

柏崎刈羽原子力発電所 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 2.3.1.5</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）</u>」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（<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>、<u>残留熱除去系又は代替循環冷却系</u>）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 style="text-align: right;">添付資料 2.3.1.4</p> <p style="text-align: center;">安定状態について（全交流動力電源喪失（長期TB））</p> <p>全交流動力電源喪失（長期TB）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：<u>炉心冷却が維持された後に</u>、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、<u>格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき</u>、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 style="text-align: right;">添付資料 2.3.1.4</p> <p style="text-align: center;">安定状態について（全交流動力電源喪失（<u>長期TB</u>））</p> <p>「<u>全交流動力電源喪失（長期TB）</u>」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：<u>炉心冠水後に</u>、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（<u>格納容器フィルタベント系</u>、<u>残留熱除去系又は残留熱代替除去系</u>）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、<u>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</u>、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】</p> <p><u>原子炉安定停止状態の確立について</u></p> <p>原子炉隔離時冷却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 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た後、原子炉減圧し、その後、逃がし安全弁を開維持することで、<u>低压代替注水系（常設）</u>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】</p> <p><u>原子炉安定停止状態の確立について</u></p> <p>原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。<u>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>【安定状態の確立について】</p> <p><u>原子炉安定停止状態の確立について</u></p> <p>原子炉隔離時冷却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、<u>事象発生から8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>・設備設計及び運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、S / C 水温上昇に伴い原子炉隔離時冷却系の運転継続ができなくなる前の事象発生 8 時間後より</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>原子炉格納容器安定状態の確立について</u> 炉心冷却を継続し、<u>事象発生から約 16 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、実効線量は約 4.9×10^{-2} mSv 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>※ 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<u>僅かに上昇傾向</u>となる。ただし、残留熱除去系による<u>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</u>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。</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、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、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><u>格納容器安定状態の確立について</u> 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、残留熱除去系による<u>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>※ 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<u>僅かに上昇傾向</u>となる。ただし、残留熱除去系による<u>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</u>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。</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、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><u>原子炉格納容器安定状態の確立について</u> 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>なお、残留熱除去系による<u>原子炉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>※ 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<u>わずかに上昇傾向</u>となる。ただし、残留熱除去系による<u>原子炉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低い温度（100℃程度）</u>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。</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、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>	<p>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 【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>

表1-1-1 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 (外部電源喪失+DC喪失)) (2/2)

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
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、ダウンカマの二相水位 (シェラワド外水位) に関する不確かさを取り扱う。シェラワド外水位については、燃料被覆管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検証は重要であり、蒸気及び水相のモデル分けによる影響の検証が必要となる。	初期の注水開始は自動動作であるため、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 (シェラワド外水位) の低下が原因で停止することとなり、これら操作手順 (原「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、運転員等操作時間に与える影響はない。水位低下が自動で発生しない場合は、蒸気及び水相のモデル分けによる影響の検証が必要となる。	シェラワ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、原子炉水位は有効燃料棒束下部を下降することなく、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をわずかに上回る約311℃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。
冷却材放出 (備系・第3系)	境界線モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られている。境界線モデルに用いてい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「炉心からの蒸気及び冷却材流出を現実に評価する。関連する運転員等操作時間として急減圧後の注水操作があるが、注水手段が確立してから減圧を行うことが前提であり、原子炉圧力及び炉心水位の変動が運転員等操作時間に対して与える影響はない。	炉心水位は有効燃料棒束下部を下降することなく、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をわずかに上回る約311℃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。
ECS注水 (給水系・代替注水系含む)	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる、各系統の設計条件に基づく原「炉心注水モジュール」の設計仕様に基づき、燃料被覆管温度を考慮して注水流量を決定する。	「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1-1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 の実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られている。境界線モデルに用いてい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関する影響は原「炉心注水モジュール」に基づき評価する。関連する運転員等操作時間として急減圧後の注水操作があるが、注水手段が確立してから減圧を行うことが前提であり、原子炉圧力及び炉心水位の変動が運転員等操作時間に対して与える影響はない。	有効性評価解析では原子炉水位は有効燃料棒束下部を下降することなく、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をわずかに上回る約311℃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。
原子炉圧力容器	冷却材放出 (備系・第3系)	境界線モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られている。境界線モデルに用いている特設の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、ダウンカマの二相水位を除き、シェラワド外水位 (シェラワド外水位) の低下が原因で停止することとなり、これら操作手順 (原「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、運転員等操作時間に与える影響はない。水位低下が自動で発生しない場合は、蒸気及び水相のモデル分けによる影響の検証が必要となる。	解析コードは、ダウンカマの二相水位 (シェラワド外水位) 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	ECS注水 (給水系・代替注水系含む)	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる、各系統の設計条件に基づく原「炉心注水モジュール」の設計仕様に基づき、燃料被覆管温度を考慮して注水流量を決定する。	「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1-1-1 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 (長期TB)) (2/2)

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
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、ダウンカマの二相水位 (シェラワド外水位) に関する不確かさを取り扱う。シェラワド外水位については、燃料被覆管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検証は重要であり、蒸気及び水相のモデル分けによる影響の検証が必要となる。	原子炉減圧後の注水開始は、原子炉水位 (シェラワド外水位) の低下が原因で停止することとなり、これら操作手順 (原「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、運転員等操作時間に与える影響はない。水位低下が自動で発生しない場合は、蒸気及び水相のモデル分けによる影響の検証が必要となる。	シェラワ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、原子炉水位は有効燃料棒束下部を下降することなく、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。
原子炉圧力容器	冷却材放出 (備系・第3系)	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られている。境界線モデルに用いてい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蒸気及び冷却材流出を現実に評価する。関連する運転員等操作時間として急減圧後の注水操作があるが、注水手段が確立してから減圧を行うことが前提であり、原子炉圧力及び炉心水位の変動が運転員等操作時間に対して与える影響はない。	透がし安全弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力して設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す。燃料被覆管の最高温度は初期値をわずかに上回る約311℃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。
E.C.C.S注水 (給水系・代替注水系含む)	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる、各系統の設計条件に基づく原「炉心注水モジュール」の設計仕様に基づき、燃料被覆管温度を考慮して注水流量を決定する。	「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+DC喪失) (2/3)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び最悪条件) の下限値	解析条件の考え方	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
格納容器圧力	3.43MPa (ドライウエール・サブプレッシャー・チェン・中間圧)	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は影響を与えない。	運転員等操作時間には影響を与えない。
格納容器温度	57℃	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は影響を与えない。	運転員等操作時間には影響を与えない。
外部冷却水の流量	3.43m³/s (ドライウエール・サブプレッシャー・チェン・中間圧)	冷却水の流量を最大とする	運転員等操作時間には影響を与えない。	運転員等操作時間には影響を与えない。
外部冷却水の温度	57℃ (中間圧) は中間圧、57℃ (低圧) は低圧	冷却水の温度を最大とする	運転員等操作時間には影響を与えない。	運転員等操作時間には影響を与えない。
燃料の質量	約2.140t	燃料の質量を最大とする	運転員等操作時間には影響を与えない。	運転員等操作時間には影響を与えない。

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

項目	解析条件の下限値		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
	初期条件	事故条件			
格納容器圧力	5.0kPa (設計値)	約2.28MPa (設計値) ~ 約4.3MPa (設計値)	通常運転時の格納容器圧力に設定する値として設定	運転員等操作時間には影響を与えない。	運転員等操作時間には影響を与えない。
格納容器温度	57℃	約35℃ (設計値) ~ 約57℃ (設計値)	通常運転時の格納容器温度に設定する値として設定	運転員等操作時間には影響を与えない。	運転員等操作時間には影響を与えない。
外部冷却水の流量	5.70m³/s (設計値)	5.70m³/s (設計値)	冷却水の流量を最大とする	運転員等操作時間には影響を与えない。	運転員等操作時間には影響を与えない。
外部冷却水の温度	35℃	約35℃ (設計値) ~ 約57℃ (設計値)	冷却水の温度を最大とする	運転員等操作時間には影響を与えない。	運転員等操作時間には影響を与えない。
燃料の質量	約2.140t	約2.140t	燃料の質量を最大とする	運転員等操作時間には影響を与えない。	運転員等操作時間には影響を与えない。

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

項目	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
	初期条件	事故条件			
格納容器圧力	7.90MPa	7.90MPa (設計値)	ドライウエール内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定	運転員等操作時間には影響を与えない。	運転員等操作時間には影響を与えない。
格納容器温度	57℃	約57℃ (設計値)	通常運転時の格納容器温度に設定	運転員等操作時間には影響を与えない。	運転員等操作時間には影響を与えない。
外部冷却水の流量	5.70m³/s	5.70m³/s (設計値)	冷却水の流量を最大とする	運転員等操作時間には影響を与えない。	運転員等操作時間には影響を与えない。
外部冷却水の温度	35℃	約35℃ (設計値)	冷却水の温度を最大とする	運転員等操作時間には影響を与えない。	運転員等操作時間には影響を与えない。

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 + DG 喪失) (3/3)

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	最悪条件	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与える影響
事故条件	起動事故	外部電源喪失	外部電源喪失による影響	外部電源喪失は原因対象として設定していることから、外部電源がある場合に発生するものとして設定	外部電源喪失は原因対象として設定していることから、外部電源がある場合に発生するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	安全機能の喪失	安全機能の喪失による影響	安全機能の喪失は原因対象として設定していることから、安全機能が正常に動作するものとして設定	安全機能が正常に動作するものとして設定
	外部電源	外部電源喪失	外部電源喪失による影響	外部電源喪失は原因対象として設定していることから、外部電源がある場合に発生するものとして設定	外部電源喪失は原因対象として設定していることから、外部電源がある場合に発生するものとして設定
異常条件	原子炉システム	原子炉システム	原子炉システム	原子炉システム	原子炉システム
	原子炉システム	原子炉システム	原子炉システム	原子炉システム	原子炉システム
	原子炉システム	原子炉システム	原子炉システム	原子炉システム	原子炉システム
	原子炉システム	原子炉システム	原子炉システム	原子炉システム	原子炉システム
	原子炉システム	原子炉システム	原子炉システム	原子炉システム	原子炉システム
異常条件	原子炉システム	原子炉システム	原子炉システム	原子炉システム	原子炉システム
	原子炉システム	原子炉システム	原子炉システム	原子炉システム	原子炉システム

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 (3/5)

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よる影響	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			
初期条件	サプレッション・プール水位	6.883m (通常運転範囲の下限値)	7.000m ~ 7.070m (実績値)	最悪条件とした場合には、サプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、さらなる余裕を確保するため、解析条件は6.883m (0.087m) としている。また、その割合は初期保有水量の1.3%程度と非常に小さい。したがって、最悪条件に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間による影響は小さい。	最悪条件とした場合には、サプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、さらなる余裕を確保するため、解析条件は6.883m (0.087m) としている。また、その割合は初期保有水量の1.3%程度と非常に小さい。したがって、最悪条件に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間による影響は小さい。
	サプレッション・プール水温	32℃	約15℃ ~ 約32℃ (実績値)	通常運転時のサプレッション・プール水温の上昇を想定して設定	解析条件とした場合には、解析条件で設定しているサプレッション・プール水温と同程度以下となる。32℃の場合、運転員等操作時間による影響は小さい。また、その割合は初期保有水量の1.3%程度と非常に小さい。したがって、最悪条件に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間による影響は小さい。
異常条件	真空破壊装置	作動圧: 3.45kPa (ドラウウェル・サプレッション・チェンバール圧)	作動圧: 3.45kPa (ドラウウェル・サプレッション・チェンバール圧)	真空破壊装置の作動圧を設定	解析条件とした場合には、解析条件で設定している真空破壊装置の作動圧と同程度以下となる。35℃の場合には、運転員等操作時間による影響は小さい。また、その割合は初期保有水量の1.3%程度と非常に小さい。したがって、最悪条件に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間による影響は小さい。
	外部水温の温度	35℃	35℃以下	外部水温を想定して設定	解析条件とした場合には、解析条件で設定している外部水温と同程度以下となる。35℃の場合には、運転員等操作時間による影響は小さい。また、その割合は初期保有水量の1.3%程度と非常に小さい。したがって、最悪条件に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間による影響は小さい。

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 (長期 T.B.) (3/4)

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よる影響	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			
初期条件	外部水源の容量	7.000m³	7.000m³以上 (合計貯水量)	外部水源の容量を想定して設定	外部水源の容量を想定して設定
	燃料の容量	1.180m³	1.180m³以上 (合計貯蔵量)	燃料の容量を想定して設定	燃料の容量を想定して設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	外部電源喪失による影響	外部電源喪失は原因対象として設定していることから、外部電源がある場合に発生するものとして設定	外部電源喪失は原因対象として設定していることから、外部電源がある場合に発生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	全交流動力電源喪失による影響	全交流動力電源喪失は原因対象として設定していることから、安全機能が正常に動作するものとして設定	安全機能が正常に動作するものとして設定
外部電源	外部電源	外部電源	外部電源	外部電源	外部電源
	外部電源	外部電源	外部電源	外部電源	外部電源

第2表 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 (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			
前提条件	外部水漏の容量	約 8,600m ³ (西側貯水貯水設備 十代貯水貯水設備)	西側貯水貯水設備及び代置設備の容量の管理下容量を設定	最悪条件とした場合は、解析条件よりも容量の余裕が大きいことから運転員等操作時間に与える影響はない。	-
	燃料の容量	約 1,010t (軽油貯蔵タンク十 可燃部設備用軽油タンク)	軽油貯蔵タンク及び可燃部設備用軽油タンクの管理下容量を設定	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は大きくなる。管理下限の容量として事故発生から7日後までに必要な容量を備えており、燃料は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	-
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主変電設備の故障を想定し、外部電源が喪失することとなる想定	外部電源喪失は超常現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	外部電源	全ての非常用ディゼム発電機等	外部電源喪失は超常現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。	-
重大事故等発生に際する評価条件	原子炉スクラム	原子炉水位低 (レベル3.3)層号 (遅延時間1.05秒)	タービン加減速制御電源喪失	タービン加減速制御電源喪失により、原子炉出力の低下が早くなるため、原子炉スクラムに発火する。事故発生時の原子炉出力の低下が早くなるため、運転員等操作時間の余裕がなくなる。また、格納容器圧力、プール水温の上昇が早くなる。このことから、運転員等操作時間の余裕がなくなる。	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大きく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		原子炉スクラム	原子炉スクラム	原子炉スクラム発火により、原子炉出力の低下が早くなるため、原子炉スクラムに発火する。事故発生時の原子炉出力の低下が早くなるため、運転員等操作時間の余裕がなくなる。また、格納容器圧力、プール水温の上昇が早くなる。このことから、運転員等操作時間の余裕がなくなる。	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大きく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉スクラム	原子炉スクラム	原子炉スクラム	原子炉スクラム発火により、原子炉出力の低下が早くなるため、原子炉スクラムに発火する。事故発生時の原子炉出力の低下が早くなるため、運転員等操作時間の余裕がなくなる。また、格納容器圧力、プール水温の上昇が早くなる。このことから、運転員等操作時間の余裕がなくなる。	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大きく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表2 解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (全流動力電源喪失 (長町T.B)) (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	最悪条件	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
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅延時間: 1.05秒)	原子炉水位低 (レベル3) 等	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	実態が解析上の想定より早くスクラムした場合は、事故進展に与える影響は大きく、運転員等操作時間に与える影響は大きい。	解析条件よりも保守的に評価するため、運転員等操作時間には影響はない。
原子炉スクラム冷却系	原子炉水位低 (レベル2) において (遅延時間: 1.05秒)	原子炉水位低 (レベル2) において	原子炉冷却系が冷却能力を確保できるように設定	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大きく、運転員等操作時間に与える影響は大きい。	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大きく、運転員等操作時間に与える影響はない。
逃げし安全弁	逃げし安全弁 (自動減圧機構付) (遅延時間: 1.05秒)	逃げし安全弁 (自動減圧機構付) (遅延時間: 1.05秒)	逃げし安全弁 (自動減圧機構付) の設計値として設定	逃げし安全弁 (自動減圧機構付) の設計値として設定	逃げし安全弁 (自動減圧機構付) の設計値として設定
原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド)	原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド) (遅延時間: 1.05秒)	原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド) (遅延時間: 1.05秒)	原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド) の設計値として設定	原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド) の設計値として設定	原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド) の設計値として設定
原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド)	原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド) (遅延時間: 1.05秒)	原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド) (遅延時間: 1.05秒)	原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド) の設計値として設定	原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド) の設計値として設定	原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド) の設計値として設定
原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド)	原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド) (遅延時間: 1.05秒)	原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド) (遅延時間: 1.05秒)	原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド) の設計値として設定	原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド) の設計値として設定	原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド) の設計値として設定
原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド)	原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド) (遅延時間: 1.05秒)	原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド) (遅延時間: 1.05秒)	原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド) の設計値として設定	原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド) の設計値として設定	原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド) の設計値として設定
原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド)	原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド) (遅延時間: 1.05秒)	原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド) (遅延時間: 1.05秒)	原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド) の設計値として設定	原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド) の設計値として設定	原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド) の設計値として設定
原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド)	原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド) (遅延時間: 1.05秒)	原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド) (遅延時間: 1.05秒)	原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド) の設計値として設定	原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド) の設計値として設定	原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド) の設計値として設定
原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド)	原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド) (遅延時間: 1.05秒)	原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド) (遅延時間: 1.05秒)	原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド) の設計値として設定	原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド) の設計値として設定	原子炉冷却系 (格納容器代替スプレッド) の設計値として設定

第2表 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 (5/5)

項目	解析条件の詳細かさ		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			
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下 (レベル2) 発生にて自動起動 (7.80MPa [case]) ~ 1.0MPa [case] (において) となる場合、21時間 10分後に手動起動し、1.005MPa (0.14MPa [d17] (において) (最大1.070MPa/h) (1系相当たり)	原子炉水位異常低下 (レベル2) 発生にて自動起動 (7.80MPa [case]) ~ 1.0MPa [case] (において) となる場合、21時間 10分後に手動起動し、1.005MPa (0.14MPa [d17] (において) (最大1.070MPa/h) (1系相当たり)	設計値を設定し、原子炉圧力に依存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、事業進展に影響は大きく、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。
換気機停止系 (低圧注水系)	最大110MPa/h (換気機停止系) (可搬型)	最大110MPa/h (換気機停止系) (可搬型)	設計値に注入圧力の超過を考慮した値として設定	原子炉注水量が解析より多い場合 (注水等性 (設計値) の保守性)、原子炉水位の回復は早くなるが、注水後の換気機動作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	原子炉注水量が解析より多い場合 (注水等性 (設計値) の保守性)、原子炉水位の回復は早くなるが、注水後の換気機動作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。
代替換気機停止系 (可搬型)	50MPa/h (換気機停止系) (可搬型)	50MPa/h (換気機停止系) (可搬型)	設計に基づき、停用時の注水圧力及び系圧を考慮して最悪可能な圧力を設定	解析条件と最悪条件は同様であることから、事業進展に影響は大きく、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。
代替換気機停止系 (可搬型)	130MPa/h (換気機停止系) (可搬型)	130MPa/h (換気機停止系) (可搬型)	設計に基づき、停用時の注水圧力及び系圧を考慮して最悪可能な圧力を設定	解析条件と最悪条件は同様であることから、事業進展に影響は大きく、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。
換気機停止系 (可搬型)	原子炉水位を原子炉水位異常 (レベル4) まで上昇させた後に1.692MPa/h (換気機停止系) (可搬型) にスプレッド	原子炉水位を原子炉水位異常 (レベル4) まで上昇させた後に1.692MPa/h (換気機停止系) (可搬型) にスプレッド	換気機停止系の設計値と解析条件に基づき、換気機停止系を包含する注水の注水量を設定	解析条件と最悪条件は同様であることから、事業進展に影響は大きく、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。

表3 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 (全流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)) (2/5)

項目	解除条件 (操作条件) の不確かさ	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	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	操作時間余裕	訓練実績等
格納容器圧力減圧装置が動作する条件	格納容器最高使用圧力を設定	格納容器最高使用圧力を設定	運転員 (現場) の格納容器最高使用圧力設定の不確かさ	運転員 (現場) の格納容器最高使用圧力設定の不確かさ	運転員 (現場) の格納容器最高使用圧力設定の不確かさ	格納容器最高使用圧力設定の不確かさ	運転員 (現場) の格納容器最高使用圧力設定の不確かさ
格納容器圧力減圧装置が動作する条件	格納容器最高使用圧力を設定	格納容器最高使用圧力を設定	運転員 (現場) の格納容器最高使用圧力設定の不確かさ	運転員 (現場) の格納容器最高使用圧力設定の不確かさ	運転員 (現場) の格納容器最高使用圧力設定の不確かさ	格納容器最高使用圧力設定の不確かさ	運転員 (現場) の格納容器最高使用圧力設定の不確かさ

第3表 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響、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 (2/5)

項目	解除条件 (操作条件) の不確かさ	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	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	操作時間余裕	訓練実績等
格納容器圧力減圧装置が動作する条件	格納容器最高使用圧力を設定	格納容器最高使用圧力を設定	運転員 (現場) の格納容器最高使用圧力設定の不確かさ	運転員 (現場) の格納容器最高使用圧力設定の不確かさ	運転員 (現場) の格納容器最高使用圧力設定の不確かさ	格納容器最高使用圧力設定の不確かさ	運転員 (現場) の格納容器最高使用圧力設定の不確かさ
格納容器圧力減圧装置が動作する条件	格納容器最高使用圧力を設定	格納容器最高使用圧力を設定	運転員 (現場) の格納容器最高使用圧力設定の不確かさ	運転員 (現場) の格納容器最高使用圧力設定の不確かさ	運転員 (現場) の格納容器最高使用圧力設定の不確かさ	格納容器最高使用圧力設定の不確かさ	運転員 (現場) の格納容器最高使用圧力設定の不確かさ

表3 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 (全流動力電源喪失 (長期TB)) (2/4)

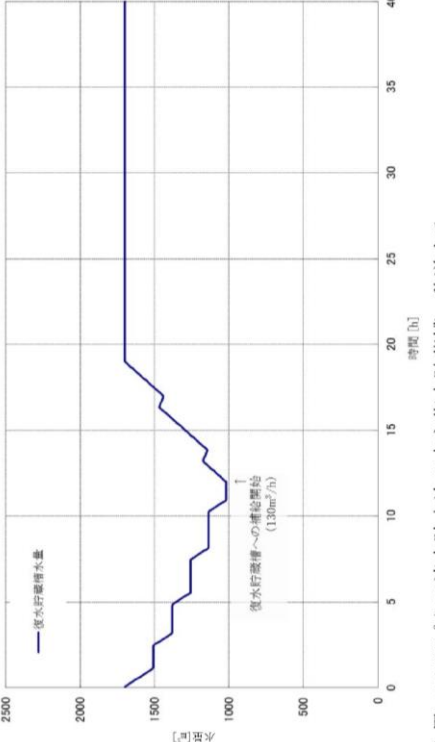
項目	解除条件 (操作条件) の不確かさ	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
格納容器圧力減圧装置が動作する条件	格納容器最高使用圧力を設定	格納容器最高使用圧力を設定	運転員 (現場) の格納容器最高使用圧力設定の不確かさ	運転員 (現場) の格納容器最高使用圧力設定の不確かさ	運転員 (現場) の格納容器最高使用圧力設定の不確かさ	格納容器最高使用圧力設定の不確かさ	運転員 (現場) の格納容器最高使用圧力設定の不確かさ
格納容器圧力減圧装置が動作する条件	格納容器最高使用圧力を設定	格納容器最高使用圧力を設定	運転員 (現場) の格納容器最高使用圧力設定の不確かさ	運転員 (現場) の格納容器最高使用圧力設定の不確かさ	運転員 (現場) の格納容器最高使用圧力設定の不確かさ	格納容器最高使用圧力設定の不確かさ	運転員 (現場) の格納容器最高使用圧力設定の不確かさ

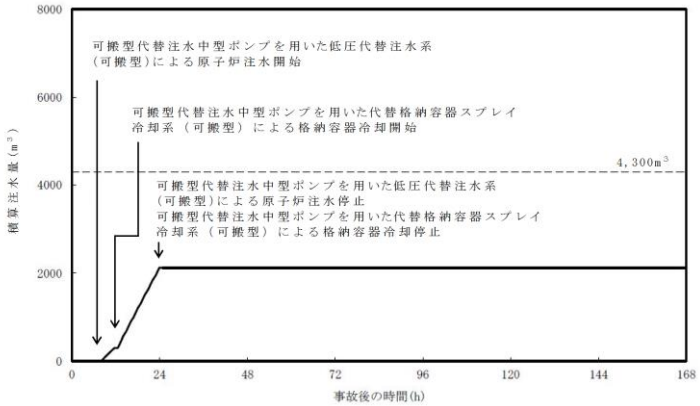
表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (全交流動力電源喪失+DG喪失) (5/5)

項目	解析上の操作開始時間		解析上の操作開始時刻	解析上の操作開始時刻		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	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時刻	解析上の操作開始時刻		操作の不確かさ要因	操作の不確かさ要因				
操作条件	遠がし空弁による手動停止(貯蔵)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	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として、事象発生から十分な時間余裕がある。	-	-	-	-	中央制御室における操作のため、シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では、復水移送ポンプの起動を確認し、遠がし空弁操作開始まで約1分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。
	低圧代替注水系統(常設)による原子炉注水操作	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	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として、事象発生から十分な時間余裕がある。	-	-	-	-	訓練実績等により、低圧代替注水系統(常設)による原子炉注水の運転操作が可能である見込みを得た。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。
	代替原子炉駆動機(常設)による原子炉駆動機(常設)の運転	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	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として、事象発生から十分な時間余裕がある。	-	-	-	-	訓練実績等により、復水移送ポンプの起動を確認し、遠がし空弁操作開始まで約1分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

第3表 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響、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 (5/5)

項目	解析上の操作開始時刻	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	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	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	常設代替交流電源設備からの受電	本事故シーケンスの初期条件として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として、事象発生から十分な時間余裕がある。	-	-	-	訓練実績等より、運転員及び専任事故対応要員(現場)による常設代替交流電源設備からの非常用駆動機(常設)及び受電機(常設)の起動を確認し、想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。
	残留熱除去系(低圧注水系統)による原子炉注水操作及び残留熱除去系(格納容器)による格納容器熱交換	事象発生24時間後 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を考慮して設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として、事象発生から十分な時間余裕がある。	-	-	-

添付資料 2.3.1.7 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）	添付資料 2.3.1.6 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（長期TB））	添付資料 2.3.1.6 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（長期TB））	備考
<p>柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)</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による原子炉注水 事象発生から24時間は原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を実施する。 (原子炉水位高(レベル8)～原子炉水位低(レベル2)の間で注水する)</p> <p>②低圧代替注水系(常設)による原子炉注水 事象発生から24時間後の原子炉減圧後は、低圧代替注水系(常設)により注水する。</p> <p>③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送 事象発生12時間後から可搬型代替注水ポンプ(A-2級)4台を用いて130m³/hで淡水貯水池の水を復水貯蔵槽へ移送する。</p> <p>○時間評価(右上図) 事象発生12時間後までは復水貯蔵槽を水源として、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を実施するため、復水貯蔵槽水量は減少する。事象発生12時間後からは、復水貯蔵槽への補給を開始するため復水貯蔵槽水量は回復し、以降安定して冷却が可能である。</p> <p>○水源評価結果 時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また、7日間の対応を考慮すると、6号及び7号炉のそれぞれで約1,600m³必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、約3,200m³必要となる。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>東海第二発電所 (2018.9.12版)</p> <p>添付資料 2.3.1.6</p> <p><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(長期TB))</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8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13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>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>島根原子力発電所 2号炉</p> <p>添付資料 2.3.1.6</p> <p><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(長期TB))</u></p> <p>○水源 輪谷貯水池(西1/西2)※：約7,000m³(約3,500m³×2) ※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 事象発生から8時間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19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8時間後まではサブプレッション・チェンバのブール水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、輪谷貯水池(西1/西2)水量は減少しない。事象発生8時間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19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池(西1/西2)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池(西1/西2)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1,100m³が必要となり、十分に水量を確保しているため対応可能である。 (70m³/h×1h) + (32m³/h×1h) + (28m³/h×10h) + (25m³/h×7h) + 526m³ = 1,100m³</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>・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、事象発生後から必要な可搬型設備を準備し、使用することを想定。</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>事象発生 8 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 2,130m³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（長期 T B）)</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 2,130m³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 2.3.1.8

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)

フロント状況：6号及び7号が運転中、1～5号が停止中、1～6号及び7号が停止。保守的に全ての設備が、事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。
 事象：全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失) 1～6号及び7号が停止。保守的に全ての設備が、事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。
 注1 北プラントで外部電源喪失の発生によることとし、5号が原子炉運転中可搬型電源装置、プラントに設置しない設備として取り扱う。

時系列	判定
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) 1 事象発生直後～事象発生後7日間 2 保守用ディーゼル発電機 2台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 3 保守用ディーゼル発電機 2台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 4 保守用ディーゼル発電機 2台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 5 保守用ディーゼル発電機 2台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 6 保守用ディーゼル発電機 2台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 7 保守用ディーゼル発電機 2台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定)	7日間の軽油消費量 約 852kL 7日間の軽油消費量 約 852kL 7日間の軽油消費量 約 852kL 7日間の軽油消費量 約 852kL 7日間の軽油消費量 約 852kL 7日間の軽油消費量 約 852kL 7日間の軽油消費量 約 852kL

注1 事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。
 注2 保守用ディーゼル発電機 2台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定)
 注3 保守用ディーゼル発電機 2台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定)
 注4 保守用ディーゼル発電機 2台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定)
 注5 保守用ディーゼル発電機 2台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定)
 注6 保守用ディーゼル発電機 2台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定)
 注7 保守用ディーゼル発電機 2台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定)

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)

東海第二発電所 (2018.9.12版)
 添付資料 2.3.1.7

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 (長期TB))

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日間の対応可能

島根原子力発電所 2号炉
 添付資料 2.3.1.7

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 (長期TB))

保守的にすべての設備が、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
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 11m³	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約 730m³であり、7日間対応可能
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 352m³	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
緊急時対策用発電機 1台 0.0469 m³/h × 24h × 7日 × 1台 = 7.8792m³	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

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】

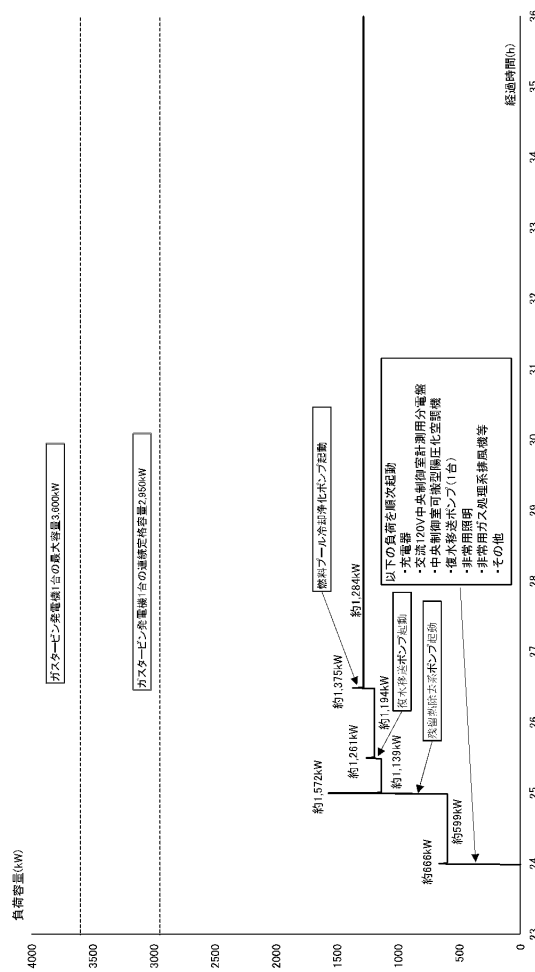
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)

添付資料 2.3.1.9

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))

<6号炉>

6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中央制御室計測分電盤A,B	約12kW
非常用照明	約100kW
中央制御室可搬型陽圧化空調機	3kW
復水移送ポンプ	55kW
復水移送ポンプ	55kW
残留熱除去系ポンプ (起動時)	540kW (973kW)
燃料プールの冷却浄化ポンプ (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1284kW
	(約1572kW)



負荷積算イメージ

※非常用ガス処理系湿分除去装置, 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)

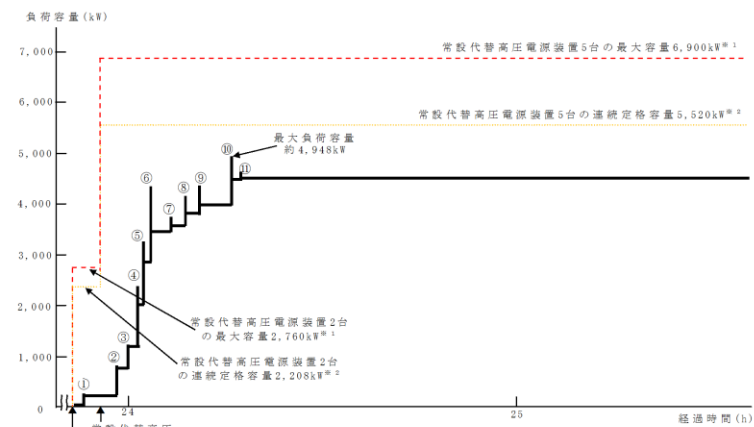
添付資料 2.3.1.8

常設代替交流電源設備の負荷 (全交流動力電源喪失 (長期TB))

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* ・120/240V計測用主母線2A ・その他必要な負荷 ・その他必要な負荷**	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* ・120/240V計測用主母線2B ・その他必要な負荷**	約60 約86 約134 約135	約1,206	約1,201
④	残留熱除去系海水ポンプ	約837	約2,401	約2,038
⑤	残留熱除去系海水ポンプ	約837	約3,238	約2,875
⑥	復水移送系ポンプ	約584	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	約55 約8 約95	約3,756	約3,568
⑧	中央制御室換気系空調和機ファン 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	蓄電池室排気ファン その他必要な負荷	約8 約154	約4,358	約3,966
⑩	非常用海水ポンプ その他必要な負荷	約4 約510	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



※1 非常用ガス処理系湿分除去装置, 及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。
 ※2 非常用ガス処理系湿分除去装置, 及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。
 ※3 非常用ガス処理系湿分除去装置, 及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。
 ※4 非常用ガス処理系湿分除去装置, 及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。
 ※5 非常用ガス処理系湿分除去装置, 及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。
 ※6 非常用ガス処理系湿分除去装置, 及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。
 ※7 非常用ガス処理系湿分除去装置, 及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。
 ※8 非常用ガス処理系湿分除去装置, 及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。
 ※9 非常用ガス処理系湿分除去装置, 及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。
 ※10 非常用ガス処理系湿分除去装置, 及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。
 ※11 非常用ガス処理系湿分除去装置, 及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。
 ※12 非常用ガス処理系湿分除去装置, 及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。

島根原子力発電所 2号炉

添付資料 2.3.1.8

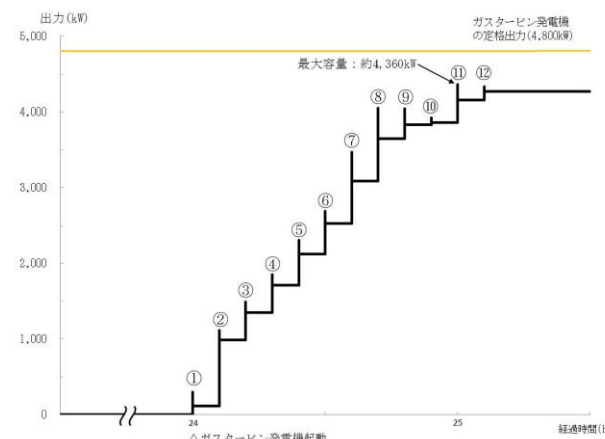
常設代替交流電源設備の負荷 (全交流動力電源喪失 (長期TB))

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, モニタリング・ポスト他 (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



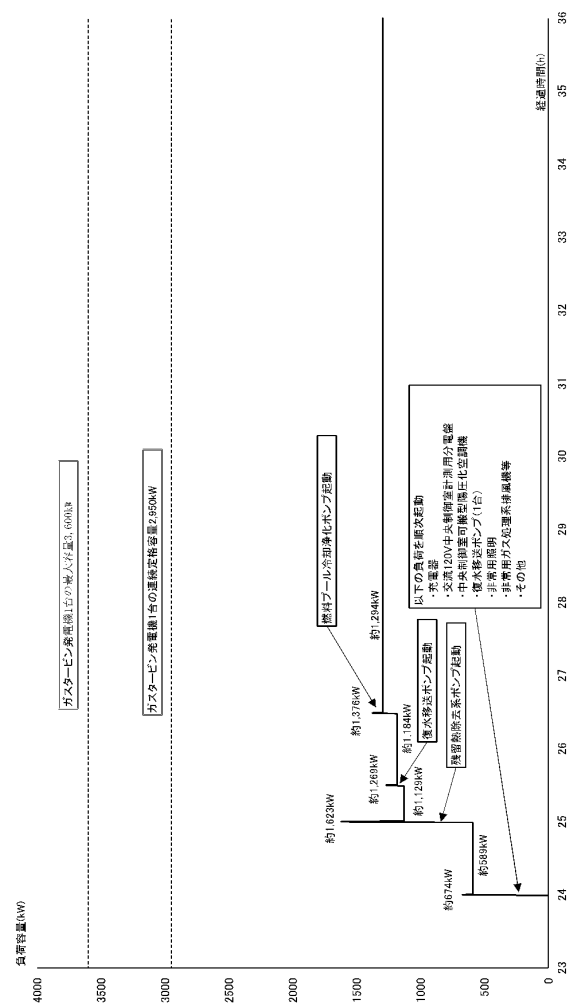
常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

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+DG喪失))

<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 中央制御室計測用分電盤 A,B	約 6kW
非常用照明	約 100kW
中央制御室可搬型陽圧化空調機	3kW
復水移送ポンプ	55kW
復水移送ポンプ	55kW
残留熱除去系ポンプ (起動時)	540kW (1034kW)
燃料プールの冷却浄化ポンプ (起動時)	110kW (192kW)
非常用ガス処理系排風機等※	約 20kW
その他の必要な設備	約 116kW
合計 (連続最大容量)	約 1294kW (約 1623kW)



負荷概算イメージ

※非常用ガス処理系凝分除去装置, 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>2.3.2 <u>全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗</u></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 (外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 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)+RCIC 失敗 (RCIC 本体の機能喪失)</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)+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を想定する。このため、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、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 <u>全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)</u></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、<u>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</u>、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により</u>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 <u>全交流動力電源喪失 (TBU)</u></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 (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、「<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>」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 (TBU)</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を想定する。このため、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、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</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>・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>・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</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>高圧代替注水系</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（低圧注水モード）</u>、<u>低圧代替注水系（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、原子炉減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）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>高圧代替注水系</u>による原子炉注水によって<u>事象発生約8時間後まで、その後低圧代替注水系（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、<u>原子炉減圧後に低圧代替注水系（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>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>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>高圧原子炉代替注水系</u>による原子炉注水によって<u>事象発生約8.3時間後まで炉心を冷却し、その後、逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水によって<u>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熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しな</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）+RCIC 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<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）、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2.3.2.1 図から第2.3.2.4 図に、手順の</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、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）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する。これらの対策の概略系統図を第</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（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>高圧原子炉代替注水系、低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）</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（自動減圧機能付き）</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>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・プール冷却モード）</u>による<u>原子炉格納容器除熱手段</u>を整備する。これ</p>	<p>いため格納容器ベントを実施しない。</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、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。 ・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

柏崎刈羽原子力発電所 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>概要を第2.3.2.5 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2.3.2.1 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。</u></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2.3.2.6 図に示す。</u></p>	<p>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、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。</u></p> <p><u>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2.3.2-3 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</u></p>	<p>らの対策の概略系統図を第2.3.2.1-1(1)図から第2.3.2.1-1(3)図に、手順の概要を第2.3.2.1-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.3.2.1-1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>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、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名、緊急時対策本部要員(現場)は19名である。</u></p> <p>必要な要員と作業項目について第2.3.2.1-3図に示す。</p>	<p>により格納容器スプレイを実施する。</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。 運用及び設備設計の相違【柏崎6/7】 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】

柏崎刈羽原子力発電所 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、<u>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。</u></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したことを確認する。同時に原子炉隔離時冷却系が機能喪失し、設計基準事故対処設備の注水機能を<u>全て喪失する。</u></p>	<p><u>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>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、<u>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。</u></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<u>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、低圧代替注水系 (可搬型) の準備を開始する。</u></p> <p>※1 <u>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。</u></p> <p>※2 <u>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスは「2.3.2.2炉心損傷防止対策の有効性評価」のとおり、「外</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、<u>すべ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。</u></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したことを確認する。同時に原子炉隔離時冷却系が機能喪失し、設計基準事故対処設備の注水機能を<u>すべて喪失する。</u></p>	<p>東海第二では、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。島根2号炉及び柏崎6/7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> <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、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。 ・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

柏崎刈羽原子力発電所 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>原子炉隔離時冷却系の機能喪失を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉隔離時冷却系系統流量計</u>である。</p> <p>b. <u>高圧代替注水系</u>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、中央制御室からの遠隔操作によって<u>高圧代替注水系</u>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。</p> <p>原子炉水位回復後は、運転員による<u>高圧代替注水系</u>の蒸気入口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。</p> <p><u>高圧代替注水系</u>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>高圧代替注水系系統流量</u>等である。</p>	<p><u>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、<u>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、「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</u>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、中央制御室からの遠隔操作によって<u>高圧代替注水系</u>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。</p> <p>原子炉水位回復後は、運転員による<u>高圧代替注水系蒸気供給弁</u>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。</p> <p><u>高圧代替注水系</u>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(SA広帯域)</u>、<u>高圧代替注水系系統流量</u>等である。</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>原子炉隔離時冷却系の機能喪失を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量</u>である。</p> <p>b. <u>高圧原子炉代替注水系</u>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、中央制御室からの遠隔操作によって<u>高圧原子炉代替注水系</u>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。</p> <p>原子炉水位回復後は、運転員による<u>高圧原子炉代替注水系の蒸気入口弁</u>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。</p> <p><u>高圧原子炉代替注水系</u>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>及び<u>高圧原子炉代替注水流量</u>等である。</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>・設備の相違 【柏崎6/7】 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は起動領域モニタ(SRNM)を採用している。柏崎6/7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>

柏崎刈羽原子力発電所 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 早期の電源回復不能判断及び対応準備については、「2.3.1.1(3)c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備」と同じ。</p>	<p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備 <u>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の準備を開始する。</u></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）による原子炉注水準備</u>については、「2.3.1.1(3)e. <u>低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備</u>」と同じ。</p> <p>e. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧 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> <u>低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水</u>については、「2.3.1.1(3)g. <u>低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水</u>」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. <u>代替格納容器スプレイ冷却系（可</u></p>	<p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備 <u>早期の電源回復不能判断及び対応準備については、「2.3.1.1(3)c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備」と同じ。</u></p> <p>d. <u>直流電源切替え</u> <u>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え操作を実施する。</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）による原子炉注水準備</u>については「2.3.1.1(3)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>」と同じ。</p> <p>f. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧 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> <u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水</u>については、「2.3.1.1(3)g. <u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水</u>」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> <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>については、「2.3.1.1(3)h. <u>格納容器代替スプレイ</u></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>・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、直流電源切替え時、逃がし安全弁の電源を確保するために蓄電池を切替える。</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</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> <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</u> <u>ついては、「2.3.1.1(3)e. 格納容器圧力逃がし装置等によ</u> <u>る原子炉格納容器除熱」と同じ。</u></p> <p>e. <u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧</u> <u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧については、</u> <u>「2.3.1.1(3)f. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧」と同</u> <u>じ。</u></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</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（格納容器スプレィ冷却モード）による原子</u> <u>炉格納容器除</u> <u>熱残留熱除去系（格納容器スプレィ冷却モード）による</u> <u>原子炉格納容器除熱については、「2.3.1.1(3)h. 残留熱除</u> <u>去系（格納容器スプレィ冷却モード）による原子炉格納容</u> <u>器除熱」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><u>搬型）による格納容器冷却」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（格納容器スプレィ冷却系）による格納容器除</u> <u>熱</u> <u>残留熱除去系（格納容器スプレィ冷却系）による格納容器除</u> <u>熱については、「2.3.1.1(3) j. 残留熱除去系（格納容器スプ</u> <u>レィ冷却系）による格納容器除熱」と同じ。</u></p>	<p><u>系（可搬型）による原子炉格納容器冷却」と同じ。</u></p> <p>i. <u>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）による原子炉格納</u> <u>容器除熱については、「2.3.1.1(3) i. 残留熱除去系（格納</u> <u>容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱」と同じ。</u></p> <p>j. <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)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>により格納容器スプレィ 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> <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、原子炉注水の切替え 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>2.3.2.2 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、<u>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、その上、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「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>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>、サブプレッション・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>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、<u>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「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。加えて、評価上、<u>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<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、気液界面の熱伝達、スプレイ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。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>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、<u>すべ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、そのうえ、原子炉隔離時冷却系の機能喪失（本体故障）を想定し、すべての注水機能を喪失する「外部電源喪失+交流電源（DG-A, B）失敗+高圧炉心冷却失敗」</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<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、気液界面の熱伝達、スプレイ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。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>格納容器温度</u>等の過渡応答を求める。</p>	<p>備考</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、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。 ・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。 ・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>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2.3.2.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</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、原子炉隔離時冷却系についても機能喪失するものとする。</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、タービン蒸気加減弁急速閉信号によるものとする。</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2.3.2-2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</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>(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>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2.3.2.2-1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</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>すべ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、原子炉隔離時冷却系についても機能喪失するものとする。</u></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>備考</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>(b) <u>高压代替注水系</u> 運転員による<u>高压代替注水系</u>の蒸気入口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 <u>182m³/h (8.12MPa[dif]において) ~ 114m³/h (1.03MPa[dif]において)</u> に対し、保守的に 20%減の流量で注水するものとする。</p> <p>(c) <u>逃がし安全弁</u> 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>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及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラム</u>については保守的に期待しないものとする。</p> <p>(b) <u>高压代替注水系</u> 運転員による<u>高压代替注水系蒸気供給弁</u>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<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) <u>逃がし安全弁</u> 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>(d) <u>低压代替注水系 (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>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イを同時に実施する場合は、<u>50m³/h</u>にて原子炉へ注水する。</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及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラム</u>については保守的に期待しないものとする。</p> <p>(b) <u>高压原子炉代替注水系</u> 運転員による<u>高压原子炉代替注水系</u>の蒸気入口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<u>93m³/h (原子炉圧力8.21 MPa [gage]において) ~ 70m³/h (原子炉圧力0.74MPa [gage]において)</u> に対し、保守的に20%減の流量で注水するものとする。</p> <p>(c) <u>逃がし安全弁</u> 逃がし安全弁 (<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<u>逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) (6個)</u> を使用するものとし、容量として、1 個<u>当たり</u>定格主蒸気流量の<u>約8%</u>を処理するものとする。</p> <p>(d) <u>低压原子炉代替注水系 (可搬型)</u> 逃がし安全弁による原子炉減圧後に、<u>70m³/hの流量</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ものとする。また、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は、<u>30m³/h</u>にて原子炉へ注水する。</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、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 【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</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) 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) は事象発生から 24 時間後に手動起動し、<u>954m³/h (0.27MPa[dif])</u>において) の流量で注水するものとする。</p> <p>(e) 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード) 逃がし安全弁による原子炉減圧後、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、<u>954m³/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 基あたり約 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) とする。</p> <p>(f) 低圧代替注水系 (常設) 残留熱除去系の低圧注水モードから格納容器スプレイ冷却モード (ドライウエル側のみ) への切替え後に、約 <u>90m³/h</u>にて崩壊熱相当量で原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持する。</p> <p>(g) 格納容器圧力逃がし装置等 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、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作 (流路面積</p>	<p>(e) 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) 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) 残留熱除去系 (低圧注水系) 残留熱除去系 (低圧注水系) は、<u>1,605m³/h (0.14MPa [dif])</u>において) (最大<u>1,676m³/h</u>) の流量で注水するものとする。</p> <p>(g) 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) 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 43MW (サブプレッション・プール水温 100℃、海水温度 32℃において) とする。</p>	<p>(e) 格納容器代替スプレイ系 (可搬型) 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) 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>1,136m³/h (0.14MPa [dif])</u>において) (<u>最大1,193m³/h</u>) の流量で注水するものとする。</p> <p>(g) 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、<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 9MW (サブプレッション・プール水温 52℃、海水温度 30℃において) とする。</p>	<p>【東海第二】 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</p> <p>【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>・設備設計の相違</p> <p>【東海第二】</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、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、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交互に実施する。</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</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>70%開※1)にて原子炉格納容器除熱を実施する。</u></p> <p><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><u>(h) 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>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>高圧代替注水系による原子炉注水操作は、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分間とする。</u></p> <p>(b) 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><u>(c) 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>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>高圧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) 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>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>高圧原子炉代替注水系による原子炉注水操作は、事象判断の時間を考慮して事象発生から10分後に開始し、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。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分間とする。</u></p> <p>(b) 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>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>・運用の相違 【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>(d) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、事象発生から <u>24 時間後</u> に開始する。</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 24 時間後</u> に開始する。</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</u>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、<u>事象発生から8 時間1 分後</u>に実施する。</p> <p>(d) <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操作は、格納容器圧力が0.279MPa [gage] に到達した場合</u>に実施する。なお、<u>格納容器スプレイは、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>(c) <u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、サブプレッション・プール水温度が100℃に到達する事象発生から約 8.3時間後</u>に開始する。</p> <p>(d) <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は、格納容器圧力が384kPa [gage] に到達した場合</u>に実施する。なお、<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開始する前に停止する。</u></p>	<p>実施しない。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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。 ・運用の相違 【東海第二】 格納容器スプレイ実施基準圧力の相違。 ・運用の相違・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、原子炉注水の切替え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。 ・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>(f) <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24時間後に開始する。</u></p> <p>(g) <u>低圧代替注水系（常設）起動操作は、事象発生から24時間後に開始する。なお、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>(h) <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）の起動操作は、事象発生から約25</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>(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）に到達した場合に開始する。</u></p>	<p>となる原子炉補機冷却系に期待している。</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。 ・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、原子炉注水の切替え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 L 3 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。 ・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交互に実施する。 ・解析条件の相違 【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>時間後に開始する。</u> (添付資料 2. 3. 2. 1)</p> <p>(3) <u>有効性評価 (敷地境界での実効線量評価) の条件</u> 有効性評価 (敷地境界での実効線量評価) の条件は、<u>「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」</u>と同じ。</p> <p>(4) 有効性評価の結果 本重要事故シナシ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. 3. 2. 7 図から第2. 3. 2. 12 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. 13 図から第2. 3. 2. 15 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. 3. 2. 16 図から第2. 3. 2. 19 図に示す。</p> <p>※2 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<u>有効燃料棒頂部付近</u>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>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シナシ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. 3. 2-13 図から第2. 3. 2-16 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<u>原子炉水位 (広帯域)</u>, <u>原子炉水位 (狭帯域)</u> 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<u>燃料有効長頂部付近</u>となった場合には, 原子炉水位 (燃料域) にて監視する。<u>原子炉水位 (燃料域)</u> はシュラウド内を計測している。</p>	<p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シナシ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. 2-1(1) 図から第2. 3. 2. 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. 3. 2. 2-1(7) 図から第2. 3. 2. 2-1(9) 図に, 格納容器圧力, 格納容器温度, サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第2. 3. 2. 2-1(10) 図から第2. 3. 2. 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 (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<u>原子炉水位 (広帯域・狭帯域)</u> 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<u>燃料棒有効長頂部付近</u>となった場合には, <u>原子炉水位 (燃料域)</u> にて監視する。<u>原子炉水位 (燃料域)</u> はシュラウド内を計測している。</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>・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>a. 事象進展</p> <p>全交流動力電源喪失後、<u>タービン蒸気加減弁急速閉</u>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の自動起動に失敗した後、<u>高圧代替注水系を手動起動</u>することにより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<u>10台全て</u>がトリップする。</p> <p>事象発生から24時間経過した時点で、<u>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逃がし安全弁2個を手動開</u>することで、原子炉の急速減圧を実施し、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、<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、原子炉水位が回復する。</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。</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、<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の自動起動に失敗した後、<u>高圧代替注水系を手動起動</u>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。</p> <p>事象発生から約8時間後に<u>低圧代替注水系（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</u>することで、原子炉の急速減圧を実施し、原子炉減圧後に<u>低圧代替注水系（可搬型）</u>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、<u>低圧代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。</p> <p>(添付資料2.3.2.1, 2.3.2.2)</p> <p>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<u>残留熱除去系（低圧注水系）</u>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。</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<u>雰囲気温度</u>は徐々に上昇する。</p>	<p>a. 事象進展</p> <p>全交流動力電源喪失後、<u>原子炉水位低（レベル3）</u>信号が発生して原子炉がスクラムし、また、<u>原子炉水位低（レベル2）</u>で原子炉隔離時冷却系の自動起動に失敗した後、<u>高圧原子炉代替注水系を手動起動</u>することにより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<u>2台すべて</u>がトリップする。</p> <p>(添付資料2.3.2.1)</p> <p>事象発生から約8.3時間経過した時点で、中央制御室からの遠隔操作により<u>逃がし安全弁（自動減圧機能付き）6個</u>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<u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）</u>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、<u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。</p> <p>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<u>残留熱除去系（格納容器冷却モード）</u>を起動し原子炉格納容器除熱を開始するが、<u>原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）</u>まで低下した場合に、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>に切り替え、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。</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<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<u>温度</u>は徐々に上昇する。</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> <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>・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。</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> <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、原子炉注水の切替え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</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>そのため、<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行う。原子炉格納容器除熱は、事象発生から約16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>常設代替交流電源設備による電源供給を開始した後は、<u>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>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、<u>第2.3.2.13 図</u>に示すとおり、<u>初期値をわずかに上回る約311℃となるが、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1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、<u>第2.3.2.7 図</u>に示すとおり、<u>逃がし安全弁の作動により、約7.52MPa[gage]以下に抑えられる。</u></p>	<p>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(格納容器スプレイ冷却系)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>燃料被覆管の最高温度は、<u>第2.3.2-10 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。</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2.3.2-4 図</u>に示すとおり、<u>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>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(格納容器冷却モード)による原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器除熱は、事象発生から24時間30分経過した時点で実施する。</u></p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、<u>第2.3.2.2-1(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。</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2.3.2.2-1(1)図</u>に示すとおり、<u>逃がし安全弁(逃がし弁機能)の作動により、約7.74MPa[gage]以下に抑えられる。</u></p>	<p>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】 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、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】</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>

柏崎刈羽原子力発電所 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>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146℃</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>第2.3.2.8 図に示すとおり、<u>高压代替注水系</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>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、格納容器圧力及び雰囲気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）による格納容器冷却及び残留熱除去系（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>第2.3.2-5 図に示すとおり、<u>低压代替注水系（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>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8.04MPa[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と残留熱除去系（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）</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、それぞれ約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>第2.3.2.2-1(2) 図に示すとおり、<u>高压原子炉代替注水系及び低压原子炉代替注水系（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>・解析結果の相違 【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7，東海第二】</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>・解析結果の相違 【柏崎6/7，東海第二】</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>

柏崎刈羽原子力発電所 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>約 16 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、さら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> <p style="text-align: right;"><u>(添付資料 2. 3. 1. 5)</u></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と同等である「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と同等となり、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(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. 3. 2. 3)</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>その後は、<u>24 時間 30 分後に残留熱除去系(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. 3. 2. 2)</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>・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>

柏崎刈羽原子力発電所 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>2.3.2.3 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）+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として、<u>高圧代替注水系による原子炉注水操作、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。</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）</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、<u>高圧代替注水系による原子炉注水操作、<u>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</u>とする。</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余裕を評価するものとする。</p> <p><u>全交流動力電源喪失（TBU）</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、<u>高圧原子炉代替注水系による原子炉注水操作、<u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作、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。</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>・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、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、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>

柏崎刈羽原子力発電所 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) 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。 (添付資料2.3.2.2)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価 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 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2.3.2.2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。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 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</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。 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<u>格納容器ベント</u>を実施すること）に変わりはないこ</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。 (添付資料2.3.2.4)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価 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 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2.3.2-2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。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 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、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。 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。</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。 (添付資料2.3.2.3)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価 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 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2.3.2.2-1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。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 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</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。 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</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</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>・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】</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>高圧代替注水系</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>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（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。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2.3.2.2)</p>	<p>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</u>、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。</p> <p>機器条件の<u>高圧代替注水系</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>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2.3.2.4)</p>	<p>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>サプレッション・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>高圧原子炉代替注水系</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>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2.3.2.3)</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>・整理方針の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、サプレッション・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>・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交互に実施する。</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</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>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 42kW/m 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、原子炉水位は有効燃料棒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をわずかに上回る約 311℃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。</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り、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格納容器ベント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、格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部、サプレッション・チェンバ・プール水位、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</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。</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。</p> <p>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。</p> <p>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</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約 40.6kW/m 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、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。</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り、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、サプレッション・プール水位、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>機器条件の高圧原子炉代替注水系は、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</p>	<p>を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> 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】 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。 整理方針の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、サプレッション・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。

柏崎刈羽原子力発電所 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>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。</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(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が大きくなる。 (添付資料2.3.2.2)</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<u>高圧代替注水系</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<u>25分後</u>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が大きくなる。</p>	<p>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。</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。 (添付資料2.3.2.4)</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<u>高圧代替注水系</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<u>25分後</u>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が大きくなる。</p>	<p>(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。</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。 (添付資料2.3.2.3)</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<u>高圧原子炉代替注水系</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<u>20分後</u>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。また,当該操作は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,</p>	<p>備考</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交互に実施する。 ・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。</p> <p>・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>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。</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、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]）に到達するのは、事象発生の約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。</p> <p>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>他の操作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、解析上の操作開始時間として事象発生から約 8.3 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、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水のための準備操作は、事象発生から2 時間 30 分後までに実施できることから解析での設定に対して十分な余裕があり、サプレッション・プール水温度を確認し、逃がし安全弁の手動開により原子炉を減圧することにより原子炉注水を開始することから、実態の原子炉減圧時間は解析上の設定と同等であり、運転員等操作時間に与える影響は小さい。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が遅れる可能性があるが、原子炉減圧開始時点で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、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19 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。</p> <p>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。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>・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 時間後より逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作を実施。</p> <p>・運用の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>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>【東海第二】</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>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、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、事象発生約 16 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及び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。</u></p> <p><u>また、格納容器ベント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。操作開始時間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 style="text-align: right;">(添付資料 2.3.2.2)</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<u>高压代替注水系</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</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<u>高压代替注水系</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</p>	<p style="text-align: right;">(添付資料 2.3.2.3)</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<u>高压原子炉代替注水系</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</p>	<p>備考</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>

柏崎刈羽原子力発電所 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>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有効燃料棒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><u>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。</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</u></p>	<p>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><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、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、<u>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。</u></u></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>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棒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><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、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同等であり、<u>高圧原子炉代替注水系から低圧原子炉代替注水系（可搬型）への注水手段切替えが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2.3.2.3)</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 時間後より逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作を実施。</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> <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>

柏崎刈羽原子力発電所 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>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。</u></p> <p>(添付資料2.3.2.2)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の<u>高圧代替注水系</u>による原子炉注水操作については、事象発生から<u>50分後</u>（操作開始時間の<u>25分程度</u>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、燃料被覆管の最高温度は約859℃となり1,200℃を下回ることから、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<u>逃がし安全弁</u>による原子炉急速減圧操作については、<u>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後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>操作条件の<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。</p> <p>(添付資料2.3.2.4, 2.3.2.5)</p> <p><u>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、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約16時間あり、準備時間が確保できることから、</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>操作条件の<u>高圧代替注水系</u>による原子炉注水操作については、事象発生から<u>39分後</u>（操作開始時間の<u>14分程度</u>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、<u>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>操作条件の<u>逃がし安全弁</u>による原子炉急速減圧操作については、<u>高圧原子炉代替注水系から低圧原子炉代替注水系（可搬型）への注水手段切替えのための逃がし安全弁手動開操作までは約8.3時間の時間余裕がある。</u></p> <p>操作条件の<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19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2.3.2.3, 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> <p><u>第2.3.2.3-1(1)図から第2.3.2.3-1(3)図に示すとおり、操作条件の高圧原子炉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60分後</u>（操作開始時間の<u>40分程度</u>の時間遅れ）までに高圧原子炉代替注水系による注水が開始できれば、燃料被覆管の最高温度は約859℃となり1,200℃を下回ることから、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<u>逃がし安全弁</u>による原子炉急速減圧操作については、<u>高圧原子炉代替注水系から低圧原子炉代替注水系（可搬型）への注水手段切替えのための逃がし安全弁手動開操作までは約8.3時間の時間余裕がある。</u></p> <p>操作条件の<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19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2.3.2.3, 2.3.2.4)</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・記載の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉では、本文に解析結果図を掲載。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 ・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 ・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、事象発生後約8.3時間後より<u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作</u>を実施。 ・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

柏崎刈羽原子力発電所 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>時間余裕がある。また、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。</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、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ことから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.3.2.2)</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>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（外部電源喪失+DG喪失）+RCIC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、「2.3.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 28 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」で説明している運転員、緊急時対策要員等の <u>72 名</u>で対処可能である。</p>	<p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、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>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<u>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</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>(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>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（TBU）</u>」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「2.3.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり <u>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>運転員、緊急時対策要員等の 45 名</u>で対処可能である。</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>・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>・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</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 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) +RCIC 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」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p><u>高圧代替注水系及び低圧代替注水系 (常設)</u> による原子炉注水に必要な水量は、「2.3.1.4(2)a. 水源」の必要水量と<u>ほぼ同じ</u>であり、必要な水源は確保可能である。</p>	<p><u>また、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 (TBD, TBU)</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」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p><u>高圧代替注水系及び低圧代替注水系 (可搬型)</u> による原子炉注水並びに<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スプレイに必要な水量は、「2.3.1.4(2) a. 水源」の必要水量と<u>ほぼ同じ</u>であり、必要な水源は確保可能である。</p> <p style="text-align: right;"><u>(添付資料2.3.2.6)</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 (TBU)</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」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p><u>高圧原子炉代替注水系及び低圧原子炉代替注水系 (可搬型)</u> による原子炉注水並びに<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必要な水量は、「2.3.1.4(2) a. 水源」の必要水量と<u>同じ</u>であり、必要な水源は確保可能である。</p>	<p>シーケンスグループとして整理している。</p> <ul style="list-style-type: none"> 運用及び体制の相違 【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。 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。

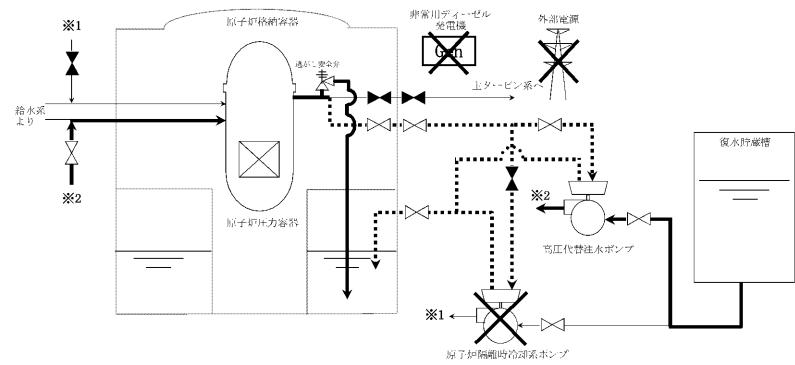
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>b. 燃料</p> <p>「2.3.1.4(2)b. 燃料」と同じであり、常設代替交流電源設備による電源供給、<u>可搬型代替注水ポンプ (A-2 級)</u> による復水貯蔵槽への給水、<u>代替原子炉補機冷却系の運転</u>、<u>5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給</u>について、7日間の継続が可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p><u>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故対策等に必要となる負荷として、6号炉で約1,284kW、7号炉で約1,294kW 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。</u></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>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>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（<u>常設代替高圧電源装置5台</u>）による電源供給、<u>可搬型代替注水中型ポンプ (2台)</u> 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><u>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。</u></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>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>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による電源供給、<u>低圧原子炉代替注水系 (可搬型)</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>c. 電源</p> <p><u>「2.3.1.4(2)c. 電源」と同じであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</u></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>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>・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>・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> <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>・記載方針の相違</p> <p>【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>島根2号炉は、長期TBシナリオにて記載。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>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>

柏崎刈羽原子力発電所 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>る。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 2.3.1.2, 2.3.1.9)</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)</u>及び<u>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 style="text-align: center;">(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</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</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、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>る。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 2.3.1.2, 2.3.1.8)</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(TBU)</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(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>逃がし安全弁(自動減圧機能付き)</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<u>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>・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>

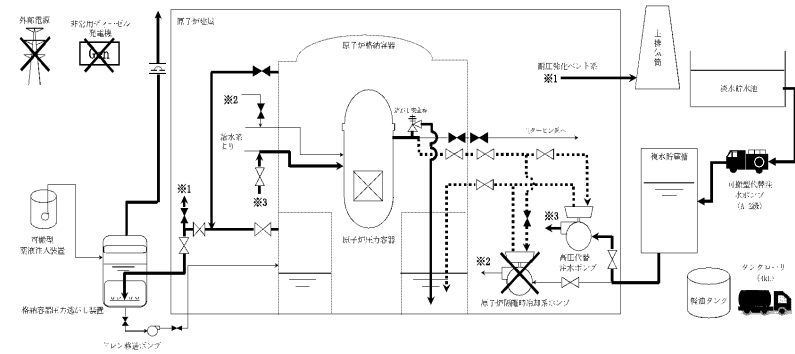
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+RCIC失敗</u>」の重要事故シーケンス「<u>全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+RCIC失敗(RCIC本体の機能喪失)</u>」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、<u>高圧代替注水系</u>による原子炉注水、<u>残留熱除去系(低圧注水モード)</u>及び<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水、<u>逃がし安全弁</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、<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>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>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(TBU)</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+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</u>による原子炉注水、<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>逃がし安全弁(自動減圧機能付き)</u>による原子炉減圧、<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ことにより、炉心損傷することはない。</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、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。 ・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、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】

柏崎刈羽原子力発電所 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ることはない。</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、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、<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）+RCIC失敗」に対して有効である。</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>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）」に対して有効である。</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>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（TBU）」に対して有効である。</u></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 【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】</p>

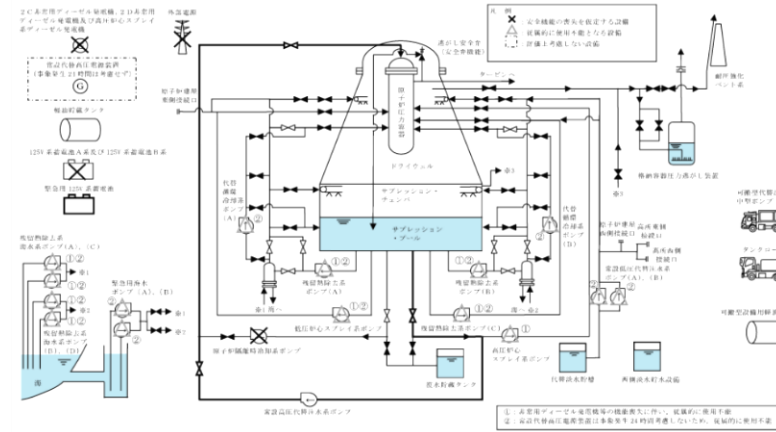
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
			<p>島根2号炉は、TBDシナリオを2.3.3にて記載。</p> <p>東海第二では、TBD及びTBUでは対策（高圧代替注水系、代替直流電源設備）及び事象進展が同様であるため、同じシーケンスグループとして整理している。</p>



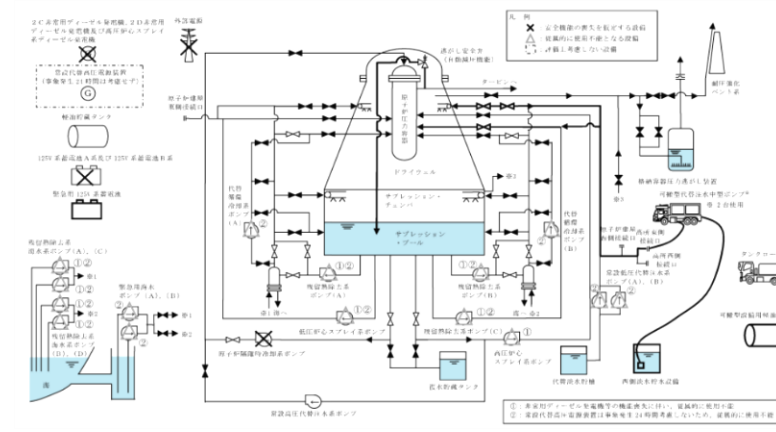
第 2.3.2.1 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗」の重大事故等対策の概略系統図 (1/4)
(原子炉注水)



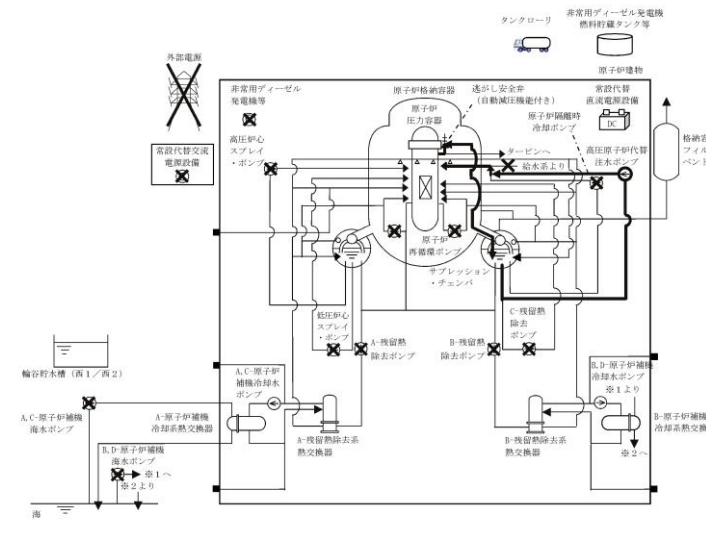
第 2.3.2.2 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗」の重大事故等対策の概略系統図 (2/4)
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



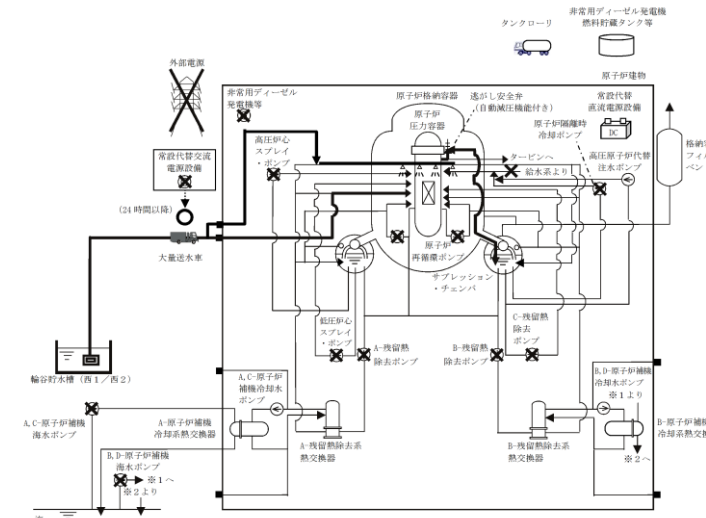
第 2.3.2-1 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
(高圧代替注水系による原子炉注水段階)



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イ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却段階)



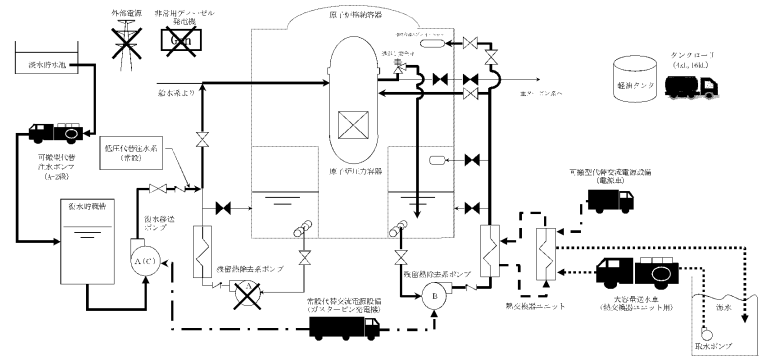
第 2.3.2.1-1(1) 図 「全交流動力電源喪失 (TBU)」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉注水)



第 2.3.2.1-1(2) 図 「全交流動力電源喪失 (TBU)」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)

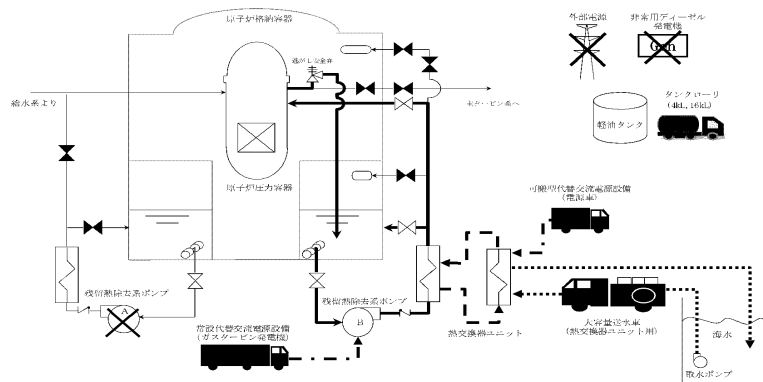
備考
・設備設計の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

・解析条件の相違
【柏崎 6/7】
島根 2号炉は、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。



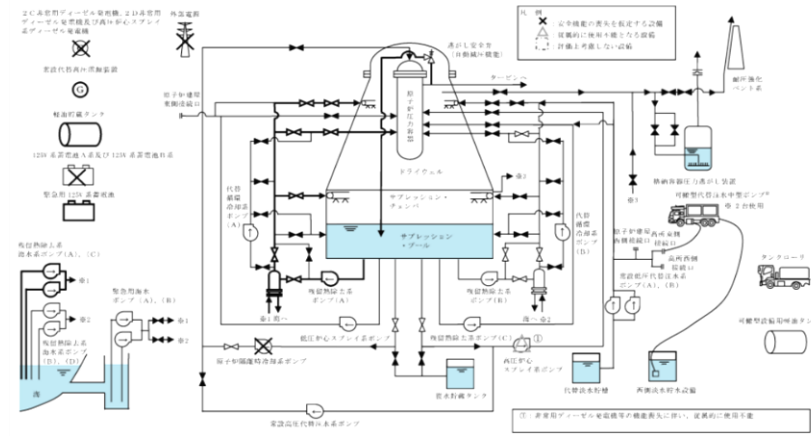
※残留熱除去系は、原子炉水位がレベル8に到達した時点で、低圧注水モードから格納容器スプレィ冷却モードに運転を切り替える。

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)

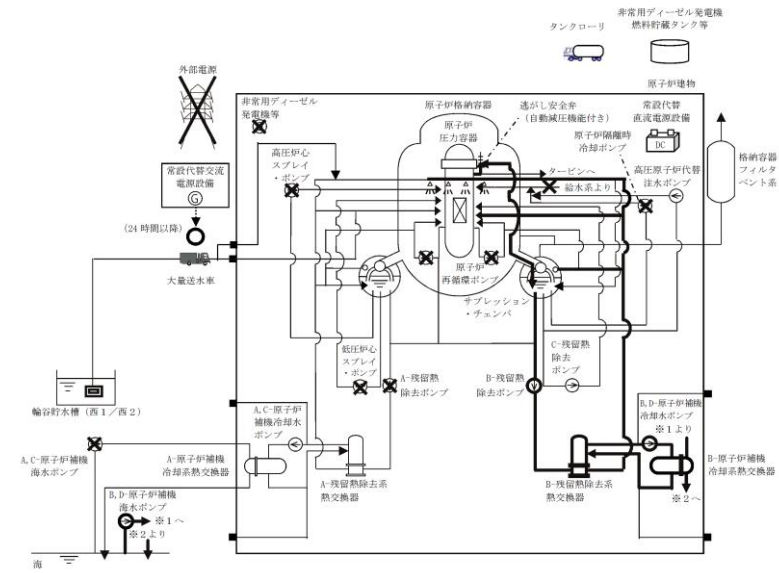


※残留熱除去系の低圧注水モードとサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードを切替えて、原子炉水位をレベル3~レベル8の範囲で維持する。

第 2.3.2.4 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)



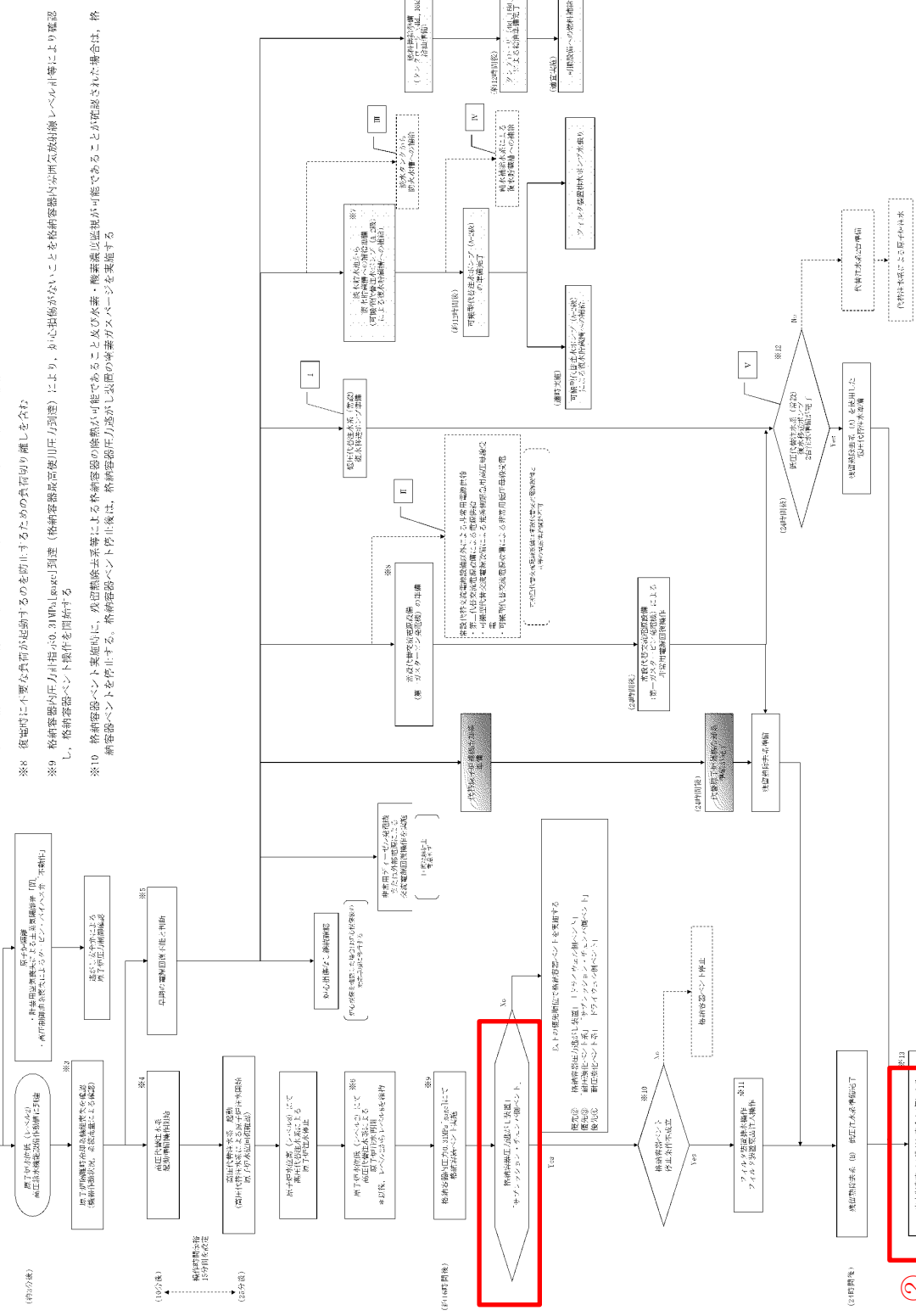
第 2.3.2-1 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
(残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階)



第 2.3.2.1-1(3) 図 「全交流動力電源喪失 (TBU) 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。

- ※1 外部故障が表れ、かつ全ての非常用ディーゼルの発電機からの発電に失敗することにより、全ての炉内圧は線 (6.9kV) が使用不能となった場合
- ※2 重大事故等発生を通知連絡設備により確認した現業作業員は迅速に対応する
- ※3 中央制御室にて機器ランプ表示、機器故障警報、流量指示等により異常発生を確認する
- ※4 高圧代弁水系統起動警報には炉内圧降下警報発生時の蒸気発生ライン異常発生または異常発生を監視する
- ※5 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼルの発電機が起動しない場合は異常発生を監視する
- ※6 高圧代弁水系統は、炉内圧水圧計 (圧差線) 指示によりレベル異常発生後、炉内圧水圧計を停止する
- ※7 防排水ポンプを用いた可視型代弁水ポンプ (A-20線) による炉内圧水圧計への補給も可能である
- ※8 復旧時に必要な機器が起動しないことを格納容器圧力監視レベルレベルが検出により確認する
- ※9 格納容器内圧力指示 (0.3MPa/kPa) 到達 (格納容器圧力監視レベルレベル) により、炉内圧水圧計が起動しないことを格納容器圧力監視レベルレベルが検出により確認する
- ※10 格納容器圧力監視レベルレベルによる格納容器圧力監視レベルレベルが検出により確認され、格納容器圧力監視レベルレベルが検出により確認される



注11 格納容器圧力監視レベルレベル到達には、炉内圧降下警報発生時の蒸気発生ライン異常発生または異常発生を監視することにより炉内圧水圧計が起動しないことを格納容器圧力監視レベルレベルが検出により確認される。

注12 炉内圧水圧計が起動しないことを格納容器圧力監視レベルレベルが検出により確認される。

注13 蒸気発生ライン異常発生後、「サブプレッシャポンプ」が動作しない場合は、炉内圧降下警報発生時の蒸気発生ライン異常発生または異常発生を監視することにより炉内圧水圧計が起動しないことを格納容器圧力監視レベルレベルが検出により確認される。

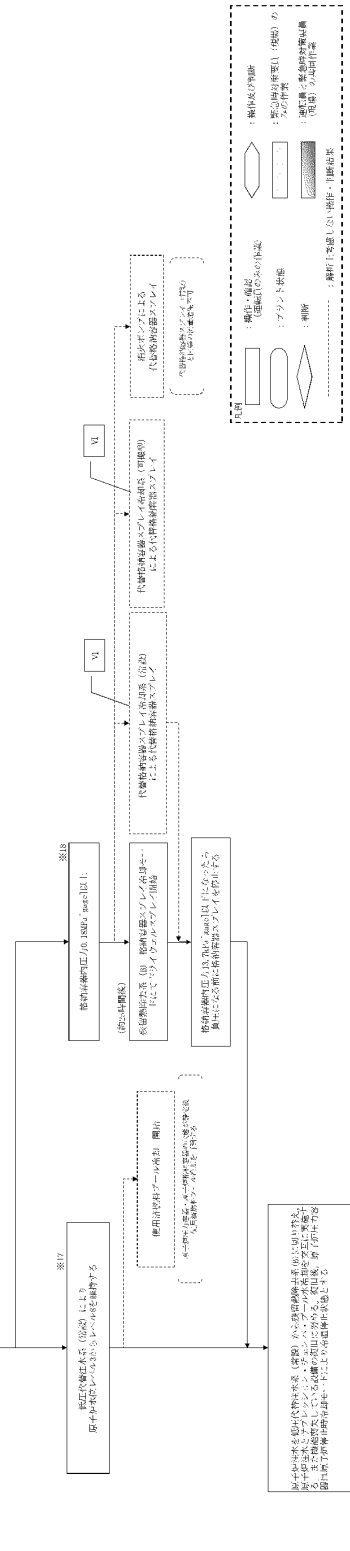
注14 炉内圧水圧計が起動しないことを格納容器圧力監視レベルレベルが検出により確認される。

注15 復旧時に必要な機器が起動しないことを格納容器圧力監視レベルレベルが検出により確認される。

注16 復旧時に必要な機器が起動しないことを格納容器圧力監視レベルレベルが検出により確認される。

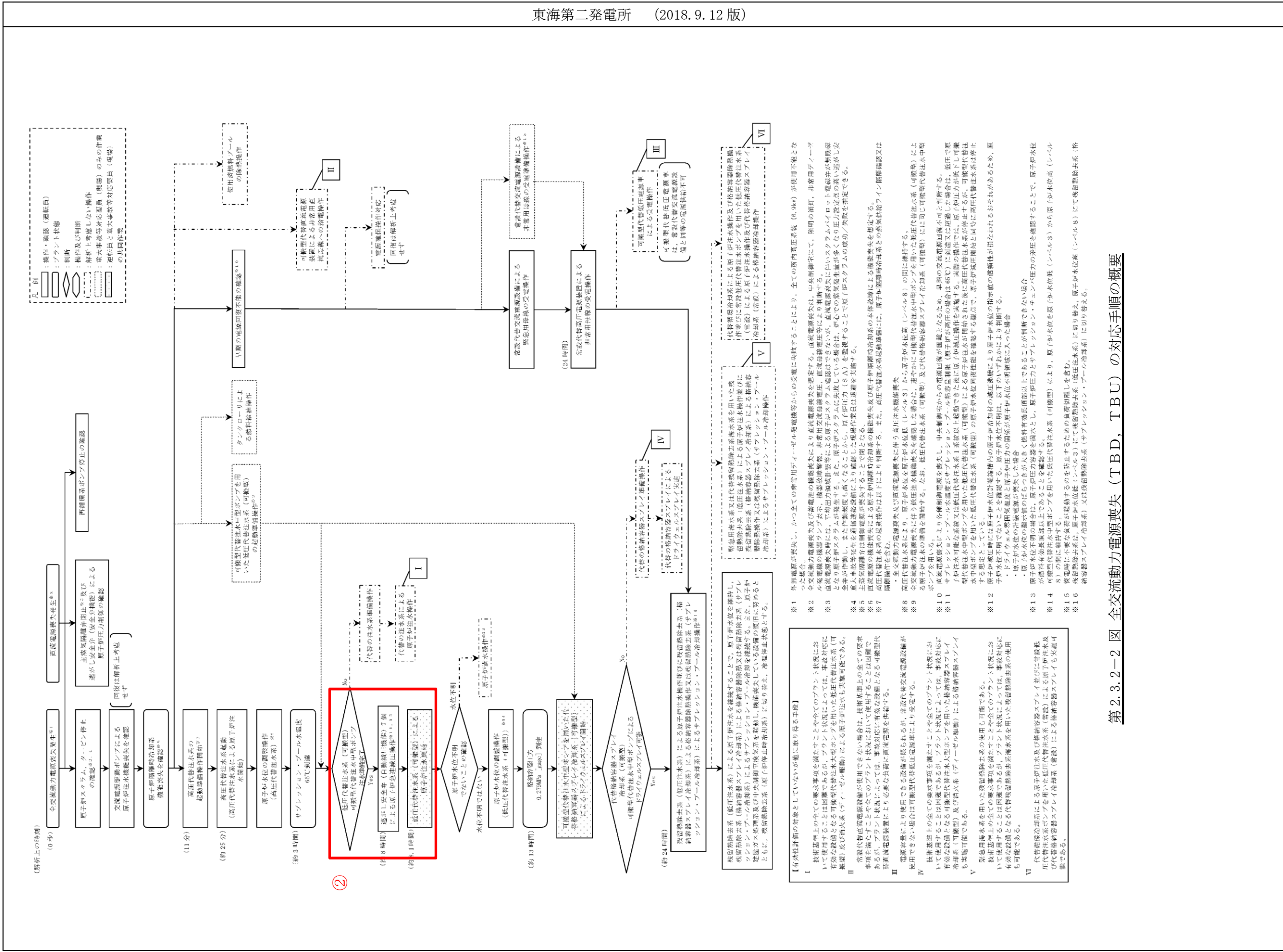
注17 炉内圧水圧計 (圧差線) 指示によりレベル異常発生後、炉内圧水圧計を停止する。

注18 格納容器内圧力監視レベルレベルが検出により確認される。



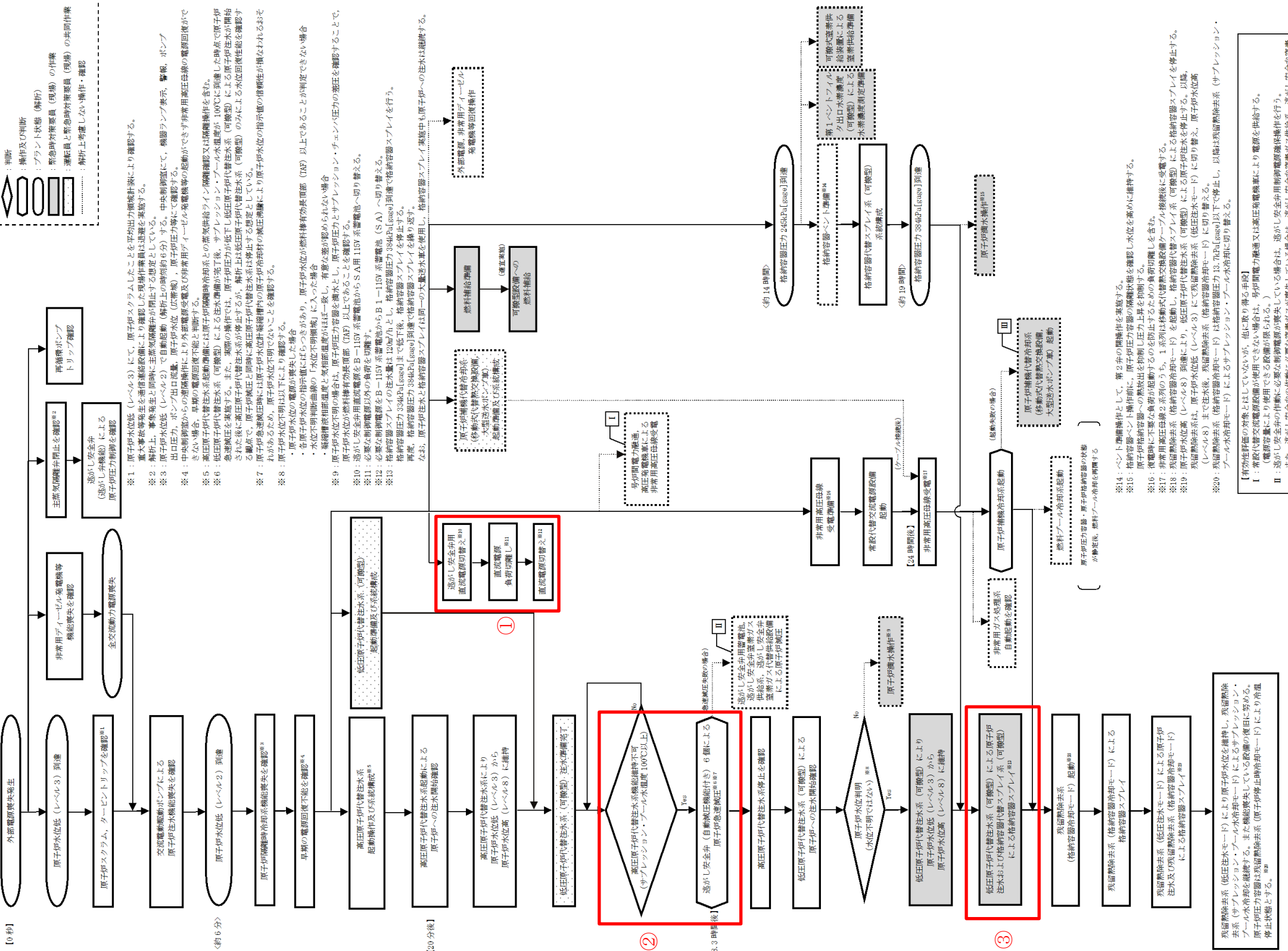
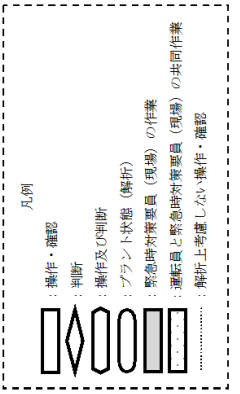
第 2.3.2.5 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) + RCIC 失敗」の対応手順の概要

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 (T B U)」の対応手順の概要」の備考欄参照。



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 (T B U)」の対応手順の概要」の備考欄参照。

第2.3.2-2 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) の対応手順の概要



2.3.2.1-2 図 「全交流動力電源喪失 (TBU)」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、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え操作を実施する。
 - ・記載方針の相違
 - 【柏崎 6/7, 東海第二】
 - ①島根 2号炉は、直流電源切替え操作を記載。
 - ・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2.3.2.1-3 図 「全交流動力電源喪失 (TBU)」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)+RCIC失敗							経過時間 (分)										備考						
操作項目	実施箇所・必要人員数						経過時間 (時間)										備考						
	責任者	当直長	1人	中央監視 緊急時対策本部連絡			10	20	30	40	3	4	5	6	7	8		9	10	11	12	13	14
指揮者	6号	当直副長	1人	各炉運転操作指揮																			
通報連絡者	緊急時対策本部要員	5人	中央制御室連絡 発電所外部連絡																				
運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		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	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 																
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)	-	-	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系 機能回復 																この作業は電圧が20V未満になる
交流電源回復操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> 非常用ディーゼル発電機 機能回復 																この作業は電圧が20V未満になる
高圧代替注水系起動操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系系統構成 高圧代替注水系起動操作 																
高圧代替注水系による原子炉注水	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系 起動/停止操作 																
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	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> 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	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> 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	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> 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回復に考慮しない
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	(4人) C, D, E, F	(4人) c, d, e, f	-	-	<ul style="list-style-type: none"> 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 受電準備操作 (解析上考慮せず)	(1人) B	(1人) b	(4人) C, D, E, F	(4人) c, d, e, f	-	-	<ul style="list-style-type: none"> 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	-	-	<ul style="list-style-type: none"> 現場移動 代替原子炉補機冷却系 現場系統構成 																
代替原子炉補機冷却系 準備操作	-	-	-	-	13人 (参集) ※1	13人 (参集) ※1	<ul style="list-style-type: none"> 放射線防護装備準備 現場移動 資機材配置及びホース敷設、起動及び系統水張り 																作業時間10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	<ul style="list-style-type: none"> 放射線防護装備準備 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) 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	-	-	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器ベント準備 (ハウダリ構成) 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) 6号炉フィルタ装置水位調整準備 (排水ポンプ水張り) 7号炉フィルタ装置水位調整準備 (排水ポンプ水張り) 																この作業は電圧が20V未満になる
給油準備	-	-	-	-	2人	2人	<ul style="list-style-type: none"> 放射線防護装備準備 軽油タンクからタンクローリ (4kL) への補給 																タンクローリ (4kL) 機材にて復旧給油タンクから補給
給油作業	-	-	-	-	※4	※4	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型代替注水ポンプ (A-2級) への給油 																注油作業

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)



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)

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 (TBU)」の作業と所要時間」の備考欄参照。

東海第二発電所 (2018.9.12版)

備考

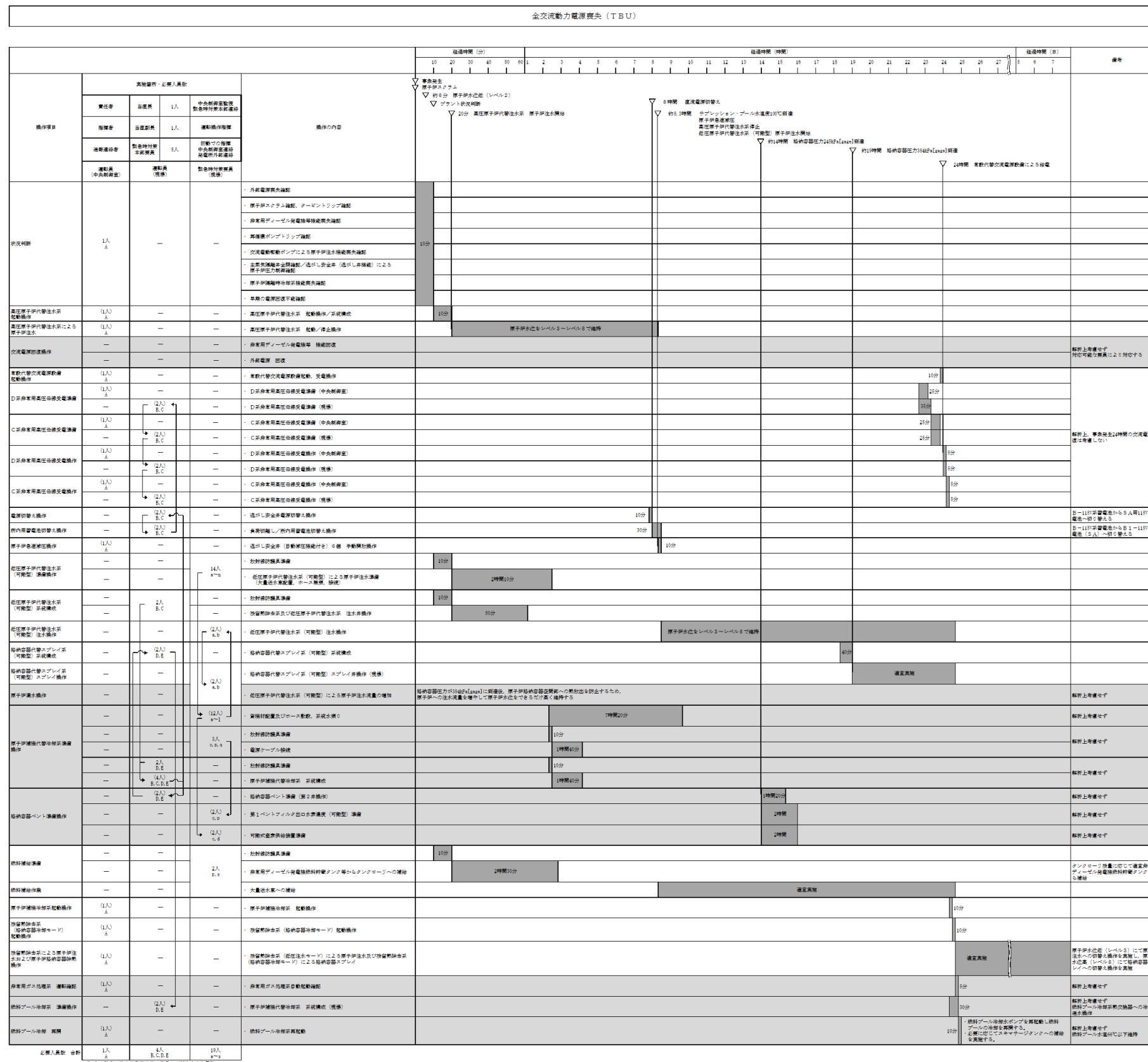
差異理由は、島根2号炉「第2.3.2.1-3 図 「全交流動力電源喪失(TBD, TBU)」の作業と所要時間」の備考欄参照。

作業項目	実施箇所・必要要員数			作業の内容	経過時間(時間)								備考				
	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)		4	8	12	16	20	24	28	32		36	40		
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計(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~j	●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												
タンクローリによる格納容器給油操作	-	-	3人 c, d, e, f, g, h, i, j, k	●可搬型代替注水中型ポンプの起動操作 ●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)による原子炉注水の系統構成操作	125分												
過がし安全弁(自動減圧機構)による原子炉減圧操作	[1人] B	-	-	●過がし安全弁(自動減圧機構)による原子炉減圧に必要な負荷の電源切替操作 ●過がし安全弁(自動減圧機構)側の手動開放操作	4分 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 (各集) ↓ ※	●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) ●非常用母線の受電準備操作(現場)	30分 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] H	2人 (各集)	●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による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	-	-	●高圧代替高圧電源装置3台の過渡起動操作 ●非常用母線の受電操作	8分 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又は残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)による格納容器冷却又は残留熱除去系(サブプレッション・プールの冷却)によるサブプレッション・プールの冷却操作	[1人] A	-	-	●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又は残留熱除去系(サブプレッション・プールの冷却)によるサブプレッション・プールの冷却の交互運転操作	4分 2分												
使用済燃料プールの除熱操作	-	[1人] C	↓ [1人] (各集)	●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												
	[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 ●代替燃料プール冷却系の起動操作	20分 15分												
必要要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	12人 a~k (各要員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)

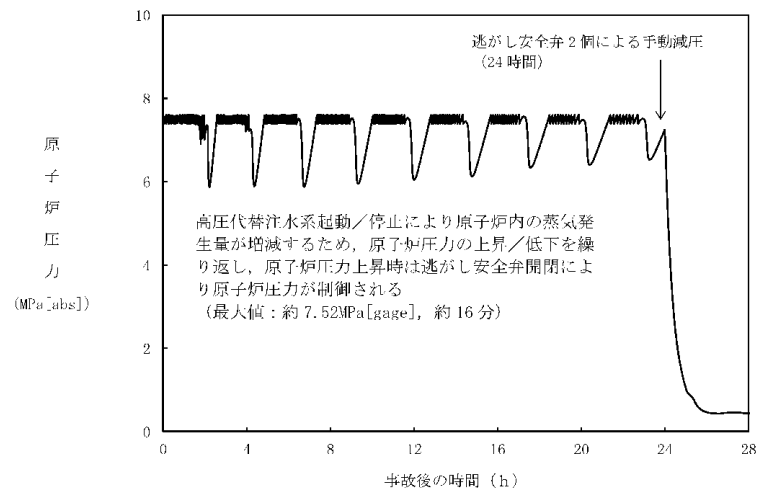
島根原子力発電所 2号炉

備考

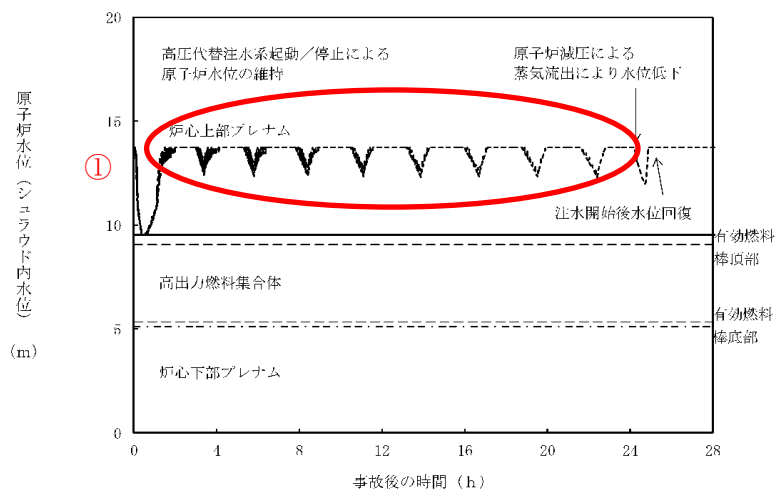


- 解析結果の相違に基づく差異。
 - 設備設計・手順に基づく想定時間の差異。
 - 解析上考慮しない操作を含めて実際に実施する操作について要員の充足性を確認(ただし、事前に対応する要員を定めることが難しい機能回復操作を除く)。
 - 体制の相違
- 【柏崎6/7, 東海第二】**
- 島根2号炉は、シミュレータ訓練等において、中央制御室の対応を1名にて実施可能なことを確認している。

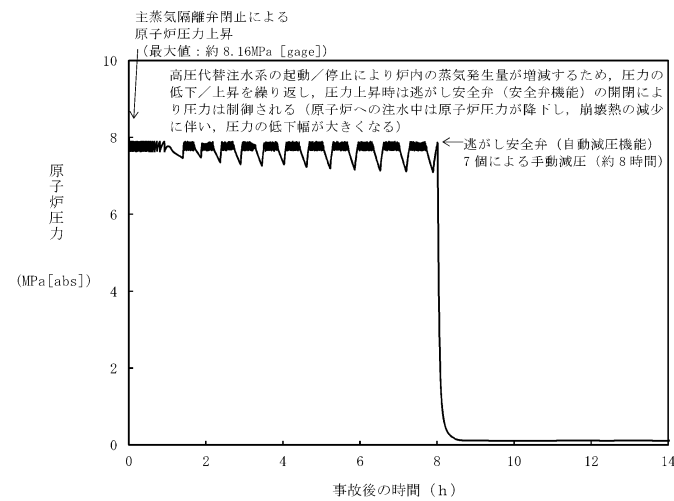
第 2.3.2.1-3 図 「全交流動力電源喪失 (TBU)」の作業と所要時間



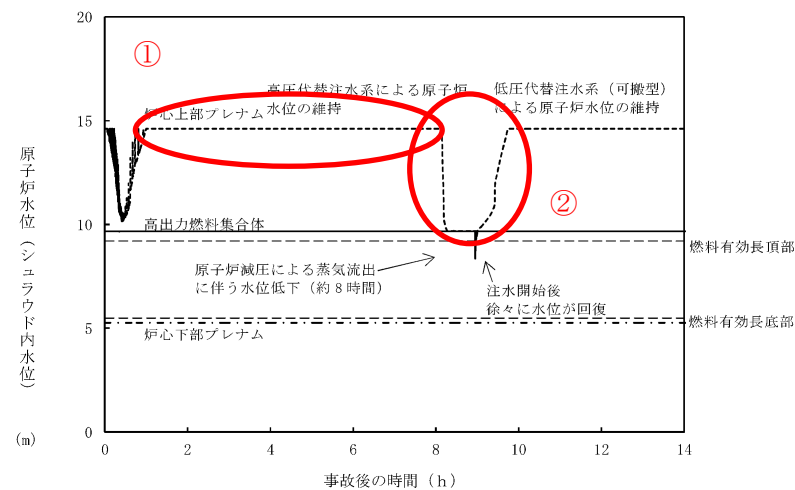
第 2.3.2.7 図 原子炉圧力の推移



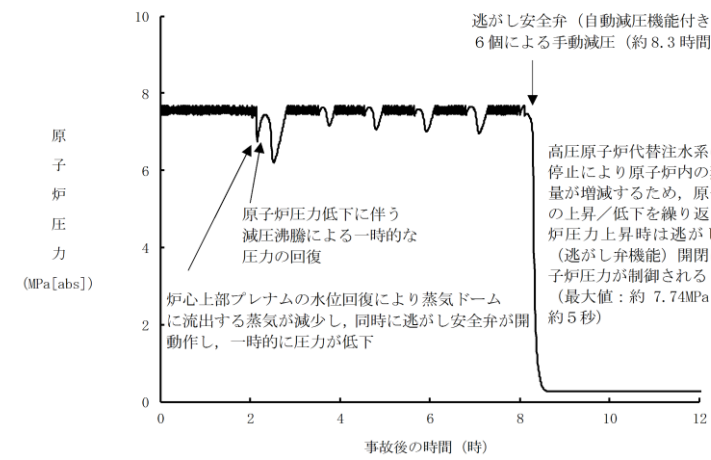
第 2.3.2.8 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移



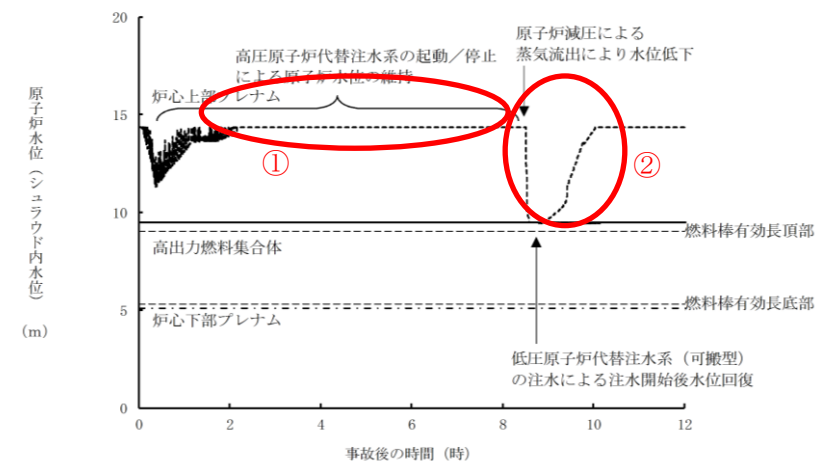
第 2.3.2-4 図 原子炉圧力の推移



第 2.3.2-5 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移

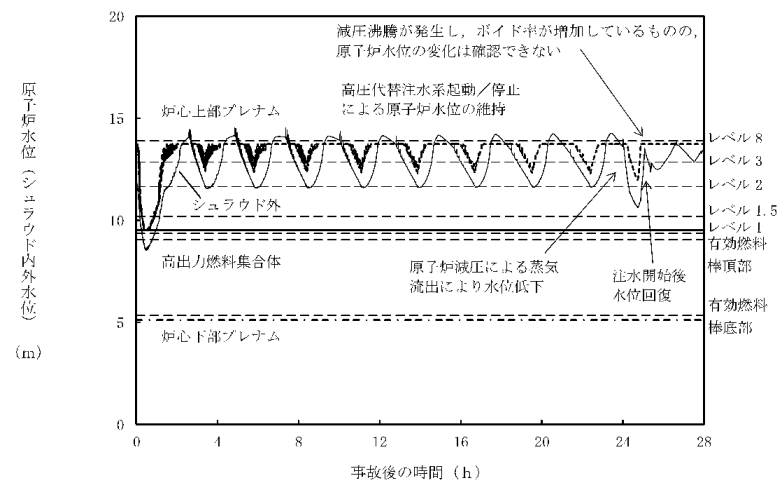


第 2.3.2.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移

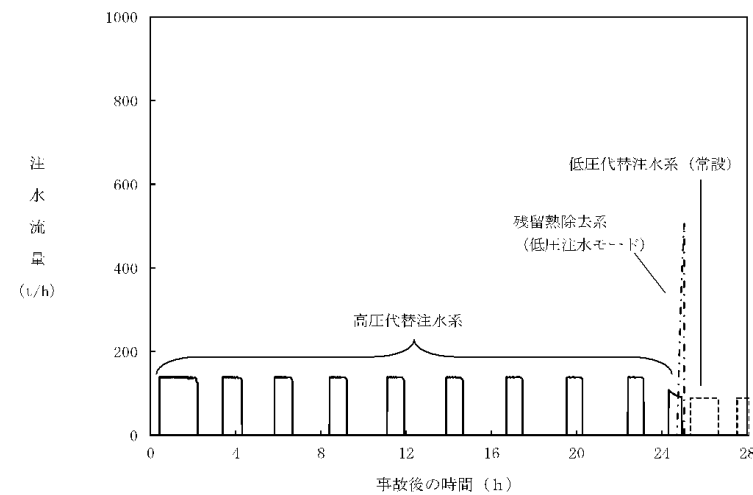


第 2.3.2.2-1(2) 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移

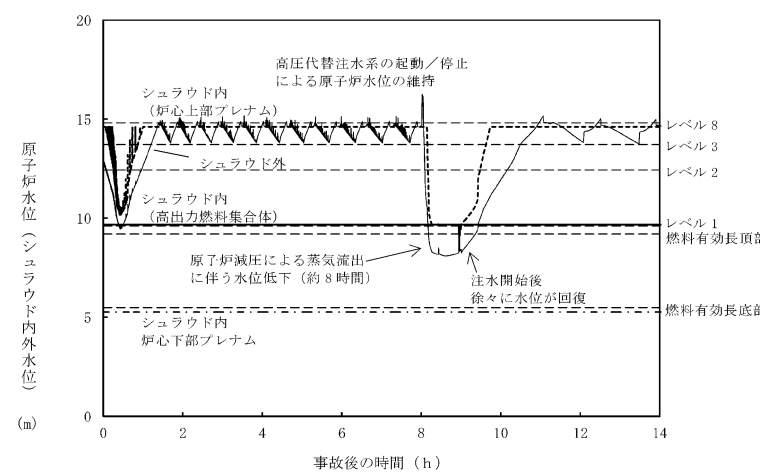
・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
 ①高圧原子炉代替注水系による注水開始以降の原子炉水位維持範囲の違いにより、柏崎 6/7 では、炉心上部プレナム水位が一時的に満水位位置を下回る結果となっている。
【東海第二】
 ②原子炉減圧の弁数及び原子炉注水特性の相違に起因する原子炉水位の低下、回復速度の相違。



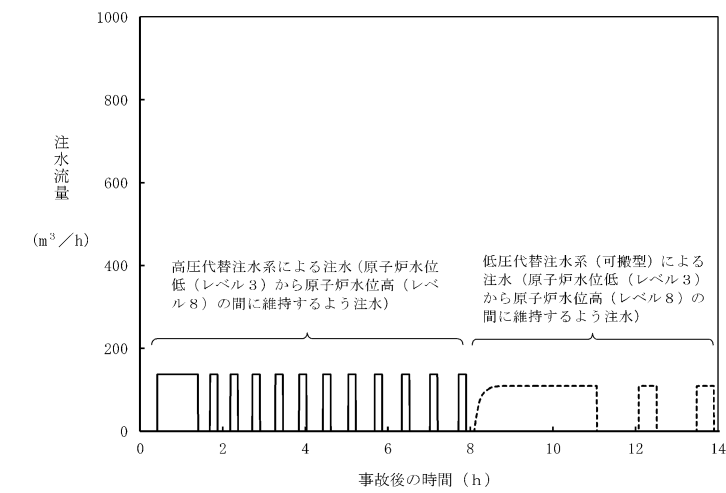
第 2.3.2.9 図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移



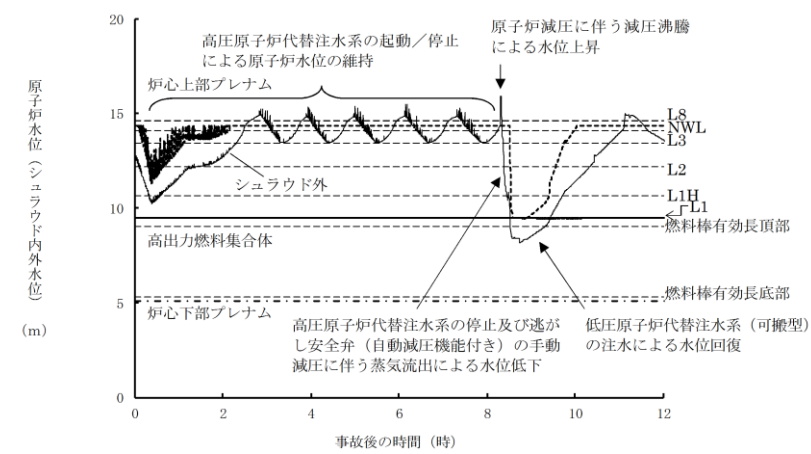
第 2.3.2.10 図 注水流量の推移



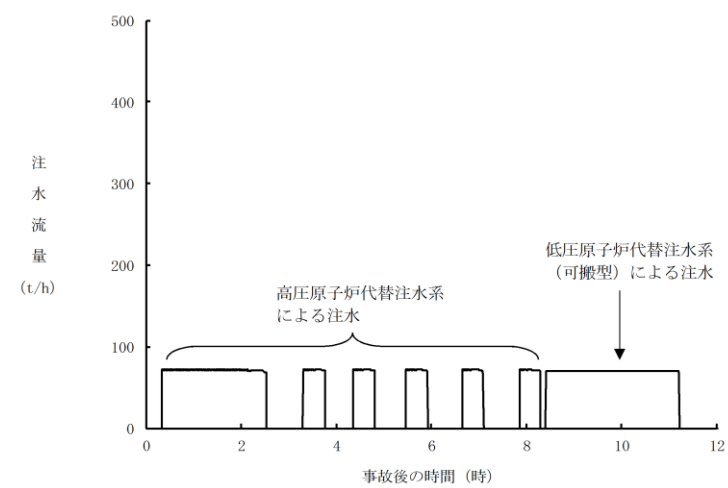
第 2.3.2-6 図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移



第 2.3.2-7 図 注水流量の推移

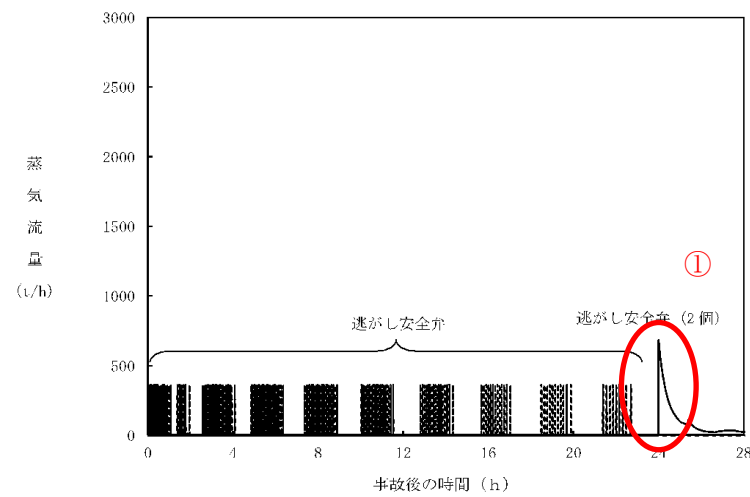


第 2.3.2.2-1(3) 図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移

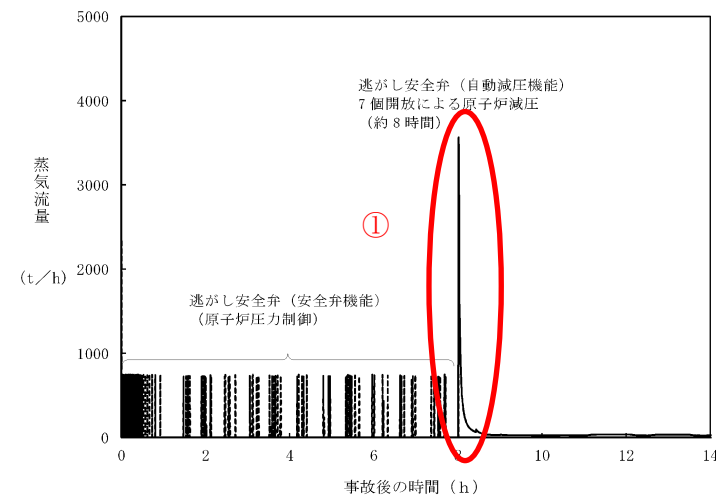


第 2.3.2.2-1(4) 図 注水流量の推移

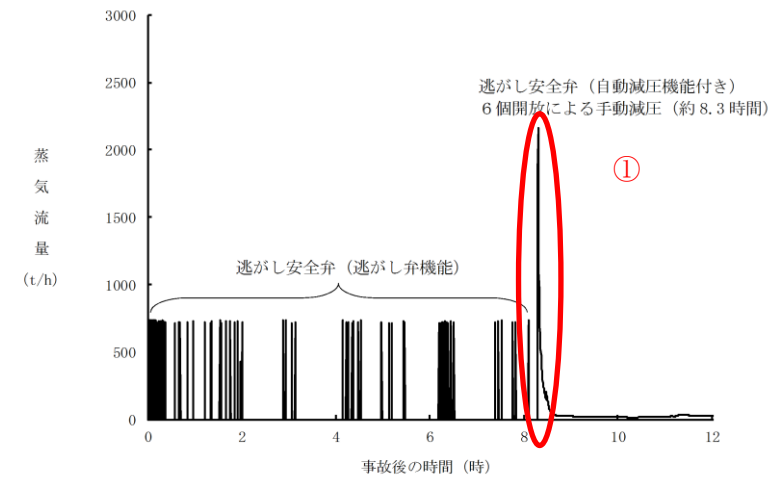
備考
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



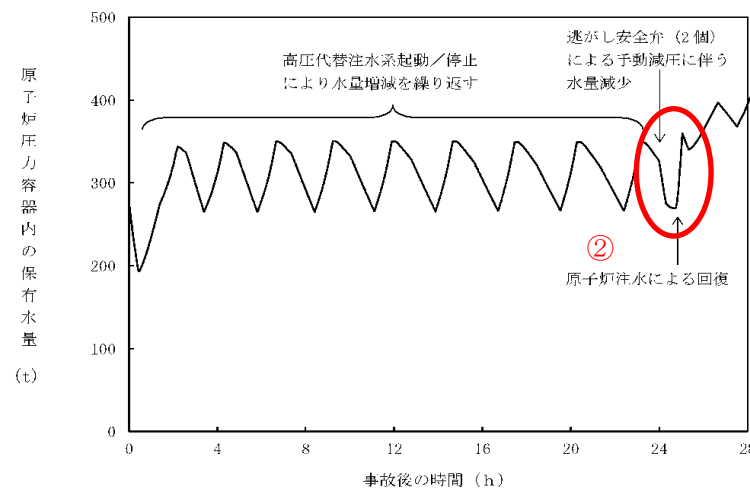
第 2.3.2.11 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



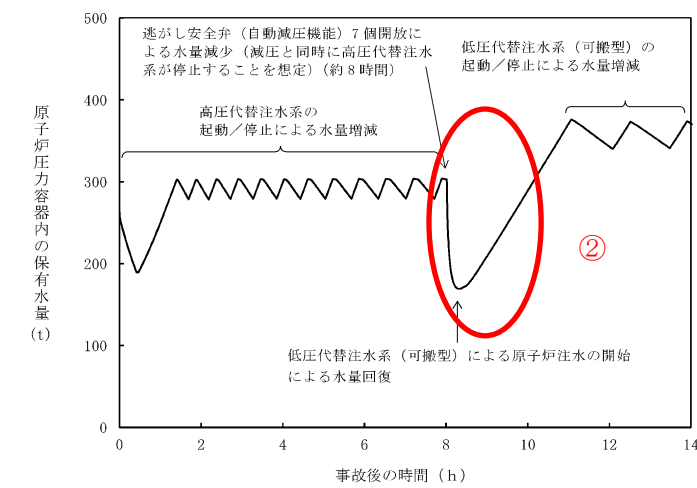
第 2.3.2-8 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



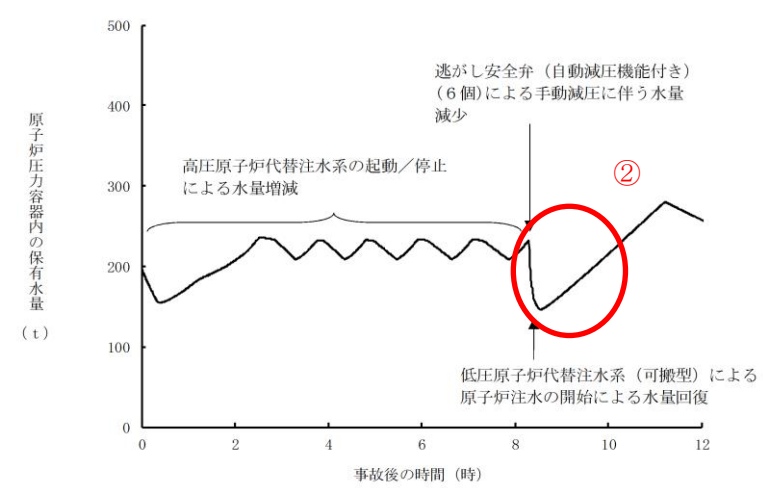
第 2.3.2.2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



第 2.3.2.12 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



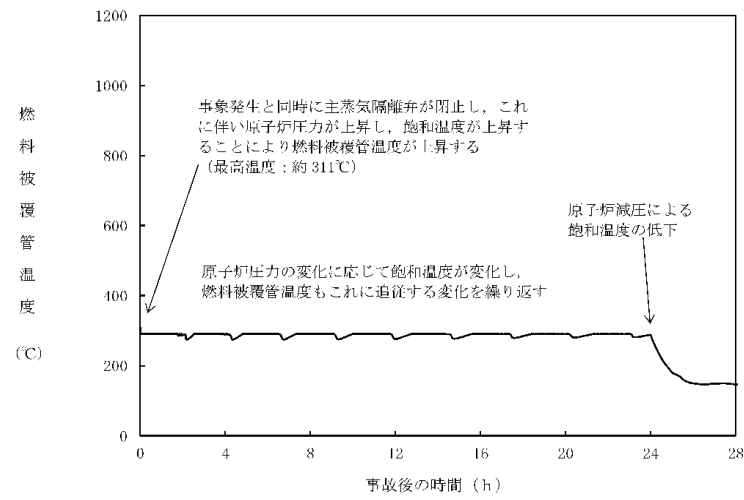
第 2.3.2-9 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



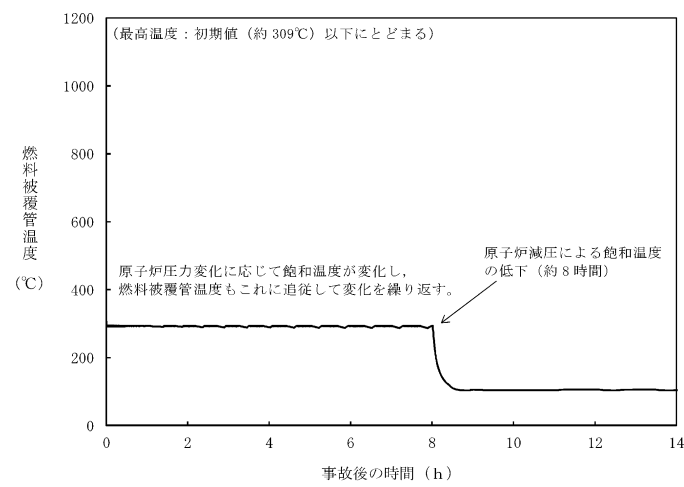
第 2.3.2.2-1(6) 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移

・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。

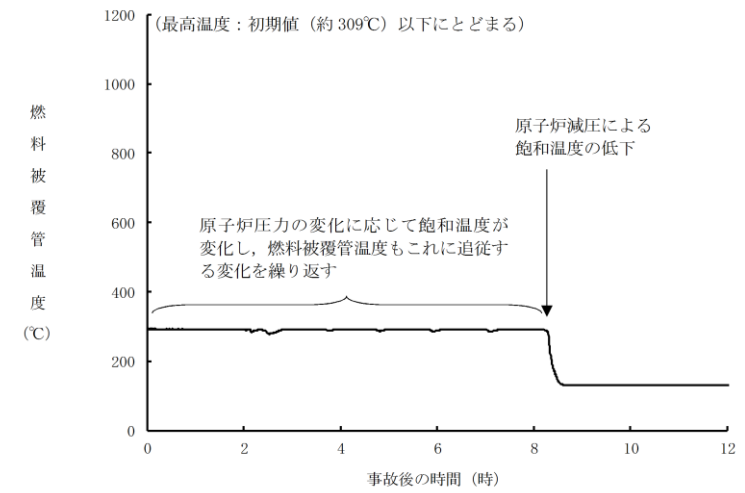
【柏崎 6/7, 東海第二】
②原子炉減圧に使用する弁数及び原子炉注水特性の違いによる保有水量の減少量の相違。



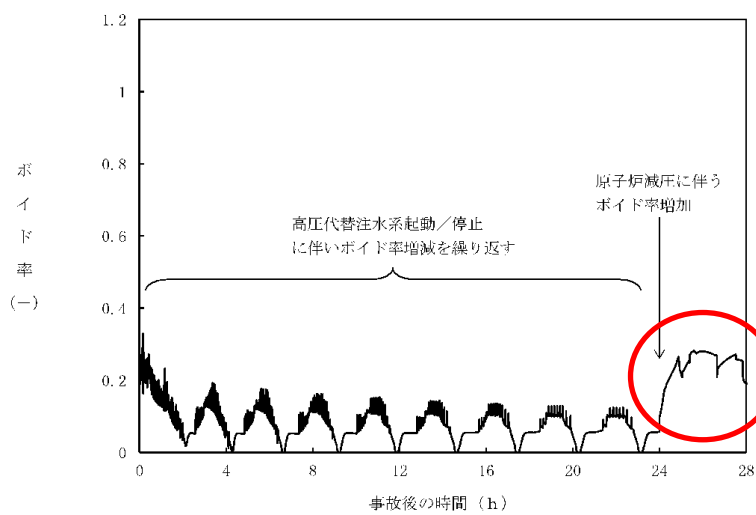
第 2.3.2.13 図 燃料被覆管温度の推移



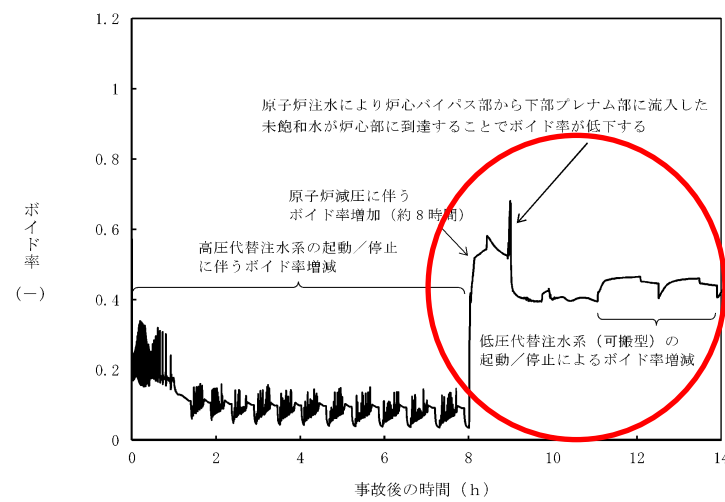
第 2.3.2-10 図 燃料被覆管温度の推移



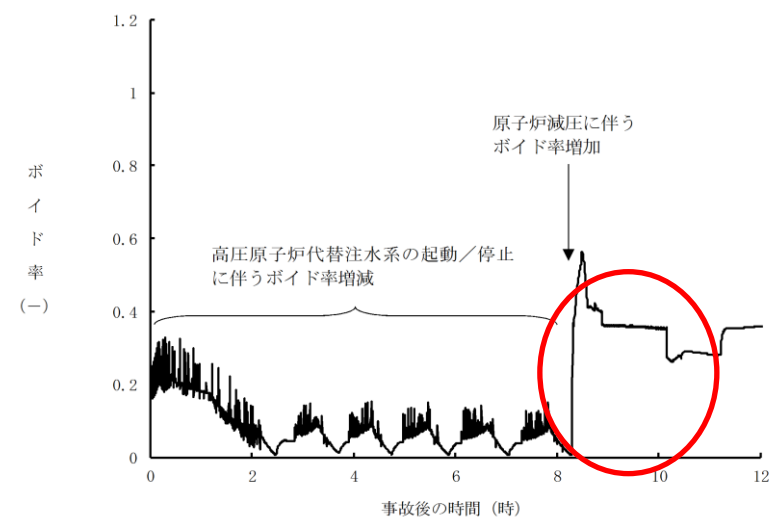
第 2.3.2.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移



第 2.3.2.14 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移

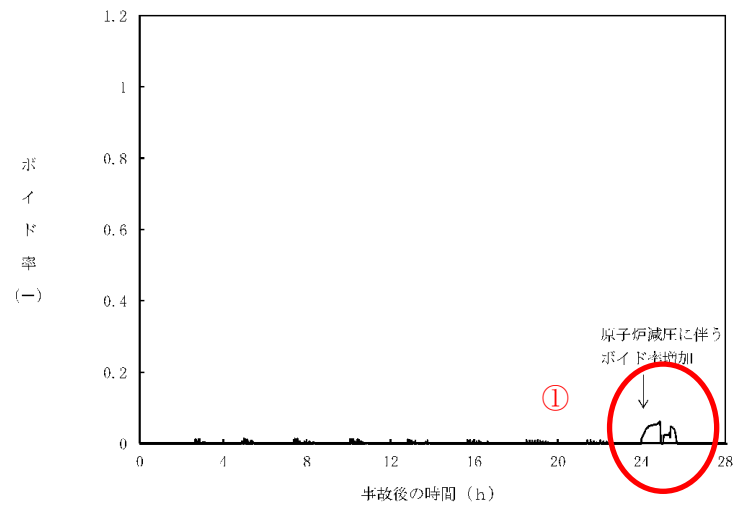


第 2.3.2-11 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移

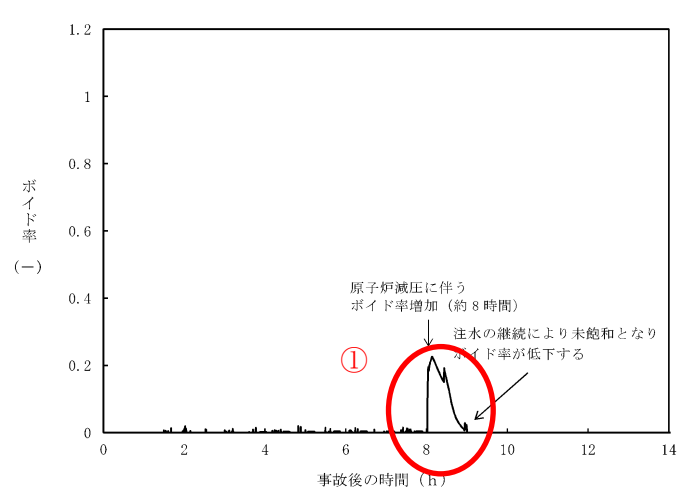


第 2.3.2.2-1(8) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移

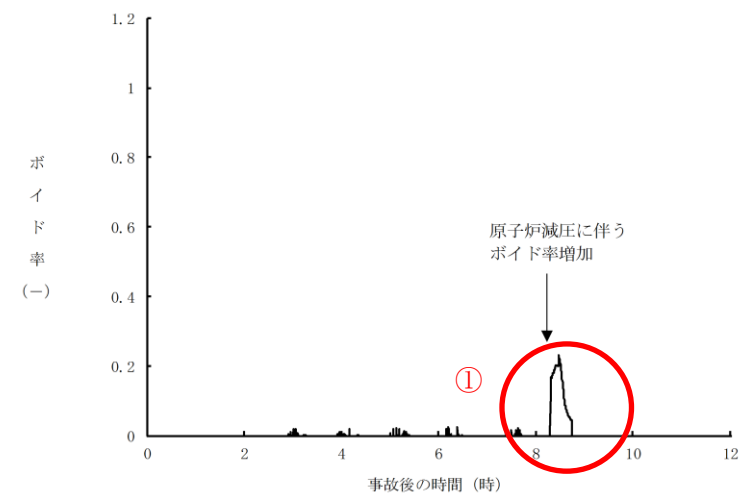
・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
原子炉減圧に使用する弁数の違いによりボイド率が相違する。



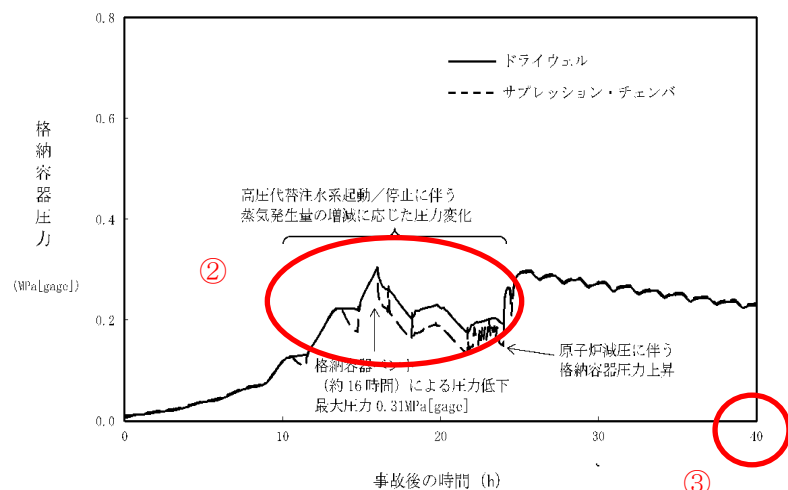
第 2.3.2.15 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



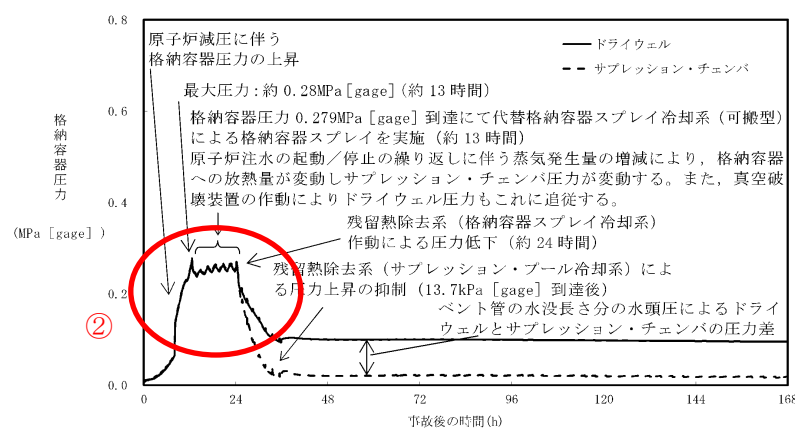
第 2.3.2-12 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



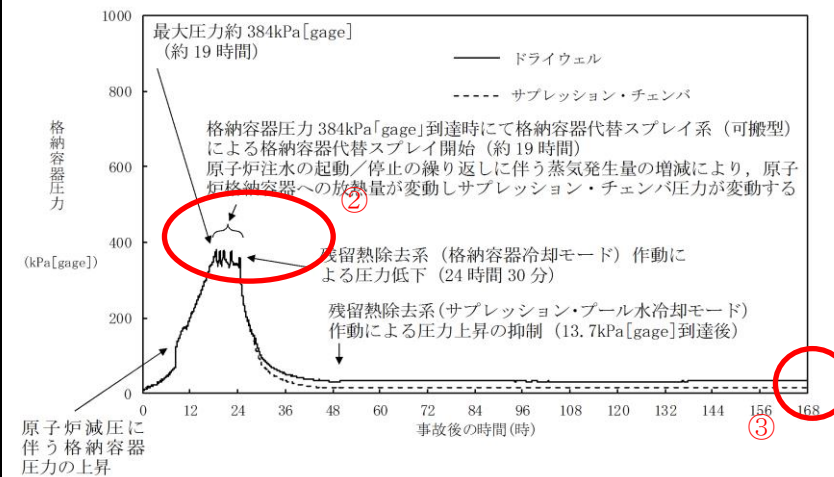
第 2.3.2.2-1(9) 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



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

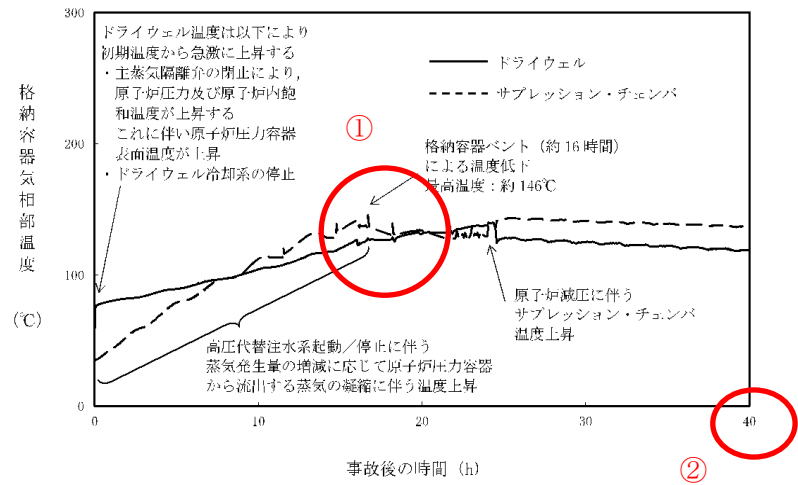


第 2.3.2.2-1(10) 図 格納容器圧力の推移

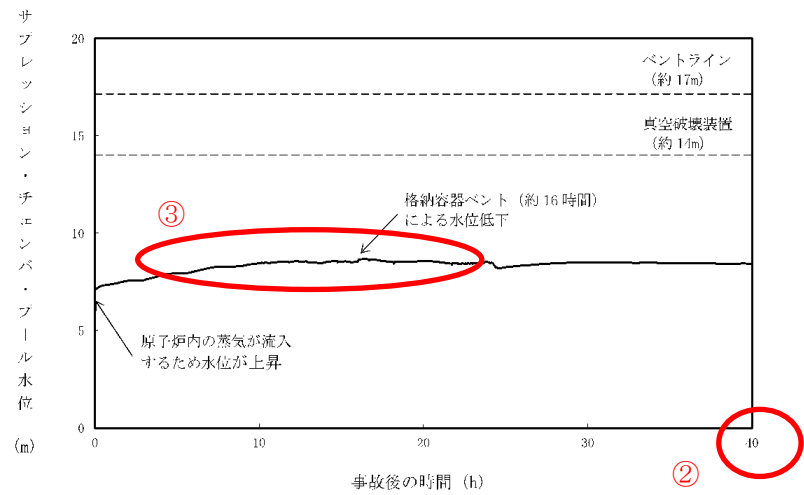
・解析結果の相違
【東海第二】
 ①原子炉減圧に使用する弁数の違いにより柏崎6/7及び島根2号炉は、ボイド率が低めとなる。

【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。

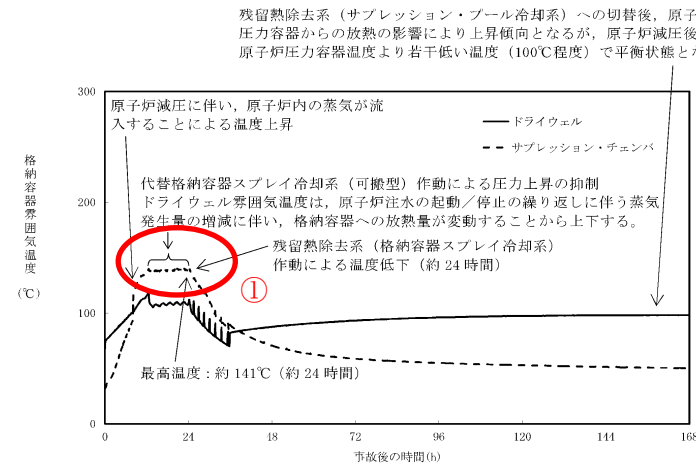
【柏崎6/7】
 ③解析時間の相違



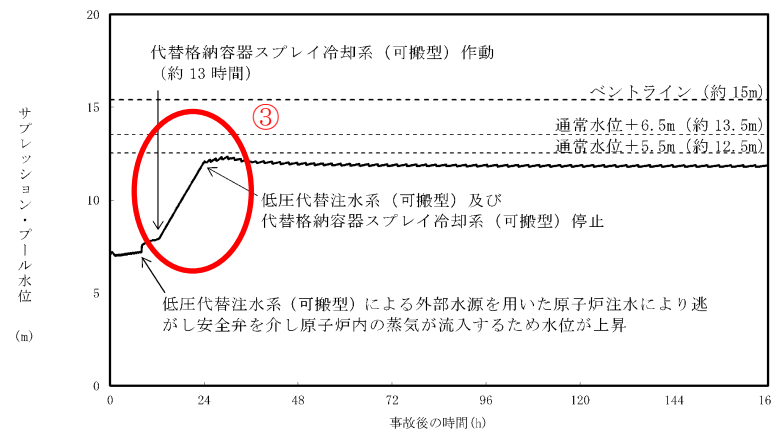
第 2.3.2.17 図 格納容器気相部温度の推移



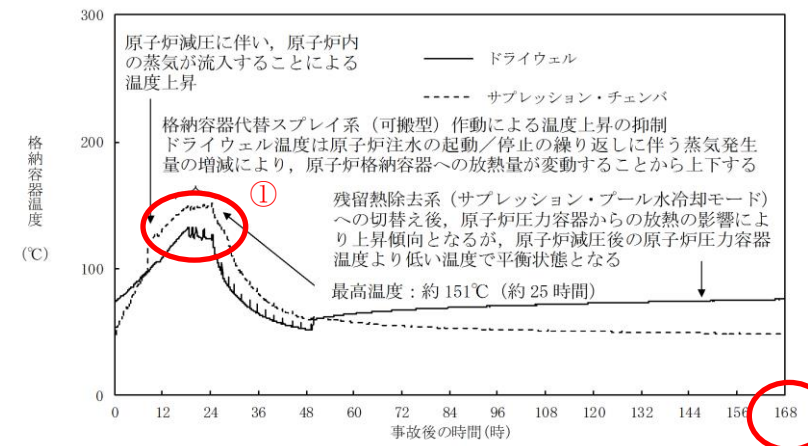
第 2.3.2.18 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移



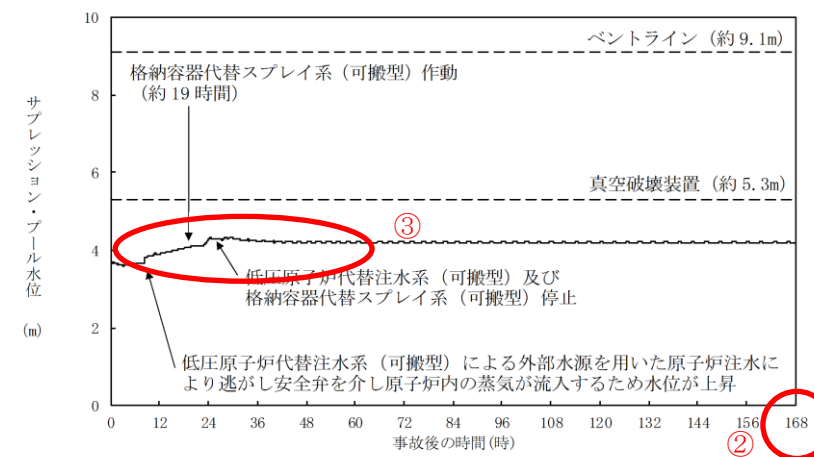
第 2.3.2-14 図 格納容器雰囲気温度の推移



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

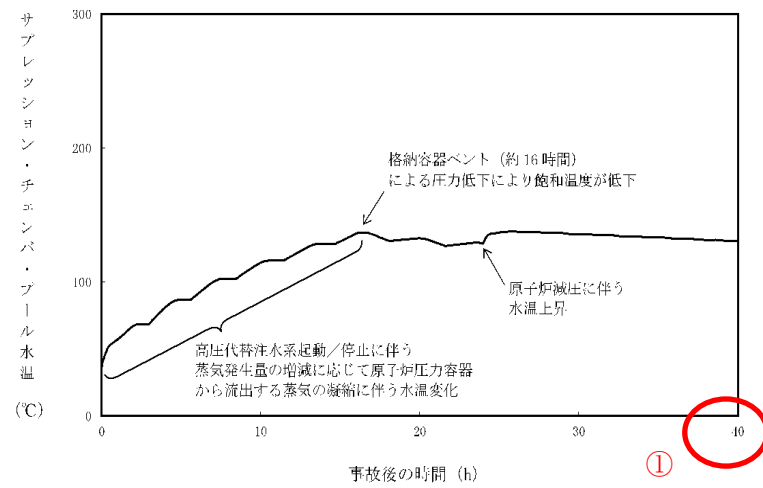


第 2.3.2.2-1(12) 図 サプレッション・プール水位の推移

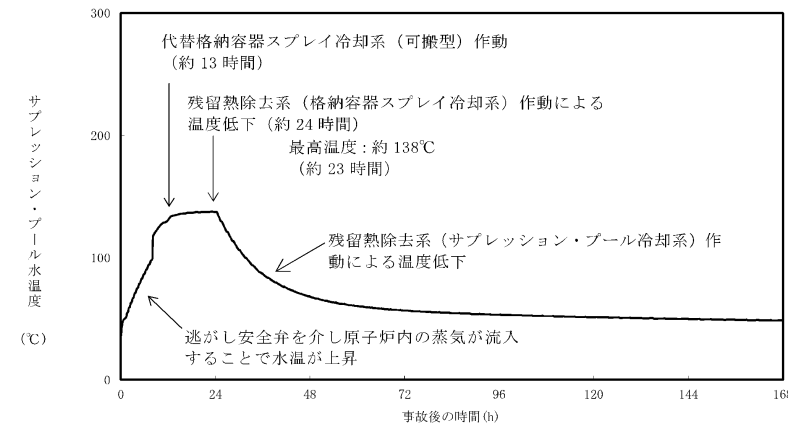
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
①東海第二及び島根 2号炉は、格納容器スプレイ実施基準到達により格納容器スプレイを実施する。

【柏崎 6/7】
②解析時間の相違

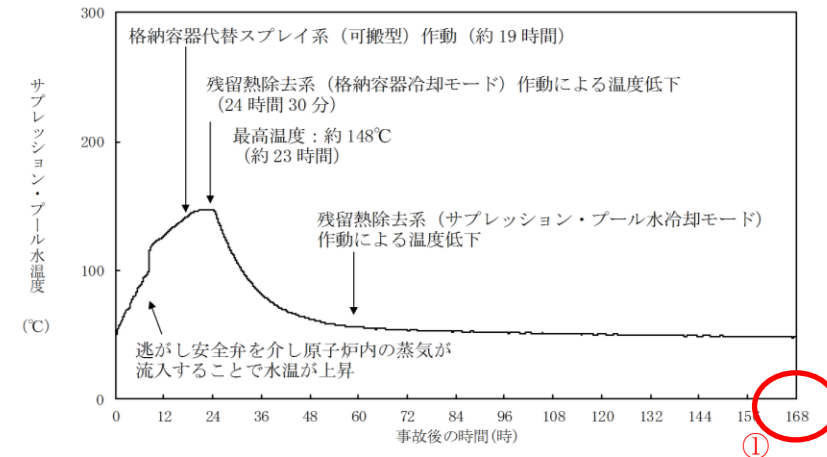
【柏崎 6/7】
③東海第二及び島根 2号炉は、外部水源を用いた格納容器代替スプレイを実施するため、サプレッション・プール水位が上昇する。



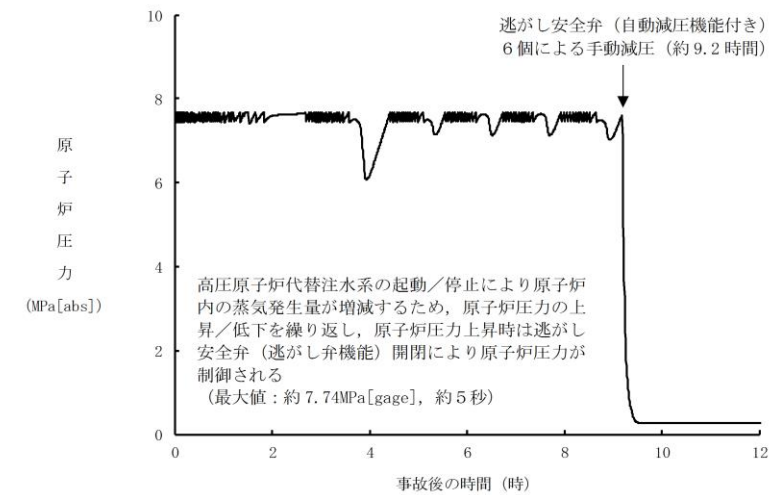
第 2.3.2.19 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移



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

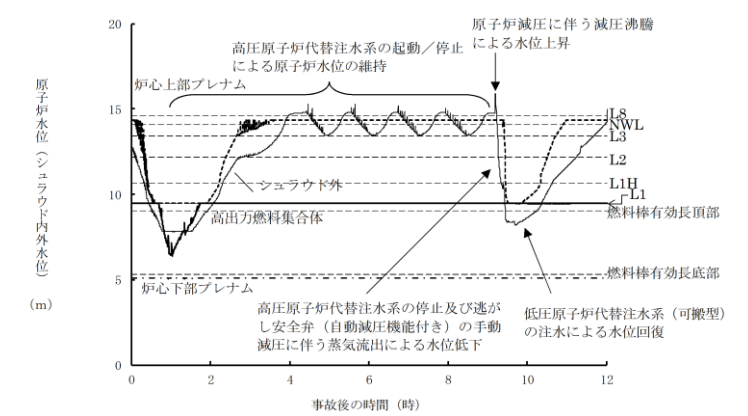


第 2.3.2.3-1(1)図 事象発生 60 分後に注水を開始したケースにおける原子炉圧力の推移

・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
①解析時間の相違

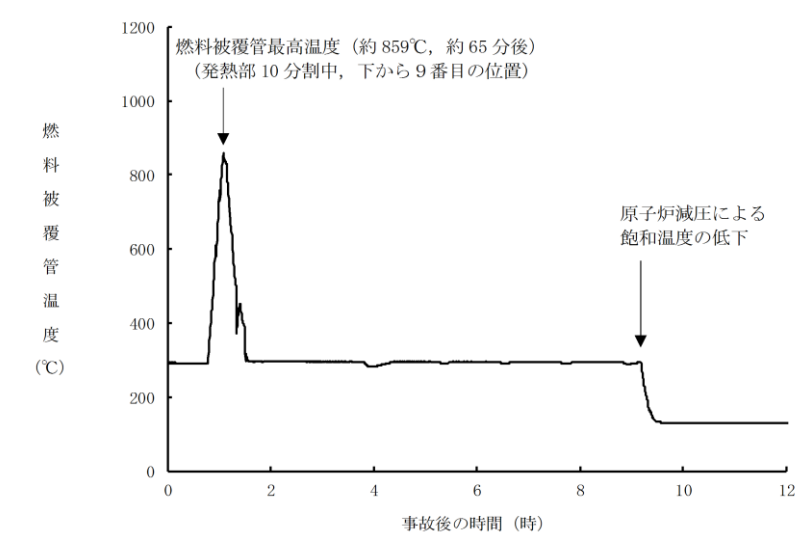
・島根 2 号炉では、高圧原子炉代替注水系の注水開始が遅れた場合の解析結果を掲載

柏崎刈羽原子力発電所 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
-------------------------------------	-------------------------	--------------	-----



第 2.3.2.3-1(2) 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 2.3.2.3-1(3) 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

判断及び操作	手順	全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+RCIC失敗	
		常設設備	可搬設備
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+非常用ディーゼル発電機が全て停止し、全交流動力電源喪失となり、原子炉スクラム動作。	原子炉減圧ポンプ (S)	平均出力領域計装*
原子炉減圧ポンプ (S) による原子炉減圧	外部電源喪失+非常用ディーゼル発電機が動作できない場合、原子炉減圧ポンプ (S) による原子炉減圧が開始する。これにより原子炉減圧が開始し、原子炉減圧ポンプ (S) による原子炉減圧が維持される。	原子炉減圧ポンプ (S)	原子炉減圧ポンプ (S)
原子炉減圧ポンプ (S) による原子炉減圧	原子炉減圧ポンプ (S) による原子炉減圧が開始する。これにより原子炉減圧が維持される。	原子炉減圧ポンプ (S)	原子炉減圧ポンプ (S)
原子炉減圧ポンプ (S) による原子炉減圧	原子炉減圧ポンプ (S) による原子炉減圧が開始する。これにより原子炉減圧が維持される。	原子炉減圧ポンプ (S)	原子炉減圧ポンプ (S)
原子炉減圧ポンプ (S) による原子炉減圧	原子炉減圧ポンプ (S) による原子炉減圧が開始する。これにより原子炉減圧が維持される。	原子炉減圧ポンプ (S)	原子炉減圧ポンプ (S)

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レンジンポンプ・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。	可搬型設備用軽油タンク	-
逃がし安全弁による原子炉減圧	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個による原子炉急速減圧を実施する。	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。	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ	原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA広帯域) 低圧代替注水系系原子炉注水流量 (常設)

第2.3.2.1-1表 「全交流動力電源喪失 (TBU)」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+非常用ディーゼル発電機等がすべ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。	B-115V系蓄電池*	平均出力領域計装*
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 サブレンジンポンプ・チェンバ* B-115V系蓄電池* SA用115V系蓄電池	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	逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) 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。	B-115V系蓄電池* B1-115V系充電器 (SA) SA用115V系蓄電池	-
低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水準備	原子炉建物原子炉炉内の操作にて原子炉注水に必要な電動弁 (RR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。	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等*	大量送水車 タンクローリ

*: 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

①, ②

【1】: 重大事故等対策設備 (設計基準拡張)

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。
・記載方針の相違
【柏崎6/7】
①島根2号炉は、既許可の対象設備を重大事故等対策設備として位置付けるものを明確化している。
【東海第二】
②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「重大事故等対策設備 (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	計装設備	
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	可搬型代替注水中型ボンプ タンクローリー	ドライウエル圧力 サブレンジョン・チェンバール圧力 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 * サブレンジョン・チェンバール * 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) * 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 * サブレンジョン・チェンバール * 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 サブレンジョン・チェンバール圧力 ドライウエル雰囲気温度 サブレンジョン・チェンバール雰囲気温度 サブレンジョン・プールの水温度	

② * 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 (TBU) 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	計装設備
逃がし安全弁による原子炉急減圧	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、サブレンジョン・プールの水温度 100℃で、逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) 6個による手動減圧を行う。	逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) * B1-115V 系充電器 (SA) SA用 115V 系蓄電池 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等*	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 * サブレンジョン・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。	B1-115V 系充電器 (SA) SA用 115V 系蓄電池 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等*	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。	B1-115V 系充電器 (SA) SA用 115V 系蓄電池 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等*	ドライウエル圧力 (SA) サブレンジョン・チェンバール圧力 (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)

② ※: 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
【 】: 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

第 2.3.2.1-1 表 「全交流動力電源喪失 (TBU)」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、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の準備操作として、中央制御室からの遠隔操作により原子炉補機冷却系を手動起動し残留熱除去系 (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* * 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* * 【残留熱除去ポンプ出口流量】*	可搬型設備 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・プールの水温度 (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* * 【残留熱除去ポンプ出口流量】*	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】*

※：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
【 】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

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 原子炉格納容器側：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	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)	空相部：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)	空相部：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 (TBU)) (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+83 cm)	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かったため、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)	空相部：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

・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 (外部電源喪失+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 [gauge]	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	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
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
	格納容器圧力	5kPa [gauge]	通常運転時の格納容器圧力を包含する値
事故条件	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ラッシュ・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	評価上、原子炉隔離時冷却系の機能喪失 (本体故障) を想定して設定
外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定	

第2.3.2.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBU)) (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 kPa [gauge]	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	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
	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	すべ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
		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	

・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 [gauge] × 1 個, 363t/h/個 7.58 MPa [gauge] × 1 個, 367t/h/個 7.65 MPa [gauge] × 4 個, 370t/h/個 7.72 MPa [gauge] × 4 個, 373t/h/個 7.79 MPa [gauge] × 4 個, 377t/h/個 7.86 MPa [gauge] × 4 個, 380t/h/個</p>	<p>高圧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>高圧代替注水系ポンプによる注水特性</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>逃がし安全弁の速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>

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)

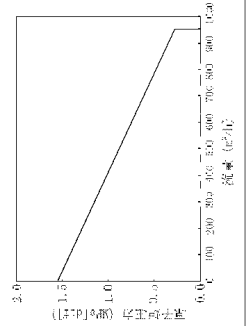
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル 3) 信号 (遅れ時間: 1.05 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
高圧代替注水系	<p>事象発生 25 分後に手動起動し、設計値である 136.7m³/h (7.86MPa [gauge] ~ 1.04MPa [gauge]) にて注水</p>	<p>設計値を設定</p> <p>高圧代替注水系ポンプによる注水特性</p>

第2.3.2-1 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBU)) (3/5)

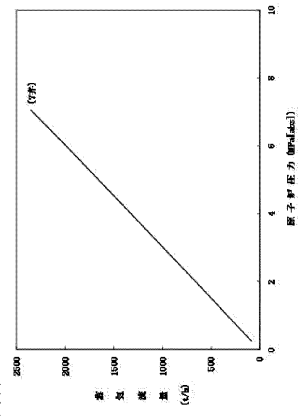
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル 3) (遅れ時間: 1.05 秒)	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
高圧原子炉代替注水系	<p>原子炉水位低 (レベル 3) にて手動起動、原子炉水位高 (レベル 8) にて手動停止設計値である 93m³/h (8.21MPa [gauge]) において ~ 70m³/h (0.74MPa [gauge]) において) に対し、保守的に 20%減の流量にて注水</p> <p>逃がし弁機能 7.58MPa [gauge] × 2 個, 367t/h/個 7.65MPa [gauge] × 3 個, 370t/h/個 7.72MPa [gauge] × 3 個, 373t/h/個 7.79MPa [gauge] × 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>
逃がし安全弁	<p>逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) 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 (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>

・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
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 (低圧注水モード) の設計値として設定</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>
重大事故等対策に関連する機器条件	<p>残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード)</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) 	<p>残留熱除去系の設計値として設定</p>

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)

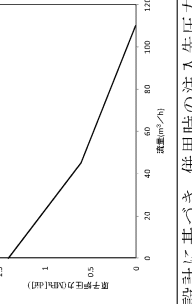
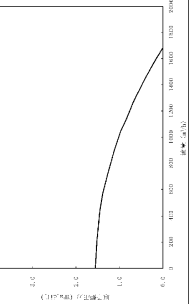
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	<p>逃がし安全弁</p> <p>⑤</p>	<p>逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定</p>
安全弁機能	<p>7.79MPa [gage] × 2 個, 385.2t/h (1 個当たり)</p> <p>8.10MPa [gage] × 4 個, 400.5t/h (1 個当たり)</p> <p>8.17MPa [gage] × 4 個, 403.9t/h (1 個当たり)</p> <p>8.24MPa [gage] × 4 個, 407.2t/h (1 個当たり)</p> <p>8.31MPa [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高速減圧 < 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>

・解析条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】


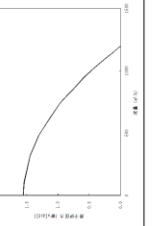
第 2.3.2.2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 喪失) + RCIC 失敗) (5/6)

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) 最大 110m ³ /h (格納容器スプレイ実施前) 50m ³ /h (格納容器スプレイ実施後) 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) 130m ³ /h にて格納容器内へスプレイ 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 (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)	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定  可搬型代替注水中型ポンプ 2 台による注水特性 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) 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 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 (TBU)) (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) 30m ³ /h にて注水 (格納容器スプレイ実施後) 格納容器代替スプレイ系 (可搬型) 120m ³ /h にて原子炉格納容器内へスプレイ 残留熱除去系 (低圧注水モード) 1,136m ³ /h (0.14MPa [dif] において) (最大) 1,193m ³ /h にて注水 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)	低圧原子炉代替注水系 (可搬型) の設計値として設定  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) の設計値として設定  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	
重大事故等対策に関連する操作条件	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	本事故シナジェ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器熱操作	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

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	
重大事故等対策に関連する操作条件	高圧代替注水系の起動操作	事象発生 25 分後	事象判断の時間等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	本事故シナジェ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) による格納容器器熱操作	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

第2.3.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBU)) (5/5)

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操作条件	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 分後に開始し、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 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	本事故シナジェ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 (サブプレッション・プール水温度 100℃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 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) による格納容器器熱操作	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器熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低 (レベル3) に到達	原子炉格納容器器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

・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(TBU)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(TBU)」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2.3.1.1」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>

・設備設計の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

表 1 HPAC 運転継続の制約要因の評価

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テ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・プール水温度上昇	サブプレッジョン・プール水温度の上昇により、高圧代替注水系のキャピテ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ポンプ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、原子炉隔離時冷却ポンプと同様、必要 NPSH に対して有効 NPSH が上回るため、キャピテ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・プール水温度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 TTB) 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 TTB) の直流通電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 TTB) 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・プール水温度上昇	サブプレッジョン・プールの水温上昇により、高圧代替注水系のキャピテ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。	全交流動力電源喪失 (TBU) 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 _{in} に対して十分余裕があるため、キャピテ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・チェンバ圧力上昇	サブプレッジョン・チェンバ圧力上昇は、HPAC タービン排気圧上昇に關係するが、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テ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。全交流動力電源喪失時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 (TBU) 時の中央制御室温度を評価した結果、事象発生から 24 時間後の温度は約 35℃ (初期温度 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、66℃ (初期 6 時間まで 100℃、それ以降は 66℃の設計) を想定している。全交流動力電源喪失時は空調換気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 (TBU) 時の C-RHR ポンプ室温度を評価した結果、HPAC ポンプの 8 時間運転継続後の温度は約 55℃ (初期温度 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。

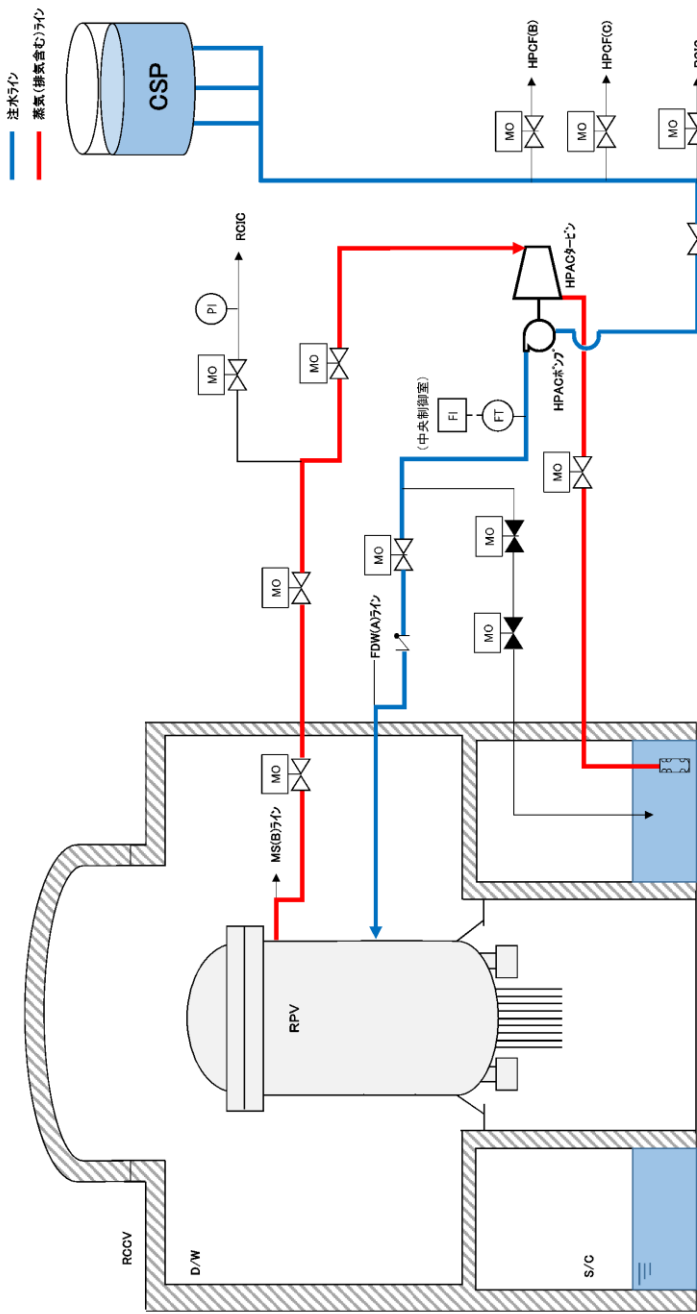
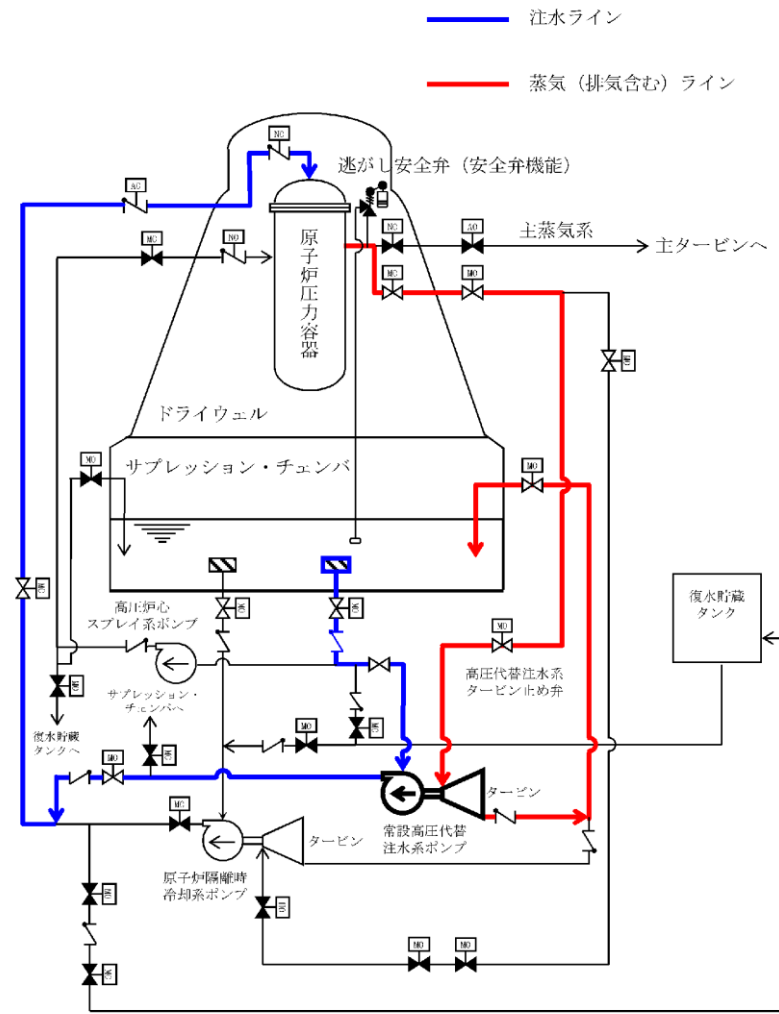


図1 高压代替注水系統概略図



第1図 高压代替注水系統概要図

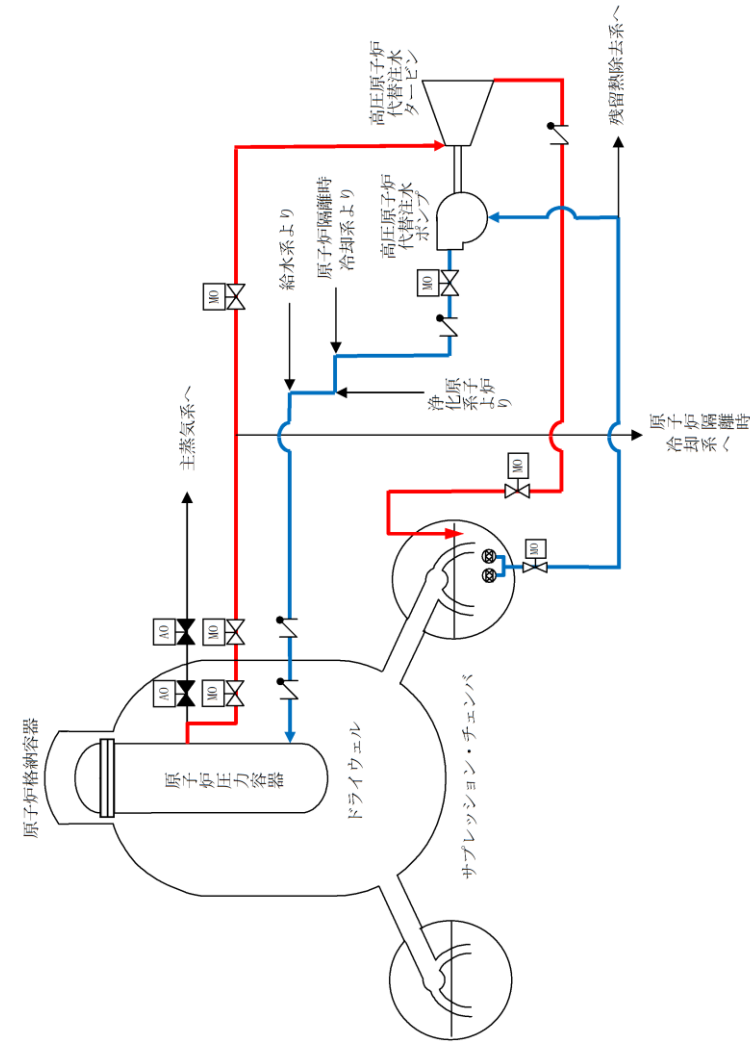
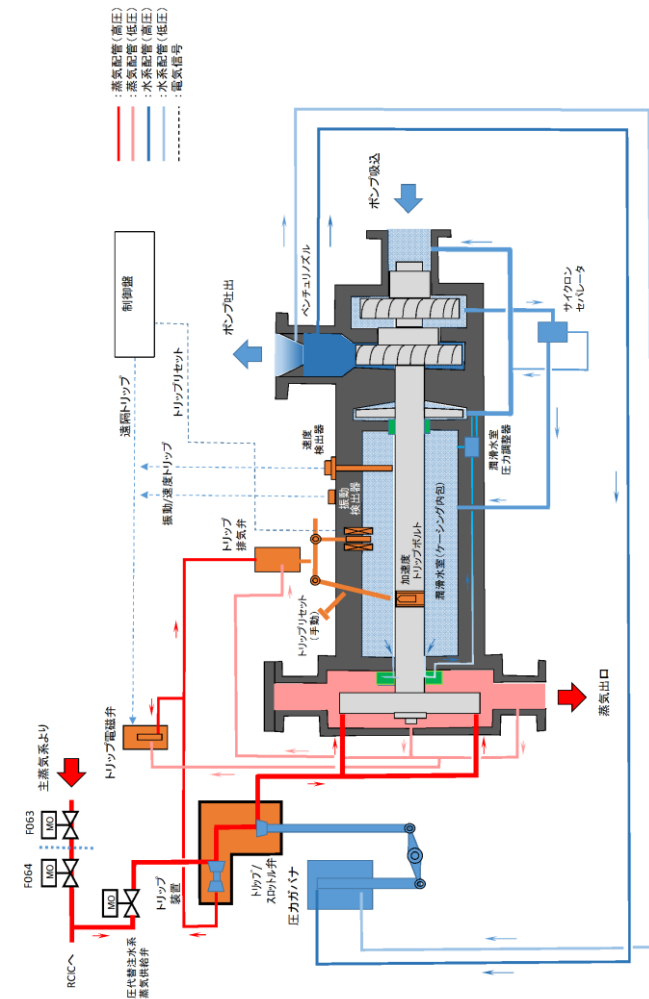
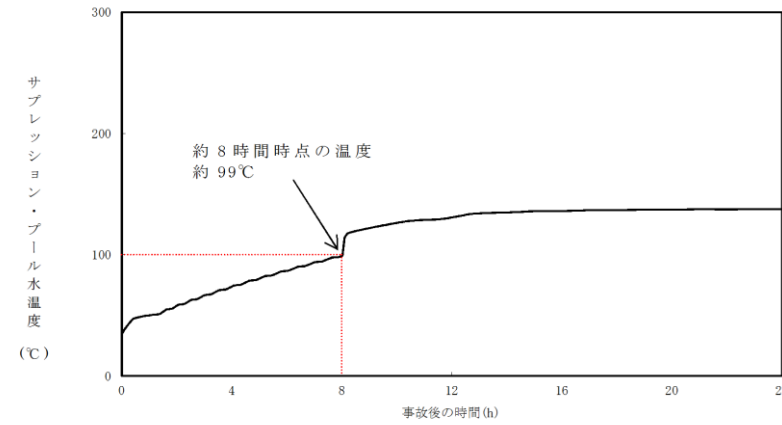


図1 HPA C系統概要図

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

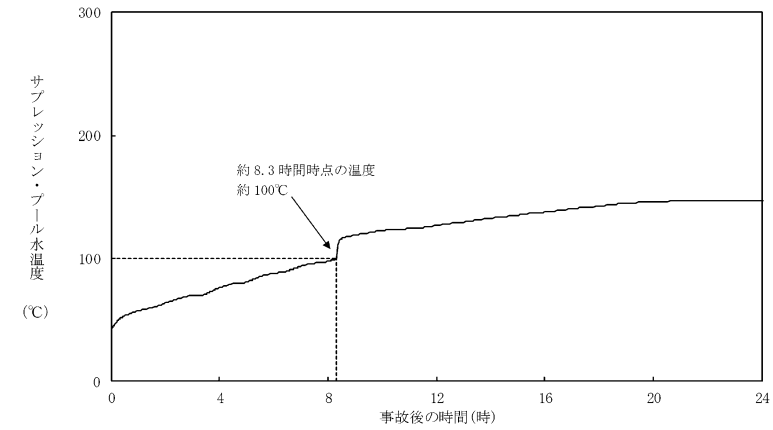


図2 サプレッション・プール水温度の推移

・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（TBU）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 2.3.1.2 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



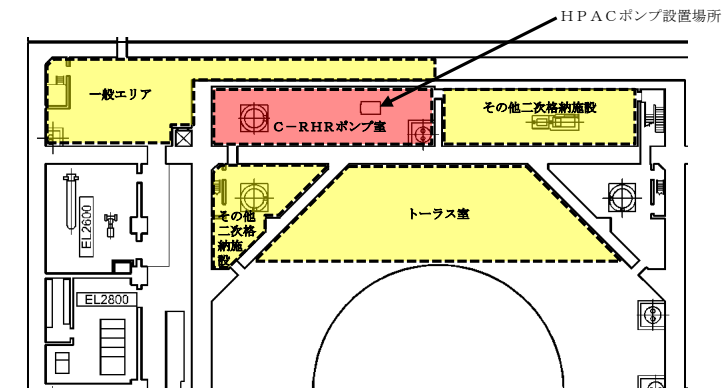
原子炉建屋地下1階

※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。

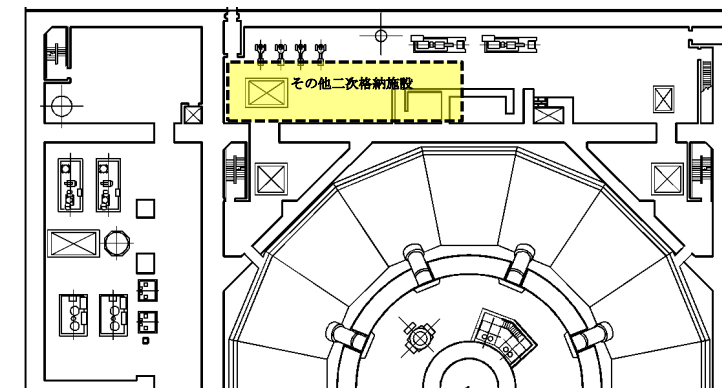
第5図 常設高圧代替注水系ポンプ室及び隣接する部屋の位置関係図

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。

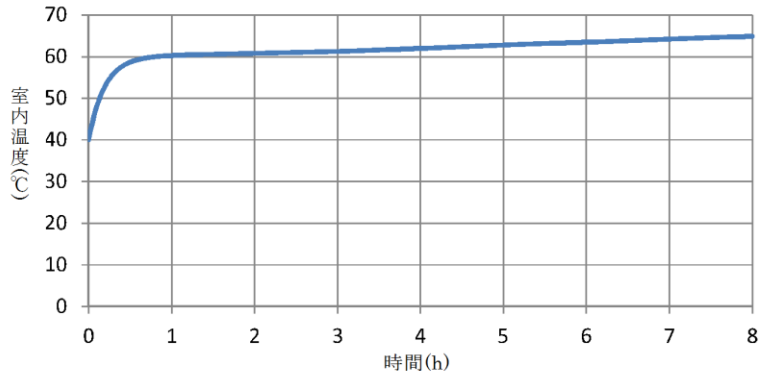
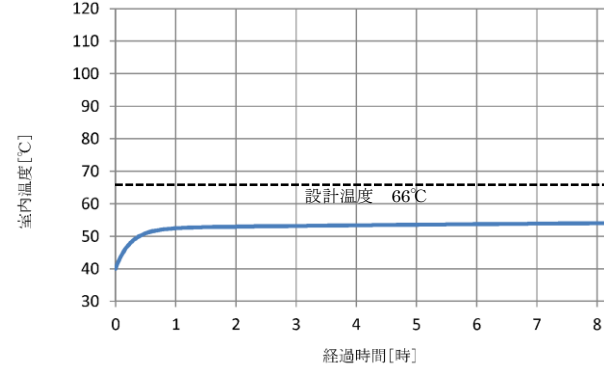
図1 C-RHRポンプ室及び隣接する部屋の位置関係図

・記載方針の相違
【柏崎 6/7】

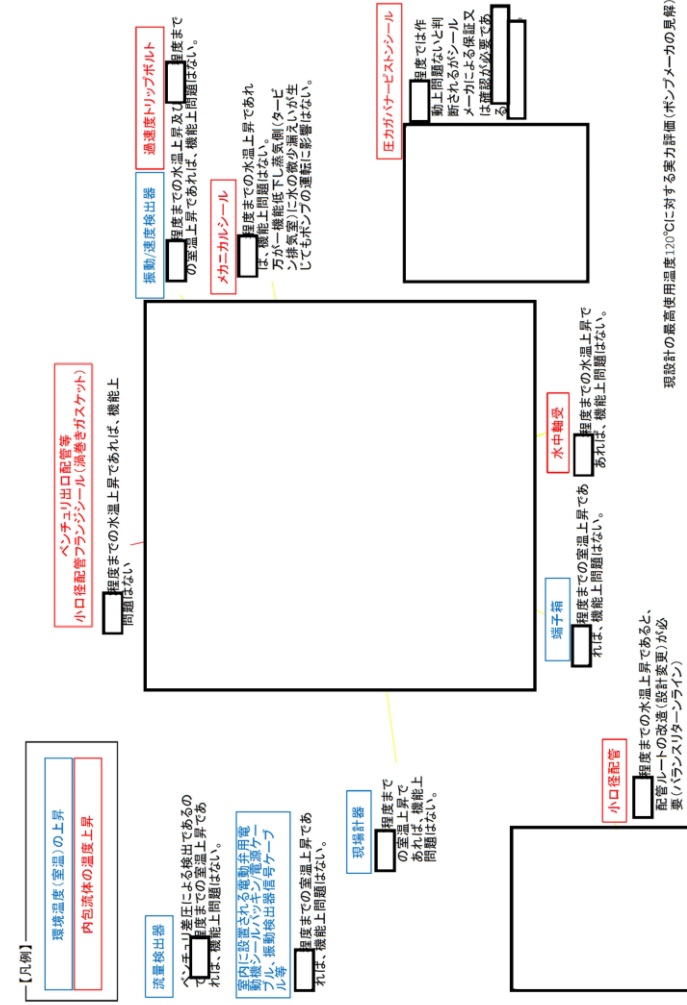
・資料構成の相違
【東海第二】
島根 2号炉は、b. に記載。

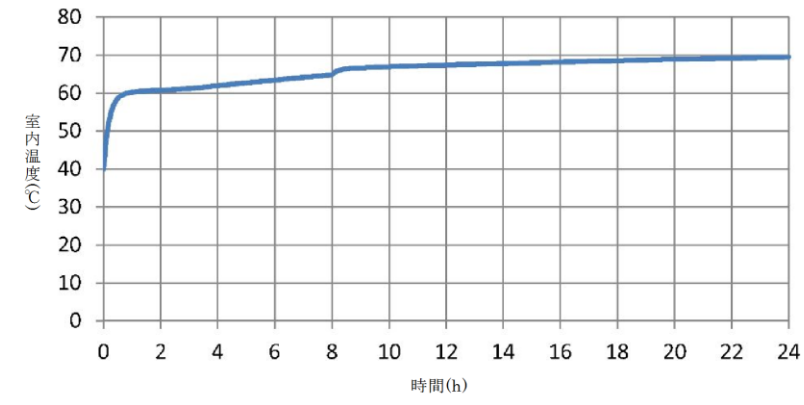
・記載方針の相違
【柏崎 6/7】

柏崎刈羽原子力発電所 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>壁-空気の熱伝達率: <input type="text"/> W/m²°C (無換気状態) [出典: 空気調和衛生工学便覧]</p> <p>コンクリート熱伝導率: <input type="text"/> W/m°C (無換気状態) [出典: 空気調和衛生工学便覧]</p> <p>表1 評価する部屋の条件 (7号炉の場合)</p> <table border="1" data-bbox="302 940 765 1123"> <thead> <tr> <th></th> <th>HPAC室</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>発熱負荷 [W] ※</td> <td><input type="text"/></td> </tr> <tr> <td>容積 [m³]</td> <td><input type="text"/></td> </tr> <tr> <td>熱容量 [kJ/°C]</td> <td><input type="text"/></td> </tr> <tr> <td>初期温度 [°C]</td> <td>40</td> </tr> </tbody> </table> <p>※発熱負荷は機器や配管からの伝熱を考慮</p> <p>表2 評価する部屋の寸法 (7号炉の場合)</p> <div data-bbox="163 1339 905 1680" style="border: 1px solid black; height: 160px; width: 250px;"></div>		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	<p>③ 躯体コンクリートの熱伝達条件</p> <p>a. コンクリート壁-空気の熱伝達率</p> <table border="1" data-bbox="1059 310 1555 449"> <thead> <tr> <th>評価壁面</th> <th>熱伝達率 (W/m²・°C)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>鉛直壁面</td> <td>2^{*1}</td> </tr> <tr> <td>水平壁面 (上向き)</td> <td>3^{*1}</td> </tr> <tr> <td>水平壁面 (下向き)</td> <td>0.5^{*1}</td> </tr> </tbody> </table> <p>※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</p> <p>b. コンクリートの熱伝達率</p> <table border="1" data-bbox="1059 571 1688 701"> <thead> <tr> <th>評価壁面</th> <th>物性値^{*2}</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>熱伝導率</td> <td>1.6 (W/m・°C)</td> </tr> <tr> <td>熱拡散率</td> <td>5.3E-07 (m²/s)</td> </tr> </tbody> </table> <p>※2 伝熱工学資料第5版に基づく</p>	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}	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)	<p>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]</p> <p>鉛直壁面 : <input type="text"/> W/m²°C</p> <p>天井面 : <input type="text"/> W/m²°C</p> <p>床面 : <input type="text"/> W/m²°C</p> <p>d. コンクリート熱伝導率: <input type="text"/> W/m°C [出典: 空気調和衛生工学便覧]</p> <p>表1 評価する部屋の条件</p> <table border="1" data-bbox="1804 919 2433 1150"> <thead> <tr> <th></th> <th>C-RHRポンプ室</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>発熱負荷[W] ※</td> <td><input type="text"/></td> </tr> <tr> <td>容積[m³]</td> <td><input type="text"/></td> </tr> <tr> <td>熱容量[kJ/°C]</td> <td><input type="text"/></td> </tr> <tr> <td>初期温度[°C]</td> <td>40</td> </tr> </tbody> </table> <p>※発熱負荷は機器や配管からの伝熱を考慮</p>		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	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> 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。
	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																																				
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}																																				
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)																																				
	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																																				

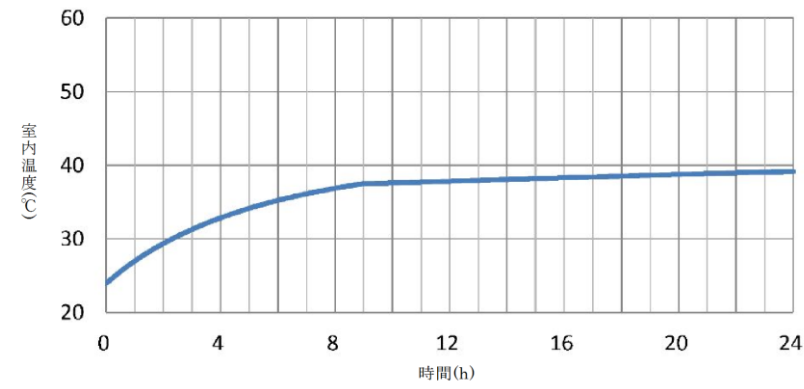
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(3) 評価結果</p> <p>全交流動力電源喪失時において、<u>事故後24時間のHPACポンプ室の最高温度は約50℃</u>となり、設計で考慮している温度*を超過しないため、HPAC運転継続に与える影響はない。</p> <p>※HPACポンプ室 (HPACのポンプ、弁、タービン、計装品等)</p> <p>: 66℃ (初期6時間まで100℃, それ以降は66℃の設計)</p> <p>以上</p>	<p>(3) 評価結果</p> <p>全交流動力電源喪失時 (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 (TBU) 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。事象発生の約 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><u>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。</u></p> <p><u>原子炉安定停止状態</u>：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><u>格納容器安定状態</u>：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><u>原子炉安定状態の確立について</u> <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 (全交流動力電源喪失 (TBU))</p> <p>「全交流動力電源喪失 (TBU)」時の安定状態については以下のとおり。</p> <p><u>原子炉安定停止状態</u>：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><u>原子炉格納容器安定状態</u>：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</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、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。</p> <p>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、<u>残留熱除去系（低圧注水系）</u>にて実施する。</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>※ 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<u>僅かに上昇傾向</u>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。</p> <p>【安定状態の維持について】</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。</p> <p>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。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.1.2 別紙 1)</p>	<p><u>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><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、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。</p> <p>なお、残留熱除去系による原子炉格納容器除熱開始後の原子炉注水は、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>にて実施する。</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>※ 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<u>わずかに上昇傾向</u>となる。ただし、残留熱除去系による原子炉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も低い温度（<u>100℃程度</u>）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。</p> <p>【安定状態の維持について】</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</p> <p>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。</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>

表 1-1-1 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 (外部電源喪失+DG 喪失) +RUC 失敗) (2/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	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	上層プレナムの相水位を除き、ダウンカマの二相水位 (シュワウド外水位) に関する不確かさは取り除く。シュワウド外水位については、燃料棒束の位置変化による二相水位の位置変化による影響は考慮しない。相水位の位置は二相水位の位置変化による影響は考慮しない。質量及び水のバランスタテで定まることが、特段の不確かさを考慮する必要はない。	高圧代換系不凝の起動時には、給水喪失に伴う高圧代換系不凝の起動時に伴って、高圧代換系不凝の起動に必要となる燃料棒束の位置変化による影響は考慮しない。高圧代換系不凝の起動に必要となる燃料棒束の位置変化による影響は考慮しない。	シュ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となる。高圧代換系不凝の起動時に伴って、高圧代換系不凝の起動に必要となる燃料棒束の位置変化による影響は考慮しない。高圧代換系不凝の起動に必要となる燃料棒束の位置変化による影響は考慮しない。
	冷卻材放出 (境界流・型圧降)	TBL, ROSA-III, FIST-ABRRの運転解析において、圧力変化に起因する燃料棒束の位置変化による影響は考慮しない。燃料棒束の位置変化による影響は考慮しない。	解析コードには原子炉からの燃料棒束の位置変化による影響は考慮しない。燃料棒束の位置変化による影響は考慮しない。	高圧代換系不凝の起動時には、高圧代換系不凝の起動時に伴って、高圧代換系不凝の起動に必要となる燃料棒束の位置変化による影響は考慮しない。高圧代換系不凝の起動に必要となる燃料棒束の位置変化による影響は考慮しない。
ECCS注水 (給水系・代換系) 含む)	原子炉注水系モデル	入力側に含まれる。各系統の設計条件に基づき、原子炉注水系モデルに適用する。燃料棒束の位置変化による影響は考慮しない。	「燃料棒束の位置変化による影響は考慮しない。」	「燃料棒束の位置変化による影響は考慮しない。」
	原子炉注水系モデル	原子炉注水系モデル	「燃料棒束の位置変化による影響は考慮しない。」	「燃料棒束の位置変化による影響は考慮しない。」

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 (水位変化)・対向流	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABRRの運転解析において、二相水位変化による影響は考慮しない。燃料棒束の位置変化による影響は考慮しない。燃料棒束の位置変化による影響は考慮しない。	運転員等操作時間に与える影響は小さい。	有効運転解析では原子炉水位はほぼおなじみであるが、原子炉水位の変動は、原子炉水位の変動による影響は小さい。
	冷却材放出 (境界流・型圧降)	二相流体の流動モデル	「燃料棒束の位置変化による影響は考慮しない。」	「燃料棒束の位置変化による影響は考慮しない。」	「燃料棒束の位置変化による影響は考慮しない。」

表 1-1-1 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 (TBU)) (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 (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、ダウンカマの二相水位 (シュワウド外水位) に関する不確かさは取り除く。シュワウド外水位については、燃料棒束の位置変化による影響は考慮しない。相水位の位置は二相水位の位置変化による影響は考慮しない。質量及び水のバランスタテで定まることが、特段の不確かさを考慮する必要はない。	高圧代換系不凝の起動時には、高圧代換系不凝の起動時に伴って、高圧代換系不凝の起動に必要となる燃料棒束の位置変化による影響は考慮しない。高圧代換系不凝の起動に必要となる燃料棒束の位置変化による影響は考慮しない。	シュ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となる。高圧代換系不凝の起動時に伴って、高圧代換系不凝の起動に必要となる燃料棒束の位置変化による影響は考慮しない。高圧代換系不凝の起動に必要となる燃料棒束の位置変化による影響は考慮しない。
	冷却材放出 (境界流・型圧降)	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABRRの運転解析において、圧力変化に起因する燃料棒束の位置変化による影響は考慮しない。燃料棒束の位置変化による影響は考慮しない。	解析コードには原子炉からの燃料棒束の位置変化による影響は考慮しない。燃料棒束の位置変化による影響は考慮しない。	高圧代換系不凝の起動時には、高圧代換系不凝の起動時に伴って、高圧代換系不凝の起動に必要となる燃料棒束の位置変化による影響は考慮しない。高圧代換系不凝の起動に必要となる燃料棒束の位置変化による影響は考慮しない。

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による影響 (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 (故障条件、事故条件及び機組停止) の小値か大	解析条件	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		
サブプレッショナル・チェンバール水	35℃	約30℃～約35℃ (実測値)	通常運転時のサブプレッショナル・チェンバール水レベルの上限値として設定 異常条件を考慮できる	異常運転時のサブプレッショナル・チェンバール水レベルの上限値として設定 異常条件を考慮できる	異常運転時のサブプレッショナル・チェンバール水レベルの上限値として設定 異常条件を考慮できる	異常運転時のサブプレッショナル・チェンバール水レベルの上限値として設定 異常条件を考慮できる	
格納容器圧力	5.28Pa [case]	約3.0Pa [case]～約7.7Pa [case] (実測値)	通常運転時の格納容器圧力として設定	異常運転時の格納容器圧力として設定	異常運転時の格納容器圧力として設定	異常運転時の格納容器圧力として設定	
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	異常運転時の格納容器温度として設定	異常運転時の格納容器温度として設定	異常運転時の格納容器温度として設定	
異常現象検出	3.43Pa (ドライウエール・サブプレッショナル・チェンバール・RCIC) (設計値)	3.43Pa (ドライウエール・サブプレッショナル・チェンバール・RCIC) (設計値)	異常現象検出の設定	異常現象検出の設定	異常現象検出の設定	異常現象検出の設定	
外置水庫の温度	30℃ (標準型) 32℃ (RCIC)	約35℃～約60℃ (実測値)	外置水庫の温度を設定 異常条件を考慮できる	異常運転時の外置水庫の温度を設定	異常運転時の外置水庫の温度を設定	異常運転時の外置水庫の温度を設定	
外置水庫の容量	約21,400 ³	21,400 ³ 以上 (淡水貯水庫+蓄水池+補水塔)	外置水庫の容量を設定	異常運転時の外置水庫の容量を設定	異常運転時の外置水庫の容量を設定	異常運転時の外置水庫の容量を設定	
燃料の容量	約2,100t	2,100t以上 (標準型) 2,100t以上 (RCIC)	燃料の容量を設定	異常運転時の燃料の容量を設定	異常運転時の燃料の容量を設定	異常運転時の燃料の容量を設定	

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よる影響 (2/5)

項目	解析条件の正確かさ		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	
	解析条件	最悪条件		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		
原子炉停止後の積熱	ANSI/AS-S-1-1979 密度定数 329Pa/1	ANSI/AS-S-1-1979 平均的密度 約310Pa/1 (実測値)	1サイクルの運転期間 (13ヶ月) に異常運転期間 (約1ヶ月) を考慮した運転期間に対応する密度値として設定	異常運転時の積熱を考慮する	異常運転時の積熱を考慮する	異常運転時の積熱を考慮する	異常運転時の積熱を考慮する
格納容器圧力	5Pa [case]	約2.2Pa [case]～約4.7Pa [case] (実測値)	通常運転時の格納容器圧力を含む値として設定	異常運転時の格納容器圧力を含む値を設定	異常運転時の格納容器圧力を含む値を設定	異常運転時の格納容器圧力を含む値を設定	
格納容器温度	57℃	約25℃～約58℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度を設定	異常運転時の格納容器温度を設定	異常運転時の格納容器温度を設定	異常運転時の格納容器温度を設定	
格納容器体積 (ドライウエール)	6,700 ³	6,700 ³ (実測値)	設計値	設計値	設計値	設計値	
格納容器体積 (サブプレッショナル・チェンバール)	4,100 ³ 積熱: 3,300 ³	空室: 約4,058 ³ ～約4,092 ³ 積熱: 約3,300 ³ (実測値)	設計値	設計値	設計値	設計値	

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よる影響 (全交流動力電源喪失 (TBU)) (2/4)

項目	解析条件 (故障条件、事故条件及び機組停止) の正確かさ		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	
	解析条件	最悪条件		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		
格納容器圧力 (ドライウエール)	7,900 ³	7,900 ³ (設計値)	ドライウエール内体積の設計値 (内部機組及び構造物の体積を除いた値) を設定	異常運転時の格納容器圧力を含む値を設定	異常運転時の格納容器圧力を含む値を設定	異常運転時の格納容器圧力を含む値を設定	異常運転時の格納容器圧力を含む値を設定
格納容器体積 (サブプレッショナル・チェンバール)	空間部: 4,700 ³ 液相部: 2,800 ³	空間部: 4,700 ³ 液相部: 2,800 ³	サブプレッショナル・チェンバール内体積の設計値 (内部機組及び構造物の体積を除いた値) を設定	異常運転時の格納容器圧力を含む値を設定	異常運転時の格納容器圧力を含む値を設定	異常運転時の格納容器圧力を含む値を設定	異常運転時の格納容器圧力を含む値を設定
真空破壊装置	3.43Pa (ドライウエール・サブプレッショナル・チェンバール) (設計値)	3.43Pa (ドライウエール・サブプレッショナル・チェンバール) (設計値)	真空破壊装置の設定値	真空破壊装置の設定値	真空破壊装置の設定値	真空破壊装置の設定値	真空破壊装置の設定値
サブプレッショナル・チェンバール温度	3.0Pa (通常運転時)	約3.0Pa～約3.0Pa (実測値)	通常運転時のサブプレッショナル・チェンバール温度を設定	通常運転時のサブプレッショナル・チェンバール温度を設定	通常運転時のサブプレッショナル・チェンバール温度を設定	通常運転時のサブプレッショナル・チェンバール温度を設定	通常運転時のサブプレッショナル・チェンバール温度を設定
格納容器圧力	5Pa [case]	約5Pa [case]～約7.7Pa [case] (実測値)	通常運転時の格納容器圧力として設定	異常運転時の格納容器圧力として設定	異常運転時の格納容器圧力として設定	異常運転時の格納容器圧力として設定	異常運転時の格納容器圧力として設定
格納容器温度	57℃	約45℃～約58℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度として設定	異常運転時の格納容器温度として設定	異常運転時の格納容器温度として設定	異常運転時の格納容器温度として設定	異常運転時の格納容器温度として設定
外部水庫の温度	30℃	31℃以下 (実測値)	外部水庫の温度を設定	異常運転時の外部水庫の温度を設定	異常運転時の外部水庫の温度を設定	異常運転時の外部水庫の温度を設定	異常運転時の外部水庫の温度を設定

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、 $1.06\text{m}^3/\text{h}$ (格納容器スプレイ装置後)にて注水。 1.04MPa (格納容器スプレイ装置前)にて注水。	事象発生 25 分後に手動起動し、 $1.06\text{m}^3/\text{h}$ (格納容器スプレイ装置後)にて注水。 1.04MPa (格納容器スプレイ装置前)にて注水。	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、原子炉圧力に依らざるに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、事業進展に影響はなく、評価項目となるパラメータ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。
	事象発生 24 時間 10 分後に手動起動し、 $1.06\text{m}^3/\text{h}$ (0.14MPa [G1]において) (最大 $1.66\text{m}^3/\text{h}$) (1系系相当り)	事象発生 24 時間 10 分後に手動起動し、 $1.06\text{m}^3/\text{h}$ (0.14MPa [G1]において) (最大 $1.66\text{m}^3/\text{h}$) (1系系相当り)	設計値として設定 設計値に注入配管の閉鎖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。注水後の機器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)、原子炉水位の回復は早くなる。注水後の機器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。
低圧代替注水系 (可搬型)	最大 $110\text{m}^3/\text{h}$ (格納容器スプレイ装置前)	最大 $110\text{m}^3/\text{h}$ (格納容器スプレイ装置前)	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	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く、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。
	最大 $110\text{m}^3/\text{h}$ (格納容器スプレイ装置後)	最大 $110\text{m}^3/\text{h}$ (格納容器スプレイ装置後)	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	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く、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。
代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)	$130\text{m}^3/\text{h}$ にて格納容器内へスプレイ	$130\text{m}^3/\text{h}$ に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。	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。
残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系)	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	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	残留熱除去系の設計値として設定 伝熱容量は、熱交換機の設計性能に基づき、過共の余裕を考慮する高めの海水温度を設定	スプレイ流量及び伝熱容量は、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く、運転員等操作時間に与える影響はない。	スプレイ流量及び伝熱容量は、解析条件と最悪条件は同様であることから、事業進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。
	伝熱容量は、熱交換機 1 基当たり約 43MW (サブプレッシャ) (サブプレッシャ)	伝熱容量は、熱交換機 1 基当たり約 43MW (サブプレッシャ) (サブプレッシャ)	伝熱容量は、熱交換機 1 基当たり約 43MW (サブプレッシャ) (サブプレッシャ)	伝熱容量は、熱交換機 1 基当たり約 43MW (サブプレッシャ) (サブプレッシャ)	伝熱容量は、熱交換機 1 基当たり約 43MW (サブプレッシャ) (サブプレッシャ)

重大事象等対策に關連する機器の劣化

表3 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 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +RCIC 失敗) (1/5)

項目	解析条件 (運転員等) の不確かさ	解析上の操作時間	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	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	操作時間余裕	訓練実績等
高圧代替注水系統への注水操作	運転員による注水操作の開始時刻に誤差が生ずる可能性がある。また、注水操作の終了時刻にも誤差が生ずる可能性がある。	運転員による注水操作の開始時刻に誤差が生ずる可能性がある。また、注水操作の終了時刻にも誤差が生ずる可能性がある。	運転員による注水操作の開始時刻に誤差が生ずる可能性がある。また、注水操作の終了時刻にも誤差が生ずる可能性がある。	運転員による注水操作の開始時刻に誤差が生ずる可能性がある。また、注水操作の終了時刻にも誤差が生ずる可能性がある。	運転員による注水操作の開始時刻に誤差が生ずる可能性がある。また、注水操作の終了時刻にも誤差が生ずる可能性がある。	運転員による注水操作の開始時刻に誤差が生ずる可能性がある。また、注水操作の終了時刻にも誤差が生ずる可能性がある。	運転員による注水操作の開始時刻に誤差が生ずる可能性がある。また、注水操作の終了時刻にも誤差が生ずる可能性がある。	運転員による注水操作の開始時刻に誤差が生ずる可能性がある。また、注水操作の終了時刻にも誤差が生ずる可能性がある。

表3 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 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +RCIC 失敗) (1/5)

項目	解析上の操作時間	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	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	操作時間余裕	訓練実績等
高圧代替注水系統の起動操作	運転員による注水操作の開始時刻に誤差が生ずる可能性がある。また、注水操作の終了時刻にも誤差が生ずる可能性がある。	運転員による注水操作の開始時刻に誤差が生ずる可能性がある。また、注水操作の終了時刻にも誤差が生ずる可能性がある。	運転員による注水操作の開始時刻に誤差が生ずる可能性がある。また、注水操作の終了時刻にも誤差が生ずる可能性がある。	運転員による注水操作の開始時刻に誤差が生ずる可能性がある。また、注水操作の終了時刻にも誤差が生ずる可能性がある。	運転員による注水操作の開始時刻に誤差が生ずる可能性がある。また、注水操作の終了時刻にも誤差が生ずる可能性がある。	運転員による注水操作の開始時刻に誤差が生ずる可能性がある。また、注水操作の終了時刻にも誤差が生ずる可能性がある。	運転員による注水操作の開始時刻に誤差が生ずる可能性がある。また、注水操作の終了時刻にも誤差が生ずる可能性がある。

表3 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 (全交流動力電源喪失 (T B U)) (1/5)

項目	解析条件 (運転員等) の不確かさ	解析上の操作時間	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	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	操作時間余裕	訓練実績等
高圧代替注水系統の起動操作	運転員による注水操作の開始時刻に誤差が生ずる可能性がある。また、注水操作の終了時刻にも誤差が生ずる可能性がある。	運転員による注水操作の開始時刻に誤差が生ずる可能性がある。また、注水操作の終了時刻にも誤差が生ずる可能性がある。	運転員による注水操作の開始時刻に誤差が生ずる可能性がある。また、注水操作の終了時刻にも誤差が生ずる可能性がある。	運転員による注水操作の開始時刻に誤差が生ずる可能性がある。また、注水操作の終了時刻にも誤差が生ずる可能性がある。	運転員による注水操作の開始時刻に誤差が生ずる可能性がある。また、注水操作の終了時刻にも誤差が生ずる可能性がある。	運転員による注水操作の開始時刻に誤差が生ずる可能性がある。また、注水操作の終了時刻にも誤差が生ずる可能性がある。	運転員による注水操作の開始時刻に誤差が生ずる可能性がある。また、注水操作の終了時刻にも誤差が生ずる可能性がある。	運転員による注水操作の開始時刻に誤差が生ずる可能性がある。また、注水操作の終了時刻にも誤差が生ずる可能性がある。

表3 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 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +R1C 失敗) (2/5)

項目	操作条件 (運転員等の作業時間)	評価項目となるパラメータに与える影響	運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータに与える影響	運転員等操作時間による影響	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
各種機器への電源供給の確保 (低圧電源供給装置の動作)	各種機器への電源供給の確保 (低圧電源供給装置の動作)	各種機器への電源供給の確保 (低圧電源供給装置の動作)	各種機器への電源供給の確保 (低圧電源供給装置の動作)	各種機器への電源供給の確保 (低圧電源供給装置の動作)	各種機器への電源供給の確保 (低圧電源供給装置の動作)	各種機器への電源供給の確保 (低圧電源供給装置の動作)	各種機器への電源供給の確保 (低圧電源供給装置の動作)

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (2/5)

項目	操作条件	条件設定の考え方	操作の不確かな要因	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	操作時間余裕	運転員等
運転員等による安全弁閉鎖	運転員等による安全弁閉鎖	運転員等による安全弁閉鎖	運転員等による安全弁閉鎖	運転員等による安全弁閉鎖	運転員等による安全弁閉鎖	運転員等による安全弁閉鎖	運転員等による安全弁閉鎖

表3 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 (全交流動力電源喪失 (T B U)) (2/5)

項目	操作条件 (運転員等の作業時間)	評価項目となるパラメータに与える影響	運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータに与える影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等
運転員等による安全弁閉鎖	運転員等による安全弁閉鎖	運転員等による安全弁閉鎖	運転員等による安全弁閉鎖	運転員等による安全弁閉鎖	運転員等による安全弁閉鎖	運転員等による安全弁閉鎖	運転員等による安全弁閉鎖

表3 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 (全交流動力電源喪失+DG 喪失) +RNIC 失敗) (5/5)

項目	解除条件 (項目条件) の不確かさ 解除時間	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	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	操作時間 余裕	訓練実績等
操作条件	常設代替交流電源設備からの受電 時刻表を介した既用燃料除去系 (低圧注水モーター) 運転操作	常設代替交流電源設備からの受電として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として、事故発生から1分が時間余裕がある。	-	-	-	訓練実績等 訓練員等により、既用燃料除去系(常設代替)の運転操作、並列運転の運転員による受電前準備及び受電操作を並行して実施し、約48分で常設代替交流電源設備からの受電が実施可能であることを確認した。
	過剰した安全系による原子炉停止操作	安全系が動作した際の時刻表を参照して設定	安全系が動作した際の時刻表を参照して設定	-	-	-	中央制御室における操作のため、システム(保護操作含む)に備わっている既用燃料除去系(低圧注水モーター)の動作確認を並行して実施し、約3分、想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。
	既用燃料除去系(低圧注水モーター)による原子炉停止操作	既用燃料除去系(低圧注水モーター)の動作時刻表を参照して設定	既用燃料除去系(低圧注水モーター)の動作時刻表を参照して設定	-	-	-	中央制御室における操作のため、システム(保護操作含む)に備わっている既用燃料除去系(低圧注水モーター)の動作確認を並行して実施し、約3分、想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。
	既用燃料除去系(低圧注水モーター)による原子炉停止操作	既用燃料除去系(低圧注水モーター)の動作時刻表を参照して設定	既用燃料除去系(低圧注水モーター)の動作時刻表を参照して設定	-	-	-	中央制御室における操作のため、システム(保護操作含む)に備わっている既用燃料除去系(低圧注水モーター)の動作確認を並行して実施し、約3分、想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (5/5)

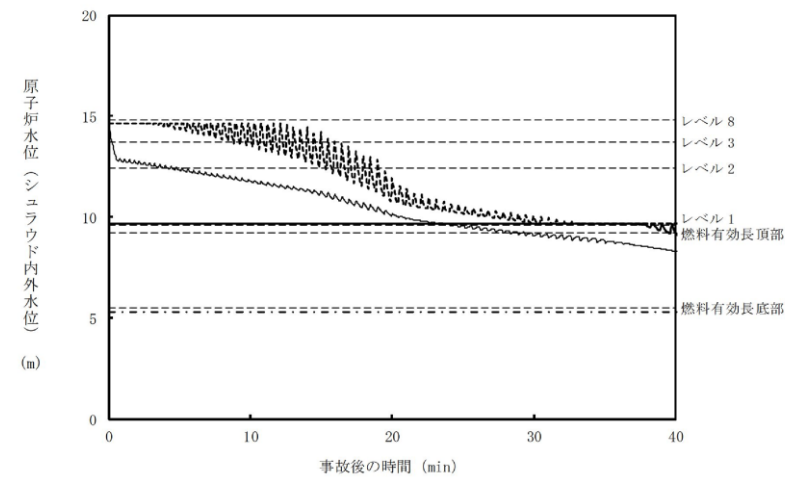
項目	解除上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間 に与える影響	評価項目となるパラメータ に与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	常設代替交流電源設備からの受電	本事故シナリオの前提条件として設定	操作の不確かさ要因 操作の不確かさ要因	-	-	-	訓練実績等より、運転員等により、既用燃料除去系(常設代替)の運転操作、並列運転の運転員による受電前準備及び受電操作を並行して実施し、約48分で常設代替交流電源設備からの受電が実施可能であることを確認した。
	既用燃料除去系(低圧注水モーター)による原子炉停止操作	既用燃料除去系(低圧注水モーター)の動作時刻表を参照して設定	既用燃料除去系(低圧注水モーター)の動作時刻表を参照して設定	-	-	-	中央制御室における操作のため、システム(保護操作含む)に備わっている既用燃料除去系(低圧注水モーター)の動作確認を並行して実施し、約3分、想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

表3 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 (全交流動力電源喪失 (TBU)) (5/5)

項目	解除条件 (項目条件) の不確かさ 解除時間	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	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	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	常設代替交流電源設備からの受電	本事故シナリオの前提条件として設定	操作の不確かさ要因 操作の不確かさ要因	-	-	-	訓練実績等より、運転員等により、既用燃料除去系(常設代替)の運転操作、並列運転の運転員による受電前準備及び受電操作を並行して実施し、約48分で常設代替交流電源設備からの受電が実施可能であることを確認した。
	既用燃料除去系(低圧注水モーター)による原子炉停止操作	既用燃料除去系(低圧注水モーター)の動作時刻表を参照して設定	既用燃料除去系(低圧注水モーター)の動作時刻表を参照して設定	-	-	-	中央制御室における操作のため、システム(保護操作含む)に備わっている既用燃料除去系(低圧注水モーター)の動作確認を並行して実施し、約3分、想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。
	既用燃料除去系(低圧注水モーター)による原子炉停止操作	既用燃料除去系(低圧注水モーター)の動作時刻表を参照して設定	既用燃料除去系(低圧注水モーター)の動作時刻表を参照して設定	-	-	-	中央制御室における操作のため、システム(保護操作含む)に備わっている既用燃料除去系(低圧注水モーター)の動作確認を並行して実施し、約3分、想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

柏崎刈羽原子力発電所 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><u>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。</u></p> <p><u>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。</u></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 (TBU)」及び「全交流動力電源喪失 (TBD)」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><u>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。</u></p> <p><u>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。</u></p> <p><u>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 (TBU)」及び「全交流動力電源喪失 (TBD)」においては 40 分程度の時間余裕がある。</u></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" data-bbox="1765 1381 2475 1440"> <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

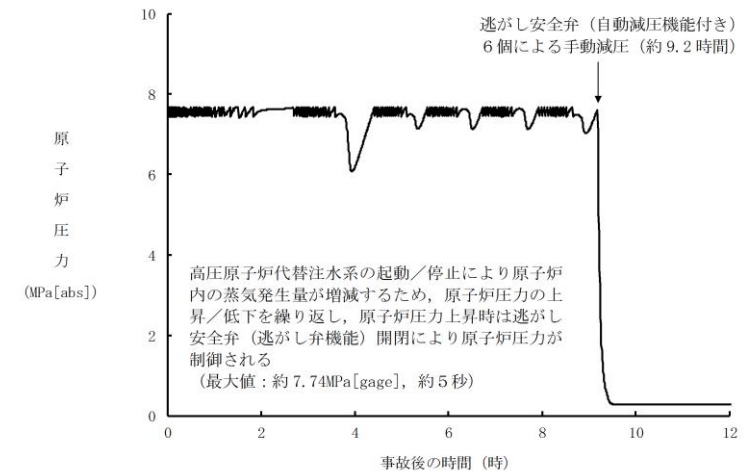


図1 事象発生60分後に注水を開始したケースにおける
原子炉圧力の推移

・評価方法の相違
【東海第二】

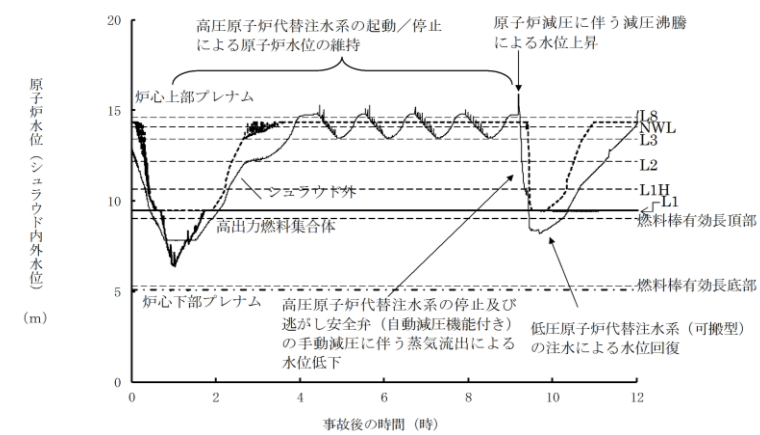
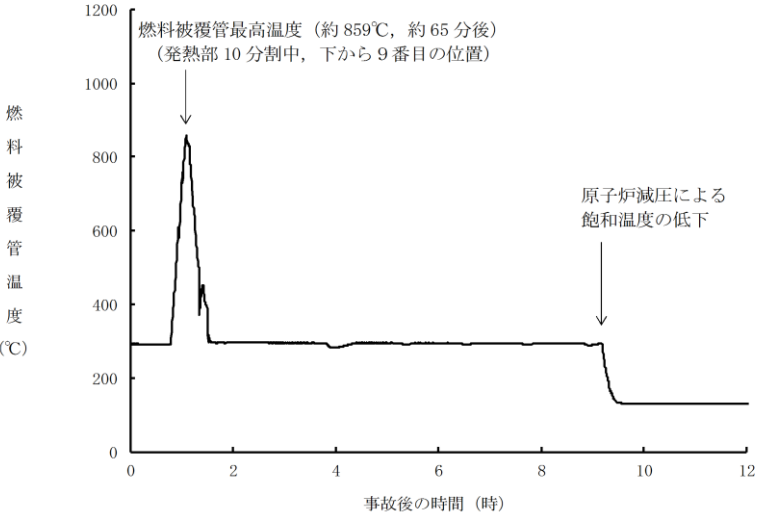


図2 事象発生60分後に注水を開始したケースにおける
原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移

柏崎刈羽原子力発電所 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="1780 787 2463 871">図3 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</p>	<p data-bbox="2537 210 2745 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 <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></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</p>	<p>2.3.2 <u>全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)</u></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</p>	<p>2.3.3 <u>全交流動力電源喪失 (TBD)</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 (TBD)</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 (TBD)</u>」では、全交流動力電源喪失と同時に<u>直流電源が喪失</u>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</u>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</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>

柏崎刈羽原子力発電所 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>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、常設代替直流電源設備から電源を給電した<u>高圧代替注水系</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（低圧注水モード）</u>、<u>低圧代替注水系（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>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、常設代替直流電源設備から電源を給電した<u>高圧代替注水系</u>による原子炉注水によって事象発生約8時間後まで、その後<u>低圧代替注水系（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>低圧代替注水系（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>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>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、常設代替直流電源設備から電源を給電した<u>高圧原子炉代替注水系</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</u>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>による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、<u>常設代替交流電源設備による給電後に残留熱除去系（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>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熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しな</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</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</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）</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>逃がし安全弁（自動減圧機能付き）</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（自動減圧機能付き）</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>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・プール冷却モード）</u>による<u>原子炉格納容器除熱手段</u>を整備する。これ</p>	<p>いため格納容器ベントを実施しない。</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

柏崎刈羽原子力発電所 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>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。</u></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2.3.3.6図に示す。</u></p>	<p>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、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。</u></p> <p><u>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。</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、災害対策要員(初動)24名で対処可能である。</u></p>	<p>らの対策の概略系統図を第2.3.3.1-1(1)図から第2.3.3.1-1(3)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>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、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名、緊急時対策要員(現場)は19名である。</u></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>により格納容器スプレイを実施する。</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

柏崎刈羽原子力発電所 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、<u>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</u>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<u>全て喪失する</u>。</p> <p>※2 直流電源喪失時には<u>平均出力領域モニタ等</u>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、<u>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</u>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<u>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></u></p> <p>※1 直流電源喪失時には<u>平均出力領域計装等</u>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、<u>すべ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)</u>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<u>すべて喪失する</u>。</p> <p>※2 直流電源喪失時には<u>平均出力領域計装</u>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>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</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 本事故シナリオグループの重要事故シナリオは「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 本事故シナリオグループの重要事故シナリオは「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+直流電源喪失+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+直流電源喪失+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 本事故シナリオグループの重要事故シナリオは「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>すべ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+直流電源喪失」により、必然的に全交流動力電源喪失となる。</u></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>直流電源切替え</u> <u>直流電源切替えについては、「2.3.2.1(3)d. 直流電源切替え」と同じ。</u></p>	<p>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> <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いては、「2.3.1.1(3)g. 残留熱除去系（低圧注水モード）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）による原子炉格納容器除熱については、「2.3.1.1(3)h. 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」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、「2.3.1.1(3)i. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水」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、「2.3.1.1(3)i. 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水」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却系）による格納容器除熱」と同じ。</u></p>	<p>i. <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</u> <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については、「2.3.1.1(3)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」と同じ。</u></p> <p>j. <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いては、「2.3.1.1(3)j. 残留熱除去系（低圧注水モード）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、原子炉注水の切替え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>
<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及び全ての注水機能を喪失する「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>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、<u>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「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>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>すべての直流電源を喪失することによりすべての非常用ディーゼル発電機等及びすべ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>・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>・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>

柏崎刈羽原子力発電所 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>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、原子炉压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>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、原子炉压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、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2.3.2-2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</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>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、原子炉压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、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、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>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>・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>全ての直流電源が機能喪失するものとする。これにより、<u>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。</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>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、<u>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>(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 (a) <u>原子炉スクラム信号</u> <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> (b) <u>高圧代替注水系</u> <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> (c) <u>逃がし安全弁</u></p>	<p><u>すべての直流電源が機能喪失するものとする。これにより、すべ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>(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。 <u>※ 逃がし安全弁の機器条件については、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</u></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。 ・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>・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>

柏崎刈羽原子力発電所 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</p> <p>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><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><u>(d) 低圧代替注水系（可搬型）</u></p> <p><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イ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><u>(e) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）</u></p> <p><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、130m³/hにて格納容器内にスプレイする。</u></p> <p><u>(f) 残留熱除去系（低圧注水系）</u></p> <p><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><u>(g) 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></p> <p><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</p> <p><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><u>(a) 高圧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><u>(b) 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><u>(c) 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</u></p>	<p><u>炉圧力制御で代表させた。</u></p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>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>・記載の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>島根2号炉は、直流電源喪失時に逃がし安全弁（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> <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>(3) 有効性評価 (敷地境界での実効線量評価) の条件 <u>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。</u></p> <p>(4) 有効性評価の結果 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><u>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><u>(d) 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、格納容器圧力が0.279MPa [gage] に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、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><u>(e) 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>(3) 有効性評価の結果 <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2.3.2-13 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</u></p>	<p>(3) 有効性評価の結果 有効性評価の結果は、「2.3.2.2(3) 有効性評価の結果」と同じ。</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> <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>

柏崎刈羽原子力発電所 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>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><u>a. 事象進展</u></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 style="text-align: center;"><u>(添付資料2.3.2.1, 2.3.2.2)</u></p> <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(低压注水系)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イ冷却系(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(格納容器スプレイ冷却系)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><u>b. 評価項目等</u></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>		

柏崎刈羽原子力発電所 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>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。</p> <p>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。</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、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇するが、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。</p> <p>第2.3.2-5 図に示すとおり、<u>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。</u>その後は、約24 時間後に残留熱除去系(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。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料2.3.2.3)</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>2.3.2.3 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られられる操作として、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)</u>では、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</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> (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>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>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>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</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」で説明している運転員、緊急時対策要員等の72名で対処可能である。</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;"><u>(添付資料2.3.2.4, 2.3.2.5)</u></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」で説明している災害対策要員(初動)の39名で対処可能である。</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(TBD)</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>運転員、緊急時対策要員等</u>の45名で対処可能である。</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>

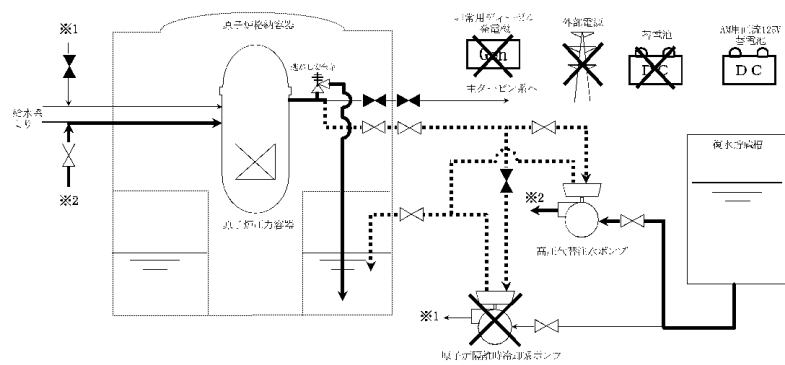
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>また、<u>事象発生10時間以降に必要な参集要員は46名であり、発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。</u></p> <p>(2) 必要な資源の評価 必要な資源の評価結果は、「<u>2.3.2.4(2) 必要な資源の評価</u>」と同じ。</p>	<p>また、<u>事象発生2 時間以降に必要な参集要員は6 名であり、発電所構外から2 時間以内に参集可能な要員の72 名で確保可能である。</u></p> <p>(2) 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><u>b. 燃料</u></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><u>c. 電源</u></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</u>、<u>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<u>格納容器冷却手段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(サブプレッション・プール冷却系)</u>による<u>格納容器除熱手段</u>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(TBD)</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(TBD)</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</u>、<u>低圧原子炉代替注水系(可搬型)及び逃がし安全弁(自動減圧機能付き)</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)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>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】 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</p>

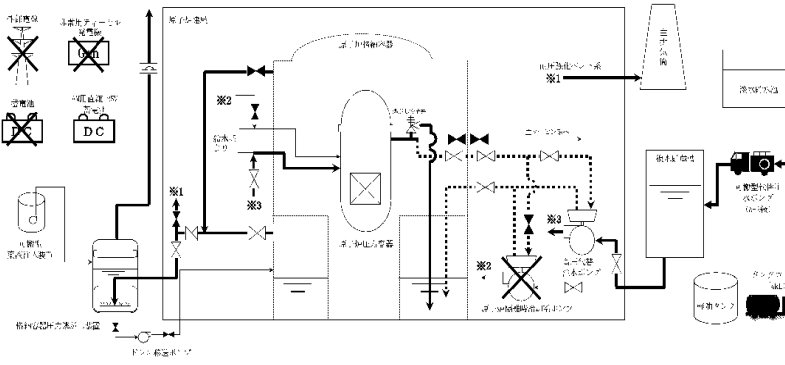
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+直流電源喪失</u>」の重要事故シーケンス「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+直流電源喪失</u>」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、<u>高圧代替注水系</u>による原子炉注水，残</p>	<p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（TBD, TBU）</u>」の重要事故シーケンス「<u>外部電源喪失+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，低</p>	<p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（TBD）</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</u>による原子炉注</p>	<p>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> <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</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>留熱除去系（低圧注水モード）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）</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>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>圧代替注水系（可搬型）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）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>水，<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>逃がし安全弁（自動減圧機能付き）</u>による原子炉減圧，<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）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>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】 島根 2 号炉は，残留熱除去系による格納容器除</p>

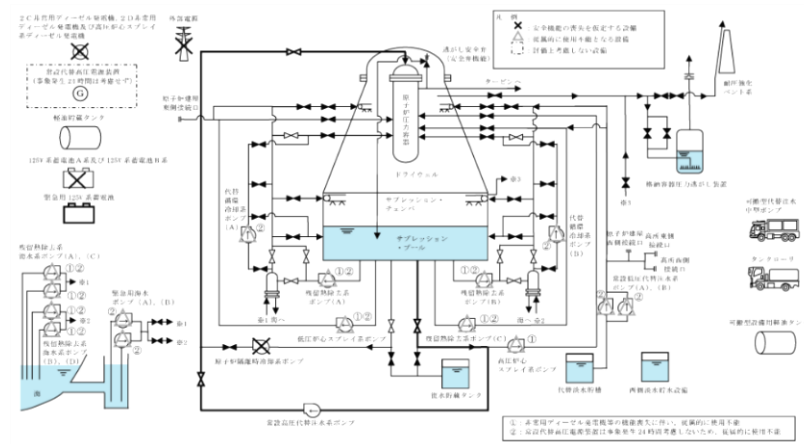
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、<u>高圧代替注水系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ナリオに対して有効であることが確認でき、事故シナリオグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+直流電源喪失」に対して有効である。</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>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ナリオに対して有効であることが確認でき、事故シナリオグループ「全交流動力電源喪失（TBD、TBU）」に対して有効である。</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ナリオに対して有効であることが確認でき、事故シナリオグループ「全交流動力電源喪失（TBD）」に対して有効である。</u></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>・シナリオ選定の相違 【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、同じシナリオグループとして整理している。</p>



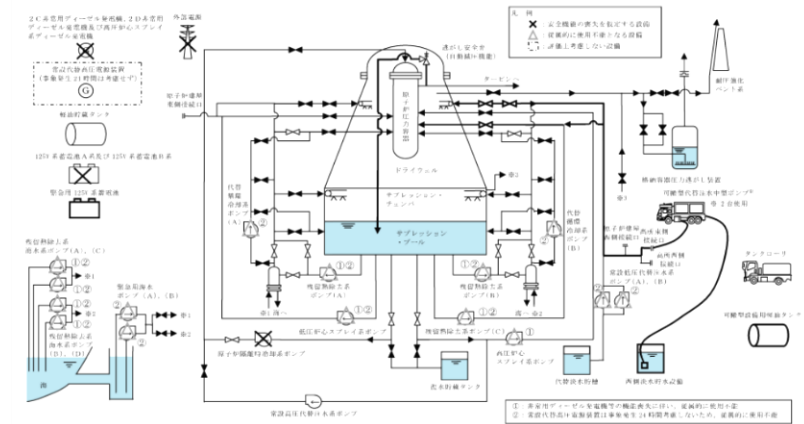
第 2.3.3.1 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) + 直流電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図(1/4) (原子炉注水)



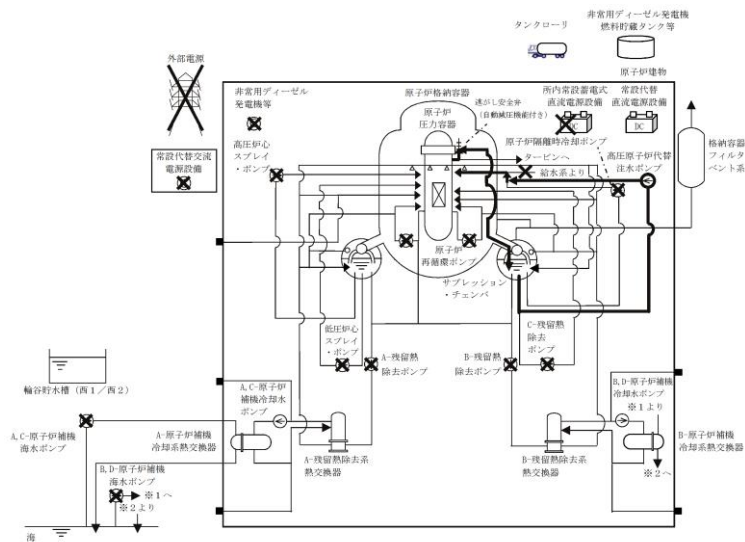
第 2.3.3.2 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) + 直流電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図(2/4) (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



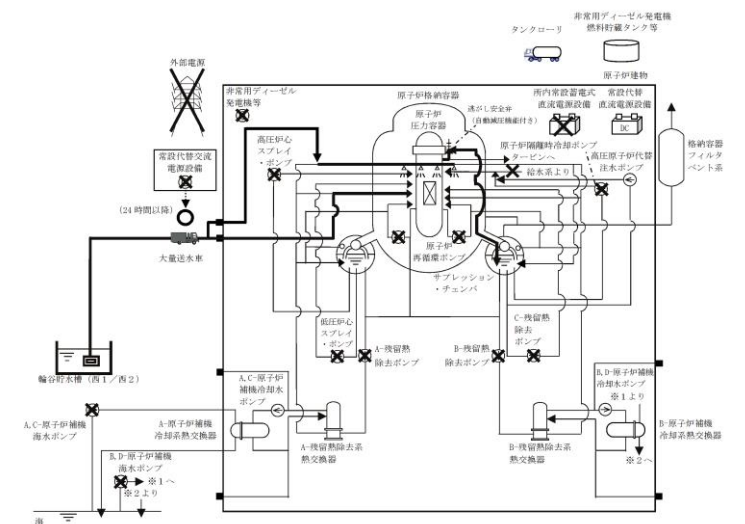
第 2.3.2-1 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3) (高圧代替注水系による原子炉注水段階)



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イ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却段階)



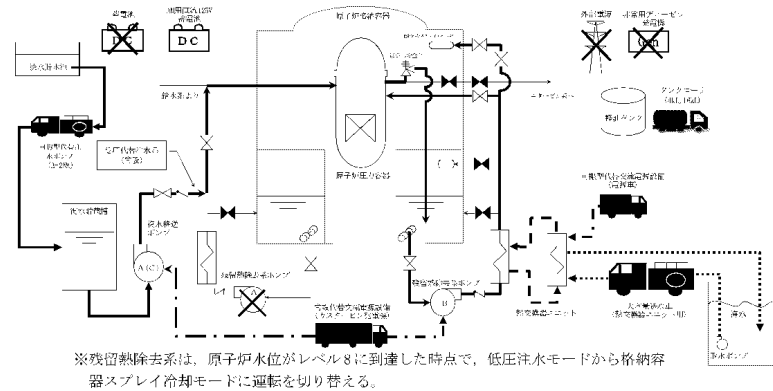
第 2.3.3.1-1(1) 図 「全交流動力電源喪失 (TBD)」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉注水)



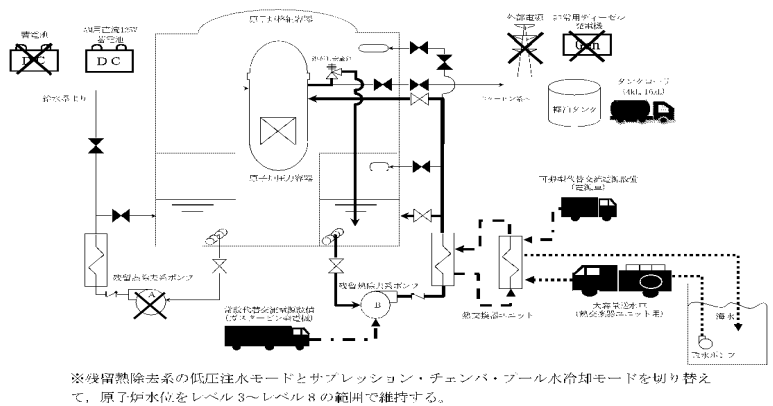
第 2.3.3.1-1(2) 図 「全交流動力電源喪失 (TBD)」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉減圧, 原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)

備考
・設備設計の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

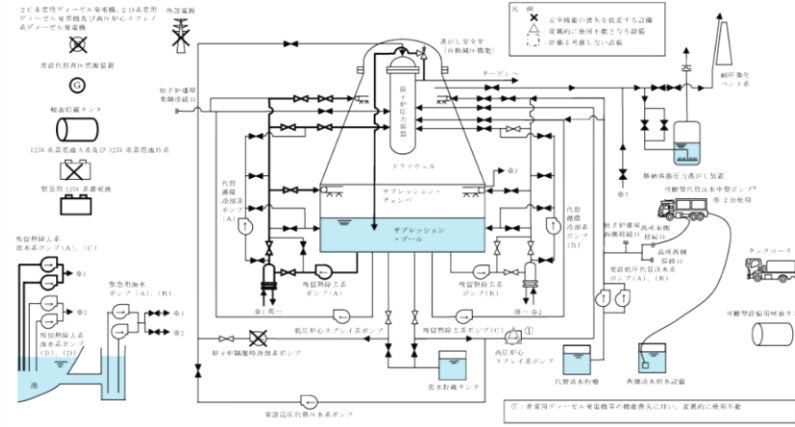
・解析条件の相違
【柏崎 6/7】
島根 2号炉は、格納容器スプレイ実施基準到達により格納容器スプレイを実施する。
・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。



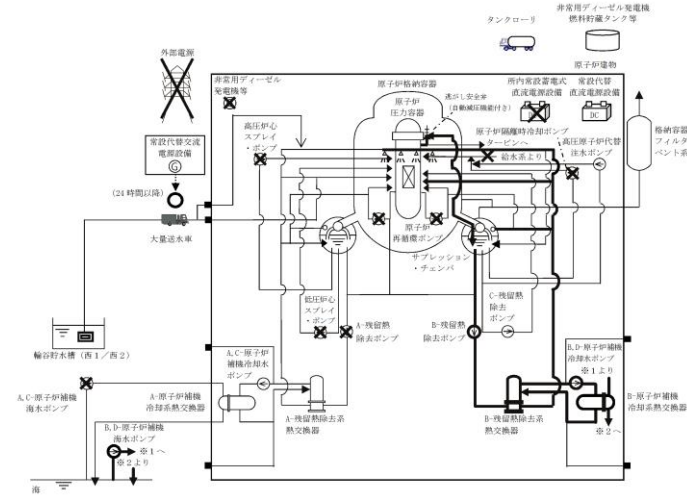
第 2.3.3.3 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +直流電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図(3/4) (原子炉急速減圧、原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



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)

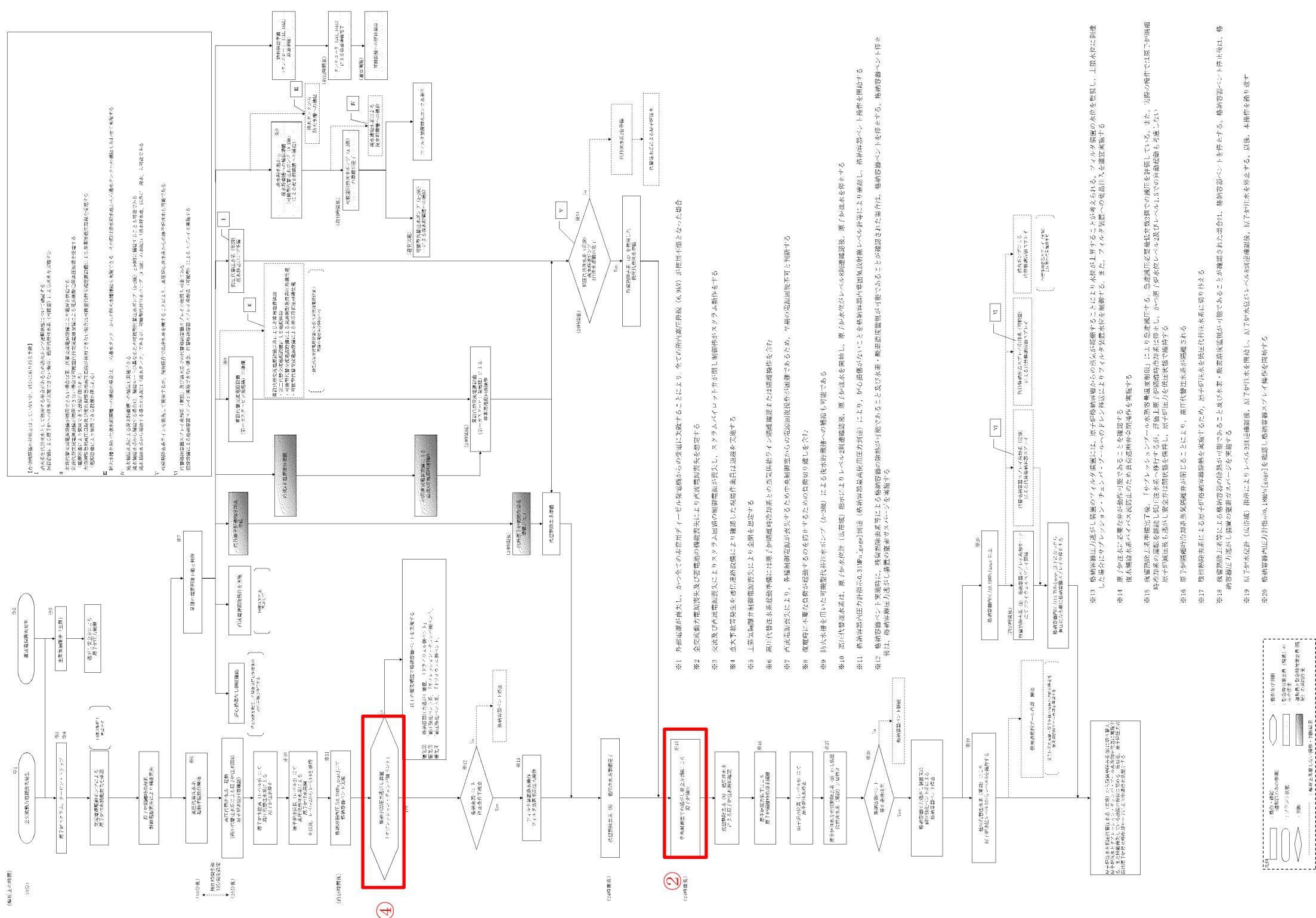


第 2.3.3.1-1(3) 図 「全交流動力電源喪失 (TBD)」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

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。

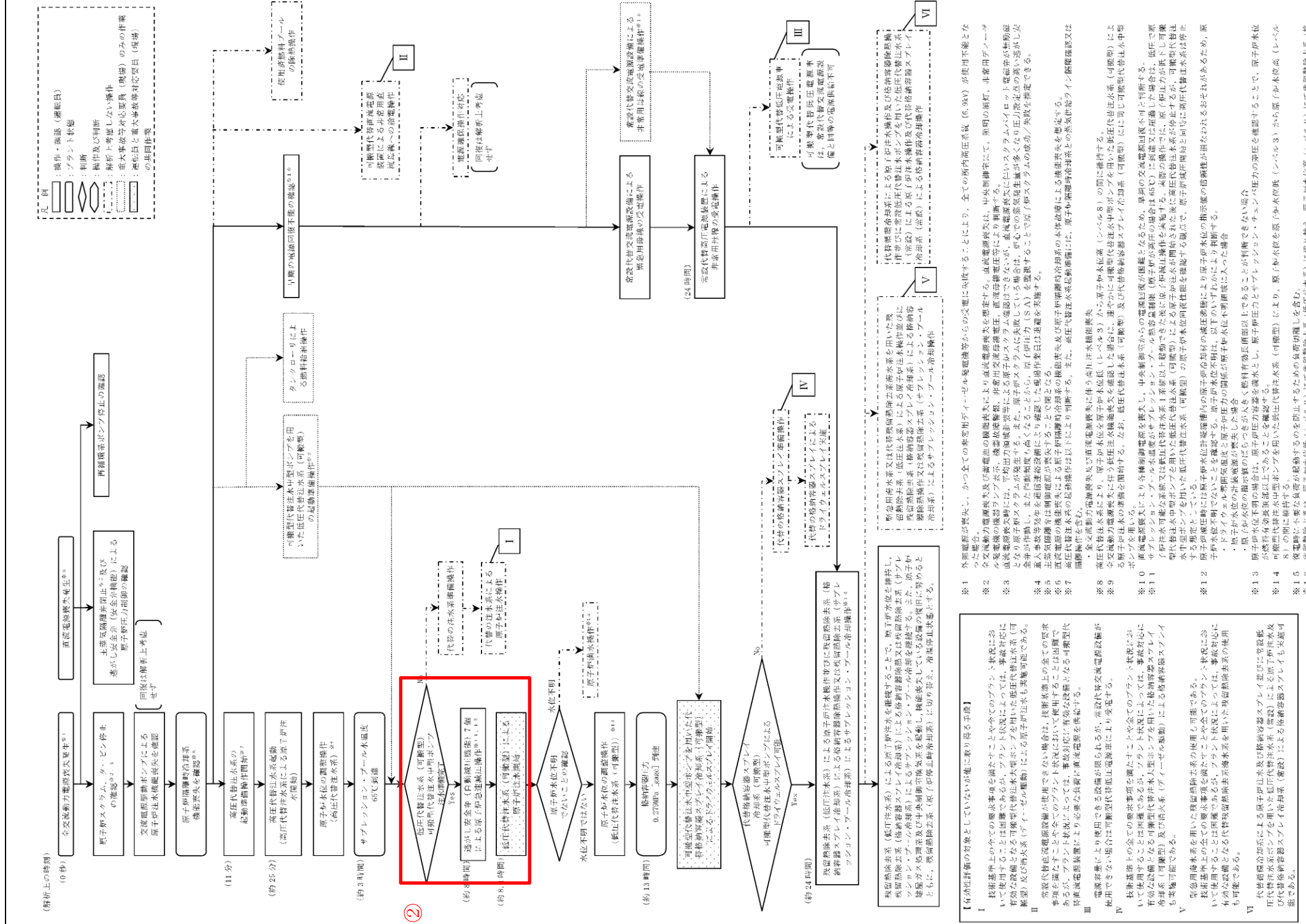
差異理由は、島根2号炉「第2.3.3.1-2図「全交流動力電源喪失(TBD)」の対応手順の概要」の備考欄参照。



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

- ※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受電に失敗することにより、全ての炉内冷却回路 (K9W) が使用不能となった場合
- ※2 全交流動力電源喪失及び非常用ディーゼル発電機からの受電に失敗することにより、炉内冷却回路 (K9W) が使用不能となった場合
- ※3 交流及び非常用ディーゼル発電機からの受電に失敗し、スクラムハイロット弁が開し制御棒がスクラム動作をする
- ※4 炉内冷却水循環が停止し、炉内冷却水の循環が停止する
- ※5 炉内冷却水の循環が停止し、炉内冷却水の循環が停止する
- ※6 炉内冷却水の循環が停止し、炉内冷却水の循環が停止する
- ※7 炉内冷却水の循環が停止し、炉内冷却水の循環が停止する
- ※8 炉内冷却水の循環が停止し、炉内冷却水の循環が停止する
- ※9 炉内冷却水の循環が停止し、炉内冷却水の循環が停止する
- ※10 炉内冷却水の循環が停止し、炉内冷却水の循環が停止する
- ※11 炉内冷却水の循環が停止し、炉内冷却水の循環が停止する
- ※12 炉内冷却水の循環が停止し、炉内冷却水の循環が停止する
- ※13 炉内冷却水の循環が停止し、炉内冷却水の循環が停止する
- ※14 炉内冷却水の循環が停止し、炉内冷却水の循環が停止する
- ※15 炉内冷却水の循環が停止し、炉内冷却水の循環が停止する
- ※16 炉内冷却水の循環が停止し、炉内冷却水の循環が停止する
- ※17 炉内冷却水の循環が停止し、炉内冷却水の循環が停止する
- ※18 炉内冷却水の循環が停止し、炉内冷却水の循環が停止する
- ※19 炉内冷却水の循環が停止し、炉内冷却水の循環が停止する
- ※20 炉内冷却水の循環が停止し、炉内冷却水の循環が停止する

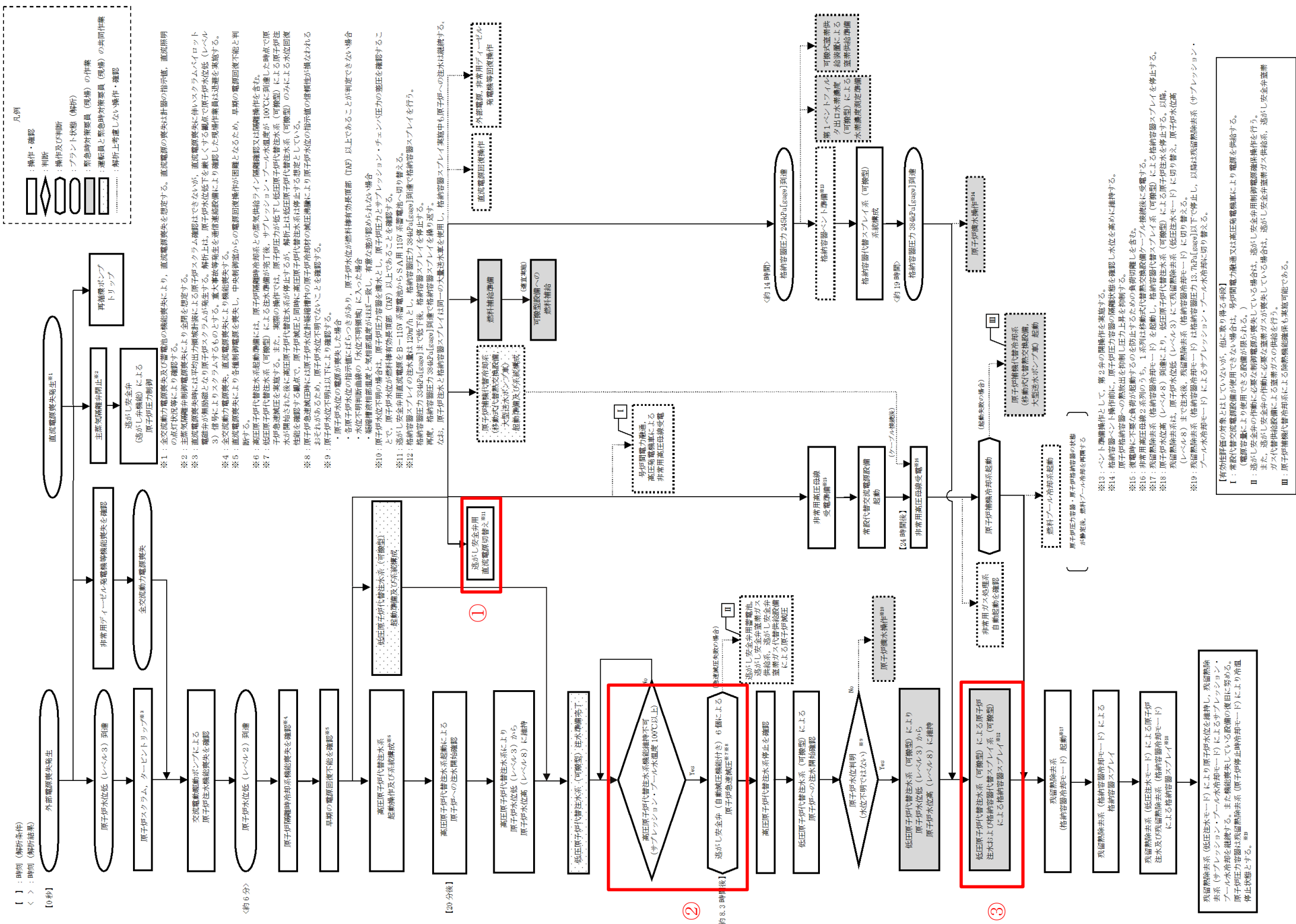
差異理由は、島根2号炉「第2.3.3.1-2図「全交流動力力電源喪失(TBD)」の対応手順の概要」の備考欄参照。



第2.3.2-2 図 全交流動力力電源喪失 (TBD, TBU) の対応手順の概要

- 備考 I 特設装置上の全ての要求事項を満たすと判定した場合、アラート発生による事故対応に必要となる可搬型代替注水ポンプを用いた高圧代替注水系統(可搬型)及び低圧代替注水系統(ディーゼル駆動)による原子炉注水も実施可能である。
- 備考 II 常設代替注水電源設備が使用できない場合は、技術基準上の全ての要求事項を満たすことにより、アラート発生による事故対応に必要となる可搬型代替注水ポンプを用いた高圧代替注水系統(可搬型)及び低圧代替注水系統(ディーゼル駆動)による原子炉注水も実施可能である。
- 備考 III 電源喪失により使用できる設備に限られるが、常設代替交流電源設備が使用できない場合は可搬型代替交流電源設備により変電する。
- 備考 IV 技術基準上の全ての要求事項を満たすことにより、アラート発生による事故対応に必要となる可搬型代替注水ポンプを用いた高圧代替注水系統(可搬型)及び低圧代替注水系統(ディーゼル駆動)による原子炉注水も実施可能である。
- 備考 V 緊急用海水系を用いた脱塩脱酸装置の使用も可能である。
- 備考 VI 代替注水ポンプによる原子炉注水及び高圧代替注水ポンプを用いた高圧代替注水系統(可搬型)及び低圧代替注水系統(ディーゼル駆動)による原子炉注水も実施可能である。

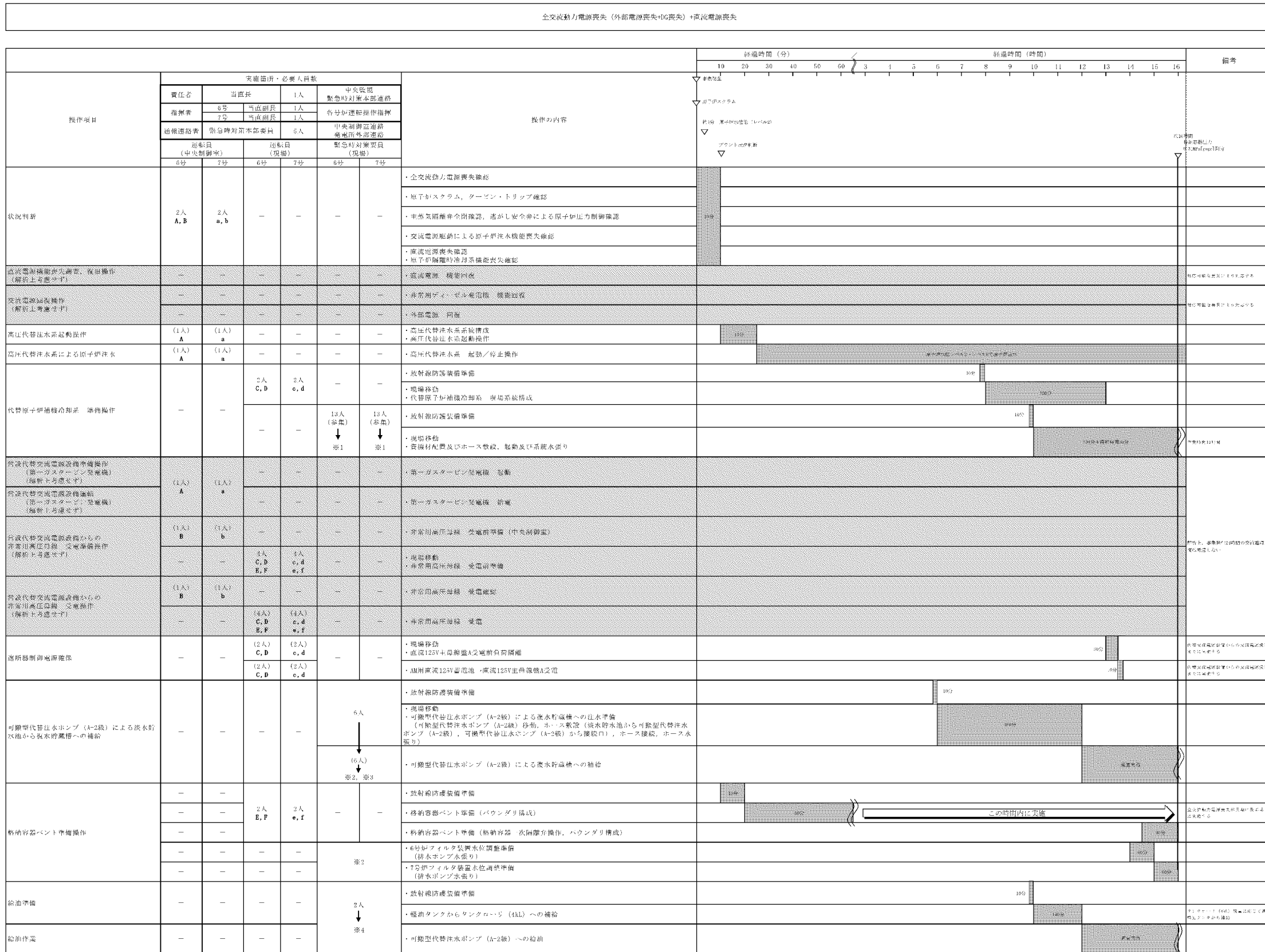
- ※1 外部電源が喪失し、かつ全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより、全ての炉内高圧系統(6.98kV)が使用不能となった場合。
- ※2 全交流動力力電源喪失及び蓄電池の稼働状況により直交流電源喪失を想定する。直交流電源喪失は、炉内高圧系統(6.98kV)の間で維持する。
- ※3 直交流電源喪失時には、平均出力低減運転等による原子炉スクラム稼働はできないが、直交流電源喪失にたいしてスクラム稼働が開始され、炉内高圧系統(6.98kV)にたいしてスクラム稼働が開始される。
- ※4 原子炉スクラム稼働が開始されると、炉内高圧系統(6.98kV)にたいしてスクラム稼働が開始される。炉内高圧系統(6.98kV)にたいしてスクラム稼働が開始されると、炉内高圧系統(6.98kV)にたいしてスクラム稼働が開始される。
- ※5 原子炉スクラム稼働が開始されると、炉内高圧系統(6.98kV)にたいしてスクラム稼働が開始される。炉内高圧系統(6.98kV)にたいしてスクラム稼働が開始されると、炉内高圧系統(6.98kV)にたいしてスクラム稼働が開始される。
- ※6 直交流電源喪失による炉内高圧系統(6.98kV)の稼働が停止すると、炉内高圧系統(6.98kV)にたいしてスクラム稼働が開始される。
- ※7 直交流電源喪失による炉内高圧系統(6.98kV)の稼働が停止すると、炉内高圧系統(6.98kV)にたいしてスクラム稼働が開始される。
- ※8 高圧代替注水系統により、原子炉水位を原子炉水位(レベル8)から、原子炉水位(レベル8)の間で維持する。
- ※9 全交流動力力電源喪失に伴う低圧代替注水系統稼働は、運転中に可搬型代替注水ポンプを用いた高圧代替注水系統(可搬型)により可搬型代替注水ポンプを使用する。
- ※10 直交流電源喪失により炉内高圧系統(6.98kV)の稼働が停止すると、炉内高圧系統(6.98kV)にたいしてスクラム稼働が開始される。
- ※11 原子炉スクラム稼働が開始されると、炉内高圧系統(6.98kV)にたいしてスクラム稼働が開始される。炉内高圧系統(6.98kV)にたいしてスクラム稼働が開始されると、炉内高圧系統(6.98kV)にたいしてスクラム稼働が開始される。
- ※12 原子炉スクラム稼働が開始されると、炉内高圧系統(6.98kV)にたいしてスクラム稼働が開始される。炉内高圧系統(6.98kV)にたいしてスクラム稼働が開始されると、炉内高圧系統(6.98kV)にたいしてスクラム稼働が開始される。
- ※13 原子炉水位の指示値が不明な場合は、原子炉水位(レベル8)から、原子炉水位(レベル8)の間で維持する。
- ※14 原子炉水位の指示値が不明な場合は、原子炉水位(レベル8)から、原子炉水位(レベル8)の間で維持する。
- ※15 原子炉水位の指示値が不明な場合は、原子炉水位(レベル8)から、原子炉水位(レベル8)の間で維持する。
- ※16 原子炉水位の指示値が不明な場合は、原子炉水位(レベル8)から、原子炉水位(レベル8)の間で維持する。



・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統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統 (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。

第 2.3.3.1-2 図 「全交流動力電源喪失 (TBD)」 の対応手順の概要

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(TBD)」の作業と所要時間」の備考欄参照。

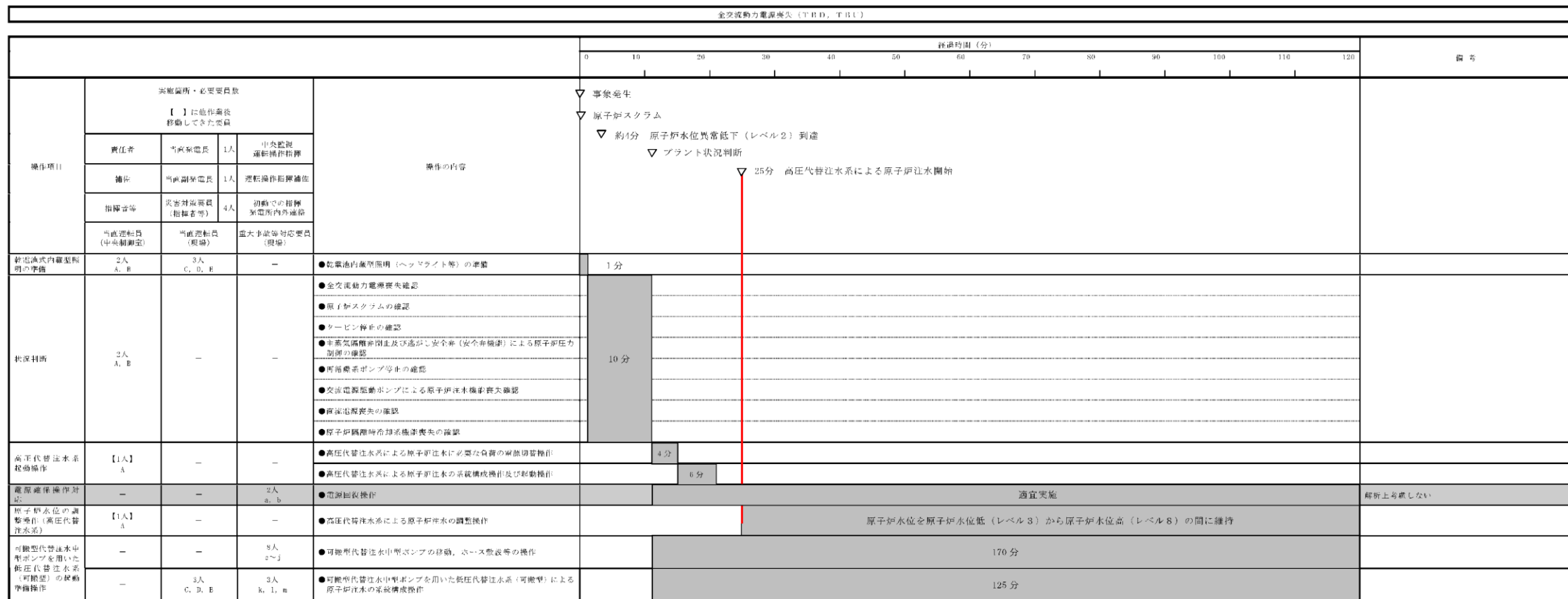


第2.3.3.6 図 「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+直流電源喪失」の作業と所要時間 (1/2)

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(TBD)」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

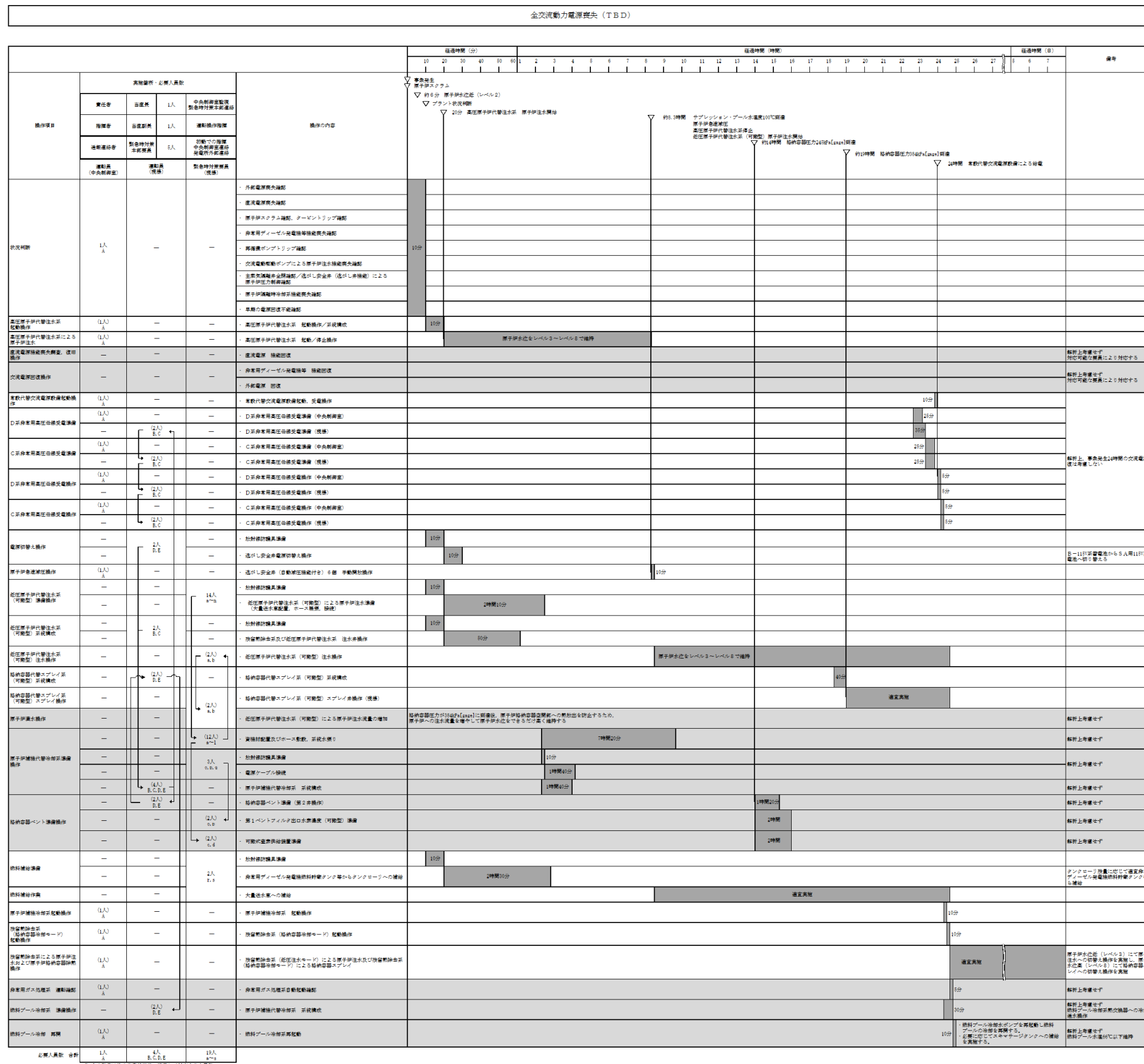
差異理由は、島根2号炉「第2.3.3.1-3図「全交流動力電源喪失(TBD)」の作業と所要時間」の備考欄参照。

				全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)												
				経過時間 (時刻)												
				4	8	12	16	20	24	28	32	36	40	備考		
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	-	-	3人 (c, d)	●可搬型代替注水中型ポンプの起動操作											125分	起動後、適宜監視
送給安全弁(自動減圧機構)による原子炉熱源減圧操作	【1人】 B	-	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	適宜実施
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) ↓	●送給安全弁(自動減圧機構)による原子炉熱源減圧操作											4分	
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	-	-	●送給安全弁(自動減圧機構)側の手動開放操作											1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)による格納容器冷却の調整操作	-	【1人】 B	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	
常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	【1人】 B	-	-	●非常用母線の受電準備操作(中央制御室)											30分	
常設代替高圧電源装置3台の送電準備操作	【1人】 B	-	-	●非常用母線の受電準備操作(現場)											185分	
残留熱除去系(低圧注水系)の起動操作	【1人】 A	-	-	●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の調整操作											175分	系統構成後、適宜流量調整
残留熱除去系(低圧注水系)の起動操作	【1人】 A	-	-	●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											4分	
残留熱除去系(低圧注水系)の起動操作	【1人】 A	-	-	●高圧代替高圧電源装置3台の送電準備操作											8分	
残留熱除去系(低圧注水系)の起動操作	【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)の起動操作	【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)の起動操作	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系(低圧注水系)の起動操作											2分	
残留熱除去系(低圧注水系)の起動操作	【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(格納容器スプレイ冷却系)による格納容器冷却又は残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)によるサブプレッション・プールの冷却の交互運転操作											原子炉水位高(レベル8)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	解前上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合に代替燃料プール冷却系の起動までに要する
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	解前上考慮しない 約25時間後までに実施する
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配管操作											15分	
必要要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	12人 (歩集) (必要要員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



第 2.3.3.1-3 図 「全交流動力電源喪失 (TBD)」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）。
 ・体制の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
 島根 2号炉は、シミュレータ訓練等において、中央制御室の対応を 1名にて実施可能なことを確認している。

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

判断及び操作	手順	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	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て故障喪失した場合、全交流動力電源喪失となり、原子炉はスクラムするが、直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。原子炉圧力の増勢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確認する。	逃がし安全弁 常設型125V系蓄電池	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力
高圧代替注水による原子炉急減圧	事故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、高圧代替注水による原子炉急減圧を実施する。これにより原子炉圧力は回復し、以後炉心を空炉維持可能な範囲に制御する。	高圧代替注水 常設型125V系蓄電池	可搬型代替注水ポンプ (A 2 機) タンクローリー (48L)	原子炉圧力 (SU) 高圧代替注水系統流量 高圧代替注水系統流量 高圧代替注水系統流量 高圧代替注水系統流量
格納炉圧力逃がし装置による原子炉急減圧	格納炉圧力が0.3MPa(レベL3)に到達した場合、格納炉圧力逃がし装置が動作し、原子炉急減圧を開始する。	格納炉圧力逃がし装置 常設型125V系蓄電池	—	格納炉圧力 (SU) 格納炉圧力 (SU) 格納炉圧力 (SU) 格納炉圧力 (SU)
逃がし安全弁による原子炉急減圧	常設型代替注水電源喪失による交流電源供給停止、格納炉圧力逃がし装置が動作し、逃がし安全弁が動作し、原子炉急減圧を行う。	逃がし安全弁 常設型125V系蓄電池	代替注水ポンプ (48L, 104L) タンクローリー (48L, 104L)	原子炉圧力 (SU) 原子炉圧力 (SU)
低圧代替注水による原子炉急減圧	原子炉急減圧により、格納炉圧力の圧力を下回ると、代替注水ポンプが動作し、原子炉急減圧を開始する。これにより原子炉圧力は回復し、以後炉心を空炉維持可能な範囲に制御する。	低圧代替注水 常設型125V系蓄電池	代替注水ポンプ (48L, 104L) タンクローリー (48L, 104L)	原子炉圧力 (SU) 原子炉圧力 (SU) 原子炉圧力 (SU) 原子炉圧力 (SU)
低圧代替注水による原子炉急減圧	常設型代替注水電源喪失による交流電源供給停止、格納炉圧力逃がし装置が動作し、低圧代替注水ポンプが動作し、原子炉急減圧を開始する。	低圧代替注水 常設型125V系蓄電池	代替注水ポンプ (48L, 104L) タンクローリー (48L, 104L)	原子炉圧力 (SU) 原子炉圧力 (SU) 原子炉圧力 (SU) 原子炉圧力 (SU)

① 重大事故等対応設備 (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	重大事故等対応設備		
		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、原子炉はスクラムするが、直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。原子炉圧力の増勢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確認する。	緊急用 125V 系蓄電池 逃がし安全弁 (安全弁機能) *	—	原子炉圧力 (SA)
高圧代替注水による原子炉急減圧	事故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、高圧代替注水を開始し、原子炉急減圧を行う。これにより原子炉圧力は回復し、以後炉心を空炉維持可能な範囲に制御する。	高圧代替注水 常設型125V系蓄電池	—	原子炉圧力 (SA 広帯域) 原子炉圧力 (SA 燃料域) 高圧代替注水系統流量
低圧代替注水 (可搬型) による原子炉急減圧	低圧代替注水 (可搬型) による原子炉急減圧準備として、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軟設を実施する。また、可搬型代替注水中型ポンプの水源への供給及び燃料給油準備を実施する。	可搬型代替注水タンク 緊急用 125V 系蓄電池	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリー	—
逃がし安全弁による原子炉急減圧	低圧代替注水 (可搬型) による原子炉急減圧の準備完了後、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 逃がし安全弁 (自動減圧機能) *	—	原子炉圧力 (SA)
低圧代替注水 (可搬型) による原子炉急減圧	原子炉急減圧操作後に、低圧代替注水 (可搬型) による原子炉急減圧を実施する。	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリー	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA 広帯域) 原子炉圧力 (SA 燃料域) 低圧代替注水系統流量 (常設型)

② * 既許可の対象となつている設備を重大事故等対応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 (TBD) の重大事故等対策について (1/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対応設備		
		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	外部電源喪失と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、直流電源喪失により平均出力領域計装による確認ができない。原子炉圧力の増勢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確認する。	SA用 115V 系蓄電池 逃がし安全弁 (逃がし弁機能) *	—	原子炉圧力 (SA)
高圧原子炉代替注水による原子炉急減圧	事故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を開始し、原子炉急減圧を行う。これにより原子炉圧力は回復し、以後炉心を空炉維持可能な範囲に制御する。	高圧原子炉代替注水 サブプレッショントラップ SA用 115V 系蓄電池	—	原子炉圧力 (SA) 高圧原子炉代替注水流量
直流電源切替	逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) による原子炉急減圧操作を実施する前に、逃がし安全弁による直流電源切替操作を実施する。	SA用 115V 系蓄電池	—	—
低圧原子炉代替注水 (可搬型) による原子炉急減圧	原子炉急減圧操作にて原子炉急減圧に必要な電動弁 (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、大量送水車の燃料供給準備を実施する。	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等 大量送水車 タンクローリー	—	—

①, ② * 既許可の対象となつている設備を重大事故等対応設備に位置付けるもの
【1】: 重大事故等対応設備 (設計基準拡張)

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。
・記載方針の相違
【柏崎6/7】
①島根2号炉は、既許可の対象設備を重大事故等対応設備として位置付けるものを明確化している。
【東海第二】
②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「重大事故等対応設備 (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	計装設備
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。	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ	ドライウェル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力 原子炉水位 (SA広帯域) 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 (低圧注水系) * サブプレッション・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) * 残留熱除去系流量*
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) * 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・チェンバ* 軽油貯蔵タンク	残留熱除去系流量* ドライウェル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力 ドライウェル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度 サブプレッション・プール水温度

② * 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 (TBD)」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	計装設備
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、サブプレッション・プール水温度 100℃で、逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) 6 弁による自動減圧を行う。	逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) * SA用 115V 系蓄電池 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等*	原子炉圧力 (SA) サブプレッション・プール水温度 (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。	SA用 115V 系蓄電池 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等*	原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 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。	SA用 115V 系蓄電池 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等*	ドライウェル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 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)

② ※：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
【 】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

柏崎刈羽原子力発電所 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 (TBD)」 の重大事故等対策について (3 / 3)</p>															
<p>※：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 【 】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)</p>															
		<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="2" data-bbox="1804 273 2338 315">重大事故等対処設備</th> <th data-bbox="1804 315 2338 357">計表設備</th> </tr> <tr> <th data-bbox="1804 357 1863 441">判断及び操作</th> <th data-bbox="1804 441 1863 693">手順</th> <th data-bbox="1804 693 1863 1071">常設設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="1863 273 2086 441"> 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="1863 441 2086 693"> 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 (格納容器冷却モード) による原子炉格納容器除熱の準備操作として、中央制御室からの遠隔操作により原子炉補機冷却系を起動し残留熱除去系 (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。 </td> <td data-bbox="1863 693 2086 1071"> 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="2086 273 2338 441"> 残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水 </td> <td data-bbox="2086 441 2338 693"> 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="2086 693 2338 1071"> 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位* 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * 【残留熱除去系 (格納容器冷却モード)】 * </td> </tr> </tbody> </table>	重大事故等対処設備		計表設備	判断及び操作	手順	常設設備	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、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の準備操作として、中央制御室からの遠隔操作により原子炉補機冷却系を起動し残留熱除去系 (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	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。	原子炉圧力 (SA) 原子炉水位* 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * 【残留熱除去系 (格納容器冷却モード)】 *	
重大事故等対処設備		計表設備													
判断及び操作	手順	常設設備													
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、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の準備操作として、中央制御室からの遠隔操作により原子炉補機冷却系を起動し残留熱除去系 (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	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。	原子炉圧力 (SA) 原子炉水位* 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * 【残留熱除去系 (格納容器冷却モード)】 *													