <u>残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水</u></p> <p><u>残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) による格納容器除熱を開始した後、原子炉水位が原子炉水位高 (レベル8) に到達した時点で、低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を停止する。</u></p> <p><u>残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) 運転時に、原子炉水位が原子炉水位低 (レベル3) まで低下した場合は、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) の運転を停止し、残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水を実施する。</u></p> <p><u>残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位 (広帯域)、残留熱除去系系統流量</u>である。</p> <p><u>原子炉水位回復後は、原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) の間で維持する。原子炉水位高 (レベル8) まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止</u></p>	<p>f. <u>残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) 運転</u></p> <p><u>原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) 運転を開始する。</u></p> <p>残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) 運転を確認するために必要な計装設備は、<u>サブプレッション・プール水温度 (SA)</u>等である。</p>	<p>・解析結果の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、格納容器スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないが、サブプレッション・プール水冷却の実施基準に到達するため、残留熱除去系によるサブプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>島根2号炉は、残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水を継続する。</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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>以降、炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は、残留熱除去系により継続的に行う。</p> <p>2. 4. 1. 2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「<u>過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗</u>」である。</p> <p>なお、取水機能を喪失することで、非常用ディーゼル発電機も機能喪失することから、本評価では、より厳しい条件とする観点から外部電源の喪失も設定し、取水機能喪失に全交流動力電源喪失が重畳するものとして、取水機能喪失時の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、<u>スプレッション・プール冷却</u>が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER、シビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。</p>	<p><u>し、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）の運転を再開する。</u></p> <p><u>また、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）の運転時に、格納容器圧力が 13.7kPa [gage] まで低下した場合は、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱に切り替える。</u></p> <p>以降、炉心冷却及び<u>格納容器除熱</u>は、残留熱除去系により継続的に行う</p> <p>2. 4. 1. 2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「<u>過渡事象（給水流量の全喪失）＋RHR失敗</u>」である。</p> <p>なお、<u>非常用ディーゼル発電機等の取水機能も喪失するものとし</u>、本評価では、より厳しい条件とする観点から外部電源の喪失も設定し、取水機能喪失に全交流動力電源喪失が重畳するものとして、取水機能喪失時の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及び<u>三次元効果</u>、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）<u>及びECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレッション・プール冷却及びサブプレッション・プール冷却が重要現象となる。</u>よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER<u>及びシビアアクシデント総合解析コードMAAP</u>により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、<u>格納容器雰囲気温度</u>等の過</p>	<p>以降、炉心冷却及び<u>原子炉格納容器除熱</u>は、残留熱除去系により継続的に行う。</p> <p>2. 4. 1. 2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「<u>過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗</u>」である。</p> <p>なお、<u>取水機能を喪失することから、非常用ディーゼル発電機等も機能喪失することから</u>、本評価では、より厳しい条件とする観点から外部電源の喪失も設定し、取水機能喪失に全交流動力電源喪失が重畳するものとして、取水機能喪失時の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、<u>三次元効果</u>、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、<u>ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、サブプレッション・プール冷却が重要現象となる。</u>よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER、<u>シビアアクシデント総合解析コードMAAP</u>により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、<u>格納容器温度</u>等の過渡応答を求める。</p>	<p>備考</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎 6/7、東海第二】</p> <p>解析条件の相違による重要現象の対象の相違。</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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.4.1.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象 起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は以下の観点により使用できないものと仮定する。</p> <p>a) 事象の進展に対する影響 外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。</p> <p><u>しかし、本評価では、事故直後から原子炉隔離時冷却系により炉心は冠水維持され、原子炉減圧により炉心は露出するが、低圧代替注水系（常設）により炉心冷却が継続されることから外部電源の有無の影響は小さい。</u></p> <p>b) 重大事故等対策に対する影響 本解析においては、取水機能の喪失を仮定しており、原子炉隔離時冷却系を除く非常用炉心冷却系及び非常用交流電源設備は使用できない。よって、外部電源なし</p>	<p>渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.4.1-2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象 起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は以下の観点により使用できないものと仮定する。</p> <p>a) 事象の進展に対する影響 外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。</p> <p>このため、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、<u>再循環系ポンプトリップは、原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて発生するものとする。</u></p> <p>b) 重大事故等対策に対する影響 本解析においては、<u>評価上、非常用ディーゼル発電機等の取水機能も喪失するものとし、非常用炉心冷却系及び非常用交流電源設備は使用できない。よって、</u></p>	<p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.4.1.2-1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象 起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は以下の観点により使用できないものと仮定する。</p> <p>a) 事象の進展に対する影響 外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。</p> <p><u>このため、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位低（レベル2）信号にて発生するものとする。</u></p> <p>b) 重大事故等対策に対する影響 本解析においては、<u>取水機能の喪失を仮定しており、非常用炉心冷却系及び非常用交流電源設備は使用できない。よって、外部電源なしを仮定することにより、常</u></p>	<p>備考</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、事象を厳しくする観点から、再循環ポンプは原子炉水位低（レベル2）でトリップするものとしている。</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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>を仮定することにより、常設代替交流電源設備等の更なる重大事故等対策が必要となることから要員、資源等の観点で厳しい条件となる。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、<u>タービン蒸気加減弁急速閉</u>信号によるものとする。</p> <p>(b) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低(レベル2)で自動起動し、<u>182m³/h (8.12~1.03MPa[dif])</u>において)の流量で注水するものとする。</p> <p>(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。</p> <p>また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁<u>(2個)</u>を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の<u>約5%</u>を処理するものとする。</p>	<p>外部電源なしを仮定することにより、常設代替交流電源設備等の更なる重大事故等対策が必要となることから要員、資源等の観点で厳しい条件となる。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、原子炉水位低(レベル3)信号によるものとする。</p> <p>(b) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系は、<u>原子炉水位異常低下(レベル2)</u>で自動起動し、<u>136.7m³/h (7.86MPa [gage]~1.04MPa [gage])</u>において)の流量で注水するものとする。</p> <p>(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁(<u>安全弁機能</u>)にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。</p> <p>また、原子炉減圧には<u>逃がし安全弁(自動減圧機能)(7個)</u>を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の<u>約6%</u>を処理するものとする。</p>	<p>設代替交流電源設備等の更なる重大事故等対策が必要となることから要員、資源等の観点で厳しい条件となる。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、<u>原子炉水位低(レベル3)</u>信号によるものとする。</p> <p>(b) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が<u>原子炉水位低(レベル2)</u>で自動起動し、<u>91m³/h (8.21~0.74MPa[dif])</u>において)の流量で注水するものとする。</p> <p>(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁の<u>逃がし弁機能</u>にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。</p> <p>また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁<u>(6個)</u>を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の<u>約8%</u>を処理するものとする。</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、原子炉水位を厳しくする観点でスクラム信号を設定。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 ・記載方針の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、実運用と解析条件が相違することについて理由を記載。 ・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、逃がし安全弁機能での圧力制御を想定している。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、手順上の弁数を設定 ・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】

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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(d) <u>低圧代替注水系 (常設)</u> 逃がし安全弁による原子炉減圧後に、<u>最大300m³/h</u>にて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。</p> <p>なお、<u>低圧代替注水系 (常設)による原子炉注水は、格納容器スプレイと同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。</u></p> <p>(e) <u>代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)</u> <u>格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、140m³/hにて原子炉格納容器内にスプレイする。なお、格納容器スプレイは、原子炉注水と同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。</u></p> <p>(f) <u>代替原子炉補機冷却系</u> 伝熱容量は<u>約23MW (サブプレッション・チェンバ・プール水温100℃、海水温度30℃において)</u>とする。</p> <p>(g) <u>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)</u> 伝熱容量は、熱交換器1基あたり<u>約8MW (サブプレッション・チェンバ・プール水温52℃、海水温度30℃において)</u>とする。</p>	<p>(d) <u>低圧代替注水系 (常設)</u> 逃がし安全弁 (<u>自動減圧機能</u>)による原子炉減圧後に、<u>最大 378m³/h</u>にて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。</p> <p>(e) <u>緊急用海水系</u> 伝熱容量は<u>約 24MW (サブプレッション・プール水温度100℃、海水温度 32℃において)</u>とする。</p> <p>(f) <u>残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) 及び残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系)</u> <u>残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) を使用する場合は、1,692m³/hにて格納容器内にスプレイするものとする。また、伝熱容量は、熱交換器1基当たり約 24MW (サブプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 32℃において) とする。</u></p>	<p>(d) <u>残留熱除去系 (低圧注水モード)</u> 自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧後に、<u>1,136m³/h (0.14MPa[dif]において)</u>にて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。</p> <p>(e) <u>原子炉補機代替冷却系</u> 伝熱容量は、<u>事象発生後8時間から24時間において約 16MW、事象発生24時間以降において約 11MW (サブプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 30℃において)</u>とする。</p> <p>(f) <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> 伝熱容量は、<u>熱交換器1基あたり事象発生後8時間から24時間において約16MW、事象発生24時間以降において約11MW (サブプレッション・プール水温度100℃、海水温度30℃において)</u>とする。</p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、残留熱除去系 (低圧注水モード)による原子炉注水を実施。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、事象発生24時間以降において、原子炉補機代替冷却系による燃料プール冷却系熱交換器の冷却を開始するため、伝熱容量が変化する。</p> <p>・解析結果の相違 【東海第二】 島根2号炉は、格納容器スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないが、サブプレッション・プール水冷却の実施基準</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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(h) <u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u> <u>残留熱除去系（低圧注水モード）は、サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1mに到達した時点で手動起動し、954m³/h（0.27MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。</u></p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) <u>交流電源は、事象発生から70分後に常設代替交流電源設備によって供給を開始する。</u></p> <p>(b) <u>低圧代替注水系（常設）起動操作は、事象発生から70分後の常設代替交流電源設備からの給電の直後に開始する。なお、サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1mに到達した場合、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。</u></p> <p>(c) <u>逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、低圧代替注水系（常設）起動操作後、原子炉水位がレベル8に到達する事象発生から約3時間後に開始する。</u></p>	<p>(g) <u>残留熱除去系（低圧注水系）</u> <u>残留熱除去系（低圧注水系）は、1,605m³/h（0.14MPa[dif]において）（最大1,676m³/h）の流量で注水するものとする。</u></p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) <u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、低圧代替注水系（常設）起動操作後、サプレッション・プール水温度が65℃に到達した場合に開始する。</u></p>	<p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) <u>逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、残留熱除去系（低圧注水モード）起動操作後、事象発生から8時間後に開始する。</u></p>	<p>に到達するため、残留熱除去系によるサプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、事象発生24時間以降において、原子炉補機代替冷却系による燃料プール冷却系熱交換器の冷却を開始するため、伝熱容量が変化する。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を継続する。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間まで、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を継続する。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、原子炉補機代替冷却系の系統構</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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(d) <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は、原子炉水位高（レベル8）に到達した場合に開始する。なお、格納容器スプレイは、事象発生から約25時間後に停止する。</u></p> <p>(e) <u>代替原子炉補機冷却系運転操作は、事象発生から20時間後に開始する。</u></p> <p>(f) <u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の起動操作は、事象発生から20時間後に開始する。</u></p> <p>(g) <u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は、サブプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1mに到達後に開始する。</u></p>	<p>(b) <u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作は、余裕時間を確認する観点で代替格納容器スプレイの実施基準である格納容器圧力 0.279MPa [gage] に到達した場合に開始する。また、残留熱除去系による格納容器除熱の開始後に、原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）に到達した場合は、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止し、以降は残留熱除去系による原子炉注水により原子炉水位を維持する。</u></p>	<p>(b) <u>原子炉補機代替冷却系運転操作は、事象発生から8時間後に開始する。</u></p> <p>(c) <u>原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）の起動操作は、事象発生から8時間後に開始する。</u></p>	<p>成等に必要な準備時間等を考慮し設定。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】 島根 2号炉の原子炉代替補機冷却系は可搬型設備である。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。</p> <p>・解析結果の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、格納容器スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないが、サブプレッション・プール水冷却の実施基準に到達するため、残留熱除去系によるサブプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、残留熱</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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力, 原子炉水位(シュラウド内及びシュラウド内外) ※1, 注水流量, 逃がし安全弁からの蒸気流量, 原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.4.1.7図から第2.4.1.12図に, 燃料被覆管温度, 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数, 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率, 平均出力燃料集合体のボイド率, 炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第2.4.1.13図から第2.4.1.18図に, 格納容器圧力, 格納容器温度, サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を第2.4.1.19図から第2.4.1.22図に示す。</p> <p>※1 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で, シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は, 炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため, シュラウド外の水位より, 見かけ上高めの水位となる。一方, 非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計(広帯域)の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計(広帯域・狭帯域)の水位は, シュラウド外の水位であることから, シュラウド内外の水位を併せて示す。なお, 水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には, 原子炉水位計(燃料域)にて監視する。6号炉の原子炉水位計(燃料域)はシュラウド内を, 7号炉の原子炉水位計(燃料域)はシュラウド外を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>取水機能喪失に伴う全交流動力電源喪失後, タービン蒸気加減弁急速閉信号が発生して原子炉がスクラムし, また, 原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。</p> <p>再循環ポンプについては, 外部電源喪失により, 事象発</p>	<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力, 原子炉水位(シュラウド内及びシュラウド内外) ※, 注水流量, 逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.4.1-4 図から第2.4.1-9 図に, 燃料被覆管温度, 高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.4.1-10 図から第2.4.1-12 図に, 格納容器圧力, 格納容器雰囲気温度, サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第2.4.1-13 図から第2.4.1-16 図に示す。</p> <p>※ シュラウド内は, 炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため, シュラウド外の水位より, 見かけ上高めの水位となる。一方, 非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位(広帯域)の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位(広帯域), 原子炉水位(狭帯域)の水位は, シュラウド外の水位であることから, シュラウド内外の水位を併せて示す。なお, 水位が燃料有効長頂部付近となった場合には, 原子炉水位(燃料域)にて監視する。原子炉水位(燃料域)はシュラウド内を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>取水機能喪失に伴う全交流動力電源喪失後, 原子炉水位低(レベル3)信号が発生して原子炉がスクラムし, また, 原子炉水位異常低下(レベル2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。</p> <p>再循環系ポンプについては, 原子炉水位異常低下(レベ</p>	<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力, 原子炉水位(シュラウド内及びシュラウド内外) ※, 注水流量, 逃がし安全弁からの蒸気流量, 原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.4.1.2-1(1)図から第2.4.1.2-1(6)図に, 燃料被覆管温度, 高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.4.1.2-1(7)図から第2.4.1.2-1(9)図に, 格納容器圧力, 格納容器温度, サプレッション・プール水位及び水温の推移を第2.4.1.2-1(10)図から第2.4.1.2-1(13)図に示す。</p> <p>※ シュラウド内は, 炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため, シュラウド外の水位より, 見かけ上高めの水位となる。一方, 非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計(広帯域)の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計(広帯域・狭帯域)の水位は, シュラウド外の水位であることから, シュラウド内外の水位を併せて示す。なお, 水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には, 原子炉水位計(燃料域)にて監視する。原子炉水位計(燃料域)はシュラウド内を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>取水機能喪失に伴う全交流動力電源喪失後, 原子炉水位低(レベル3)信号が発生して原子炉がスクラムし, また, 原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。</p> <p>再循環ポンプについては, 原子炉水位低(レベル2)で</p>	<p>除去系(低圧注水モード)による原子炉注水を実施。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は, 炉心は露出せず, 冠水維持する。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は, 高出力燃集合体にPCTが発生している。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉では, 炉心の冠水は維持される。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は, 原子炉水位を厳しくする観点でスクラム信号を設定。</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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>生とともに<u>10</u>台全てがトリップする。</p> <p>事象発生から<u>70</u>分経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、原子炉急速減圧及び<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水を開始する。</p> <p>原子炉急速減圧は、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁<u>2</u>個を手動開することで実施する。</p>	<p><u>ル2</u>)により2台全てがトリップする。</p> <p>事象発生から<u>104</u>分経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、原子炉急速減圧及び<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水を開始する。</p> <p>原子炉急速減圧は、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁<u>(自動減圧機能)7</u>個を手動開することで実施する。</p>	<p><u>2</u>台全てがトリップする。</p> <p>事象発生から<u>20</u>分経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、<u>事象発生から8時間経過した時点で、原子炉急速減圧及び残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水を開始する。</p> <p>原子炉急速減圧は、中央制御室からの遠隔操作によって自動減圧機能付き逃がし安全弁<u>6</u>個を手動開することで実施する。</p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、事象を厳しくする観点から、再循環ポンプは原子炉水位低（レベル2）でトリップするものとしている。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 再循環ポンプの個数の相違。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、中央制御室より速やかに受電操作が可能であることから想定時間が異なる。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、手順上の弁数を設定</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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下し、<u>有効燃料棒頂部を下回るが、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復し、<u>炉心は再冠水する。</u></u></p> <p>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により、<u>原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水により、<u>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。</u></u></p> <p><u>平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率</u>については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。</p> <p>そのため、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び事象発生から20 時間経過した時点での代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系</u>による原子炉格納容器除熱を行う。</p>	<p>原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復し、炉心の冠水は維持される。</p> <p>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により上昇する。その後、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水により、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は増減する。</p> <p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が<u>格納容器内</u>に流入することで、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>は徐々に上昇する。</p> <p>そのため、事象発生から約 13 時間経過した時点での<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）</u>による格納容器除熱を行う。</p>	<p>原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが、<u>燃料棒有効長頂部は下回らず、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復し、<u>炉心の冠水は維持される。</u></u></p> <p>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により<u>上昇する。その後、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水により、<u>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は増減する。</u></u></p> <p><u>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率</u>については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が<u>原子炉格納容器内</u>に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。</p> <p>そのため、事象発生から<u>8 時間経過した時点での原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）</u>による原子炉格納容器除熱を行う。</p>	<p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉では、炉心の冠水は維持される。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉では、炉心の冠水は維持される。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、高出力燃集合体に P C T が発生している。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達し</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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、<u>第2.4.1.13 図</u>に示すとおり、<u>原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約427℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、平均出力燃料集合体にて発生している。</u>また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、<u>第2.4.1.7 図</u>に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、<u>約7.52MPa[gage]</u>以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、<u>約7.82MPa[gage]</u>以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原</u></p>	<p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、<u>第2.4.1-10 図</u>に示すとおり、初期値（約309℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、<u>第2.4.1-4 図</u>に示すとおり、逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により、<u>約7.79MPa [gage]</u>以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、<u>約8.09MPa [gage]</u>以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa [gage]）を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>は徐々に上昇するが、<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納</u></p>	<p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、<u>第2.4.1.2-1(7)図</u>に示すとおり、<u>初期値（約309℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体にて発生している。</u>また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、<u>第2.4.1.2-1(1)図</u>に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、<u>約7.59MPa[gage]</u>以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、<u>約7.89MPa[gage]</u>以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が<u>原子炉格納容器内</u>に流入することによって、格納容器圧力及び<u>温度</u>は徐々に上昇するが、<u>原子炉補機代替冷却系</u>を介した残留熱除去系に</p>	<p>ないため格納容器スプレイを実施しない。</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、格納容器スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないが、サプレッション・プール水冷却の実施基準に到達するため、残留熱除去系によるサプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、高出力燃料集合体にPCTが発生している。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、逃がし安全弁機能での圧力制御を想定している。</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>・解析結果の相違</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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>子炉格納容器冷却及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約0.30MPa[gage]及び約143℃に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</u></p> <p>第2.4.1.8 図に示すとおり、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による注水継続により約4 時間後に炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、<u>20時間後に代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</u></p> <p style="text-align: right;"><u>(添付資料2.4.1.1)</u></p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.4.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、<u>事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、常設代替交流電源設備からの受電操作、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作、逃がし安全弁による原子炉減圧操作、代替</u></p>	<p><u>容器除熱を行うことによって、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約0.28MPa[gage]及び約141℃に抑えられ、格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</u></p> <p>第 2.4.1-5 図に示すとおり、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による注水継続により炉心の冷却が維持される。その後は、<u>約 13 時間後に緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</u></p> <p style="text-align: right;"><u>(添付資料 2.4.1.1)</u></p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.4.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、<u>事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作とする。</u></p>	<p><u>よる原子炉格納容器除熱を行うことによって、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約132kPa[gage]及び約117℃に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</u></p> <p>第2.4.1.2-1(2)図に示すとおり、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による注水継続により炉心が冠水維持し、炉心の冷却が維持される。その後は、<u>8時間後に原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（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除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p style="text-align: right;"><u>(添付資料2.4.1.1)</u></p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.4.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、<u>事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水開始操作、原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）</u></p>	<p>【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要準備時間等を考慮し設定。</p> <p>・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、事象発生から 12 時間までの操</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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作及び代替原子炉補機冷却系運転操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは<u>実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を</u></p>	<p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧</p>	<p>による格納容器除熱操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは<u>炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧後</u></p>	<p>作に限らず、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作を抽出。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。 ・解析結果の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、格納容器スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないが、サプレッション・プール水冷却の実施基準に到達するため、残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）にて格納容器除熱を実施。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】

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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</u></p> <p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、<u>格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</p>	<p>後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p><u>格納容器</u>における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力を操作開始の起点としている<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</u></p> <p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により<u>格納容器雰囲気温度</u>及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、<u>格納容器圧力を操作開始の起点としている緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</p>	<p>速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p><u>原子炉格納容器</u>における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、<u>気液界面の熱伝達</u>の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び<u>温度</u>の傾向を適切に再現できていること、<u>また格納容器圧力及び温度</u>を操作開始の起点としている<u>運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により<u>格納容器温度</u>及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいこと、<u>また、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</p>	<p>島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、<u>実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高め</u>に評価し、<u>有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め</u>に評価することから、<u>評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</u></p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高め<u>に評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</u></p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p>	<p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、炉心部の冠水は維持されるため、燃料被覆管の最高温度は、初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高め<u>に評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</u></p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p>	<p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、<u>炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、炉心部の冠水は維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</u></p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高め<u>に評価するが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</u></p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p>	<p>・解析結果の相違【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</p> <p>・解析結果の相違【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、<u>第2.4.1.2表</u>に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は<u>約42kW/m以下</u>であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、<u>また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなる</u>ことから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部、サブプレッション・チェンバ・プール水位</u>、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、</p>	<p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、<u>第2.4.1-2表</u>に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は<u>約33kW/m～約41kW/m</u>であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約<u>31GWd/t</u>であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度の上昇が遅くなる</u>が、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器体積（サブプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部、サブプレッション・プール水位</u>、格納容器圧力並びに<u>格納容器雰囲気温度</u>は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいこ</p>	<p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、<u>第2.4.1.2-1表</u>に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は<u>約40.6kW/m以下</u>であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約<u>30GWd/t</u>であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び<u>温度の上昇が遅くなる</u>が、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>サブプレッション・プール水位</u>、格納容器圧力及び<u>格納容器温度</u>は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p>	<p>・実績値の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。</p> <p>・実績値の相違 【東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮するため。</p> <p>・整理方針の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、サブプレッション・チェンバの空間部及び液相部のゆらぎ</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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。</p> <p>なお、外部電源がある場合は、<u>原子炉水位の低下が早くなるが、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、原子炉減圧により炉心は露出するものの、低圧代替注水系（常設）により炉心冷却が継続されるため、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>機器条件の<u>低圧代替注水系（常設）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。<u>冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u> <u>(添付資料2.4.1.2)</u></p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は<u>約42kW/m以下</u>であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、<u>燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</u></p>	<p>とから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また、原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。</p> <p>なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、原子炉減圧後も<u>低圧代替注水系（常設）</u>により炉心冷却が継続されるため、<u>事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>機器条件の<u>低圧代替注水系（常設）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。<u>冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u> <u>(添付資料2.4.1.2)</u></p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は<u>約33kW/m～約41kW/m</u>であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、炉心部の冠水は維持されるため、<u>燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ること</u>はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>事故条件の外部電源の有無については、全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。<u>また、原子炉スクラム及び再循環ポンプトリップについては、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。</u></p> <p>なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、<u>原子炉減圧後も残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心冷却が継続されるため、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>機器条件の<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。<u>水位回復後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u> <u>(添付資料2.4.1.2)</u></p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は<u>約40.6kW/m以下</u>であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、<u>炉心部の冠水は維持されるため、燃料被覆管温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</u></p>	<p>を、サプレッション・プール水位のゆらぎで代表させていることから、記載していない。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違【柏崎6/7】 島根2号炉では、外部電源ありを包含する条件を設定。 ・解析結果の相違【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。 ・解析条件の相違【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。 ・解析結果の相違【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。 ・実績値の相違【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。 ・解析結果の相違【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心

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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、<u>また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなる</u>ことから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部、サブプレッション・チェンバ・プール水位</u>、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。</p> <p>なお、外部電源がある場合は、原子炉水位の低下が早くなるが、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、原子炉減圧により<u>炉心は露出するが、低圧代替注水系（常設）</u>により炉心冷却が継続されるため、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約<u>31GWd/t</u>であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>の上昇が遅くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器体積（サブプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部</u>、サブプレッション・プール水位、格納容器圧力並びに<u>格納容器雰囲気温度</u>は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また、原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。</p> <p>なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、原子炉減圧後も<u>低圧代替注水系（常設）</u>により炉心冷却が継続されるため、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約<u>30GWd/t</u>であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び<u>温度</u>の上昇が遅くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>サブプレッション・プール水位</u>、格納容器圧力及び<u>格納容器温度</u>は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。<u>また、原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。</u></p> <p>なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、原子炉減圧後も<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>により炉心冷却が継続されるため、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>の冠水は維持される。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・実績値の相違 【東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。 ・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。 ・整理方針の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、サブプレッション・チェンバの空間部及び液相部のゆらぎを、サブプレッション・プール水位のゆらぎで代表させていることから、記載していない。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、外部電源ありを包含する条件を設定。 ・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、残留熱

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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>機器条件の<u>低圧代替注水系（常設）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、 「要員配置」、 「移動」、 「操作所要時間」、 「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p><u>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から70分後に低圧代替注水系（常設）への電源供給が完了することを設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作は約30分間で完了可能であり、解析上の受電完了時間（70分後）は時間余裕を含めて設定していることから、低圧代替注水系（常設）の起動操作が早まる可能性がある。これにより、逃がし安全弁による原子炉減圧操作が早まる可能性があるが、当該操作は原子炉水位高（レベル8）到達後に、原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系（常設）に切り替えるための減圧操作であり、原子炉水位維持の観点では問題とならない。</u></p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、<u>解析上の操作開始時間として事象発生から約3時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、原子炉水位維持を優先するため、原子炉水位高（レベル8）到達後に原子炉隔離時冷却</u></p>	<p>機器条件の<u>低圧代替注水系（常設）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、 「要員配置」、 「移動」、 「操作所要時間」、 「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、<u>解析上の操作開始時間としてサプレッション・プール水温度 65℃到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、取水機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作時</u></p>	<p>機器条件の<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、 「要員配置」、 「移動」、 「操作所要時間」、 「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び<u>残留熱除去系（低圧注水モード）による注水開始は、解析上の操作開始時間として事象発生から8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、残留熱除去系（低圧注水モード）</u></p>	<p>除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、原子炉減圧操作及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水開始として事象発生から8時間後を設定しており、常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始（事象発生から20分）に左右されない。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2号炉は、原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等</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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>系から低圧代替注水系（常設）に切り替えるための原子炉減圧操作を行うこととしており、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の状況により原子炉減圧の操作開始時間は変動する可能性があるが、原子炉水位維持の点では問題とならない。</u></p> <p><u>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力13.7kPa [gage] 到達後の原子炉水位高（レベル8）到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては原子炉注水を優先するため、原子炉水位高（レベル8）到達後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイ冷却系（常設）へ切り替えることとしており、原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力13.7kPa [gage] 到達後の原子炉水位高（レベル8）到達付近となるが、運転員等操作時間に与える影響はない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</u></p> <p><u>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から20時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、代替原子炉補機冷却系の準備は、緊急時対策要員の参集に10時間、その後の作業に10時間の合計20時間を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了することで操作開始時間が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</u></p> <p style="text-align: right;"><u>(添付資料2.4.1.2)</u></p>	<p><u>間は時間余裕を含めて設定しており、また、その後に行う原子炉急速減圧操作は同一の運転員による並列操作はないことから、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</u></p> <p><u>操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.279MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、操作開始時間は、時間余裕を含めて設定しており、準備操作が想定より短い時間で完了することで操作開始時間が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</u></p> <p style="text-align: right;"><u>(添付資料2.4.1.2)</u></p>	<p><u>による注水のための準備操作時間は解析上の設定に対してほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。</u></p> <p><u>操作条件の原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として、事象発生から8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の残留熱除去系の起動操作は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。</u></p> <p style="text-align: right;"><u>(添付資料2.4.1.2)</u></p>	<p>を考慮し設定。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、格納容器代替スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないこと及び崩壊熱が蓄熱しているサプレッション・プールを直接冷却するため、サプレッション・プール水冷却モード</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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p><u>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作は、運転員等操作時間に与える影響として、常設代替交流電源設備からの受電操作について、実態の運転操作は約30分で完了可能であり、解析上の受電完了時間(70分後)は時間余裕を含めて設定していることから、<u>低圧代替注水系(常設)の起動操作が早まる可能性がある。これにより、逃がし安全弁による原子炉減圧操作が早まる可能性があるが、当該操作は原子炉水位高(レベル8)到達後に、原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系(常設)に切り替えるための減圧操作であり、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></u></p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、<u>運転員等操作時間に与える影響として、原子炉減圧時点において崩壊熱は十分減衰していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p><u>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高(レベル8)到達付近となるが格納容器圧力の上昇は緩やかであり、格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合、遅くなる場合のいずれにおいても、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p><u>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定から早まり、格納容器圧力及び温度を早期</u></p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、<u>運転員等操作時間に与える影響として、取水機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水準備の操作時間は時間余裕を含めて設定しており、また、その後に行う原子炉急速減圧操作は同一の運転員による並列操作はないことから、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p>操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)による格納容器除熱操作は、<u>運転員等操作時間に与える影響として、操作開始時間は、時</u></p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系(低圧注水モード)による注水開始は、<u>運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p>操作条件の原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系(サブプレッション・プール水冷却モード)による原子炉格納容器除熱操作は、<u>運転員等操作時間に与える影響</u></p>	<p>にて格納容器除熱を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> 運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、原子炉減圧操作及び残留熱除去系(低圧注水モード)による注水開始として事象発生から8時間後を設定しており、常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始(事象発生から20分)に左右されない。 解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。 解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。 解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、原子炉

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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>に低下させる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</u> (添付資料2.4.1.2)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。 <u>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作については、低圧代替注水系(常設)の運転に必要な常設代替交流電源設備からの受電は、初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間(24時間)内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であることから、時間余裕がある。</u></p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作については、<u>低圧代替注水系(常設)への移行は、初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間(24時間)内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であることから、時間余裕がある。</u></p> <p><u>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約5時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</u></p>	<p><u>間余裕を含めて設定しており、準備操作が想定より短い時間で完了することで、実態の操作開始時間は解析上の設定から早まり、格納容器圧力及び雰囲気温度を早期に低下させる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</u> (添付資料2.4.1.2)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作については、<u>低圧代替注水系(常設)への移行は、初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間(事象発生から少なくとも8時間程度)内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であることから、時間余裕がある。</u></p>	<p><u>として、実際の原子炉格納容器の除熱開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u> (添付資料2.4.1.2)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系(低圧注水モード)による注水開始については、初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間(8時間)内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であることから、時間余裕がある。</p>	<p>補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、原子炉減圧操作及び残留熱除去系(低圧注水モード)による注水開始として事象発生から8時間後を設定しており、常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始(事象発生から20分)に左右されない。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレ</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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作については、代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は、事象発生から20時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。また、操作が遅れる場合においても、原子炉格納容器の限界圧力0.62MPa [gage] に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約38時間後であり、約18時間以上の余裕があることから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.4.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における事象発生10時間までに必要な要員は、「2.4.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり28名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の72名で対処可能である。</p>	<p>操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作については、格納容器圧力が0.279MPa [gage] に到達するまでの時間は、事象発生から約13時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。また、操作が遅れる場合においても、格納容器圧力は約0.28MPa [gage] から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器スプレイの実際の実施基準である0.245MPa [gage] から解析条件で設定した0.279MPa [gage] に到達までの時間が約0.9時間であることを考慮すると、格納容器の限界圧力0.62MPa [gage] に到達するまでに9時間程度の準備時間が確保でき、残留熱除去系の起動操作に要する時間は2分程度であることから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.4.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「2.4.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり20名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の39名で対処可能である。</p>	<p>操作条件の原子炉補機代替冷却系運転操作については、原子炉補機代替冷却系運転操作までの時間は、事象発生から8時間あり、準備時間が確保できることから、実態の運転操作は解析上の設定とほぼ同等である。また、本操作が解析上の設定より遅れ、格納容器圧力が上昇した場合においても、格納容器代替スプレイの実施基準である384kPa [gage] に至るまでの時間は、同様の事象進展となる「2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗」において事象発生から約19時間後であり、約11時間以上の余裕があることから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.4.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「2.4.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり31名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している緊急時対策要員の45名で対処可能である。</p>	<p>イの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 原子炉補機代替冷却系の操作が遅れた場合、格納容器圧力が上昇することから、島根2号炉は、格納容器圧力基準で実施する格納容器代替スプレイ実施操作に対する余裕時間を記載。</p> <p>・体制の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により</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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は26名であり、発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。</u></p> <p>(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源 <u>原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり合計約3,500m³の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約7,000m³の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）により復水貯蔵槽へ給水することで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を</u></p>	<p>(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において、必要な水源、燃料及び電源は「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源 <u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、7日間の対応を考慮すると、合計約 620m³の水が必要となる。水源として、代替淡水貯槽に約 4,300m³の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。</u> <u>原子炉隔離時冷却系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水については、サプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはない。</u> (添付資料 2.4.1.4)</p>	<p>(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源 <u>原子炉隔離時冷却系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については、サプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはないため、7日間の運転継続実施が可能である。</u></p>	<p>実施可能である。</p> <ul style="list-style-type: none"> 運用及び設備設計の相違 <p>【柏崎 6/7，東海第二】 プラント基数，設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが，タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお，これら要員 31名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。</p> <ul style="list-style-type: none"> 運用の相違 <p>【柏崎 6/7】 島根 2号炉は，要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。</p> <ul style="list-style-type: none"> 解析条件の相違 <p>【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2号炉は，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> 解析条件の相違 <p>【柏崎 6/7】 島根 2号炉は，原子炉隔離時冷却系の水源に S / C 水源を使用。</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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生12時間後としているが、これは、可搬型設備を事象発生から12時間以内に使用できなかった場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.3)</p> <p>b. 燃料</p> <p>常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に6号及び7号炉において合計約504kLの軽油が必要となる。<u>可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による復水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプ (A-2級) の運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約15kLの軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系専用の電源車については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約37kLの軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車 (熱交換器ユニット用) については、保守的に事象発生直後からの大容量送水車 (熱交換器ユニット用) の運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約11kLの軽油が必要となる。5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約13kLの軽油が必要となる (6号及び7号炉合計約643kL)。</u></p> <p>6号及び7号炉の各軽油タンク (約1,020kL) 及び常設代替交流電源設備用燃料タンク (約100kL) にて合計約2,140kLの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給、<u>可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による復水貯蔵槽への給水、代替原子炉補機冷却系の運転、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給</u>について、7日間の継続が可能で</p>	<p>b. 燃料</p> <p>常設代替交流電源設備 (常設代替高圧電源装置 5 台) による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約 352.8kL の軽油が必要となる。<u>軽油貯蔵タンクにて約 800kL の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、常設代替交流電源設備 (常設代替高圧電源装置 5 台) による電源供給について、7日間の継続が可能である。</u></p> <p>緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約 70.0kL 軽油が必要となる。<u>緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクに約 75kL の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.4.1.5)</p>	<p>b. 燃料</p> <p>常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約352m³の軽油が必要となる。<u>原子炉補機代替冷却系の大型送水ポンプ車については、保守的に事象発生直後からの大型送水ポンプ車の運転を想定すると、7日間の運転継続に約53m³の軽油が必要となる。合計約405m³の軽油が必要となる。ガスタービン発電機用軽油タンクにて約450m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから常設代替交流電源設備による電源供給、<u>原子炉補機代替冷却系の運転について、7日間の運転継続が可能である。</u></u></p> <p>緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約 8m³の軽油が必要となる。<u>緊急時対策所用燃料地下タンクにて約 45m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.4.1.3)</p>	<p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</p> <p>・燃料評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、緊急時対策所用発電機は専用の燃料タンクを有している。また、モニタリングポストは非常用交流電源</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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>ある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.4)</p> <p>c. 電源</p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、<u>6号炉で約1,649kW</u>、<u>7号炉で約1,615kW</u>必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が<u>1台あたり2,950kW</u>であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、<u>5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機</u>についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.5)</p>	<p>c. 電源</p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、<u>約3,186kW</u> 必要となるが、常設代替交流電源設備(常設代替高圧電源装置5台)は連続定格容量が<u>約5,520kW</u> であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.6)</p>	<p>c. 電源</p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、<u>約2,948kW</u>必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が<u>約4,800kW</u>であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、<u>緊急時対策所用発電機</u>についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.4)</p>	<p>設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・電源設備容量の相違 【柏崎6/7、東海第二】 常設代替交流電源設備から電源供給が必要となる負荷が異なる。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。