

実線・・設備運用又は体制等の相違（設計方針の相違）

波線・・記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

まとめ資料比較表 [有効性評価 2.4.1. 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)]

| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|--|--|--|----------|
| <p>2.4 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>2.4.1 取水機能が喪失した場合</p> <p>2.4.1.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「過渡事象+崩壊熱除去失敗」、②「過渡事象+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗」、③「通常停止+崩壊熱除去失敗」、④「通常停止+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗」、⑤「サポート系喪失+崩壊熱除去失敗」、⑥「サポート系喪失+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗」、⑦「小破断LOCA+崩壊熱除去失敗」、⑧「中破断LOCA+RHR失敗」及び⑨「大破断LOCA+RHR失敗」である。</p> | <p>2.4 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>2.4.1 取水機能が喪失した場合</p> <p>2.4.1.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「過渡事象+RHR失敗」、②「過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗」、③「外部電源喪失+DG失敗(HPCS成功)」、④「外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗(HPCS成功)」、⑤「外部電源喪失+直流電源喪失(HPCS成功)」、⑥「手動停止/サポート系喪失(手動停止)+RHR失敗」、⑦「手動停止/サポート系喪失(手動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗」、⑧「サポート系喪失(自動停止)+RHR失敗」、⑨「サポート系喪失(自動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗」、⑩「サポート系喪失(直流電源故障)(外部電源喪失)+DG失敗(HPCS成功)」、⑪「サポート系喪失(直流電源故障)(外部電源喪失)+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗(HPCS成功)」、⑫「小破断LOCA+RHR失敗」、⑬「中破断LOCA+RHR失敗」及び⑭「大破断LOCA+RHR失敗」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>本事故シーケンスグループは、LOCAを起因事象とする</p> | <p>2.4 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>2.4.1 取水機能が喪失した場合</p> <p>2.4.1.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「過渡事象+崩壊熱除去失敗」、②「過渡事象+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」、③「過渡事象+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+崩壊熱除去失敗」、④「過渡事象+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗+崩壊熱除去失敗」、⑤「手動停止+崩壊熱除去失敗」、⑥「手動停止+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」、⑦「手動停止+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+崩壊熱除去失敗」、⑧「手動停止+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗+崩壊熱除去失敗」、⑨「サポート系喪失+崩壊熱除去失敗」、⑩「サポート系喪失+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」、⑪「サポート系喪失+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+崩壊熱除去失敗」、⑫「サポート系喪失+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗+崩壊熱除去失敗」、⑬「冷却材喪失(小破断LOCA)+崩壊熱除去失敗」、⑭「冷却材喪失(小破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」、⑮「冷却材喪失(中破断LOCA)+崩壊熱除去失敗」、⑯「冷却材喪失(中破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」、⑰「冷却材喪失(大破断LOCA)+崩壊熱除去失敗」、⑱「冷却材喪失(大破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」、⑲「外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗」、⑳「外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗」及び㉑「外部電源喪失+直流電源(区分1, 2)失敗」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> | ・記載方針の相違 |

| 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>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故(LOCAを除く)の発生後、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。また、取水機能の喪失を想定することから、あわせて非常用ディーゼル発電機も機能喪失する。ここで、対応がより厳しい事故シーケンスとする観点から、外部電源の喪失を設定し、全交流動力電源喪失が生じるものとした。</p> <p>本事故シーケンスグループは、取水機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、取水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって原子炉水位を適切に維持しつつ、常設代替交流電源設備による給電及び<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水の準備が完了したところで、逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（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>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格納容器冷却、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サブレッショングループ）による原子炉格納容器冷却を行った。</p> | <p>事故シーケンスも含め炉心冷却に成功する。中長期的な格納容器圧力及び雰囲気温度上昇の観点では、崩壊熱が支配要因となることからLOCAも過渡事象も同等となり、崩壊熱除去機能喪失に対する重大事故等対策に違いはないが、LOCA時注水機能喪失及び雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）にて、LOCAに加えて崩壊熱除去機能が喪失した場合の重大事故等対策の有効性を確認している。以上を踏まえ、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く）の発生後、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。また、評価上、非常用ディーゼル発電機等の取水機能も喪失するものとする。ここで、対応がより厳しい事故シーケンスとする観点から、外部電源の喪失を設定し、全交流動力電源喪失が生じるものとした。</p> <p>本事故シーケンスグループは、取水機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、取水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって原子炉水位を適切に維持しつつ、常設代替交流電源設備による給電及び<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水の準備が完了した後に、逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。</p> <p>また、<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）</u>及び<u>残留熱除去系（サブレッショングループ・プール冷却系）</u>による原子炉格納容器冷却を行った。</p> | <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く）の発生後、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。また、取水機能の喪失を想定することから、併せて非常用ディーゼル発電機等も機能喪失する。ここで、対応がより厳しい事故シーケンスとする観点から、外部電源の喪失を設定し、全交流動力電源喪失が生じるものとした。</p> <p>本事故シーケンスグループは、取水機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、取水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって原子炉水位を適切に維持しつつ、常設代替交流電源設備による給電及び<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水の準備が完了したところで、逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。</p> <p>また、<u>原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サブレッショングループ・プール水冷却モード）</u>による原子炉格納容器冷却を行った。</p> | <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、LOCAを起因とし崩壊熱除去に失敗するシーケンスが抽出され、その対策の有効性は「LOCA時注水機能喪失」及び「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」にて、LOCAに崩壊熱除去機能喪失を重畠させることで確認している。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>島根2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> |
| | | | |

| 柏崎刈羽原子力発電所 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>プレッショントン・チャンバ・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。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁を開維持することで、<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び代替原子炉補機冷却系を介した<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による炉心冷却を継続する。</p> <p>また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却手段、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・チャンバ・プール水冷却モード）</u>による原子炉格納容器除熱手段を整備する。</p> | <p>却系による格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで、<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び緊急用海水系を用いた<u>残留熱除去系（低圧注水系）</u>による炉心冷却を継続する。</p> <p>また、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緊急用海水系を用いた<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手段を整備する。</p> | <p>熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）を開維持することで、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による炉心冷却を継続する。</p> <p>また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として原子炉補機代替冷却系を介した<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手段を整備する。</p> | <p>島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違 <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、格納容器スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないが、サプレッション・プール水冷却の実施基準に到達するため、残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）にて格納容器除熱を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 <p>【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>島根2号炉は、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違 <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、<u>残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器代替スプレイを実施しない。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違 |
| | | | |

| 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>これらの対策の概略系統図を第2.4.1.1 図から第2.4.1.4 図に、手順の概要を第2.4.1.5 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.4.1.1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、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。</p> <p>また、事象発生10時間以降に追加で必要な要員は、代替原子炉補機冷却系作業を行うための参考要員26名である。必要な要員と作業項目について第2.4.1.6図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、28名で対処可能である。</p> | <p>これらの対策の概略系統図を第2.4.1-1 図に、手順の概要を第2.4.1-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.4.1-1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員(初動)20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4名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は4名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は10名である。必要な要員と作業項目について第2.4.1-3 図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、20名で対処可能である。</p> | <p>これらの対策の概略系統図を第2.4.1.1-1(1)図及び第2.4.1.1-1(2)図に、手順の概要を第2.4.1.1-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.4.1.1-1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、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。必要な要員と作業項目について第2.4.1.1-3図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、31名で対処可能である。</p> | <p>【東海第二】 島根2号炉は、格納容器スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないが、サプレッション・プール水冷却の実施基準に到達するため、残留熱除去系によるサプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。</p> <p>・体制の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、要員の参考に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。 ・運用及び設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】 プラント基数、設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお、これら要員31名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。 ・体制の相違 【柏崎6/7、東海第二】 運用及び設備の相違に</p> |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|--|--|---|--|
| <p>a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認 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</u>が機能喪失する。これにより、<u>所内高圧系統(6.9kV)</u>の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域モニタ等</u>である。</p> | <p>a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認 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</u>が機能喪失する。これにより、<u>所内高圧系統(6.9kV)</u>の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。<u>また、全交流動力電源喪失の確認より、低圧代替注水系(可搬型)の準備を開始する。</u> 原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域計装等</u>である。</p> | <p>a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認 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</u>が機能喪失する。これにより、<u>非常用高圧母線(6.9kV)</u>が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域計装</u>である。</p> | <p>伴う、必要要員数の相違。</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。 ・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(SRN)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SRN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>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位</u>及び<u>原子炉隔離時冷却系系統流量等</u>である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低(レベル2)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。</p> | <p>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、<u>原子炉水位異常低下(レベル2)</u>で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位(広帯域)</u>、<u>原子炉隔離時冷却系系統流量等</u>である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。</p> | <p>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、<u>原子炉水位低(レベル2)</u>で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位(広帯域)</u>、<u>原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量等</u>である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低(レベル2)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。</p> | <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【東海第二】 解析における水位制御 |

| 柏崎刈羽原子力発電所 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</p> <p>中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず、非常用高圧母線(6.9kV)の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、<u>代替原子炉補機冷却系、低圧代替注水系（常設）</u>の準備を開始する。</p> <p>d. 取水機能喪失の確認</p> <p><u>常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱の準備として、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系海水系を手動起動するが、これに失敗し、機能喪失していることを確認する。これにより、緊急用海水系及び低圧代替注水系（常設）の準備を開始する。</u></p> <p><u>取水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系海水系系統流量等である。</u></p> <p>e. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p><u>常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により<u>復水移送ポンプ2台</u>を手動起動する。また、原子炉注水に必要な電動弁（<u>残留熱除去系注入弁</u>）が開動作可能であることを確認する。</u></p> <p><u>低圧代替注水系（常設）のバイパス流防止系統構成のためにタービン建屋負荷遮断弁を全閉にする。</u></p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水停止を確認し、<u>サプレッション・チャンバーのプール水の熱容量温度制限により、中央制御室からの遠隔操作によって低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、逃がし安全弁（自動減圧機能）7個を</u></p> | <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備</p> <p>中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線(6.9kV)の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備の準備を開始する。</p> <p>d. 取水機能喪失の確認</p> <p><u>常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、<u>残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱の準備として、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系海水系を手動起動するが、これに失敗し、機能喪失していることを確認する。これにより、緊急用海水系及び低圧代替注水系（常設）の準備を開始する。</u></u></p> <p><u>取水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、<u>残留熱除去系海水系系統流量等である。</u></u></p> <p>e. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p><u>常設代替交流電源設備による交流電源供給及び原子炉補機代替冷却系の準備完了を確認後、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により<u>残留熱除去ポンプ</u>を手動起動する。また、原子炉注水に必要な電動弁（<u>C-RHR注水弁</u>）が開動作可能であることを確認する。</u></u></p> <p>原子炉隔離時冷却系の機能維持の判断目安であるサプレッション・プール水温度 100°Cで、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能付き）6個を手</p> | <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備</p> <p>中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線(6.9kV)の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、<u>原子炉補機代替冷却系</u>の準備を開始する。</p> <p>d. 取水機能喪失の確認</p> <p><u>常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、<u>残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱の準備として、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系海水系を手動起動するが、これに失敗し、機能喪失していることを確認する。これにより、緊急用海水系及び低圧代替注水系（常設）の準備を開始する。</u></u></p> <p><u>取水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、<u>残留熱除去系海水系系統流量等である。</u></u></p> <p>e. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p><u>常設代替交流電源設備による交流電源供給及び原子炉補機代替冷却系の準備完了を確認後、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により<u>残留熱除去ポンプ</u>を手動起動する。また、原子炉注水に必要な電動弁（<u>C-RHR注水弁</u>）が開動作可能であることを確認する。</u></u></p> <p>原子炉隔離時冷却系の機能維持の判断目安であるサプレッション・プール水温度 100°Cで、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能付き）6個を手</p> | <p>の相違。</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。 ・運用の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、早期の電源回復不能判断により原子炉補機代替冷却系の準備を開始。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施するため、バイパス流防止措置は不要である。 ・設備設計及び運用の相違 【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>を手動開操作し原子炉を急速減圧する。</p> <p>原子炉急速減圧を確認するために必要な<u>計測設備</u>は、原子炉圧力である。</p> <p>e. <u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水</u> 逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が<u>低圧代替注水系（常設）</u>の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。 <u>低圧代替注水系（常設）</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>復水補給水系流量(RHRB系代替注水流量)</u>等である。 原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>f. <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却</u> 崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が13.7kPa[gage]到達後に、原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）に到達した場合は、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を実施する。 <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、格納容器内</u></p> | <p>手動開操作し原子炉を急速減圧する。また、<u>原子炉隔離時冷却系</u>による原子炉注水が停止したことを確認する。</p> <p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。</p> <p>f. <u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水</u> 逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が<u>低圧代替注水系（常設）</u>の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。 <u>低圧代替注水系（常設）</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、原子炉水位（広帯域）、<u>低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）</u>等である。 原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> | <p>動開操作し原子炉を急速減圧する。</p> <p>原子炉急速減圧を確認するために必要な<u>計装設備</u>は、原子炉圧力（S A）、原子炉圧力、<u>サプレッション・プール水温度（S A）</u>である。</p> <p>e. <u>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水</u> 逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。 <u>残留熱除去系（低圧注水モード）</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>、<u>原子炉水位（燃料域）</u>、<u>残留熱除去ポンプ出口流量</u>等である。 原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> | <p>島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として、事象発生8時間後より残留熱除去系（低圧注水モード）を用いて注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根2号炉は、手順上の弁数を設定。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違 <p>【柏崎 6/7、東海第二】</p> <p>島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系の機能維持不可を判断するため、サプレッション・プール水温度を監視。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 <p>【柏崎 6/7、東海第二】</p> <p>島根2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違 <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</p> |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|---|---|---|
| <p>圧力、復水補給水系流量（RHR B系代替注水流量）等である。</p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却時に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合は、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）を停止し、原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、格納容器スプレイを再開する。</p> <p>g. 残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転を開始する。 残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転を確認するために必要な計装設備は、サプレッション・チェンバ・プール水温度等である。</p> <p>h. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水 サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1mに到達後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止し、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始する。 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位及び残留熱除去系系統流量等である。 原子炉水位回復後は、原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。原子炉水位高（レベル8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を再開する。</p> | <p>g. 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 緊急用海水系を用いた残留熱除去系の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱を開始する。</p> <p>h. 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、ドライウェル圧力等である。</p> | <p>f. 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転 原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転を開始する。</p> <p>g. 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転を確認するために必要な計装設備は、サプレッション・プール水温度（S.A）等である。</p> | <p>・解析結果の相違 【東海第二】 島根2号炉は、格納容器スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないが、サプレッション・プール水冷却の実施基準に到達するため、残留熱除去系によるサプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を継続する。</p> |
| | | | |

| 柏崎刈羽原子力発電所 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、<u>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）の運転を再開する。</u></p> <p><u>また、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）の運転時に、格納容器圧力が 13.7kPa [gage] まで低下した場合は、残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱に切り替える。</u></p> <p>以降、<u>炉心冷却及び格納容器除熱は、残留熱除去系により継続的に行う</u></p> | | |
| <p>以降、<u>炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は、残留熱除去系により継続的に行う。</u></p> <p>2.4.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）+RHR失敗」である。 なお、取水機能を喪失することで、非常用ディーゼル発電機も機能喪失することから、本評価では、より厳しい条件とする観点から外部電源の喪失も設定し、取水機能喪失に全交流動力電源喪失が重畠するものとして、取水機能喪失時の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、<u>スプレイ冷却</u>、<u>サプレッション・プール冷却</u>が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER、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>以降、<u>炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は、残留熱除去系により継続的に行う。</u></p> <p>2.4.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）+RHR失敗」である。 なお、<u>取水機能を喪失することで、非常用ディーゼル発電機等も機能喪失することから</u>、本評価では、より厳しい条件とする観点から外部電源の喪失も設定し、取水機能喪失に全交流動力電源喪失が重畠するものとして、取水機能喪失時の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）<u>及びECCS注水（給水系・代替注水設備含む）</u>並びに<u>格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却及びサプレッション・プール冷却</u>が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER、シビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。</p> | | |
| | | | <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。 |
| | | | <ul style="list-style-type: none"> ・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 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.4.1.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> a. 事故条件 <ul style="list-style-type: none"> (a) 起因事象 起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。 (b) 安全機能の喪失に対する仮定 取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。 (c) 外部電源 外部電源は以下の観点により使用できないものと仮定する。 <ul style="list-style-type: none"> a) 事象の進展に対する影響 外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。 <u>しかし、本評価では、事故直後から原子炉隔離時冷却系により炉心は冠水維持され、原子炉減圧により炉心は露出するが、低圧代替注水系（常設）により炉心冷却が継続されることから外部電源の有無の影響は小さい。</u> b) 重大事故等対策に対する影響 本解析においては、取水機能の喪失を仮定しており、原子炉隔離時冷却系を除く非常用炉心冷却系及び非常用交流電源設備は使用できない。よって、外部電源なし | <p>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 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.4.1.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> a. 事故条件 <ul style="list-style-type: none"> (a) 起因事象 起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。 (b) 安全機能の喪失に対する仮定 取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。 (c) 外部電源 外部電源は以下の観点により使用できないものと仮定する。 <ul style="list-style-type: none"> a) 事象の進展に対する影響 外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。 このため、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環系ポンプトリップは、原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて発生するものとする。 b) 重大事故等対策に対する影響 本解析においては、評価上、非常用ディーゼル発電機等の取水機能も喪失するものとし、非常用炉心冷却系及び非常用交流電源設備は使用できない。よって、外部電源なし | <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 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.4.1.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> a. 事故条件 <ul style="list-style-type: none"> (a) 起因事象 起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。 (b) 安全機能の喪失に対する仮定 取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。 (c) 外部電源 外部電源は以下の観点により使用できないものと仮定する。 <p>a) 事象の進展に対する影響 外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。 <u>このため、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位低（レベル2）信号にて発生するものとする。</u></p> <p>b) 重大事故等対策に対する影響 本解析においては、取水機能の喪失を仮定しており、非常用炉心冷却系及び非常用交流電源設備は使用できない。よって、外部電源なしを仮定することにより、常</p> | <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根2号炉は、事象を厳しくする観点から、再循環ポンプは原子炉水位低（レベル2）でトリップするものとしている。</p> |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|--|---|--|---|
| を仮定することにより、常設代替交流電源設備等の更なる重大事故等対策が必要となることから要員、資源等の観点で厳しい条件となる。 | 外部電源なしを仮定することにより、常設代替交流電源設備等の更なる重大事故等対策が必要となることから要員、資源等の観点で厳しい条件となる。 | 設代替交流電源設備等の更なる重大事故等対策が必要となることから要員、資源等の観点で厳しい条件となる。 | |
| b. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、 <u>タービン蒸気加減弁急速閉信号</u> によるものとする。 | b. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。 | b. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、 <u>原子炉水位低（レベル3）</u> 信号によるものとする。 | ・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。 |
| (b) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル2）で自動起動し、 <u>182m³/h (8.12~1.03MPa[dif])</u> において）の流量で注水するものとする。 | (b) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系は、 <u>原子炉水位異常低下</u> （レベル2）で自動起動し、 <u>136.7m³/h (7.86MPa [gage] ~1.04MPa [gage])</u> において）の流量で注水するものとする。 | (b) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が <u>原子炉水位低</u> （レベル2）で自動起動し、 <u>91m³/h (8.21~0.74MPa [gage])</u> において）の流量で注水するものとする。 | ・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・記載方針の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根2号炉は、実運用と解析条件が相違することについて理由を記載。 |
| (c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。 また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（2個）を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。 | (c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁（ <u>安全弁機能</u> ）にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。 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。 | (c) 逃がし安全弁 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。 また、原子炉減圧には逃がし安全弁（自動減圧機能付き）（6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8%を処理するものとする。 | ・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。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根2号炉は、手順上の弁数を設定 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|--|---|---|
| (d) <u>低圧代替注水系（常設）</u> 逃がし安全弁による原子炉減圧後に、 <u>最大300m³/h</u> にて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。 <u>なお、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は、格納容器スプレイと同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。</u> | (d) <u>低圧代替注水系（常設）</u> 逃がし安全弁 <u>（自動減圧機能）</u> による原子炉減圧後に、 <u>最大 378m³/h</u> にて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。 | (d) <u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u> 逃がし安全弁 <u>（自動減圧機能付き）</u> による原子炉減圧後に、 <u>1,136m³/h (0.14MPa[dif]において)</u> (<u>最大 1,193m³/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。 | ・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 |
| (e) <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u> 格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、 <u>140m³/h</u> にて原子炉格納容器内にスプレイする。なお、格納容器スプレイは、原子炉注水と同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。 | | | ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。 |
| (f) <u>代替原子炉補機冷却系</u> 伝熱容量は <u>約23MW</u> （サプレッション・チェンバ・プール水温 <u>100°C</u> 、海水温度 <u>30°C</u> において）とする。 | (e) <u>緊急用海水系</u> 伝熱容量は <u>約 24MW</u> （サプレッション・プール水温度 <u>100°C</u> 、海水温度 <u>32°C</u> において）とする。 | (e) <u>原子炉補機代替冷却系</u> 伝熱容量は、 <u>事象発生後 8 時間から 24 時間ににおいて約 16MW</u> 、 <u>事象発生 24 時間以降において約 11MW</u> （サプレッション・プール水温度 <u>100°C</u> 、海水温度 <u>30°C</u> において）とする。 | ・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、事象発生 24 時間以降において、原子炉補機代替冷却系による燃料プール冷却系熱交換器の冷却を開始するため、伝熱容量が変化する。 |
| (g) <u>残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）</u> 伝熱容量は、熱交換器1 基あたり <u>約8MW</u> （サプレッション・チェンバ・プール水温 <u>52°C</u> 、海水温度 <u>30°C</u> において）とする。 | (f) <u>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）</u> 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）を使用する場合は、 <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 <u>約 24MW</u> （サプレッション・プール水温度 <u>100°C</u> 、海水温度 <u>32°C</u> において）とする。 | (f) <u>残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）</u> 伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり <u>事象発生後 8 時間から 24 時間ににおいて約 16MW</u> 、 <u>事象発生 24 時間以降において約 11MW</u> （サプレッション・プール水温度 <u>100°C</u> 、海水温度 <u>30°C</u> において）とする。 | ・解析結果の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、格納容器スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないが、サプレッション・プール水冷却の実施基準 |

| 柏崎刈羽原子力発電所 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 |
|---|--|---|---|
| | | | に到達するため、残留熱除去系によるサプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。 |
| (h) 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、サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1mに到達した時点で手動起動し、954m ³ /h (0.27MPa[dif]において) の流量で注水するものとする。 | (g) 残留熱除去系（低圧注水系） 残留熱除去系（低圧注水系）は、1,605m ³ /h (0.14MPa[dif]において) (最大1,676m ³ /h) の流量で注水するものとする。 | ・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、事象発生24時間以降において、原子炉補機代替冷却系による燃料プール冷却系熱交換器の冷却を開始するため、伝熱容量が変化する。 | |
| c. 重大事故等対策に関する操作条件 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。 (a) 交流電源は、事象発生から70分後に常設代替交流電源設備によって供給を開始する。 (b) 低圧代替注水系（常設）起動操作は、事象発生から70分後の常設代替交流電源設備からの給電の直後に開始する。なお、サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1mに到達した場合、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。 (c) 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、低圧代替注水系（常設）起動操作後、原子炉水位がレベル8に到達する事象発生から約3時間後に開始する。 | c. 重大事故等対策に関する操作条件 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。 (a) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、低圧代替注水系（常設）起動操作後、サプレッション・プール水温度が65°Cに到達した場合に開始する。 | c. 重大事故等対策に関する操作条件 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。 (a) 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、原子炉補機代替冷却系起動後に実施する残留熱除去系（低圧注水モード）起動操作後、サプレッション・プール水温度が100°Cに到達する事象発生から8時間後に開始する。 | ・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、事象発生24時間以降において、原子炉補機代替冷却系による燃料プール冷却系熱交換器の冷却を開始するため、伝熱容量が変化する。 ・運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間まで、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を継続する。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、原子炉補機代替冷却系の系統構 |

| 柏崎刈羽原子力発電所 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 |
|--|--|---|--|
| (d) <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は、原子炉水位高（レベル8）に到達した場合に開始する。なお、格納容器スプレイは、事象発生から約25時間後に停止する。</u> | | | 成等に必要な準備時間等を考慮し設定。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。 |
| (e) <u>代替原子炉補機冷却系運転操作は、事象発生から20時間後に開始する。</u> | (b) <u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作は、余裕時間を確認する観点で代替格納容器スプレイの実施基準である格納容器圧力0.279MPa [gage]に到達した場合に開始する。</u> <u>また、残留熱除去系による格納容器除熱の開始後に、原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）に到達した場合は、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止し、以降は残留熱除去系による原子炉注水により原子炉水位を維持する。</u> | (b) <u>原子炉補機代替冷却系運転操作は、事象発生から8時間後に開始する。</u> | ・設備設計の相違 【東海第二】 島根2号炉の原子炉代替補機冷却系は可搬型設備である。 ・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。 ・解析結果の相違 【東海第二】 島根2号炉は、格納容器スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないが、サプレッション・プール水冷却の実施基準に到達するため、残留熱除去系によるサプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。 |
| (f) <u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の起動操作は、事象発生から20時間後に開始する。</u> | | (c) <u>原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）の起動操作は、原子炉補機代替冷却系起動後の事象発生から8時間後に開始する。</u> | ・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根2号炉は、残留熱除去系によるサプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。 |
| (g) <u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は、サプレッション・チャンバ・プール水位が真空破壊装置-1mに到達後に開始する。</u> | | | ・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根2号炉は、残留熱除去系によるサプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。 |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|--|--|---|---|
| <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シラウド内及びシラウド内外）※1、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量、原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.4.1.7図から第2.4.1.12図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率、平均出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第2.4.1.13図から第2.4.1.18図に、格納容器圧力、格納容器温度、サプレッション・チャンバ・プール水位及び水温の推移を第2.4.1.19図から第2.4.1.22図に示す。</p> <p>※1 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シラウド内の水位を示す。シラウド内は、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、シラウド外の水位であることから、シラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料有効長頂部付近となった場合には、原子炉水位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシラウド内を計測している。6号炉の原子炉水位計（燃料域）はシラウド内を、7号炉の原子炉水位計（燃料域）はシラウド外を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>取水機能喪失に伴う全交流動力電源喪失後、タービン蒸気加減弁急速閉信号が発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。</p> <p>再循環ポンプについては、外部電源喪失により、事象発</p> | <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シラウド内及びシラウド内外）※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.4.1.2-1(1)図から第2.4.1.2-1(6)図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.4.1.2-1(7)図から第2.4.1.2-1(9)図に、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度、サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温の推移を第2.4.1.2-1(10)図から第2.4.1.2-1(13)図に示す。</p> <p>※ シラウド内は、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、シラウド外の水位であることから、シラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料有効長頂部付近となった場合には、原子炉水位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシラウド内を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>取水機能喪失に伴う全交流動力電源喪失後、原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位異常低下（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。</p> <p>再循環ポンプについては、原子炉水位異常低下（レベ</p> | <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シラウド内及びシラウド内外）※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量、原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.4.1.2-1(1)図から第2.4.1.2-1(6)図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.4.1.2-1(7)図から第2.4.1.2-1(9)図に、格納容器圧力、格納容器温度、サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温の推移を第2.4.1.2-1(10)図から第2.4.1.2-1(13)図に示す。</p> <p>※ シラウド内は、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、シラウド外の水位であることから、シラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には、原子炉水位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシラウド内を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>取水機能喪失に伴う全交流動力電源喪失後、原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。</p> <p>再循環ポンプについては、原子炉水位低（レベル2）で</p> | <p>除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根2号炉は、炉心は露出せず、冠水維持する。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根2号炉は、高出力燃集合体にPCTが発生している。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 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。 |

| 柏崎刈羽原子力発電所 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 |
|--|---|---|---|
| 生とともに <u>10台</u> 全てがトリップする。 | <u>ル2)により</u> 2台全てがトリップする。 | <u>2台</u> すべてがトリップする。 | <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根2号炉は、事象を厳しくする観点から、再循環ポンプは原子炉水位低（レベル2）でトリップするものとしている。</p> |
| 事象発生から <u>70分</u> 経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、原子炉急速減圧及び <u>低圧代替注水系（常設）</u> による原子炉注水を開始する。 | 事象発生から <u>104分</u> 経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、原子炉急速減圧及び <u>低圧代替注水系（常設）</u> による原子炉注水を開始する。 | 事象発生から <u>20分</u> 経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、 <u>事象発生から8時間経過した時点で、原子炉急速減圧及び残留熱除去系（低圧注水モード）</u> による原子炉注水を開始する。 | <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 <p>【柏崎 6/7】</p> <p>再循環ポンプの個数の相違。</p> |
| 原子炉急速減圧は、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 <u>2個</u> を手動開することで実施する。 | 原子炉急速減圧は、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 <u>(自動減圧機能)</u> 7個を手動開することで実施する。 | 原子炉急速減圧は、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 <u>(自動減圧機能付き)</u> 6個を手動開することで実施する。 | <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違 <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>島根2号炉は、中央制御室より速やかに受電操作が可能であることから想定時間が異なる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>島根2号炉は、原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>島根2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。</p> |
| | | | <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根2号炉は、手順上の弁数を設定。</p> |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|--|---|---|---|
| <p>原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下し、<u>有効燃料棒頂部を下回るが、低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復し、<u>炉心は再冠水する。</u></p> <p><u>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。</u></p> <p><u>平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。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。</u></p> <p>そのため、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び事象発生から20時間経過した時点での代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を行う。</u></p> | <p>原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復し、炉心の冠水は維持される。</p> <p><u>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により上昇する。その後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は増減する。</u></p> <p><u>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。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、格納容器圧力及び露開気温度は徐々に上昇する。</u></p> <p><u>そのため、事象発生から約13時間経過した時点での緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱を行う。</u></p> | <p>原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが、<u>燃料棒有効長頂部は下回らず、残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復し、<u>炉心の冠水は維持される。</u></p> <p><u>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により上昇する。その後、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水により、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は増減する。</u></p> <p><u>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。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。</u></p> <p><u>そのため、事象発生から8時間経過した時点での原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を行う。</u></p> | <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違 <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 <p>【柏崎 6/7、東海第二】</p> <p>島根2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違 <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違 <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根2号炉は、高出力燃集合体にPCTが発生している。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 <p>【柏崎 6/7、東海第二】</p> <p>島根2号炉は、原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違 <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達し</p> |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|--|--|---|---|
| <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第2.4.1.13図に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約427°Cに到達するが、1,200°C以下となる。燃料被覆管の最高温度は、平均出力燃料集合体にて発生している。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、第2.4.1.7図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約7.52MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、約7.82MPa[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、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原</p> | <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第2.4.1-10図に示すとおり、初期値（約309°C）を上回ることはなく、1,200°C以下となる。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、第2.4.1-4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7.79MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、約8.09MPa[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、格納容器圧力及び露点気温は徐々に上昇するが、緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納</p> | <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第2.4.1.2-1(7)図に示すとおり、初期値（約309°C）を上回ることなく、1,200°C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。</p> <p>原子炉圧力は、第2.4.1.2-1(1)図に示すとおり、逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動により、約7.59MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、約7.89MPa[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、原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系に</p> | <p>ないため格納容器スプレイを実施しない。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違 <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、格納容器スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないが、サプレッション・プール水冷却の実施基準に到達するため、残留熱除去系によるサプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違 <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違 <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、燃料被覆管の最高温度が初期値を上回らない。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、逃がし安全弁機能での圧力制御を想定している。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違 <p>【柏崎6/7、東海第二】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違 |

| 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>子炉格納容器冷却及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約0.30MPa[gage]及び約143°C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2.4.1.8図に示すとおり、低圧代替注水系（常設）による注水継続により約4時間後に炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、20時間後に代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料2.4.1.1)</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> | <p>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°C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2.4.1-5図に示すとおり、低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心の冷却が維持される。その後は、約13時間後に緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料2.4.1.1)</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> | <p>による原子炉格納容器除熱を行うことによって、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約132kPa[gage]及び約117°C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2.4.1.2-1(2)図に示すとおり、残留熱除去系（低圧注水モード）による注水継続により炉心が冠水維持し、炉心の冷却が維持される。その後は、8時間後に原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料2.4.1.1)</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> | <p>【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。 ・解析結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。 ・解析結果の相違 【柏崎6/7】 ・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。</p> <p>・記載方針の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、事象発生から12時間までの操作</p> |
| 2.4.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 | 2.4.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 | 2.4.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 | |
| 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、常設代替交流電源設備からの受電操作、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作、逃がし安全弁による原子炉減圧操作、代替 | 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作とする。 | 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水開始操作、原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード） | |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|---|---|---|
| <p>格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作及び代替原子炉補機冷却系運転操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。 a. 運転員等操作時間に与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50°C高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を</p> | <p>による格納容器除熱操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。 a. 運転員等操作時間に与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合では燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧</p> | <p>による格納容器除熱操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。 a. 運転員等操作時間に与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは炉心が冠水維持する場合では燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧後</p> | <p>作に限らず、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作を抽出。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。 ・解析結果の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、格納容器スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないが、サプレッション・プール水冷却の実施基準に到達するため、残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）にて格納容器除熱を実施。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】</p> |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|--|--|--|
| <p><u>小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数°C程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</u></p> <p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、<u>格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</p> | <p>後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析では区画によって<u>格納容器雰囲気温度</u>を十数°C程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力を操作開始の起点としている<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</u></p> <p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により<u>格納容器雰囲気温度</u>及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、<u>格納容器圧力を操作開始の起点としている緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</p> | <p>速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析では区画によって<u>格納容器温度</u>を十数°C程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び<u>温度</u>の傾向を適切に再現できており、<u>また格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により<u>格納容器温度</u>及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいこと、<u>また、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</p> | <p>島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</p> <ul style="list-style-type: none"> • 解析結果の相違 <p>【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>島根2号炉は、残熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</p> |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|--|---|--|--|
| b. 評価項目となるパラメータに与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、 <u>実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</u> 炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数°C程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 (添付資料2.4.1.2) | b. 評価項目となるパラメータに与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、炉心部の冠水は維持されるため、燃料被覆管の最高温度は、初期値（約309°C）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。 炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数°C程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 (添付資料2.4.1.2) | b. 評価項目となるパラメータに与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、 <u>炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、炉心部の冠水は維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309°C）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</u> 炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価するが、 <u>原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、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°C）を上回ることはない</u> ことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、 <u>気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数°C程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。</u> しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 (添付資料2.4.1.2) | ・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。 ・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。 |
| (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 | (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 | (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 | |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|---|---|--|
| <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関する機器条件は、第2.4.1.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約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、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部、サプレッション・チェンバ・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度</u>は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、</p> | <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関する機器条件は、第2.4.1.2-2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。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約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。</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（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器体積（サプレッション・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、格納容器圧力及び格納容器雰囲気温度</u>は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さいことから、</p> | <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関する機器条件は、第2.4.1.2-1表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約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、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、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（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>サプレッション・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度</u>は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さいことから、</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。 <ul style="list-style-type: none"> 実績値の相違 【東海第二】島根2号炉の最確条件を記載。 解析結果の相違 【柏崎6/7】島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。 解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】島根2号炉は、原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮するため。 <ul style="list-style-type: none"> 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 |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|--|--|--|
| <p>運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。</p> <p>なお、外部電源がある場合は、<u>原子炉水位の低下が早くなるが、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、原子炉減圧により炉心は露出するものの、低圧代替注水系（常設）により炉心冷却が継続されるため、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>機器条件の<u>低圧代替注水系（常設）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。<u>冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</p> | <p>とから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また、原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。</p> <p>なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、原子炉減圧後も<u>低圧代替注水系（常設）</u>により炉心冷却が継続されるため、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の<u>低圧代替注水系（常設）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。<u>冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</p> | <p>事故条件の外部電源の有無については、全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また、原子炉スクラム及び再循環ポンプトリップについては、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。</p> <p>なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、<u>原子炉減圧後も残留熱除去系（低圧注水モード）</u>により炉心冷却が継続されるため、事象進展に影響はないことから、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）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。<u>水位回復後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</p> | <p>を、サプレッション・プール水位のゆらぎで代表させていることから、記載していない。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉では、外部電源ありを包含する条件を設定。 ・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。 ・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。 ・実績値の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。 ・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心 |
| (b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約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。 | (b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約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、炉心部の冠水は維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309°C）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。 | (b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約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。また、炉心部の冠水は維持されるため、燃料被覆管温度は初期値（約309°C）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。 | |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|--|---|--|---|
| <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、<u>また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され</u>、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り、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部、サプレッション・チェンバ・プール水位</u>、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。</p> <p>なお、外部電源がある場合は、原子炉水位の低下が早くなるが、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、原子炉減圧により<u>炉心は露出するが、低圧代替注水系（常設）</u>により炉心冷却が継続されるため、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> | <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度<u>約 31GWd/t</u>であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度の上昇</u>が遅くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器体積（サプレッション・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>、格納容器圧力及び<u>格納容器雰囲気温度</u>は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また、原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。</p> <p>なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、原子炉減圧後も<u>低圧代替注水系（常設）</u>により炉心冷却が継続されるため、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> | <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度<u>約 30GWd/t</u>であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>サプレッション・プール水位</u>、格納容器圧力及び<u>格納容器温度</u>は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また、原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。</p> <p>なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、原子炉減圧後も<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>により炉心冷却が継続されるため、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> | <p>の冠水は維持される。</p> <ul style="list-style-type: none"> 実績値の相違 <p>【東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。</p> <ul style="list-style-type: none"> 解析結果の相違 <p>【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</p> <ul style="list-style-type: none"> 整理方針の相違 <p>【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> <ul style="list-style-type: none"> 解析条件の相違 <p>【柏崎6/7】 島根2号炉は、外部電源ありを包含する条件を設定。</p> <ul style="list-style-type: none"> 解析結果の相違 <p>【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</p> <ul style="list-style-type: none"> 解析条件の相違 <p>【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、残留熱</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>機器条件の<u>低圧代替注水系（常設）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料2.4.1.2)</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の<u>常設代替交流電源設備からの受電操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から70分後に低圧代替注水系（常設）への電源供給が完了することを設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作は約30分間で完了可能であり、解析上の受電完了時間（70分後）は時間余裕を含めて設定していることから、低圧代替注水系（常設）の起動操作が早まる可能性がある。これにより、逃がし安全弁による原子炉減圧操作が早まる可能性があるが、当該操作は原子炉水位高（レベル8）到達後に、原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系（常設）に切り替えるための減圧操作であり、原子炉水位維持の観点では問題とならない。</u></p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、<u>解析上の操作開始時間として事象発生から約3時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、原子炉水位維持を優先するため、原子炉水位高（レベル8）到達後に原子炉隔離時冷却</u></p> | <p>機器条件の<u>低圧代替注水系（常設）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料2.4.1.2)</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、<u>解析上の操作開始時間としてサプレッション・プール水温度65°C到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、取水機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作時</u></p> | <p>機器条件の<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料2.4.1.2)</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び<u>残留熱除去系（低圧注水モード）による注水開始は、解析上の操作開始時間として事象発生から8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、残留熱除去系（低圧注水モード）</u></p> | <p>除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。 <p>・運用の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、原子炉減圧操作及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水開始として事象発生から8時間後を設定しており、常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始（事象発生から20分）に左右されない。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>島根2号炉は、原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等</p> |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|--|---|--|--|
| <p>系から低圧代替注水系（常設）に切り替えるための原子炉減圧操作を行うこととしており、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の状況により原子炉減圧の操作開始時間は変動する可能性があるが、原子炉水位維持の点では問題とならない。</p> <p><u>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力13.7kPa〔gage〕到達後の原子炉水位高（レベル8）到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては原子炉注水を優先するため、原子炉水位高（レベル8）到達後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイ冷却系（常設）へ切り替えることとしており、原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力13.7kPa〔gage〕到達後の原子炉水位高（レベル8）到達付近となるが、運転員等操作時間に与える影響はない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</u></p> <p><u>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から20時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、代替原子炉補機冷却系の準備は、緊急時対策要員の参集に10時間、その後の作業に10時間の合計20時間を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了することで操作開始時間が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</p> | <p>間は時間余裕を含めて設定しており、また、その後に行う原子炉急速減圧操作は同一の運転員による並列操作はないことから、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</p> <p><u>操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.279MPa〔gage〕到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、操作開始時間は、時間余裕を含めて設定しており、準備操作が想定より短い時間で完了することで操作開始時間が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</p> | <p>による注水のための準備操作時間は解析上の設定に対してほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。</p> <p><u>操作条件の原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として、事象発生から8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の残留熱除去系の起動操作は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</p> | <p>を考慮し設定。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレーを実施しない。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。 ・解析結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、格納容器代替スプレーの実施基準に格納容器圧力が到達しないこと及び崩壊熱が蓄熱しているサプレッション・プールを直接冷却するため、サプレッション・プール水冷却モード |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|--|--|---|
| <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p><u>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作は、運転員等操作時間に与える影響として、常設代替交流電源設備からの受電操作について、実態の運転操作は約30分で完了可能であり、解析上の受電完了時間（70分後）は時間余裕を含めて設定していることから、低圧代替注水系（常設）の起動操作が早まる可能性がある。これにより、逃がし安全弁による原子炉減圧操作が早まる可能性があるが、当該操作は原子炉水位高（レベル8）到達後に、原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系（常設）に切り替えるための減圧操作であり、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p><u>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、原子炉減圧時点において崩壊熱は十分減衰していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p><u>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高（レベル8）到達付近となるが格納容器圧力の上昇は緩やかであり、格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合、遅くなる場合のいずれにおいても、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p><u>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定から早まり、格納容器圧力及び温度を早期</u></p> | <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p><u>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、取水機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作時間は時間余裕を含めて設定しており、また、その後に行う原子炉急速減圧操作は同一の運転員による並列操作はないことから、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p><u>操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、操作開始時間は、時</u></p> | <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p><u>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水開始は、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>操作条件の原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響</u></p> | <p>にて格納容器除熱を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、原子炉減圧操作及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水開始として事象発生から 8 時間後を設定しており、常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始（事象発生から 20 分）に左右されない。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、原子炉 |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|--|--|---|--|
| <p>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。</p> <p>(添付資料2.4.1.2)</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><u>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作については、低圧代替注水系（常設）の運転に必要な常設代替交流電源設備からの受電は、初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間（24時間）内に実施することで炉心損傷を回避することができるであることから、時間余裕がある。</u></p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作については、<u>低圧代替注水系（常設）への移行は、初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間（24時間）内に実施することで炉心損傷を回避することができるであることから、時間余裕がある。</u></p> <p><u>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約5時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</u></p> | <p>間余裕を含めて設定しており、準備操作が想定より短い時間で完了することで、実態の操作開始時間は解析上の設定から早まり、格納容器圧力及び雰囲気温度を早期に低下させる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料2.4.1.2)</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>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作については、<u>低圧代替注水系（常設）への移行は、初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間（事象発生から少なくとも8時間程度）内に実施することで炉心損傷を回避することができるであることから、時間余裕がある。</u></p> | <p>として、実際の原子炉格納容器の除熱開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料2.4.1.2)</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>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水開始については、初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間（8時間）内に実施することで炉心損傷を回避することができるであることから、時間余裕がある。</p> | <p>補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、原子炉減圧操作及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水開始として事象発生から8時間後を設定しており、常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始（事象発生から20分）に左右されない。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。 ・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプ |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|--|---|---|---|
| <p>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作については、代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は、事象発生から<u>20時間</u>あり、準備時間が確保できることから、<u>時間余裕</u>がある。また、操作が遅れる場合においても、原子炉格納容器の限界圧力0.62MPa [gage] に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 露開気圧力・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、<u>約18時間以上</u>の余裕があることから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</p> | <p>操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作については、格納容器圧力が0.279MPa [gage] に到達するまでの時間は、事象発生から約13時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。また、操作が遅れる場合においても、格納容器圧力は約0.28MPa [gage] から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器スプレイの実際の実施基準である0.245MPa [gage] から解析条件で設定した0.279MPa [gage] 到達までの時間が約0.9時間であることを考慮すると、格納容器の限界圧力0.62MPa [gage] に到達するまでに9時間程度の準備時間が確保でき、残留熱除去系の起動操作に要する時間は2分程度であることから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</p> | <p>操作条件の原子炉補機代替冷却系運転操作については、原子炉補機代替冷却系運転操作までの時間は、事象発生から<u>8時間</u>あり、準備時間が確保できることから、<u>実態の運転操作</u>は解析上の設定とほぼ同等である。また、本操作が解析上の設定より遅れ、格納容器圧力が上昇した場合においても、格納容器代替スプレイの実施基準である384kPa [gage] に至るまでの時間は、同様の事象進展となる「2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）」において事象発生から約19時間後であり、約11時間以上の余裕があることから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</p> | <p>レイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】原子炉補機代替冷却系の操作が遅れた場合、格納容器圧力が上昇することから、島根2号炉は、格納容器圧力基準で実施する格納容器代替スプレイ実施操作に対する余裕時間を記載。 |
| (4) まとめ | (4) まとめ | (4) まとめ | |
| 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。 | 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。 | 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。 | |
| 2.4.1.4 必要な要員及び資源の評価 | 2.4.1.4 必要な要員及び資源の評価 | 2.4.1.4 必要な要員及び資源の評価 | |
| (1) 必要な要員の評価 | (1) 必要な要員の評価 | (1) 必要な要員の評価 | |
| 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において、 <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</u> に必要な要員は、「2.4.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり <u>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 <u>災害対策要員（初動）</u> の <u>39名</u> で対処可能である。 | 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「2.4.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり <u>20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）</u> の <u>39名</u> で対処可能である。 | 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「2.4.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり <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</u> の <u>45名</u> で対処可能である。 | <ul style="list-style-type: none"> ・体制の相違 【柏崎6/7】島根2号炉は、要員の召集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|--|---|--|
| <p><u>また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は26名であり、発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。</u></p> <p>(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源 <u>原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり合計約3,500m³の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約7,000m³の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）により復水貯蔵槽へ給水することによって、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を</u></p> | <p>(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源 <u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、7日間の対応を考慮すると、合計約620m³の水が必要となる。水源として、代替淡水貯槽に約4,300m³の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。</u></p> <p>原子炉隔離時冷却系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水については、サプレッショ・チャンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはない。 (添付資料 2.4.1.4)</p> | <p>(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源 <u>原子炉隔離時冷却系、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水及び残留熱除去系（サプレッショ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱については、サプレッショ・チャンバのプール水を水源として循環することから、水源が枯渇することはないため、7日間の運転継続実施が可能である。</u></p> | <p>実施可能である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用及び設備設計の相違 <p>【柏崎 6/7、東海第二】 プラント基数、設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお、これら要員31名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違 <p>【柏崎 6/7】 島根2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 <p>【柏崎 6/7、東海第二】 島根2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 <p>【柏崎 6/7】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系の水源にS/C水源を使用。</p> |

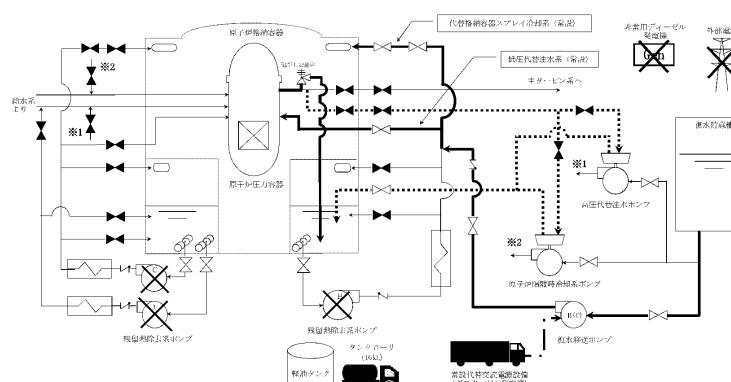
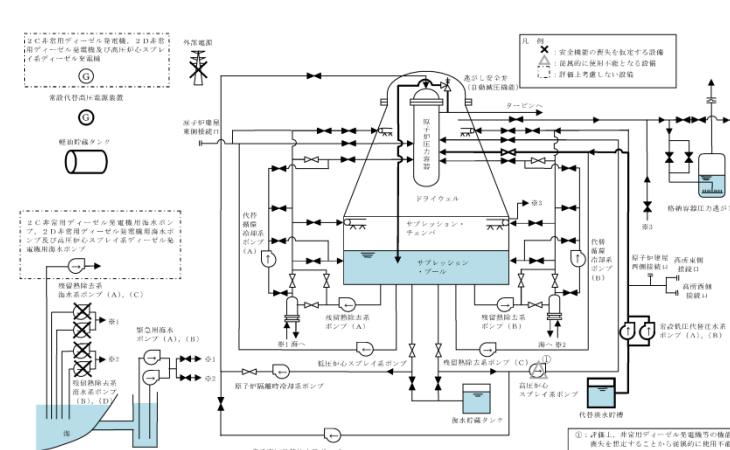
| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|--|--|--|---|
| <p><u>水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生12時間後としているが、これは、可搬型設備を事象発生から12時間以内に使用できなかった場合においても、他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。</u></p> <p style="text-align: center;">(添付資料2.4.1.3)</p> | <p>b. 燃料</p> <p>常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に<u>6号及び7号炉において合計約504kL</u>の軽油が必要となる。<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については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプ(A-2級)の運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約15kLの軽油が必要となる。<u>代替原子炉補機冷却系専用の電源車</u>については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約37kLの軽油が必要となる。<u>代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車(熱交換器ユニット用)</u>については、保守的に事象発生直後からの大容量送水車(熱交換器ユニット用)の運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約11kLの軽油が必要となる。<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>による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に<u>合計約13kL</u>の軽油が必要となる(6号及び7号炉合計約643kL)。</p> <p>6号及び7号炉の各軽油タンク(約1,020kL)及び常設代替交流電源設備用燃料タンク(約100kL)にて合計約2,140kLの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給、<u>可搬型代替注水ポンプ(A-2級)</u>による復水貯蔵槽への給水、<u>代替原子炉補機冷却系</u>の運転、<u>5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備</u>による電源供給及び<u>モニタリング・ポスト用発電機</u>による電源供給について、7日間の継続が可能で</p> | <p>b. 燃料</p> <p>常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後から最大負荷での運転を想定すると、7日間の運転継続に約352.8kLの軽油が必要となる。<u>ガスタービン発電機用軽油タンク</u>にて約800kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、常設代替交流電源設備(常設代替高圧電源装置5台)による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p>原子炉補機代替冷却系の大型送水ポンプ車については、保守的に事象発生直後からの大型送水ポンプ車の運転を想定すると、7日間の運転継続に約53m³の軽油が必要となる。<u>非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク</u>等にて約730m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから原子炉補機代替冷却系の運転について、7日間の運転継続が可能である。</p> | <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。 |
| | <p>緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約70.0kL軽油が必要となる。<u>緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンク</u>にて約75kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料2.4.1.5)</p> | <p>緊急時対策所用発電機による電源供給については、保守的に事象発生直後から最大負荷での運転を想定すると、7日間の運転継続に約8m³の軽油が必要となる。<u>緊急時対策所用燃料地下タンク</u>にて約45m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> | <ul style="list-style-type: none"> ・燃料評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 |
| | | | <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。 |

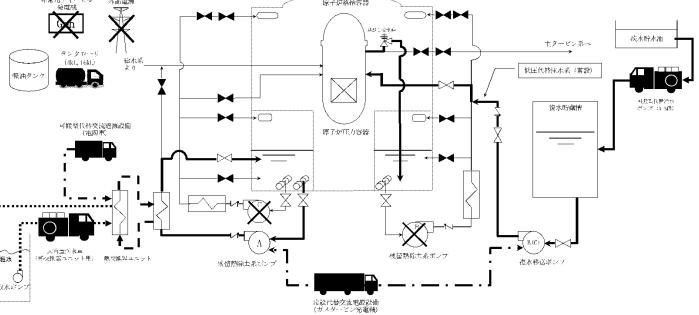
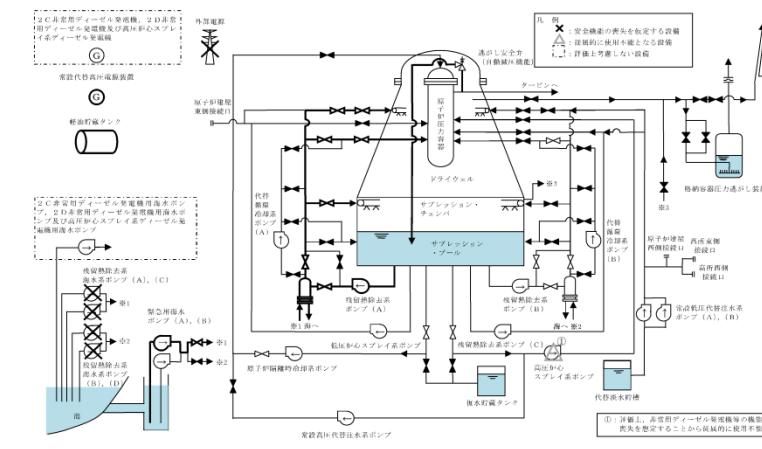
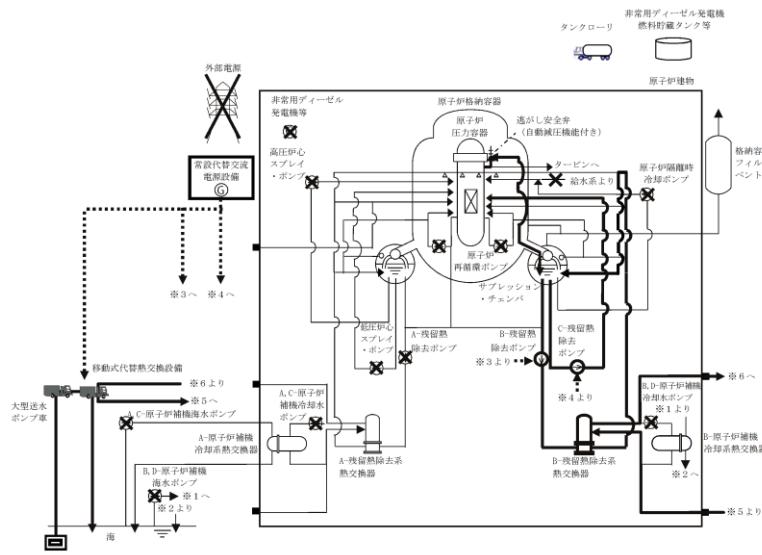
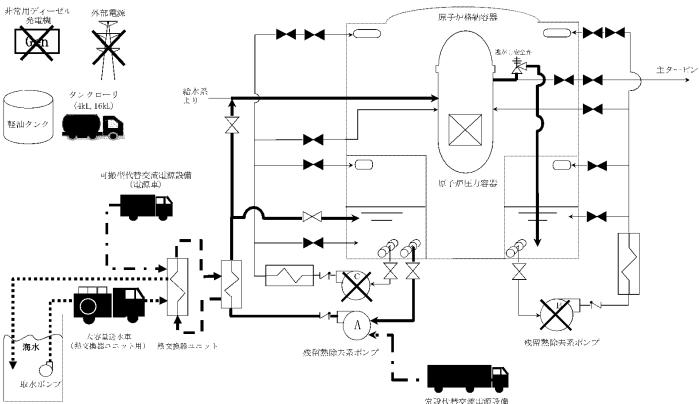
| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|--|--|--|--|
| <p>ある。</p> <p>(添付資料2.4.1.4)</p> <p>c. 電源</p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、<u>6号炉で約1,649kW</u>、<u>7号炉で約1,615kW</u>必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が<u>1台あたり2,950kW</u>であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、<u>5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機</u>についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料2.4.1.5)</p> | <p>c. 電源</p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、<u>約3,186kW</u>必要となるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5台）は連続定格容量が<u>約5,520kW</u>であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料2.4.1.6)</p> | <p>c. 電源</p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、<u>約2,948kW</u>必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が<u>約4,800kW</u>であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料2.4.1.4)</p> | <p>設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・電源設備容量の相違 【柏崎6/7、東海第二】常設代替交流電源設備から電源供給が必要となる負荷が異なる。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7】島根2号炉は、モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。 |
| <p>2.4.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して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「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び逃がし安全弁による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）による原子炉注水手段、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格納容器冷却手段、<u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・チエンバ・プール水冷却モード）</u>による原子炉格納容器除熱手段を整備している。</p> | <p>2.4.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して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「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び緊急用海水系を用いた残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水手段並びに緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。</p> | <p>2.4.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して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「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）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>原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）</u>による原子炉格納容器除熱手段を整備している。</p> | <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】島根2号炉は、残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）による原子炉注水を実施。 ・解析結果の相違 【柏崎6/7】島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達し |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|--|---|---|---|
| <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）+崩壊熱除去失敗」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、<u>低圧代替注水系（常設）</u>、<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）</u>及び逃がし安全弁による原子炉注水、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格納容器冷却、<u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）</u>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「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）+RHR失敗」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、<u>低圧代替注水系（常設）</u>、<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）</u>及び<u>逃がし安全弁（自動減圧機能）</u>による原子炉注水並びに<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）</u>及び<u>残留熱除去系（サプレッション・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「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重要事故シーケンス「過渡事象+崩壊熱除去失敗」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水、<u>原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）</u>による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> | <p>ないため格納容器スプレイを実施しない。</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、格納容器代替スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないこと及び崩壊熱が蓄熱しているサプレッション・プールを直接冷却するため、サプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 <p>【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>島根2号炉は、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違 <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、<u>残留熱除去系</u>による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、格納容器代替スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないこと及び崩壊熱が蓄熱しているサプレッション・プールを直接冷却するため、サプレッション</p> |

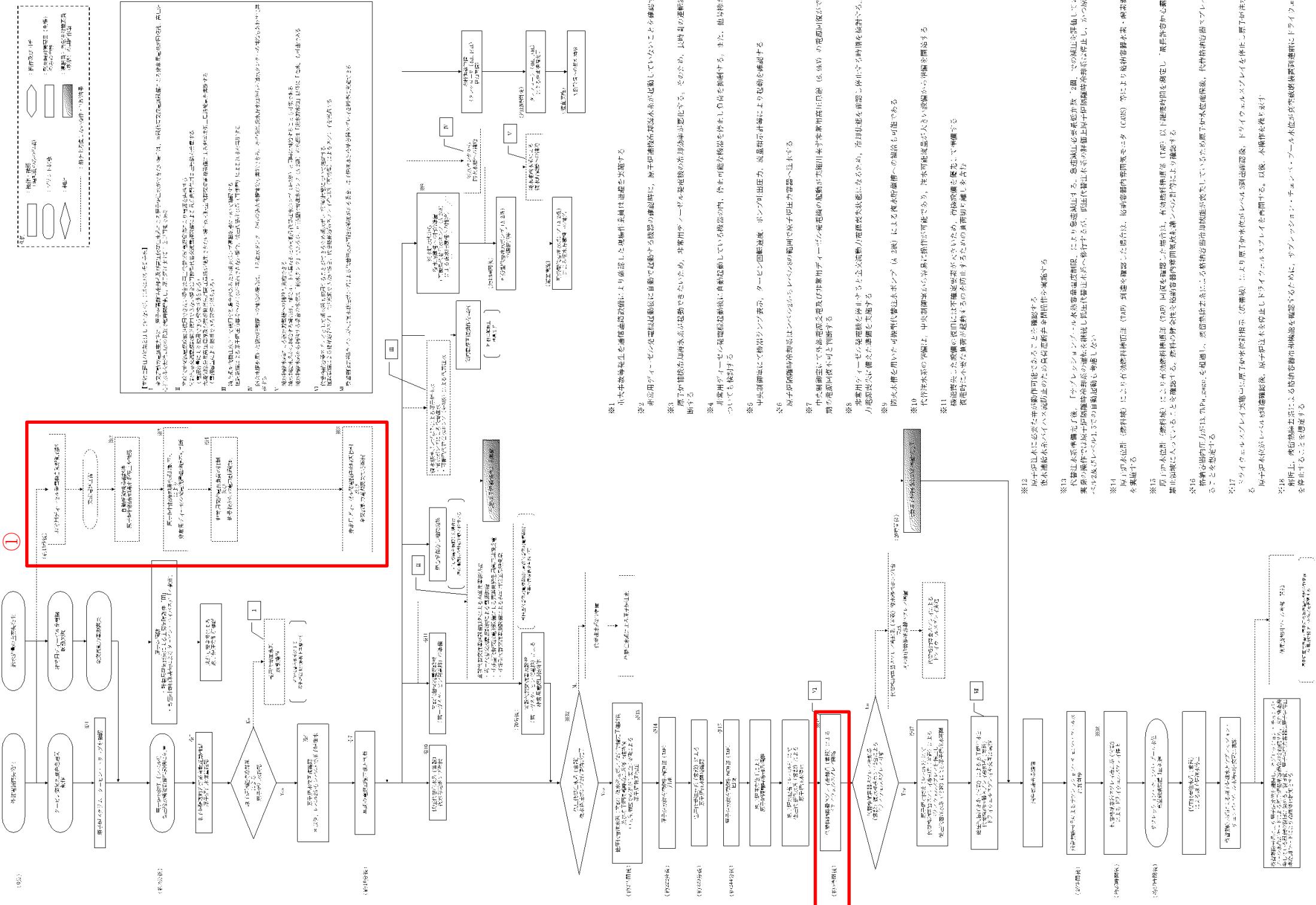
| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|--|--|--|
| <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、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、原子炉隔離時冷却系、<u>低圧代替注水系（常設）</u>、<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）</u>及び逃がし安全弁による原子炉注水、<u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サプレッショ・チェンバ・プール水冷却モード）</u>による原子炉格納容器除熱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「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」に対して有効である。</p> | <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、<u>格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度</u>は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<u>災害対策要員</u>にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、原子炉隔離時冷却系、<u>低圧代替注水系（常設）</u>、<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）</u>及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水、<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）</u>による<u>格納容器除熱等</u>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「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」に対して有効である。</p> | <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、<u>原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度</u>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、原子炉隔離時冷却系、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水、<u>原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッショ・プール水冷却モード）</u>による<u>原子炉格納容器除熱等</u>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「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」に対して有効である。</p> | <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、<u>格納容器代替スプレイの実施基準</u>に格納容器圧力が到達しないこと及び崩壊熱が蓄熱している<u>サプレッション・プール</u>を直接冷却するため、<u>サプレッション・プール水冷却モード</u>にて格納容器除熱を実施。</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>第2.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合） の重大事故等対策の概略系統図 (1/3) (原子炉注水及び原子炉急速減圧)</p> | <p>第2.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合） 時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3) (原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階)</p> | <p>第2.4.1.1-1(1)図 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉注水及び原子炉急速減圧)</p> | <ul style="list-style-type: none"> 設備設計の相違 <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> |

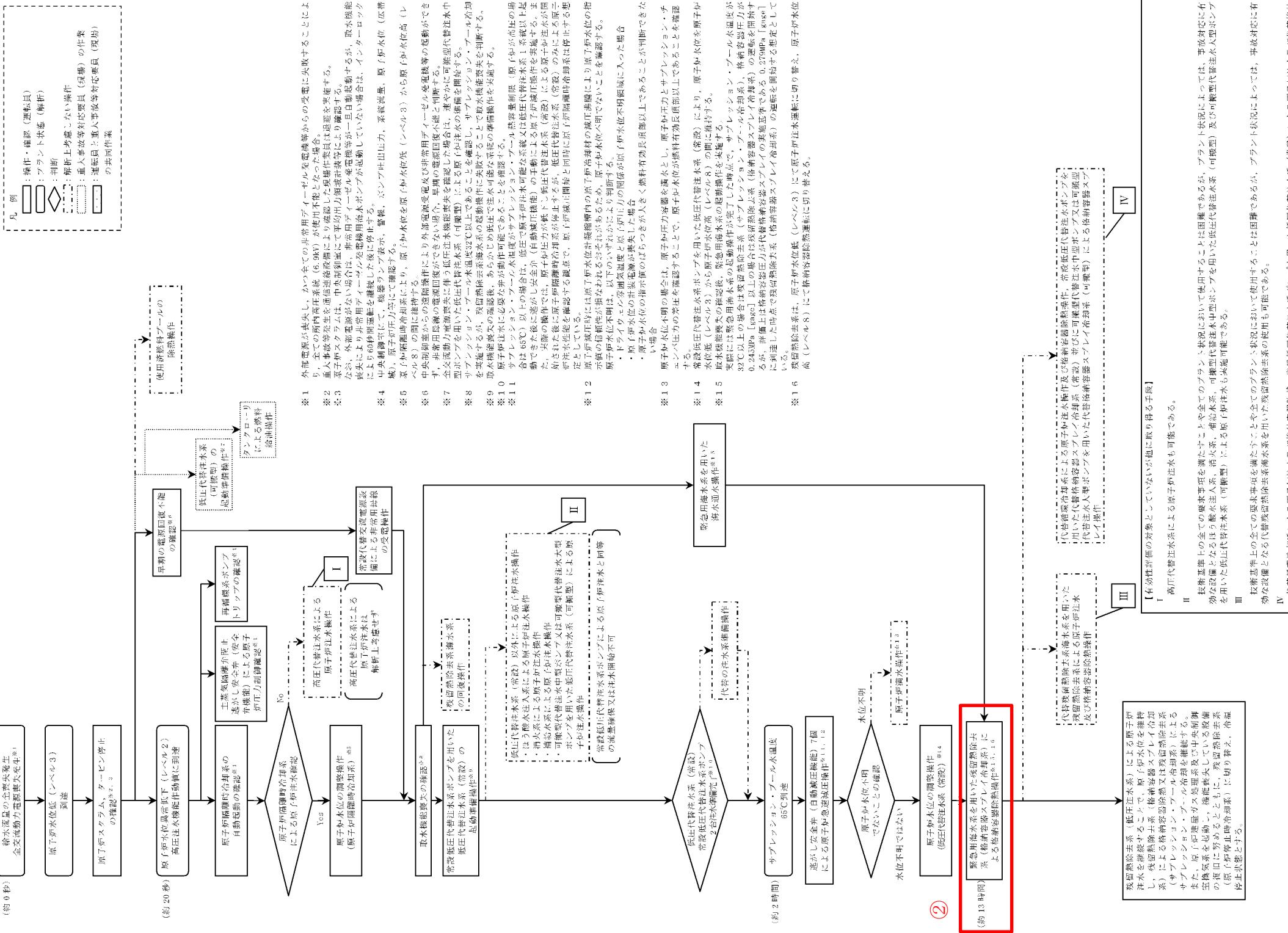
| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|--|--|--|---|
|  <p>※低圧代替注水系（常設）と代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は、同じ復水移送ポンプを用いて弁の切り替えにより実施する。</p> <p>第2.4.1.2図「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重大事故等対策の概略系統図（2/4） (原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)</p> |  <p>第2.4.1-1図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（2/3） (低圧代替注水系（常設）による原子炉注水段階)</p> |  <p>島根原子力発電所 2号炉</p> | <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 <p>島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレーを実施しない。</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>第2.4.1.3図 「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」の重大事故等対策の概略系統図 (3/4) (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)</p> |  <p>第2.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階)</p> |  <p>第2.4.1.1-1(2)図 「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」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)</p> | <ul style="list-style-type: none"> 設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 |
|  <p>※残留熱除去系の低圧注水モードとサプレッション・チェンバ・プール水冷却モードを切り替えて、原子炉水位をレベル3からレベル8の範囲で維持する。</p> <p>第2.4.1.4図 「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」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)</p> | | | <ul style="list-style-type: none"> 解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根2号炉は、残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水を実施。 |

差異理由は、島根2号炉
「第2.4.1.1-2図 崩壊
熱除去機能喪失（取水機
能が喪失した場合）」の対
応手順の概要」の備考欄
参照。

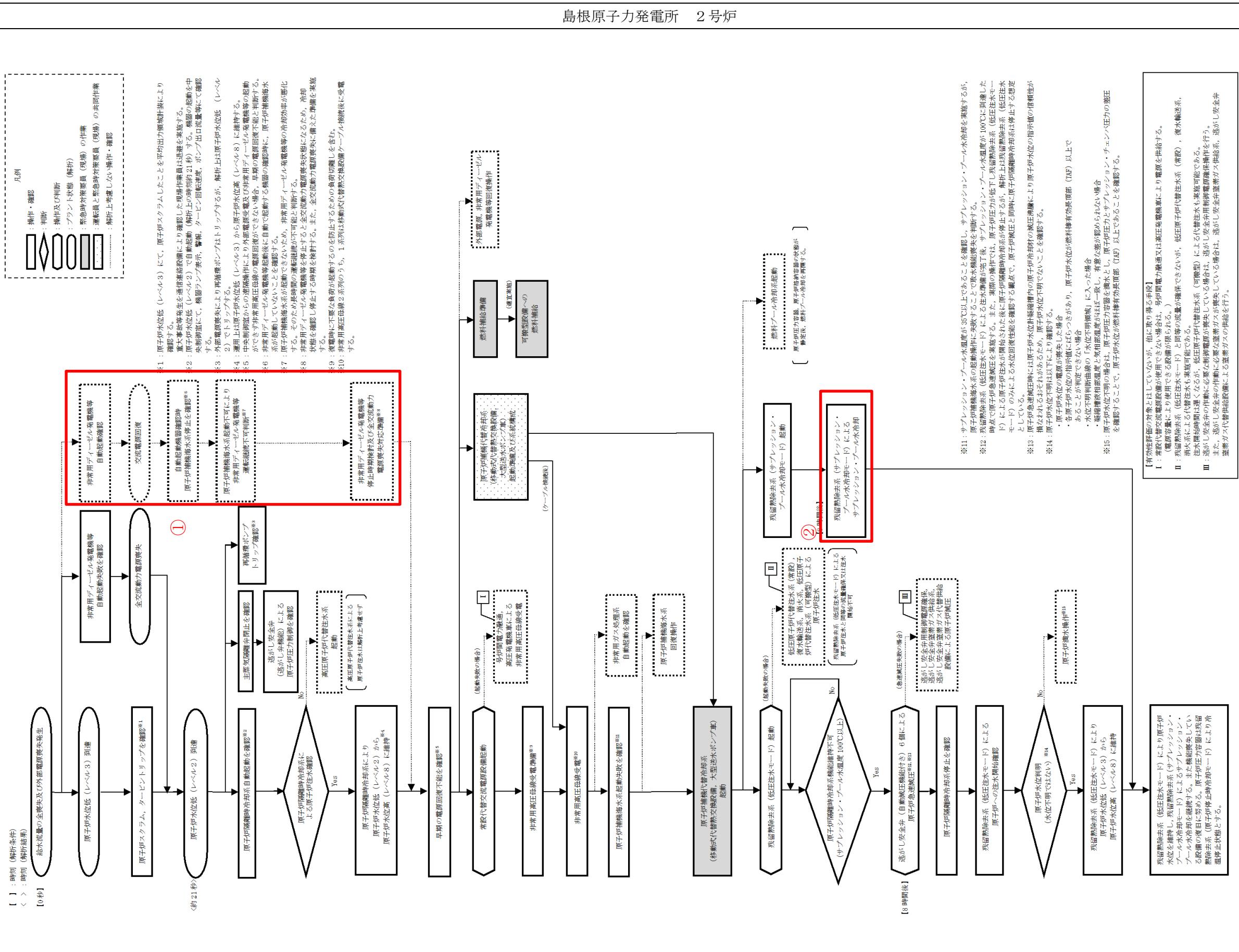


第2.4.1.5図 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の対応手順の概要



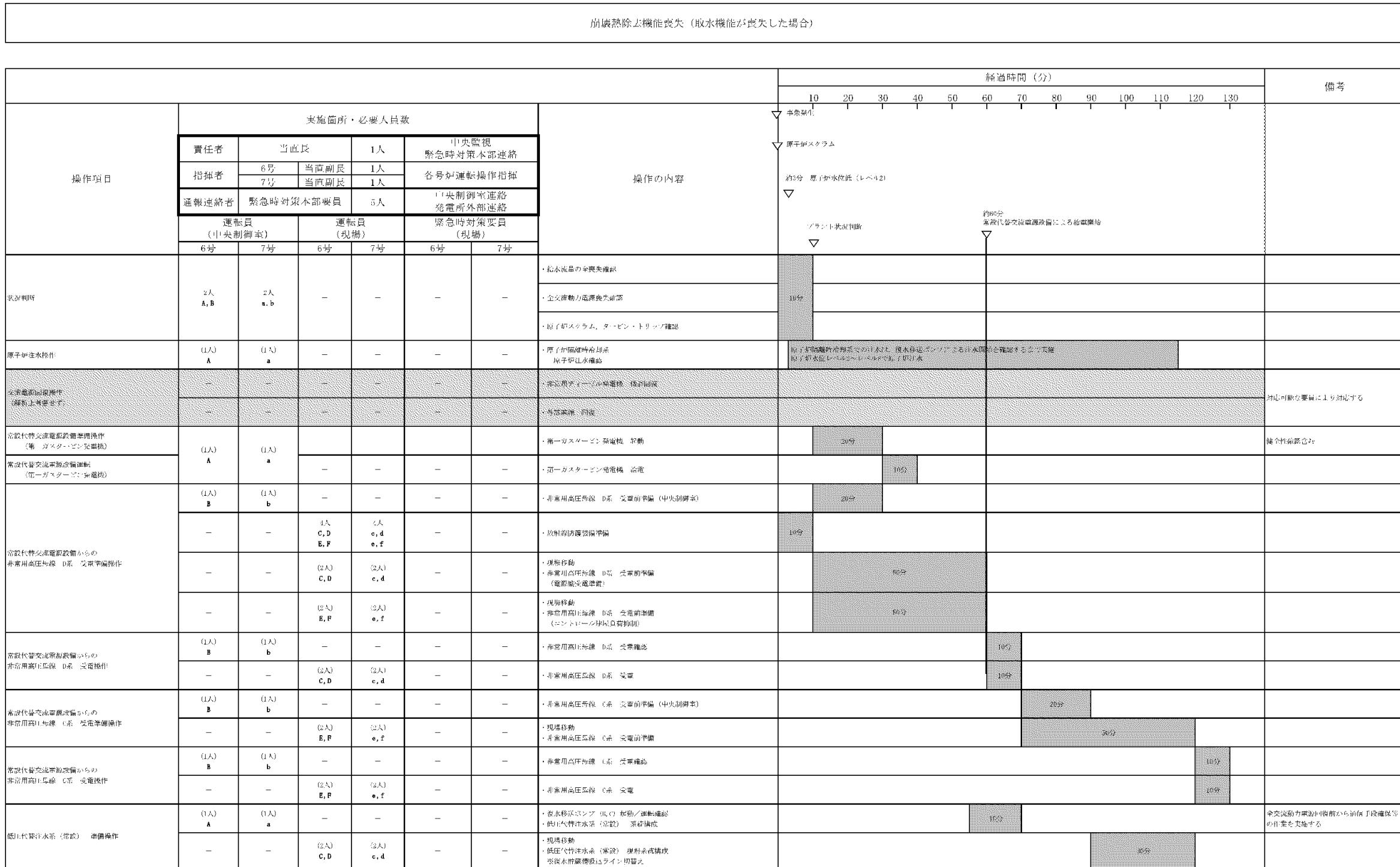
備考

差異理由は、島根 2 号炉
「第 2.4.1.1-2 図 崩壊
熱除去機能喪失（取水機
能が喪失した場合）」の対
応手順の概要」の備考欄
参照。



備 考
設計の相違
第二】
2号炉は、崩壊熱除去機能と非常用ディーゼル電機等の取水設備併用によるため、取水機能喪失に伴い非常用ディーゼル電機等も機能喪失する。東海第二では、崩壊熱除去機能の取水設備併用ディーゼル発電機による取水設備を独立化していることから、崩壊熱除去機能喪失により起きた取水機能喪失により非常用ディーゼル電機等は機能喪失しない。
結果の相違
6/7】
2号炉は、残留熱による格納容器除熱の実施基準に達する前に格納容器ストップ実施基準に到達しないため格納容器代替水注入を実施しない。
第二】
2号炉は、格納容器レイの実施基準による格納容器圧力が到達した際のサプレッション水冷却の実施基準を達成するため、残留熱によるサプレッションプール水冷却モードによる格納容器除熱を実

差異理由は、島根2号炉「第2.4.1.1-3図 「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」の作業と所要時間」の備考欄参照。



第2.4.1.6図 「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」の作業と所要時間 (1/2)

第2.4.1.6図 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の作業と所要時間（2／2）

第2.4.1-3 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）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2.4.1.1-3図 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）の作業と所要時間」の備考欄参照。

| 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合） | | | | | | | | | | 備 考 | | | | | | | | |
|--|-----------------------------------|---------------|-------------------|---|------|--|---|----|----|-----|----|----|----|----|----|----|----|--|
| | | | 計画時間（時間） | | | | | | | | | | | | | | | |
| 操作項目 | 実施箇所・必要要員数 【】は他作業後 移動してきた要員 | | | 操作の内容 | | | | | | | | | | | | | | |
| | 当直運転員 (中央制御室) | 当直連絡員 (現場) | 重大事故等対応要員 (現場) | | 0 | 4 | 8 | 12 | 16 | 20 | 24 | 28 | 32 | 36 | 40 | 44 | 48 | |
| 原子炉水位の調整操作（原子炉周辯冷却系） | 【1人】 A | — | — | ●原子炉周辯冷却系による原子炉生水の調節操作 | | | | | | | | | | | | | | |
| 常圧低圧代替注水系統ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作 | 【1人】 A | — | — | ●常圧低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作 | 3分 | | | | | | | | | | | | | 取水機能喪失の確認後に実施する |
| 原子炉水位（自動減圧機）による原子炉急速減圧操作 | 【1人】 B | — | — | ●速がし安全弁（自動減圧機）（個）の手動開放操作 | 1分 | | | | | | | | | | | | | |
| 原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系） | 【1人】 A | — | — | ●常圧低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作 | | 原子炉水位調子計水位統（レベル3）から原子炉水位高（レベル2）の間に進むする | | | | | | | | | | | | |
| 緊急用海水系を用いた空冷熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作時に残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作又は残留熱除去系（低圧注水系）による海水通水の系統構成操作及び起動操作 | 【1人】 A | — | — | ●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作 | 20分 | | | | | | | | | | | | | |
| 被用余燃材ブールの除熱操作 | 【1人】 A | — | — | ●残留熱除去系（低圧注水系）の起動操作 | 2分 | | | | | | | | | | | | | |
| 可搬型代替注水装置ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作 | — | — | 8人 e~j | ●可搬型代替注水装置ポンプの移動、本一式敷設等の操作 | 170分 | | | | | | | | | | | | | 解析上考慮しない。 スロッシングによる水位低下がある場合代替燃料ブール格納庫の起動までに実施する。 |
| 必要要員合計 | 2人 A, B | 2人 C, D | 10人 e~j | | | | | | | | | | | | | | | 解析上考慮しない。 約28時間程度でに実施する。 |

第2.4.1-3図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）の作業と所要時間（2/2）

| 島根原子力発電所 2号炉 | | | | | | | | | | | | | | 備 考 |
|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|-----|
| 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合） | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>The flowchart details the sequence of operations from initial detection to final shutdown. Key steps include: - Initial detection (e.g., '原子炉スクラム発生' at 21 seconds) - Plant status judgment (e.g., '原子炉水位低下 (レベル2)' at 8 hours) - Various emergency shutdown procedures (e.g., '外郭電源喪失確認', '冷却水系全廃止確認', '非常用ディーゼル起動等自動起動失敗確認', etc.) - Specific shutdown sequences for different systems (e.g., 'D系非常用高圧回路受電準備', 'C系非常用高圧回路受電準備', '燃料プール冷却系', etc.) - Final shutdown and cooling (e.g., '燃料プール冷却再開', '燃料プール冷却再起動') - Summary of total time (e.g., 10 minutes, 2 hours, 8 hours, 10 days).</p> | | | | | | | | | | | | | | |
| <ul style="list-style-type: none"> ・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 <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>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。</p> | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>(1) 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数</p> | | | | | | | | | | | | | | |

第 2.4.1.1-3 図 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の作業と所要時間

| 柏崎刈羽原子力発電所 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2.4.1.7図 原子炉圧力の推移</p> | <p>第2.4.1-4 図 原子炉圧力の推移</p> | <p>第2.4.1.2-1(1)図 原子炉圧力の推移</p> | <p>・解析結果の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>①柏崎 6/7 及び島根 2号炉は、原子炉隔離時冷却系を給水ラインに接続するが、東海第二では原子炉隔離時冷却系をヘッドスプレイに接続することによる挙動の相違。</p> <p>【柏崎 6/7、東海第二】</p> <p>②原子炉注水に使用する設備及び原子炉水位維持範囲の相違。</p> |
| <p>第2.4.1.8図 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移</p> | <p>第2.4.1-5 図 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移</p> | <p>第2.4.1.2-1(2)図 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移</p> | <p>【柏崎 6/7、東海第二】</p> <p>③原子炉注水特性（流量及び吐出圧）の相違及び減圧弁数の違いによる原子炉水位低下及び回復速度の相違。</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>第2.4.1.9図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移</p> | <p>第2.4.1-6図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移</p> | <p>第2.4.1.2-1(3)図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移</p> | <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違 <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> |
| <p>第2.4.1.10図 注水流量の推移</p> | <p>第2.4.1-7図 注水流量の推移</p> | <p>第2.4.1.2-1(4)図 注水流量の推移</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>第2.4.1.11図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p> | <p>第2.4.1-8 図 逃がし安全弁からの蒸気流出流量の推移</p> | <p>第2.4.1.2-1(5)図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p> | <p>・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相違。</p> |
| <p>第2.4.1.12図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p> | <p>第2.4.1-9 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p> | <p>第2.4.1.2-1(6)図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p> | <p>【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 (流量及び吐出圧) の違いによる保有水量の減少量の相違。</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>燃料被覆管の最高温度発生 (約427°C、約4時間後) (発熱部10分割中、下から9番目の位置)</p> <p>炉心露出による 燃料被覆管温度の上昇</p> <p>原子炉減圧による 飽和温度の低下</p> <p>①</p> | <p>(最高温度：初期値（約309°C）以下にとどまる)</p> <p>原子炉圧力変化に応じて飽和温度が変化し、 燃料被覆管温度もこれに追従して変化を繰り返す。</p> <p>原子炉減圧による 飽和温度の低下（約2時間）</p> | <p>(最高温度：初期値（約309°C）以下にとどまる)</p> <p>原子炉減圧による 飽和温度の低下</p> <p>原子炉圧力の変化に応じて飽和温度が変化し、燃料 被覆管温度もこれに追従する変化を繰り返す</p> | <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>①原子炉注水特性（流量及び吐出圧）の相違及び減圧弁数の違いによる減圧沸騰時の二相水位上昇速度の相違に起因し、柏崎 6/7 では炉心部が露出するため燃料被覆管温度が上昇する。</p> |
| <p><u>第 2.4.1.13 図 燃料被覆温度の推移</u></p> | <p><u>第 2.4.1-10 図 燃料被覆管温度の推移</u></p> | <p><u>第 2.4.1.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移</u></p> | <p>【柏崎 6/7】</p> <p>②島根 2 号炉は、燃料被覆管温度が上昇しないことから、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、ボイド率及び燃料被覆管温度と燃料被覆管温度の円周方向の応力の関係のグラフは記載しない整理としている。</p> |
| <p>②</p> <p>核沸騰冷却（ボイド率に対応した値） 蒸気冷却 核沸騰冷却（再冠水後）</p> <p>遷移沸騰冷却</p> <p>ボイド率増加に伴う 熱伝達係数低下</p> <p>燃料被覆管の最高温 度発生位置露出 燃料被覆管の最高温 度発生位置再冠水</p> | | | |
| <p><u>第 2.4.1.14 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における 熱伝達係数の推移</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>① 炉心露出によるボイド率増加 原子炉減圧に伴うボイド率増加 原子炉隔離時冷却系起動／停止に伴うボイド率増減</p> | <p>原子炉減圧に伴うボイド率増加 (約2時間) 低圧代替注水系(常設)の起動／停止によるボイド率増減</p> | <p>残留熱除去系(低圧注水モード)による炉心上部ブレナムへの注水／停止に伴うボイド率増減 原子炉減圧によるボイド率増加 原子炉隔離時冷却系の起動／停止に伴うボイド率増減</p> | <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 ①島根 2号炉は、燃料被覆管温度が上昇しないことから、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、ボイド率及び燃料被覆管温度と燃料被覆管温度の円周方向の応力の関係のグラフは記載しない整理としている。</p> |
| <p><u>第 2.4.1.15 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移</u></p> | | | |
| <p>原子炉水位低下に伴う冠水部分の減少による蒸気発生量の減少及び原子炉水位回復に伴う冠水部分増加による蒸気発生量の増加に応じたボイド率変化 原子炉減圧に伴うボイド率増加 原子炉隔離時冷却系起動／停止に伴うボイド率増減</p> | <p>原子炉減圧に伴うボイド率増加 (約2時間) 低圧代替注水系(常設)の起動／停止によるボイド率増減 原子炉隔離時冷却系の起動／停止に伴うボイド率増減</p> | <p>原子炉減圧によるボイド率増加 原子炉隔離時冷却系の起動／停止に伴うボイド率増減 残留熱除去系(低圧注水モード)による炉心上部ブレナムへの注水／停止に伴うボイド率増減</p> | <p><u>第 2.4.1.16 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移</u></p> <p><u>第 2.4.1-11 図 高出力燃料集合体におけるボイド率の推移</u></p> <p><u>第 2.4.1.2-1(8)図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</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 |
|--|---------------------------------------|--|--|
| | | | |
| <u>第2.4.1.17図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</u> | <u>第2.4.1-12図 炉心下部プレナムにおけるボイド率の推移</u> | <u>第2.4.1.2-1(9)図 炉心下部プレナムのボイド率の推移</u> | |
| | | | <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 ①島根 2号炉は、燃料被覆管温度が上昇しないことから、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、ボイド率及び燃料被覆管温度と燃料被覆管温度の円周方向の応力の関係のグラフは記載しない整理としている。</p> |
| <u>第2.4.1.18図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係</u> | | | |

| 柏崎刈羽原子力発電所 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 2.4.1.19 図 格納容器圧力の推移</p> | <p>第 2.4.1-13 図 格納容器圧力の推移</p> | <p>第 2.4.1.2-1(10) 図 格納容器圧力の推移</p> | <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ①伝熱容量の違いに伴う格納容器圧力及び温度の挙動の相違。</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】 ②解析時間の相違。</p> |
| <p>第 2.4.1.20 図 格納容器気相部温度の推移</p> | <p>第 2.4.1-14 図 格納容器霧囲気温度の推移</p> | <p>第 2.4.1.2-1(11) 図 格納容器温度の推移</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>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>①島根 2号炉は、内部水源を用いた原子炉注水及び格納容器除熱を実施することによる水位挙動の相違。</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>②解析時間の相違。</p> |
| | | | <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>③伝熱容量の違いに伴うサプレッショングルーム水温の相違。</p> |

第2.4.1.1表 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重大事故等対策について

第2.4.1-1表 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）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 | 常設設備 | 可搬設備 | 重大事故等対処設備 | 計装設備 |
|----------------------------------|---|---|------|--|--|
| 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 | 逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。 | 常設代替交流電源設備 常設低圧代替注水系ボンプ 代替淡水貯槽 陸油貯蔵タンク | — | 原子炉圧力（S.A） 原子炉水位（S.A広帶域） 原子炉水位（広帶域）* 原子炉水位（燃料域）* 低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用） 代替海水貯槽水位 | 原子炉圧力* 原子炉水位（S.A広帶域） 原子炉水位（広帶域）* 原子炉水位（燃料域）* 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（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器格納容器除熱 | 常設代替交流電源設備による交流電源供給後、緊急田海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱を実施する。 | 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）* | — | ドライウェル圧力 サブレッシュ・ジョン・チエンバ圧力 ドライウェル密閉気温 サブレッシュ・ジョン・チエンバ旁開氣温度 サブレッシュ・ジョン・ブルル水温 残留熱除去系系統流量* | ドライウェル圧力 サブレッシュ・ジョン・チエンバ圧力 ドライウェル密閉気温 サブレッシュ・ジョン・チエンバ旁開氣温度 サブレッシュ・ジョン・ブルル水温 残留熱除去系系統流量* |
| 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水 | 格納容器除熱中に原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合は、格納容器除熱を停止し残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を実施する。 | 常設代替交流電源設備 残留熱除去系（低圧注水系）* | — | 原子炉圧力（S.A） 原子炉水位（S.A広帶域） 原子炉水位（広帶域）* 原子炉水位（燃料域）* 残留熱除去系系統流量* | 原子炉圧力* 原子炉水位（S.A広帶域） 原子炉水位（広帶域）* 原子炉水位（燃料域）* 残留熱除去系系統流量* |

(2) *既許可の対象となるている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第2.4.1-1表 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重大事故等対策について（2／2）

| 判断及び操作 | 手順 | 常設設備 | 可搬型設備 | 重大事故等対処設備 | 計装設備 |
|--------------------------------|---|------------------------------------|----------------------------------|---|---|
| 残留熱除去系（サブレッシュ・ジョン・ブルル水冷却モード）運転 | 常設代替交流電源設備による交流電源供給及び原子炉補機代替冷却系の準備完了後、原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系によるサブレッシュ・ジョン・ブルル水冷却モード運転を開始する。 | 常設代替交流電源設備 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等* | 移動式代替熱交換設備 大型送水ポンプ車 タンクローリ | 【残留熱除去ポンプ出口流量】* サブレッシュ・ジョン・ブルル水温度 （S.A） | 【残留熱除去ポンプ出口流量】* サブレッシュ・ジョン・ブルル水温度 （S.A） |

(3) 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2.4.1.2表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失した場合（取水機能が喪失した場合））(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 原子炉格納容器側：MAAP | — |
| 原子炉熱出力 | 3,926Wt | 定格原子炉熱出力として設定 |
| 原子炉圧力 | 7.0MPa[gage] | 定格原子炉圧力として設定 |
| 原子炉水位 | 通常運転水位（セバレ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°C | 熱平衡計算による値 |
| 炉心入口サブクール度 | 約10°C | 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 |
| 初期条件 | 格納容器容積（ドライウェル） 格納容器容積（ウェットドライウェル） 空気部：5,960m ³ 液相部：3,550m ³ | ③ ドライウェル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値） 及び構造物の体積を除いた値 |
| 格納容器容積（ドライウェル） | 7,350m ³ | — |
| 真空破壊装置 | 3,45kPa | 真空破壊装置の設定値 |
| サブレッショングループ水位 | 7.05m（通常運転水位） | ④ 通常運転時のサブレッション・チャンバ開差圧 |
| サブレッショングループ水温 | 35°C | 通常運転時のサブレッション・チャンバ・プール水位として設定 |
| 格納容器圧力 | 57°C | 通常運転時の格納容器圧力として設定 |
| 格納容器間度 | 50°C（事象開始12時間以降は45°C、事象開始24時間以降は40°C） | 通常運転時の格納容器温度として設定 |
| 外部水温の温度 | — | 復水移送ポンプ出水温度を参考に設定 |

第2.4.1-2表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））(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 (圧力容器ドーム部) | 6.93MPa[gage] | 定格原子炉圧力として設定 |
| 原子炉水位 | 通常運転水位（セバレ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°C | 熱平衡計算による値 |
| 炉心入口サブクール度 | 約9°C | 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 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 (ドライウェル) | 5,700m ³ | ③ 設計値 |
| 格納容器体積 (サブレッション・チャンバ) | 空気部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³ | ④ 設計値（通常運転時のサブレッション・プール水位の下限値として設定） |

第2.4.1.2-1表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））(1/4)

| 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 | 2,456MW | 定格原子炉熱出力として設定 |
| 原子炉圧力 | 6.93MPa[gage] | 定格原子炉圧力として設定 |
| 原子炉水位 | 通常水位 (気水分離器下端から+83cm) | 通常運転時の原子炉水位として設定 |
| 炉心流量 | 35.6×10t/h | 定格炉心流量として設定 |
| 炉心入口温度 | 約278°C | 熱平衡計算による値 |
| 炉心入口サブクール度 | 約9°C | 熱平衡計算による値 |
| 燃料 | 9×9燃料（A型） | — |
| 初期条件 | 最大線出力密度 原子炉停止後の崩壊熱 格納容器容積（ドライウェル） 格納容器容積（サブレッション・チャンバ） 真空破壊装置 サブレッション・プール水位 サブレッション・プール水温度 | ① 通常運転時の熱的制限値 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 ③ ドライウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値） ④ サブレッション・チャンバ内体積の設計値 ⑤ 真空破壊装置の設定値 ⑥ 通常運転時のサブレッション・プール水位として設定 ⑦ 通常運転時のサブレッション・プール水温度として設定 |

備考

- ・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（サブレッション・チャンバ）及びサブレッション・プール水位の解析条件を通常水位で設定。東海第二では圧力抑制効果を厳しくする観点で、通常運転時のサブレッション・プール水位の下限値を設定。
- 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2.4.1.2表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失した場合（取水機能が喪失した場合））(2/5)

| 項目 | | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|---------------------------------------|---------------------|---|----------|
| 事故条件 起因事象 安全機能の喪失に対する仮定 外部電源 | 給水流量の全喪失 | 原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定 | |
| | 崩壊熱除去機能喪失 外部電源なし | 取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定 取水機能の喪失により非常用ディーゼル発電機が機能喪失することから、外部電源なしの場合の方が、全交流動力電源喪失となり、要員、資源等の観点で厳しいことから設定 | |

第2.4.1-2表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））(2/6)

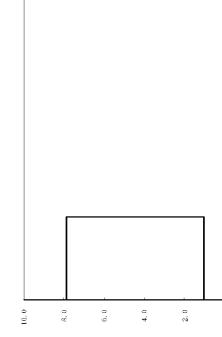
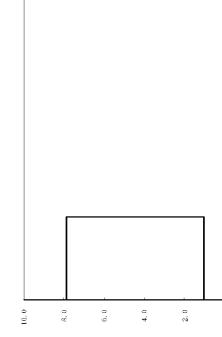
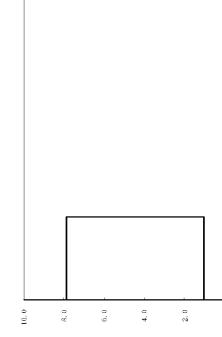
| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|--|---|---|
| 真空破壊装置 サブレッショング・ブル | 3.45kPa（ドライウェルサブレッショング・チエンバ間差圧） | 真空破壊装置の設定値 |
| サブレッショング・ブル水位 サブレッショング・ブル水温度 | 6.983m（通常運転範囲の下限値）③ 32°C | 通常運転時のサブレッショング・ブル水位の下限値として設定 通常運転時のサブレッショング・ブル水温度の上限値として設定 |
| 格納容器圧力 格納容器界面気温 | 5kPa [gage] 57°C | 通常運転時の格納容器界面気温（ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度）④として設定 |
| 外部水源の水温 起因事象 安全機能の喪失に対する仮定 外部電源 | 35°C 給水流量の全喪失 崩壊熱除去機能喪失 外部電源なし | 年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定 原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定 取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定 評価上、非常用ディーゼル発電機等の取水機能喪失を想定することから、外部電源なしの場合には全交流動力電源喪失となり、要員、資源等の観点で厳しい条件となる |

第2.4.1.2-1表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））(2/4)

| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|--|--|---|
| 初期条件 起因事象 事故条件 重大事故等対策に関連する機器条件 | 5kPa [gage] 57°C 給水流量の全喪失 崩壊熱除去機能喪失 外部電源なし 原子炉スクラム信号 原子炉隔離時冷却系 原子炉水位低（レベル2）信号により自動起動 91m³/h(8.21~0.74MPa [gage])において注水 残留熱除去系（低圧注水モード） 1,136m³/h (0.14MPa [dif])において注水 残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定 | 通常運転時の格納容器圧力として設定 ④通常運転時の格納容器温度として設定 原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定 取水機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定 評価上、非常用ディーゼル発電機等の取水機能喪失を想定することから、外部電源なしの場合は全交流動力電源喪失となり、要員、資源等の観点で厳しい条件となる 保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定 原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定 |

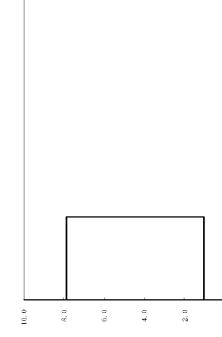
| | |
|----|----------|
| 備考 | ・解析条件の相違 |
|----|----------|

第2.4.1.2表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失した場合（取水機能が喪失した場合））(3/5)

| <p>柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>主要解析条件</th> <th>条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>原子炉スクラム信号</td> <td>タービン蒸気加減弁急速閉 (遅れ時間：0.08秒)</td> <td>安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定</td> </tr> <tr> <td>原子炉隔離時冷却系 逃がし安全弁</td> <td>原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 182m³/h (8.12~1.03MPa[diff]において) にて注水 逃がし弁機能 7.51 MPa[gage]×1個, 363 t/h/個 7.58 MPa[gage]×1個, 367 t/h/個 7.65 MPa[gage]×4個, 370 t/h/個 7.72 MPa[gage]×4個, 373 t/h/個 7.79 MPa[gage]×4個, 377 t/h/個 7.86 MPa[gage]×4個, 380 t/h/個 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減圧と逃がし安全弁1個あたりの蒸気流量の関係 <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>  ⑤</td> <td>原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 原子炉隔離時冷却系による注水特性 逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定 逃がし安全弁と逃がし安全弁1個あたりの蒸気流量の関係</td> </tr> </tbody> </table> | 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 | 原子炉スクラム信号 | タービン蒸気加減弁急速閉 (遅れ時間：0.08秒) | 安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定 | 原子炉隔離時冷却系 逃がし安全弁 | 原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 182m ³ /h (8.12~1.03MPa[diff]において) にて注水 逃がし弁機能 7.51 MPa[gage]×1個, 363 t/h/個 7.58 MPa[gage]×1個, 367 t/h/個 7.65 MPa[gage]×4個, 370 t/h/個 7.72 MPa[gage]×4個, 373 t/h/個 7.79 MPa[gage]×4個, 377 t/h/個 7.86 MPa[gage]×4個, 380 t/h/個 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減圧と逃がし安全弁1個あたりの蒸気流量の関係 <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>  ⑤ | 原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 原子炉隔離時冷却系による注水特性 逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定 逃がし安全弁と逃がし安全弁1個あたりの蒸気流量の関係 | <p>東海第二発電所 (2018.9.12版)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>主要解析条件</th> <th>条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>原子炉スクラム信号</td> <td>原子炉水位低（レベル3）信号 (遅れ時間：1.05秒)</td> <td>安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定</td> </tr> <tr> <td>原子炉隔離時冷却系 逃がし安全弁</td> <td>原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて自動起動 136.7m³ / h (7.86MPa [gage] ~ 1.04MPa [gage]において) にて注水</td> <td>原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 原子炉隔離時冷却系による注水特性 </td> </tr> </tbody> </table> | 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 | 原子炉隔離時冷却系 逃がし安全弁 | 原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて自動起動 136.7m ³ / h (7.86MPa [gage] ~ 1.04MPa [gage]において) にて注水 | 原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 原子炉隔離時冷却系による注水特性  | <p>島根原子力発電所 2号炉</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>主要解析条件</th> <th>条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>原子炉補機代替冷却系 逃がし安全弁</td> <td>逃がし弁機能 7.58MPa[gage]×2個, 367t/h/個 7.65MPa[gage]×3個, 370t/h/個 7.72MPa[gage]×3個, 373t/h/個 7.79MPa[gage]×4個, 377t/h/個 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減圧と逃がし安全弁1個あたりの蒸気流量の関係  ⑤</td> <td>逃がし安全弁の設計値として設定 原子炉補機代替冷却系の設計値として設定 逃がし安全弁から設定 逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定</td> </tr> <tr> <td>重大事故等対策に関連する機器条件 残留熱除去系（サブレッショングル水冷却モード）</td> <td>伝熱容量は、事象発生後8時間から24時間において約16MW、事象発生24時間以降において約11MW（サブレッショングル水温度100°C、海水温度30°Cにおいて）とする。 伝熱容量は、熱交換器1基あたり事象発生後8時間から24時間において約16MW、事象発生24時間以降において約11MW（サブレッショングル水温度100°C、海水温度30°Cにおいて）とする。</td> <td>原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定 原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定 原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定 原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定</td> </tr> </tbody> </table> | 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 | 原子炉補機代替冷却系 逃がし安全弁 | 逃がし弁機能 7.58MPa[gage]×2個, 367t/h/個 7.65MPa[gage]×3個, 370t/h/個 7.72MPa[gage]×3個, 373t/h/個 7.79MPa[gage]×4個, 377t/h/個 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減圧と逃がし安全弁1個あたりの蒸気流量の関係  ⑤ | 逃がし安全弁の設計値として設定 原子炉補機代替冷却系の設計値として設定 逃がし安全弁から設定 逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定 | 重大事故等対策に関連する機器条件 残留熱除去系（サブレッショングル水冷却モード） | 伝熱容量は、事象発生後8時間から24時間において約16MW、事象発生24時間以降において約11MW（サブレッショングル水温度100°C、海水温度30°Cにおいて）とする。 伝熱容量は、熱交換器1基あたり事象発生後8時間から24時間において約16MW、事象発生24時間以降において約11MW（サブレッショングル水温度100°C、海水温度30°Cにおいて）とする。 | 原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定 原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定 原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定 原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定 | <p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 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。 |
|--|---|---|----------|-----------|------------------------------|--------------------|---------------------|---|--|---|----|--------|----------|-----------|--------------------------------|--------------------|---------------------|---|---|--|----|--------|----------|----------------------|---|--|---|---|--|---|
| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 原子炉スクラム信号 | タービン蒸気加減弁急速閉 (遅れ時間：0.08秒) | 安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 原子炉隔離時冷却系 逃がし安全弁 | 原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 182m ³ /h (8.12~1.03MPa[diff]において) にて注水 逃がし弁機能 7.51 MPa[gage]×1個, 363 t/h/個 7.58 MPa[gage]×1個, 367 t/h/個 7.65 MPa[gage]×4個, 370 t/h/個 7.72 MPa[gage]×4個, 373 t/h/個 7.79 MPa[gage]×4個, 377 t/h/個 7.86 MPa[gage]×4個, 380 t/h/個 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減圧と逃がし安全弁1個あたりの蒸気流量の関係 <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>  ⑤ | 原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 原子炉隔離時冷却系による注水特性 逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定 逃がし安全弁と逃がし安全弁1個あたりの蒸気流量の関係 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 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 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 原子炉隔離時冷却系 逃がし安全弁 | 原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて自動起動 136.7m ³ / h (7.86MPa [gage] ~ 1.04MPa [gage]において) にて注水 | 原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 原子炉隔離時冷却系による注水特性  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 原子炉補機代替冷却系 逃がし安全弁 | 逃がし弁機能 7.58MPa[gage]×2個, 367t/h/個 7.65MPa[gage]×3個, 370t/h/個 7.72MPa[gage]×3個, 373t/h/個 7.79MPa[gage]×4個, 377t/h/個 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減圧と逃がし安全弁1個あたりの蒸気流量の関係  ⑤ | 逃がし安全弁の設計値として設定 原子炉補機代替冷却系の設計値として設定 逃がし安全弁から設定 逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 重大事故等対策に関連する機器条件 残留熱除去系（サブレッショングル水冷却モード） | 伝熱容量は、事象発生後8時間から24時間において約16MW、事象発生24時間以降において約11MW（サブレッショングル水温度100°C、海水温度30°Cにおいて）とする。 伝熱容量は、熱交換器1基あたり事象発生後8時間から24時間において約16MW、事象発生24時間以降において約11MW（サブレッショングル水温度100°C、海水温度30°Cにおいて）とする。 | 原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定 原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定 原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定 原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

第2.4.1-2表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））(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 |

| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|---------------------|---|---|
| 原子炉隔離時冷却系 逃がし安全弁 | 原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて自動起動 136.7m ³ / h (7.86MPa [gage] ~ 1.04MPa [gage]において) にて注水 | 原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 原子炉隔離時冷却系による注水特性  |

| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|----------------------|--|--|
| 原子炉補機代替冷却系 逃がし安全弁 | 逃がし弁機能 7.58MPa[gage]×2個, 367t/h/個 7.65MPa[gage]×3個, 370t/h/個 7.72MPa[gage]×3個, 373t/h/個 7.79MPa[gage]×4個, 377t/h/個 逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の6個を開ることによる原子炉急減圧と逃がし安全弁1個あたりの蒸気流量の関係  ⑤ | 逃がし安全弁の設計値として設定 原子炉補機代替冷却系の設計値として設定 逃がし安全弁から設定 逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定 |

| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|---|---|--|
| 重大事故等対策に関連する機器条件 残留熱除去系（サブレッショングル水冷却モード） | 伝熱容量は、事象発生後8時間から24時間において約16MW、事象発生24時間以降において約11MW（サブレッショングル水温度100°C、海水温度30°Cにおいて）とする。 伝熱容量は、熱交換器1基あたり事象発生後8時間から24時間において約16MW、事象発生24時間以降において約11MW（サブレッショングル水温度100°C、海水温度30°Cにおいて）とする。 | 原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定 原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定 原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定 原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定 |

第2.4.1.2表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失した場合（取水機能が喪失した場合））(4/5)

| | | | | | |
|--|---|--|--|--|--|
| 柏崎刈羽原子力発電所 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 |
| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 | 条件設定の考え方 | 条件設定の考え方 | 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（常設） 代替格納容器スプレイ 冷却系（常設） 代替原子炉補機冷却却系 残留熱除去系（サブレーション・チエンバ・プール水冷却モード） 残留熱除去系（低圧注水モード） | <p>最大300m³/hで注水し、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御</p> <p>140m³/hにて原子炉格納容器内へスプレイ</p> <p>約23MW（サブレーション・チエンバ・プール水温100°C、海水温度30°Cにおいて）</p> <p>熱交換器1基あたり約8MW（サブレーション・チエンバ・プール水温32°C、海水温度30°Cにおいて）</p> <p>サブレーション・チエンバ・プール水位が真空破裂装置-lmに到達した時点で手動動作し、954m³/h (0.27MPa [dif]) にて注水</p> | <p>設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定</p> <p>復水移送ポンプ 2台による注水特性</p> | <p>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</p> <p>代替原子炉補機冷却却系の設計値として設定</p> <p>代替原子炉補機冷却却系の設計値として設定</p> <p>残留熱除去系の設計値として設定</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> | <p>逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量と原子炉圧力の関係から設定</p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）の7個を開することによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁7個の蒸気流量の関係></p> | <p>逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量と原子炉圧力の関係から設定</p> |

第2.4.1-2表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））(4/6)

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

第2.4.1-2-1表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））(4/4)

| 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 逃がし安全弁による注水操作 | <p>逃がし安全弁による原子炉減圧操作 及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水操作</p> | <p>原子炉補機代替冷却却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定</p> |

第2.4.1.2表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失した場合（取水機能が喪失した場合））(5/5)

| 柏崎刈羽原子力発電所 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 |
|--|---|--|---|--------------------------|--------------------------|----------|
| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 | 条件設定の考え方 | 条件設定の考え方 | | |
| 常設代替交流電源設備からの受電 | 事象発生70分後 | 全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定 | | | | |
| 低圧代替注水系（常設）起動操作 | 常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後 | 常設代替交流電源設備からの受電後として設定 | | | | |
| 重大事故等対策に関する操作条件 逃がし安全弁による原子炉滅圧操作 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作 代替原子炉補機冷却系運転操作 | 事象発生約3時間後 格納容器圧力13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高（レベル8）到達時 事象発生20時間後 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系によるサブレッショング・チエンバ・プール水・プール水冷却モード運転操作 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系の低圧注水モード運転操作 | 低圧代替注水系（常設）起動操作後、原子炉水位がレベル8に到達した時点 原子炉水位制御（レベル3からレベル8）が可能であり、原子炉格納容器除熱機能が喪失し設計基準事故時の最高圧力に到達することを踏まえて設定 代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系によるサブレッショング・チエンバ・プール水位が、真空破壊装置ー1mに到達した時点 格納容器干式抑制機能維持を踏まえて設定 | 低圧代替注水系（常設）起動操作後、原子炉水位がレベル8に到達した時点 原子炉格納容器除熱機能回復を踏まえて設定 常設低圧代替注水系ポンプ2台による注水特性 | 設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 | | ・解析条件の相違 |
| 第2.4.1-2表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））(5/6) | | | | | | |
| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 | 条件設定の考え方 | 条件設定の考え方 | | |
| 重大事故等対策に関する操作条件 緊急用海水系 | 最大378m ³ /hで注水 | 常設低圧代替注水系（常設） | 常設低圧代替注水系ポンプ2台による注水特性 | 常設低圧代替注水系（常設） | 設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 | |
| 重大事故等対策に関する操作条件 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系） 残留熱除去系（サブレッショング・プール冷却系） | 伝熱容量：約24MW (サブレッショング・プール水温度100°C, 海水温度32°Cにおいて) ・伝熱容量は、熱交換器1基当たり約24MW（サブレッショング・プール水温度100°C, 海水温度32°Cにおいて） | 常設低圧代替注水系（常設） | 熱交換器の設計性能に基づき、残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定 | 常設低圧代替注水系（常設） | 残留熱除去系の設計値として設定 | |
| 重大事故等対策に関する操作条件 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) | 残留熱除去系（低圧注水系） | 残留熱除去系ポンプ1台による注水特性 | 残留熱除去系（低圧注水系） | 残留熱除去系ポンプ1台による注水特性 | |

| 柏崎刈羽原子力発電所 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 | | | | | | | | |
|---|--|--------------|--------|----------|---|--|--|---|--|--|-----------------|
| <u>第2.4.1-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））(6/6)</u> | <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: center; padding: 5px;">項目</th> <th style="text-align: center; padding: 5px;">主要解析条件</th> <th style="text-align: center; padding: 5px;">条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center; padding: 5px;">逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作 重大事故連する操作等対策に操作条件に作</td> <td style="text-align: center; padding: 5px;">サプレッション・プール水温度 65°C 到達時 サプレッション・プール熱容量制限を踏まえて設定</td> <td style="text-align: center; padding: 5px;"></td> </tr> <tr> <td style="text-align: center; padding: 5px;">緊急用海水系を用いた残留熱 格納容器（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作</td> <td style="text-align: center; padding: 5px;">格納容器圧力 0.279MPa [gage] 到達時 余裕時間を確認する観点で代替格納容器スプレイの実施基準である格納容器圧力 0.279MPa [gage] に到達した場合に開始するものとして設定</td> <td style="text-align: center; padding: 5px;"></td> </tr> </tbody> </table> | 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 | 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作 重大事故連する操作等対策に操作条件に作 | サプレッション・プール水温度 65°C 到達時 サプレッション・プール熱容量制限を踏まえて設定 | | 緊急用海水系を用いた残留熱 格納容器（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作 | 格納容器圧力 0.279MPa [gage] 到達時 余裕時間を確認する観点で代替格納容器スプレイの実施基準である格納容器圧力 0.279MPa [gage] に到達した場合に開始するものとして設定 | | <p>・解析条件の相違</p> |
| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 | | | | | | | | | |
| 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作 重大事故連する操作等対策に操作条件に作 | サプレッション・プール水温度 65°C 到達時 サプレッション・プール熱容量制限を踏まえて設定 | | | | | | | | | | |
| 緊急用海水系を用いた残留熱 格納容器（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作 | 格納容器圧力 0.279MPa [gage] 到達時 余裕時間を確認する観点で代替格納容器スプレイの実施基準である格納容器圧力 0.279MPa [gage] に到達した場合に開始するものとして設定 | | | | | | | | | | |

まとめ資料比較表 [有効性評価 添付資料 2.4.1.1]

| 柏崎刈羽原子力発電所 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 |
|---|---|---|--|
| 添付資料2.4.1.1 安定状態について 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の安定状態については以下のとおり。 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済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。 原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器圧力逃がし装置等、残留熱除去系又は代替循環冷却系）により、格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき、かつ、必要な要員の不足や資源の枯済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。 | 添付資料2.4.1.1 安定状態について (崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）) 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の安定状態については、以下のとおり。 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済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。 格納容器安定状態：炉心冷却が維持された後に、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱により格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき、かつ、必要な要員の不足や資源の枯済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。 | 添付資料2.4.1.1 安定状態について (崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）) 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の安定状態については、以下のとおり。 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済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。 原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系、残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により、格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯済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。 | ・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根2号炉は、耐圧強化ベントを使用しない。 |
| 【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 逃がし安全弁を開維持することで、低圧代替注水系（常設）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、原子炉安定停止状態が確立される。 | 【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。サプレッション・プール熱容量制限に到達後、原子炉を減圧し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施することで、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。 | 【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。事象発生から8時間後に原子炉を減圧し、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施することで、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。 | ・解析条件の相違 【柏崎 6/7、東海第二】 島根2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を想定。 ・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><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、事象発生から<u>20時間後に代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を開始する</u>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°Cを下回るとともに、ドライウェル温度は、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°Cを上回ることはなく、原子炉格納容器安定状態が確立される。</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>【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、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことによって、安定状態の維持が可能となる。</p> <p>(添付資料2.1.1 別紙1)</p> | <p><u>格納容器安定状態の確立について</u></p> <p>炉心冷却を継続し、<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施</u>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°Cを下回るとともに、ドライウェル雰囲気温度は、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°Cを上回ることはなく、<u>格納容器安定状態が確立される</u>。</p> <p><u>なお、残留熱除去系による格納容器除熱開始後の原子炉注水は、緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）にて実施する</u></p> <p>また、重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p><u>(※) 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）に切り替えると、原子炉圧力容器からの放熱の影響によりドライウェル雰囲気温度は僅かに上昇傾向となる。ただし、残留熱除去系による格納容器除熱は確立しており、長期的には減圧後の原子炉圧力容器温度（100°C程度）より若干低い温度で平衡状態となることから、この状態も含め安定傾向とする。</u></p> <p>【安定状態の維持について】</p> <p>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、<u>残留熱除去系の機能を維持し炉心冷却及び除熱を継続することで、安定状態の維持が可能となる</u>。</p> <p>(添付資料2.1.2 別紙1)</p> | <p><u>原子炉格納容器安定状態の確立について</u></p> <p>炉心冷却を継続し、事象発生から<u>8時間後に原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を開始する</u>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°Cを下回るとともに、ドライウェル温度は、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°Cを上回ることはなく、<u>原子炉格納容器安定状態が確立される</u>。</p> <p>また、重大事故等対策に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p><u>(※) 事象発生から24時間後に、原子炉補機代替冷却系による燃料プール冷却系熱交換器の冷却を開始することにより、崩壊熱量が除熱量を上回るため一時的に格納容器温度はわずかに上昇傾向となる。ただし、残留熱除去系による格納容器除熱は確立しており、長期的には再び除熱量が崩壊熱量を上回り、格納容器温度は低下傾向となる。</u></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、<u>残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことによって、安定状態の維持が可能となる</u>。</p> <p>(添付資料2.1.1 別紙1参照)</p> | <p>島根2号炉は、原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 <p>【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>島根2号炉は、原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 <p>【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>島根2号炉は、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を継続する</u>。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違 <p>【柏崎6/7 東海第二】</p> |

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間および評価項目となるパラメータに与える影響
(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)) (1/2)

| 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（崩壊熱除去機能が喪失した場合） | | | |
|---|---------------------------------|---------------------|--|
| 分類 | 重要現象 | 解析モデル | 不確かさ |
| 崩壊熱 | 崩壊熱 | 崩壊熱モデル | 入力値に含まれる、燃焼熱を大きくする条件をもつた現象を考慮して、運転員等操作時間および評価項目となるパラメータに与える影響 |
| 燃料被覆管 破裂、燃焼器 移動、燃焼器 变形 | 燃料被覆管 破裂、燃焼器 移動、燃焼器 变形 | 燃料被覆管破裂、燃焼器移動、燃焼器变形 | 燃料被覆管破裂、燃焼器移動、燃焼器变形による燃焼熱を大きくする条件をもつた現象を考慮して、運転員等操作時間および評価項目となるパラメータに与える影響 |

表 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および評価項目となるパラメータに与える影響

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

| 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)） | | | |
|---|---------------------------------|---------------------|--|
| 分類 | 重要現象 | 解析モデル | 運転員等操作時間に与える影響 |
| 崩壊熱 | 崩壊熱 | 崩壊熱モデル | 「解析条件を評価条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目」と異なるパラメータに与える影響」にて確認。 |
| 燃料被覆管 破裂、燃焼器 移動、燃焼器 变形 | 燃料被覆管 破裂、燃焼器 移動、燃焼器 变形 | 燃料被覆管破裂、燃焼器移動、燃焼器变形 | 解析コードは、燃焼生産量の燃料被覆管破裂時の割合が既存のデータと異なることから、解析コードは、燃焼生産量を高めに評価することから、運転員等操作時間及び評価項目は異なるパラメータに与える影響はない。 |

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響
(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)) (1/2)

| 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)） | | | |
|---|---------------------------------|---------------------|--|
| 分類 | 重要現象 | 解析モデル | 運転員等操作時間に与える影響 |
| 崩壊熱 | 崩壊熱 | 崩壊熱モデル | 「解析条件を評価条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目」と異なるパラメータに与える影響」にて確認。 |
| 燃料被覆管 破裂、燃焼器 移動、燃焼器 变形 | 燃料被覆管 破裂、燃焼器 移動、燃焼器 变形 | 燃料被覆管破裂、燃焼器移動、燃焼器变形 | 解析コードは、燃焼生産量を高めに評価することから、運転員等操作時間及び評価項目は異なるパラメータに与える影響はない。 |

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響
(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)) (1/2)

| 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)） | | | |
|---|---------------------------------|---------------------|--|
| 分類 | 重要現象 | 解析モデル | 運転員等操作時間に与える影響 |
| 崩壊熱 | 崩壊熱 | 崩壊熱モデル | 「解析条件を評価条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目」と異なるパラメータに与える影響」にて確認。 |
| 燃料被覆管 破裂、燃焼器 移動、燃焼器 变形 | 燃料被覆管 破裂、燃焼器 移動、燃焼器 变形 | 燃料被覆管破裂、燃焼器移動、燃焼器变形 | 解析コードは、燃焼生産量を高めに評価することから、運転員等操作時間及び評価項目は異なるパラメータに与える影響はない。 |

備考

・相違理由は本文参照。

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響
(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)) (2/2)

(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)) (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 | 二相液体の液二相流モデル | 下部アレナムの二相水位を除き、ダウングラムの二相水位(ノーワード外水位)に関する不確かさを取り扱う。シユラウ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、燃焼室水位及びこれを定める二相流动モデルの妥当性の有無は必要でなく、質量及び水頭のバランスだけにて定まるコラープス水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。 | 初期の注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。その後の注水開始は、水位低下運動があつても、これら操作手順(原子炉低圧遮断後遮や水位低下運動が無い場合)においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお、解析コードでは、シユラウド外水位は現実的に評価されることから、不確かさは小さい。 | 初期の注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。その後の注水開始は、水位低下運動があつても、これら操作手順(原子炉低圧遮断後遮や水位低下運動が無い場合)においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお、解析コードでは、シユラウド外水位は現実的に評価されることから、不確かさは小さい。 |
| TBL, ROSA-III, FIST-AWR の実験解析において、圧力変化は実験結果とおむね同等の解析結果が得られており、臨界流量モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。 | 冷却材放出(臨界流) 滴露モデル | 解析コードは原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。関連する運転操作として急速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手順の前段であり、原子炉圧力及び原子炉水位の変動が運転員等操作時間に与える影響はない。 | 主蒸気速がじ弁流量は、設定圧力で静止流量が放出されるように人力で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臨界流量モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 | 主蒸気速がじ弁流量は、設定圧力で静止流量が放出されるように人力で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臨界流量モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 | |
| ECGS 注水・給水系・代替注水設備(含む) | 原子炉注水システムモデル | 入力値に含まれる、各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実機設備仕様に対して注水流量を少なめ、燃料被覆管温度を高めに評価する。 | 「解説条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価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。 | 「解説条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。 | |

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

| 分類 | 重要現象 | 解析モデル | 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 |
|----------------------|---|---|--|--|
| が 心 | 沸騰・ボイド変化 水化気泡分離 二次元物質 一相流体の流动 モデル | TBL, ROSA-III, FIST-MWRIの実験動脈ににおいて、相水位変化は、解析結果と重複する水位動脈成分を除いて、実験結果とおむね同等の結果が得られている。低圧下熱器水系の注水による燃料冷却槽（燃素単相冷却／はく離循環冷却）の変化が起きる。 | 運転操作はシミュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから、運転員等操作時間に与える影響は原子炉冷却器の位変動分析では原原子炉水位が燃素有効長頭部を回ることなく、炉心露出後の再沸騰過渡で異常な二相水流動を考慮する必要がなく、解析コードは炉心内の二相水流動変化をおおむね同様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ない。 | 有効性評価解析では原原子炉水位が燃素有効長頭部を回ることなく、炉心露出後の再沸騰過渡で異常な二相水流動変動分析をする必要がなく、解析コードは炉心内の二相水流動変化をおおむね同様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ない。 |
| 原 子 炉 心 | 沸騰・凝縮・ボイド率変化 水化気泡分離 二次元物質 一相流体の流动 モデル | TBL, ROSA-III, FIST-MWRIの実験動脈ににおいて、相水位変化は、解析結果と重複する水位動脈成分を除いて、実験結果とおむね同等の結果が得られている。低圧下熱器水系の注水による燃料冷却槽（燃素単相冷却／はく離循環冷却）の変化が起きる。 | 運転操作はシミュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから、運転員等操作時間に与える影響は原子炉冷却器の位変動分析では原原子炉水位が燃素有効長頭部を回ることなく、炉心露出後の再沸騰過渡で異常な二相水流動変動分析をする必要がなく、解析コードは炉心内の二相水流動変化をおおむね同様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ない。 | 有効性評価解析では原原子炉水位が燃素有効長頭部を回ることなく、炉心露出後の再沸騰過渡で異常な二相水流動変動分析をする必要がなく、解析コードは炉心内の二相水流動変化をおおむね同様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ない。 |
| ECCS注水（給水系・代替注水系含む。） | 原子炉炉内水系モデル | TBL, ROSA-III, FIST-MWRIの実験動脈ににおいて、相水位変化は、解析結果と重複する水位動脈成分を除いて、実験結果とおむね同等の結果が得られており、臨界流量に關して特段の不確かなさを考慮する必要はない。 | 運転操作はシミュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから、運転員等操作時間に与える影響は原原子炉水位が燃素有効長頭部を回ることなく、炉心露出後の再沸騰過渡で異常な二相水流動変動分析をする必要がなく、解析コードは炉心内の二相水流動変化をおおむね同様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ない。 | 有効性評価解析では原原子炉水位が燃素有効長頭部を回ることなく、炉心露出後の再沸騰過渡で異常な二相水流動変動分析をする必要がなく、解析コードは炉心内の二相水流動変化をおおむね同様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ない。 |

表1-1 解析コードにおける重要な現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目によるパラメータに与える影響

| 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・ポイド率変化、気液分離化(水位変化)・対向流 | 二相流体の流动モデル | 下部ブレナムの二相水位を除き、ダウングラムの二相水位(シェラウド外水位)に関する不確かさを取り扱う。シェラウド外水位においては、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらも、運転員操作による影響はない。原子炉圧力容器による注水開始は、原子炉水位(減圧後速やかに低下)は注水によっては早く、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°C)を上回ることはないとされる。 | 運転員等操作時間に与える影響 |
| TBL, ROSA-III, FIRST-ABWRの実験解析において、圧力変化は実験結果とおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。 | 臨界流モデル | 原子炉圧力容器 | 原子炉隔離時冷却水系による注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容器に対する不確かさを取扱う。シェラウド外水位に及ぼす影響は小さい。原子炉水位(減圧後速やかに低下)は注水によっては早く、運転員等操作時間に与える影響はない。水位低下率が大きい場合には操作に対する時間余裕は大きくなる。水位及び水頭の変動及び水頭の変動に対する影響は大きい。 | 運転員等操作時間に与える影響 |
| ECCS注水給水系・代替注水設備含ECCS | 原子炉注水系モデル | 原子炉圧力容器 | 透がし安全弁流量は、設定圧力で設計流量が取出されないように入力で設定されたため不確かさの影響はない。原子炉圧力容器を適切に評価するため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 透がし安全弁からの流出量は実験結果と良い一致を示す。有効性評価解析でも臨界流モデルを適用している。圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイミング及びECCS水流量を適切に評価するため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 透がし安全弁からの流出量は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通じ、平衡圧付近に達するに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平均圧臨界流モデルを適用可能である。 なお、原子炉水位は燃料棒有効長顶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°C)を上回ることはないこのから影響を与えることはない。 | 「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。 |

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

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

| 分類 | 重要指標 | 評価項目 | 評価結果 |
|-------|----------------------|-----------------------------|--|
| 炉心 | 崩壊熱 | 解析モデル 炉心モデル（原子炉内炉心及び崩壊熱） | 「解析条件を最適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。 「解析条件を最適条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目」にて確認。 |
| 圧力隔壁室 | FGCS注水（給水系・代替注水設備含む） | 安全系モデル（非常用炉心冷却系） | 「解析条件を最適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。 「解析条件を最適条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目」にて確認。 |
| 格納容器 | 各領域間の熱伝導 | 格納容器各領域間の熱伝導率 | 「解析条件を最適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。 「解析条件を最適条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目」にて確認。 |
| 格納容器 | 気泡界面の熱伝達 | 格納容器各領域間の熱伝導率 | 「解析条件を最適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。 「解析条件を最適条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目」にて確認。 |
| 格納容器 | スプレイ冷却 | 安全系モデル（格納容器スプレイ） | 「解析条件を最適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。 「解析条件を最適条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目」にて確認。 |
| 格納容器 | 安全系モデル（非常用炉心冷却系） | 安全系モデル（非常用炉心冷却系） | 「解析条件を最適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。 「解析条件を最適条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目」にて確認。 |

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

| 【MAAP】 | | | | 評価項目となるパラメータに与える影響 | |
|---------------------------------|---------------------------------------|--|---|---|---------------------------------------|
| 分類 | 重要現象 | 解析モデル | 評価項目 | 評価項目となるパラメータに与える影響 | |
| 炉心 | 崩壊熱 炉心 | 炉心モデル(原子 炉出力及び崩壊 熱) | 入力値に含まれる。 | 「解説条件を最適条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目」として確認。 | |
| E C C S 注 水炉圧力容器 | 安全系モデル (非常用炉心冷 却系注水設備 備忘) | 安全系モデル (非常用炉心冷 却系注水設備 備忘) | 入力値に含まれる。 | 「解説条件を最適条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目」として確認。 | |
| 原子炉圧力容器 | 格納容器各 領域間の流 動 | HDR実験解析では、格納容器温度が下限温度に達するときに、格納容器圧力を1.4倍程度、格納容器内部の圧力を1.1倍程度より評価する方向が確認されているが、BWRの格納容器圧力正味炉心冷却水流量は、格納容器温度高めで実験結果と起因するものと考えられる。実験体系においてはこの解説通りであるが、これはこの解説では格納容器正味炉心冷却水流量の傾向を適切に再現できていないため、安全系モデルによる評価項目と異なる影響が生じている。 また、格納容器各領域間の運動、構造材との熱伝達及び内筒熱伝導率の測定結果が測定データと良く一致することを認識している。 | HDR実験解析では、格納容器圧力正味炉心冷却水流量が下限温度に達するときに、格納容器圧力を1.4倍程度、格納容器内部の圧力を1.1倍程度より評価する方向が確認されているが、BWRの格納容器圧力正味炉心冷却水流量は、格納容器温度高めで実験結果と起因するものと考えられる。実験体系においてはこの解説では格納容器正味炉心冷却水流量の傾向を適切に再現できていないため、安全系モデルによる評価項目と異なる影響が生じている。 また、格納容器各領域間の運動、構造材との熱伝達及び内筒熱伝導率の測定結果が測定データと良く一致することを認識している。 | 「解説条件を最適条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目」として確認。 | |
| 原 子 炉 格 納 容 器 | 構造材との 熱伝達及び 内筒熱伝導 率の測定 結果 | 格納容器各 領域間の流 動 | HDR実験解析では、格納容器圧力正味炉心冷却水流量が下限温度に達するときに、格納容器圧力を1.4倍程度、格納容器内部の圧力を1.1倍程度より評価する方向が確認されているが、BWRの格納容器圧力正味炉心冷却水流量は、格納容器温度高めで実験結果と起因するものと考えられる。実験体系においてはこの解説では格納容器正味炉心冷却水流量の傾向を適切に再現できていないため、安全系モデルによる評価項目と異なる影響が生じている。 また、格納容器各領域間の運動、構造材との熱伝達及び内筒熱伝導率の測定結果が測定データと良く一致することを認識している。 | HDR実験解析では、格納容器圧力正味炉心冷却水流量が下限温度に達するときに、格納容器圧力を1.4倍程度、格納容器内部の圧力を1.1倍程度より評価する方向が確認されているが、BWRの格納容器圧力正味炉心冷却水流量は、格納容器温度高めで実験結果と起因するものと考えられる。実験体系においてはこの解説では格納容器正味炉心冷却水流量の傾向を適切に再現できていないため、安全系モデルによる評価項目と異なる影響が生じている。 また、格納容器各領域間の運動、構造材との熱伝達及び内筒熱伝導率の測定結果が測定データと良く一致することを認識している。 | 「解説条件を最適条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目」として確認。 |
| サブレッシ ョン・ブール | 安全系モデル (非常用炉心冷 却系注水設備 備忘) | 入力値に含まれる。 | 「解説条件を最適条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目」として確認。 | 「解説条件を最適条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目」として確認。 | |

備考

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

(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)) (1/3)

| 初期条件 | 解析条件: 基本条件 | | 条件設定の考え方 | | 運転員等操作時間に与える影響 |
|--------------------|---|--|---|---|--------------------|
| | 解析条件: 基本条件 | 崩壊熱除去機能喪失 | 定格原子炉熱出力 | 3,293MW (実績値) | |
| 原子炉熱出力 | 約 6,940W [base] ~ (実績値) | 定格原子炉熱出力として設定 | 定格原子炉熱出力として設定 | 定格原子炉熱出力として設定 | 評価項目となるパラメータに与える影響 |
| 原子炉水位 | 7.07m [base] / (実績値) | 通常運転水位 セバーラスタスカート下 端から 118cm (実績値) | 通常運転水位 セバーラスタスカート下 端から 116cm ~ 118cm (実績値) | 通常運転水位の原子炉水位として設定 | 運転員等操作時間に与える影響 |
| 炉心流量 | 5.2~200L/h (定格流量 100L/h) (実績値) | 定格流量として設定 | 定格流量として設定 | 定格流量として設定 | 運転員等操作時間に与える影響 |
| 原子炉等止後 燃料熱 | ANSI/ANS-5-1-1979 燃焼度 3600W/l (実績値) | 9×9燃料 (A型) 燃料熱を色合である条件 | 9×9燃料 (A型) 原子炉等止後 燃料熱 | 9×9燃料 (A型) と 10%燃焼度 (B型) 原子炉等止後 燃料熱 | 運転員等操作時間に与える影響 |
| 格納容器槽 (ドライ・セル) | 約 23m³/h 以下 (実績値) | ドライ・セル | ドライ・セル | ドライ・セル | 運転員等操作時間に与える影響 |
| 格納容器槽 (ウェット・セル) | 約 6,940W [base] 熱部: 3,380W (実績値) | 通常運転水位 (セバーラスタスカート下端から +126cm) ~ 7.06m (通常運転水位) (実績値) | 通常運転水位 約 6.940W [base] 熱部: 3,380W (実績値) | 通常運転水位の原子炉水位として設定 | 運転員等操作時間に与える影響 |
| 燃料 | 7.06m (通常運転水位) (実績値) | 7.38m (実績値) | 7.38m (実績値) | 7.38m (定格流量) (100%流量) | 運転員等操作時間に与える影響 |
| 最大沸騰水密 度 | 44.0kW/m (実績値) | 48.300L/h (定格流量) (100%流量) | 48.300L/h (定格流量) (100%流量) | 48.300L/h (定格流量) (100%流量) | 運転員等操作時間に与える影響 |

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

| 項目 | 解析条件の不確かさ | | 条件設定の考え方 | 運転員等操作時間に与える影響 |
|----------------------|-----------------------------------|--|---|----------------|
| | 解析条件 | 崩壊条件 | | |
| 原子炉熱出力 | 3,293MW | 約 3,2790W ~ (実績値) | 定格原子炉熱出力として設定 | 運転員等操作時間に与える影響 |
| 原子炉等止力 (圧力容器ドーム部) | 6.93MPa [base] | 約 6.91MPa [base] ~ (実績値) | 定格原子炉等止力として設定 | 運転員等操作時間に与える影響 |
| 原子炉水位 | 通常運転水位 (セバーラスタスカート下端から +126cm) | 通常運転水位 約 6.940W [base] ~ 7.06m (通常運転水位) (実績値) | 通常運転水位として設定 | 運転員等操作時間に与える影響 |
| 炉心流量 | 48.300L/h (定格流量) (100%流量) | 48.300L/h (定格流量) (100%流量) | 定格流量として設定 | 運転員等操作時間に与える影響 |
| 燃料 | 9×9燃料 (A型) | 9×9燃料 (A型) | 9×9燃料 (A型) と 10%燃焼度 (B型) 原子炉等止後 燃料熱 | 運転員等操作時間に与える影響 |
| 最大沸騰水密 度 | 44.0kW/m (実績値) | 44.0kW/m (実績値) | 定格流量として設定 | 運転員等操作時間に与える影響 |

(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)) (1/3)

| 項目 | 解析条件: (初期条件: 事故条件及び機器条件) の不確かさ | | 条件設定の考え方 | 運転員等操作時間に与える影響 |
|-------------|-------------------------------------|-------------------------------------|--|----------------|
| | 解析条件 | 崩壊条件 | | |
| 原子炉熱出力 | 2,4390W | 2,4350W 以下 (実績値) | 定格原子炉熱出力として設定 | 運転員等操作時間に与える影響 |
| 原子炉等止力 | 6.93MPa [base] | 約 6.7~6.79MPa [base] (実績値) | 定格原子炉等止力として設定 | 運転員等操作時間に与える影響 |
| 原子炉水位 | 通常運転水位 下端から +4cm ~ +6cm (実績値) | 通常運転水位 下端から +4cm ~ +6cm (実績値) | 通常運転水位の原子炉水位として設定 | 運転員等操作時間に与える影響 |
| 燃料 | 9×9燃料 (A型) | 9×9燃料 (A型) | 9×9燃料 (A型) と 9×9燃料 (B型) 原子炉等止後 燃料熱 | 運転員等操作時間に与える影響 |
| 最大沸騰水密 度 | 44.0kW/m (実績値) | 44.0kW/m (実績値) | 定格流量として設定 | 運転員等操作時間に与える影響 |

備考

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

(崩壊熱除去機能が喪失した場合) (2/3)

| 項目 | 解析条件(初期条件、事故条件及び機器条件)の最確条件 | 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 |
|-----------------------|-----------------------------------|----------------------------------|---|---|
| サンプレッショントン・チエンバ・ブール水温 | 約30°C~約35°C (実測値) | 通常運転時のサンプレッショントン・チエンバ・ブール水温 | 最高条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器の熱容量は大きくなるが、格納容器等操作時間に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。そのため、運転員等操作時間に与える影響は小さく、その影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 | 最高条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器の熱容量は大きくなるが、格納容器等操作時間に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 |
| 格納容器圧力 | 5.24kPa[gage]~ (実測値) | 通常運転時の格納容器圧力として設定 | 最高条件とした場合は、格納容器圧力上昇に対する影響は小さい。例えば、格納容器圧力上昇率(約14kPa/約20時間)に対して、格納容器圧力上昇率(約14kPa/約20時間)に対する影響は小さい。そのため、運転員等操作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は小さい。 | 最高条件とした場合は、格納容器圧力上昇に対する影響は小さい。例えば、格納容器圧力上昇率(約14kPa/約20時間)に対して、格納容器圧力上昇率(約14kPa/約20時間)に対する影響は小さい。そのため、運転員等操作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は小さい。 |
| 格納容器圧度 | 57°C | 通常運転時の格納容器温度として設定 | 最高条件とした場合は、格納容器温度ととなることから、事象進展に与える影響は小さい。 | 最高条件とした場合は、格納容器温度ととなることから、事象進展に与える影響は小さい。 |
| 真空吸熱装置 | 3.43kPa (ドライ・ウェル・サーベン・チエンバ開差圧) | 復水送ボンプ出力と連絡する条件を包絡できる条件 | 最高条件とした場合は、格納容器温度ととなることから、事象進展に与える影響は小さい。 | 最高条件とした場合は、格納容器温度ととなることから、事象進展に与える影響は小さい。 |
| 外部水温の温降 | 50°C 降は45°C、事象開始12時間以降は40°C) | 通常運転時の格納容器温度と 復水送ボンプ出力と連絡する条件 | 最高条件とした場合は、格納容器温度ととなることから、事象進展に与える影響は小さい。 | 最高条件とした場合は、格納容器温度ととなることから、事象進展に与える影響は小さい。 |
| 外部水温の容積 | 約21,400m³ | 淡水貯水池水+復水送ボンプ容積 | 最高条件とした場合は、格納容器の余裕は大きいことから、初期温度より淡水貯水池水+復水送ボンプ容積が不足しないことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 | 最高条件とした場合は、格納容器の余裕は大きいことから、初期温度より淡水貯水池水+復水送ボンプ容積が不足しないことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 |
| 燃料の容量 | 約2,140kL | 通常時の燃料タンク (柴油タンク容積+ガスランク容積) | 最高条件とした場合は、格納容器の余裕は大きいことから、初期温度より淡水貯水池水+復水送ボンプ容積が不足しないことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 | 最高条件とした場合は、格納容器の余裕は大きいことから、初期温度より淡水貯水池水+復水送ボンプ容積が不足しないことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 |

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

| 項目 | 初期条件 | 解析条件 | 最終条件 | 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 |
|----------------------------|----------------------------------|--|--------------------------------|---|---|
| 原子炉停止後の前報熱 | ANSI/ANS-3-1-1979 燃焼度330kWd/t | ANSI/ANS-5-1-1979 平均的燃焼度 31kWd/t (実績値) | 調査期間(約1ヶ月)に於ける燃焼度として設定 | 最高条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱により最も小さくなるため、運転員等操作時間に与える影響は小さくなる。そのため、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 | 最高条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱により最も小さくなるため、運転員等操作時間に与える影響は小さくなる。そのため、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 |
| 格納容器圧力 | 5kPa[gage] | 約2.2kPa[gage]~ 約4.7kPa[gage] (実績値) | 通常運転時の格納容器温度と 設計温度として設定 | 最高条件とした場合は、格納容器温度ととなることから、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 | 最高条件とした場合は、格納容器温度ととなることから、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 |
| 格納容器本體 (ドライ・ウェル) | 57°C | 約25°C~約58°C (実績値) | 通常運転時の格納容器温度と 設計温度として設定 | 最高条件とした場合は、格納容器温度ととなることから、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 | 最高条件とした場合は、格納容器温度ととなることから、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 |
| 格納容器本體 (サブレッショントン・チエンバ) | 5,700m³ | 約4,050m³~ 約4,092m³ 液相部: 3,300m³ 約3,320m³ (実績値) | 通常運転時の格納容器温度と 設計温度として設定 | 最高条件とした場合は、格納容器温度ととなることから、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 | 最高条件とした場合は、格納容器温度ととなることから、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 |
| サブレッショントン・チエンバ開差圧 | 6,933m (通常運転範囲の下限値) | 7,000m~7,070m (実績値) | 通常運転時のサブレッショントン・ブール水位の下限値として設定 | 最高条件とした場合は、格納容器温度ととなることから、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 | 最高条件とした場合は、格納容器温度ととなることから、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 |

表2 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (2/3)

| 項目 | 解析条件(初期条件、事故条件及び機器条件)の不確かさ | 条件設定の考え方 | 運転員等操作時間に与える影響 | 評価項目となるパラメータに与える影響 |
|-------------------|-----------------------------------|--|--|--|
| 格納容器容積(ドライ・ウェル) | 7,900m³ | ドライ・エカル・チエンバの容積と内蔵機器及び機器設置物の容積を合計した値で設定 | 最高条件とした場合は、解析条件と運転員等操作時間に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。 | 最高条件とした場合は、解析条件と運転員等操作時間に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。 |
| 格納容器溶存ガスブリッジ・チエンバ | 4,700m³ 液相部: 2,800m³ | 空気量: 4,700m³ 液相部: 2,800m³ サブレッショントン・チエンバの水位を考慮した値で設定 | 最高条件とした場合は、解析条件と運転員等操作時間に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。 | 最高条件とした場合は、解析条件と運転員等操作時間に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。 |
| 真空吸熱装置 | 3.43kPa (ドライ・ウェル・サーベン・チエンバ開差圧) | 通常運転時のサブレッショントン・チエンバ開差圧として設定 | 最高条件とした場合は、解析条件と運転員等操作時間に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。 | 最高条件とした場合は、解析条件と運転員等操作時間に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。 |
| 初期条件 | 35°C サブレッショントン・チエンバ水位 | 約19°C~約35°C (実測値) | 通常運転時のサブレッショントン・チエンバ水位として設定 | 最高条件とした場合は、解析条件と運転員等操作時間に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。 |
| 格納容器圧力 | 5kPa[gage] | 約5.5kPa[gage]~約7kPa[gage] (実測値) | 通常運転時の格納容器圧力として設定 | 最高条件とした場合は、解析条件と運転員等操作時間に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。 |
| 格納容器温度 | 57°C | 約45°C~約54°C (実測値) | 通常運転時の格納容器温度として設定 | 最高条件とした場合は、解析条件と運転員等操作時間に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。 |
| 燃料の容積 | 1,180m³ | 1,100m³以上 (合計容積) | 発電効率内に貢献する条件を設定 | 最高条件とした場合は、解析条件より燃熱容量の合計内に貢献する条件を設定 |

島根原子力発電所 2号炉

備考

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

(朋壘潔除去機能が喪失した場合)) (3/3)

| 項目 | 運営段階条件別に与える影響 | | |
|------|---|--|--|
| | 相手・対象 | 不運なとき | 最適なとき |
| 事務条件 | 起因事象 会員登録の操作失敗 会員登録の操作失敗 会員登録の操作失敗 | 会員登録の操作失敗による影響 会員登録の操作失敗による影響 会員登録の操作失敗による影響 会員登録の操作失敗による影響 | 会員登録の操作失敗による影響 会員登録の操作失敗による影響 会員登録の操作失敗による影響 会員登録の操作失敗による影響 |
| 外部電源 | 外部電源なし | 外部電源なしによる影響 外部電源なしによる影響 外部電源なしによる影響 外部電源なしによる影響 | 外部電源なしによる影響 外部電源なしによる影響 外部電源なしによる影響 外部電源なしによる影響 |
| | 原子炉障害 | 原子炉障害による影響 原子炉障害による影響 原子炉障害による影響 原子炉障害による影響 | 原子炉障害による影響 原子炉障害による影響 原子炉障害による影響 原子炉障害による影響 |
| 機器条件 | 原子炉障害 | 原子炉障害による影響 原子炉障害による影響 原子炉障害による影響 原子炉障害による影響 | 原子炉障害による影響 原子炉障害による影響 原子炉障害による影響 原子炉障害による影響 |
| | タービン蒸気加熱装置 | タービン蒸気加熱装置による影響 タービン蒸気加熱装置による影響 タービン蒸気加熱装置による影響 タービン蒸気加熱装置による影響 | タービン蒸気加熱装置による影響 タービン蒸気加熱装置による影響 タービン蒸気加熱装置による影響 タービン蒸気加熱装置による影響 |

第2章 解析条件を最適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年々の影響 (3/5)

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

備考

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

| 項目 | 解析条件の不確かさ | | 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 |
|------------------|--|--|--|---|
| | 解剖条件 | 最確条件 | | |
| 原子炉スクラム信号 | 原子炉水位低 (レベル3信号) (流れ時間1.05秒) | 原子炉水位低 (レベル3信号) (流れ時間1.05秒) | 安全保護系等の遅れ時間考慮して設定 | 解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はない、運転員等操作時間に与える影響はない。 |
| 重大事故等対策に関連する機器条件 | 原子炉圧力制御時 安全弁機能 385.2L/h (1個当たり) ~ 410.6t/h (1個当たり) | 原子炉圧力制御時 安全弁機能 7.79MPa [gage] ~ 8.31MPa [gage] 385.2L/h (1個当たり) ~ 410.6t/h (1個当たり) | 逃がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定 | 解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はない、運転員等操作時間に与える影響はない。 |
| 逃がし安全弁 | 原子炉手動減圧操作時 安全弁弁座開放する ことによる原子炉減圧 | 原子炉手動減圧操作時 安全弁弁座開放する ことによる原子炉減圧 | 逃がし安全弁の設計値に基づく原了炉圧力と蒸気流量の関係から設計 | 解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はない、運転員等操作時間に与える影響はない。 |
| 原子炉隔離時冷却系 | 原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて 自動起動 136.7m/h (7.89MPa [gage] ~ 1.04MPa [gage])において注水 | 原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて 自動起動 136.7m/h (7.89MPa [gage] ~ 1.04MPa [gage])において注水 | 設計値を設定 原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて 自動起動 136.7m/h (7.89MPa [gage] ~ 1.04MPa [gage])において注水 | 解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はない、運転員等操作時間に与える影響はない。 |

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

| 項目 | 解析条件の正確さ | | 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 |
|------------------|---|---|--|---|
| | 解析条件 | 最確条件 | | |
| 低圧代替海水系 (常設) | (原子炉注水単槽時) (2台) ・注水流量 : $0\text{m}^3/\text{h} \sim 378\text{m}^3/\text{h}$ ・注水圧力 : $0\text{MPa}[d]f \sim 2.38\text{MPa}[d]f$ | 設計値に伴い配管の流路正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限するが、注水後の海水流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。 | 実際の注水量が解析より多い場合は早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 | 実際の注水量が解析より多い場合は早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 |
| 重大事故等対策に開通する機器条件 | 残留熱除去系 (低圧注水系) ・ $1,692\text{m}^3/\text{h}$ において 0.14MPa [46 ft]に $1,692\text{m}^3/\text{h}$ (1系統当たり) | 設計値として設定 実際の注水量が解析より多い場合は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制限するが、注水後の海水流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。 | 実際の注水量が解析より多い場合は早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 | 実際の注水量が解析より多い場合は早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 |
| 緊急用海水系 | 残留熱除去系(格納容器アスブレゾン・フレッシュウォーターリサイクル系) ・伝熱容量は、熱交換器1基当たり約240W (サブレッショング・フレッシュウォーターリサイクル水温度100°C, 海水温度32°Cにおいて) ・ $1,692\text{m}^3/\text{h}$ にて格納容器内にスブレイシヨン・伝熱容器は、熱交換器1基当たり約240W (サブレッショング・フレッシュウォーターリサイクル水温度100°C, 海水温度32°Cにおいて) | 残留熱除去系の設計値として設定 伝熱浴槽は、熱交換器の設計性能に基づき満水時の実績を包含する高めの海水温度を設定 ・伝熱容器は、熱交換器1基当たり約240W (サブレッショング・フレッシュウォーターリサイクル水温度100°C, 海水温度32°Cにおいて) | スブレイシヨン及び伝熱容器は、解析条件と最確条件と同等であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。 ・伝熱浴槽は、熱交換器の設計性能に基づき満水時の実績を包含する高めの海水温度を設定 | スブレイシヨン及び伝熱容器は、解析条件と最確条件と同等であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。 |
| 緊急用海水系 | 緊急用海水系 ・ $1,692\text{m}^3/\text{h}$ において 0.14MPa [46 ft]に $1,692\text{m}^3/\text{h}$ (1系統当たり) | 熱交換器の設計性能に基づき、残留熱除去系の除熱機能を確認する高めの海水温度を設定 | 解析条件と最確条件と同等であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。 | 解析条件と最確条件と同等であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。 |

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

(崩壊熱除去機能が喪失した場合) (1/4)

| <p>柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20版)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th><th>解析条件(操作条件) 解析の操作開始 時間</th><th>操作条件</th><th>操作の不確かさ要因</th><th>操作の不確かさ要因</th><th>操作時間余裕</th><th>評価項目による パラメータに与 える影響</th><th>操作時間余裕</th><th>訓練実験等</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>常設水素系 操作条件</td><td>操作条件 設定</td><td>全交流運動力電 気発電機を起動 させた後、70分後 に受電完了(60分後 に受電操作開始)</td><td>【認知】 中央制御室にて外部電源電圧及び常用ダイセーフティ装置電源設備の正常を開始する手順としている。この認知に係る時間 と操作時間にかかる時間は考慮していなかったり、誤認通知等によって操作時間にかかる影響はない。 【要】 操作時間にかかる影響はない。</td><td>【認知】 中央制御室にて外部電源電圧設備から、機器の受電確認を行い、受電準備を行っている間、他の操作と組み合 わせて操作する影響はない。</td><td>操作時間にかかる影響はない。</td><td>操作時間にかかる影響はない。</td><td>操作時間にかかる影響はない。</td><td>操作時間にかかる影響はない。</td></tr> </tbody> </table> <p>※1 常設水素系操作時間からの受電完了時間は、低圧代替水系への移行時間は、 操作時間にかかる影響はない。</p> | 項目 | 解析条件(操作条件) 解析の操作開始 時間 | 操作条件 | 操作の不確かさ要因 | 操作の不確かさ要因 | 操作時間余裕 | 評価項目による パラメータに与 える影響 | 操作時間余裕 | 訓練実験等 | 常設水素系 操作条件 | 操作条件 設定 | 全交流運動力電 気発電機を起動 させた後、70分後 に受電完了(60分後 に受電操作開始) | 【認知】 中央制御室にて外部電源電圧及び常用ダイセーフティ装置電源設備の正常を開始する手順としている。この認知に係る時間 と操作時間にかかる時間は考慮していなかったり、誤認通知等によって操作時間にかかる影響はない。 【要】 操作時間にかかる影響はない。 | 【認知】 中央制御室にて外部電源電圧設備から、機器の受電確認を行い、受電準備を行っている間、他の操作と組み合 わせて操作する影響はない。 | 操作時間にかかる影響はない。 | 操作時間にかかる影響はない。 | 操作時間にかかる影響はない。 | 操作時間にかかる影響はない。 | <p>東海第二発電所 (2018. 9. 12版)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th><th>解析条件(操作条件) 解析の操作開始 時間</th><th>操作条件</th><th>操作の不確かさ要因</th><th>操作の不確かさ要因</th><th>操作時間余裕</th><th>評価項目による パラメータに与 える影響</th><th>操作時間余裕</th><th>訓練実験等</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>常設水素系 操作条件</td><td>操作条件 設定</td><td>全交流運動力電 気発電機を起動 させた後、70分後 に受電完了(60分後 に受電操作開始)</td><td>【認知】 操作時間にかかる影響はない。</td><td>【認知】 操作時間にかかる影響はない。</td><td>操作時間にかかる影響はない。</td><td>操作時間にかかる影響はない。</td><td>操作時間にかかる影響はない。</td><td>操作時間にかかる影響はない。</td></tr> </tbody> </table> | 項目 | 解析条件(操作条件) 解析の操作開始 時間 | 操作条件 | 操作の不確かさ要因 | 操作の不確かさ要因 | 操作時間余裕 | 評価項目による パラメータに与 える影響 | 操作時間余裕 | 訓練実験等 | 常設水素系 操作条件 | 操作条件 設定 | 全交流運動力電 気発電機を起動 させた後、70分後 に受電完了(60分後 に受電操作開始) | 【認知】 操作時間にかかる影響はない。 | 【認知】 操作時間にかかる影響はない。 | 操作時間にかかる影響はない。 | 操作時間にかかる影響はない。 | 操作時間にかかる影響はない。 | 操作時間にかかる影響はない。 | <p>島根原子力発電所 2号炉</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th><th>解析条件(操作条件) 解析の操作開始 時間</th><th>操作条件</th><th>操作の不確かさ要因</th><th>操作の不確かさ要因</th><th>操作時間余裕</th><th>評価項目による パラメータに与 える影響</th><th>操作時間余裕</th><th>訓練実験等</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>常設水素系 操作条件</td><td>操作条件 設定</td><td>全交流運動力電 気発電機を起動 させた後、70分後 に受電完了(60分後 に受電操作開始)</td><td>【認知】 操作時間にかかる影響はない。</td><td>【認知】 操作時間にかかる影響はない。</td><td>操作時間にかかる影響はない。</td><td>操作時間にかかる影響はない。</td><td>操作時間にかかる影響はない。</td><td>操作時間にかかる影響はない。</td></tr> </tbody> </table> | 項目 | 解析条件(操作条件) 解析の操作開始 時間 | 操作条件 | 操作の不確かさ要因 | 操作の不確かさ要因 | 操作時間余裕 | 評価項目による パラメータに与 える影響 | 操作時間余裕 | 訓練実験等 | 常設水素系 操作条件 | 操作条件 設定 | 全交流運動力電 気発電機を起動 させた後、70分後 に受電完了(60分後 に受電操作開始) | 【認知】 操作時間にかかる影響はない。 | 【認知】 操作時間にかかる影響はない。 | 操作時間にかかる影響はない。 | 操作時間にかかる影響はない。 | 操作時間にかかる影響はない。 | 操作時間にかかる影響はない。 | <p>備考</p> |
|--|-----------------------------|---|--|--|----------------|----------------------------|----------------------------|----------------|-------|---------------|------------|---|--|--|----------------|----------------|----------------|----------------|--|----|-----------------------------|------|-----------|-----------|--------|----------------------------|--------|-------|---------------|------------|---|------------------------|------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|--|----|-----------------------------|------|-----------|-----------|--------|----------------------------|--------|-------|---------------|------------|---|------------------------|------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|------------------|
| 項目 | 解析条件(操作条件) 解析の操作開始 時間 | 操作条件 | 操作の不確かさ要因 | 操作の不確かさ要因 | 操作時間余裕 | 評価項目による パラメータに与 える影響 | 操作時間余裕 | 訓練実験等 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 常設水素系 操作条件 | 操作条件 設定 | 全交流運動力電 気発電機を起動 させた後、70分後 に受電完了(60分後 に受電操作開始) | 【認知】 中央制御室にて外部電源電圧及び常用ダイセーフティ装置電源設備の正常を開始する手順としている。この認知に係る時間 と操作時間にかかる時間は考慮していなかったり、誤認通知等によって操作時間にかかる影響はない。 【要】 操作時間にかかる影響はない。 | 【認知】 中央制御室にて外部電源電圧設備から、機器の受電確認を行い、受電準備を行っている間、他の操作と組み合 わせて操作する影響はない。 | 操作時間にかかる影響はない。 | 操作時間にかかる影響はない。 | 操作時間にかかる影響はない。 | 操作時間にかかる影響はない。 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 項目 | 解析条件(操作条件) 解析の操作開始 時間 | 操作条件 | 操作の不確かさ要因 | 操作の不確かさ要因 | 操作時間余裕 | 評価項目による パラメータに与 える影響 | 操作時間余裕 | 訓練実験等 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 常設水素系 操作条件 | 操作条件 設定 | 全交流運動力電 気発電機を起動 させた後、70分後 に受電完了(60分後 に受電操作開始) | 【認知】 操作時間にかかる影響はない。 | 【認知】 操作時間にかかる影響はない。 | 操作時間にかかる影響はない。 | 操作時間にかかる影響はない。 | 操作時間にかかる影響はない。 | 操作時間にかかる影響はない。 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 項目 | 解析条件(操作条件) 解析の操作開始 時間 | 操作条件 | 操作の不確かさ要因 | 操作の不確かさ要因 | 操作時間余裕 | 評価項目による パラメータに与 える影響 | 操作時間余裕 | 訓練実験等 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 常設水素系 操作条件 | 操作条件 設定 | 全交流運動力電 気発電機を起動 させた後、70分後 に受電完了(60分後 に受電操作開始) | 【認知】 操作時間にかかる影響はない。 | 【認知】 操作時間にかかる影響はない。 | 操作時間にかかる影響はない。 | 操作時間にかかる影響はない。 | 操作時間にかかる影響はない。 | 操作時間にかかる影響はない。 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

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に与える影響及び操作時間余裕 (1/2)

| 項目 | 項目 | 操作開始条件 | 条件設定の参考 | 操作の不確かさ要因 | 操作時間余裕 | 評価項目による パラメータに与 える影響 | 操作時間余裕 | 訓練実験等 |
|---------------|---------------------|---|---|----------------|----------------|----------------------------|----------------|----------------|
| 常設水素系 操作条件 | 常設水素系 操作条件 設定 | 全交流運動力電 気発電機を起動 させた後、70分後 に受電完了(60分後 に受電操作開始) | 【認知】 操作時間にかかる影響はない。 | 操作時間にかかる影響はない。 | 操作時間にかかる影響はない。 | 操作時間にかかる影響はない。 | 操作時間にかかる影響はない。 | 操作時間にかかる影響はない。 |
| 操作条件 | 操作条件 設定 | 逃がし安全栓 サブレザン・ブール水 温度 65°C 到達時 後操作 | 【認知】 操作の解説文 件と操作の解説 シートを端末まで 接続 | 操作時間にかかる影響はない。 | 操作時間にかかる影響はない。 | 操作時間にかかる影響はない。 | 操作時間にかかる影響はない。 | 操作時間にかかる影響はない。 |

表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に与える影響及び操作時間余裕 (2/2)

| 項目 | 解析条件(操作条件) 解析の操作開始 時間 | 操作条件 | 操作の不確かさ要因 | 操作時間余裕 | 評価項目による パラメータに与 える影響 | 操作時間余裕 | 訓練実験等 |
|------|-----------------------------|---------------------|------------------------|----------------|----------------------------|----------------|----------------|
| 操作条件 | 操作条件 設定 | 常設水素系 操作条件 設定 | 【認知】 操作時間にかかる影響はない。 | 操作時間にかかる影響はない。 | 操作時間にかかる影響はない。 | 操作時間にかかる影響はない。 | 操作時間にかかる影響はない。 |

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

(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)) (2/4)

| 項目 | 解析工の操作開始時間 | | 操作の不確かさ要因 | | 訓練実績等 | |
|------------|------------------------------------|---|---|--|---|---|
| | 条件設定の考え方 | 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 | 操作時間余裕 | 操作時間余裕 |
| 解説工の操作開始時間 | 常設代替注水系(常設) 低圧代替注水系(常設) 起動操作 | 常設代替注水系(常設) 常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後として設定 | 【認知】 低圧代替注水系(常設)起動操作完了から時間余裕があること及び事故時の重要監視パラメータとして原子炉水位を維持監視しているが認知に大幅な遅れが生じることとを考えにくい。よって、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はない。 【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。 【操作要時間】 低圧代替注水系(常設)起動操作による原子炉水位が低下する場合、原子炉水位が遅延して測定されるため、操作スイッチによる操作のため、操作開始時間に与える影響はない。 | 実能の運転操作における操作開始時間に与える影響はない。 【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。 【操作要時間】 低圧代替注水系(常設)起動操作による原子炉水位が遅延して測定されるため、操作スイッチによる操作のため、操作開始時間に与える影響はない。 【操作作業有無】 原子炉水位維持を行う状況により、原子炉減圧操作を行うこととしてして操作開始時間に与える影響はない。 【操作の難易さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。 | 訓練実績等より、低圧代替注水系(常設)構成による原子炉水位を維持する操作可能である見込みを算定した。 想定で算出したいる運転操作が実施可能なことを確認した。 | 訓練実績等より、低圧代替注水系(常設)による原子炉水位を維持する操作可能である見込みを算定した。 想定で算出したいる運転操作が実施可能なことを確認した。 |
| 操作条件 | 低圧代替注水系(常設) 起動操作 | 常設代替注水系(常設) 常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後として設定 | 【認知】 低圧代替注水系(常設)起動操作完了から時間余裕があること及び事故時の重要監視パラメータとして原子炉水位を維持監視しているが認知に大幅な遅れが生じることとを考えにくい。よって、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はない。 【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。 【操作要時間】 低圧代替注水系(常設)起動操作による原子炉水位が遅延して測定されるため、操作スイッチによる操作のため、操作開始時間に与える影響はない。 【操作作業有無】 原子炉水位維持を行う状況により、原子炉減圧操作を行うこととしてして操作開始時間に与える影響はない。 【操作の難易さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。 | 実能の運転操作における操作開始時間に与える影響はない。 【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。 【操作要時間】 低圧代替注水系(常設)起動操作による原子炉水位が遅延して測定されるため、操作スイッチによる操作のため、操作開始時間に与える影響はない。 【操作作業有無】 原子炉水位維持を行う状況により、原子炉減圧操作を行うこととしてして操作開始時間に与える影響はない。 【操作の難易さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。 | 訓練実績等より、低圧代替注水系(常設)による原子炉水位を維持する操作可能である見込みを算定した。 想定で算出したいる運転操作が実施可能なことを確認した。 | 訓練実績等より、低圧代替注水系(常設)による原子炉水位を維持する操作可能である見込みを算定した。 想定で算出した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(2/2)

| 項目 | 解析上の操作開始条件 | 条件設定の考え方 | 操作不確かさ要因 | 訓練実績等 |
|------|--|----------|--|--|
| 【認知】 | 重要監視パラメータである格納容器圧力を確認監視しており、また、格納容器ブレイの操作が実施されると、格納容器圧力 $0.279\text{MPa}[\text{gage}]$ に到達する事象発生約 13 時間後であり、比較的遅いものと想定される。そのため、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 | 【要は直感】 | 中央制御室での操作のみであり、当直運転員は中央制御室に常駐していることから、要配置が操作開始時間に与える影響はない。 | 中央制御室における操作開始時間は、時間差で約 13 時間に亘る。また、操作開始時間は、時間差を含めて設定し、より遅くなることで、実験操作が想定通り行われることで、実験操作時間が定められ、実験操作が想定通り恒定して操作開始時間で完了することによって操作開始時間は、時間差を含めて設定して操作開始時間は、時間差を含め、操作開始時間は十分に短く、操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 |

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

備考

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

(崩壊熱除去機能が喪失した場合) (3/4)

| 項目 | 操作名(操作名付) 操作上操作 開始時間 方 | 操作の不確かなさ要因 操作の不確かなさ要因 | 操作時間に与える 影響 | 操作時間に与える 影響 | 操作時間 余裕 | 操作時間 余裕 |
|------------------------------|---|--|--|--|--|--|
| 体燃焼炉 炉内炉水 炉水温度 昇温条件 | 【想定】 炉水温度が高くなると、操作手順が複雑化する。また、炉水温度が高くなると、操作手順が複雑化する。 【実験】 原子炉本体は炉水温度(13.76°C)を維持するのを基本とする。しかし、炉水温度が高くなると、操作手順が複雑化する。 【実験】 操作手順は、炉水温度(13.76°C)を維持するのを基本とする。しかし、炉水温度が高くなると、操作手順が複雑化する。 | 操作手順は、炉水温度(13.76°C)を維持するのを基本とする。しかし、炉水温度が高くなると、操作手順が複雑化する。 操作手順は、炉水温度(13.76°C)を維持するのを基本とする。しかし、炉水温度が高くなると、操作手順が複雑化する。 | 操作手順は、炉水温度(13.76°C)を維持するのを基本とする。しかし、炉水温度が高くなると、操作手順が複雑化する。 操作手順は、炉水温度(13.76°C)を維持するのを基本とする。しかし、炉水温度が高くなると、操作手順が複雑化する。 | 操作手順は、炉水温度(13.76°C)を維持するのを基本とする。しかし、炉水温度が高くなると、操作手順が複雑化する。 操作手順は、炉水温度(13.76°C)を維持するのを基本とする。しかし、炉水温度が高くなると、操作手順が複雑化する。 | 操作手順は、炉水温度(13.76°C)を維持するのを基本とする。しかし、炉水温度が高くなると、操作手順が複雑化する。 操作手順は、炉水温度(13.76°C)を維持するのを基本とする。しかし、炉水温度が高くなると、操作手順が複雑化する。 | 操作手順は、炉水温度(13.76°C)を維持するのを基本とする。しかし、炉水温度が高くなると、操作手順が複雑化する。 操作手順は、炉水温度(13.76°C)を維持するのを基本とする。しかし、炉水温度が高くなると、操作手順が複雑化する。 |
| 各機器への 給油可燃物供給 条件 | 各機器への給油 条件 | 各機器への給油 条件 | 各機器への給油 条件 | 各機器への給油 条件 | 各機器への給油 条件 | 各機器への給油 条件 |
| 海水冷却 への給油 条件 | 海水冷却 への給油 条件 | 海水冷却 への給油 条件 | 海水冷却 への給油 条件 | 海水冷却 への給油 条件 | 海水冷却 への給油 条件 | 海水冷却 への給油 条件 |
| 海水冷却 条件 | 海水冷却 条件 | 海水冷却 条件 | 海水冷却 条件 | 海水冷却 条件 | 海水冷却 条件 | 海水冷却 条件 |

東海第二発電所 (2018.9.12版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

表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
(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)) (4/4)

7日間における燃料の対応について（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

アント状況：6号及び7号炉運転中、1~5号炉停止中。
事象：崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）は、6号炉及び7号炉を想定。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。

| 時系列 | | 事象発生直後～事象発生後7日間 | |
|-----|--|---|---|
| 7号炉 | 常設代替交流電源装置 3台起動、※1 1,000L/h×24h×7日×3台=504,000L | 6号炉 常設代替交流電源装置 3台起動、※1 1,000L/h×24h×7日×3台=504,000L | 6号炉 常設代替交流電源装置 4台起動、 21L/h×24h×7日×4台=14,112L 事象発生直後～事象発生後7日間 |
| 6号炉 | 常設代替交流電源装置 4台起動、 21L/h×24h×7日×4台=14,112L 事象発生直後～事象発生後7日間 | 5号炉 常設代替交流電源装置 4台起動、 21L/h×24h×7日×4台=14,112L 事象発生直後～事象発生後7日間 | 5号炉 常設代替交流電源装置 4台起動、 21L/h×24h×7日×4台=14,112L 事象発生直後～事象発生後7日間 |
| 1号炉 | 非常用ディーゼル発電機 1台起動、※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×1台=631,344L 事象発生直後～事象発生後7日間 | 2号炉 非常用ディーゼル発電機 1台起動、 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×1台=631,344L 事象発生直後～事象発生後7日間 | 3号炉 非常用ディーゼル発電機 1台起動、 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×1台=631,344L 事象発生直後～事象発生後7日間 |
| 4号炉 | 非常用ディーゼル発電機 1台起動、 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×1台=631,344L 事象発生直後～事象発生後7日間 | 5号炉 非常用ディーゼル発電機 1台起動、 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×1台=631,344L 事象発生直後～事象発生後7日間 | 6号炉 非常用ディーゼル発電機 1台起動、 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×1台=631,344L 事象発生直後～事象発生後7日間 |
| 7号炉 | 常設代替交流電源装置 4台起動、 21L/h×24h×7日×4台=14,112L 事象発生直後～事象発生後7日間 | 7号炉 常設代替交流電源装置 4台起動、 21L/h×24h×7日×4台=14,112L 事象発生直後～事象発生後7日間 | 7号炉 常設代替交流電源装置 4台起動、 21L/h×24h×7日×4台=14,112L 事象発生直後～事象発生後7日間 |

※1 事象発生直後に必要な常設代替交流電源装置 3台を起動させた評価とした。

※2 保有規定に基づく容積。

7日間における燃料の対応について (崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))

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 |
|--|----------------------------|--|
| 常設代替高压電源装置 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 |
| 緊急時対策所用発電機 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 所用発電機 燃料油貯蔵 タンクの容 量は約 75kL であり、7日間 の対応可 能 |

まとめ資料比較表 [有効性評価 添付資料 2.4.1.3]

| 柏崎刈羽原子力発電所 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 |
|--------------------------------|----------------------|--------------|--|
| | 添付資料 2.4.1.5 | 添付資料 2.4.1.3 | <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根2号炉は、緊急時対策所用発電機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】 |

まとめ資料比較表 [有効性評価 添付資料 2.4.1.4]

| 柏崎刈羽原子力発電所 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2.4.1.5 常設代替交流電源設備の負荷 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))</p> <p style="text-align: center;">〈6号炉〉</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>6号炉</th> <th>負荷容量(kW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>直流125V充電器盤 A</td><td>約94kW</td></tr> <tr><td>直流125V充電器盤 A'2</td><td>約56kW</td></tr> <tr><td>AM用直流125V充電器盤</td><td>約41kW</td></tr> <tr><td>直流125V充電器盤 B</td><td>約98kW</td></tr> <tr><td>交流120V中央制御室計測用分電盤 A,B</td><td>約12kW</td></tr> <tr><td>非常用照明</td><td>約100kW</td></tr> <tr><td>中央制御室可搬型陽圧化空調機</td><td>3kW</td></tr> <tr><td>復水移送ポンプ</td><td>55kW</td></tr> <tr><td>復水移送ポンプ</td><td>55kW</td></tr> <tr><td>残留熱除去系ポンプ(起動時)</td><td>約973kW (973kW)</td></tr> <tr><td>燃料ブール冷却净化ポンプ(起動時)</td><td>90kW (181kW)</td></tr> <tr><td>非常用ガス処理系排風機等※</td><td>約374kW</td></tr> <tr><td>その他必要な設備</td><td>約103kW</td></tr> <tr><td>その他不要な設備</td><td>約366kW</td></tr> <tr><td>合計(連続最大容量)(最大容量)</td><td>約1649kW (約1992kW)</td></tr> </tbody> </table> <p>※非常用ガス処理系温分除去装置、及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。</p> <p style="text-align: center;">負荷積算イメージ</p> <p>主要負荷リスト</p> <p>【電源設備：常設代替高圧電源装置】</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>起動順序</th> <th>主要機器名</th> <th>負荷容量(kW)</th> <th>負荷起動時の最大負荷容量(kW)</th> <th>定常時の連続最大負荷容量(kW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>①</td><td>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</td><td>約120 約97</td><td>約245</td><td>約217</td></tr> <tr><td>②</td><td>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4台用主母線盤2A ・その他必要な負荷*</td><td>約79 約88 約134 約14 約234</td><td>約799</td><td>約786</td></tr> <tr><td>③</td><td>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4台用主母線盤2B ・その他必要な負荷*</td><td>約60 約86 約134 約135</td><td>約1,206</td><td>約1,201</td></tr> <tr><td>④</td><td>非常用ガス再循環系排風機 非常用ガス処理系排風機 その他必要な負荷 停止負荷</td><td>約55 約8 約95 約52</td><td>約1,495</td><td>約1,307</td></tr> <tr><td>⑤</td><td>中央制御室換気系空気調和機ファン 中央制御室換気系フィルタ系ファン その他必要な負荷</td><td>約45 約8 約183</td><td>約1,884</td><td>約1,543</td></tr> <tr><td>⑥</td><td>蓄電池充電ポンプ その他必要な負荷</td><td>約8 約154</td><td>約2,097</td><td>約1,705</td></tr> <tr><td>⑦</td><td>常設代替ポンプ注水系ポンプ</td><td>約190</td><td>約2,190</td><td>約1,895</td></tr> <tr><td>⑧</td><td>常設代替ポンプ注水系ポンプ</td><td>約190</td><td>約2,380</td><td>約2,085</td></tr> <tr><td>⑨</td><td>緊急用海水ポンプ その他必要な負荷</td><td>約510 約4</td><td>約3,067</td><td>約2,599</td></tr> <tr><td>⑩</td><td>残留熱除去系ポンプ その他必要な負荷</td><td>約584 約3</td><td>約4,024</td><td>約3,186</td></tr> <tr><td>⑪</td><td>停止負荷</td><td>約380</td><td>—</td><td>約2,806</td></tr> <tr><td>⑫</td><td>常設低圧代用注水系ポンプ2台 代用燃料ブール冷却系ポンプ</td><td>約30</td><td>約2,915</td><td>約2,836</td></tr> </tbody> </table> <p>負荷容量(kW)</p> <p>常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ</p> <p>※1 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量 (1,380kW×運転台数=最大容量) ※2 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の80%の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量) ※3 非常用母線の負荷への給電に伴い、負荷容量が増加するため、常設代替高圧電源装置を3台追加起動する ※4 有効性評価で期待していないが電源供給される不要な負荷</p> <p style="text-align: center;">負荷積算イメージ</p> <p>添付資料2.4.1.6</p> <p style="text-align: center;">常設代替交流電源設備の負荷 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))</p> <p>主要負荷リスト</p> <p>電源設備：ガスタービン発電機 定格出力：4,800kW</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>起動順序</th> <th>主要機器</th> <th>負荷容量(kW)</th> <th>負荷起動時の最大負荷容量(kW)</th> <th>定常時の最大負荷容量(kW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>①</td><td>ガスタービン発電機付帯設備</td><td>約111</td><td>約300</td><td>約111</td></tr> <tr><td>②</td><td>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 (D系高圧母線受電時の自動投入負荷)</td><td>約518</td><td>約695</td><td>約629</td></tr> <tr><td>③</td><td>充電器、非常用照明、非常用ガス処理系他 (C系高圧母線受電時の自動投入負荷)</td><td>約359</td><td>約1,050</td><td>約988</td></tr> <tr><td>④</td><td>A-淡水ポンプ (移動式代替熱交換設備)</td><td>約110</td><td>約1,158</td><td>約1,098</td></tr> <tr><td>⑤</td><td>B-淡水ポンプ (移動式代替熱交換設備)</td><td>約110</td><td>約1,268</td><td>約1,208</td></tr> <tr><td>⑥</td><td>C-残留熱除去ポンプ</td><td>約560</td><td>約2,151</td><td>約1,768</td></tr> <tr><td>⑦</td><td>B-残留熱除去ポンプ</td><td>約560</td><td>約2,732</td><td>約2,328</td></tr> <tr><td>⑧</td><td>B-中央制御室送風機</td><td>約180</td><td>約2,723</td><td>約2,508</td></tr> <tr><td>⑨</td><td>B-中央制御室非常用再循環送風機</td><td>約30</td><td>約2,600</td><td>約2,538</td></tr> <tr><td>⑩</td><td>B-中央制御室冷凍機</td><td>約300</td><td>約3,040</td><td>約2,838</td></tr> <tr><td>⑪</td><td>B-燃料ブール冷却水ポンプ</td><td>約110</td><td>約3,013</td><td>約2,948</td></tr> </tbody> </table> <p>出力(kW)</p> <p>常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ</p> | 6号炉 | 負荷容量(kW) | 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) | 約973kW (973kW) | 燃料ブール冷却净化ポンプ(起動時) | 90kW (181kW) | 非常用ガス処理系排風機等※ | 約374kW | その他必要な設備 | 約103kW | その他不要な設備 | 約366kW | 合計(連続最大容量)(最大容量) | 約1649kW (約1992kW) | 起動順序 | 主要機器名 | 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4台用主母線盤2A ・その他必要な負荷* | 約79 約88 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4台用主母線盤2B ・その他必要な負荷* | 約60 約86 約134 約135 | 約1,206 | 約1,201 | ④ | 非常用ガス再循環系排風機 非常用ガス処理系排風機 その他必要な負荷 停止負荷 | 約55 約8 約95 約52 | 約1,495 | 約1,307 | ⑤ | 中央制御室換気系空気調和機ファン 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1,884 | 約1,543 | ⑥ | 蓄電池充電ポンプ その他必要な負荷 | 約8 約154 | 約2,097 | 約1,705 | ⑦ | 常設代替ポンプ注水系ポンプ | 約190 | 約2,190 | 約1,895 | ⑧ | 常設代替ポンプ注水系ポンプ | 約190 | 約2,380 | 約2,085 | ⑨ | 緊急用海水ポンプ その他必要な負荷 | 約510 約4 | 約3,067 | 約2,599 | ⑩ | 残留熱除去系ポンプ その他必要な負荷 | 約584 約3 | 約4,024 | 約3,186 | ⑪ | 停止負荷 | 約380 | — | 約2,806 | ⑫ | 常設低圧代用注水系ポンプ2台 代用燃料ブール冷却系ポンプ | 約30 | 約2,915 | 約2,836 | 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 (D系高圧母線受電時の自動投入負荷) | 約518 | 約695 | 約629 | ③ | 充電器、非常用照明、非常用ガス処理系他 (C系高圧母線受電時の自動投入負荷) | 約359 | 約1,050 | 約988 | ④ | A-淡水ポンプ (移動式代替熱交換設備) | 約110 | 約1,158 | 約1,098 | ⑤ | B-淡水ポンプ (移動式代替熱交換設備) | 約110 | 約1,268 | 約1,208 | ⑥ | C-残留熱除去ポンプ | 約560 | 約2,151 | 約1,768 | ⑦ | B-残留熱除去ポンプ | 約560 | 約2,732 | 約2,328 | ⑧ | B-中央制御室送風機 | 約180 | 約2,723 | 約2,508 | ⑨ | B-中央制御室非常用再循環送風機 | 約30 | 約2,600 | 約2,538 | ⑩ | B-中央制御室冷凍機 | 約300 | 約3,040 | 約2,838 | ⑪ | B-燃料ブール冷却水ポンプ | 約110 | 約3,013 | 約2,948 |
| 6号炉 | 負荷容量(kW) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 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) | 約973kW (973kW) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 燃料ブール冷却净化ポンプ(起動時) | 90kW (181kW) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 非常用ガス処理系排風機等※ | 約374kW | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| その他必要な設備 | 約103kW | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| その他不要な設備 | 約366kW | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 合計(連続最大容量)(最大容量) | 約1649kW (約1992kW) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 起動順序 | 主要機器名 | 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4台用主母線盤2A ・その他必要な負荷* | 約79 約88 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4台用主母線盤2B ・その他必要な負荷* | 約60 約86 約134 約135 | 約1,206 | 約1,201 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ④ | 非常用ガス再循環系排風機 非常用ガス処理系排風機 その他必要な負荷 停止負荷 | 約55 約8 約95 約52 | 約1,495 | 約1,307 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ⑤ | 中央制御室換気系空気調和機ファン 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1,884 | 約1,543 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ⑥ | 蓄電池充電ポンプ その他必要な負荷 | 約8 約154 | 約2,097 | 約1,705 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ⑦ | 常設代替ポンプ注水系ポンプ | 約190 | 約2,190 | 約1,895 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ⑧ | 常設代替ポンプ注水系ポンプ | 約190 | 約2,380 | 約2,085 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ⑨ | 緊急用海水ポンプ その他必要な負荷 | 約510 約4 | 約3,067 | 約2,599 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ⑩ | 残留熱除去系ポンプ その他必要な負荷 | 約584 約3 | 約4,024 | 約3,186 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ⑪ | 停止負荷 | 約380 | — | 約2,806 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ⑫ | 常設低圧代用注水系ポンプ2台 代用燃料ブール冷却系ポンプ | 約30 | 約2,915 | 約2,836 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 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 (D系高圧母線受電時の自動投入負荷) | 約518 | 約695 | 約629 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ③ | 充電器、非常用照明、非常用ガス処理系他 (C系高圧母線受電時の自動投入負荷) | 約359 | 約1,050 | 約988 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ④ | A-淡水ポンプ (移動式代替熱交換設備) | 約110 | 約1,158 | 約1,098 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ⑤ | B-淡水ポンプ (移動式代替熱交換設備) | 約110 | 約1,268 | 約1,208 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ⑥ | C-残留熱除去ポンプ | 約560 | 約2,151 | 約1,768 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ⑦ | B-残留熱除去ポンプ | 約560 | 約2,732 | 約2,328 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ⑧ | B-中央制御室送風機 | 約180 | 約2,723 | 約2,508 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ⑨ | B-中央制御室非常用再循環送風機 | 約30 | 約2,600 | 約2,538 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ⑩ | B-中央制御室冷凍機 | 約300 | 約3,040 | 約2,838 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ⑪ | B-燃料ブール冷却水ポンプ | 約110 | 約3,013 | 約2,948 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

| 柏崎刈羽原子力発電所 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2.4.1.5 常設代替交流電源設備の負荷 ((崩壊熱除去機能喪失した場合) <7号炉></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>負荷名</th> <th>負荷容量(kW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>7号炉</td><td>約 94kW</td></tr> <tr><td>7号炉</td><td>約 56kW</td></tr> <tr><td>AM用直流125V充電器盤</td><td>約 41kW</td></tr> <tr><td>直流125V充電器盤B</td><td>約 98kW</td></tr> <tr><td>交流120V中央制御室計測用分電盤A,B</td><td>約 6kW</td></tr> <tr><td>非常用照明</td><td>約 100kW</td></tr> <tr><td>中央制御室可搬型圧化空調機</td><td>3kW</td></tr> <tr><td>復水移送ポンプ</td><td>55kW</td></tr> <tr><td>復水移送ポンプ</td><td>55kW</td></tr> <tr><td>残留熱除去系ポンプ[*](起動時)</td><td>540kW (1034kW)</td></tr> <tr><td>燃料ブール冷却净化ポンプ[*](起動時)</td><td>110kW (192kW)</td></tr> <tr><td>非常用ガス処理系排風機等^{**}</td><td>約 20kW</td></tr> <tr><td>その他必要な設備</td><td>約 116kW</td></tr> <tr><td>その他不要な設備</td><td>約 321kW</td></tr> <tr><td>合計(連続最大容量)(最大容量)</td><td>約 1615kW (約 1999kW)</td></tr> <tr><td>負荷積算イメージ</td><td>30 28 26 24 22 20 18 16 14 12 10 8 6 4 2 0</td></tr> </tbody> </table> <p>*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。</p> | 負荷名 | 負荷容量(kW) | 7号炉 | 約 94kW | 7号炉 | 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) | 燃料ブール冷却净化ポンプ [*] (起動時) | 110kW (192kW) | 非常用ガス処理系排風機等 ^{**} | 約 20kW | その他必要な設備 | 約 116kW | その他不要な設備 | 約 321kW | 合計(連続最大容量)(最大容量) | 約 1615kW (約 1999kW) | 負荷積算イメージ | 30 28 26 24 22 20 18 16 14 12 10 8 6 4 2 0 | | | |
| 負荷名 | 負荷容量(kW) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 7号炉 | 約 94kW | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 7号炉 | 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) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 燃料ブール冷却净化ポンプ [*] (起動時) | 110kW (192kW) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 非常用ガス処理系排風機等 ^{**} | 約 20kW | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| その他必要な設備 | 約 116kW | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| その他不要な設備 | 約 321kW | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 合計(連続最大容量)(最大容量) | 約 1615kW (約 1999kW) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 負荷積算イメージ | 30 28 26 24 22 20 18 16 14 12 10 8 6 4 2 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

実線・・設備運用又は体制等の相違（設計方針の相違）

波線・・記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

まとめ資料比較表 [有効性評価 2.4.2.崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）]

| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|--|--|--|----------------------------|
| <p>2.4.2 残留熱除去系が故障した場合</p> <p>2.4.2.1 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「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「過渡事象+崩壊熱除去失敗」、②「過渡事象+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗」、③「通常停止+崩壊熱除去失敗」、④「通常停止+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗」、⑤「サポート系喪失+崩壊熱除去失敗」、⑥「サポート系喪失+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗」、⑦「小破断 LOCA +崩壊熱除去失敗」、⑧「中破断 LOCA+RHR 失敗」及び⑨「大破断 LOCA+RHR 失敗」である。</p> | <p>2.4.2 残留熱除去系が故障した場合</p> <p>2.4.2.1 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「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「過渡事象+RHR 失敗」、②「過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR 失敗」、③「外部電源喪失+DG 失敗（HPCS 成功）」、④「外部電源喪失+DG 失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗（HPCS 成功）」、⑤「外部電源喪失+直流電源喪失（HPCS 成功）」、⑥「手動停止/サポート系喪失（手動停止）+RHR 失敗」、⑦「手動停止/サポート系喪失（手動停止）+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR 失敗」、⑧「サポート系喪失（自動停止）+RHR 失敗」、⑨「サポート系喪失（自動停止）+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR 失敗」、⑩「サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）+DG 失敗（HPCS 成功）」、⑪「サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）+DG 失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗（HPCS 成功）」、⑫「小破断LOCA+RHR 失敗」、⑬「中破断LOCA+RHR 失敗」及び⑭「大破断LOCA+RHR 失敗」である。</p> | <p>2.4.2 残留熱除去系が故障した場合</p> <p>2.4.2.1 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「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「過渡事象+崩壊熱除去失敗」、②「過渡事象+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」、③「過渡事象+圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗+崩壊熱除去失敗」、④「過渡事象+圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗+崩壊熱除去失敗」、⑤「手動停止+崩壊熱除去失敗」、⑥「手動停止+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」、⑦「手動停止+圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗+崩壊熱除去失敗」、⑧「手動停止+圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗+崩壊熱除去失敗」、⑨「サポート系喪失+崩壊熱除去失敗」、⑩「サポート系喪失+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」、⑪「サポート系喪失+圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗+崩壊熱除去失敗」、⑫「サポート系喪失+圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗+崩壊熱除去失敗」、⑬「冷却材喪失（小破断LOCA）+崩壊熱除去失敗」、⑭「冷却材喪失（小破断LOCA）+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」、⑮「冷却材喪失（中破断LOCA）+崩壊熱除去失敗」、⑯「冷却材喪失（中破断LOCA）+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」、⑰「冷却材喪失（大破断LOCA）+崩壊熱除去失敗」、⑱「冷却材喪失（大破断LOCA）+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」、⑲「外部電源喪失+交流電源（DG-A, B）失敗」、⑳「外部電源喪失+交流電源（DG-A, B）失敗+圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗」及び㉑「外部電源喪失+直流電源（区分1, 2）失敗」である。</p> | |
| <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> | <p>(2) 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>本事故シーケンスグループは、LOCAを起因事象とする事故シーケンスも含め炉心冷却に成功する。中長期的な格納</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>・記載方針の相違 【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>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く）の発生後、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、残留熱除去系が故障したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、残留熱除去系の有する炉心冷却及び原子炉格納容器除熱機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系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。また、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> | <p>容器圧力及び雰囲気温度上昇の観点では、崩壊熱が支配要因となることからLOCAも過渡事象も同等となり、崩壊熱除去機能喪失に対する重大事故等対策に違いはない。また、LOCA時注水機能喪失及び雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）にて、LOCAに加えて崩壊熱除去機能が喪失した場合の重大事故等対策の有効性を確認している。以上を踏まえ、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く）の発生後、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、残留熱除去系が故障したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、残留熱除去系の有する炉心冷却及び格納容器除熱機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系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。また、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施する。</p> | <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く）の発生後、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、残留熱除去系が故障したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、残留熱除去系の有する炉心冷却及び原子炉格納容器除熱機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉隔離時冷却系及び低圧原子炉代替注水系（常設）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。また、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、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> | <p>島根2号炉は、LOCAを起因とし崩壊熱除去に失敗するシーケンスが抽出され、その対策の有効性は「LOCA時注水機能喪失」及び「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」にて、LOCAに崩壊熱除去機能喪失を重畠させることで確認している。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。 ・運用の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、耐圧強化ベントを自主設備として位置付けている。 <p>（以降、同様な相違については記載省略）</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 |
|--|--|---|---|
| (3) 炉心損傷防止対策 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁を開維持することで、高圧炉心注水系による炉心冷却を継続する。 | (3) 炉心損傷防止対策 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、 <u>高圧炉心スプレイ系</u> 、 <u>低圧代替注水系（常設）</u> 及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能）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。 | (3) 炉心損傷防止対策 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、 <u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u> 及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）を開維持することで、 <u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u> による炉心冷却を継続する。 | ・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。 |
| また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却手段、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.4.2.1図から第2.4.2.3図に、手順の概要を第2.4.2.4図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.4.2.1表に示す。 | また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.4.2-1図に、手順の概要を第2.4.2-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.4.2-1表に示す。 | また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段、格納容器フィルタベント系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2.4.2.1-1(1)図から第2.4.2.1-1(3)図に、手順の概要を第2.4.2.1-2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2.4.2.1-1表に示す。 | ・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。 ・運用及び設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】 プラント基数、設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお、これら要員28名は夜 |
| 本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、事象発生10時間までの6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計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8名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は4名及び現場操作を行うための重大事故等対応要員は8名である。 また、事象発生10時間以降に追加で必要な要員は、フィルタ装置薬液補給作業を行うための参集要員20名である。必要な要員と作業項目について第2.4.2.5図に示す。 | 本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、事象発生2時間までの重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員（初動）18名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直発電長1名、当直副発電長1名及び運転操作対応を行うための当直運転員4名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は4名及び現場操作を行うための重大事故等対応要員は8名である。 また、事象発生2時間以降に追加で必要な参集要員は、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名及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作を行うための重大事故等対応要員3名である。必要な要員と作業項目について第2.4.2-3図に示す。 | 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、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、当直副長1名、運転操作対応を行う運転員3名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名、緊急時対策要員（現場）は18名である。 必要な要員と作業項目について第2.4.2.1-3図に示す。 | ・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。 ・運用及び設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】 プラント基数、設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお、これら要員28名は夜 |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|--|--|--|
| <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>24名</u>で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム確認 運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。 原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域モニタ等</u>である。</p> <p>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</p> | <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>18名</u>で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム確認 運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。 原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域計装等</u>である。</p> <p>b. 原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系による原子炉注水 原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、<u>原子炉水位異常低下（レベル2）</u>で原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</p> | <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>28名</u>で対処可能である。</p> <p>a. <u>外部電源喪失及び原子炉スクラム確認</u> <u>原子炉の出力運転中に外部電源喪失となり、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。</u> 原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域計装</u>である。</p> <p>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、<u>原子炉水位低（レベル2）</u>で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</p> | <p>間・休日を含め発電所に常駐している要員である。</p> <ul style="list-style-type: none"> 体制の相違 【柏崎6/7、東海第二】運用及び設備の相違に伴う、必要要員数の相違。 解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】島根2号炉は、SA事象を鑑みて、外部電源の喪失を仮定している。 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（S RM）及び中間領域計装（I RM）、柏崎6/7、東海第二は起動領域計装（SR NM）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SR NM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、S RM及びI RMが運転時引き抜きのため、平均出力領域計装（APR M）により確認することとしている。 解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】島根2号炉は、高压炉心スプレイ系及び低压炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子 |

| 柏崎刈羽原子力発電所 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>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位</u>及び<u>原子炉隔離時冷却系系統流量等</u>である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>c. 残留熱除去系機能喪失確認</p> <p>原子炉隔離時冷却系運転により、<u>サプレッション・チエンバ・プール</u>水温が上昇するため、<u>残留熱除去系によるサプレッション・チエンバ・プール水冷却モード</u>を起動するが、<u>残留熱除去系の故障</u>によりサプレッション・プール冷却は失敗する。</p> <p>残留熱除去系の故障を確認するために必要な計装設備は、<u>残留熱除去系ポンプ吐出圧力等</u>である。</p> <p>d. 逃がし安全弁による原子炉減圧</p> <p>運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故により、<u>主復水器</u>による原子炉減圧ができないため、中央制御室からの遠隔操作によって主蒸気隔離弁を手動で全閉し、かつ、逃がし安全弁を手動開操作し原子炉を減圧する。</p> | <p>原子炉隔離時冷却系及び<u>高圧炉心スプレイ系</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、原子炉水位（広帯域）、<u>原子炉隔離時冷却系系統流量等</u>である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>c. 残留熱除去系機能喪失確認</p> <p>原子炉隔離時冷却系運転により、<u>サプレッション・プール</u>水温度が上昇するため、<u>残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）</u>を起動するが、<u>残留熱除去系の故障</u>によりサプレッション・プール冷却は失敗する。</p> <p>残留熱除去系の故障を確認するために必要な計装設備は、<u>残留熱除去系ポンプ吐出圧力等</u>である。</p> <p>d. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p>残留熱除去系機能喪失を確認後、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水の準備*として、中央制御室からの遠隔操作により<u>常設低圧代替注水系ポンプ 2台</u>を起動する。また、原子炉注水に必要な電動弁（<u>残留熱除去系注入弁</u>）が開動作可能であることを確認する。</p> <p>サプレッション・プール熱容量制限により、中央制御室からの遠隔操作によって<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水の準備が完了後、逃がし安全弁（自動減圧機能）7個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。また、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が停止したことを確認する。</p> | <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位（広帯域）</u>、<u>原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量等</u>である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>c. 残留熱除去系機能喪失確認</p> <p>原子炉隔離時冷却系運転により、<u>サプレッション・プール</u>水温度が上昇するため、<u>残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）</u>を起動するが、<u>残留熱除去系の故障</u>によりサプレッション・プール冷却は失敗する。</p> <p>残留熱除去系の故障を確認するために必要な計装設備は、<u>残留熱除去ポンプ出口流量等</u>である。</p> <p>d. 逃がし安全弁による原子炉減圧</p> <p>低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水の準備*として、中央制御室からの遠隔操作により<u>常設代替交流電源設備</u>を起動し S A 低圧母線に給電後、<u>低圧原子炉代替注水ポンプ</u>を起動する。また、原子炉注水に必要な電動弁（A - R H R 注水弁及び F L S R 注水隔離弁）が開動作可能であることを確認する。</p> <p>原子炉隔離時冷却系の機能維持の判断目安であるサプレッション・プール水温度 100°Cで、中央制御室からの遠隔操作によって<u>逃がし安全弁（自動減圧機能付き）6個</u>を手動開操作し原子炉を急速減圧する。</p> | <p>炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。なお、高圧炉心スプレイ系が自動起動する水位（レベル1H）まで低下しない。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【東海第二】 解析における水位制御の相違。 <p>・設備設計の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、外部電源喪失を想定しているため、常設代替交流電源設備起動後、低圧原子炉代替注水ポンプへ電源を供給し起動操作を実施する。</p> <p>・設備設計及び運用の相違</p> <p>【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できる事象発生8時間後</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 |
|--|---|---|---|
| 原子炉減圧を確認するために必要な計測設備は、原子炉圧力である。 | 原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。 ※ 本事故シーケンスでは、低圧で注水可能な系統として、 <u>高圧炉心スプレイ系</u> 、 <u>低圧炉心スプレイ系</u> 又は <u>残留熱除去系（低圧注水系）C系</u> に期待することも可能であるが、原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で、注水流量の小さい <u>低圧代替注水系（常設）</u> に期待した評価としている。 | 原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力（S A）、原子炉圧力、 <u>サプレッション・プール水温度（S A）</u> である。 ※ 本事故シーケンスでは、低圧で注水可能な系統として、 <u>高圧炉心スプレイ系</u> 、 <u>低圧炉心スプレイ系</u> 又は <u>C一残留熱除去系（低圧注水モード）</u> に期待することも可能であるが、原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で、注水流量の小さい <u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u> に期待した評価としている。 | 以降は低圧原子炉代替注水系（常設）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、手順上の弁数を設定。 ・運用の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、原子炉隔離時冷却系の機能維持不可を判断するため、サプレッション・プール水温度を監視。 |
| e. <u>高压炉心注水系による原子炉注水</u> <u>原子炉圧力が低下するため、原子炉隔離時冷却系系統流量が低下し原子炉水位低（レベル 1.5）で高压炉心注水系が自動起動し、原子炉水位は回復する。</u> <u>高压炉心注水系による原子炉注水を確認するため必要な計装設備は、高压炉心注水系系統流量等である。</u> <u>原子炉水位回復確認後、原子炉隔離時冷却系は停止する。</u> | e. <u>低压代替注水系（常設）による原子炉注水</u> 逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が <u>低压代替注水系（常設）</u> の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。 <u>低压代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するため必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、<u>低压代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）</u>等である。</u> | e. <u>低压原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水</u> 逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が <u>低压原子炉代替注水系（常設）</u> の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。 <u>低压原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するため必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、<u>原子炉水位（燃料域）</u>、<u>代替注水流量（常設）</u>等である。</u> <u>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</u> | ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、高压炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。 |
| f. <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却</u> | f. <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却</u> | f. <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> | ・運用の相違 【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>崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が <u>0.18MPa [gage]</u>に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171°Cに接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格納容器冷却を実施する。</p> <p><u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、<u>格納容器内圧力</u>、<u>復水補給水系流量（RHR B系代替注水流量）</u>等である。</p> <p>g. 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱の準備として、<u>原子炉格納容器一次隔離弁を原子炉建屋内の原子炉区域外からの人力操作により開する。</u></p> | <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が <u>0.279MPa [gage]</u>に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171°Cに接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による格納容器冷却を実施する。また、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水を継続する。</p> <p>なお、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水及び<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による格納容器冷却は、<u>常設低圧代替注水系ポンプ 2台</u>により同時に実施可能な設計としている。</p> <p><u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、<u>ドライウェル圧力</u>、<u>サプレッション・チャンバ圧力</u>、<u>低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用）</u>等である。</p> <p>g. 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱の準備として、<u>第一弁を中央制御室からの遠隔操作により開する。</u></p> | <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が <u>384kPa [gage]</u>に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171°Cに接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による<u>原子炉格納容器冷却</u>を実施する。</p> <p><u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による<u>原子炉格納容器冷却</u>を確認するために必要な計装設備は、<u>ドライウェル圧力（S.A.）</u>、<u>サプレッション・チャンバ圧力（S.A.）</u>、<u>格納容器代替スプレイ流量等</u>である。</p> <p>g. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱の準備として、<u>第2弁を中央制御室からの遠隔操作により開する。また、FCVS排気ラインドレン排出弁を現場操作により閉する。</u></p> | <p>島根2号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしている。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 <p>【柏崎 6/7、東海第二】</p> <p>型式の相違による格納容器スプレイ実施基準の相違。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根2号炉は、電源がある場合、中央制御室で操作可能である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違 <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、格納容器バウンダリの維持及び現場における炉心損傷後のベント実施時（準備操作含む）の被ばく評価結果を考慮し、第2弁（ベント装置側）から開操作する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・記載方針の相違 <p>【柏崎 6/7、東海第二】</p> <p>島根2号炉は、排気管へ流入した雨水の排出のため、FCVS排気ラインドレン排出弁を常時全開運</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>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を継続しても、格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合、原子炉格納容器二次隔離弁を中央制御室からの遠隔操作によって中間開操作することで、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。</u></p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力等である。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線レベル等である。</p> <p>サプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、サプレッション・チェンバ・プール水位である。</p> <p>以降、炉心冷却は、高圧炉心注水系による注水により継続的に行い、また、原子炉格納容器除熱は、格納容器圧力逃がし装置等により継続的に行う。</p> | <p>サプレッション・プール水位が、通常水位+6.5mに到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による格納容器冷却を停止する。<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による格納容器冷却の停止後、格納容器圧力は徐々に上昇する。格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達した場合、<u>第二弁</u>を中央制御室からの遠隔操作によって全開操作することで、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施する。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、<u>サプレッション・チェンバ圧力等</u>である。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、<u>格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）等</u>である。</p> <p>サプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、<u>サプレッション・プール水位</u>である。</p> <p>以降、炉心冷却は、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による注水により継続的に行い、また、格納容器除熱は、格納容器圧力逃がし装置等により継続的に行う。</p> | <p>サプレッション・プール水位が、通常水位+約 1.3mに到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による<u>原子炉格納容器冷却</u>を停止する。</p> <p><u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による原子炉格納容器冷却の停止後、<u>第1弁</u>を中央制御室からの遠隔操作によって開操作することで、<u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、<u>ドライウェル圧力（S.A.）等</u>である。</p> <p>格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、<u>格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル）等</u>である。</p> <p>サプレッション・チェンバ側からの格納容器フィルタベント系のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、<u>サプレッション・プール水位（S.A.）</u>である。</p> <p>以降、炉心冷却は、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による注水により継続的に行い、また、原子炉格納容器除熱は、格納容器フィルタベント系により継続的に行う。</p> | <p>用とし、格納容器ベント前に全閉することを記載。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 <p>【東海第二】</p> <p>型式の相違による格納容器スプレイ停止基準の相違。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違 <p>【柏崎 6/7、東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、格納容器代替スプレイ停止基準（サプレッション・プール水位通常水位+約 1.3m）到達により格納容器代替スプレイを停止後、格納容器ベントを実施する運用としている。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。</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>2.4.2.2 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、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）+RHR失敗」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、格納容器ベントが重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER、シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.4.2.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失する</p> | <p>2.4.2.2 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、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）+RHR失敗」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）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。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、格納容器雰囲気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2.4.2.2-2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、給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失する</p> | <p>2.4.2.2 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うえで選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象+崩壊熱除去失敗」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、スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。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2.4.2.2-1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、給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失する</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>ものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は以下の観点により<u>使用できるもの</u>と仮定する。</p> <p>a.) 事象の進展に対する影響 外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低(レベル3)による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。</p> <p><u>しかし、本評価では、初期の炉心冠水維持は原子炉隔離時冷却系にて行い、その後に高圧炉心注水系による注水に移行し、炉心冷却が継続されることから、外部電源の有無の影響は小さい。</u></p> <p>b.) 重大事故等対策に対する影響 本解析においては、残留熱除去系の喪失を仮定しており、非常用交流電源設備は使用可能であることから、<u>外部電源の有無によって、常設代替交流電源設備等の更なる重大事故等対策が必要となることはない。</u></p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、原子炉水位低(レベル3)信号によるものとする。</p> <p>(b) 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能 <u>原子炉水位の低下に伴い、原子炉水位低(レベル3)信号により再循環ポンプ4台を自動停止し、原子炉水位低(レベル2)信号により残りの再循環ポンプ6台を自動停止するものとする。</u></p> | <p>ものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は以下の観点により<u>使用できるもの</u>と仮定する。</p> <p>a.) 事象の進展に対する影響 外部電源がある場合、事象発生と同時に<u>再循環系ポンプ</u>がトリップしないことにより、原子炉水位低(レベル3)による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。</p> <p><u>しかし、本評価では、初期の炉心冠水維持は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系にて行い、その後に低圧代替注水系(常設)による注水に移行し、炉心冷却が継続されることから、外部電源の有無の影響は小さい。</u></p> <p>b.) 重大事故等対策に対する影響 外部電源喪失時には、<u>低圧代替注水系(常設)</u>の起動前に常設代替交流電源設備の起動が必要となるが、運転員等操作においては、<u>外部電源喪失についても考慮することで、外部電源がない場合を含む評価となる。</u></p> <p>b. 重大事故等対策に関する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、原子炉水位低(レベル3)信号によるものとする。</p> <p>(b) A TWS 緩和設備(代替再循環系ポンプトリップ機能) <u>原子炉水位の低下に伴い、原子炉水位異常低下(レベル2)信号により再循環系ポンプ2台全てを自動停止するものとする。</u></p> | <p>ものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は以下の観点により<u>使用できないもの</u>と仮定する。</p> <p>i. 事象の進展に対する影響 外部電源がある場合、事象発生と同時に<u>再循環ポンプ</u>がトリップしないことにより、原子炉水位低(レベル3)による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。</p> <p><u>このため、外部電源がある場合を含む条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低(レベル3)信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位低(レベル2)信号にて発生するものとする。</u></p> <p>ii. 重大事故等対策に対する影響 <u>本解析においては、残留熱除去系の喪失を仮定しており、非常用交流電源設備は使用可能であるが、外部電源がない場合には<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>の起動前に常設代替交流電源設備の起動が必要となることから、要員、資源等の観点で厳しくなる。</u></p> <p>b. 重大事故等対策に関する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、原子炉水位低(レベル3)信号によるものとする。</p> | <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、重大事故等対策に対する影響が大きい外部電源なしを設定。 <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>島根2号炉は、事象を厳しくする観点から、再循環ポンプは原子炉水位低(レベル2)でトリップするものとしている。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、低圧原子炉代替注水系(常設)の起動に常設代替交流電源設備が必要となる。 <ul style="list-style-type: none"> ・記載方針の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、外部電源がある場合を含む条件として、再循環ポンプトリップの条件を設定している。 |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|--|--|---|--|
| (c) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル2）で自動起動し、 <u>182m³/h (8.12~1.03MPa[dif]において)</u> の流量で注水するものとする。 | (c) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が <u>原子炉水位異常低下</u> （レベル2）で自動起動し、 <u>136.7m³/h (7.86MPa [gage] ~1.04MPa [gage]において)</u> の流量で注水するものとする。 | (b) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が <u>原子炉水位低</u> （レベル2）で自動起動し、 <u>91m³/h (8.21~0.74MPa [gage]において)</u> の流量で注水するものとする。 | ・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 |
| (d) 高圧炉心注水系 <u>高圧炉心注水系が原子炉水位低（レベル1.5）で自動起動し、727m³/h (0.69MPa[dif]において)</u> の流量で注水するものとする。 | (d) 高圧炉心スプレイ系 <u>高圧炉心スプレイ系が原子炉水位異常低下（レベル2）で自動起動し、1,419m³/h (1.38MPa [dif]において)</u> <u>（最大1,419m³/h）</u> の流量で注水するものとする。 | | ・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。 |
| (e) 逃がし安全弁 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（1個）を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。 | (e) 逃がし安全弁 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。 | (c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁（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。また、原子炉減圧には逃がし安全弁（自動減圧機能付き）（6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8%を処理するものとする。 | ・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。 ・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】 |
| (f) 低圧代替注水系（常設） 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧後に、最大378m³/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、230m³/hにて原子炉へ注水する。 | | (d) 低圧原子炉代替注水系（常設） 逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧後に最大250m³/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。 | ・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 ・運用の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしている |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|---|--|--|
| (f) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設） 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、 <u>140m³/h</u> にて原子炉格納容器内にスプレイする。 | (g) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設） 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。 | (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。 | る。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 |
| (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> に対しても、 <u>原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積70%開^{※1}）</u> にて原子炉格納容器除熱を実施する。 | (h) 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>0.31MPa [gage]</u> における排出流量 <u>13.4kg/s</u> に対して、 <u>第二弁を全開にて格納容器除熱を実施する。</u> | (f) 格納容器フィルタベント系 格納容器フィルタベント系により、格納容器圧力 <u>427kPa [gage]</u> における最大排出流量 <u>9.8 kg/s</u> に対して、 <u>第1弁の中央制御室からの遠隔操作による全開操作にて原子炉格納容器除熱を実施する。</u> | ・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、第1弁を全開操作することにより格納容器ベントを実施。 |
| ※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。 | 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。 | | |
| c. 重大事故等対策に関する操作条件 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。 | c. 重大事故等対策に関する操作条件 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。 | c. 重大事故等対策に関する操作条件 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。 | ・設備設計及び運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できる事象発生 8 時間後以降は低圧原子炉代替注水系（常設）を用いて注水を実施。 |
| (a) 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、 <u>サプレッション・チェンバ・プール水温が 49°C</u> に到達した場合に実施する。 | (a) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、 <u>サプレッション・プール水温度が 65°C</u> に到達した場合に実施する。 | (a) 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、 <u>事象発生 8 時間後から開始し、減圧後に低圧原子炉代替注水系（常設）により原子炉注水を開始するものとする。</u> なお、低圧原子炉代替注水ポンプ等は常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。 | |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|--|---|---|---|
| (b) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が <u>0.18MPa[gage]</u> に到達した場合に実施する。 なお、格納容器スプレイは、格納容器圧力が <u>0.31MPa[gage]</u> に到達した後、格納容器ベント実施前に停止する。 | (b) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、格納容器圧力が <u>0.279MPa [gage]</u> に到達した場合に実施する。 なお、格納容器スプレイは、サプレッション・プール水位が通常水位 <u>+6.5m</u> に到達した場合に停止する。 | (b) 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 <u>384kPa[gage]</u> に到達した場合に実施する。 なお、格納容器スプレイは、 <u>サプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m(真空破壊装置下端-0.45m)</u> に到達した場合に停止する。 | ・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ実施基準の相違。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、格納容器スプレイにより格納容器圧力が制御できるため、水位制限によりスプレイを停止している。 ・設備設計の相違 【東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ停止基準の相違。 |
| (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 <u>0.31MPa[gage]</u> に到達した場合に実施する。 | (c) 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作は、格納容器圧力が <u>0.31MPa [gage]</u> に到達した場合に実施する。 | (c) 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作は、 <u>サプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m(真空破壊装置下端-0.45m)</u> 到達から10分後に実施する。 | ・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、有効性評価の格納容器ベント実施に係る条件として、実運用と同じ想定している。 |
| (3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シユラウド内及びシユラウド内外）※ ² 、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.4.2.6図から第2.4.2.11図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.4.2.12図から第2.4.2.14図に、格納容器圧力、 | (3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シユラウド内及びシユラウド内外）※ [*] 、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.4.2-4図から第2.4.2-9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2.4.2-10図から第2.4.2-12図に、格納容器圧力、 | (3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シユラウド内及びシユラウド内外）※ [*] 、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.4.2.2-1(1)図から第2.4.2.2-1(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2.4.2.2-1(7)図から第2.4.2.2-1(9)図に、格 | |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|---|--|---|
| <p>格納容器温度, サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を第 2.4.2.15 図から第 2.4.2.18 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、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、原子炉水位計(燃料域)にて監視する。6号炉の原子炉水位計(燃料域)はシュラウド内を、7号炉の原子炉水位計(燃料域)はシュラウド外を計測している。</p> | <p>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・プール水温の推移を第 2.4.2-13 図から第 2.4.2-16 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原子炉水位(広帯域)、原子炉水位(狭帯域)の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料有効長頂部付近となった場合には、原子炉水位(燃料域)にて監視する。原子炉水位(燃料域)はシュラウド内を計測している。</p> | <p>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・プール水温の推移を第 2.4.2-1(10)図から第 2.4.2-1(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原子炉水位(広帯域・狭帯域)の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には、原子炉水位(燃料域)にて監視する。原子炉水位(燃料域)はシュラウド内を計測している。</p> | |
| <p>a. 事象進展</p> <p>給水流量の全喪失後、原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低(レベル3)信号が発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は適切に維持される。</p> <p>再循環ポンプについては、原子炉水位低(レベル3)で4台トリップし、原子炉水位低(レベル2)で残り6台がトリップする。</p> <p>原子炉水位が回復した時点で、残留熱除去系の早期復旧が期待できないことを考慮して、中央制御室からの遠隔操</p> | <p>a. 事象進展</p> <p>給水流量の全喪失後、原子炉水位は急速に低下する。また、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、原子炉水位異常低下(レベル2)で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動して原子炉水位は適切に維持される。</p> <p>再循環系ポンプについては、原子炉水位異常低下(レベル2)で2台全てがトリップする。</p> <p>低圧代替注水系(常設)を起動し、サプレッション・プール水温がサプレッション・プール熱容量制限である</p> | <p>a. 事象進展</p> <p>給水流量の全喪失後、原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低(レベル3)信号が発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は適切に維持される。</p> <p>再循環ポンプについては、原子炉水位低(レベル2)で2台すべてがトリップする。</p> <p>低圧原子炉代替注水系(常設)を起動し、事象発生から8時間経過した時点で、中央制御室からの遠隔操作によっ</p> | <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系(常設)による注水を実施。なお、高圧炉心スプレイ系が自動起動する水位(レベル1H)まで低下しない。 |
| | | | <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 【柏崎6/7】 |
| | | | <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計及び運用の相違 【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>作によって逃がし安全弁1個を手動開することで、原子炉を減圧する。原子炉減圧後も原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を継続し、原子炉水位低（レベル1.5）で高圧炉心注水系が自動起動した後、原子炉隔離時冷却系を手動停止する。その後は、高圧炉心注水系による原子炉注水によって、原子炉水位は適切に維持される。</p> <p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉減圧により増加する。また、高圧炉心注水系による原子炉注水時に、炉心上部プレナム部の蒸気が凝縮され、原子炉が減圧されることにより、ボイド率が一時的に増加し、高出力燃料集合体が一時的に露出する。</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び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。</p> | <p>65°Cに到達した時点で、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能）7個を手動開することで、原子炉を減圧する。原子炉減圧により原子炉隔離時冷却系は停止する。その後は、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水によって、原子炉水位は適切に維持される。</p> <p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉減圧により増加する。また、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水時に、炉心上部プレナム部の蒸気が凝縮され、原子炉が減圧されることにより、ボイド率が一時的に増加し、高出力燃料集合体が一時的に露出する。</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（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を行う。</p> | <p>て逃がし安全弁（自動減圧機能付き）6個を手動開することで、原子炉を減圧する。その後は、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水によって、原子炉水位は適切に維持される。</p> <p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については、原子炉減圧により増加する。</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を行う。</p> | <p>島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できる事象発生8時間後以降は低圧原子炉代替注水系（常設）を用いて注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、手順上の弁数を設定</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 <p>【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 <p>【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系を使用しないため、同様な挙動は発生しない。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違 <p>【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</p> |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|--|--|--|--|
| <p>原子炉格納容器除熱は、事象発生から約22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プレッショ・エンバ・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。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉水位はおおむね有効燃料棒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、第2.4.2.12図に示すとおり初期値(約310°C)を上回ることはなく、1,200°C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。</p> <p>原子炉圧力は、第2.4.2.6図に示すとおり、7.07MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差(高々約0.3MPa)を考慮しても、約7.37MPa[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、代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による原子炉格納容器冷却及び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ことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約0.31MPa[gage]及び約144°C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2.4.2.7図に示すとおり、高圧炉心注水系による注水継続により炉心がおおむね冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約22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>(添付資料2.4.2.1)</p> | <p>格納容器除熱は、事象発生から約28時間経過した時点で実施する。なお、格納容器除熱時のサプレッション・プール水位は、真空破壊装置(約15m)及びベントライン(約15m)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。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>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、第2.4.2.10図に示すとおり初期値(約309°C)を上回ることはなく、1,200°C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。</p> <p>原子炉圧力は、第2.4.2.4図に示すとおり、約7.79MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差(高々約0.3MPa)を考慮しても、約8.09MPa[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(常設)による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等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0.31MPa[gage]及び約143°C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2.4.2.5図に示すとおり、低圧代替注水系(常設)による注水継続により炉心がおおむね冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約28時間後に格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> | <p>原子炉格納容器除熱は、事象発生から約30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プレッション・プール水位は、真空破壊装置(約5.3m)及びベントライン(約9.1m)に対して、低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>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、第2.4.2.2-1(7)図に示すとおり、初期値(約309°C)を上回ることはなく、1,200°C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。</p> <p>原子炉圧力は、第2.4.2.2-1(1)図に示すとおり、逃がし安全弁(逃がし弁機能)の作動により、約7.59MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差(高々約0.3MPa)を考慮しても、約7.89MPa[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、格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を行うことによって、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、それぞれ約384kPa[gage]及び約153°C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2.4.2.2-1(2)図に示すとおり、低圧原子炉代替注水系(常設)による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約30時間後に格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料2.4.2.1)</p> | <ul style="list-style-type: none"> 解析結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】 設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】 真空破壊装置(弁)、ベントラインの高さの相違。 <ul style="list-style-type: none"> 解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。 <ul style="list-style-type: none"> 解析結果の相違 【柏崎6/7】 解析結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】 <ul style="list-style-type: none"> 解析結果の相違 【柏崎6/7】 解析結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】 <ul style="list-style-type: none"> 解析結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】 |
| | | | <ul style="list-style-type: none"> 解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代 |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|--|--|---|---|
| <p>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は、事象発生から格納容器圧力逃がし装置等の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.3.1 全交流動力電源喪失(外部電源喪失±DG喪失)」の実効線量の評価結果以下となり、5mSvを下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</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について、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.4.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、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、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う</p> | <p>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベント時の非居住区域境界及び敷地境界での実効線量の評価結果は、サプレッション・プールでのスクラビングによる放射性物質の除染効果を見込まない厳しい評価としている「2.6 LOCA時注水機能喪失」のドライウェルベント時の実効線量の評価結果以下となり、5mSvを下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>(添付資料 2.4.2.1)</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び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について、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.4.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う</p> | <p>格納容器フィルタベント系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フィルタベント系の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.6 LOCA時注水機能喪失」の実効線量の評価結果以下となり、5mSvを下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</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について、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.4.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水開始操作、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及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う</p> | <p>替注水系（常設）による注水を実施。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・評価方針の相違 【東海第二】</p> <p>・記載方針の相違 【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> |

| 柏崎刈羽原子力発電所 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>重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合では燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び<u>高圧炉心注水系</u>の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び<u>高圧炉心注水系</u>の自動起動により行われることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> | <p>重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合では燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び<u>高圧炉心スプレイ系</u>の自動起動により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び<u>高圧炉心スプレイ系</u>の自動起動により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> | <p>重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合では燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動及び<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに<u>低圧注水に移行すること</u>）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動及び<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに<u>低圧注水に移行すること</u>）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> | <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。なお、高圧炉心スプレイ系が自動起動する水位（レベル 1H）まで低下しない。 ・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、原子炉隔離時冷却系で機能維持できる期間注水し、その後速やかに低圧原子炉代替注水系（常設）にて注水を実施するため。 <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない |
| | | | |

| 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>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）は HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数°C程度、格納容器圧力を 1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。</p> <p>しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.4.2.2)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位はおおむね有効燃料棒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（約</p> | <p>格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）は HDR 実験解析では区画によって<u>格納容器雰囲気温度</u>を十数°C程度、格納容器圧力を 1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。</p> <p>しかし、全体としては格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>を操作開始の起点としている<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により<u>格納容器雰囲気温度</u>及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>を操作開始の起点としている<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.4.2.2)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、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（約</p> | <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）は HDR 実験解析では区画によって<u>格納容器温度</u>を十数°C程度、格納容器圧力を 1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。</p> <p>しかし、全体としては格納容器圧力及び<u>温度</u>の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び<u>温度</u>を操作開始の起点としている<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>及び<u>格納容器フィルタベント系によるベント操作</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により<u>格納容器温度</u>及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び<u>温度</u>を操作開始の起点としている<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>及び<u>格納容器フィルタベント系によるベント操作</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.4.2.2)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、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°C）を上回</p> | <p>想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。なお、高圧炉心スプレイ系が自動起動する水位（レベル 1H）まで低下しない。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉では、炉心の |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|--|--|---|--|
| <p><u>310°C</u>) を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価するが、原子炉水位は<u>おおむね有効燃料棒頂部</u>を下回ることなく、炉心は<u>おおむね冠水維持</u>されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約 310°C)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>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数°C程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 2.4.2.2)</p> | <p>309°C) を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価するが、原子炉水位は<u>おおむね燃料有効長頂部</u>を下回ることなく、炉心は<u>おおむね冠水維持</u>されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約 309°C)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>格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)はHDR実験解析では区画によって<u>格納容器雰囲気温度</u>を十数°C程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により<u>格納容器雰囲気温度</u>及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 2.4.2.2)</p> | <p>ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価するが、原子炉水位は<u>燃料棒有効長頂部</u>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°C)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>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、<u>気液界面の熱伝達</u>の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)はHDR実験解析では区画によって<u>格納容器温度</u>を十数°C程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び<u>温度</u>の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により<u>格納容器温度</u>及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 2.4.2.2)</p> | <p>冠水は維持される。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違 <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉では、炉心の冠水は維持される。</p> |
| (2) 解析条件の不確かさの影響評価 <ul style="list-style-type: none"> a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、<u>第 2.4.2.2 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、その上で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> | (2) 解析条件の不確かさの影響評価 <ul style="list-style-type: none"> a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、<u>第 2.4.2-2 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、その上で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> | (2) 解析条件の不確かさの影響評価 <ul style="list-style-type: none"> a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、<u>第 2.4.2-1 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、その上で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> | |

| 柏崎刈羽原子力発電所 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) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は <u>約 42kW/m 以下</u> であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、サプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力の上昇が遅くなるが、操作手順（サプレッション・チェンバ・プール水温に応じて原子炉減圧すること及び格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部</u>、<u>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>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は <u>約 $33\text{kW/m} \sim \text{約 } 41\text{kW/m}$</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、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により行われ、また、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）に変わりなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度<u>約 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、サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の上昇が遅くなるが、操作手順（サプレッション・プール水温度に応じて原子炉減圧すること及び格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部</u>、<u>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>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は <u>約 40.6kW/m 以下</u> であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動及び低圧原子炉代替注水系（常設）により行われ、また、<u>操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行する）</u> に変わりなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度<u>約 30GWd/t</u> であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少くなり、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、サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の上昇が遅くなるが、操作手順（サプレッション・プール水温度に応じて原子炉減圧すること及び格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>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> | <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。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7、東海第二】 島根 2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。 ・実績値の相違 【東海第二】 島根 2号炉の最確条件を記載。 ・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>事故条件の外部電源の有無については、<u>炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。</u></p> <p><u>なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>機器条件の<u>高压炉心注水系</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。<u>冠水後</u>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>(添付資料 2.4.2.2)</p> | <p>事故条件の外部電源の有無については、<u>炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップせず原子炉水位異常低下（レベル2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。</u></p> <p><u>なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備により電源が供給され、また、低压代替注水系（常設）の起動準備操作時間は外部電源がない場合も考慮して設定していることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>機器条件の<u>高压炉心スプレイ系</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。<u>冠水後の操作</u>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>(添付資料 2.4.2.2)</p> | <p>事故条件の外部電源の有無については、常設代替交流電源設備の起動が必要となり、要員、資源等の観点で厳しくなる<u>外部電源がない状態を設定している。また、原子炉スクラム及び再循環ポンプトリップについて、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。</u></p> <p><u>なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、また原子炉減圧後も低压原子炉代替注水系（常設）により炉心冷却が維持されるため、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>機器条件の<u>低压原子炉代替注水系（常設）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。<u>水位回復後の操作</u>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>(添付資料 2.4.2.2)</p> | <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 <p>【柏崎 6/7、東海第二】</p> <p>島根2号炉は、外部電源ありを包含する条件を設定。</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 44.0 kW/m に対して最確条件は<u>約 42 kW/m 以下</u>であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は<u>おおむね有効燃料棒頂部</u>を下回ることなく、炉心は<u>おおむね冠水維持</u>されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（<u>約 310°C</u>）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>(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 44.0 kW/m に対して最確条件は<u>約 $33\text{ kW/m} \sim \text{約 } 41\text{ kW/m}$</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、原子炉水位は<u>おおむね燃料有効長頂部</u>を下回ることなく、炉心は<u>おおむね冠水維持</u>されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（<u>約 309°C</u>）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>(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 44.0 kW/m に対して最確条件は<u>約 40.6 kW/m 以下</u>であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和される。また、原子炉水位は<u>燃料棒有効長頂部</u>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（<u>約 309°C</u>）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> | <ul style="list-style-type: none"> ・実績値の相違 <p>【柏崎 6/7、東海第二】</p> <p>島根2号炉の最確条件を記載。</p> |
| | | | <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違 <p>【柏崎 6/7、東海第二】</p> <p>島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</p> |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|--|---|--|
| <p>初期条件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、<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</u>、<u>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るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、<u>炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は、外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップするため、原子炉水位の低下が遅くなることから、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>なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給される。</p> <p>機器条件の<u>高圧炉心注水系</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</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<u>雰囲気温度</u>の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>の上昇は格納容器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、<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<u>雰囲気温度</u>は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、<u>炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップせず原子炉水位異常低下（レベル2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は、外部電源喪失と同時に再循環系ポンプがトリップするため、原子炉水位の低下が遅くなることから、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>なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備により電源が供給される。</p> <p>機器条件の<u>高圧炉心スプレイ系</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</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<u>温度</u>の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び<u>温度</u>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、<u>サプレッション・プール水位</u>、格納容器圧力及び<u>格納容器温度</u>は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、<u>常設代替交流電源設備の起動が必要となり、要員、資源等の観点で厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また、原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。</u></p> <p>なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、また原子炉減圧後も低圧原子炉代替注水系（常設）により炉心冷却が維持されるため、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>機器条件の<u>低圧原子炉代替注水系（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</p> | <ul style="list-style-type: none"> ・実績値の相違 【東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。 ・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。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、外部電源ありを包含する条件を設定。 ・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 |
|--|---|---|---|
| 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 2.4.2.2) | (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 2.4.2.2) | 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 2.4.2.2) | 島根2号炉は, 高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため, 原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系(常設)による注水を実施。 |
| b. 操作条件 操作条件の不確かさとして, 操作の不確かさを「認知」, 「要員配置」, 「移動」, 「操作所要時間」, 「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し, これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また, 運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し, 評価結果を以下に示す。 | b. 操作条件 操作条件の不確かさとして, 操作の不確かさを「認知」, 「要員配置」, 「移動」, 「操作所要時間」, 「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し, これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また, 運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し, 評価結果を以下に示す。 | b. 操作条件 操作条件の不確かさとして, 操作の不確かさを「認知」, 「要員配置」, 「移動」, 「操作所要時間」, 「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し, これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また, 運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し, 評価結果を以下に示す。 | |
| (a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は, 解析上の操作開始時間として <u>サプレッション・チェンバ・プール水温 49°C 到達時を設定している</u> 。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, 事故時の重要監視パラメータとして <u>サプレッション・チェンバ・プール水温</u> を継続監視しており, また, サプレッション・チェンバ・プール水温の上昇は緩やかであることから, 実態の操作開始時間は解析上の設定と <u>ほぼ同等</u> 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。 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, 中央制御室で行う操作であり, 他の操作との重複もないことから, 他の操作に与える影響はない。 | (a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は, 解析上の操作開始時間として <u>サプレッション・プール水温度 65°C 到達時を設定している</u> 。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, 事故時の重要監視パラメータとしてサプレッション・プール水温度を継続監視しており, また, サプレッション・プール水温度の上昇は緩やかであることから, 実態の操作開始時間は解析上の設定と <u>ほぼ同等</u> 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。 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, 中央制御室で行う操作であり, 他の操作との重複もないことから, 他の操作に与える影響はない。 | (a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び <u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u> による注水開始操作は, 解析上の操作開始時間として, <u>事象発生 8 時間後から開始し, 減圧後に注水を開始するものとしている</u> 。運転員等操作時間に与える影響として, 実際の運転操作においては, 事故時の重要監視パラメータとして <u>サプレッション・プール水温度</u> を継続監視しており, また, サプレッション・プール水温度の上昇は緩やかであることから, 実態の操作開始時間は解析上の設定と同等であり, 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。 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, 中央制御室で行う操作であり, 他の操作との重複もないことから, 他の操作に与える影響はない。 | ・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・設備設計及び運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根2号炉は, 原子炉隔離時冷却系の運転に期待できる事象発生 8 時間後以降は低圧原子炉代替注水系(常設)を用いて注水を実施。 |
| 操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による原子炉格納容器冷却操作は, 解析上の操作開始時間として格納容器圧力 <u>0.18MPa [gage]</u> 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スプレイの操作実施基準(格納容器圧力 <u>0.18MPa [gage]</u>)に到達するのは, 事象発生の約 10 時間後であり, 格納容器スプレイの準備 | 操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系(常設)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 <u>0.279MPa [gage]</u> 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として, <u>常設低圧代替注水系ポンプ 2 台</u> により格納容器スプレイと原子炉注水を同時に実施可能な流量が確保されており, また, 並列して実施する場合がある操作は同一の制御盤による実施が | 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が <u>384kPa [gage]</u> 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として, <u>格納容器圧力</u> の上昇は緩慢であり, 継続監視していることから, 操作開始の起点である格納容器圧力 <u>384kPa [gage]</u> 到達時点で速やかに操作を実施可能であり, 操作開始時間に与える影 | ・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ実施基準の相違。 ・運用の相違 【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>操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ操作が可能であることから、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。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、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>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、事象発生の約 22 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の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベント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。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約 20 分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、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の点では問題とならない。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、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.4.2.2)</p> | <p>可能であるため、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。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、中央制御室で行う操作であり、並列して実施する場合がある操作は同一の制御盤により実施可能であることから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による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、事象発生の約 28 時間後であり、格納容器ベントの準備操作はサプレッション・プール水位の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、当該操作は中央制御室からの遠隔操作により実施可能であることから、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。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約 75 分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage] であることから、格納容器の健全性の点では問題とならない。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、中央制御室で行う操作であり、並列して実施する場合がある操作とは同一の制御盤により実施可能であることから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.4.2.2)</p> | <p>影響は小さいことから、運転員等操作開始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>操作条件の格納容器フィルタベント系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サプレッション・プール水位が通常水位 + 約 1.3m に到達から 10 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の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（サプレッション・プール水位が通常水位 + 約 1.3m）に到達するのは、事象発生の約 30 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の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベント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。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約 90 分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、原子炉格納容器の限界圧力は 853kPa [gage] であることから、原子炉格納容器の健全性の点では問題とならない。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、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.4.2.2)</p> | <p>島根 2 号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしている。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は、有効性評価の格納容器ベント実施に係る条件として、実運用と同じ想定としている。 ・ 解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・ 運用の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は、格納容器ベントの準備操作を格納容器圧力基準で実施することとしている。 ・ 運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 現場操作時間の相違。 ・ 設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉 (Mark-I 改) と柏崎 6/7 (ABWR), 東海第二 (Mark-II) の最高使用圧力の相違。 ・ 運用の相違 【東海第二】 |
| (b) 評価項目となるパラメータに与える影響 | (b) 評価項目となるパラメータに与える影響 | (b) 評価項目となるパラメータに与える影響 | |

| 柏崎刈羽原子力発電所 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減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、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。格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合、遅くなる場合のいずれにおいても、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約20分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。</p> <p>格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は0.31MPa [gage]より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、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。</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、事故時の重要監視パラメータとしてサプレッション・プール水温度を継続監視しており、また、サプレッション・プール水温度の上昇は緩やかであることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）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、常設低圧代替注水系ポンプ2台により格納容器スプレイと原子炉注水を同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する場合がある操作は同一の制御盤による実施が可能であるため、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合、遅くなる場合のいずれにおいても、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による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、格納容器ベントの準備操作はサプレッション・プール水位の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、当該操作は中央制御室からの遠隔操作により実施可能であることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約75分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。</p> <p>格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は0.31MPa [gage]より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、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。</p> | <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）による注水開始操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の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、格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開始の起点である格納容器圧力384kPa [gage]到達時点で速やかに操作を実施可能であり、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、90分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。</p> <p>格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は384kPa [gage]より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、原子炉格納容器の限界圧力は853kPa [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。</p> | <ul style="list-style-type: none"> 設備設計及び運用の相違 <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根2号炉は、原子炉隔壁時冷却系の運転に期待できる事象発生8時間後以降は低圧原子炉代替注水系（常設）を用いて注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> 運用の相違 <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしている。</p> <ul style="list-style-type: none"> 運用の相違 <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>現場操作時間の相違。</p> <ul style="list-style-type: none"> 設備設計の相違 <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>島根2号炉（Mark-I改）と柏崎 6/7 (ABWR), 東海</p> |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) <u>(添付資料2.4.2.2)</u> | 東海第二発電所 (2018.9.12版) <u>(添付資料2.4.2.2)</u> | 島根原子力発電所 2号炉 <u>(添付資料2.4.2.2)</u> | 備考 |
|---|--|--|--|
| <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内の操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作については、逃がし安全弁による原子炉減圧までの時間は事象発生から<u>約1時間</u>であり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から<u>約10時間</u>あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から<u>約22時間</u>あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p> <p>また、遠隔操作の失敗により、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<u>0.31MPa [gage]</u>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<u>0.62MPa [gage]</u>に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 霧囲気圧力・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<u>約38時間</u>後であり、<u>約16時間</u>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 style="text-align: right;"><u>(添付資料2.4.2.2)</u></p> | <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内の操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作については、逃がし安全弁による原子炉減圧までの時間は事象発生から<u>約2時間</u>であり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）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<u>約13時間</u>あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による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<u>約28時間</u>あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p> <p>また、遠隔操作の失敗により、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<u>0.31MPa [gage]</u>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、格納容器の限界圧力<u>0.62MPa [gage]</u>に至るまでの時間は、格納容器スプレイを停止した時点の格納容器圧力約<u>0.256MPa [gage]</u>から<u>0.31MPa [gage]</u>到達までの時間が約1時間であることを考慮すると、<u>0.31MPa [gage]</u>から<u>0.62MPa [gage]</u>に到達するまでに5時間程度の準備時間が確保でき、現場操作に要する時間は75分程度であることから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;"><u>(添付資料2.1.7, 2.4.2.2)</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の操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による注水開始操作については、逃がし安全弁による原子炉減圧までの時間は事象発生から<u>8時間</u>であり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から<u>約19時間</u>あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器フィルタベント系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<u>約30時間</u>あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p> <p>また、遠隔操作の失敗により、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<u>384kPa [gage]</u>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<u>853 kPa [gage]</u>に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 霧囲気圧力・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<u>約35時間</u>後であり、約5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 style="text-align: right;"><u>(添付資料2.4.2.2, 3.1.3.8)</u></p> | <p>第二（Mark-II）の最高使用圧力の相違。</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、原子炉隔壁時冷却系の運転に期待できる事象発生8時間後以降は低圧原子炉代替注水系（常設）を用いて注水を実施。 解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉（Mark-I改）と柏崎6/7（ABWR）、東海第二（Mark-II）の最高使用圧力の相違。 記載方針の相違 【東海第二】 島根2号炉及び柏崎6/7では、3.1 霧囲気圧力・温度による静的負荷 |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|--|---|--|
| <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.4.2.4 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「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」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、「2.4.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり24名である。</u>「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>また、<u>事象発生10時間以降に必要な参集要員は20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>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.4.2.4 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「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」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、「2.4.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり<u>18名</u>である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している<u>災害対策要員（初動）の39名</u>で対処可能である。</p> <p>また、<u>事象発生2時間以降に必要な参集要員は5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>(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>2.4.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「2.4.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり<u>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<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>(格納容器過圧・過温破損)の評価結果を引用。東海第二は、本シーケンスでの評価結果を元に余裕時間を算出。</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。 【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28名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。 【柏崎6/7、東海第二】 運用の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、要員の参 |

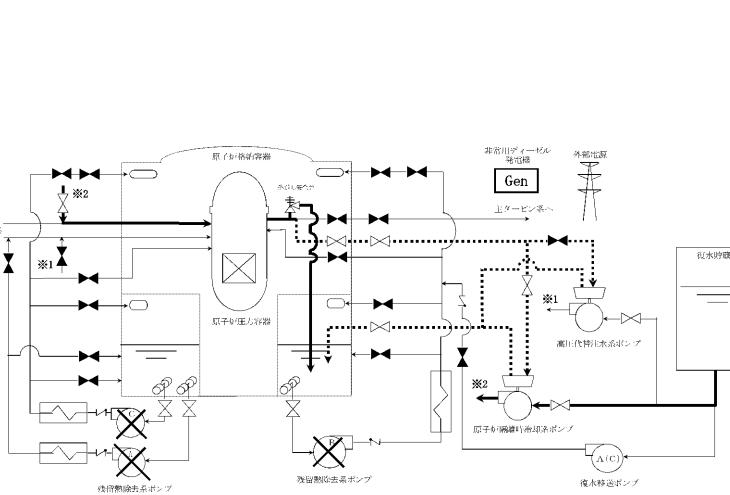
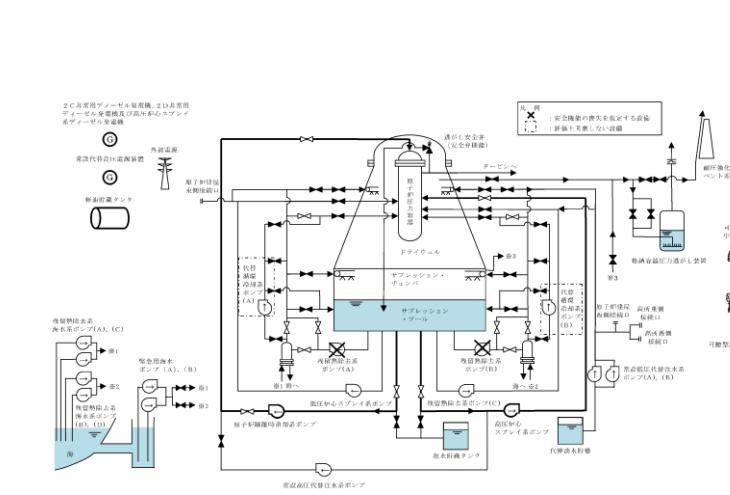
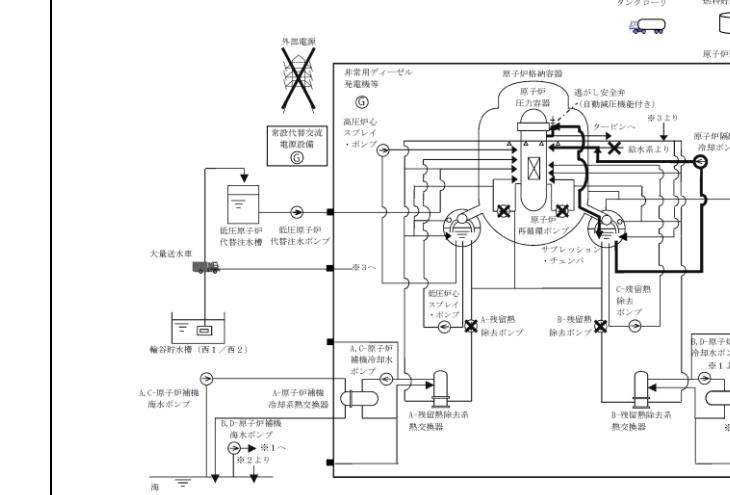
| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|--|---|--|---|
| <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、<u>号炉あたり合計約6,200m³</u>の水が必要となる。<u>6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計12,400m³</u>の水が必要である。</p> <p>水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。</p> <p>また、事象発生<u>12時間</u>以降に淡水貯水池の水を、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）により復水貯蔵槽へ給水することで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。</p> | <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、合計約5,410m³の水が必要である。</p> <p>水源として、代替淡水貯槽に約4,300m³及び西側淡水貯水設備に約4,300m³の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。</p> <p>また、西側淡水貯水設備の水を可搬型代替注水中型ポンプにより代替淡水貯槽へ給水することで、代替淡水貯槽を枯渇させることなく、代替淡水貯槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。</p> <p>原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水については、サプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはない。<u>なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。</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「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、合計約3,600m³の水が必要となる。</p> <p>水源として、低圧原子炉代替注水槽に約740m³及び輸谷貯水槽（西1／西2）に約7,000m³の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。</p> <p>また、事象発生<u>8時間</u>以降に輸谷貯水槽（西1／西2）の水を、低圧原子炉代替注水槽へ給水することで、低圧原子炉代替注水槽を枯渇させることなく低圧原子炉代替注水槽を水源とした7日間の注水継続が可能となる。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水については、サプレッション・チェンバのプール水を水源とし循環することから、水源が枯渇することはない。</p> | <p>集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。 ・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根2号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしている。 ・水量評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根2号炉は、SA事象</p> |

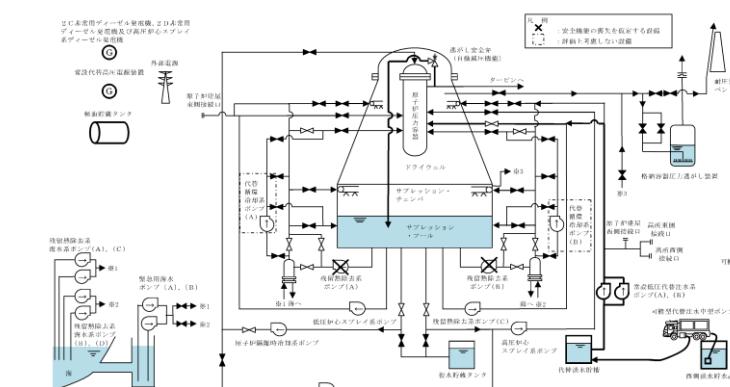
| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|--|---|--|--|
| <p>ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生 12 時間後としているが、これは、可搬型設備を事象発生から 12 時間以内に使用できなかった場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。</p> <p>なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。</p> <p>(添付資料 2.4.2.3)</p> | | | <p>を鑑みて、外部電源の喪失を仮定している。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 <p>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> |
| <p>b. 燃料</p> <p>可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) による復水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) の運転を想定すると、7 日間の運転継続に号炉あたり約 15kL の軽油が必要となる。</p> <p>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定し、事象発生後 7 日間非常用ディーゼル発電機を最大負荷で運転した場合、号炉あたり約 753kL の軽油が必要となる。</p> <p>5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に合計約 13kL の軽油が必要となる (6 号及び 7 号炉合計約 1,549kL)。</p> <p>6 号及び 7 号炉の各軽油タンクにて約 1,020kL (6 号及び 7 号炉合計約 2,040kL) の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、可搬型代替注水ポンプ (A-2</p> | <p>b. 燃料</p> <p>可搬型代替注水中型ポンプ (1 台) による代替淡水貯槽への給水については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水中型ポンプ (1 台) の運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 6.0kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクにて約 210kL の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、可搬型代替注水中型ポンプ (1 台) による代替淡水貯槽への給水について、7 日間の継続が可能である。</p> <p>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備 (常設代替高圧電源装置 2 台) による電源供給を想定し、事象発生後 7 日間これらを最大負荷で運転した場合、合計約 755.5kL の軽油が必要となる。</p> <p>軽油貯蔵タンクにて約 800kL の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備 (常設代替高圧電源装置 2 台) による電源供給について、7 日間の継続が可能である。</p> <p>緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 70.0kL の軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油</p> | <p>b. 燃料</p> <p>常設代替交流電源設備による電源供給については、事象発生直後から最大負荷での運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 352m³ の軽油が必要となる。ガスタービン発電機用軽油タンクにて約 450m³ の軽油を保有しており、この使用が可能であることから常設代替交流電源設備による電源供給について、7 日間の運転継続が可能である。</p> <p>非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、保守的に事象発生後 7 日間非常用ディーゼル発電機等を最大負荷で運転した場合、運転継続に約 700m³ の軽油が必要となる。大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び格納容器スプレイについては、保守的に事象発生直後からの大量送水車の運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 11m³ の軽油が必要となる。合計約 711m³ の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約 730m³ の軽油を保有しており、この使用が可能であることから非常用ディーゼル発電機等による電源供給、大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び格納容器スプレイについて 7 日間の運転継続が可能である。</p> <p>緊急時対策所用発電機による電源供給については、保守的に事象発生直後から最大負荷での運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 8 m³ の軽油が必要となる。緊急時対策</p> | <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 <p>島根 2号炉は、SA 事象を鑑みて、外部電源の喪失を仮定している。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・燃料評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 <p>島根 2号炉は、SA 事象を鑑みて、外部電源の喪失を仮定している。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 <p>島根 2号炉は、緊急時対策所用発電機は専用の燃料タンクを有している。また、モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 |
| | | | <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 【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>級)による復水貯蔵槽への給水、非常用ディーゼル発電機による電源供給、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p>(添付資料 2.4.2.4)</p> | <p>貯蔵タンクにて約75kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p>(添付資料 2.4.2.4)</p> | <p>所用燃料地下タンクにて約45m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p>(添付資料 2.4.2.4)</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>c. 電源</p> <p><u>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定した場合においても、6号及び7号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は、各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</u></p> | <p>c. 電源</p> <p><u>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等による電源供給を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。</u></p> | <p>c. 電源</p> <p><u>外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。</u></p> | <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、SA事象を考慮して、外部電源の喪失を想定している。 |
| <p>また、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> | <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として、約1,141kW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2台)の連続定格容量は約2,208kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</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354kW必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が約4,800kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> | <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。 |
| <p>2.4.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系</p> | <p>また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料 2.4.2.5)</p> | <p>また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料 2.4.2.5)</p> | <ul style="list-style-type: none"> ・電源設備容量の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、常設代替電源設備から電源供給する負荷が異なる。なお、柏崎6/7は必要負荷について外部電源で電源供給を行う。 |
| | <p>2.4.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系</p> | <p>2.4.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系</p> | <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】 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。 |

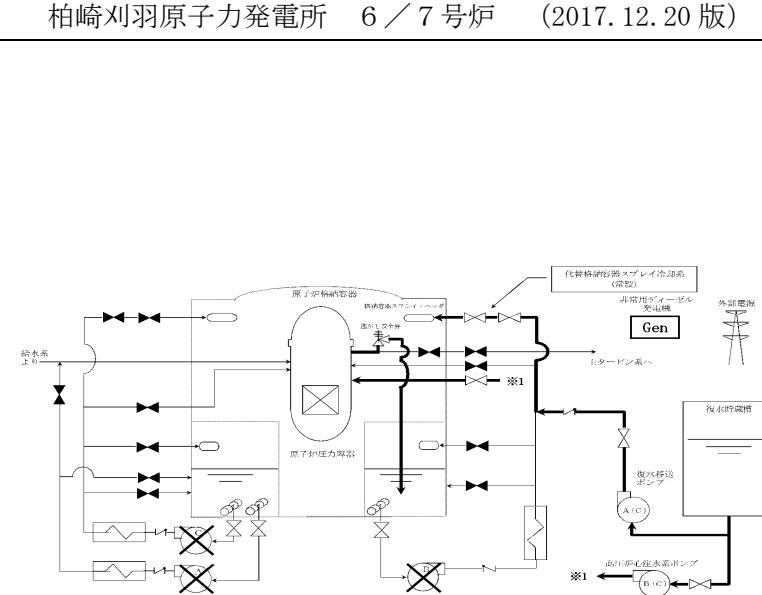
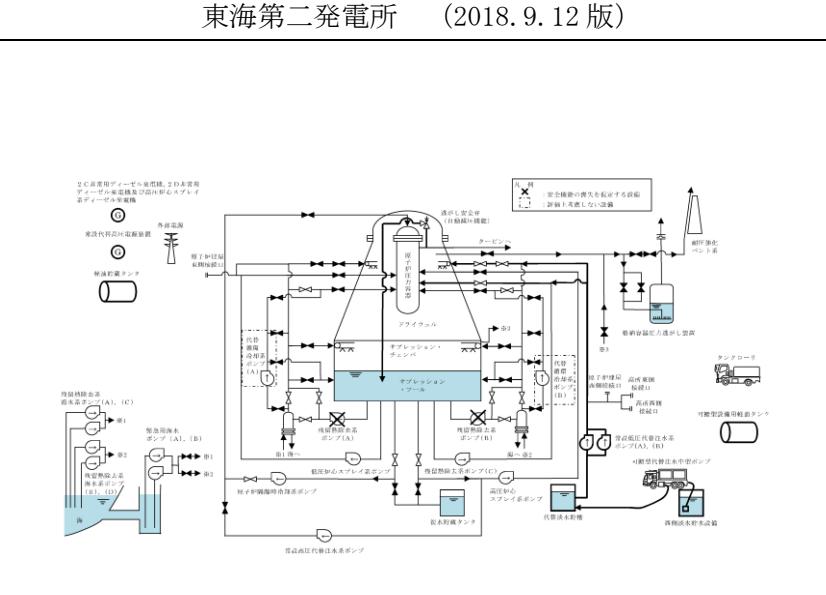
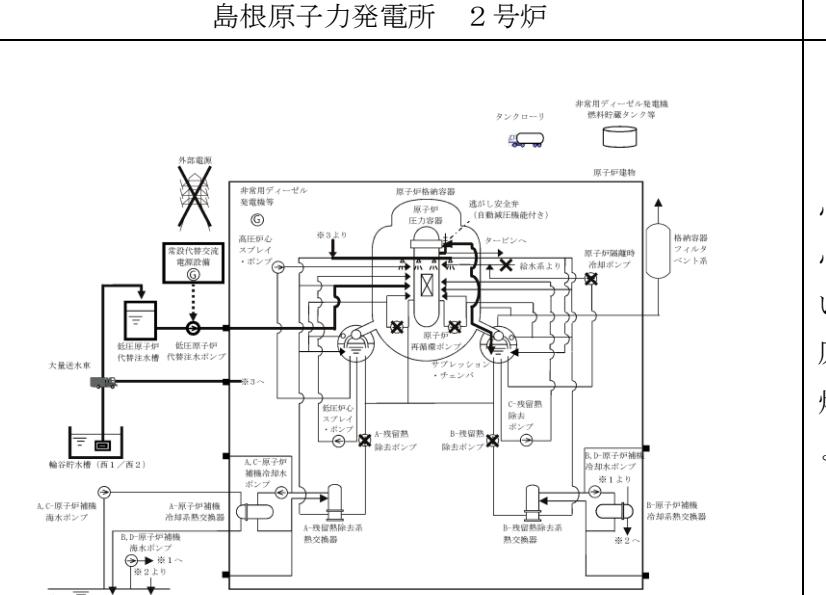
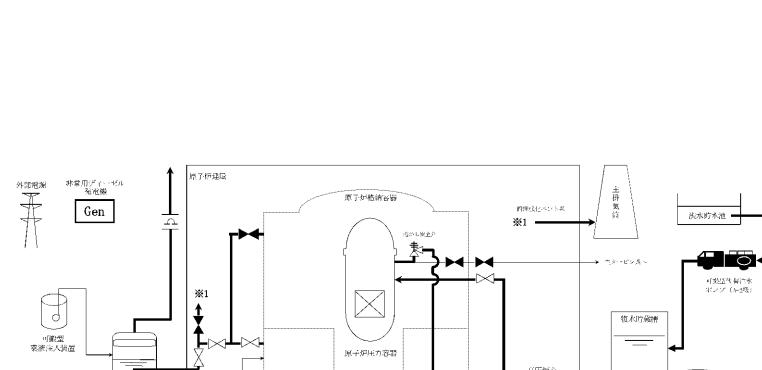
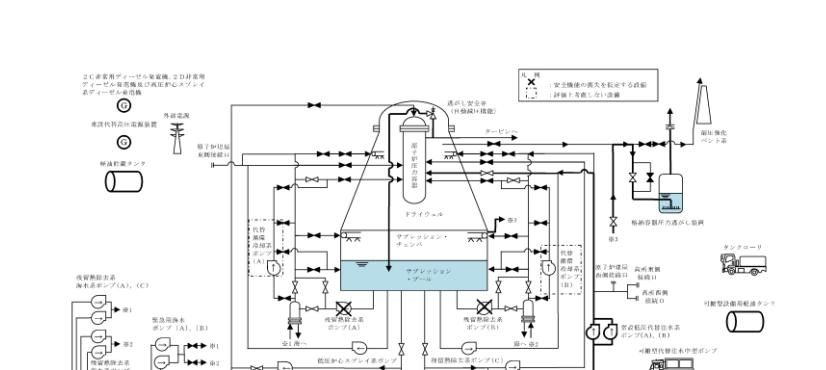
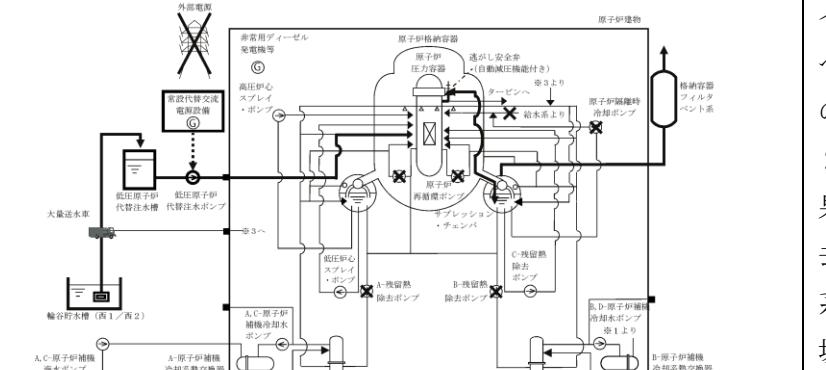
| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|--|--|---|---|
| <p>の故障により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系及び<u>高圧炉心注水系</u>による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格納容器冷却手段及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）+崩壊熱除去失敗」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系及び<u>高圧炉心注水系</u>による原子炉注水、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格納容器冷却、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>なお、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>の使用による敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内にお</p> | <p>の故障により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に<u>格納容器</u>が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して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「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>高圧炉心スプレイ系</u>、<u>低圧代替注水系（常設）</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>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による格納容器冷却手段及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）+RHR失敗」について有効性評価を行った。上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、<u>高圧炉心スプレイ系</u>、<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び<u>逃がし安全弁（自動減圧機能）</u>による原子炉注水、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による格納容器冷却、<u>格納容器圧力逃がし装置等</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並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>なお、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>の使用による非居住区域境界及び敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内にお</p> | <p>系の故障により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して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「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</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>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及び<u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重要事故シーケンス「過渡事象+崩壊熱除去失敗」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</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、<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による原子炉格納容器冷却、<u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>なお、<u>格納容器フィルタベント系</u>の使用による敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内にお</p> | <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。</p> |

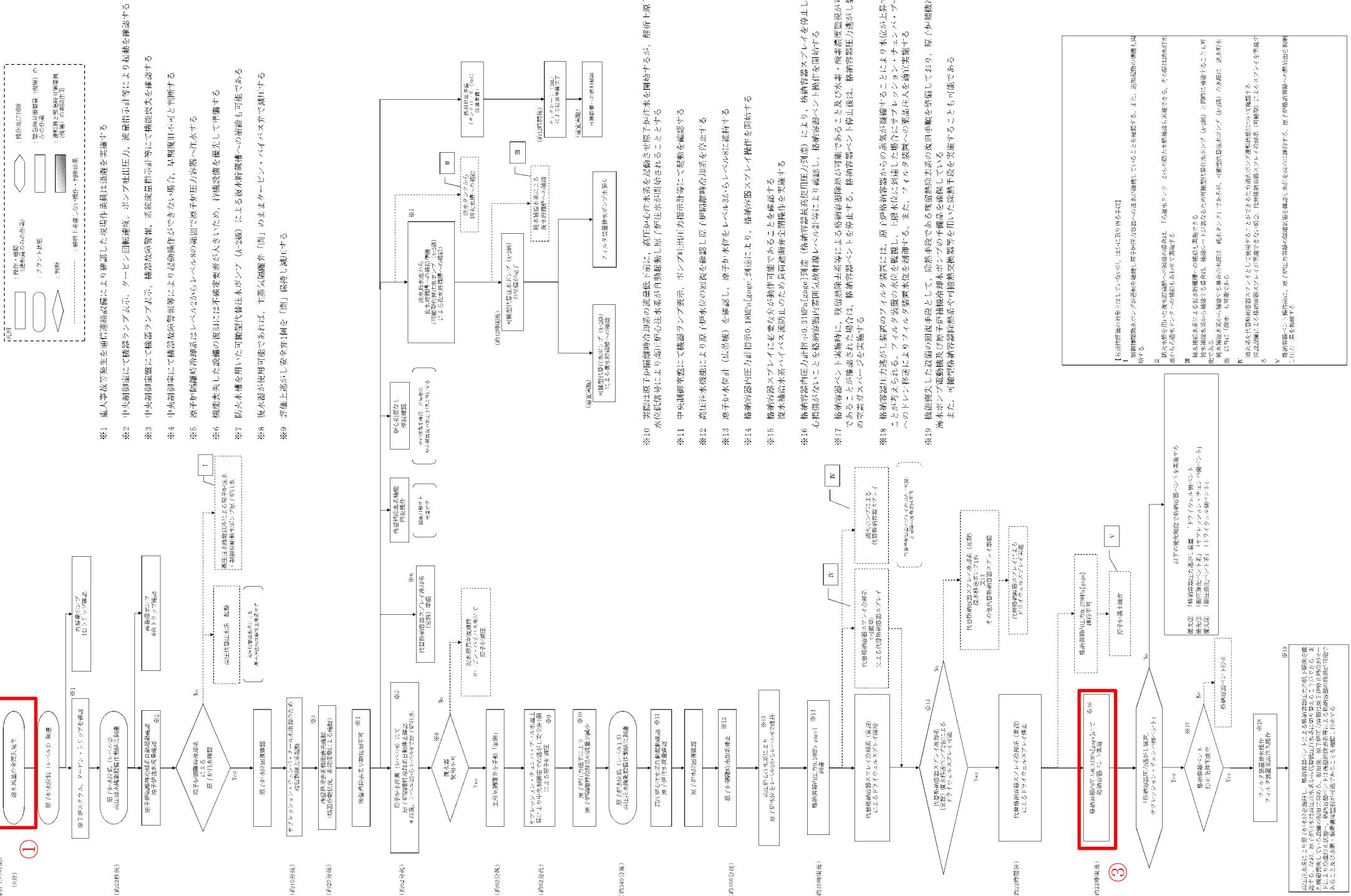
| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|---|---|--|
| <p>いて、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、原子炉隔離時冷却系<u>及び</u>高圧炉心注水系による原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重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「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対して有効である。</p> | <p>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、災害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、原子炉隔離時冷却系、<u>高圧炉心スプレイ系、低圧代替注水系（常設）</u>及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置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「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対して有効である。</p> | <p>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、原子炉隔離時冷却系、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水、格納容器フィルタベント系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「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対して有効である。</p> | <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。</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 |
|  |  |  | ・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 |
| <p>第2.4.2.1 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策の概略系統図（1/3） (原子炉減圧及び原子炉注水)</p> | <p>第2.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（1/4） (原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水段階)</p> | <p>第2.4.2.1-1(1) 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉減圧及び原子炉注水)</p> | |



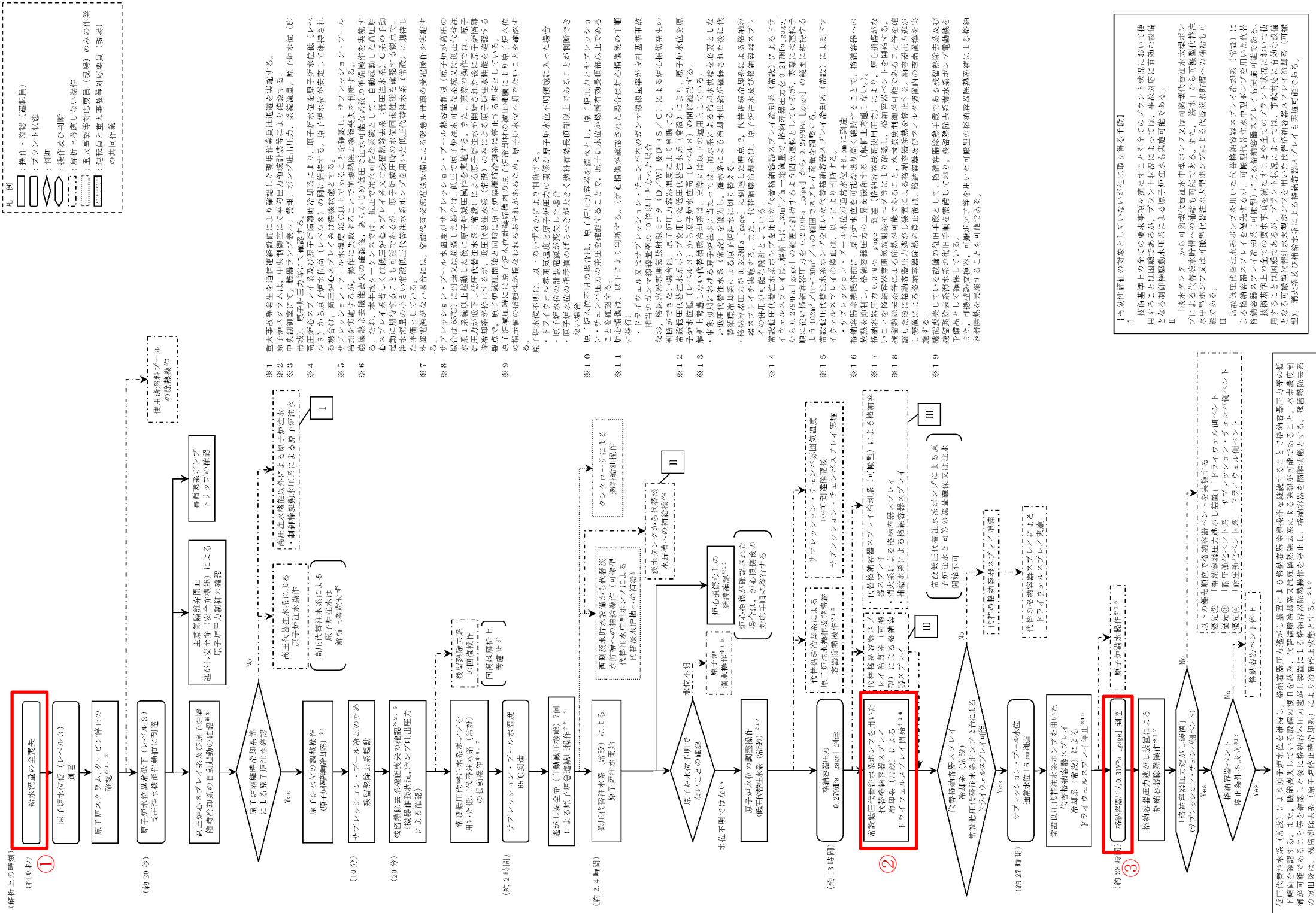
**第2.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（2/4）
(低圧代替注水系（常設）による原子炉注水段階)**

| 柏崎刈羽原子力発電所 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 |
|--|--|---|--|
|  |  |  | <ul style="list-style-type: none"> 解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。 |
| 第2.4.2.2 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策の概略系統図（2/3） (原子炉減圧、原子炉注水及び原子炉格納容器除熱) | 第2.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（3/4） (低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却段階) | 第2.4.2.1-1(2)図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」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冷却) | <ul style="list-style-type: none"> 設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 |
|  |  |  | <ul style="list-style-type: none"> 運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 外部水源による格納容器スプレイを実施する場合、スプレイ実施以降の炉心損傷の発生を想定すると、格納容器内の保有水量の観点から、スプレイを実施しない場合に比べ、格納容器ベントまでの時間が短くなる。島根 2号炉は、ベント遅延効果を図るため、残留熱除去系又は残留熱代替除去系の復旧が期待できない場合は格納容器代替スプレイ系による格納容器冷却操作を実施しない。 |
| 第2.4.2.3 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策の概略系統図（3/3） (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱) | 第2.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（4/4） (低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び格納容器圧力逃し装置等による格納容器除熱段階) | 第2.4.2.1-1(3)図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」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) | |



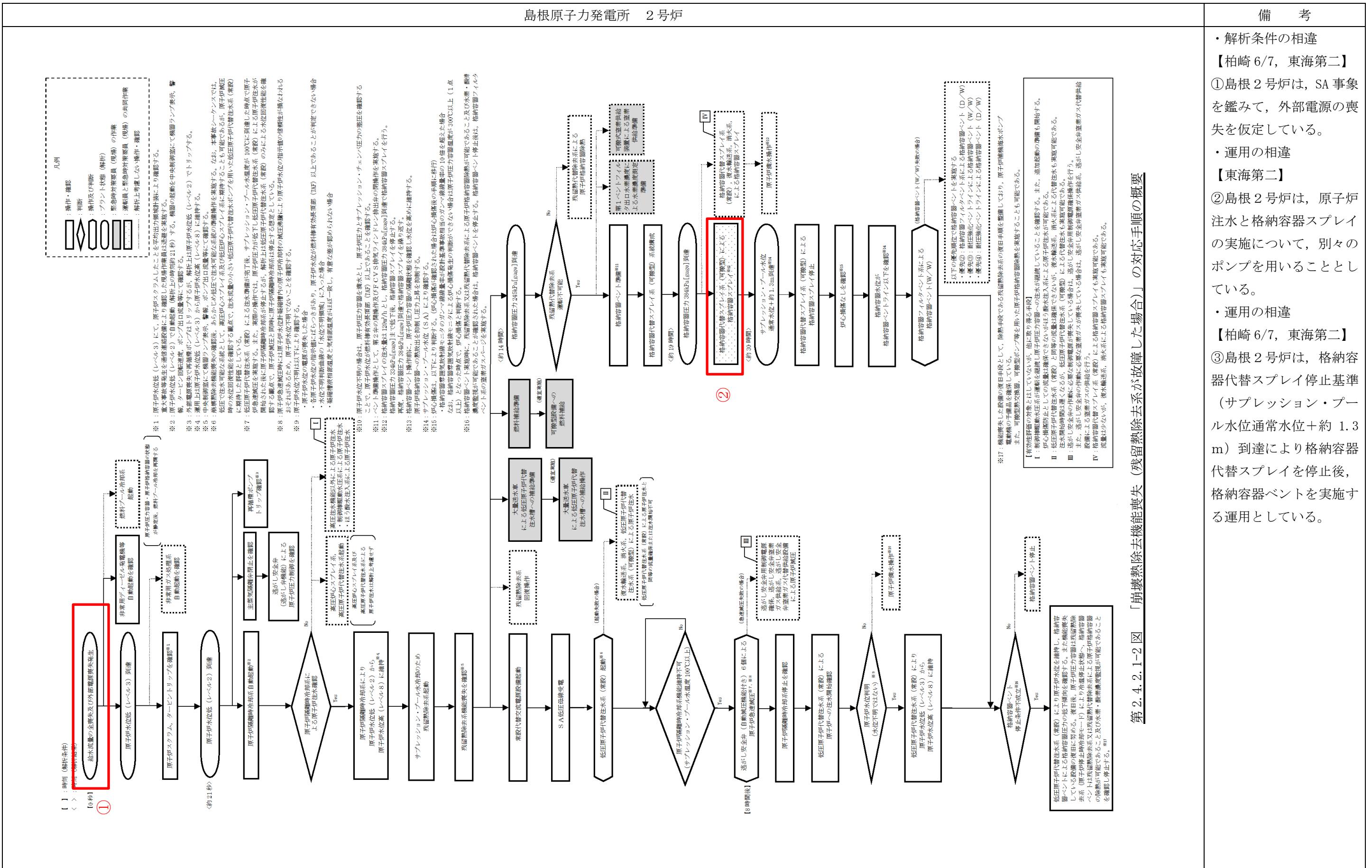
第2.4.2.4 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の対応手順の概要

差異理由は、島根 2 号炉
「第 2.4.2.1-2 図 「崩
壊熱除去機能喪失（残留
熱除去系が故障した場
合）」の対応手順の概要」
の備考欄参照。



第212-2 曲 韶撃熱除主機能貳生（建設熱除主機能貳生）の対応手順の概要

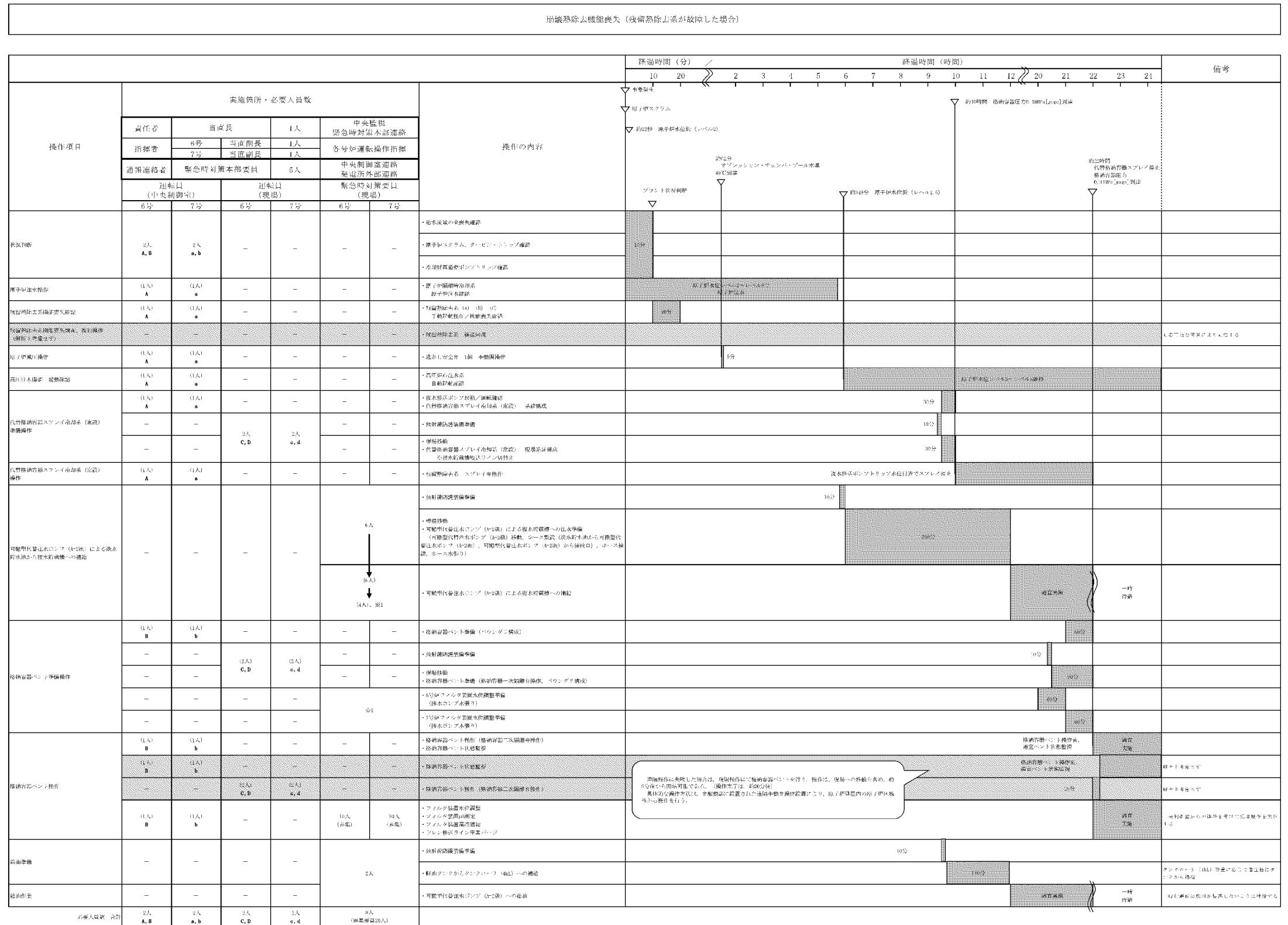
差異理由は、島根 2 号炉
「第 2.4.2.1-2 図 「崩
壊熱除去機能喪失（残留
熱除去系が故障した場
合）」の対応手順の概要」
の備考欄参照。



柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版)

備 考

差異理由は、島根2号炉
「第2.4.2.1-3図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の作業と所要時間」の備考欄参照。



第2.4.2.5 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の作業と所要時間

東海第二発電所 (2018.9.12 版)

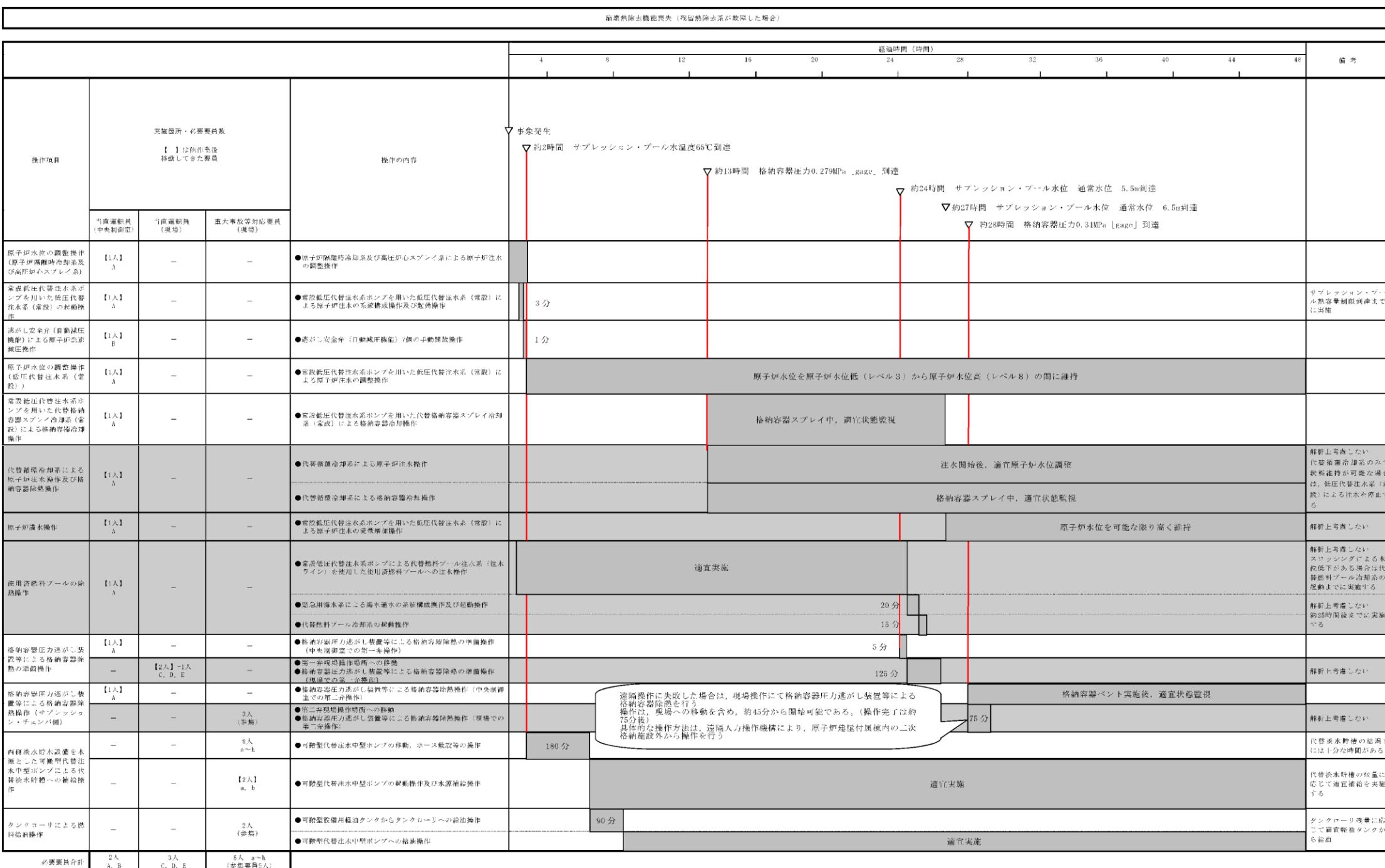
備 考

差異理由は、島根 2 号炉
「第 2.4.2.1-3 図 「崩
壊熱除去機能喪失（残留
熱除去系が故障した場
合）」の作業と所要時間」
の備考欄参照。

| 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合） | | | | | | | | | | 備考 | | | | | | | |
|---|------------------------------------|------------------|-------------------|---|------|----|---------------------------------------|---|----|----|----|----|----|-----|-----|--|--|
| 操作項目 | | | | 経過時間（分） | | | | | | | | | | | 備考 | | |
| | 実施箇所・必要要員数 【 】は他作業後 移動してきた要員 | | | 0 | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 | 60 | 70 | 80 | 90 | 100 | 110 | | |
| | 責任者 | 当直警衛長 | 1人 | 中央監視 連続操作指揮 | | | △ 事象発生 | | | | | | | | | | |
| | 補佐 | 当直副警衛長 | 1人 | 連続操作指揮補佐 | | | △ 原子炉スクラム | | | | | | | | | | |
| | 指揮者等 | 災害対策要員 （指揮者等） | 4人 | 初動での指揮 基盤所内外連絡 | | | △ 約20秒 原子炉水位異常低下（レベル 2）到達 | | | | | | | | | | |
| 状況判断 | 当直運転員 （中央監視室） | 当直運転員 （現場） | 重大小故等対応要員 （現場） | △ プラント状況判断 | | | △ 外部電源喪失の確認 及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 | | | | | | | | | | |
| | 2人 A, B | — | — | ●給水流量△喪失の確認 ●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●再循環系ホースブリッジの確認 ●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔壁冷却系の自動起動の確認 ●天然ガス発電停止及び遮断し安全弁（安全弁機能）による原子炉圧力制御の確認 ●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 | 10 分 | | | △ 外部電源喪失の確認 及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は、外部電源がない場合に実施する | | | | | | | | | |
| 原子炉本体の調査 操作（原子炉隔離時 冷却系及び高圧 炉心スプレイ系） | 【1人】 A | — | — | ●原子炉隔壁冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の調整操作 | — | | | △ 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始されるまでの間、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 原子炉本体が安定して維持される場合は、高圧炉心スプレイ系は待機状態とする | | | | | | | | | |
| 崩壊熱除去機能喪失の確認 | 【1人】 B | — | — | ●残留熱除去系（サブシッショナ・ブルーブロブ系）によるサブレッシュ・シッショナ・ブルーブロブの除熱操作（失敗） | 10 分 | | | △ 溶液実施 | | | | | | | | | |
| 残留熱除去系の回復操作 | — | 2人 C, D | — | ●残留熱除去系の回復操作、火災報知警報 | — | | | △ 解説上考慮しない | | | | | | | | | |
| 常設代替交流電源 設備による緊急用 母線の切電操作 | 【1人】 E | — | — | ●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分 | | | | | | | | | |
| 常設低圧代替注水 系ポンプを利用した 低圧代替注水系（常設） の起動操作 | 【1人】 A | — | — | ●常設低圧代替注水系ポンプを利用した低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作 | — | | | △ 3 分 | | | | | | | | | |

第 2.4.2-3 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）の作業と所要時間 (1/2)

差異理由は、島根 2 号炉
「第 2.4.2.1-3 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の作業と所要時間」の備考欄参照。



第 2.4.2-3 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）の作業と所要時間 (2/2)

| 島根原子力発電所 2号炉 | | | | | | | | | | | | | | | | | 備考 |
|-------------------------------|----------------|-------------|-------------|---|--|----------|---------|---------------------------------------|--|--|--|--|--|--|--|--|----|
| 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合） | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 操作項目 | 実施箇所・必要人員数 | | | 操作の内容 | 経過時間(分) | 経過時間(時間) | 経過時間(日) | 備考 | | | | | | | | | |
| 状況判断 | 責任者 | 当直長 | 1人 | 中央制御室監視 緊急時対策本部連絡 | | | | | | | | | | | | | |
| | 指揮者 | 当直副長 | 1人 | 運転操作指揮 | | | | | | | | | | | | | |
| | 通報連絡者 | 緊急時対策本部要員 | 5人 | 初動での指揮 中央制御室監視 緊急時対策本部連絡 | | | | | | | | | | | | | |
| | 運転員 (中央制御室) | 運転員 (携帯) | 運転員 (携帯) | 緊急時対策要員 (携帯) | | | | | | | | | | | | | |
| 原子炉注水操作 | 1人 A | — | — | ・外部電源喪失確認 | 10分 | | | | | | | | | | | | |
| | | | | ・給水流量の全喪失確認 | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | ・原子炉スクラム、ターピングリップ確認 | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | ・非常用ディーゼル発電機等自動起動確認 | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | ・再稼働ポンプトリップ確認 | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | ・主蒸気降圧弁全閉確認／逃げし安全弁（逃げし弁機能）による 原子炉圧力制御確認 | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | ・原子炉除熱冷却却系自動起動確認 | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | ・残留熱除去系機能喪失確認 | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | ・非常用ガス処理系自動起動確認 | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | 原子炉水位をレベル2～レベル8で維持 | | | | | | | | | | | | | |
| ・残留熱除去機能喪失確認、復旧操作 | | | | | | | | 解析上考慮せず | | | | | | | | | |
| 常設代用交流電源起動操作 | (1人) A | — | — | ・常設代用交流電源設備起動、受電操作 | 10分 | | | 解析上考慮せず 対応可能な要員により対応する | | | | | | | | | |
| 原子炉急速減圧操作 | (1人) A | — | — | ・逃げし安全弁（自動減圧機付き）6個 手動開放操作 | 10分 | | | | | | | | | | | | |
| 低圧原子炉代替注水系（常設）起動操作 | (1人) A | — | — | ・低圧原子炉代替注水系（常設）起動/灌水確認/系統構成 | 10分 | | | | | | | | | | | | |
| 低圧原子炉代替注水系（常設）注水操作 | (1人) A | — | — | ・低圧原子炉代替注水系（常設）注水操作 | | | | | | | | | | | | | |
| 輪谷野水槽（西1／西2）から低圧原子炉代替注水槽への補給 | — | — | 14人 a～n | ・放射線防護具準備 | 10分 | | | | | | | | | | | | |
| 格納容器代替スプレイ系（可搬型）系統構成 | (1人) A | — | — | ・大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への補給準備 (大量送水車配置、ホース展張・接続) | 2時間10分 | | | | | | | | | | | | |
| 格納容器代替スプレイ系（可搬型）スプレイ操作 | — | — | (2人) a,b | ・大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への補給 | | | | 適宜実施 | | | | | | | | | |
| 格納容器代替スプレイ系（可搬型）系統構成 | (1人) A | — | — | ・格納容器代替スプレイ系（可搬型）系統構成 | | 10分 | | | | | | | | | | | |
| 格納容器代替スプレイ系（可搬型）スプレイ操作 | — | — | (2人) a,b | ・格納容器代替スプレイ系（可搬型）スプレイ操作（現場） | | | | 適宜実施 | | | | | | | | | |
| 原子炉漏水操作 | (1人) A | — | — | ・格納容器代替スプレイ系（可搬型）スプレイ操作 | | | | 適宜実施 | | | | | | | | | |
| 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉への注水流量の増加 | (1人) A | — | — | ・低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉への注水流量の増加 | 格納容器圧力が384kPa[gage]に到達後、原子炉格納容器空間部への熱放出を防止するため、原子炉への注水流量を増やして原子炉水位をできるだけ高く維持する | | | 解析上考慮せず | | | | | | | | | |
| 格納容器ベント準備操作 | (1人) A | — | — | ・格納容器ベント準備（第2弁操作） | | 10分 | | | | | | | | | | | |
| 格納容器ベント操作 | (1人) A | — | — | ・放射線防護具準備 | | 10分 | | 解析上考慮せず | | | | | | | | | |
| 燃料補給準備 | — | 2人 B,C | — | ・格納容器ベント準備（第2弁操作） | | 1時間20分 | | | | | | | | | | | |
| 燃料補給作業 | — | — | (2人) e,f | ・FCVS排気ラインドレン排出弁閉操作 | | 40分 | | | | | | | | | | | |
| 燃料補給準備 | — | — | 2人 o,p | ・放射線防護具準備 | | 10分 | | 解析上考慮せず | | | | | | | | | |
| 燃料補給作業 | — | — | (2人) c,d | ・第1ベントフィルタ出口水素濃度準備 | | 2時間 | | 解析上考慮せず | | | | | | | | | |
| 燃料補給準備 | (1人) A | — | — | ・可搬式窒素供給装置準備 | | 2時間 | | 解析上考慮せず | | | | | | | | | |
| 燃料補給作業 | (1人) A | — | — | ・格納容器ベント操作（第1弁操作） | | 10分 | | | | | | | | | | | |
| 燃料補給準備 | — | (2人) B,C | — | ・格納容器ベント操作（第1弁操作） | | 1時間30分 | | 解析上考慮せず | | | | | | | | | |
| 燃料補給作業 | — | — | 2人 q,r | ・放射線防護具準備 | 10分 | | | | | | | | | | | | |
| 燃料補給準備 | — | — | 2人 q,r | ・非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からタンクローリへの補給 | 2時間50分 | | | タンクローリ容量に応じて適宜非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等から補給 | | | | | | | | | |
| 燃料補給作業 | — | — | — | ・大量送水車への補給 | | | | 適宜実施 | | | | | | | | | |
| 燃料プール冷却再開 | (1人) A | — | — | ・燃料プール冷却系再起動 | ・燃料プール冷却水ポンプを再起動し燃料プールの冷却を再開する。 ・必要に応じてスキマサージタンクへの補給を実施する。 | | | 適宜実施 | | | | | | | | | |
| 必要人員数 合計 | 1人 A | 2人 B,C | 18人 a～r | | | | | 解析上考慮せず 燃料プール水温66°C以下維持 | | | | | | | | | |
| ○ 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。 | | | | | | | | | | | | | | | | | |

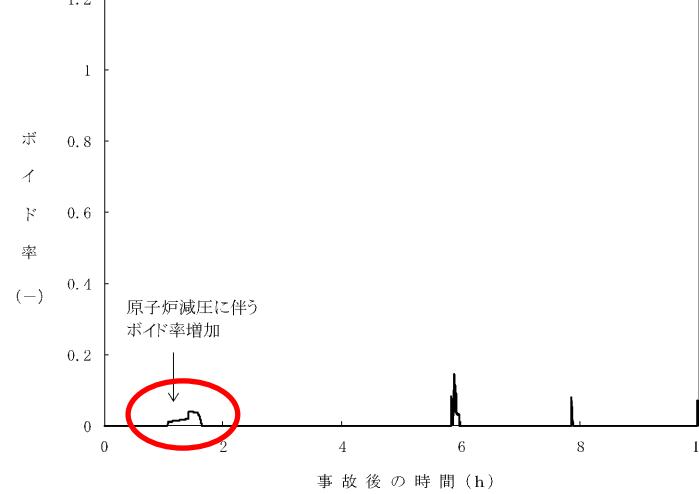
第 2.4.2.1-3 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の作業と所要時間

| 柏崎刈羽原子力発電所 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 2.4.2.6 図 原子炉圧力の推移</p> | <p>第 2.4.2-4 図 原子炉圧力の推移</p> | <p>第 2.4.2.2-1(1)図 原子炉圧力の推移</p> | <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 <p>①東海第二及び島根 2号炉は、L2でMSIVが自動閉し、原子炉隔離時冷却系が自動起動するが、柏崎 6/7では、L2で原子炉隔離時冷却系の自動起動により原子炉注水が行なわれ、MSIV自動閉の設定であるL1.5まで原子炉水位が低下しないことから、原子炉圧力の挙動が異なる。</p> |
| <p>第 2.4.2.7 図 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移</p> | <p>第 2.4.2-5 図 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移</p> | <p>第 2.4.2.2-1(2)図 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移</p> | <ul style="list-style-type: none"> 【柏崎 6/7, 東海第二】 ②原子炉注水に使用する設備及び原子炉水位維持範囲の相違。 |

| 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>第2.4.2.8 図 原子炉水位（シラウド内外水位）の推移</p> | <p>第2.4.2-6 図 原子炉水位（シラウド内外水位）の推移</p> | <p>第2.4.2.2-1(3)図 原子炉水位（シラウド内外水位）の推移</p> | <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>注水設備の相違※による注水パターンの相違。</p> <p>※</p> <p>島根 2号炉：原子炉隔離時冷却系、低圧原子炉代替注水系(常設)(減圧後)</p> <p>東海第二：原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、低圧代替注水系(常設)(減圧後)</p> <p>柏崎 6/7：原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系(減圧後)</p> |
| <p>第2.4.2.9 図 注水流量の推移</p> | <p>第2.4.2-7 図 注水流量の推移</p> | <p>第2.4.2.2-1(4)図 注水流量の推移</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>第2.4.2.10 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p> | <p>第2.4.2-8 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p> | <p>第2.4.2.2-1(5)図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p> | <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>①東海第二及び島根 2号炉は、事象発生早期に原子炉水位が L2 に到達した時点で MSIV 閉となり、SRV により原子炉圧力が制御される。</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>②原子炉減圧に使用する弁数の違いによる蒸気流量及び原子炉圧力容器保有水量の相違。</p> |
| <p>第2.4.2.11 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p> | <p>第2.4.2-9 図 原子炉圧力容器内保有水量の推移</p> | <p>第2.4.2.2-1(6)図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</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>第2.4.2.12 図 燃料被覆管温度の推移</p> | <p>第2.4.2-10 図 燃料被覆管温度の推移</p> | <p>第2.4.2.2-1(7)図 燃料被覆管温度の推移</p> | <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 東海第二及び島根 2号炉は、原子炉減圧後、低圧代替注水による原子炉注水を実施することから、柏崎 6/7 の挙動とはならない。</p> |
| <p>第2.4.2.13 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p> | <p>第2.4.2-11 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p> | <p>第2.4.2.2-1(8)図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</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>第2.4.2.14 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p> | <p>第2.4.2-12 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p> | <p>第2.4.2.2-1(9)図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p> | <ul style="list-style-type: none"> • 解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 <p>原子炉減圧に使用する弁数の違いによるボイド率増加量の相違。</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>第2.4.2.15 図 格納容器圧力の推移</p> | <p>第2.4.2-13 図 格納容器圧力の推移</p> | <p>第2.4.2-1(10)図 格納容器圧力の推移</p> | <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ①解析時間の相違。</p> |
| <p>第2.4.2.16 図 格納容器気相部温度の推移</p> | <p>第2.4.2-14 図 格納容器雰囲気温度の推移</p> | <p>第2.4.2-1(11)図 格納容器温度の推移</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>・解析結果の相違 【柏崎 6/7、東海第二】 ①解析時間の相違。</p> |
| | | | |

第2.4.2.1表 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策について

| 判断及び操作 | 手順 | 常設設備 | 可搬設備 | 計装設備 |
|--|---|--|------------------------------------|--|
| 原子炉システム確認 | 運転時の異常な過渡変化又は段階基準事故が発生し、原子炉がシグナルしたことを確認する。 | — | — | 平均出力限域モード起動限界モード |
| 原子炉隔離冷却系による原子炉注水と、(レベル2)信号により原子炉隔離冷却排気系が自動動作、原子炉注水を開始する。原子炉水位(レベル1)は回復し、以後原子炉水位低(レベル2)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。 | 【原子炉隔離冷却系】 便小炉遮蔽 商工大臣監査水系 便小炉遮蔽 原子炉隔離冷却排気機械喪失確率低後、商工大臣監査水系を起動し原子炉水位を回復する。 原子炉隔離冷却系の運転によりサブタンク・チャンバー・フレッシュ水槽が上昇するため、残留熱除却水系によるサブタンク操作を実施するが、残留熱除却水系故障により起動失敗する。 | — | — | 原子炉水位(SA) 原子炉水位(SA) 原子炉水位(SA) 原子炉水位(SA) 【原子炉隔離冷却系流量】 便小炉遮蔽 便小炉遮蔽水位(SA) |
| 残留熱除去系漏れ失難惑 | — | — | 【残留熱除去系ポンプ出圧力】 サブション・チーン・バルブ水温度 | — |
| 商工大臣注水系による原子炉注水 | 原子炉隔離冷却系喪失確率低後、商工大臣監査水系を起動し原子炉水位を回復する。 | — | — | 原子炉水位(SA) |
| 逃がし安全弁による原子炉卸止 | 原子炉隔離冷却系の運転によりサブタンク・チャンバー・フレッシュ水槽が上昇するため、残留熱除却水系によるサブタンク操作を実施するが、残留熱除却水系故障により起動失敗する。 | — | — | 原子炉正圧(A-2級) 原子炉水位(SA) |
| 商工大臣注水系による原子炉注水 | 原子炉水位低(レベル1)にて商工大臣監査水系を起動する。原子炉水位低(レベル1)にて原子炉水位低(レベル1.5)にて商工大臣監査水系が回復する。 | 【商工大臣注水系】 便小炉遮蔽 便小炉遮蔽 原子炉水位(SA) | 可搬型代替管注水ポンプ タンクローリー(kkl) | 原子炉水位(SA) 【商工大臣注水系流量】 便小炉遮蔽水位(SA) |
| 代替燃料容器ブレイ冷却系(常設)による原子炉隔離冷却 | 格納容器压力が0.18MPa[18kg/cm ²]到達した場合、代替燃料容器スパイ冷却系により原子炉隔離容器冷却を実施する。 | 復水移送ポンプ 便小炉遮蔽 静油タンク | 可搬型代替管注水ポンプ タンクローリー(kkl) | 格納容器内圧力(D-W) 格納容器内圧力(SC) 復水移送水系流量(RUR B系代替管水流量) 便小炉遮蔽水位(SA) |
| 格納容器圧力0.31MPa[31kg/cm ²]到達した場合、格納容器圧力逃がし装置による原子炉隔離容器熱を実施する。 | 格納容器圧力逃がし装置による原子炉隔離容器熱 | 格納容器圧力逃がし装置 面圧強化システム | — | 格納容器内圧力(D-W) 格納容器内圧力(SC) 格納容器内圧力放散弁レベル(D-W) 格納容器内圧力放散弁レベル(SC) フロータ装置入圧力 フロータ装置出圧力 アイルダッシュ装置出圧力 アイルダッシュ装置全量、イルダッシュ |

第2.4.2-1 素崩壊熱除去機能喪失時（残留熱除去系が故障した場合）における重大事故対策について（1/3）

| 操作及び確認 | 手順 | 重大事故等対処設備 | | | |
|------------------------------|--|--------------------------|-------------------------------|--|------|
| | | 常設設備 | 可搬型設備 | 平均出力領域計装* | 計装設備 |
| 原子炉スクラム確認 | 運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。 | — | — | 起動領域計装* | — |
| 原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系による原子炉注水 | 原子炉水位異常低下（レベル2）信号により原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以降原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。 | 原子炉隔離時冷却系* 高压炉心スプレイ系* | — | 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* | — |
| 残留熱除去系機能喪失確認 | 原子炉隔離時冷却系の運転によりサプレッショング・プール水温度が上昇するため、残留熱除去系（サプレッショング・プール冷却系）を起動するが、残留熱除去系の故障によりサプレッショング・プール冷却系は失敗する。 | — | — | 残留熱除去系ポンプ吐出圧力* サプレッション・プール水温度 | — |
| 逃がし安全弁による原子炉急速減圧 | 常設低圧代替注水系ポンプを2台起動し、中央制御室にて逃がし安全弁（自動減圧機能）7個を全開し、原子炉急速減圧を実施する。 | 常設低圧代替注水系ポンプ（自動減圧機能）7個 | 常設低圧代替注水系ポンプ（自逃がし安全弁（自動減圧機能）* | 原子炉圧力（SA） 原子炉圧力* | — |

第2.4.2.1-表 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策について（1／3）

| 判断及び操作 | 手順 | 重大事故等対処設備 | |
|--------------------|--|---|---|
| | | 常設設備 | 可搬型設備 |
| 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認 | 原子炉の出力が運転中に外部電源喪失となり、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。 | 【非常用ディーゼル発電機等】※ 【非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等】※ | 平均出力領域計装 — |
| 原子炉隔壁離時冷却系による原子炉注水 | 原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔壁離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後原子炉水位低(レベル2)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。 | 【原子炉隔壁離時冷却系】※ サブレッシュ・エンハバシ | 原子炉水位(SA) 原子炉水位(広域城)※ 原子炉水位(燃料城)※ |
| 残留熱除去系機能喪失確認 | 原子炉隔壁離時冷却系の運転によりサブレッシュ・エンハバのプール水温が上昇するため、残留熱除去系(サブレッシュ・エンハバ)水冷却モード)運転のための起動操作を実施するが、残留熱除去系故障により起動失敗する。 | — | 【残留熱除去ポンプ出口流量】※ サブレッシュ・エンハバ |
| 逃がし安全弁による原子炉急遽減圧 | 低圧原子炉代替注水系(常設)を起動し、原子炉隔壁離時冷却系の機能維持の判断目安であるサブルッシュ・エンハバのプール水温100°C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。 | 常設代替交流電源設備 低圧原子炉代替注水ポンプ 逃がし安全弁(自動減圧機能付き)※ | 原子炉圧力(SA) 原子炉圧力(SA) サブルッシュ・エンハバ |

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処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処施設としての機能を期待する設備を「重大事故等対処設備（設計基準拡張）」と位置付けている。

2.4-129

第2.4.2-1表 崩壊熱除去機能喪失時（残留熱除去系が故障した場合）における重大事故等対策について（2/3）

| 操作及び確認 | 手順 | 重大事故等対処設備 | |
|------------------------|---|---|---|
| | | 常設設備 | 可搬型設備 |
| 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 | 逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。 | 常設低圧代替注水系ボンブ 代替淡水貯槽 西側淡水貯水設備 可搬型設備用軽油タンク | 可搬型代替注水ポンプ タンクローリ 原子炉水位（S A広帶域） 原子炉水位（S A燃料域） 原子炉水位（広帶域） 原子炉水位（燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用） |
| 代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器熱 | 代替循環冷却系を起動し、原子炉注水を実施する。また、格納容器正圧が0.245MPa [gage] に到達した場合は、格納容器スプレイを実施する。 | 緊急用海水系 代替循環冷却系 サブレッシュ・チエンバ* | 原子炉圧力（S A） 原子炉圧力* ドライウェル圧力 サブレッシュ・チエンバ圧力 原子炉水位（S A広帶域） 原子炉水位（広帶域） 原子炉水位（燃料域） 代替循環冷却系原子炉注水流量 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量 |

※：有効性評価上考慮しない操作
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2.4.2.1-1表 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策について（2/3）

| 判断及び操作 | 手順 | 重大事故等対処設備 | |
|------------------------------|---|---|--|
| | | 常設設備 | 可搬型設備 |
| 低圧原子炉代替注水系（常設）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（常設）の系統圧力を下回ると、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。 | 常設代替交流電源設備 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等 低圧原子炉代替注水ボンブ 低圧原子炉代替注水槽 | 原子炉圧力（S A） 原子炉圧力* 原子炉水位（S A） 原子炉水位（広帶域） 原子炉水位（燃料域） 代替注水流量（常設） 低圧原子炉代替注水槽水位 |
| 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。 格納容器圧力が334kPa [gage] まで低下した場合、格納容器圧力が334kPa [gage] まで低下した場合、又はサブレッシュ・チエンバ水位が通常水位+約1.3mに到達した場合は、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停止する。 | 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 | ドライウェル圧力（S A） サブレッシュ・チエンバ圧力（S A） 格納容器代替スプレイ流量 サブレッシュ・チエンバ水位（S A） |

※：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
② 【】：重大事故等対処設備（設計基準状態）

第2.4.2-1表 崩壊熱除去機能喪失時（残留熱除去系が故障した場合）における重大事故等対策について（3／3）

| 操作及び確認 | 手順 | 重大事故等対処設備 | | |
|---|--|---|--|--|
| | | 常設設備 | 可搬型設備 | 計装設備 |
| 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却器（常設）による格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却器冷却 | 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（常設）により格納容器冷却を実施する。また、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続する。 | 常設低圧代替注水系ポンプ タンクローリー 代替淡水貯水設備 西側淡水貯水設備用軽油 可搬型設備用タンク | 可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリー 代替淡水貯水設備 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（S A広帯域） 原子炉水位（S A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） 代替淡水貯槽水位 | ドライウェル圧力 サプレッション・チエンバ圧力 サプレッション・ブール水位 格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W） 格納容器雰囲気放射線モニタ（S/C） フィルタ装置圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ） |
| 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱等による格納容器除熱 | 格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施する。 | 格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系 | — | ドライウェル圧力 サプレッション・チエンバ圧力 サプレッション・ブール水位 格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W） 格納容器雰囲気放射線モニタ（S/C） フィルタ装置圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ） |

② *既許可の対象となつてゐる設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第2.4.2.1-1表 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」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 | 計装設備 |
| 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱 | サプレッション・ブール水位が通常水位+約1.3mに到達した場合、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。 | — | — | ドライウェル圧力（S A） サプレッション・チエンバ圧力（S A） サプレッション・ブール水位（S A） 格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル）* 格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チエンバ）* スクラバ容器水位 第1ペントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ） |

② *既許可の対象となつてゐ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（設計基準並張）

第2.4.2.2表 主要解析条件(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))(1/5)

| | | | | | |
|--------------------------------|--|--|--|---|--|
| 柏崎刈羽原子力発電所 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 |
| 項目 | 主要解析条件 原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP | 主要解析条件 原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP | 主要解析条件 原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP | 主要解析条件 原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP | 主要解析条件の相違 【柏崎 6/7】 |
| 解析コード | 原子炉熱出力 原子炉圧力 原子炉水位 炉心流量 炉心入口温度 炉心入口サブクール度 燃料 最大線出力密度 原子炉停止後の崩壊熱 格納容器容積(ドライウェル) 格納容器容積(ウェル内体積)(ドーム部) 真空破壊装置 サブレッシュ・ション・チエンバ・ ブル水位 サブレッシュ・ション・チエンバ・ ブル水温 格納容器圧力 格納容器温度 外部水温の温度 | 原子炉熱出力として設定 通常運転時の原子炉水位として設定 通常運転量として設定 熱平衡計算による値 熱平衡計算による値 ①設計限界値として設定 ②アイクル木馬の燃焼度のばらつきを考慮して設定 トライアル内部機器及び構造物の体積を除いた値 ③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) 通常運転時のサブレッシュ・ション・チエンバ・ブル水位として設定 通常運転時のサブレッシュ・ション・チエンバ・ブル水温の上限値として設定 通常運転時の格納容器圧力として設定 通常運転時の格納容器温度として設定 復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定 | 原子炉熱出力として設定 通常運転時の原子炉水位として設定 通常運転量として設定 熱平衡計算による値 熱平衡計算による値 ①通常運転時の熱的制限値として設定 ②1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する燃焼度として設定 設計値 設計値(通常運転時のサブレッシュ・ション・チエンバ・ブル水位の下限値として設定) | 通常運転時の熱的制限値として設定 通常運転時の原子炉水位として設定 通常運転量として設定 熱平衡計算による値 熱平衡計算による値 ①通常運転時の熱的制限値として設定 ②1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 トライアル内体積の設計値(内部機器及び構造物の体積を除いた値) 通常運転時のサブレッシュ・ション・チエンバ・ブル水位として設定 通常運転時のサブレッシュ・ション・チエンバ・ブル水温の上限値として設定 通常運転時の格納容器圧力として設定 | 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。 |

第2.4.2-2表 主要解析条件(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))(1/6)

| 項目 | 主要解析条件 | 主要解析条件 | 主要解析条件 |
|------------------------------------|---|--|--|
| 解析コード | 原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP | 原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP | 原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP |
| 原子炉熱出力 | 3,293MW | 3,293MW | 3,435MW |
| 原子炉圧力 (圧力容器ドーム部) | 6.93MPa [gage] | 6.93MPa [gage] | 6.93MPa [gage] |
| 原子炉水位 | 通常運転水位(セバーラータスカート下端から+119cm) | 通常運転水位(セバーラータスカート下端から+126cm) | 通常運転水位(セバーラータスカート下端から+183cm) |
| 炉心流量 | 48,300 t/h | 48,300 t/h | 35,6 × 10³ t/h |
| 炉心入口温度 | 約278°C | 約278°C | 約278°C |
| 炉心入口サブクール度 | 約9°C | 約9°C | 約9°C |
| 燃料 | 9 × 9 燃料 (A型) | 9 × 9 燃料 (A型) | 9 × 9 燃料 (A型) |
| 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 | 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 格納容器体積 (ドライウェル) | ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWD/t 5,700m³ | ②1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する燃焼度として設定 設計値 | ②1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する燃焼度として設定 設計値 |
| 格納容器体積 (サブレッシュ・ション・チエンバ・ ブル) | 空間部 : 4,100m³ 液相部 : 3,300m³ | ③設計値(通常運転時のサブレッシュ・ション・チエンバ・ブル水位の下限値として設定) | ③設計値(通常運転時のサブレッシュ・ション・チエンバ・ブル水位の下限値として設定) |

第2.4.2-1表 主要解析条件(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))(1/4)

| 項目 | 主要解析条件 | 主要解析条件 | 主要解析条件 |
|--|--|--|--|
| 解析コード | 原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP | 原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP | 原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP |
| 原子炉熱出力 | 7,900m³ | 7,900m³ | 7,900m³ |
| 原子炉水位 | 通常水位 (気水分離器下端から+183cm) | 通常水位 (気水分離器下端から+183cm) | 通常水位 (気水分離器下端から+183cm) |
| 炉心流量 | 35.6 × 10³ t/h | 定格炉心流量として設定 | 定格炉心流量として設定 |
| 炉心入口温度 | 約278°C | 熱平衡計算による値 | 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 (A型) |
| 最大線出力密度 | 44.0kW/m ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWD/t | ①通常運転時の熱的制限値 ②1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 | ①通常運転時の熱的制限値 ②1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 |
| 原子炉停止後の崩壊熱 格納容器容積(ドライウェル) 格納容器容積(サブレッシュ・ション・チエンバ・ ブル) | 格納容器容積(ドライウェル) 空間部 : 4,700m³ 液相部 : 2,800m³ | トライアル内体積の設計値(内部機器及び構造物の体積を除いた値) ③設計値(通常運転時のサブレッシュ・ション・チエンバ・ブル水位として設定) | トライアル内体積の設計値(内部機器及び構造物の体積を除いた値) ③設計値(通常運転時のサブレッシュ・ション・チエンバ・ブル水位として設定) |
| 真空破壊装置 サブレッシュ・ション・チエンバ・ ブル水位 | 3.43Pa (ドライウェル内体積の設計値) 3.61m (通常運転水位) | 通常運転時のサブレッシュ・ション・チエンバ・ブル水位として設定 | 通常運転時のサブレッシュ・ション・チエンバ・ブル水位として設定 |
| サブレッシュ・ション・チエンバ・ ブル水温 | 35°C | 通常運転時のサブレッシュ・ション・チエンバ・ブル水温の上限値として設定 | 通常運転時のサブレッシュ・ション・チエンバ・ブル水温の上限値として設定 |
| 格納容器圧力 | 5kPa [gage] | 通常運転時の格納容器圧力として設定 | 通常運転時の格納容器圧力として設定 |

第2.4.2.2表 主要解析条件(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))(2/5)

| 項目 | | | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|------|---------------|-----------|--|----------|
| 事故条件 | 起因事象 | 給水流量の全喪失 | 原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定 | |
| | 安全機能の喪失に対する仮定 | 崩壊熱除去機能喪失 | 残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失すると設定 | |
| | 外部電源 | 外部電源あり | 外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低(レベル3)による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、炉心冷却上嚴しくなる | |

第2.4.2-2表 主要解析条件(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))(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(ドライウェルーサブレッショング・チエンハ間差圧) ③ | 真空破壊装置の設定値 |
| | サブレッショング・プール水位 | 6.983m (通常運転範囲の下限値) | 通常運転時のサブレッショング・プール水位の下限値として設定 |
| | サブレッショング・プール水温度 | 32°C | 通常運転時のサブレッショング・プール水温度の上限値として設定 |
| 事故条件 | 格納容器圧力 | 5kPa[gage] | 通常運転時の格納容器圧力を包含する値 |
| | 格納容器旁気温 | 57°C ④ | 通常運転時の格納容器旁気温度(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°C | 年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定 |
| 事故条件 | 起因事象 | 給水流量の全喪失 | 原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定 |
| | 安全機能の喪失に対する仮定 | 崩壊熱除去機能喪失 | 残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失すると設定 |
| | 外部電源 | 外部電源あり | 外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低(レベル3)による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、炉心冷却上厳しくなる |

第2.4.2-1表 主要解析条件(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))(2/4)

| 項目 | | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|------------------|---|----------------------------|--|
| 初期条件 | 格納容器温度 | 57°C ④ | 通常運転時の格納容器温度として設定 |
| | 外部水源の温度 | 35°C | 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階級して設定 |
| | 起因事象 | 給水流量の全喪失 崩壊熱除去機能喪失 | 原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定 |
| 事故条件 | 安全機能の喪失に対する仮定 | 外部電源なし | 残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失すると設定 |
| | 外部電源 | 原子炉スクラム信号 (遅れ時間: 1.05秒) | 外部電源がない場合には常設代替交流電源設備の起動が必要となることから、要員、資源等の観点で厳しい条件となる。 |
| | 重大事故等対策に関連する機器条件 | 原子炉隔離冷却系の設計値として設定 | 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 |
| 重大事故等対策に関連する機器条件 | 原子炉水位低(レベル2)信号により自動起動 91m³/h(8.21~0.74MPa[gage]において)にて注水 | 原子炉隔離冷却系の設計値として設定 | 原子炉水位低(レベル2)信号により自91m³/hにて原子炉注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御 |
| | 低圧原子炉代替注水系(常設) | 低圧原子炉代替注水系(常設)の設計値として設定 | 最大25km³/hにて原子炉注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御 |
| | 低圧原子炉代替注水系(常設) | | 低圧原子炉代替注水系(常設) |

備考
 • 解析条件の相違
 【柏崎6/7、東海第二】

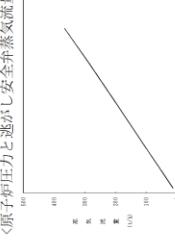
第2.4.2.2表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））(3/5)

| 項目 | 主要要件条件 | 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) 再循環ポンプが、原子炉水位低（レベル3）で4台、原子炉水位低（レベル2）で残りの6台がトリップ | 安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定 原子炉冷却材再循環系のインターロックとして設定 |
| 代替替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能 | 原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 $182\text{m}^3/\text{h}$ ($8.12\sim1.03\text{MPa}[\text{dif}]$ において) にて注水 | 原子炉隔離時冷却系の設計値として設定  |
| 原子炉隔離時冷却系 高圧炉心注水系 | 原子炉水位低（レベル1.5）にて自動起動 $722\text{m}^3/\text{h}$ ($0.69\text{MPa}[\text{dif}]$ において) にて注水 | 高圧炉心注水系の設計値として設定  |

第2.4.2-2 泰主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））(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 | 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 |
| ATWS緩和設備 (代替再循環系ポンプトリップ機能) | 原子炉水位異常低下(レベル2)信号で2台全て がトリップ | ATWS緩和設備(代替再循環系ポンプトリップ機能)のイ ンターロックとして設定 |
| 原子炉隔離時冷却系 | 原子炉水位異常低下(レベル2)信号にて自動起 動 136,7m ³ /h (7.86MPa [gage] ~ 1.04MPa [gage]) において)にて注水 | 原子炉隔離時冷却系 ポンプによる注水特性 原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 |
| 高压炉心スプレイ系 | 原子炉水位異常低下(レベル2)信号にて自動起 動 1,419m ³ /h (1.38MPa [dil] において) (最大 1,419m ³ /h) にて注水 | 高压炉心スプレイ系の設計値として設定 |

第2.4.2-2-1表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系故障）の場合）（3/4）

| 項目 | 主要解釈条件 逃がし弁機能 | 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>逃がし弁機能</p> <p>7.55MPa[gage] × 2 個, 367t/h/個 7.65MPa[gage] × 3 個, 370t/h/個 7.72MPa[gage] × 3 個, 373t/h/個 7.79MPa[gage] × 4 個, 377t/h/個</p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の 6 個を閉することによる原子炉急速減圧 <原子炉蒸気流量との関係></p>  <p>(5)</p> | 逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定 逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定 |
| 格納容器代替スフレイ系 (可搬型) | 120m³/h にて原子炉格納容器内へスプレイ | 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、 格納容器フィルタベント系の設計値として設定 |
| 格納容器フィルタベント系 | 格納容器圧力 427kPa[gage]における最大排 出流量 9.8 kg/s に対して、第 1 弁の中央制 御室からの遮断操作による全開操作にて原 子炉格納容器内へスプレイ | 格納容器フィルタベント系の設計値として設定 |

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

第2.4.2.2表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失 残留熱除去系が故障した場合）（4/5）

第2.4.2-2 表 主要解析条件 (崩壞軌跡去除機能喪失 (殘留軌跡去除系統故障)) (4/6)

| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 | | | | | | | | | | |
|--------------------|---|--|--------------------|-----------------|------|---|------|-----|------|---|-----|-----|
| 安全弁機能 | <p>7.79MPa [gage] × 2 個, 385.2t/h (1個当たり) 8.10MPa [gage] × 4 個, 400.5t/h (1個当たり) 8.17MPa [gage] × 4 個, 403.9t/h (1個当たり) 8.24MPa [gage] × 4 個, 407.2t/h (1個当たり) 8.31MPa [gage] × 4 個, 410.6t/h (1個当たり)</p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）の 7 個を開するこ とによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁 7 個の蒸気流量の 関係></p> <p>逃がし安全弁</p> | <p>逃がし安全弁の設計値として設定</p> <p>逃がし安全弁から設定</p> <p>(5)</p> <table border="1"> <caption>Estimated data points from the graph</caption> <thead> <tr> <th>逃がし安全弁圧力 (kgf/cm²)</th> <th>原子炉圧力 (kgf/cm²)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>2000</td><td>0</td></tr> <tr><td>1550</td><td>2.5</td></tr> <tr><td>1100</td><td>5</td></tr> <tr><td>650</td><td>7.5</td></tr> </tbody> </table> | 逃がし安全弁圧力 (kgf/cm²) | 原子炉圧力 (kgf/cm²) | 2000 | 0 | 1550 | 2.5 | 1100 | 5 | 650 | 7.5 |
| 逃がし安全弁圧力 (kgf/cm²) | 原子炉圧力 (kgf/cm²) | | | | | | | | | | | |
| 2000 | 0 | | | | | | | | | | | |
| 1550 | 2.5 | | | | | | | | | | | |
| 1100 | 5 | | | | | | | | | | | |
| 650 | 7.5 | | | | | | | | | | | |

島根原子力発電所 2号炉

備 考

| 柏崎刈羽原子力発電所 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2.4.2-2表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））(5/6)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>主要解析条件</th> <th>条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>重大事故等対策に関連する機器条件 低圧代替注水系（常設）</td> <td>最大 $378\text{m}^3/\text{h}$ で注水（格納容器スプレイ実施前） 常設低圧代替注水系 ポンプ2台による注水特性 設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定</td> <td>設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定</td> </tr> <tr> <td>代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)</td> <td>$230\text{m}^3/\text{h}$（格納容器スプレイ実施中） 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 格納容器圧力が 0.31MPa [gage] における排出流量 $13.4\text{kg}/\text{s}$ に対して、第二弁を全開にて格納容器除熱</td> <td>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 格納容器排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 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 力及び排気温度を低下させるのに必要な排出流量として 設定</td> </tr> <tr> <td>格納容器圧力逃がし装置等</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> | 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（常設） | 最大 $378\text{m}^3/\text{h}$ で注水（格納容器スプレイ実施前） 常設低圧代替注水系 ポンプ2台による注水特性 設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 | 設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 | 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) | $230\text{m}^3/\text{h}$ （格納容器スプレイ実施中） 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 格納容器圧力が 0.31MPa [gage] における排出流量 $13.4\text{kg}/\text{s}$ に対して、第二弁を全開にて格納容器除熱 | 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 格納容器排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 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 力及び排気温度を低下させるのに必要な排出流量として 設定 | 格納容器圧力逃がし装置等 | | |
| 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（常設） | 最大 $378\text{m}^3/\text{h}$ で注水（格納容器スプレイ実施前） 常設低圧代替注水系 ポンプ2台による注水特性 設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 | 設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 | | | | | | | | | | |
| 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) | $230\text{m}^3/\text{h}$ （格納容器スプレイ実施中） 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 格納容器圧力が 0.31MPa [gage] における排出流量 $13.4\text{kg}/\text{s}$ に対して、第二弁を全開にて格納容器除熱 | 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 格納容器排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 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 力及び排気温度を低下させるのに必要な排出流量として 設定 | | | | | | | | | | |
| 格納容器圧力逃がし装置等 | | | | | | | | | | | | |

第2.4.2.2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））(5/5)

| | | | |
|---|------------------------------|--|--|
| 項目 | | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
| 逃がし安全弁による原子炉減圧操作 | サブレッショング・チエンバ・プール水温 49°C 到達時 | 高溫待機運転中のサブレッショング・チエンバ・プール水最高温度（蒸気凝縮能力維持）を踏まえて設定 | |
| 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作 | 格納容器圧力 0.18MPa [gage] 到達時 | 設計基準事故時の最高圧力を踏まえて設定 | |
| 重大事故等対策に関する操作条件 | 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作 | 格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時 | 格納容器最高使用圧力を踏まえて設定 |
| <u>第2.4.2-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））(6/6)</u> | | | |
| 項目 | | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
| 逃がし安全弁原子炉急速減圧操作 | サブレッショング・プール水温度 65°C 到達時 | サブレッショング・プール熱容量制限を踏まえて設定 | |
| 重大事故等対策に関する操作条件 | 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作 | 格納容器圧力 0.279MPa [gage] 到達時 | 格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定 |
| 重大事故等対策に関する操作条件 | 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作 | 格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時 | 格納容器最高使用圧力を踏まえて設定 |
| <u>第2.4.2-1 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））(4/4)</u> | | | |
| 項目 | | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
| 逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）による注水操作 | 事象発生から 8 時間後に原子炉減圧後、注水開始 | 原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として設定 | |
| 重大事故等対策に関する操作条件 | 格納容器代替スプレイ冷却操作による格納容器冷却操作 | 格納容器圧力 384kPa [gage] 到達時 384～334kPa [gage] の範囲で維持 | 格納容器最高使用圧力に考慮して設定 |
| 重大事故等対策に関する操作条件 | 格納容器フィルタメント系による原子炉格納容器除熱操作 | サブレッショング・プール水位が通常水位 + 約 1.3m（真空破壊装置下端 - 0.45m）到達から 10 分後 | 中央制御室における操作所要時間を考慮して設定 操作開始条件は格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定 |
| 備考 | | | |
| ・解析条件の相違 【東海第二】 | | | |

まとめ資料比較表 [有効性評価 添付資料 2.4.2.1]

| 柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|--|--|--|---|
| <p>添付資料2.4.2.1 安定状態について</p> <p>崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）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済等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器圧力逃がし装置等、残留熱除去系又は代替循環冷却系）により、格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき、かつ、必要な要員の不足や資源の枯済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】</p> <p><u>原子炉安定停止状態の確立について</u> 逃がし安全弁を開維持することで、高圧炉心注水系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、原子炉安定停止状態が確立される。</p> | <p>添付資料2.4.2.1 安定状態について (崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合))</p> <p>崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）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済等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>格納容器安定状態：炉心冷却が維持された後に、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱により格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき、かつ、必要な要員の不足や資源の枯済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>【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> 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。サプレッション・プール熱容量制限に到達後、原子炉を減圧し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施することで、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。</p> | <p>添付資料2.4.2.1 安定状態について（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合))）</p> <p>崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）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済等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系、残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により、格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯済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】</p> <p><u>原子炉安定停止状態の確立について</u> 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。事象発生から8時間後に原子炉を減圧し、低圧原子炉代替注水系（常設）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。</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>・解析結果の相違 【柏崎 6/7、東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系自動起動水位まで低下しない。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7、東海第二】 島根2号炉は、原子炉</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></p> <p>炉心冷却を継続し、事象発生から約22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°Cを下回るとともに、ドライウェル温度は、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°Cを上回ることはなく、原子炉格納容器安定状態が確立される。</p> <p>なお、除熱機能として格納容器圧力逃がし装置等を使用するが、本事象より使用までの時間が短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）」の実効線量約4.9×10^{-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。</p> <p>また、重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】</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、代替循環冷却系を用いて又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行い、原子炉格納容器を隔離することによって、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。</p> <p>(添付資料2.1.1 別紙1)</p> | <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、事象発生の約28時間後に格納容器圧力逃がし装置等を用いた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る。格納容器雰囲気温度は150°Cを下回るとともに、ドライウェル雰囲気温度は、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°C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、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、敷地境界における実効線量は、サプレッション・プールでのスクランピングによる放射性物質の除染効果を見込まない厳しい評価としている「2.6 LOCA時注水機能喪失」の評価結果約6.2×10^{-1}mSv以下となり、また、燃料被覆管の破裂も発生しないことから、周辺公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>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>【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、代替循環冷却系又は残留熱除去系の復旧により除熱を行い、格納容器ベントを閉止し格納容器を隔離することで、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。</p> <p>(添付資料2.1.2 別紙1)</p> | <p><u>原子炉格納容器安定状態の確立について</u></p> <p>炉心冷却を継続し、事象発生から約30時間後に格納容器フィルタベント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となり、格納容器温度は150°Cを下回るとともに、ドライウェル温度は、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°Cを上回ることはなく、原子炉格納容器安定状態が確立される。</p> <p>なお、除熱機能として格納容器フィルタベント系を使用するが、本事象より使用までの時間が短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.6 LOCA時注水機能喪失」の実効線量約1.7×10^{-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なく、敷地境界での実効線量評価は5mSvを十分に下回る。また、重大事故対策に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】</p> <p>上記の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、残留熱代替除去系を用いて又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行い、原子炉格納容器を隔離することによって、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。</p> <p>(添付資料2.1.1 別紙1 参照)</p> | <p>隔離時冷却系が機能維持できる時間として設定。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】 ・評価結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】 |

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項目と評価項目に与える影響 (SAFER) (2/2)

| 分類 | 重要現象 | 解析モデル | 運転・貯蔵操作時間に与える影響 | |
|----|--------------------------------|------------|---|--|
| | | | 評価項目となるパラメータ | 評価項目となるパラメータに与える影響 |
| 炉心 | 沸騰・ボイド半変化・気液共存（水位変化）・対向流、三次元効果 | 二相流体の流动モデル | TBL, ROSA-III, FIST-AWR の実験解析において、二相水位変化は、解析結果より重要な影響を及ぼす。沸騰操作はショワード外水位（原子炉外水位計）に基づく操作であり、実験結果とおむね同一の結果が得られている。低圧代用半水位は喉嚨流渦部の不確さは 20°C ~ 40°C 程度である。また、喉嚨半水位の評価において、ROSA-III では、2MPa より低い圧力で系統的に評価を行おうとする傾向を示しており、解析の可能性が示されている。しかし、実験で圧力低下した場合、管内水面上に蓄積した上部支持棒等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射熱や過熱蒸気により上昇し、IPTS ストレインゲージによる測定で初期された際には、水位低下が発生したためであり、代用半水位を考慮する必要がない不確かさである。このため、燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代用半水位の注水タイミングに特徴的な差異が生じる可能性はない」と表記される。 | 運転・貯蔵操作時間においては、原子炉外水位計による影響はほとんどない。一方で、喉嚨半水位は喉嚨流渦部の不確さによる影響は大きい。 |
| 炉心 | 沸騰・凝縮・ポイド半変化・気泡共存（水位変化）・対向流 | 二相流体の流动モデル | TBL, ROSA-III, FIST-AWR の実験解析において、二相水位変化は、解析結果より重要な影響を及ぼす。沸騰操作はショワード外水位（原子炉外水位計）に基づく操作であり、実験結果とおむね同一の結果が得られている。低圧代用半水位は喉嚨流渦部の不確さは 20°C ~ 40°C 程度である。また、喉嚨半水位の評価において、ROSA-III では、2MPa より低い圧力で系統的に評価を行おうとする傾向を示しており、解析の可能性が示されている。しかし、実験で圧力低下した場合、管内水面上に蓄積した上部支持棒等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射熱や過熱蒸気により上昇し、IPTS ストレインゲージによる測定で初期された際には、水位低下が発生したためであり、代用半水位を考慮する必要がない不確かさである。このため、燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代用半水位の注水タイミングに特徴的な差異が生じる可能性はない」と表記される。 | 運転・貯蔵操作時間においては、原子炉外水位計による影響はほとんどない。一方で、喉嚨半水位は喉嚨流渦部の不確さによる影響は大きい。 |
| 炉心 | 沸騰・凝縮・ポイド半変化・気泡共存（水位変化）・対向流 | 二相流体の流动モデル | TBL, ROSA-III, FIST-AWR の実験解析において、二相水位変化は、解析結果より重要な影響を及ぼす。沸騰操作はショワード外水位（原子炉外水位計）に基づく操作であり、実験結果とおむね同一の結果が得られる。低圧代用半水位は喉嚨流渦部の不確さは 20°C ~ 40°C 程度である。また、喉嚨半水位の評価において、ROSA-III では、2MPa より低い圧力で系統的に評価を行おうとする傾向を示しており、解析の可能性が示されている。しかし、実験で圧力低下した場合、管内水面上に蓄積した上部支持棒等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射熱や過熱蒸気により上昇し、IPTS ストレインゲージによる測定で初期された際には、水位低下が発生したためであり、代用半水位を考慮する必要がない不確かさである。このため、燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代用半水位の注水タイミングに特徴的な差異が生じる可能性はない」と表記される。 | 運転・貯蔵操作時間においては、原子炉外水位計による影響はほとんどない。一方で、喉嚨半水位は喉嚨流渦部の不確さによる影響は大きい。 |
| 炉心 | 沸騰・凝縮・ポイド半変化・気泡共存（水位変化）・対向流 | 二相流体の流动モデル | TBL, ROSA-III, FIST-AWR の実験解析において、二相水位変化は、解析結果より重要な影響を及ぼす。沸騰操作はショワード外水位（原子炉外水位計）に基づく操作であり、実験結果とおむね同一の結果が得られる。低圧代用半水位は喉嚨流渦部の不確さは 20°C ~ 40°C 程度である。また、喉嚨半水位の評価において、ROSA-III では、2MPa より低い圧力で系統的に評価を行おうとする傾向を示しており、解析の可能性が示されている。しかし、実験で圧力低下した場合、管内水面上に蓄積した上部支持棒等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射熱や過熱蒸気により上昇し、IPTS ストレインゲージによる測定で初期された際には、水位低下が発生したためであり、代用半水位を考慮する必要がない不確かさである。このため、燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代用半水位の注水タイミングに特徴的な差異が生じる可能性はない」と表記される。 | 運転・貯蔵操作時間においては、原子炉外水位計による影響はほとんどない。一方で、喉嚨半水位は喉嚨流渦部の不確さによる影響は大きい。 |
| 炉心 | 沸騰・凝縮・ポイド半変化・気泡共存（水位変化）・対向流 | 二相流体の流动モデル | TBL, ROSA-III, FIST-AWR の実験解析において、二相水位変化は、解析結果より重要な影響を及ぼす。沸騰操作はショワード外水位（原子炉外水位計）に基づく操作であり、実験結果とおむね同一の結果が得られる。低圧代用半水位は喉嚨流渦部の不確さは 20°C ~ 40°C 程度である。また、喉嚨半水位の評価において、ROSA-III では、2MPa より低い圧力で系統的に評価を行おうとする傾向を示しており、解析の可能性が示されている。しかし、実験で圧力低下した場合、管内水面上に蓄積した上部支持棒等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射熱や過熱蒸気により上昇し、IPTS ストレインゲージによる測定で初期された際には、水位低下が発生したためであり、代用半水位を考慮する必要がない不確かさである。このため、燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代用半水位の注水タイミングに特徴的な差異が生じる可能性はない」と表記される。 | 運転・貯蔵操作時間においては、原子炉外水位計による影響はほとんどない。一方で、喉嚨半水位は喉嚨流渦部の不確さによる影響は大きい。 |
| 炉心 | ECCS 注水（給水系）・注水系含む | 原子炉外水位計 | 炉心 | 炉心 |

(崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）) (2 / 2)

| [SAFETY] | | | |
|--|-----------------------------|---|--|
| 分類 | 重要現象 | 解析モデル | 評価項目となるハラメータに与える影響 |
| | 沸騰・凝縮・ポイド率変化・気液分離化・水位変化・対向流 | 下部ブレナムの一相水位を除き、ダウンカムの二相水位（シユラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シユラウ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も対象とする二相水位及びこれを操作する二相水位の妥当性の有無を評価する。質量及び水頭のバランスだけでは定まるコラボス水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。 | 原子炉隔壁熱冷却系による注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉外水位（シユラウド外水位）に対する不確かさを取扱う。シユラウ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も対象とする二相水位及びこれを操作する二相水位の妥当性の有無を評価する。質量及び水頭のバランスだけでは定まるコラボス水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。 |
| TBL ROSA-III, F L I S T - A B W R の実験解析において、圧力変化は実験結果とおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関する特段の不確かさを考慮する必要はない。 | 冷却材放出（臨界流・差圧流） | 「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるハラメータに与える影響」にて確認。 | 「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるハラメータに与える影響」にて確認。 |
| E C C S 注水・給水系・代替注入設備含込) | 原子炉圧力容器 | 入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用してお、実機設備仕様に対しても注水流量を少なめに評価する。燃料被覆管温度を高めに評価する。 | 「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるハラメータに与える影響」にて確認。 |

備考

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

(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))

第1-2章 解析コードにおける重複相争の不確かさが運転冒算操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響($M \wedge A_B$)

| 分析項目 | | 重要現象 | 解析モデル | 逆転自立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 |
|-------------------|------------------------|--|--|--|--------------------------------------|
| 手心 | 前燃焼 | 炉心モデル（原子炉出力及び熱量燃焼） | 入力値に合まれる。入力値に用いており、保守的な初期熱を人り直しであります。解析モデルの不確かな影響はない。 | 「解析条件を最確条件とした場合の逆転自立操作時間及び評価項目」にて確認。 | 「解析条件を最確条件とした場合の逆転自立操作時間及び評価項目」にて確認。 |
| HCCS注水系・代替注水設備合せ) | 安全系モードル（非常用冷却系） | 入力値に用いており、解析モデルの不確かな影響はない。 | 「解析条件を最確条件とした場合の逆転自立操作時間及び評価項目」にて確認。 | 「解析条件を最確条件とした場合の逆転自立操作時間及び評価項目」にて確認。 | 「解析条件を最確条件とした場合の逆転自立操作時間及び評価項目」にて確認。 |
| 炉心子炉器 | 格納容器各領域間の流動 | IMR実験解析では、格納容器圧力及び界面気温について、温度成層化を含めて傾向をよく理解できることを確認した。格納容器圧力及び界面気温を十数°C程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験結果においては不確かな影響を示すものと考へられ、実験結果においては不確かな影響を示すものと考へられ、全体としては格納容器圧力及び界面気温を低めに評価できることを確認した。また、格納容器各領域間の流動、供給材との熱伝達及び界面気温開度変動を操作開始の起点としている。解析結果によれば、界面気温開度変動は初期段階で最も大きい。その後、界面気温開度変動は徐々に減少する。また、非燃焼性ガス燃焼の熱伝達の半導について、解析結果が測定データとよく一致することを確認した。 | 「IMR実験解析においては、格納容器圧力及び界面気温を十数°C程度高めに評価する傾向が確認され、実験結果においては不確かな影響を示すものと考へられ、全体としては格納容器圧力及び界面気温を低めに評価できることを確認した。また、格納容器各領域間の流動、供給材との熱伝達及び界面気温開度変動を操作開始の起点としている。解析結果によれば、界面気温開度変動は初期段階で最も大きい。その後、界面気温開度変動は徐々に減少する。また、非燃焼性ガス燃焼の熱伝達の半導について、解析結果が測定データとよく一致することを確認した。 | 「IMR実験解析においては、格納容器圧力及び界面気温を十数°C程度高めに評価する傾向が確認され、実験結果においては不確かな影響を示すものと考へられ、全体としては格納容器圧力及び界面気温を低めに評価できることを確認した。また、格納容器各領域間の流動、供給材との熱伝達及び界面気温開度変動を操作開始の起点としている。解析結果によれば、界面気温開度変動は初期段階で最も大きい。その後、界面気温開度変動は徐々に減少する。また、非燃焼性ガス燃焼の熱伝達の半導について、解析結果が測定データとよく一致することを確認した。 | |
| スプレイ冷却 | 安全系モードル（格納容器プレイ） | 入力値に合まれる。入力値に用いており、保守的な初期熱を人り直しであります。解析モデルの不確かな影響はない。 | 「解析条件を最確条件とした場合の逆転自立操作時間及び評価項目」にて確認。 | 「解析条件を最確条件とした場合の逆転自立操作時間及び評価項目」にて確認。 | 「解析条件を最確条件とした場合の逆転自立操作時間及び評価項目」にて確認。 |
| 格納容器ベント | 格納容器モードル（格納容器の熱水リモーデル） | 入力値に合まれる。入力値に用いており、保守的な初期熱を人り直しであります。解析モデルの不確かな影響はない。 | 「解析条件を最確条件とした場合の逆転自立操作時間及び評価項目」にて確認。 | 「解析条件を最確条件とした場合の逆転自立操作時間及び評価項目」にて確認。 | 「解析条件を最確条件とした場合の逆転自立操作時間及び評価項目」にて確認。 |

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

| [MAAP] 運転員等操作時間に与える影響 | | | |
|-----------------------|-----------------------------------|---|---|
| 分類 | 重要現象 | 解析モデル | 評価項目となるパラメータに与える影響 |
| 燃心 | 炉機熱出力及び崩壊熱 | 炉心モードル(原子炉出力及び崩壊熱) | 「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。 |
| 原子炉圧力容器 | E.C.S注水系(水冷系、代用注水設備)と水温系(安全系注水設備) | 安全系モードル(非常用系冷却系、安全系注水設備) | 「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。 |
| 気絶界面熱伝導 | 格納容器各領域間の流動 | HDR実験解析では区画によって格納容器温度度を十数℃程度、格納容器圧力で格納容器内の圧力を異なる等、実験体系に起因する現象を観察する。実験体系においてはこの圧力を測定されずしたがって、格納容器圧力とC.S.T.実験解析における圧力を比較するものと考えられる。しかし、全体として格納容器圧力及び温度の傾向が適切に表現できることについては格納容器圧力及び温度の傾向が適切に表現できることと判断される。しかし、格納容器起爆点(フルタービト系)と格納容器スプレイ系(可燃性)及び格納容器起爆点(フルタービト系)と格納容器スプレイ系(不燃性)の運動に則り、運転員等操作時間に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことと判断される。 | HDR実験解析では区画によって格納容器温度度を十数℃程度、格納容器圧力で格納容器内の圧力を異なる等、実験体系に起因する現象を観察する。実験体系においてはこの圧力を測定されずしたがって、格納容器圧力とC.S.T.実験解析における圧力を比較するものと考えられる。しかし、全体として格納容器圧力及び温度の傾向が適切に表現できることについては格納容器圧力及び温度の傾向が適切に表現できることと判断される。しかし、格納容器起爆点(フルタービト系)と格納容器スプレイ系(可燃性)及び格納容器起爆点(フルタービト系)と格納容器スプレイ系(不燃性)の運動に則り、運転員等操作時間に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことと判断される。 |
| スプレイ炉 | 安全系モードル(格納容器モードル) | スプレイの水滴濃度は短時間で零濃度と平衡に至るところがモードルの懸念ではない。 | 「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。 |
| 格納容器モードル | 格納容器モードル(格納容器モードル) | MAAPコードでは、格納容器モードルにては、設置格納容器の熱交換器各領域間の漏れ量を考慮して、運転員等操作時間に与える影響は大きい。 | 「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。 |

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（崩壊熱除去機能喪失

(残留熱除去系が故障した場合) (1/3)

| 項目 | 解析条件 | | 解析条件の不能性 | | 運転員等操作時間に与える影響 |
|----------------|---|---|---------------|--|----------------|
| | 解説条件 | 最確条件 | 条件設定の考え方 | 条件設定の考え方 | |
| 原子炉出力 | 3,293MW 解説条件: 3,293MW | 約3,279MW~ (実績値) | 定格原子炉熱出力として設定 | 最大限の原子炉熱出力をもたらす原子炉の運転条件とした場合は、最大限の熱出力で運転する。しかし、運転員等操作時間に与える影響は、運転員等操作時間に与える影響と同様である。 | 運転員等操作時間に与える影響 |
| 原子炉圧力 | 7,070kPa [gas]~ 約7,070kPa [gas] | 約7,070kPa [gas]~ 約7,070kPa [gas] | 定格原子炉圧力として設定 | 最大限の原子炉圧力をもたらす原子炉の運転条件とした場合は、最大限の圧力で運転する。しかし、運転員等操作時間に与える影響は、運転員等操作時間に与える影響と同様である。 | 運転員等操作時間に与える影響 |
| 通常運転水位 | 通常運転水位 (セバーヘッタスカーネー下端から10cmまで) 約3,900m [gas] | 通常運転水位 (セバーヘッタスカーネー下端から10cmまで) 約3,900m [gas] | 通常運転水位として設定 | 通常運転水位とした場合は、通常運転水位で運転する。しかし、運転員等操作時間に与える影響は、運転員等操作時間に与える影響と同様である。 | 運転員等操作時間に与える影響 |
| 燃料 | 9×9燃科 (A型) 炉心流量 約200t/h (実績値) 約100t/h (実績値) | 9×9燃科 (A型) 炉心流量 約200t/h (実績値) | 炉心流量として設定 | 炉心流量とした場合は、炉心流量で運転する。しかし、運転員等操作時間に与える影響は、運転員等操作時間に与える影響と同様である。 | 運転員等操作時間に与える影響 |
| 初期条件 | 核種濃度 7,350Bq ルイボリウム 7,350Bq 核種濃度 空気量: 約5,960m ³ 約3,960m ³ [実績値] | 核種濃度 空気量: 約5,960m ³ 約3,960m ³ [実績値] | 核種濃度として設定 | 核種濃度とした場合は、核種濃度で運転する。しかし、運転員等操作時間に与える影響は、運転員等操作時間に与える影響と同様である。 | 運転員等操作時間に与える影響 |
| サブレシヨン | サブレシヨン 7,010m (通常運転水位) 約7,010m [実績値] | サブレシヨン 7,010m (通常運転水位) 約7,010m [実績値] | サブレシヨンとして設定 | サブレシヨンとした場合は、サブレシヨンで運転する。しかし、運転員等操作時間に与える影響は、運転員等操作時間に与える影響と同様である。 | 運転員等操作時間に与える影響 |
| サブレシヨン 35°C | サブレシヨン 35°C | サブレシヨン 35°C | サブレシヨンとして設定 | サブレシヨンとした場合は、サブレシヨンで運転する。しかし、運転員等操作時間に与える影響は、運転員等操作時間に与える影響と同様である。 | 運転員等操作時間に与える影響 |

第2表 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (1/6)

| 項目 | 解析条件 | | 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 |
|--------|---|---|----------------|---|--------------------|
| | 解説条件 | 最確条件 | 条件設定の考え方 | 条件設定の考え方 | |
| 原子炉熱出力 | 3,293MW 解説条件: 3,293MW | 約3,279MW~ (実績値) | 定格原子炉熱出力として設定 | 最大限の原子炉熱出力とした場合は、最大限の熱出力で運転する。しかし、運転員等操作時間に与える影響は、運転員等操作時間に与える影響と同様である。 | 運転員等操作時間に与える影響 |
| 原子炉圧力 | 6,931MPa [true] [実績値] | 約6,911MPa [true]~ 約6,911MPa [true] | 定格原子炉圧力として設定 | 最大限の原子炉圧力とした場合は、最大限の圧力で運転する。しかし、運転員等操作時間に与える影響は、運転員等操作時間に与える影響と同様である。 | 運転員等操作時間に与える影響 |
| 通常運転水位 | 通常運転水位 (セバーヘッタスカーネー下端から10cmまで) 約1,22cm [実績値] | 通常運転水位 (セバーヘッタスカーネー下端から10cmまで) 約1,22cm [実績値] | 通常運転水位として設定 | 通常運転水位とした場合は、通常運転水位で運転する。しかし、運転員等操作時間に与える影響は、運転員等操作時間に与える影響と同様である。 | 運転員等操作時間に与える影響 |
| 燃料 | 9×9燃科 (A型) 炉心流量 48,300t/h (実績値) (100%流量) | 9×9燃科 (A型) 炉心流量 約33kW/m~ 約41kW/m [実績値] | 定格流量として設定 | 定格流量とした場合は、定格流量で運転する。しかし、運転員等操作時間に与える影響は、運転員等操作時間に与える影響と同様である。 | 運転員等操作時間に与える影響 |
| 炉心流量 | 44.0kW/m [実績値] | 35.6~10 ⁷ t/h | 定格流量として設定 | 定格流量とした場合は、定格流量で運転する。しかし、運転員等操作時間に与える影響は、運転員等操作時間に与える影響と同様である。 | 運転員等操作時間に与える影響 |

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (1/3)

| 項目 | 解析条件 | | 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 |
|---------|---|---|----------------|---|--------------------|
| | 解説条件 | 最確条件 | 条件設定の考え方 | 条件設定の考え方 | |
| 原子炉熱出力 | 3,293MW 解説条件: 3,293MW | 約3,279MW~ (実績値) | 定格原子炉熱出力として設定 | 最大限の原子炉熱出力とした場合は、最大限の熱出力で運転する。しかし、運転員等操作時間に与える影響は、運転員等操作時間に与える影響と同様である。 | 運転員等操作時間に与える影響 |
| 原子炉圧力 | 6,931MPa [true] [実績値] | 約6,911MPa [true]~ 約6,911MPa [true] | 定格原子炉圧力として設定 | 最大限の原子炉圧力とした場合は、最大限の圧力で運転する。しかし、運転員等操作時間に与える影響は、運転員等操作時間に与える影響と同様である。 | 運転員等操作時間に与える影響 |
| 通常運転水位 | 通常運転水位 (セバーヘッタスカーネー下端から10cmまで) 約1,22cm [実績値] | 通常運転水位 (セバーヘッタスカーネー下端から10cmまで) 約1,22cm [実績値] | 通常運転水位として設定 | 通常運転水位とした場合は、通常運転水位で運転する。しかし、運転員等操作時間に与える影響は、運転員等操作時間に与える影響と同様である。 | 運転員等操作時間に与える影響 |
| 燃料 | 9×9燃科 (A型) 炉心流量 48,300t/h (実績値) (100%流量) | 9×9燃科 (A型) 炉心流量 約33kW/m~ 約41kW/m [実績値] | 定格流量として設定 | 定格流量とした場合は、定格流量で運転する。しかし、運転員等操作時間に与える影響は、運転員等操作時間に与える影響と同様である。 | 運転員等操作時間に与える影響 |
| 最大熱出力密度 | 44.0kW/m [実績値] | 35.6~10 ⁷ t/h | 定格流量として設定 | 定格流量とした場合は、定格流量で運転する。しかし、運転員等操作時間に与える影響は、運転員等操作時間に与える影響と同様である。 | 運転員等操作時間に与える影響 |

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (1/3)

| 東海第二発電所 (2018.9.12版) | | 島根原子力発電所 2号炉 |
|----------------------|--|--------------|
| | | 備考 |

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（崩壊熱除去機能喪失

(残留熱除去系が故障した場合) (2/3)

(残留熱除去系が故障した場合)) (2/3)

| 項目 | 解説条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の 条件設定の考え方 | | 条件設定の考え方 | 運転項目等操作時間に与える影響 |
|------|--------------------------------------|--|-------------------------------------|---|
| | 解析条件 | 初期条件、事故条件、不確かさ | | |
| 初期条件 | 格納容器圧力 | 5,20 Pa [gage] 約 3kPa [base]～ 約 7kPa [base] (実測値) | 通常運転時の格納容器圧力をと して設定 | 最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇量が格納容器ベントによる影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇量（平均）は約 14kPa であるのにに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約 2kPa であり、格納容器ベント時間が約 9 分早くなる程度である。したがって、事象進展による影響は小さい。 |
| | 格納容器温度 | 57°C | 通常運転時の格納容器温度と して設定 | 最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、格納容器温度は格納容器温度は格納容器温度はより飽和温度となることから、初期温度が事象進展による影響は小さい。 |
| | 真空破壊装置 | 3.42kPa (ドライウェルーサブレ ッシュジョン・チエンバ開差 圧) (設計値) | 真空破壊装置の設定値 | 最確条件とした場合は、同様に解析条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。 |
| | 外部水温の温度 | 50°C (事象開始 12 時間 以降は 45°C、事象開始 24 時間以降は 40°C) | 海水移送ポンプ吐出温度を参考に設 考に設定 | 最確条件とした場合は、解析条件により海水温度より低くなる可能性があり、格納容器圧力上昇に対する抑制効果は大きくなる。また、格納容器スプレイによる圧力差異は大きくなり、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力差異は小さくなるが、事象進展による影響は小さい。 |
| | 外部水温の容 量 | 約 21,400m ³ | 淡水貯水池及び通常運転中の 海水貯水池の水量を参考に設 定 | 最確条件とした場合は、解析条件により海水貯水池の余裕は大きくなる。また、事象終了 12 時間後からの可燃型代注水ポンプ (A-2 級) による補給により海水貯水池は充満しないことから、運転項目等操作時間に与える影響はない。 |
| | 燃料の容量 | 約 2,040kL | 通常時の軽油タンクの運用直 接に設定 | 最確条件とした場合は、解析条件によりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事象終了後から最大負荷運転を維持するが、運転員等操作時間に与える影響はない。 |

第9章 解析条件を基礎条件上に場合に運転昌等操作時間及工賃価項目上なる影響額(2/6)

| 項目 | 解析条件の不確かさ | | 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 |
|---------------------|--|---|--|--|
| | 解析条件 | 最確条件 | | |
| 原子炉停止後の 前暖熱 | ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33kWd/t (実験値) | ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度 約 31kWd/t (実験値) | 1 サイクルの運転期間 (13 ヶ月) に調整運転期間 (約 1 ヶ月) を考慮して運転期間に対応する燃焼度として設定 | 最確条件とした場合は、解析条件で設定している前暖熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくななり。解析条件の下では、新たに燃焼炉の燃料被覆管の下部は緩和され、それに伴う炉内燃焼炉の燃料被覆管の放熱も少なくなることから、供給容器圧力及び参考気温の上昇が緩和されるが、格納容器温度上昇は上昇アーチ炉温度によって原子炉起動すること及び供給容器圧力により制限されることから、評価項目となる圧容器プレイヤーに与える影響はない。 |
| 格納容器圧力 | 5kPa [gas] ~ 約 2.2kPa [gas] ~ 約 4.7kPa [base] (実験値) | 通常運転時の格納容器圧力を包含する値として設定 | 最確条件とした場合は、解析条件で設定している圧力よりも小さくなるため、格納容器圧力が低めに推移する場合、格納容器圧力が操作開始の時点から、より一層低めに推移する。ただし、ゆらぎによる格納容器の開閉時間は遅くなる。ただし、ゆらぎによる格納容器圧力の変動は非常に小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 | 最確条件とした場合は、解析条件で設定している圧力よりも小さくなるため、格納容器圧力が低めに推移する場合、格納容器圧力が操作開始の時点から、より一層低めに推移する。ただし、ゆらぎによる格納容器の開閉時間は遅くなる。ただし、ゆらぎによる格納容器圧力の変動は非常に小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 |
| 格納容器 閉塞開気度 | 57°C | 約 25°C ~ 約 58°C (実験値) | 通常運転時の格納容器空気温度 (ドライ ウェル内ガス冷却装置の設計温度) として設定 | 最確条件とした場合は、ゆらぎによる解説条件に対して操作する場合と異なるが、格納容器空気温度が常に一定となり、初期温度からの変動をほとんど与えない。運転員等操作時間に与える影響は小さい。 |
| 格納容器体積 (ドライ ウェル) | 5,700m ³ (設計値) | 5,700m ³ (設計値) | 設計値 | 解析条件は最確条件と同様であることから、事象進展に影響はない。 |

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(崩壊熱除去機能喪失

(2/3) (残留熱除去系が故障した場合)

| 初期条件 | | 解析条件(初期条件、事故条件、解説条件) | | 評価項目となるパラメータに与える影響 | |
|------------------------|---|--|--|---|---|
| 項目 | 解説条件 | 条件設定の考え方 | 条件設定の不確実性 | 解析条件と基準条件に対する影響 | 評価条件と基準条件に対する影響 |
| 格納容器容積 (ドライウェル) | 7,900m ³ (設計値) | ドライウェルの容積は、運送条件によって異なることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 | ドライウェルの容積は、運送条件によって異なることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 | 解析条件と基準条件に対する影響はなく、評価条件と基準条件に対する影響はない。 | 解析条件と基準条件に対する影響はなく、評価条件と基準条件に対する影響はない。 |
| 格納容器容積 (サブチャンジョン・チエニエ) | 空間部: 4,700m ³ 後相部: 2,800m ³ (設計値) | 空間部と後相部の容積は、運送条件によって異なることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 | 空間部と後相部の容積は、運送条件によって異なることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 | 解析条件と基準条件に対する影響はなく、評価条件と基準条件に対する影響はない。 | 解析条件と基準条件に対する影響はなく、評価条件と基準条件に対する影響はない。 |
| 異常燃焼装置 | 3.43Nm ³ (ドライウェル)- サブチャンジョン・チエニエ 開港日 (設計値) | 異常燃焼装置の設定値 | 異常燃焼装置とすることで、運送時間に与える影響はない。 | 異常燃焼装置とすることで、運送時間に与える影響はない。 | 異常燃焼装置とすることで、運送時間に与える影響はない。 |
| サブチャンジョン・ サーフェル水位 | 3.61m (通常運送水位) | 通常運送時のサブチャンジョン・サーフェル水位を設定 | 通常運送時のサブチャンジョン・サーフェル水位に比べて、運送時間に与える影響は小さくなる。 | 通常運送時のサブチャンジョン・サーフェル水位に比べて、運送時間に与える影響は小さくなる。 | 通常運送時のサブチャンジョン・サーフェル水位に比べて、運送時間に与える影響は小さくなる。 |
| サブチャンジョン・ サーフェル水温度 | 35°C | 通常運送時のサブチャンジョン・サーフェル水温度を設定 | 通常運送時のサブチャンジョン・サーフェル水温度と運送時間に与える影響は小さくなる。 | 通常運送時のサブチャンジョン・サーフェル水温度と運送時間に与える影響は小さくなる。 | 通常運送時のサブチャンジョン・サーフェル水温度と運送時間に与える影響は小さくなる。 |
| 格納容器圧力 | 5 kPa [gas] [base] 約5 kPa [lease] | 通常運送時の格納容器圧力として設定 | 通常運送時の格納容器圧力に比べて、運送時間に与える影響は小さくなる。 | 通常運送時の格納容器圧力に比べて、運送時間に与える影響は小さくなる。 | 通常運送時の格納容器圧力に比べて、運送時間に与える影響は小さくなる。 |
| 格納容器温度 | 57°C | 約46°C (4度) (実測値) | 通常運送時の格納容器温度として設定 | 通常運送時の格納容器温度として設定 | 通常運送時の格納容器温度として設定 |
| 外筒水槽の温度 | 35°C | 屋外水槽の水槽表面温度として運送時間に与える影響は小さくなる。 | 屋外水槽の水槽表面温度として運送時間に与える影響は小さくなる。 | 屋外水槽の水槽表面温度として運送時間に与える影響は小さくなる。 | 屋外水槽の水槽表面温度として運送時間に与える影響は小さくなる。 |
| 外筒水槽の容量 | 7,740m ³ (合計水槽) | 低圧水槽子管代替水管及び外筒各部水槽の余裕を考慮して設定 | 低圧水槽子管代替水管及び外筒各部水槽の余裕を考慮して設定 | 低圧水槽子管代替水管及び外筒各部水槽の余裕を考慮して設定 | 低圧水槽子管代替水管及び外筒各部水槽の余裕を考慮して設定 |
| 燃焼室の容量 | 1,180m ³ (合計容積) | 発生所構内に与えられる条件で評価する場合と、燃焼室の余裕が大きくなる場合と評価する場合がある。 | 発生所構内に与えられる条件で評価する場合と、燃焼室の余裕が大きくなる場合と評価する場合がある。 | 発生所構内に与えられる条件で評価する場合と、燃焼室の余裕が大きくなる場合と評価する場合がある。 | 発生所構内に与えられる条件で評価する場合と、燃焼室の余裕が大きくなる場合と評価する場合がある。 |

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（崩壊熱除去機能喪失）

（3/3）
（た揚谷）が故郷に留戀する

第2表 解析条件を最適条件とした場合に運転目標等操作時間及び評価項目となるパラメータに年々の影響(3/6)

| 項目 | 解析条件の不確かさ | | 条件設定の考え方 | 通常運転時間に与える影響 | 評価項目となるパラメータに与える影響 |
|---|--|--|--|--|---|
| | 解析条件 | 最確条件 | | | |
| サブレッシュ・ブル水位 (通常運転範囲の、限界) | 6,983m (実験値) | 7,000m~7,070m (実験値) | 通常運転時のサブレッシュ・ブル水位の下限値として設定 | 最確条件とした場合には、サブレッシュ・ブル水位において解説条件によると高い水位となるが、からぎの幅は非常に小さい。例えば、サブレッシュ・ブル水位が6,983mの時は、サブレッシュ・ブル水位が6,983mの時にに対し、からぎ(0.087m)による水位変動量は約0.2mであり、その割合が初期保有水位の1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象発生時に与える影響は小ささいことから、運転時間は操作時間に与える影響は小ささい。 | 最確条件とした場合には、サブレッシュ・ブル水位において解説条件によると高い水位となるが、サブレッシュ・ブル水位が6,983mの時にに対し、からぎ(0.087m)による水位変動量は約0.2mであり、その割合が初期保有水位の1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象発生時に与える影響は小ささいことから、運転時間は操作時間に与える影響は小ささい。 |
| サブレッシュ・ブル水温度 | 32°C | 約15°C~約32°C (実験値) | 通常運転時のサブレッシュ・ブル水温度の上限値として設定 | 最確条件とした場合には、解説条件で規定しているサブレッシュ・ブル水温度は同等である。この場合の場合は、解説条件と同様に水温が低い場合、水温が高くなる場合、サブレッシュ・ブル水温度は緩和される。このため、格納容器圧力の上昇率は緩和される。通常運転時の開始は異ならない。解説条件と同様に水温が高まると格納容器圧力の上昇率は緩和される。このため、格納容器圧力の上昇率は緩和される。このため、解説条件と同様であることをからら、象徴運転に影響はなく、運転項目となるパラメータに与える影響はない。 | 最確条件とした場合には、サブレッシュ・ブル水温度が低い場合、水温が高くなる場合、サブレッシュ・ブル水温度は緩和される。このため、解説条件と同様に水温が低い場合、水温が高くなる場合、サブレッシュ・ブル水温度は緩和される。このため、格納容器圧力の上昇率は緩和される。このため、解説条件と同様であることをからら、象徴運転に影響はなく、運転項目となるパラメータに与える影響はない。 |
| 真空破砕装置 (作動圧: 3,45kPa (ドライウェル3a ブロックジョン・チャン バ開栓時)) | 作動圧正: 3,45kPa (ドライウェル3a ブロックジョン・チャン バ開栓時) | 作動圧正: 3,45kPa (ドライウェル3a ブロックジョン・チャン バ開栓時) | 作動圧正: 3,45kPa (ドライウェル3a ブロックジョン・チャン バ開栓時) | 時間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定 | 最確条件とした場合には、解説条件で記載している水温と同等以下となる。35°Cの場合には、解説条件と同様に水温が高くなることから、解説条件と同様に操作時間に与える影響はない。また、35°C未満の場合は、格納容器スリーブにて上方部開口部が高まることから、外部水槽の水温が伴う。外部水槽の水温を利用した格納容器スリーブに温が少なくなり、外部水槽の水温を利用した格納容器スリーブに伴うサブレッシュ・ブル水位の上昇が緩和されることから、サブレッシュ・ブル水位が操作開始の段階と同様である。 |
| 外部水槽の水温 | 35°C | 35°C以下 | | 時間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定 | 最確条件とした場合には、解説条件で記載している水温と同等以下となる。35°Cの場合には、解説条件と同様に水温が高くなることから、解説条件と同様に操作時間に与える影響はない。また、35°C未満の場合は、格納容器スリーブにて上方部開口部が高まることから、外部水槽の水温が伴う。外部水槽の水温を利用した格納容器スリーブに温が少なくなり、外部水槽の水温を利用した格納容器スリーブに伴うサブレッシュ・ブル水位の上昇が緩和されることから、サブレッシュ・ブル水位が操作開始の段階と同様である。 |
| 外部水槽の容積 | 約 8,600m ³ | 約 8,600m ³ (直面式水槽設備 +代替水槽設備) | 下限値を設定 | 西側溢水槽水設備及び代替蓄水貯槽の容積の全容は大きくなる。答難の際の容積を増えており、水槽は飽和しないことから座忘自爆時間に与え | 最確条件とした場合には、解説条件よりも燃料容積の全容は大きくなる。答難の際の容積を増えており、水槽は飽和しないことから座忘自爆時間に与え |
| 燃料の容積 | 約 1,010kL | 約 1,010kL 可燃性燃料タンク +可燃性燃料タンク | | 水槽の管理下限値を設定 | 水槽の管理下限値を設定 |

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

| (残留熱除去系が故障した場合) (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 基準条件 | 条件設定の考え方 原子炉水位の低下が厳しい 過渡事象を考慮する 前級熱除去機能喪失 | 連軸系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 — |
| 起因事象 | 安全機能の喪失に対する反応 | 給水流量の全喪失 | — | 外部電源がなく、各個室を供給する条件設定としていることから、外部電源ありと想定する場合も、事象進行時に与える影響はない。 |
| 外部電源 | — | 前級熱除去機能喪失する | 外部電源がいる場合には常に外部電源が運転していることから、外部電源ありと想定する場合で、事象進行時に与える影響はない。 | 外部電源がいる場合、外部電源ありと想定する場合でも、事象進行時に与える影響はない。 |
| 原子炉スクラム信号 | 原子炉水位低 (レベル3) (注水時間: 1.05秒) | 原子炉水位低 (レベル3) 等 | 実験が解析した場合、事象進行は最も速くプログラムした場合、事象進行は最も速くなる。また、運転操作時間に対する余裕が大きくなる。 | 解析条件と最悪条件は同様であることから、事象進行時間に与える影響はない。 |
| 原子炉隔離時冷却系の封系 | 原子炉水位低 (レベル2) 信号 (注水時間: 1.05秒) により自動起動 91m ³ /h (8.21~0.74MPa [age]) において) にて注水 | 原子炉水位低 (レベル2) 信号 原子炉水位低 (レベル2) 信号により自動起動 91m ³ /h (8.21~0.74MPa [age]) において) にて注水 | 実際の注水水温が解析より多い場合 (注水水温 (設計水温) の保守性)、原子炉水位が低い場合には、その後の操作によって蒸気発持特性能は注水水温に制限され、水温の温度調整装置であるこの後が心配である。その後は原子炉注水水温が常に制御水温に近づくことから、運転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、事象進行時間に与える影響はない。 |
| 低圧原子炉代替器 (常圧) | 最大250m ³ /hにて原子炉注水、その後は60m ³ /hにて原子炉注水、それを水位が許可能となる水位に制御 | 最大250m ³ /hにて原子炉注水、その後は60m ³ /hにて原子炉注水、それを水位が許可能となる水位に制御 | 過がし安全弁が逃げ出し弁機能の設定値とて設定 | 解析条件と最悪条件は同様であることから、事象進行時間に与える影響はない。 |
| 逃がし弁機能 | 逃がし弁機能 367~377.7/kN/m ³ | 逃がし弁機能 7.58~7.79MPa [age] | 逃がし安全弁が逃げ出し弁機能の設定値とて設定 | 解析条件と最悪条件は同様であることから、事象進行時間に与える影響はない。 |
| 機器条件 | 逃がし安全弁 逃がし弁機能 | 逃がし安全弁、自動起動機能付きの水位開閉器による原水一時急送止 | 逃がし安全弁 (自動起動機能付き) の水位開閉器による原水一時急送止 | 解析条件と最悪条件は同様であることから、事象進行時間に与える影響はない。 |
| 格納容器代替システム (可搬型) | 120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ | 120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ | スプレイ流量は運転員による選択が行われるが、操作手順に依る必要がある。運転操作時間に与える影響はない。 | スプレイ流量は運転員による選択が行われるが、その増減により正しく冷却効果が得られる。格納容器内に蓄積された熱は少ないことから、運転操作時間に与える影響はない。 |
| 格納容器ファイル | 格納容器器正力427kPa [age] における最大水頭差5.88m/sにて、最大1.0m/s全周回旋 | 格納容器器正力427kPa [age] における最大水頭差5.88m/sにて、最大1.0m/s全周回旋 | 格納容器器正力427kPa [age] にて原子炉格納容器内の取扱い | 解析条件と最悪条件は同様であることから、事象進行時間に与える影響はない。 |

備考

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (4/6)

| 項目 | | 解析条件の不確かさ | | 運転員等操作時間に与える影響 | |
|---------------------------|--|--|---|---|------------------------|
| | 解析条件 | 最適条件 | 条件設定の考え方 | | |
| 安全機能の喪失に対する既定条件 | 起因事故 給水流量の全喪失 消防熱除去機能喪失 | 原子炉水位低下の極点で厳しい事象を設定 | 原子炉水位低下の極点から、事象発生と同時に再循環系ボンブがトリップせす原子炉水位異常低下（レベル2）による影響を考慮する。事象発生と同時に再循環系ボンブがトリップせす原子炉水位異常低下（レベル2）による影響を考慮する。 | 解析条件と最適条件は同様であるから、事象進行に影響はない。 | 評価項目となるバラメータに与える影響はない。 |
| 外部電源 | 安全機能の喪失に対する既定条件 | 残留熱除去系の故障による前級熱除去機能喪失を設定 | 原子炉水位低下の極点から、事象発生と同時に再循環系ボンブがトリップせす原子炉水位異常低下（レベル2）による影響を考慮する。事象発生と同時に再循環系ボンブがトリップせす原子炉水位異常低下（レベル2）による影響を考慮する。 | 解析条件と最適条件は同様であるから、事象進行に影響はない。 | 評価項目となるバラメータに与える影響はない。 |
| 外部電源あり | 外部電源 | 外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環系ボンブがトリップせす原子炉水位異常低下（レベル3）による影響を考慮する。事象発生と同時に再循環系ボンブがトリップせす原子炉水位異常低下（レベル3）による影響を考慮する。 | 原子炉水位低下の極点から、事象発生と同時に再循環系ボンブがトリップせす原子炉水位異常低下（レベル3）による影響を考慮する。 | 解析条件と最適条件は同様であるから、事象進行に影響はない。 | 評価項目となるバラメータに与える影響はない。 |
| ATWS装置と設備（代替外部電源ボンブリップ機能） | 原子炉水位低下 (レベル3(1号) (置換時間1.05倍)) 原子炉水位異常低下 (レベル2(2号) で2台全てがトリップ (原予炉正圧制御時) 安全弁機能 安全弁機能～ 8.3MPa[base]～ 7.79MPa[gage]～ 385.21/h (1個当たり) 410.61/h (1個当たり) | 原子炉水位低下 (レベル3(1号) (置換時間1.05倍)) 原子炉水位異常低下 (レベル2(2号) で2台全てがトリップ (原予炉正圧制御時) 安全弁機能 安全弁機能～ 8.3MPa[base]～ 7.79MPa[gage]～ 385.21/h (1個当たり) 410.61/h (1個当たり) | 安全保護系がトリップせす原子炉水位異常低下（レベル3）による影響を考慮する。事象発生と同時に再循環系ボンブがトリップせす原子炉水位異常低下（レベル3）による影響を考慮する。 | 解析条件と最適条件は同様であるから、事象進行に影響はない。 | 評価項目となるバラメータに与える影響はない。 |
| 専用重人事機器対策装置による緊急停止装置 | 遅がし安全弁 遅がし安全弁 | 原子炉手動減圧操作時 | 原子炉手動減圧操作時 | 遅がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定される遅がし安全弁（自動減圧装置）7.79MPa[base]～385.21/h (1個当たり)による影響を考慮する。 | 評価項目となるバラメータに与える影響はない。 |

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (5/6)

| 項目 | 解析条件の正確さ | | 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 |
|-----------------|------------|---|--|---|
| | 解析条件 | 最確条件 | | |
| 重い事をする機器等に条件付ける | 原子炉底盤時給排気系 | 原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 136.7m ³ /h (7.86MPa[gage] ~ 1.0MPa[gage] において) にて注水 | 設計値を設定。 原子炉底盤時給排気系は、タービン回転数制御により原了炉圧力に依らず一定の流量にて注水する設計となっている。 | 解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はない。 |
| | 高压炉心スプレイ系 | 原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 1.419m ³ /h (1.38MPa [diff] において) 最大 1.419m ³ /h にて注水 | 設計値として設定 | 実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)，原子炉水位の回復は早くなることから、評価項目として注水維持可能な注水量にて制御するが、注水後の流量遮断作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。 |

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (6/6)

| 項目 | 解析条件の不確かさ | | 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 |
|-----------------------|---|---|---|
| | 条件設定の考え方 | 最確条件 | |
| (原子炉注水再強時) (2台) | (原子炉注水再強時) (2台) | 設計值にして設定 ・注水流量： 0m ³ /h～378m ³ /h 以上 ・注水圧力： 0MPa[bar]～ 2.38MPa[bar] | 実際の注水槽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。注水後の操作として注水維持可能な江水量に制御するが、注水後の流れ試験稼働であることをから、運転員等操作時間に与える影響はない。 |
| 低圧代替注水系 (常設) | (原子炉注水と格納 容器スプレイ併用時) ・注水流量：230m ³ /h 以上 | 設計に応じた併用時の注入先圧力 系統圧縮機を考慮しても確実可能な 流量を設定 | 設備条件とした場合でも、スプレイ流量は、格納容器圧力の上昇を抑制可能な範囲で調整し、また、代替格納容器スプレイ冷却系(常設)の停止後に格納容器最高使用圧力に到達した時点でスプレイ流量を停止する運転員等操作の開始は遅くなる。 |
| 代替格納容器スプレ イ冷却系(常設) | スプレイ流量： 130m ³ /h(一定) | 格納容器浮開気温度及び圧力制御 に必要なスプレイ流量を考慮し、設定 102m ³ /h～130m ³ /h | 実際の流量が解析より多い場合、格納容器圧力及び警報 装置が一層の抑制効果は大きくなるが、操作員等操作時間に与える影響はな い。 |
| 格納容器圧力逃がし 装置等 | 排気流量：13.4kg/s (格納容器圧力 0.31MPa[bar]) において、 ^a) | 格納容器圧力逃がしが基準等の設計 価を考慮して、格納容器圧力及び零 圧気温度を低下させろのに必要な 排出流量として設定 | 実際の流量が解析より多い場合、格納容器圧力及び警報 装置が一層の抑制効果は大きくなるが、操作員等操作時間に与える影響はな 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（崩壊熱除去機能喪失）
（残留熱除去系が故障した場合）（1/3）

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 (1/4)

| 項目 | 操作開始時の操作開始条件 | 条件設定の参考方 | 操作不確かさ要因 | 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 |
|------|--|---|---|---|---|---|--------------------------------------|
| 【説明】 | 事故時の重要監視パラメータとしてサブレッシュ・プール水温度を維持監視しており、また、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作の操作実施基準（サブレーション・プール水温度 65°C）に到達するのは事象発生約 2 時間後である。比較的緩やかなパラメータ変化に応じて操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 | 事故時の重要監視パラメータとしてサブレーション・プール水温度を維持監視しており、また、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作の操作実施基準（サブレーション・プール水温度 65°C）に到達するのは事象発生約 2 時間後である。比較的緩やかなパラメータ変化に応じて操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 | 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作の操作実施基準（サブレーション・プール水温度 65°C）到達時 | 中央制御室における操作のうち、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 |
| 【移動】 | 中央制御室内での操作のみであり、移動が操作開始時間に与える影響はない。 | 操作開始時間は操作所要時間と合わせて 1 分を設定している。中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作で、操作所要時間が長くなる場合は操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 | 操作開始時間は操作所要時間と合わせて 1 分を設定している。中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作で、操作所要時間が長くなる場合は操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 | 操作開始時間は操作所要時間と合わせて 1 分を設定している。中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作で、操作所要時間が長くなる場合は操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 | 操作所要時間は操作条件によって異なる。操作所要時間は操作条件によって異なる。操作所要時間は操作条件によって異なる。 | 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作の操作実施基準（サブレーション・プール水温度 65°C）到達時 | 中央制御室における操作のうち、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 |

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（崩壊熱除去機能喪失

（1/3）
（発留熱除糸が故障した場合）

| 項目 | 解析条件（操作条件）の 解説上の挙 げ開始時間 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 |
|--|--|--|--------------------|------------------------|--------|--|
| 【認知】 低圧原子炉代替蔵注水系（常設）による原子炉注水を開始するのは事象発生の約8時間後であり、それまでにサブレーション・ペール水温度の上昇を十分に認知できる時間があるため、認知遅れにより操作時間に与える影響はなし。 | 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はなし。 | 低圧原子炉代替蔵注水系（常設）による原子炉注水を開始するのは事象発生の約8時間後であり、それまでにサブレーション・ペール水温度の上昇を十分に認知できる時間があるため、認知遅れにより操作時間に与える影響はなし。 | 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 | 訓練実績等により、低 圧原子炉代替蔵注水系 による原子炉注水のた めの操作開始時間は、分析 での設定に対して十分な 余裕があり、サブレーション ・ペール水温度を確認 し、遅がし安全弁を開閉 操作で原子炉を遮断する ことにより原子炉注水を 開始する。しかし、実態の 操作では、遅がし安全弁より原 子炉遮断操作開始ま での注水手段切替 までの時間が遅がし安 全弁手動操作作業 では8時間の時間 余裕がある。 |

島根原子力発電所 2号炉

備考

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（崩壊熱除去機能喪失）

(残留熱除去系が故障した場合) (2/3)

| 項目 | 解分析条件（操作条件）の不確かさ | | 操作の不確かさ要因 | 評価項目となるべき 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間 | 条件設定の考え方 | | | | |
| 復水貯蔵槽への補給 | 事象発生から 12 時間後 | 可搬型設備に間にし て、事象発生から 12 時間までは、その機 能に期待しないと假定 | 復水貯蔵槽への補給までの時間は、事象発生から 12 時間あり十分な時間余 裕がある。 | 運転等操作時間に与え る影響 | 復水貯蔵槽への補給は、淡水貯水池 から可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） を用いて実施する。可搬型代替注水 ポンプ（A-2 級）の配置、淡水貯水池 から復水貯蔵槽への給油のホース敷 設等の注水準備は、所要時間 360 分 想定のところ、訓練実績等により約 345 分であり、想定で意図している 作業が実現可能ならることを確認した。 有効性評価では、復水貯蔵槽への補 給用の可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）（6 号及び 7 号ポンプ各 4 台）へ の給油を期待している。 各機器への給油準備作業について、 可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）へ の給油準備開始からターン クローリー（4kl）への給油完了まで は、所要時間 40 分のこところ訓 練実績等では約 98 分で実施可能な ことを確認した。 | — |
| 各機器への給油 | 事象発生から 12 時 間後以降、適宜 | 各機器への給油開始までの時間は、事象発生から 12 時間あり十分な時間余 裕がある。 | 各機器への給油は、 解析条件ではない が、解析で想定して いる操作の成立や確 保が必要な操作作 業、各機器の使用開始時 間を踏まえて設定 | 各機器への給油は、 解析条件ではない が、解析で想定して いる操作の成立や確 保が必要な操作作 業、各機器の使用開始時 間を踏まえて設定 | 復水貯蔵槽への補給は、淡水貯水池 から可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）への 可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）への 給油作業は、計算時間 180 分のとこ ろ訓練実績等では約 98 分であり、計 算時間内で意図している作業が実施 される。 | — |

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(2/4)

| 項目 | 解説 ¹⁾ の操作開始条件 | 条件設定の考え方 | 操作不確かなさ要因 | 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 |
|------|--|---|---|--------------------|---|---|
| 【説明】 | 事故時には重要監視パラメータである格納容器圧力を維持監視しており、また、格納容器スプレイの動作開始基準（格納容器昇圧正力：0.279MPa[gage]）に達する時は象徴発火約1時間後であり、比較的緩やかなパラメータ変化であることから、認知流れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 | 【要件記述】 中央制御室での操作のみであり、半直通員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。 | 【操作手順】 中央制御室での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。 【操作時間】 中央制御室での操作時間による効率的な操作であり、緩やかな圧力上昇に対し操作所要時間は1分に近く、操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さく、操作開始時間に与える影響はない。 | 操作員等操作時間に与える影響 | 常設低圧代替注水系ボンブ2台により格納容器スプレイと下部注水を同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する場合があるため不確かな操作による影響はない。 | 中央制御室における操作は同一の制御盤正圧代替注水系ボンブ2台により格納容器スプレイと下部注水を同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する場合があるため不確かな操作による影響はない。 |

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（崩壊熱除去機能喪失

島根原子力発電所 2号炉

備考

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 (崩壊熱除去機能喪失)

(残留熱除去系が故障した場合) (3/3)

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(3/4)

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（崩壊熱除去機能喪失

備考

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 (4/4)

| 項目 | 解析上の操作開始条件 | 条件設定の考え方 | 操作不確かさ要因 | 運転員等操作時間に与える影響 | | 訓練実績等 |
|--------------|---------------------|---|--|--------------------|--------|---|
| | | | | 評価項目となるパラメータに与える影響 | 操作時間余裕 | |
| 代替淡水貯槽への補給操作 | 代替淡水貯槽を水源とした江水の開始時点 | 代替淡水貯槽へ の補給は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の簡便化や継続に必要な作業であり、代替淡水貯槽が枯渇しないように設定 | 代替淡水貯槽の枯渇までは24時間以上の時間余裕があり、補給開始までの準備時間180分を考慮しても、十分な時間余裕がある。 | — | — | 代替淡水貯槽への補給は所要時間180分のところ、訓練実績等により約164分で実施可能なことを確認した。 |
| 可燃型代替注水操作条件 | 可燃型代替注水構への補給 | 可燃型代替注水構では、解析条件ではないが、解析で想定している操作の簡便化や継続に必要な作業であり、燃料が枯渇しないように設定 | 可燃型代替注水構までの準備時間110分(タンクローリーへの給油90分及び可燃型代替注水構への給油20分)を考慮しても、十分な時間余裕がある。 | — | — | 可燃型代替注水構への燃料ボンブへの燃料給油開始までの準備時間110分のところ、訓練実績等により約98分で実施可能なことを確認した。 |

まとめ資料比較表 [有効性評価 添付資料 2.4.2.3]

| 柏崎刈羽原子力発電所 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 2.4.2.3</p> <p>7日間における水源の対応について（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））</p> <p>○水源 復水貯水池水量：約1,700m³ 淡水貯水池：約18,000m³</p> <p>○水使用パターン ①原原子炉隔離待冷却系、高圧炉心注水系による原子炉注水 ②代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による代替格納容器スプレイ 冷却系による代替格納容器スプレイを実施する（140m³/h）。 ③淡水貯水池から復水貯水槽への移送 事象発生12時間後から可搬型代替注水ポンプ（A2級）4台を用いて130m³/hで淡水貯水池の水を復水貯水槽へ移送する。</p> <p>○時間評価 (右上図) 事象発生12時間までは復水貯水槽を水源として原子炉注水及び代替格納容器スプレイを実施するため、復水貯水槽水量は減少する。 その後は崩壊熱相当で注水することから復水貯水槽水量は回復し、以降安定して冷却が可能である。</p> <p>○水源評価結果 時間評価結果の結果から復水貯水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6,200m³必要となる。 6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、約12,400m³必要となる。各号炉の復水貯水槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有する。</p> <p>○水資源評価 事象発生12時間後から低圧原子炉への補給を開始するため、水量の減少割合は低下する。格納容器スプレイ停止後に格納容器スプレイを実施し、その後は崩壊熱相当で注水することから復水貯水槽水量は回復し、以降安定して冷却が可能である。</p> <p>○水資源評価結果 時間評価結果の結果から低圧原子炉への補給を開始するため、水量の減少割合は低下する。格納容器スプレイ停止後に格納容器スプレイを実施し、その後は崩壊熱相当で注水することから復水貯水槽水量は回復し、以降安定して冷却が可能である。</p> | <p style="text-align: center;">添付資料 2.4.2.3</p> <p>7日間における水源の対応について <u>(崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）)</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"> 代替淡水貯槽：約4,300m³ 西側淡水貯水設備：約4,300m³ <p>2. 水使用パターン</p> <p>① 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水</p> <p>サプレッション・プール水温度が65°Cに到達する事象発生約2時間後、代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。</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>② 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却</p> <p>格納容器圧力が0.279 MPa[gage]に到達する事象発生約13時間後、代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。</p> <p>サプレッション・プール水位が通常水位+6.5 mに到達後、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。</p> <p>③ 西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給</p> <p>可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給準備が完了後、西側淡水貯水設備の水を代替淡水貯槽へ補給する。</p> <p style="text-align: center;">添付資料 2.4.2.3</p> <p>7日間における水源の対応について（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））</p> <p>○水源 低圧原子炉代替注水槽：約740m³ 輪谷貯水槽（西1／西2）：約7,000m³（約3,500m³×2）※設置許可基準規則56条【解説】1b)項を満足するための代替淡水槽（位置） ○水使用パターン ①低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水 事象発生8時間後から低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水（250m³/h）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輪谷貯水槽（西1／西2）から大量送水車を用いて120m³/hで間欠運転を実施。 事象発生8時間後から格納容器圧力に応じ、120m³/hで間欠運転を実施。 ○時間評価 事象発生8時間後まではサプレッション・チャーンへのブール水を水源とした原原子炉隔離待冷却系により原原子炉注水を実施するため、低圧原子炉代替注水槽水量は減少しない。事象発生8時間後から低圧原子炉代替注水槽を水源として原原子炉注水と同時に低圧原子炉代替注水槽に補給を実施するため水量は回復する。事象発生19時間後から格納容器スプレイを実施するため、低圧原子炉代替注水槽への移送を一旦停止するが、格納容器スプレイは間欠運転であるため、格納容器スプレイ停止後は低圧原子炉代替注水槽への移送を再開し、以降安定して冷却可能である。</p> <p>○水源評価結果 時間評価結果の結果から低圧原子炉代替注水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、約3,600m³必要となる。低圧原子炉代替注水槽に約740m³及び輪谷貯水槽（西1／西2）に約7,000m³の水を保有することから、必要水量は確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。</p> | <p style="text-align: right;">添付資料 2.4.2.3</p> <p>7日間における水源の対応について（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））</p> <p>○水源 低圧原子炉代替注水槽：約740m³ 輪谷貯水槽（西1／西2）：約7,000m³（約3,500m³×2）※設置許可基準規則56条【解説】1b)項を満足するための代替淡水槽（位置） ○水使用パターン ①低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水 事象発生8時間後から低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水（250m³/h）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輪谷貯水槽（西1／西2）から大量送水車を用いて120m³/hで間欠運転を実施。 事象発生8時間後から格納容器圧力に応じ、120m³/hで間欠運転を実施。 ○時間評価 事象発生8時間後まではサプレッション・チャーンへのブール水を水源とした原原子炉隔離待冷却系により原原子炉注水を実施するため、低圧原子炉代替注水槽水量は減少しない。事象発生8時間後から低圧原子炉代替注水槽を水源として原原子炉注水と同時に低圧原子炉代替注水槽に補給を実施するため水量は回復する。事象発生19時間後から格納容器スプレイを実施するため、低圧原子炉代替注水槽への移送を一旦停止するが、格納容器スプレイは間欠運転であるため、格納容器スプレイ停止後は低圧原子炉代替注水槽への移送を再開し、以降安定して冷却可能である。</p> <p>○水源評価結果 時間評価結果の結果から低圧原子炉代替注水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、約3,600m³必要となる。低圧原子炉代替注水槽に約740m³及び輪谷貯水槽（西1／西2）に約7,000m³の水を保有することから、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>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根2号炉は、原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を想定。</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>3. 時間評価</p> <p>事象発生から常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水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、代替淡水貯槽の水量は減少しない。</p> <p>事象発生2時間以降は、原子炉注水等によって、代替淡水貯槽の水量は減少する。</p> <p>可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給の準備が完了する事象発生後約300分時点で代替淡水貯槽は枯渇していない。その後、西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給を実施するため、代替淡水貯槽は枯渇することがない。</p> <p>第1図 外部水源による積算注水量 (崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))</p> <p>4. 水源評価結果</p> <p>時間評価の結果から代替淡水貯槽が枯済することはない。また、7日間の対応を考慮すると、合計約5,410m³の水が必要となる。代替淡水貯槽及び西側淡水貯水設備に合計約8,600m³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> | | |

まとめ資料比較表 [有効性評価 添付資料 2.4.2.4]

添付資料 2.4.2.4

7 日間における燃料の対応について（崩壊熱除去機能喪失、（残留熱除去系が故障した場合））

柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20 版)

添付資料 2.4.2.4

| 7号炉 | | 事象発生直後～事象発生後7日間 | | 合計 | |
|--------------------------|---|--|--------------------------------|--|--|
| 復水貯蔵槽給水用 可搬型代替ポンプ (A-2級) | 非常用ディーゼル発電機 3台起動。※1 燃費は保守的に最大負荷時を想定。 1,440.4L/h(燃料消費率) × 168h(運転時間) × 2台(運転台数) = 約 484.0kL | 7号炉の 軽油消費量 約686kL | 7号炉の 軽油タンク容積 約1206kL(※2) | 7号炉の 軽油タンク容積 約1206kL(※2)あり、 7日前迄可能。 | |
| 4台起動。24h×7日×4台 = 14,12L。 | 1,493L/h×24h×7日×3台 = 52,47L。 | | | | |
| 事象発生直後～事象発生後7日間 | | | | | |
| 6号炉 | 復水貯蔵槽給水用 可搬型代替ポンプ (A-2級) | 非常用ディーゼル発電機 3台起動。※1 燃費は保守的に最大負荷時を想定。 1,493L/h×24h×7日×3台 = 52,47L。 | 7号炉の 軽油消費量 約686kL | 7号炉の 軽油タンク容積 約1206kL(※2) | |
| 4台起動。24h×7日×4台 = 14,12L。 | 21L/h×24h×7日×4台 = 14,12L。 | | | | |
| 事象発生直後～事象発生後7日間 | | | | | |
| 1号炉 | 復水貯蔵槽給水用 可搬型代替ポンプ (A-2級) | 非常用ディーゼル発電機 2台起動。※2 燃費は保守的に最大負荷時を想定。 1,879L/h×24h×7日×2台 = 531,34L。 | 7号炉の 軽油消費量 約686kL | 7号炉の 軽油タンク容積 約1206kL(※2) | |
| 事象発生直後～事象発生後7日間 | | | | | |
| 2号炉 | 復水貯蔵槽給水用 可搬型代替ポンプ (A-2級) | 非常用ディーゼル発電機 2台起動。※2 燃費は保守的に最大負荷時を想定。 1,879L/h×24h×7日×2台 = 531,34L。 | 7号炉の 軽油消費量 約686kL | 7号炉の 軽油タンク容積 約1206kL(※2) | |
| 事象発生直後～事象発生後7日間 | | | | | |
| 3号炉 | 復水貯蔵槽給水用 可搬型代替ポンプ (A-2級) | 非常用ディーゼル発電機 2台起動。※2 燃費は保守的に最大負荷時を想定。 1,879L/h×24h×7日×2台 = 531,34L。 | 7号炉の 軽油消費量 約686kL | 7号炉の 軽油タンク容積 約1206kL(※2) | |
| 事象発生直後～事象発生後7日間 | | | | | |
| 4号炉 | 復水貯蔵槽給水用 可搬型代替ポンプ (A-2級) | 非常用ディーゼル発電機 2台起動。※2 燃費は保守的に最大負荷時を想定。 1,879L/h×24h×7日×2台 = 531,34L。 | 7号炉の 軽油消費量 約686kL | 7号炉の 軽油タンク容積 約1206kL(※2) | |
| 事象発生直後～事象発生後7日間 | | | | | |
| 5号炉 | 復水貯蔵槽給水用 可搬型代替ポンプ (A-2級) | 非常用ディーゼル発電機 2台起動。※2 燃費は保守的に最大負荷時を想定。 1,879L/h×24h×7日×2台 = 531,34L。 | 7号炉の 軽油消費量 約686kL | 7号炉の 軽油タンク容積 約1206kL(※2) | |
| 事象発生直後～事象発生後7日間 | | | | | |
| その他 | 45L/h×24h×7日×2台 = 7,560L。 モーターポンプ×2台 = 14,12L。 9L/h×24h×7日×2台 = 52,47L。 | | | | |
| 事象発生直後～事象発生後7日間 | | | | | |

7日間における燃料の対応について
(崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))

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 |
|--|----------------------------|--|
| 非常用ディーゼル発電機 2台起動 ^{*1} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,440.4L/h(燃料消費率) × 168h(運転時間) × 2台(運転台数) = 約 484.0kL | 7日間の 軽油消費量 約 755.5kL | 軽油貯蔵タンクの容量 は約 800kL であり、7 日 間対応可能 |
| 高压炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 775.6L/h(燃料消費率) × 168h(運転時間) × 1台(運転台数) = 約 130.3kL | | |
| 常設代替高压電源装置 2台起動 ^{*2} (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) × 2台(運転台数) = 約 141.2kL | | |
| 可搬型代替注水中型ポンプ 1台起動 (西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給) 35.7L/h(燃料消費率) × 168h(運転時間) × 1台(運転台数) = 約 6.0kL | 7日間の 軽油消費量 約 6.0kL | 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 所用発電機 燃料油貯 タンクの容 量は約 75kL であり、7 日 間の対応可 能 |

※1 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は非常用ディーゼル発電機 1台であるが、保守的に
ディーゼル発電機 2台の起動を仮定した。

※2 緊急用母線の電源を、常設代替高压電源装置 2台で確保することを仮定した。

※3 保安規定に基づく容量。

※4 2 台ある。

※5 1 台ある。

※6 1 台ある。

※7 1 台ある。

※8 1 台ある。

※9 1 台ある。

※10 1 台ある。

※11 1 台ある。

※12 1 台ある。

※13 1 台ある。

※14 1 台ある。

※15 1 台ある。

※16 1 台ある。

※17 1 台ある。

※18 1 台ある。

※19 1 台ある。

※20 1 台ある。

※21 1 台ある。

※22 1 台ある。

※23 1 台ある。

※24 1 台ある。

※25 1 台ある。

※26 1 台ある。

※27 1 台ある。

※28 1 台ある。

※29 1 台ある。

※30 1 台ある。

※31 1 台ある。

※32 1 台ある。

※33 1 台ある。

※34 1 台ある。

※35 1 台ある。

※36 1 台ある。

※37 1 台ある。

※38 1 台ある。

※39 1 台ある。

※40 1 台ある。

※41 1 台ある。

※42 1 台ある。

※43 1 台ある。

※44 1 台ある。

※45 1 台ある。

※46 1 台ある。

※47 1 台ある。

※48 1 台ある。

※49 1 台ある。

※50 1 台ある。

※51 1 台ある。

※52 1 台ある。

※53 1 台ある。

※54 1 台ある。

※55 1 台ある。

※56 1 台ある。

※57 1 台ある。

※58 1 台ある。

※59 1 台ある。

※60 1 台ある。

※61 1 台ある。

※62 1 台ある。

※63 1 台ある。

※64 1 台ある。

※65 1 台ある。

※66 1 台ある。

※67 1 台ある。

※68 1 台ある。

※69 1 台ある。

※70 1 台ある。

※71 1 台ある。

※72 1 台ある。

※73 1 台ある。

※74 1 台ある。

※75 1 台ある。

※76 1 台ある。

※77 1 台ある。

※78 1 台ある。

※79 1 台ある。

※80 1 台ある。

※81 1 台ある。

※82 1 台ある。

※83 1 台ある。

※84 1 台ある。

※85 1 台ある。

※86 1 台ある。

※87 1 台ある。

※88 1 台ある。

※89 1 台ある。

※90 1 台ある。

※91 1 台ある。

※92 1 台ある。

※93 1 台ある。

※94 1 台ある。

※95 1 台ある。

※96 1 台ある。

※97 1 台ある。

※98 1 台ある。

※99 1 台ある。

※100 1 台ある。

※101 1 台ある。

※102 1 台ある。

※103 1 台ある。

※104 1 台ある。

※105 1 台ある。

※106 1 台ある。

※107 1 台ある。

※108 1 台ある。

※109 1 台ある。

※110 1 台ある。

※111 1 台ある。

※112 1 台ある。

※113 1 台ある。

※114 1 台ある。

※115 1 台ある。

※116 1 台ある。

※117 1 台ある。

※118 1 台ある。

※119 1 台ある。

※120 1 台ある。

※121 1 台ある。

※122 1 台ある。

※123 1 台ある。

※124 1 台ある。

※125 1 台ある。

※126 1 台ある。

※127 1 台ある。

※128 1 台ある。

※129 1 台ある。

※130 1 台ある。

※131 1 台ある。

<div data-bbox="333 1960 344 1970" data-label="Text

まとめ資料比較表 [有効性評価 添付資料 2.4.2.5]

| 柏崎刈羽原子力発電所 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 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------|--|-------------------|-------------------|-------------------|--|--|------|--------|-----------|-------------------|-------------------|---|---|-------------|------|------|---|--------------|------|------|------|---|--------------|------|------|------|---|----------------------|------------|--------|--------|---|---------------|-----|--------|--------|------|------|-----------|-------------------|-----------------|---|---------------|------|------|------|---|---------------------|-----|------|------|---|--------------|------|------|------|---|-------------------|-----|------|------|---|
| 資料なし | <p style="text-align: right;">添付資料 2.4.2.5</p> <p style="text-align: center;"><u>常設代替交流電源設備の負荷</u> <u>(崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))</u></p> <p style="text-align: center;">主要負荷リスト</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th colspan="5">【電源設備：常設代替高圧電源装置】</th> </tr> <tr> <th>起動順序</th> <th>主要機器名称</th> <th>負荷容量 (kW)</th> <th>負荷起動時の最大負荷容量 (kW)</th> <th>定常時の連続最大負荷容量 (kW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①</td> <td>緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電盤 ・その他必要な負荷</td> <td>約120 約97</td> <td>約245</td> <td>約217</td> </tr> <tr> <td>②</td> <td>常設低圧代替注水系ポンプ</td> <td>約190</td> <td>約702</td> <td>約407</td> </tr> <tr> <td>③</td> <td>常設低圧代替海水系ポンプ</td> <td>約190</td> <td>約892</td> <td>約597</td> </tr> <tr> <td>④</td> <td>緊急用海水ポンプ その他必要な負荷</td> <td>約510 約4</td> <td>約1,579</td> <td>約1,111</td> </tr> <tr> <td>⑤</td> <td>代替燃料プール冷却系ポンプ</td> <td>約30</td> <td>約1,220</td> <td>約1,141</td> </tr> </tbody> </table> <p>常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ</p> <p>※1 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量 ($1,380\text{kW} \times \text{運転台数} = \text{最大容量}$) ※2 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の80%の容量 ($1,380\text{kW} \times 0.8 \times \text{運転台数} = \text{連続定格容量}$)</p> <p style="text-align: right;">添付資料 2.4.2.5</p> <p style="text-align: center;"><u>常設代替交流電源設備の負荷</u> <u>(崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))</u></p> <p style="text-align: center;">主要負荷リスト</p> <p style="text-align: center;">電源設備：ガスタービン発電機 定格出力：4,800kW</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th>起動順序</th> <th>主要機器</th> <th>負荷容量 (kW)</th> <th>負荷起動時の最大負荷容量 (kW)</th> <th>定常時の最大負荷容量 (kW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①</td> <td>ガスタービン発電機付帯設備</td> <td>約111</td> <td>約300</td> <td>約111</td> </tr> <tr> <td>②</td> <td>代替所内電気設備負荷 (自動投入負荷)</td> <td>約18</td> <td>約129</td> <td>約129</td> </tr> <tr> <td>③</td> <td>低圧原子炉代替注水ポンプ</td> <td>約210</td> <td>約471</td> <td>約339</td> </tr> <tr> <td>④</td> <td>低圧原子炉代替注水設備非常用送風機</td> <td>約15</td> <td>約409</td> <td>約354</td> </tr> </tbody> </table> <p>出力(kW)</p> <p>ガスタービン発電機の定格出力(4,800kW)</p> <p>最大容量:約471kW</p> <p>△ガスタービン発電機起動</p> <p>常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ</p> | 【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充電盤 ・その他必要な負荷 | 約120 約97 | 約245 | 約217 | ② | 常設低圧代替注水系ポンプ | 約190 | 約702 | 約407 | ③ | 常設低圧代替海水系ポンプ | 約190 | 約892 | 約597 | ④ | 緊急用海水ポンプ その他必要な負荷 | 約510 約4 | 約1,579 | 約1,111 | ⑤ | 代替燃料プール冷却系ポンプ | 約30 | 約1,220 | 約1,141 | 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 | 代替所内電気設備負荷 (自動投入負荷) | 約18 | 約129 | 約129 | ③ | 低圧原子炉代替注水ポンプ | 約210 | 約471 | 約339 | ④ | 低圧原子炉代替注水設備非常用送風機 | 約15 | 約409 | 約354 | <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、SA 事象を考慮して、外部電源の喪失を想定している。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 <p>【東海第二】</p> <p>常設代替電源設備から電源供給する負荷が異なる。なお、柏崎 6/7 では必要負荷について外部電源で電源供給を行う。</p> |
| 【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充電盤 ・その他必要な負荷 | 約120 約97 | 約245 | 約217 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ② | 常設低圧代替注水系ポンプ | 約190 | 約702 | 約407 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ③ | 常設低圧代替海水系ポンプ | 約190 | 約892 | 約597 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ④ | 緊急用海水ポンプ その他必要な負荷 | 約510 約4 | 約1,579 | 約1,111 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ⑤ | 代替燃料プール冷却系ポンプ | 約30 | 約1,220 | 約1,141 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 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 | 代替所内電気設備負荷 (自動投入負荷) | 約18 | 約129 | 約129 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ③ | 低圧原子炉代替注水ポンプ | 約210 | 約471 | 約339 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ④ | 低圧原子炉代替注水設備非常用送風機 | 約15 | 約409 | 約354 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |