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　5.1 崩壊熱除去機能喪失〕

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故 5.1 崩壊熱除去機能喪失 5.1.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策 (1)事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」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「崩壊熱除去機能喪失（RHR 機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・注水系失敗」，②「崩壊熱除去機能喪失（代替除熱機能喪失[フロントライン]※1）＋崩壊熱除去・注水系失敗」，③「崩壊熱除去機能喪失（補機冷却系機能喪失）＋崩壊熱除去・注水系失敗」及び④「外部電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗」である。 ※1 原子炉冷却材浄化系等の残留熱除去系以外の崩壊熱除去機能の喪失 (2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」では，原子炉の運転停止中に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，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し燃料損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，崩壊熱除去機能を喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，崩壊熱除去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。 したがって，本事故シーケンスグループでは，運転員が異常を認知して，待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことによって燃料損傷の防止を図る。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉を除熱する。	5 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故 5.1 崩壊熱除去機能喪失 5.1.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策 (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」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「残留熱除去系の故障（ＲＨＲ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」，②「残留熱除去系の故障（ＲＨＲＳ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び③「外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。 (2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」では，原子炉の運転停止中に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，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し燃料損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，崩壊熱除去機能を喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，崩壊熱除去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。 したがって，本事故シーケンスグループでは，運転員が異常を認知して，待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行うことによって，燃料損傷の防止を図る。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉を除熱	5.　運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故 5.1　崩壊熱除去機能喪失 5.1.1　事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策 (1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」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，「崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び「外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。 (2)　事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」では，原子炉の運転停止中に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，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し燃料損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，崩壊熱除去機能を喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，崩壊熱除去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。 したがって，本事故シーケンスグループでは，運転員が異常を認知して，待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことによって燃料損傷の防止を図る。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉を除熱する。	・評価条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉の「崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」は，残留熱除去系のフロントライン系又はサポート系の機能喪失を表している。 柏崎 6/7 の②の事故シーケンスは，ＰＲＡにおいて，原子炉冷却材浄化系，燃料プール冷却浄化系に期待しているため抽出されているが，島根２号炉では期待していないため同様の事故シーケンスは抽出されていない。

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
(3) 燃料損傷防止対策 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して，燃料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，待機中の残留熱除去系（低圧注水モード及び原子炉停止時冷却モード）による原子炉注水手段及び除熱手段を整備する。また，原子炉補機冷却機能喪失により残留熱除去機能が喪失した場合については「5.2 全交流動力電源喪失」にて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。これらの対策の概略系統図を第 5.1.1 図及び第 5.1.2 図に，手順の概要を第 5.1.3 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 5.1.1 表に示す。 本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，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 14 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 6 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 名である。必要な要員と作業項目について第 5.1.4 図に示す。 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，14 名で対処可能である。 a．残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認 原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により，崩壊熱除去機能が喪失する。これにより，原子炉水温が上昇し 100℃に	する。 (3) 燃料損傷防止対策 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して，燃料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，待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱手段を整備する。また，残留熱除去系海水系機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失した場合については「5.2 全交流動力電源喪失」にて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。これらの対策の概略系統図を第5.1－1 図に，手順の概要を第5.1－2 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5.1－1 表に示す。 本事故シーケンスグループにおける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）12 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，通報連絡等を行う要員は4 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は3 名である。必要な要員と作業項目について第5.1－3 図に示す。 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，12 名で対処可能である。 a．残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認 原子炉の運転停止中に残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障により，崩壊熱除去機能が喪失する。これによ	(3) 燃料損傷防止対策 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して，燃料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，待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱手段を整備する。また，原子炉補機冷却機能喪失により残留熱除去機能が喪失した場合については「5.2 全交流動力電源喪失」にて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。これらの対策の概略系統図を第5.1.1－1(1)図及び第5.1.1－1(2)図に，手順の概要を第5.1.1－2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5.1.1－1表に示す。 本事故シーケンスグループにおける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10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名である。必要な要員と作業項目について第5.1.1－3図に示す。 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，10名で対処可能である。 a．残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認 原子炉の運転停止中に残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障により，崩壊熱除去機能が喪失する。これによ	・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 10 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伴う，必要要員数の相違。

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
到達する。運転員は原子炉水温の上昇等を確認し，崩壊熱除去機能喪失を確認する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系熱交換器出口温度等である。	り，原子炉水温が上昇し 100℃に到達する。運転員は原子炉水温の上昇等を確認し，崩壊熱除去機能喪失を確認する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系熱交換器出口温度等である。 （添付資料 5.1.1）	り，原子炉水温が上昇し 100℃に到達する。運転員は原子炉水温の上昇等を確認し，崩壊熱除去機能喪失を確認する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系熱交換器出口温度等である。	
ｂ．逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持 崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が 100℃に到達し，原子炉圧力が上昇することから，原子炉を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁１ 個を開操作する。 逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力等である。	ｂ．逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持 崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が 100℃に到達し，原子炉圧力が上昇することから，原子炉を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1 個を開操作する。 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力等である。	ｂ．逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持 崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が 100℃に到達し，原子炉圧力が上昇することから，原子炉を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能付き）１個を開操作する。 逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力（ＳＡ），原子炉圧力等である。	
ｃ．残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水 崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し，原子炉水位が低下するため，中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を開始し，原子炉水位を回復する。 残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系系統流量等である。	ｃ．残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水 崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し，原子炉水位が低下するため，中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉注水を開始し，原子炉水位を回復する。 残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系系統流量等である。	ｃ．残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水 崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し，原子炉水位が低下するため，中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を開始し，原子炉水位を回復する。 残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去ポンプ出口流量等である。	
ｄ．残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復 残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉水位回復後，中央制御室にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切替えを行い，崩壊熱除去機能を回復する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系熱交換器入口温度等である。 崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。	ｄ．残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転による崩壊熱除去機能回復 残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉水位回復後，中央制御室及び現場にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）へ切替えを行い，崩壊熱除去機能を回復する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転による崩壊熱除去機能回復を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系熱交換器入口温度等である。 崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を停止するため，逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とする。	ｄ．残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復 残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉水位回復後，中央制御室及び現場にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切替えを行い，崩壊熱除去機能を回復する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系熱交換器入口温度等である。 崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，残留熱除去系（低圧注水モード）から残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）への切り替え時に現場操作を実施。

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
5.1.2 燃料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，「崩壊熱除去機能喪失（RHR 機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・注水系失敗」である。 本重要事故シーケンスにおいて想定するプラント状態は，崩壊熱，原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から，「POS A PCV/RPV 開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」が有効燃料棒頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して，最も厳しい想定である。したがって，当該プラント状態を基本とし，他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより，運転停止中の他のプラント状態においても，評価項目を満足できる。 また，評価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。 （添付資料 5.1.1，5.1.2）	5.1.2 燃料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，「残留熱除去系の故障（ＲＨＲ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。 本重要事故シーケンスにおいて想定するプラント状態は，崩壊熱，原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から，「ＰＯＳ－Ａ　ＰＣＶ／ＲＰＶ開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」が燃料有効長頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して，最も厳しい想定である。したがって，当該プラント状態を基本とし，他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより，運転停止中の他のプラント状態においても，評価項目を満足できる。 また，評価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。 （添付資料 5.1.2）	5.1.2　燃料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，「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。 本重要事故シーケンスにおいて想定するプラント状態は，崩壊熱，原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から，「ＰＯＳ－Ａ　格納容器及び原子炉圧力容器の開放並びに原子炉ウェル満水への移行状態」が燃料棒有効長頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して，最も厳しい想定である。したがって，当該プラント状態を基本とし，他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより，運転停止中の他のプラント状態においても，評価項目を満足できる。 また，評価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。 （添付資料5.1.1，5.1.2）	
(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評価条件を第 5.1.2 表に示す。また，主要な評価条件について，本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。 a．初期条件 (a) 原子炉圧力容器の状態 原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については，燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から，未開放時の評価に包絡される。 (b) 崩壊熱 原子炉停止後の崩壊熱は，ANSI/ANS-5.1-1979 の式に基づくものとし，また，崩壊熱を厳しく見積もるために，原子炉停止 1 日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約 22MW である。 なお，崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約 37m³/h	(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評価条件を第 5.1－2 表に示す。また，主要な評価条件について，本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。 a．初期条件 (a) 原子炉圧力容器の状態 原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については，燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から，未開放時の評価に包絡される。 (b) 崩壊熱 原子炉停止後の崩壊熱は，ＡＮＳＩ／ＡＮＳ－5.1－1979 の式に基づくものとし，また，崩壊熱を厳しく見積もるために，原子炉停止 1 日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約 19MW である。 なお，崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約 32m	(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評価条件を第 5.1.2－1 表に示す。また，主要な評価条件について，本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。 a．初期条件 (a)　原子炉圧力容器の状態 原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については，燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から，未開放時の評価に包絡される。 (b)　崩壊熱 原子炉停止後の崩壊熱は，ANSI/ANS－5.1－1979 の式に基づくものとし，また，崩壊熱を厳しく見積もるために，原子炉停止１日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約 14.0MW である。 なお，崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約	・評価条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・評価結果の相違

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
である。 （添付資料 5.1.3） (c) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温 事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし，また，原子炉初期水温は 52℃とする。 (d) 原子炉圧力 原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また，事象発生後において，水位低下量を厳しく見積もるために，原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする※2。 ※2 実操作では低圧注水系の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり，残留熱除去系の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べ小さくなるため，原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。	^{3}／h である。 （添付資料 5.1.3，5.1.4） (c) 原子炉水位及び原子炉水温 事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし，また，原子炉水温は 52℃とする。 (d) 原子炉圧力 原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また，事象発生後において，水位低下量を厳しく見積もるために，原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする※。 ※ 実操作では残留熱除去系（低圧注水系）の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり，残留熱除去系（低圧注水系）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べ小さくなるため，原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。	23m^{3}/h である。 （添付資料 5.1.3） (c) 原子炉水位及び原子炉水温 事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし，また，原子炉水温は 52℃とする。 (d) 原子炉圧力 原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また，事象発生後において，水位低下量を厳しく見積もるために，原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする※1。 ※1 実操作では残留熱除去系（低圧注水モード）の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり，残留熱除去系（低圧注水モード）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べ小さくなるため，原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。	【柏崎 6/7，東海第二】
b．事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，運転中の残留熱除去系の故障によって，崩壊熱除去機能を喪失するものとする。 (b) 安全機能喪失に対する仮定 起因事象の想定により，運転中の残留熱除去系の機能が喪失するものとする。 (c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 外部電源が使用できない場合においても，非常用ディーゼル発電機にて残留熱除去系による原子炉注水が可能であり，外部電源がある場合と事象進展は同等となるが，資源の評価の観点で厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。	b．事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障によって，崩壊熱除去機能を喪失するものとする。 (b) 安全機能喪失に対する仮定 起因事象の想定により，運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の機能が喪失するものとする。 (c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 外部電源が使用できない場合においても，非常用ディーゼル発電機にて残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水が可能であり，外部電源がある場合と事象進展は同等となるが，資源の評価の観点で厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。 （添付資料 1.3.3，5.1.8）	b．事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障によって，崩壊熱除去機能を喪失するものとする。 (b) 安全機能喪失に対する仮定 起因事象の想定により，運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の機能が喪失するものとする。 (c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 外部電源が使用できない場合においても，非常用ディーゼル発電機にて残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が可能であり，外部電源がある場合と事象進展は同等となるが，資源の評価の観点で厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。	
c．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 残留熱除去系（低圧注水モード）	c．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 残留熱除去系（低圧注水系）	c．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 残留熱除去系（低圧注水モード）	

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
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水流量は 954m³/h とする。 (b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） 伝熱容量は，熱交換器 1 基あたり約 8MW（原子炉冷却材温度 52℃，海水温度 30℃において）とする。 d．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a)残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認を考慮し，事象発生から 2 時間後に実施するものとする。 (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水位の推移を第 5.1.5 図に，原子炉水位と線量率の関係を第 5.1.6 図に示す。 ａ．事象進展 事象発生後，残留熱除去系の故障に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し，約 1 時間後に沸騰，蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。残留熱除去系の機能喪失に伴う原子炉水温の上昇により異常を認知し，事象発生から約 2 時間後に待機中の残留熱除去系ポンプを起動し，残留熱除去系（低圧注水モード）による注水を行う。 原子炉水位回復から約 90 分後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切り替え，除熱を開始することによって，原子炉水温は低下する※3。 ※3 原子炉冷却材の温度が 100℃の場合における残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）1 台での除熱能力は，燃料の崩壊熱を上回るため，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）への切替えを実施することで原子炉水温は低下する。 実操作では低圧注水系の準備が完了した後で原子炉減圧を実	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量は 1,605m³／h とする。 (b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系） 伝熱容量は，熱交換器 1 基当たり約 43MW（原子炉冷却材温度 100℃，海水温度 32℃において）とする。 d．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認を考慮し，事象発生から 2 時間後に実施するものとする。 (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水位の推移を第5.1－4 図に，原子炉水位と線量率の関係を第5.1－5 図に示す。 ａ．事象進展 事象発生後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し，約1.1 時間後に沸騰，蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の機能喪失に伴う原子炉水温の上昇により異常を認知し，事象発生から約2 時間後に待機中の残留熱除去系ポンプを起動し，残留熱除去系（低圧注水系）による注水を行う。 原子炉水位回復から約1 時間45 分後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）へ切り替え，除熱を開始することによって，原子炉水温は低下する※1。 ※1 原子炉冷却材の温度が 100℃の場合における残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）1 系統での除熱能力は，燃料の崩壊熱を上回るため，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への切替えを実施することで原子炉水温は低下する。 実操作では残留熱除去系（低圧注水系）の準備が完了し	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水流量は 1,136m³/h とする。 (b)　残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） 伝熱容量は，熱交換器１基あたり約９MW（原子炉冷却材温度 52℃，海水温度 30℃において）とする。 d．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a)残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認を考慮し，事象発生から２時間後に実施するものとする。 (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水位の推移を第5.1.2－1図に，原子炉水位と線量率の関係を第5.1.2－2図に示す。 ａ．事象進展 事象発生後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し，事象発生から約0.9時間後に沸騰，蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の機能喪失に伴う原子炉水温の上昇により異常を認知し，事象発生から２時間後に待機中の残留熱除去ポンプを起動し，残留熱除去系（低圧注水モード）による注水を行う。 原子炉水位回復から約30分後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切り替え，除熱を開始することによって，原子炉水温は低下する※2。 ※２　原子炉冷却材の温度が 100℃の場合における残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）１系統での除熱能力は，燃料の崩壊熱を上回るため，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）への切替えを実施することで原子炉水温は低下する。 実操作では残留熱除去系（低圧注水モード）の準備が完	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 伝熱容量の相違。 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・設備設計及び運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の起動に原子炉保護系母線の復旧が不要である。 ・設備設計及び運用の相

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
施することとなり，残留熱除去系の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。そのため，原子炉圧力が大気圧で維持されているとした評価は保守的な条件となる。	た後で原子炉減圧を実施することとなり，残留熱除去系（低圧注水系）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。そのため，原子炉圧力が大気圧で維持されているとした評価は保守的な条件となる。	了した後で原子炉減圧を実施することとなり，残留熱除去系（低圧注水モード）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。そのため，原子炉圧力が大気圧で維持されているとした評価は保守的な条件となる。	違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は BWR-5 であり，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の戻り水が再循環配管に流入する設計のため，原子炉圧力容器への低温水流入による過度な熱衝撃発生の防止を目的とした配管の暖気運転は実施しない。
ｂ．評価項目等 原子炉水位は，第 5.1.5 図に示すとおり，有効燃料棒頂部の約 3.3m 上まで低下するに留まり，燃料は冠水維持される。 原子炉圧力容器は未開放であり，第 5.1.6 図に示すとおり，必要な遮蔽※4 が維持される水位である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上を下回ることがないため，放射線の遮蔽は維持される。なお，線量率の評価点は原子炉建屋オペレーティングフロアの床付近としている。また，全制御棒全挿入状態が維持されているため，未臨界は確保されている。 原子炉水位回復後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による除熱を継続することで，長期的に安定状態を維持できる。 本評価では，「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。 ※4 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。崩壊熱除去機能喪失における原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業時間及び作業員の退避は 1 時間以内であり，作業員の被ばく量は最大でも 10mSv となるため，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。 本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋オペレーティングフロアでの操作を必ず必要な作業としていないが，燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへの注水について仮に考慮し，可搬型スプレイヘッダ及びホースの設置にかかる作業時間を	ｂ．評価項目等 原子炉水位は，第5.1－4 図に示すとおり，燃料有効長頂部の約4.2m上まで低下するにとどまり，燃料は冠水維持される。 原子炉圧力容器は未開放であり，第5.1－5 図に示すとおり，必要な遮蔽※2が維持される水位である燃料有効長頂部の約1.7m 上を下回ることがないため，放射線の遮蔽は維持される。なお，線量率の評価点は原子炉建屋原子炉棟6 階の床付近としている。また，全制御棒全挿入状態が維持されているため，未臨界は確保されている。 原子炉水位回復後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による除熱を継続することで，長期的に安定状態を維持できる。 本評価では，「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。 ※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv／h とする。崩壊熱除去機能喪失における原子炉建屋原子炉棟6 階での作業時間及び作業員の退避は 2.2 時間以内であり，作業員の被ばく量は最大でも 22mSv となるため，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。 本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋原子炉棟 6 階での操作を必ず必要な作業としていないが，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作について仮に考慮し，可搬型スプレ	ｂ．評価項目等 原子炉水位は，第5.1.2－1図に示すとおり，燃料棒有効長頂部の約4.0m上まで低下するに留まり，燃料は冠水維持される。 原子炉圧力容器は未開放であり，第5.1.2－2図に示すとおり，必要な遮蔽※3が維持される水位である燃料棒有効長頂部の約1.8m上を下回ることがないため，放射線の遮蔽は維持される。なお，線量率の評価点は原子炉建物原子炉棟４階の燃料取替機台車床としている。また，全制御棒全挿入状態が維持されているため，未臨界は確保されている。 原子炉水位回復後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による除熱を継続することで，長期的に安定状態を維持できる。 本評価では，「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。 ※３　必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。崩壊熱除去機能喪失における原子炉建物原子炉棟４階からの現場作業員の退避は２時間以内であり，作業員の被ばく量は最大でも 20mSv となるため，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。 本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建物原子炉棟４階での操作を必要な作業としていないが，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）を使用した燃料プールへの注水について仮に考慮し，可搬型スプレイノズル及びホースの設置にかかる作業	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉の現場作業員の退避時間を考慮した評価結果。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
想定した。 必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は，定期検査作業時での原子炉建屋オペレーティングフロアにおける線量率を考慮した値である。 この線量率となる水位は有効燃料棒頂部の約 2.0m 上（通常水位から約 2.4m 下）の位置である。 （添付資料 4.1.2，5.1.4，5.1.5，5.1.6）	イノズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。 必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv／h は，施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟 6 階における線量率を考慮した値である。 この線量率となる水位は燃料有効長頂部の約 1.7m 上（通常水位から約 3.5m 下）の位置である。 （添付資料 5.1.5，5.1.6，5.1.7）	時間を想定した。 必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は，定期検査作業時での原子炉建物原子炉棟４階における線量率を考慮した値である。 この線量率となる水位は燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上（通常水位から約 3.3m 下）の位置である。 （添付資料 4.1.2，5.1.4，5.1.5，5.1.6）	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
5.1.3 評価条件の不確かさの影響評価 評価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。 本重要事故シーケンスは，原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により，崩壊熱除去機能を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，待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作とする。	5.1.3 評価条件の不確かさの影響評価 評価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。 本重要事故シーケンスは，原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により，崩壊熱除去機能を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，待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作とする。	5.1.3　評価条件の不確かさの影響評価 評価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。 本重要事故シーケンスは，原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により，崩壊熱除去機能を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，待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作とする。	
(1) 評価条件の不確かさの影響評価 ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 5.1.2 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，評価条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 22.4MW に対して最確条件は約 22MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	(1) 評価条件の不確かさの影響評価 ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 5.1－2 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，評価条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は約 18.8MW 未満であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	(1)　評価条件の不確かさの影響評価 ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 5.1.2-1 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，評価条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。 (a)　運転員等操作時間に与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 14.0MW に対して最確条件は約 14.0MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	・評価条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・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。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
初期条件の原子炉水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 40℃～約 53℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h※4 が維持される水位）である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上の高さに到達するまでの時間は約 2 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃，原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが，注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	初期条件の原子炉水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 47℃～約 58℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv／h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃，原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが，注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	初期条件の原子炉水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 29℃～約 46℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約 2.7 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃，原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが，注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，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。 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
初期条件の原子炉水位は，評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなるが，注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	初期条件の原子炉水位は，評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎがあり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より低くなる場合があるため，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は短くなる場合があるが，注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	初期条件の原子炉水位は，評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなるが，注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	・実績値の相違 【東海第二】 島根２号炉の最確条件を記載。
初期条件の原子炉圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	初期条件の原子炉圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	初期条件の原子炉圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	
初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり，本評価条件の不確かさとして，原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。原子炉圧	初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり，本評価条件の不確かさとして，原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時	初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり，本評価条件の不確かさとして，原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，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。	間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，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。	間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，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。	
(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 22.4MW に対して最確条件は約 22MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下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。仮に，原子炉停止後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は，注水までの時間余裕が短くなることから，評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h※1が維持される水位）である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上の高さに到達するまでの時間は約 2 時間，有効燃料棒頂部到達まで約 3 時間となることから，評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は約 18.8MW 未満であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下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。仮に，原子炉停止後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は，注水までの時間余裕が短くなることから，評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv／h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間，燃料有効長頂部到達まで約 4.2 時間となることから，評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	(b)　評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 14.0MW に対して最確条件は約 14.0MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下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。仮に，原子炉停止後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は，注水までの時間余裕が短くなることから，評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約 2.7 時間，燃料棒有効長頂部到達まで事象発生から約 4.2 時間となることから，評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	・評価条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・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。 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
初期条件の原子炉水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 40℃～約 53℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h※1が維持される水位）である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上の高さに到達するまでの時間は約 2 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃かつ原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	初期条件の原子炉水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 47℃～約 58℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv／h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃かつ原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	初期条件の原子炉水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 29℃～約 46℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約 2.7 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃かつ原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	・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。 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

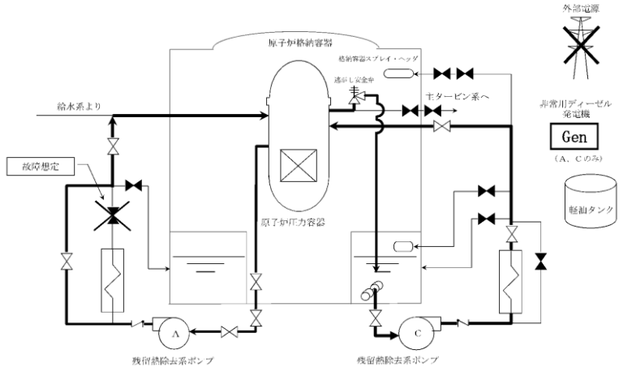
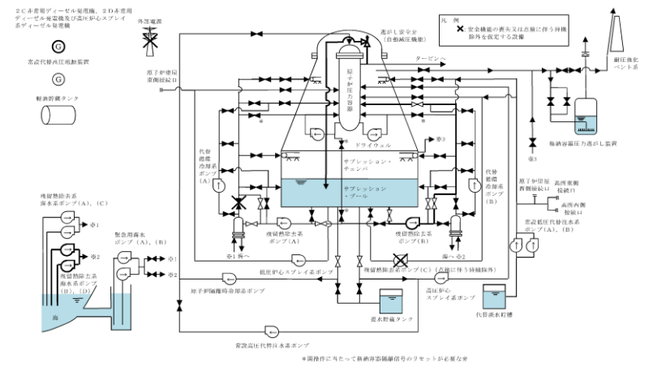
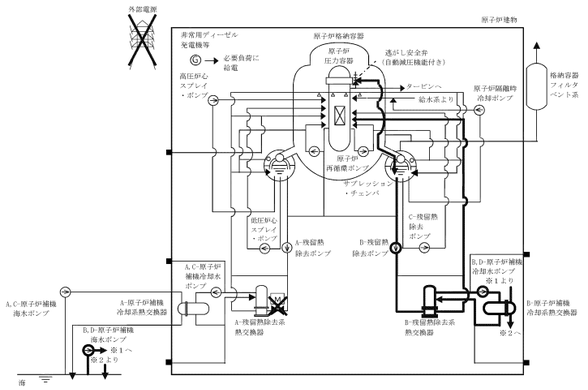
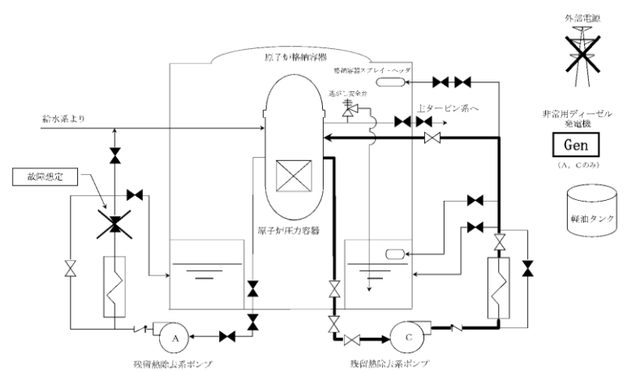
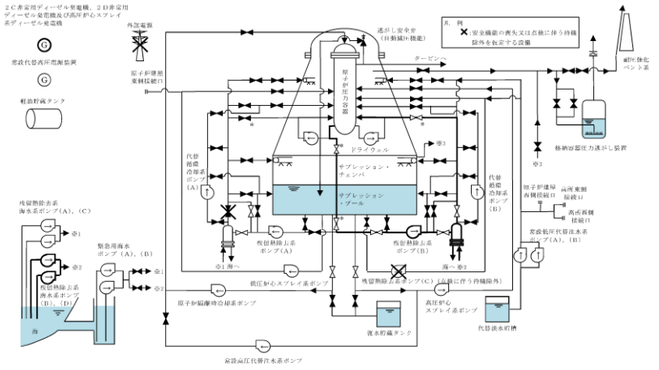
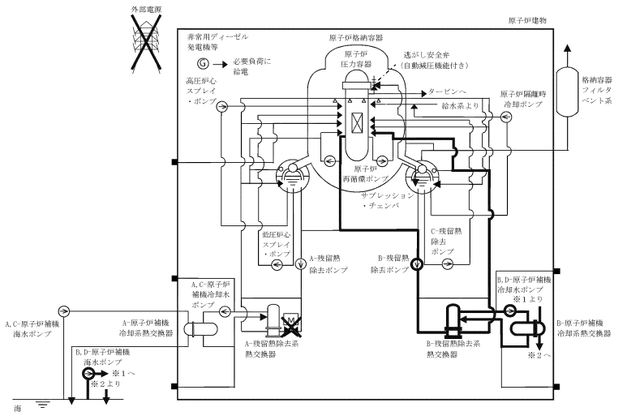
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
初期条件の原子炉水位は，評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで水位が低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 初期条件の原子炉圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間が遅くなり，原子炉水位の低下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※5。 初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり，本評価条件の不確かさとして，原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，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。 ※5 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。 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 操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から 2 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，	初期条件の原子炉水位は，評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎがあり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より低くなる場合があるが，原子炉水位のゆらぎによる変動量は，事象発生後の水位低下量に対して十分小さいことから，評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。 初期条件の原子炉圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間が遅くなり，原子炉水位の低下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※。 初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり，本評価条件の不確かさとして，原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，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。 ※ 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。 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 操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による注水操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から約 2 時間後を設定している。運転員等操作時間に与	初期条件の原子炉水位は，評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで水位が低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 初期条件の原子炉圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間が遅くなり，原子炉水位の低下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※4。 初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり，本評価条件の不確かさとして，原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，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。 ※4 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。 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 操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から２時間後を設定している。運転員等操作時間に与え	・実績値の相違 【東海第二】 島根２号炉の最確条件を記載。 ・評価結果の相違 【東海第二】

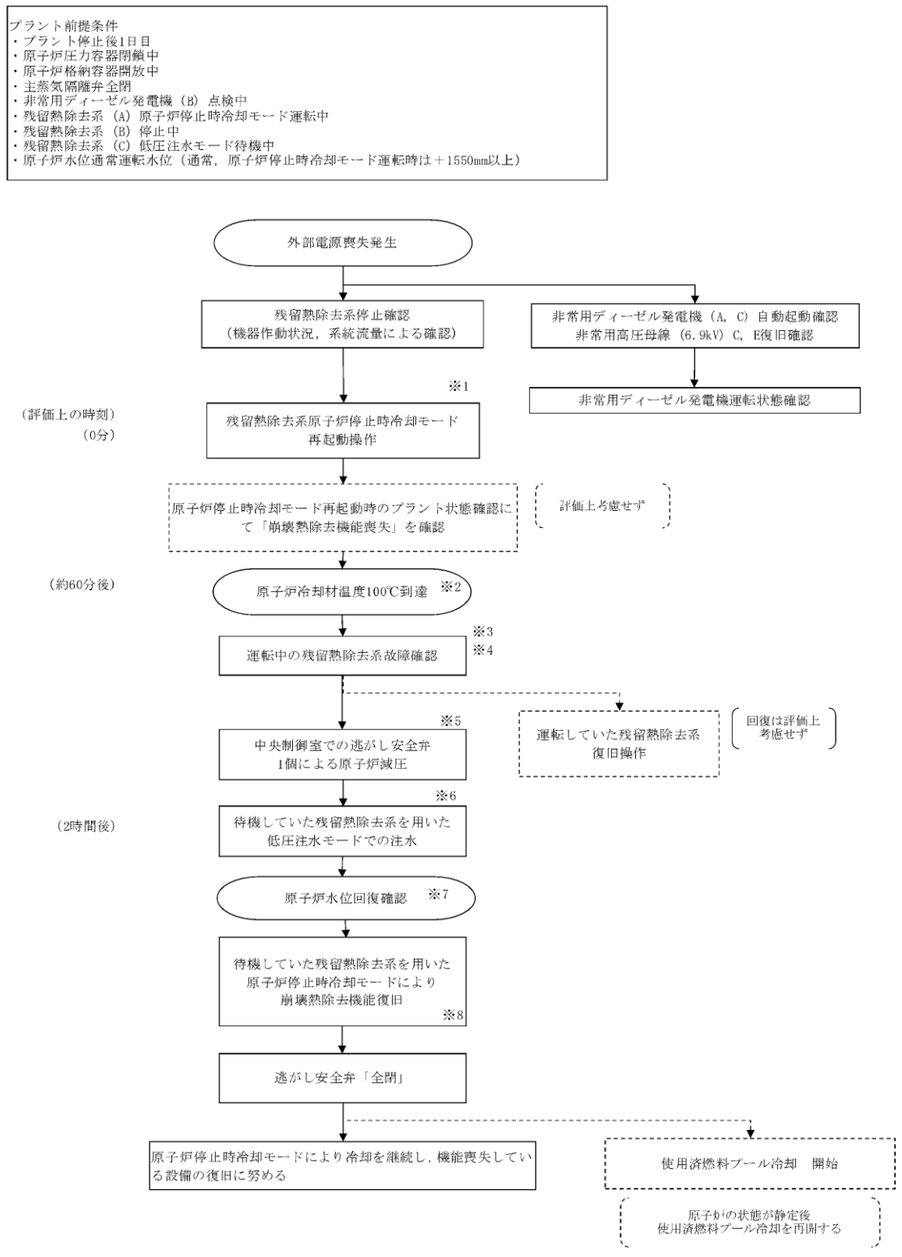
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
崩壊熱除去機能喪失による異常の認知により原子炉注水の必要性を確認し操作を実施することは容易であり，評価では事象発生から 2 時間後の注水操作開始を設定しているが，実態の注水操作開始時間は早くなる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。 (b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 （添付資料 5.1.1，5.1.6，5.1.7） (2) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。 操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作について，通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約 3 時間，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間が約 5 時間であり，事故を認知して注水を開始するまでの時間は 2 時間であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。 （添付資料 5.1.1，5.1.6，5.1.7） (3) まとめ 評価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，評価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。	える影響として，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知により原子炉注水の必要性を確認し操作を実施することは容易であり，評価では事象発生から約 2 時間後の注水操作開始を設定しているが，実態の注水操作開始時間は早くな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。 (b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和す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。 (2) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。 操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による注水操作について，通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約4.5 時間，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間が約6.3 時間であり，事故を認知して注水を開始するまでの時間は2 時間であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。 (3) まとめ 評価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，評価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。 （添付資料5.1.8）	る影響として，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知により原子炉注水の必要性を確認し操作を実施することは容易であり，評価では事象発生から２時間後の注水操作開始を設定しているが，実態の注水操作開始時間は早くな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。 (b)　評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和す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。 （添付資料 5.1.1，5.1.6，5.1.7） (2)　操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。 操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による注水操作について，通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約4.3 時間，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間が事象発生から約6.1時間であり，事故を認知して注水を開始するまでの時間は事象発生から２時間後であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。 （添付資料 5.1.1，5.1.6，5.1.7） (3)　まとめ 評価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，評価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。	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

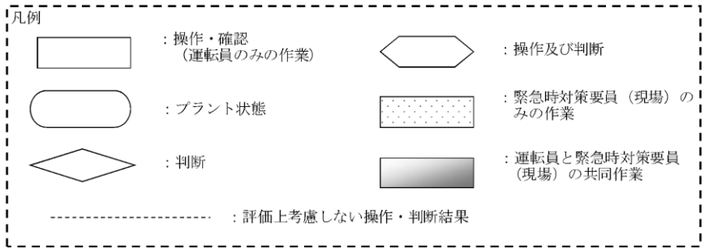
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
5.1.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」において，6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策時における必要な要員は，「5.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 14 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員，緊急時対策要員等の 64 名で対処可能である。	5.1.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」において，重大事故等対策時における必要な要員は，「5.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり12 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の37 名で対処可能である。	5.1.4　必要な要員及び資源の評価 (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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において，重大事故等対策時における必要な要員は，「5.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり10名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員，緊急時対策要員等の43名で対処可能である。	・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 10 名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。
(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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」において，水源，燃料及び電源の資源は，「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。 ａ．水源 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については，必要な注水量が少なく，また，サプレッション・チェンバのプール水を水源とすることから，水源が枯渇することはないため，7 日間の継続実施が可能である。 ｂ．燃料 非常用ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生後 7 日間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。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 1,519kL）。	(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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」において，水源，燃料及び電源の資源は，「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。 ａ．水源 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水については，必要な注水量が少なく，また，サプレッション・チェンバのプール水を水源とすることから，水源が枯渇することはないため，7 日間の継続実施が可能である。 ｂ．燃料 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は，事象発生後7 日間最大負荷で運転した場合，約755.5kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクにて約800kL の軽油を保有しており，この使用が可能であることから，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。	(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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」において，水源，燃料及び電源の資源は，「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。 ａ．水源 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については，必要な注水量が少なく，また，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ため，７日間の継続実施が可能である。 ｂ．燃料 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日間最大負荷で運転した場合，運転継続に約700㎥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730㎥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について，７日間の継続が可能である。	・設備設計の相違 【東海第二】 常設代替電源設備から電源供給する負荷が異なる。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
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，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。 （添付資料 5.1.8）	緊急時対策所用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 70.0kL の軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約75kL の軽油を保有しており，この使用が可能であることから，緊急時対策所用発電機による電源供給について，7 日間の継続が可能である。 （添付資料5.1.9）	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８m^3の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約 45m^3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。 （添付資料 5.1.8）	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・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。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 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。
ｃ．電源 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によって給電を行うものとする。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。	ｃ．電源 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。 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 951kW 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。	ｃ．電源 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。	・設備設計の相違 【東海第二】 常設代替電源設備から電源供給する負荷が異なる。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。
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。	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。 （添付資料 5.1.10）	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。	・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
5.1.5 結論 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では，原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により，崩壊熱除去機能を喪失す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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対する燃料損傷防止対策としては，残留熱除去系による原子炉注水手段及び除熱手段を整備している。 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重要事故シーケンス「崩壊熱除去機能喪失（RHR 機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・注水系失敗」について有効性評価を行った。 上記の場合においても，残留熱除去系による原子炉注水及び原子炉除熱を実施することにより，燃料損傷することはない。 その結果，有効燃料棒頂部の冠水，放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 評価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。 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。 以上のことから，残留熱除去系による原子炉注水，原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は，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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。	5.1.5 結論 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では，原子炉の運転停止中に残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障により，崩壊熱除去機能を喪失す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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対する燃料損傷防止対策としては，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱手段を整備している。 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重要事故シーケンス「残留熱除去系の故障（ＲＨＲ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。 上記の場合においても，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱を実施することにより，燃料損傷することはない。 その結果，燃料有効長頂部の冠水，放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 評価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。 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。 以上のことから，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は，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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。	5.1.5　結論 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では，原子炉の運転停止中に残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障により，崩壊熱除去機能を喪失す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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対する燃料損傷防止対策としては，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱手段を整備している。 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重要事故シーケンス「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。 上記の場合においても，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（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱を実施することにより，燃料損傷することはない。 その結果，燃料棒有効長頂部の冠水，放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 評価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。 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。 以上のことから，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（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は，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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。	

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
			・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
第5.1.1 図 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図（1/2）（原子炉停止時冷却失敗，原子炉減圧及び原子炉注水）	第5.1－1 図 崩壊熱除去機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（1／2）（原子炉減圧及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水段階）	第5.1.1－1(1)図　「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図（原子炉停止時冷却失敗，原子炉減圧及び原子炉注水）	
			
第5.1.2 図 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図（2/2）（原子炉停止時冷却）	第 5.1－1 図 崩壊熱除去機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（2／2）（残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱段階）	第5.1.1－1(2)図　「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図（原子炉停止時冷却）	





※1
崩壊熱除去機能喪失を模擬するため「熱交換器出口弁開操作忘れ」及び「熱交換器出口弁開操作不能」を評価条件とする。実際は，原子炉停止時冷却モード停止時の原子炉冷却材最高温度を確認する。再起動後から原子炉冷却材温度を継続監視するため，早期に崩壊熱除去機能喪失は確認することができる

※2
約1時間後に原子炉冷却材温度が100℃に到達する

※3
1時間ごとの中央制御室監視により原子炉冷却材温度の上昇，及び崩壊熱除去機能喪失を認知する

※4
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する
評価上，人的過誤等の認知を約60分後としているため，建屋内への放射性物質の放出が想定されることから退避を指示する

※5
評価上，原子炉圧力容器を大気圧状態に維持するため逃がし安全弁を「開」する

※6
注水前の原子炉最低水位は有効燃料棒頂部（TAF）＋3.3m（レベル3－約500mm）となる

※7
原子炉水位計（広帯域）にて原子炉水位の回復を確認する
低圧注水モードにより原子炉水位は通常運転水位まで回復する
なお，原子炉停止時冷却モードを運転する際は通常運転水位よりも高く維持する

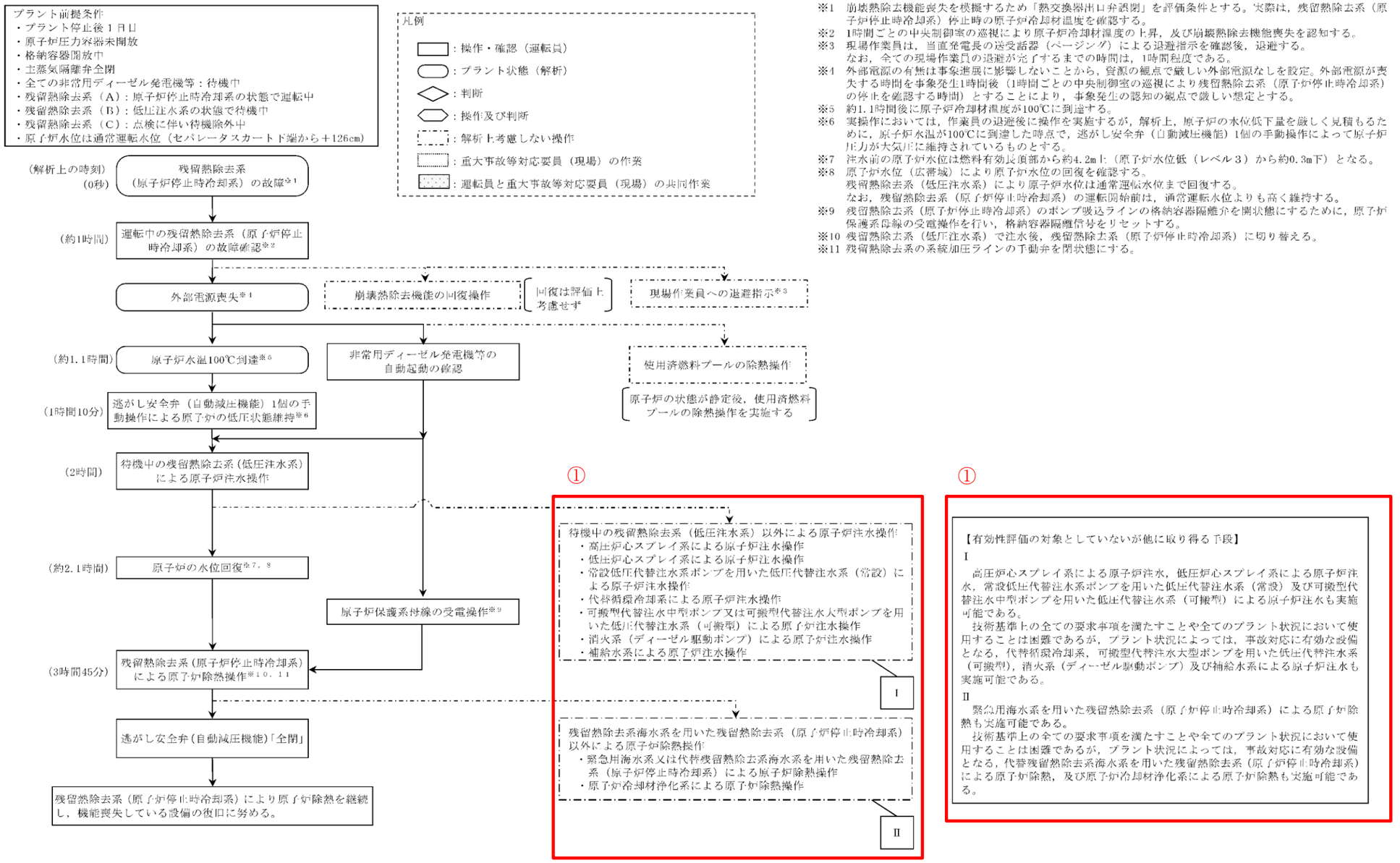
※8
低圧注水モードで注水後，原子炉停止時冷却モードへ切り替える

第 5.1.3 図　「崩壊熱除去機能喪失」の対応手順の概要

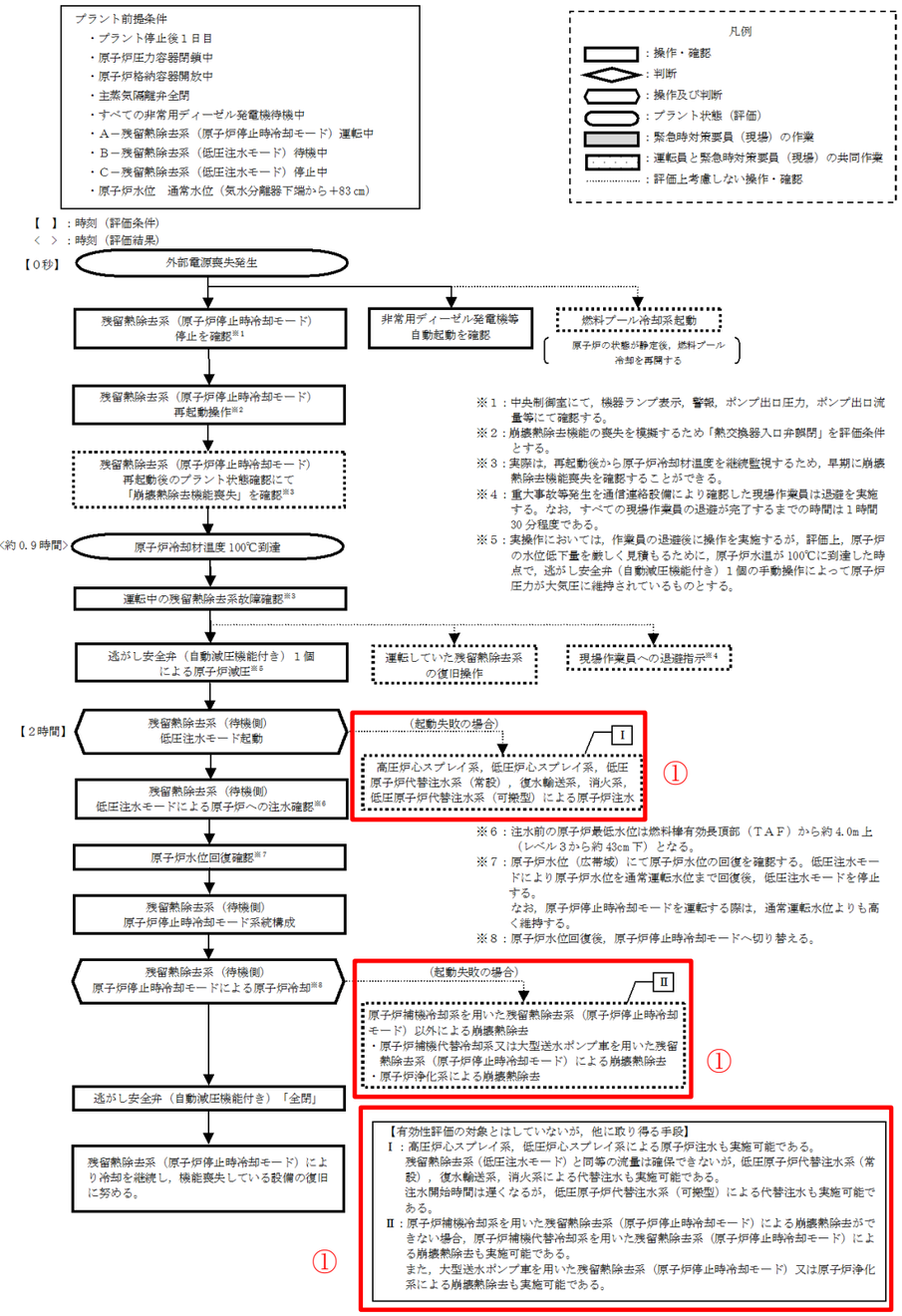
備　　考

差異理由は，島根２号炉「第 5.1.1-2 図　「崩壊熱除去機能喪失」の対応手順の概要」の備考欄参照。

差異理由は，島根２号炉「第 5.1.1-2 図　「崩壊熱除去機能喪失」の対応手順の概要」の備考欄参照。



第 5.1－2 図 崩壊熱除去機能喪失の対応手順の概要



第 5.1.1-2 図　「崩壊熱除去機能喪失」の対応手順の概要

備　　考

・記載方針の相違
【柏崎 6/7】
①島根２号炉は，有効性評価の対象としていないが，他に取り得る手段を記載。

崩壊熱除去機能喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（時間）	備考
	責任者	当直長		1人	中央監視 緊急時対策本部連絡				
	指揮者	6号	当直副長	1人	各号炉運転操作指揮				
		7号	当直副長	1人					
	通報連絡者	緊急時対策本部要員		5人	中央制御室連絡 発電所外部連絡				
	運転員（中央制御室）		運転員（現場）		緊急時対策要員（現場）				
	6号	7号	6号	7号	6号	7号			
状況判断	1人 A	1人 a	－	－	－	－	・外部電源喪失確認		
							・非常用ディーゼル発電機起動確認		
							・残留熱除去系（運転側） 原子炉停止時冷却モード　停止確認		残留熱除去系ポンプ（A）
	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系（運転側） 原子炉停止時冷却モード　再起動操作		残留熱除去系ポンプ（A）
残留熱除去系復旧操作	－	－	－	－	－	－	・残留熱除去系　機能回復		対応可能な要員により対応する
原子炉減圧操作	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・逃がし安全弁　1個 手動開放操作	5分	
原子炉水位回復作業	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系（待機側） 低圧注水モード　起動／停止操作	通常運転水位まで回復後停止	残留熱除去系ポンプ（C）
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系（待機側） 原子炉停止時冷却モード　系統構成	90分	残留熱除去系ポンプ（C）
	－	－	2人 C，D	2人 c，d	－	－	・放射線防護装備準備	10分	
	－	－			－	－	・現場移動 ・残留熱除去系　電動弁隔離	30分	残留熱除去系ポンプ（C）
	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系（待機側） 原子炉停止時冷却モード　起動操作	5分	残留熱除去系ポンプ（C）
	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・原子炉停止時冷却モード運転による原子炉状態監視	適宜実施	残留熱除去系ポンプ（C）
使用済燃料プール冷却　再開 （評価上考慮せず）	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・スキマサージタンク水位調整 ・燃料プール冷却浄化系　系統構成	・再起動準備としてろ過脱塩器の隔離及びスキマサージタンクへの補給を実施する　30分	燃料プール水温「77℃」以下維持要員を確保して対応する
	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・燃料プール冷却浄化系再起動	・燃料プール冷却浄化ポンプを再起動し使用済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　30分	
必要人員数　合計	1人 A	1人 a	2人 C，D	2人 c，d	0人				

（　）内の数字は他の作業終了後，移動して対応する人員数

第 5.1.4 図　「崩壊熱除去機能喪失」の作業と所要時間

備　考

差異理由は，島根２号炉「第 5.2.1－3 図　「崩壊熱除去機能喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照。

差異理由は，島根２号炉「第 5.2.1－3 図 「崩壊熱除去機能喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照。

運転停止中　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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 責任者：当直発電長 1人 / 中央監視 運転操作指揮 補佐：当直副発電長 1人 / 運転操作指揮補佐 指揮者等：災害対策要員（指揮者等） 4人 / 初動での指揮 発電所内外連絡	操作の内容	経過時間（時間） 1　2　3　4　5　55	備考
	当直運転員（中央制御室） / 当直運転員（現場） / 重大事故等対応要員（現場）		▽事象発生 ▽約１時間　プラント状況判断 ▽約 1.1 時間　原子炉水温 100℃到達 ▽2 時間　残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水開始 ▽約 2.1 時間　原子炉水位回復 ▽3 時間 45 分　残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）操作開始	
状況判断	1人 A / － / －	●原子炉水温上昇，残留熱除去系の系統流量低下等による崩壊熱除去機能喪失の確認 ●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 ●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止確認	10 分	 残留熱除去系ポンプ（A）
作業員への退避指示	－ / － / －	●当直発電長による作業員への退避指示	60 分以内に退避完了	解析上考慮しない 中央制御室で当直発電長が指示する
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉の低圧状態維持	【1人】 A / － / －	●逃がし安全弁（自動減圧機能）1 個の手動開放操作	1 分	
常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作	【1人】 A / － / －	●常設代替高圧電源装置 2 台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	4 分	
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉崩熱操作	－ / 1人 C / 1人 a	●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の系統構成操作（現場）	45 分	
崩壊熱除去機能の回復操作	－ / 【1人】 C / 【1人】 a	●崩壊熱除去機能の回復操作	適宜実施	解析上考慮しない
原子炉保護系母線の受電操作	【1人】 A / － / －	●原子炉保護系母線の復旧準備操作	10 分	
	－ / － / 2人 b，c	●原子炉保護系母線の復旧操作（現場）	105 分	
待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作	【1人】 A / － / －	●残留熱除去系海水系の起動操作	4 分	
		●残留熱除去系（低圧注水系）の起動操作	2 分	
原子炉保護系母線の受電操作	【2人】 A，B / － / －	●原子炉保護系母線の復旧操作（中央制御室）	10 分	
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉崩熱操作	【1人】 A / － / －	●残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水の停止操作	2 分	残留熱除去系ポンプ（B）
	【1人】 A / － / －	●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の系統構成操作（中央制御室）	30 分	
	【1人】 A / － / －	●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱の起動操作	6 分	
		●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱状態の監視	適宜監視	
使用済燃料プールの除熱操作	【1人】 A / － / －	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
		●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	解析上考慮しない 約55時間までに実施する
		●代替燃料プール冷却系の起動操作	15 分	
必要要員合計	2人 A，B	1人 C	3人 a，b，c	

第 5.1－3 図 崩壊熱除去機能喪失時の作業と所要時間

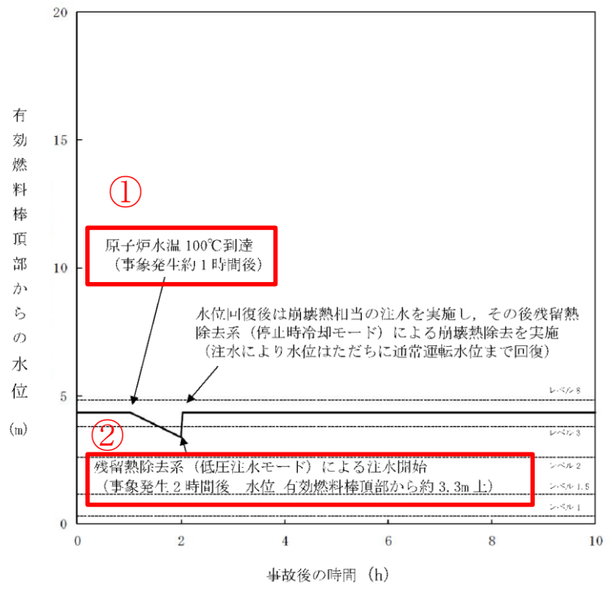
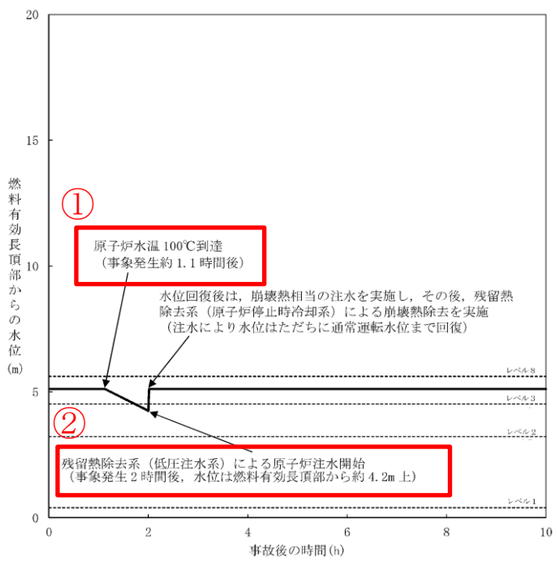
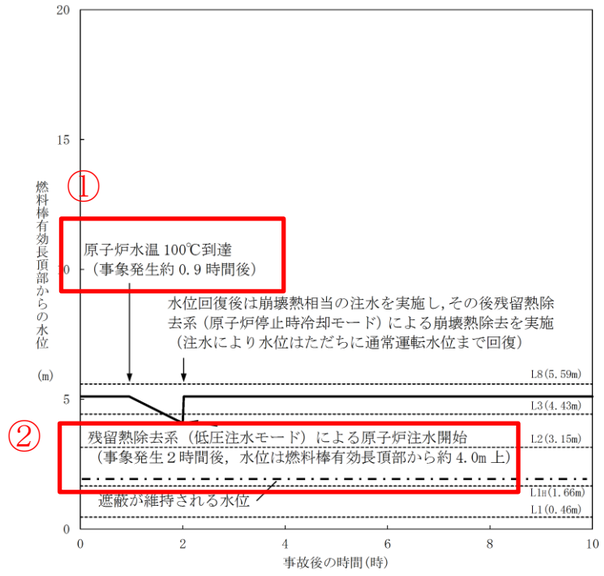
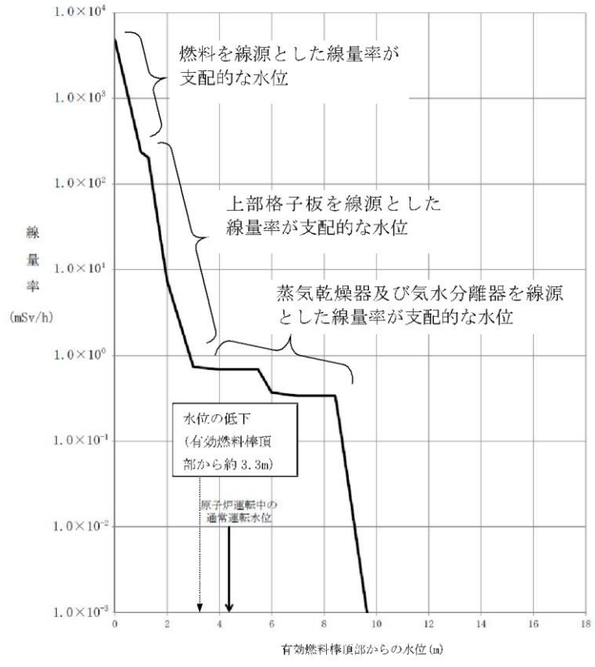
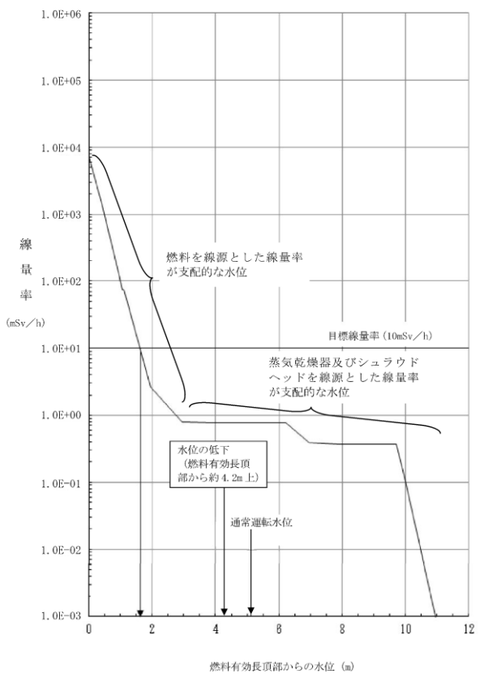
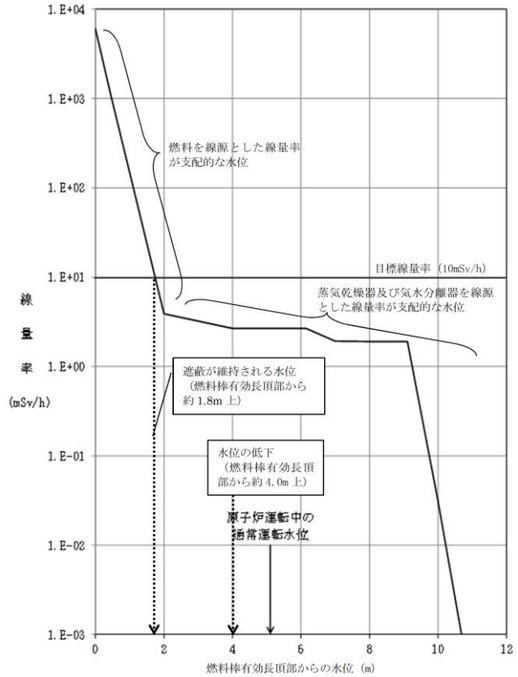
停止中の崩壊熱除去機能喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数			操作内容	経過時間（分）10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130 140 150 160 170 180 / 経過時間（日）5 6 7	備考
	責任者 / 当直長 / 1人 / 中央制御室監視 緊急時対策本部連絡				▽事象発生 ▽プラント状況判断 ▽約0.9時間後　原子炉冷却材温度100℃到達 ▽2時間後　残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	
	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 中央制御室連絡 発電所外部連絡					
	運転員（中央制御室）	運転員（現場）	緊急時対策要員（現場）			
状況判断	1人 A	—	—	・外部電源喪失確認	10分	
				・非常用ディーゼル発電機等自動起動確認		
				・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）停止確認		A-残留熱除去ポンプ
				・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）再起動		A-残留熱除去ポンプ
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）機能喪失調査，機器復旧操作	—	—	—	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）　機能回復		評価上考慮せず 対応可能な要員により対応する
現場作業員への退避指示	—	—	—	・当直長による現場作業員への退避指示	1時間30分以内に退避完了	評価上考慮せず 中央制御室で当直長が指示する
原子炉減圧操作	(1人) A	—	—	・逃がし安全弁（自動減圧機能付き）１個　手動開放操作	10分	
原子炉水位回復操作	(1人) A	—	—	・残留熱除去系（低圧注水モード）（待機側）起動／停止操作	10分 原子炉水位回復後，残留熱除去系（低圧注水モード）停止	B-残留熱除去ポンプ
①残留熱除去系（低圧注水モード）から残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）への切替え	(1人) A	—	—	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）（待機側）系統構成（中央制御室）	20分	B-残留熱除去ポンプ
	—	2人 B,C	—	・放射線防護具準備	10分	
	—		—	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）（待機側）系統構成（現場）	20分	B-残留熱除去ポンプ
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転	(1人) A	—	—	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）（待機側）起動	10分	B-残留熱除去ポンプ
	(1人) A	—	—	・原子炉冷却材温度調整	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転継続	B-残留熱除去ポンプ
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	評価上考慮せず 燃料プール水温66℃以下維持
必要人員数　合計	1人 A	2人 B,C	—			

（）内の数字は他の作業終了後，移動して対応する人員数。

第 5.1.1－3 図　「崩壊熱除去機能喪失」の作業と所要時間

備　考
・評価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。 ・評価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 【東海第二】 島根２号炉は，シミュレータ訓練等において，中央制御室の対応を１名にて実施可能なことを確認している。 ・記載方針の相違 【東海第二】 ①島根２号炉は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転により炉水がサプレッション・チェンバへ流入すること等を防止するためミニマムフロー弁等の電源「切」操作を実施することを記載。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
 第 5.1.5 図 原子炉水位の移	 第 5.1－4 図 原子炉水位の推移	 第 5.1.2－1 図　原子炉水位の推移	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ①原子炉水温 100℃到達時間の相違。 ②原子炉注水開始時点の燃料棒有効長頂部からの水位の相違。
 第 5.1.6 図 原子炉水位と線量率	 第 5.1－5 図 原子炉水位と線量率	 第 5.1.2－2 図　原子炉水位と線量率	・設備設計及び評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　（2017.12.20版）

第5.1.1表　「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認	原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により，崩壊熱除去機能が喪失する。これにより，原子炉水温が上昇し100℃に到達する。	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	－	【残留熱除去系系統流量】 【残留熱除去系熱交換器出口温度】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】
逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持	崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が100℃に到達し原子炉圧力が上昇することから，原子炉圧力を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁1個を開操作する。	逃がし安全弁	－	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 【残留熱除去系熱交換器出口温度】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】
残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水	崩壊熱除去機能喪失により，原子炉冷却材が蒸発し原子炉水位が低下するため，中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を開始し，原子炉水位を回復する。	【残留熱除去系（低圧注水モード）】	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復	残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉水位回復後，中央制御室にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切替えを行い，崩壊熱除去機能を回復する。 崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。	【残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）】	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】

①　【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

東海第二発電所（2018.9.12版）

第5.1－1表　崩壊熱除去機能喪失における重大事故等対策について

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
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認	原子炉の運転停止中に残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障により，崩壊熱除去機能が喪失する。これにより，原子炉水温が上昇し100℃に到達する。	非常用ディーゼル発電機＊ 軽油貯蔵タンク	－	残留熱除去系系統流量＊ 残留熱除去系熱交換器入口温度＊ 残留熱除去系熱交換器出口温度＊
逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持	崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が100℃に到達し，原子炉圧力が上昇することから，原子炉圧力を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1個を開操作する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）＊	－	原子炉圧力＊ 原子炉圧力（ＳＡ） 残留熱除去系熱交換器入口温度＊ 残留熱除去系熱交換器出口温度＊
残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉注水	崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し，原子炉水位が低下するため，中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉注水を開始し，原子炉水位を回復する。	残留熱除去系（低圧注水系）＊ サプレッション・チェンバ＊	－	原子炉水位（広帯域）＊ 原子炉水位（ＳＡ広帯域） 残留熱除去系系統流量＊
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による崩壊熱除去機能回復	残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉水位回復後，中央制御室及び現場にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）へ切替えを行い，崩壊熱除去機能を回復する。 崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）＊	－	原子炉水位（広帯域）＊ 原子炉水位（ＳＡ広帯域） 残留熱除去系系統流量＊ 残留熱除去系熱交換器入口温度＊

②　＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

島根原子力発電所　2号炉

第5.1.1－1表　「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策について

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
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認	原子炉の運転停止中に残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障により，崩壊熱除去機能が喪失する。これにより，原子炉水温が上昇し100℃に到達する。	【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】※	－	【残留熱除去ポンプ出口流量】※ 【残留熱除去系熱交換器入口温度】※ 【残留熱除去系熱交換器出口温度】※
逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持	崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が100℃に到達し原子炉圧力が上昇することから，原子炉圧力を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能付き）1個を開操作する。	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※ 【残留熱除去系熱交換器入口温度】※ 【残留熱除去系熱交換器出口温度】※
残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水	崩壊熱除去機能喪失により，原子炉冷却材が蒸発し原子炉水位が低下するため，中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を開始し，原子炉水位を回復する。	【残留熱除去系 （低圧注水モード）】※ サプレッション・チェンバ※	－	原子炉水位（ＳＡ） 原子炉水位（広帯域）※ 【残留熱除去ポンプ出口流量】※
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復	残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉水位回復後，中央制御室及び現場にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切替えを行い，崩壊熱除去機能を回復する。 崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。	【残留熱除去系 （原子炉停止時冷却モード）】※	－	原子炉水位（ＳＡ） 原子炉水位（広帯域）※ 【残留熱除去ポンプ出口流量】※ 【残留熱除去系熱交換器入口温度】※

①，②　※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

備考

本文比較表に記載の差異以外で主要な差異について記載。

・記載方針の相違

【柏崎6/7】
①島根2号炉は，既許可の対象設備を重大事故等対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象施設としての機能を期待する設備を「重大事故等対処設備（設計基準拡張）」と位置付けている。

第 5.1.2 表 主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）（1/2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方	
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	
	燃料の崩壊熱	約 22.4MW （9×9 燃料（A 型），原子炉停止 1 日後※1）	平衡炉心燃料の平均燃焼度 33GWd/t※2 を基に ANSI/ANS-5.1-1979 にて算出した値	①
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	原子炉停止 1 日後の水位から保守性を持たせた値	
	原子炉水温	52℃	原子炉停止 1 日後の実績を踏まえ，原子炉は残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードにて冷却されているため，その設計温度である 52℃を設定	
	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止 1 日後の実績を考慮して設定	
事故条件	起因事象，安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系機能喪失	運転中の残留熱除去系の故障を想定	
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定	

※1 原子炉停止 1 日後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが，崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。
※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。

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号炉 （2017.12.20 版）

第 5.1—2 表 主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）（1/2）

項 目		主要評価条件	条件設定の考え方	
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	
	崩 壊 熱	約18.8MW （９×９燃料（Ａ型），原子炉停止1日後※1）	平衡炉心燃料の平均燃焼度33GWd／t※2を基にANSI/ANS-5.1-1979にて算出した原子炉停止1日後の崩壊熱として設定	①
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から＋126cm）	原子炉停止1日後の水位から保守性を持たせた値	
	原子炉水温	52℃	原子炉停止1日後の実績を踏まえ，原子炉は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）にて冷却されているため，その設計温度である52℃を設定	
	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止1日後の実績を考慮して設定	
事故条件	起因事象，安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系機能喪失	運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障を想定	
	外部電源	事象認知まで：外部電源あり 事象認知後　：外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定。外部電源が喪失する時間を事象発生1時間後（1時間ごとの中央制御室の巡視により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止を確認する時間）とすることにより，事象発生の認知の観点で厳しい想定とする。	②

※1 原子炉停止から１日後とは，全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが，崩壊熱評価は原子炉スクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。
① ※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として設定

東海第二発電所 （2018.9.12 版）

第 5.1.2－1 表 主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）（１／２）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方	
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	
	燃料の崩壊熱	約 14.0MW （９×９燃料(A型)，原子炉停止１日後※1）	平衡炉心燃料の平均燃焼度 33GWd/t※2を基に，ＡＮＳＩ／ＡＮＳ－5.1－1979 にて算出した原子炉停止１日後の崩壊熱として設定 また，原子炉停止１日後においては，９×９燃料の方がＭＯＸ燃料よりも崩壊熱が大きく，原子炉水位低下の観点で厳しいため，ＭＯＸ燃料の評価は９×９燃料（Ａ型）の評価に包絡されることを考慮し，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定	①
	原子炉水位	通常水位 （気水分離器下端から+83 cm）	原子炉停止１日後の水位	
	原子炉水温	52℃	原子炉停止１日後の実績を踏まえ，原子炉は残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)にて冷却されているため，その設計温度である 52℃を設定	
	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止１日後の実績を考慮して設定	
事故条件	起因事象，安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系機能喪失	運転中の残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の故障を仮定	②
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は，崩壊熱除去機能の喪失に伴う原子炉水位の低下に影響しないことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定	

※1 原子炉停止１日後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが，崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。
① ※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

島根原子力発電所 ２号炉

備考

・評価条件の相違
【柏崎 6/7，東海第二】
①条件設定は同じだが，島根２号炉は柏崎 6/7 と同様に平衡炉心燃料のサイクル末期の炉心平均燃焼度に 10%の保守性を考慮して設定。
東海第二は許認可炉心が 13ヶ月運転であること及び実機における調整運転時期約 1 ヶ月を踏まえて設定。
また，島根２号炉はＭＯＸ燃料を採用していることを踏まえ，９×９燃料の代表性を示している。
②島根２号炉は，事象進展に影響がないことから，資源の観点で厳しいことを理由に簡潔に記載し，東海第二は事象発生の認知の観点で厳しい想定であることを補足。

柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　(2017.12.20版)

第5.1.2 表 主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）(2/2)

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	954m³/h で注水	低圧注水系の設計値として設定
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）	熱交換器1基あたり約8MW（原子炉冷却材温度52℃，海水温度30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定 （原子炉水位回復後は崩壊熱相当の注水を実施することで水位を維持するが，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を実施することで原子炉内の崩壊熱を除去できるため，注水が不要となる）
重大事故等対策に関連する操作条件	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	事象発生から2時間後	残留熱除去系の機能喪失に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に，さらに余裕を考慮して設定

東海第二発電所（2018.9.12版）

第5.1－2 表 主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）(2/2)

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水系）	1,605m³／hで注水	残留熱除去系（低圧注水系）の設計値として設定
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）	熱交換器1基当たり約43MW（原子炉冷却材温度100℃，海水温度32℃において）	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計値として設定 （原子炉水位回復後は崩壊熱相当の注水を実施することで水位を維持するが，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を実施することで原子炉内の崩壊熱を除去できるため，注水が不要となる）
重大事故等対策に関連する操作条件	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	事象発生から約2時間後	残留熱除去系の機能喪失に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に，さらに余裕を考慮して設定

島根原子力発電所　2号炉

第5.1.2－1表　主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）（2／2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	1,136 m³/h で注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定
	残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)	熱交換器1基あたり約9MW（原子炉冷却材温度52℃,海水温度30℃において）	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の設計値として設定 （原子炉水位回復後は崩壊熱相当の注水を実施することで水位を維持するが，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を実施することで原子炉内の崩壊熱を除去できるため，注水が不要となる）
重大事故等対策に関連する操作条件	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作	事象発生から2時間後	残留熱除去系の機能喪失に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に，さらに余裕を考慮して設定

備考

・評価条件の相違
【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
添付資料 5.1.1 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における有効燃料棒頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失により，有効燃料棒頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位到達までの時間余裕と必要な注水量について，以下の式を用いて計算を行った。なお，事象を厳しく評価するため，発生する崩壊熱は全て原子炉水温の上昇及び蒸発に寄与するものとし，原子炉圧力容器や水面からの放熱は考慮しない。 なお，5.1.2 及び 5.2.2 の「燃料損傷防止対策の有効性評価」おいて，「１．原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮しない計算」を用いて評価を行っており，添付資料 5.1.7 及び添付資料 5.2.2 の「評価条件の不確かさの影響評価について」の一部においては，未開放状態の被ばく影響をより現実に近い想定として評価するため，「２．原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算」を用いた。 １．原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮しない計算 原子炉未開放状態において，原子炉圧力上昇に伴う原子炉冷却材の比エンタルピの上昇により，大気圧下と比べて原子炉冷却材の蒸発量は抑制されるが，ここでは原子炉圧力容器の状態によらず，保守的かつ簡易的な評価として大気圧下の原子炉冷却材の蒸発量を求めた。 (1) 100℃に至るまでの時間 100℃に至るまでの時間は，運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時，全交流動力電源喪失時ともに約１時間である。計算は次の式で行った。 $t_1 = (h_{100} - h_{52}) \times V_c \times \rho_{52} / (Q \times 3600)$ t1　：100℃に至るまでの時間[h] h100　：100℃の飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]＝419.10	添付資料 5.1.3 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における基準水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失により，燃料有効長頂部が露出する水位又は放射線の遮蔽が維持される水位到達までの時間余裕と必要な注水量について，以下の式を用いて計算を行った。なお，事象を厳しく評価するため，発生する崩壊熱は全て原子炉水温の上昇及び蒸発に寄与するものとし，原子炉圧力容器や水面からの放熱は考慮しない。 1.　100℃に至るまでの時間 100℃に至るまでの時間は次の式で求める。 $t_1 = (h_{100} - h_{52}) \times V_c \times \rho_{52} / (Q \times 3,600) =$ 約 1.1h t_1　：100℃に至るまでの時間（h） h_{100}　：100℃の飽和水の比エンタルピ（kJ／kg）＝419.10	添付資料 5.1.1 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失により，燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位到達までの時間余裕と必要な注水量について，以下の式を用いて計算を行った。なお，事象を厳しく評価するため，発生する崩壊熱はすべて原子炉水温の上昇及び蒸発に寄与するものとし，原子炉圧力容器や水面からの放熱は考慮しない。 なお，5.1.2及び5.2.2の「燃料損傷防止対策の有効性評価」において，「１.原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮しない計算」を用いて評価を行っており，添付資料5.1.7及び添付資料5.2.2の「評価条件の不確かさの影響評価について」の一部においては，未開放状態の被ばく影響をより現実に近い想定として評価するため，「２．原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算」を用いた。 １．原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮しない計算 原子炉未開放状態において，原子炉圧力上昇に伴う原子炉冷却材の比エンタルピの上昇により，大気圧下と比べて原子炉冷却材の蒸発量は抑制されるが，ここでは原子炉圧力容器の状態によらず，保守的かつ簡易的な評価として大気圧下の原子炉冷却材の蒸発量を求めた。 (1) 100℃に至るまでの時間 100℃に至るまでの時間は，運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時，全交流動力電源喪失時ともに約 0.95 時間である。計算は次の式で行った。 $t_1 = (h_{100} - h_{52}) \times V_c \times \rho_{52} / (Q \times 3600)$ t_1　：100℃に至るまでの時間[h] h_{100}　：100℃の飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]＝419.10	・評価方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算も実施している。 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
h52　：52℃の飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]＝217.70 Vc　：保有水の体積[m³] ＝ [redacted] ρ52　：52℃の水密度[kg/m³] ＝ 987 Q　　：崩壊熱[kW] ＝ 2.24×10⁴	h_{52}　：52℃の飽和水の比エンタルピ（kJ／kg）＝217.70 V_c　：通常運転水位時の原子炉保有水の体積（m³）＝382 ρ_{52}　：52℃の水密度（kg／m³）＝987 Q　　：崩壊熱（kW）＝18.8×10³	h_{52}　：52℃の飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]＝217.70 V_c　：保有水の体積[m³] ＝ [redacted] ρ_{52}　：52℃の水密度[kg/m³] ＝ 987 Q　　：崩壊熱[kW] ＝ 1.40×10⁴	・評価条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
(2) 有効燃料棒頂部または放射線の遮蔽が維持される目安の水位に至るまでの時間 有効燃料棒頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位に至るまでの時間は，運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時，全交流動力電源喪失時で，それぞれ約５時間と約３時間である。計算は次の式で行った。 $t = t_1 + t_2$ $t_2 = (h_s - h_{100}) \times V_u \times \rho_{52} / (Q \times 3600)$ t　：有効燃料棒頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位に至るまでの時間[h] t_2　：100℃到達から有効燃料棒頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位に至るまでの時間[h] h_{100}　：100℃の飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]＝419.10 h_s　：飽和蒸気の比エンタルピ[kJ/kg] ＝ 2675.57 V_u　：保有水の体積[m³] （有効燃料棒頂部までの保有水の体積 ）＝ [redacted] （放射線の遮蔽が維持される目安の水位までの保有水の体積）＝ [redacted] ρ_{52}　：52℃の水密度[kg/m³] ＝ 987 Q　：崩壊熱[kW] ＝ 2.24×10⁴	2.　燃料有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間 崩壊熱（蒸発）によって燃料有効長頂部が露出する水位に至るまでの時間は次の式で求める。 $t = t_1 + t_2$＝約 6.3h $t_2 = (h_s - h_{100}) \times V_{u1} \times \rho_{52} / (Q \times 3,600)$ ＝約 5.2h t　：燃料有効長頂部が露出する水位に至るまでの時間（h） t_2　：100℃到達から燃料有効長頂部が露出する水位に至るまでの時間（h） h_s　：飽和蒸気の比エンタルピ（kJ／kg）＝2,675.57 V_{u1}　：燃料有効長頂部が露出する水位までの水の体積（m³）＝156 崩壊熱（蒸発）によって放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間は次の式で求める。 $t' = t_1 + t_3$＝約 4.5h $t_3 = (h_s - h_{100}) \times V_{u2} \times \rho_{52} / (Q \times 3,600)$ ＝約 3.4h t’　：放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間（h） t_3　：100℃到達から放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間（h） V_{u2}　：放射線の遮蔽が維持される水位までの水の体積（m³）＝104	(2) 燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間 燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間は，運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時，全交流動力電源喪失時で，それぞれ約 6.1 時間と約 4.3 時間である。計算は次の式で行った。 $t = t_1 + t_2$ $t_2 = (h_s - h_{100}) \times V_u \times \rho_{52} / (Q \times 3600)$ t　：燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間[h] t_2　：100℃到達から燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間[h] h_{100}　：100℃の飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]＝419.10 h_s　：飽和蒸気の比エンタルピ[kJ/kg] ＝ 2675.57 V_u　：保有水の体積[m³] （燃料棒有効長頂部までの保有水の体積）＝ [redacted] （放射線の遮蔽が維持される水位までの保有水の体積）＝ [redacted] ρ_{52}　：52℃の水密度[kg/m³] ＝ 987 Q　：崩壊熱[kW] ＝ 1.40×10⁴	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・評価条件の相違 【柏崎 6/7】
また，注水前の蒸発量は，運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時，全交流動力電源喪失時ともに 37[m³/h]である。計算は次の式で行った。	なお，崩壊熱によって蒸発する冷却材の量は次の式で求める。	また，注水前の蒸発量は，運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時，全交流動力電源喪失時ともに約 23[m³/h]である。計算は次の式で行った。	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

<table>
<tr>
<th>柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）</th>
<th>東海第二発電所　（2018.9.12 版）</th>
<th>島根原子力発電所　２号炉</th>
<th>備　　考</th>
</tr>
<tr>
<td>（注水前の蒸発量）＝（Q×3600）／（h_s － h_{100}）／ ρ_{100}
ρ_{100} ：100℃の水密度[kg/m3] ＝ 958</td>
<td>V_h＝（Q×3,600）／（（h_s－h_{100}）×ρ_{100}）＝約 32m／h^3
V_h ：蒸発量（m^3／h）
ρ_{100} ：100℃の水密度（kg／m^3）＝958</td>
<td>（注水前の蒸発量）＝（Q×3600）／（（h_s － h_{100}）× ρ_{100}）
ρ_{100} ：100℃の水密度[kg/m^3] ＝ 958</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>(3) 必要な注水量
崩壊熱によって喪失する原子炉冷却材を補うために必要な注水量は，運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時において約 32[m^3/h]，全交流動力電源喪失時において約 33[m^3/h]である。計算は次の式で行った。
f ＝（Q × 3600）／（（h_s － h_f）× ρ_f）
f ：必要な注水量[m^3/h]
ρ_f ：注水（飽和水）の密度[kg/m^3]
（崩壊熱除去機能喪失時）＝ 994（水温 35℃）
（全交流動力電源喪失時）＝ 988（水温 50℃）
h_s ：飽和蒸気の比エンタルピ[kJ/kg] ＝ 2675.57
h_f ：注水（飽和水）の比エンタルピ[kJ/kg]
（崩壊熱除去機能喪失時）＝ 146.64（水温 35℃）
（全交流動力電源喪失時）＝ 209.34（水温 50℃）
Q ：崩壊熱[kW] ＝ 2.24×10^4</td>
<td>3.　必要な注水量
崩壊熱によって蒸発する冷却材を補うために必要な注水量は次の式で求める。
f ＝（Q×3,600）／（（h_s－h_f）×ρ_f）
f ：必要な注水量（m^3／h）
ρ_f ：注水（飽和水）の密度（kg／m^3）
h_f ：注水（飽和水）の比エンタルピ（kJ／kg）
水源がサプレッション・チェンバ（水温：32℃）の場合及び代替淡水貯槽（水温：35℃）の場合の飽和水の密度，飽和水の比エンタルピ及び必要注水流量の評価結果は第１表のとおりである。
第１表　各水源使用時における必要注水流量の評価結果
<table><tr><th>パラメータ ＼ 水源</th><th>サプレッション・チェンバ</th><th>代替淡水貯槽</th></tr><tr><td>飽和水の密度（ρ_f）（kg／m^3）</td><td>995</td><td>994</td></tr><tr><td>飽和水の比エンタルピ（h_f）（kJ／kg）</td><td>134.11</td><td>146.64</td></tr><tr><td>必要注水流量（f）（m^3／h）</td><td>約 26.7</td><td>約 26.9</td></tr></table></td>
<td>(3) 必要な注水量
崩壊熱によって喪失する原子炉冷却材を補うために必要な注水量は，運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時，全交流動力電源喪失時ともに約 21[m^3/h]である。計算は次の式で行った。
f ＝（Q × 3600）／（（h_s － h_f）× ρ_f）
f ：必要な注水量[m^3/h]
ρ_f ：注水（飽和水，水温 35℃）の密度[kg/m^3] ＝ 994
h_s ：飽和蒸気の比エンタルピ[kJ/kg] ＝ 2675.57
h_f ：注水（飽和水，水温 35℃）の比エンタルピ[kJ/kg] ＝146.64
Q ：崩壊熱[kW] ＝ 1.40×10^4</td>
<td>・評価結果の相違
【柏崎 6/7】
・評価条件の相違
【柏崎 6/7，東海第二】
島根２号炉は，崩壊熱除去機能喪失時に使用する水源であるサプレッション・プール水温度及び全交流動力電源喪失時に使用する水源である低圧原子炉代替注水槽水温度いずれも 35℃を想定している。</td>
</tr>
<tr>
<td>(4) 注水中の蒸発量
注水中の蒸発量は，運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時は 0[m^3/h]，運転停止中の全交流動力電源喪失時は約 22[m^3/h]であ</td>
<td>4.　注水中の蒸発量
注水中の蒸発量は，注水された水を 100℃に上昇させる熱を崩壊熱から差し引いた熱が蒸発に使われることを考慮して，</td>
<td>(4) 注水中の蒸発量
注水中の蒸発量は，運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時，運転停止中の全交流動力電源喪失時ともに 0[m^3/h]である。注入</td>
<td>・評価結果の相違
【柏崎 6/7】</td>
</tr>
</table>

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
る。注入された水を 100℃に上昇させる熱を崩壊熱から差し引いた熱が蒸発に使われることから，計算は次の式で行った。 $Q \times 3600 = F \times \rho_f \times (h_{100} - h_f) + S \times \rho_f \times (h_s - h_{100})$ $S = (Q \times 3600 - F \times \rho_f \times (h_{100} - h_f)) / (\rho_f \times (h_s - h_{100}))$	次の式で求める。 $Q \times 3,600 = F \times \rho_f \times (h_{100} - h_f) + S \times \rho_f \times (h_s - h_{100})$ $S = (Q \times 3,600 - F \times \rho_f \times (h_{100} - h_f)) / (\rho_f \times (h_s - h_{100}))$	された水を 100℃に上昇させる熱を崩壊熱から差し引いた熱が蒸発に使われることから，計算は次の式で行った。 $Q \times 3600 = F \times \rho_f \times (h_{100} - h_f) + S \times \rho_f \times (h_s - h_{100})$ $S = (Q \times 3600 - F \times \rho_f \times (h_{100} - h_f)) / (\rho_f \times (h_s - h_{100}))$	
F ：注水量[m^3/h] （崩壊熱除去機能喪失時）= 954（残留熱除去系定格流量） （全交流動力電源喪失時）= 150（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）	F ：注水流量（m^3／h）	F　　：注水量[m^3/h] （崩壊熱除去機能喪失時）＝ 1,136（残留熱除去系定格流量） （全交流動力電源喪失時）＝ 200（低圧原子炉代替注水系（常設）の設計値として設定）	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
S ：注水中の蒸発量[m^3/h]（ただし，S≧0） ρ_f：注水（飽和水）の密度[kg/m^3] （崩壊熱除去機能喪失時）＝ 994（水温 35℃） （全交流動力電源喪失時）＝ 988（水温 50℃） h_s ：飽和蒸気の比エンタルピ[kJ/kg] ＝ 2675.57 h_{100}：100℃の飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]＝419.10 h_f ：注水（飽和水）の比エンタルピ[kJ/kg] （崩壊熱除去機能喪失時）＝ 146.64（水温 35℃） （全交流動力電源喪失時）＝ 209.34（水温 50℃） Q ：崩壊熱[kW] ＝ 2.24×10^4	S ：注水中の蒸発量（m^3／h）（ただし，S≧0）	S　　：注水中の蒸発量[m^3/h]（ただし，S≧0） ρ_f　　：注水（飽和水，水温 35℃）の密度[kg/m^3] ＝ 994 h_s　　：飽和蒸気の比エンタルピ[kJ/kg] ＝ 2675.57 h_{100}　　：100℃の飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]＝419.10 h_f　　：注水（飽和水，水温 35℃）の比エンタルピ[kJ/kg]＝146.64 Q　　：崩壊熱[kW] ＝ 1.40×10^4	・評価条件の相違 【柏崎 6/7・東海第二】 ・評価条件の相違 【柏崎 6/7】
２．原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算 （原子炉圧力容器が閉鎖状態での評価） （１）主蒸気逃がし安全弁(SRV)の逃がし弁機能が作動する最低圧力に到達する時間等 5.1.2 及び 5.2.2 の「燃料損傷防止対策の有効性評価」においては原子炉圧力容器未開放であるが，原子炉の大気圧状態が維持される想定にて計算を実施している。ただし，実操作において崩壊熱除去機能が喪失した際の SRV による減圧操作は原子炉の注水機能が確保された後となるため，原子炉圧力上昇による		２．原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算 （原子炉圧力容器が閉鎖状態での評価） (1) 逃がし安全弁（ＳＲＶ）の逃がし弁機能が作動する最低圧力に到達する時間等 5.1.2 及び 5.2.2 の「燃料損傷防止対策の有効性評価」においては原子炉圧力容器未開放状態であるが，原子炉の大気圧状態が維持される想定にて計算を実施している。ただし，実操作において崩壊熱除去機能が喪失した際の逃がし安全弁（ＳＲＶ）による減圧操作は原子炉の注水機能が確保された後となる	・評価方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算も実施している。

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
原子炉冷却材蒸発の抑制効果に期待でき，原子炉冷却材の蒸発量は小さくなる。 閉鎖状態における原子炉の圧力上昇と水位の関係は下の式で計算できる。ここで主蒸気逃がし安全弁(SRV)の逃がし弁機能が作動する最低圧力(7.51MPa[gage])に到達する時間等を求めた。 $M_s / \rho_s + M_l / \rho_l = V_{all}$ $M_s + M_l = M_{all}$ $\Delta (h_s \times V_s \times \rho_s + h_l \times V_l \times \rho_l) = Q\Delta t$ ※初期状態の各変数は[0]，SRV 作動圧力到達時の各変数は[1]で表す M_s ，M_l ：気相部の蒸気量，液相部の水量[kg] 初期（大気圧，原子炉水温 52℃）： M_{s0}＝ 約□kg（飽和蒸気圧），Ml0＝ 約□kg M_{all}：原子炉圧力容器内の蒸気及び原子炉冷却材の総量[kg] ＝約□kg ρ_s，ρ_l ：飽和蒸気の密度，水の密度[kg/m³] 初期(大気圧,原子炉水温52℃)：ρ_{s0} ＝0.09121 kg/m³，ρ_{10}＝987 kg/m³ SRV 作動圧力到達時（7.51MPa[gage]，原子炉水温 291.6℃）： ρ_{s1} ＝40 kg/m³ ，ρ_{11}＝728.9 kg/m³ V_s ，V_l ：気相部の体積，液相部の体積[m³] 初期（大気圧，原子炉水温 52℃）： V_{s0}＝約□m³，V_{10}＝ 約□m³ V_{all} ：原子炉圧力容器の体積[m³] ＝ 約□ m³ h_s ，h_l ：飽和蒸気，水のエンタルピ[kJ/kg] 初期（大気圧，原子炉水温 52℃）： h_{s0} ＝約 2594.8 kJ/kg ，h_{10}＝約 217.7 kJ/kg SRV 作動圧力到達時（7.51MPa[gage]，原子炉水温 291.6℃）： h_{s1}＝約 2764.3kJ/kg ，h_{11}＝約 1298.2kJ/kg Q ：崩壊熱量[kJ/s] ＝約 2.24×10^4 kJ/s(原子炉停止１日後) Δt ：事象発生後の時間[s] 上記式より		ため，原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果に期待でき，原子炉冷却材の蒸発量は小さくなる。 閉鎖状態における原子炉の圧力上昇と水位の関係は下の式で計算できる。ここで逃がし安全弁（ＳＲＶ）の逃がし弁機能が作動する最低圧力（7.58MPa[gage]）に到達する時間等を求めた。 $M_s / \rho_s + M_l / \rho_l = V_{all}$ $M_s + M_l = M_{all}$ $\Delta (h_s \times V_s \times \rho_s + h_l \times V_l \times \rho_l) = Q\Delta t$ ※初期状態の各変数は[0]，ＳＲＶ作動圧力到達時の各変数は[1]で表す M_s ，M_l ：気相部の蒸発量，液相部の水量[kg] 初期（大気圧，原子炉水温 52℃）： M_{s0}＝約□kg（飽和蒸気圧），M_{10}＝約□kg M_{all} ：原子炉圧力容器内の蒸気及び原子炉冷却材の総量[kg] ＝約□kg ρ_s ，ρ_l ：飽和蒸気の密度，水の密度[kg/m³] 初期（大気圧，原子炉水温 52℃）： ρ_{s0}＝0.0912 kg/m³，ρ_{10}＝987 kg/m³ ＳＲＶ作動圧力到達時（7.58MPa[gage]，原子炉水温 292℃）：ρ_{s1}＝40.4 kg/m³，ρ_{11}＝728 kg/m³ V_s ，V_l ：気相部の体積，液相部の体積[m³] 初期（大気圧，原子炉水温 52℃）： V_{s0}＝約□m³，V_{10}＝約□m³ V_{all} ：原子炉圧力容器内の体積[m³] ＝約□m³ h_s ，h_l ：飽和蒸気，水のエンタルピ[kJ/kg] 初期（大気圧，原子炉水温 52℃）： h_{s0}＝2594.84 kJ/kg，h_{10}＝217.70 kJ/kg ＳＲＶ作動圧力到達時（7.58MPa[gage]，原子炉水温 292℃）： h_{s1}＝2763.55 kJ/kg，h_{11}＝1300.63 kJ/kg Q ：崩壊熱量[kJ/s] ＝1.40×10⁴ kJ/s（原子炉停止１日後） Δt ：事象発生後の時間[s] 上記式より	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 ・評価条件の相違 【柏崎 6/7】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　考
SRV 作動圧力到達時（7.51MPa[gage]，原子炉水温 291.6℃）の液相部の水量[kg] M_{11}＝約 4.04×10^5 kg SRV 作動圧力到達時（7.51MPa[gage]，原子炉水温 291.6℃）の液相部の体積[m^3] V_{11}＝約 [redacted]m^3 事象発生後の時間[s] Δt ＝約 1.9×10^4［s］→ 5 時間以上		ＳＲＶ作動圧力到達時（7.58MPa[gage]，原子炉水温 292℃）の液相部の水量[kg] M_{11}＝約 2.364×10^5 kg ＳＲＶ作動圧力到達時（7.58MPa[gage]，原子炉水温 292℃）の液相部の体積[m^3] V_{11}＝約 [redacted] m^3 事象発生後の時間[s] Δt＝約 1.9×10^4[s] → ５時間以上	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】
となり，事象発生約 5 時間後までに約 3t の原子炉冷却材が蒸発する。ただし，熱膨張により原子炉冷却材の体積は約 140 m^3 増加し，原子炉水位は有効燃料棒頂部より約 8m 上（通常運転水位より約 4m 高い位置）となる。SRV 作動圧力到達時（7.51MPa[gage]）においては遮蔽評価に用いている 100℃の時の水の密度と比べて水の密度が約 0.76 倍と減少しているため，同等の遮蔽厚さに換算した場合，有効燃料棒頂部より約 6m 上（通常運転水位より約 2m 高い位置）となり，事象発生前と同様原子炉冷却材による放射線の遮蔽は維持される。		となり，事象発生約５時間後までに約 2.5t の原子炉冷却材が蒸発する。ただし，熱膨張により原子炉冷却材の体積は約 82.8m^3 増加し，原子炉水位は燃料棒有効長頂部より約 8.69m 上（通常運転水位より約 3.59m 高い位置）となる。ＳＲＶ作動圧力到達時（7.58MPa[gage]）においては遮蔽評価に用いている 100℃の時の水の密度と比べて水の密度が約 0.76 倍と減少しているため，同等の遮蔽厚さに換算した場合，燃料棒有効長頂部より約 6.61m 上（通常運転水位より約 1.51m 高い位置）となり，事象発生前と同様原子炉冷却材による放射線の遮蔽は維持される。	・評価結果の相違 【柏崎 6/7】 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】
以上より，原子炉圧力容器が閉鎖状態において崩壊熱除去機能が喪失した後も，主蒸気逃がし安全弁の作動等により原子炉内の保有水量が減少するまでの間（5 時間以上），原子炉冷却材による放射線の遮蔽は維持される。 なお，原子炉停止 12 時間後を想定した際，上記の原子炉停止１日後と同様の評価式を用いて算出すると，SRV 作動圧力到達時（7.51MPa[gage]）までの時間は 3 時間以上となる。		以上より，原子炉圧力容器が閉鎖状態において崩壊熱除去機能が喪失した場合も，逃がし安全弁の作動等により原子炉内の保有水量が減少するまでの間（５時間以上），原子炉冷却材による放射線の遮蔽は維持される。 なお，原子炉停止 12 時間後を想定した際，上記の原子炉停止１日後と同様の評価式を用いて算出すると，ＳＲＶ作動圧力到達時（7.58MPa[gage]）までの時間は４時間以上となる。	

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
添付資料 5.1.2 重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定 1. 「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価，「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定にあたっては，他の殆どの重要事故シーケンス等の選定と同様に，PRA の結果から抽出された事故シーケンスグループからガイドに示された着眼点を考慮し，重要事故シーケンスを選定している。 崩壊熱除去機能喪失の重要事故シーケンスとしては，ガイドに示された着眼点に加えて事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における評価内容との差別化を図ることを考慮し，次の事故シーケンスを選定した。 ・崩壊熱除去機能喪失（RHR 機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・注水系失敗 2. 重要事故シーケンスに対する燃料損傷防止対策の選定 有効性評価では，設計基準相当の設備の機能喪失を受けて燃料損傷に至る重要事故シーケンスに対し，重大事故等対処設備を用いて燃料損傷を防止できることを確認している。この観点では，全ての崩壊熱除去機能及び注水機能の喪失を受け，重大事故等対処設備を用いて燃料損傷を防止するという評価も考えられるが，この場合，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」で選定される重要事故シーケンスと同じ評価を実施することとなる。 このため，「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの有効性評価では，「実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」の対策例を参照し，待機中の残留熱除去系によって崩壊熱除去機能を確保し，燃料損傷を防止可能であることを確認している。 3. プラント状態（POS）の選定 重要事故シーケンスの選定プロセスでは，POS については選定	添付資料 5.1.2 重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定 1. 「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価のうち，「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスは，他のほとんどの重要事故シーケンスの選定と同様に，ＰＲＡから抽出された事故シーケンスグループから，「実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」（以下「審査ガイド」という。）に示された着眼点を考慮して選定している。 「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスは，審査ガイドに示された着眼点から，次の事故シーケンスを選定した。 ・残留熱除去系の故障（ＲＨＲ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗 2. 重要事故シーケンスに対する燃料損傷防止対策の選定 有効性評価では，設計基準事故対処設備の機能喪失により燃料損傷に至る重要事故シーケンスに対し，重大事故等対処設備を用いた燃料損傷防止対策の有効性を確認する。この観点では，本事故シーケンスにおいて全ての崩壊熱除去機能及び注水機能の喪失を想定し，重大事故等対処設備を用いた燃料損傷防止対策の有効性を確認することも考えられるが，この場合，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において選定した重要事故シーケンスと同じ対策の有効性を確認することとなる。 このため，「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスに対する有効性評価では，審査ガイドの主要解析条件及び対策例を参照し，待機中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）及び残留熱除去系（低圧注水系）によって崩壊熱除去機能及び注水機能を確保し，燃料損傷防止が可能であることを確認している。 3. プラント状態の選定 有効性評価の対象とする重要事故シーケンスについては，重	添付資料 5.1.2 重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定 １．「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定にあたっては，他の殆どの重要事故シーケンス等の選定と同様に，ＰＲＡの結果から抽出された事故シーケンスグループから「実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」（以下「ガイド」という。）に示された着眼点を考慮し，重要事故シーケンスを選定している。 崩壊熱除去機能喪失の重要事故シーケンスとしては，ガイドに示された着眼点に加えて事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における評価内容との差別化を図ることを考慮し，次の事故シーケンスを選定した。 ・崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗 ２．重要事故シーケンスに対する燃料損傷防止対策の選定 有効性評価では，設計基準相当の設備の機能喪失を受けて燃料損傷に至る重要事故シーケンスに対し，重大事故等対処設備を用いて燃料損傷を防止できることを確認している。この観点では，すべての崩壊熱除去機能及び注水機能の喪失を受け，重大事故等対処設備を用いて燃料損傷を防止するという評価も考えられるが，この場合，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」で選定される重要事故シーケンスと同じ評価を実施することとなる。 このため，「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの有効性評価では，ガイドの対策例を参照し，待機中の残留熱除去系によって崩壊熱除去機能を確保し，燃料損傷を防止可能であることを確認している。 ３．プラント状態（ＰＯＳ）の選定 重要事故シーケンスの選定プロセスでは，ＰＯＳについては選	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
していないため，有効性評価の評価条件を設定する際に決定している。 崩壊熱除去機能の喪失事象が発生した場合，代替の崩壊熱除去機能や炉心への注水機能を用いて燃料損傷を防止することとなる。このため，POS を選定する上では崩壊熱が高く，原子炉圧力容器内の保有水量が少ないため，事象発生から燃料損傷までの時間余裕が厳しい POS を選定することが適切と考える。停止時レベル 1PRA における POS の分類及び定期検査工程を図 1 に，POS の選定方法及び原子炉圧力容器の開閉状態を表 1 に示す。崩壊熱の観点で最も厳しい POS は「S 原子炉冷温停止への移行状態」であり，次に「A PCV/RPV 開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」，その次が「B 原子炉ウェル満水状態」という順となる。保有水の観点では原子炉水位が通常運転水位付近の可能性がある POS「S」，「A」，「C　PCV/RPV 閉鎖及び起動準備への移行状態」，「D 起動準備状態」が厳しい。 次に崩壊熱除去・注水機能を持つ設備の事故時の使用可否について考えると，POS「S」及び「D」の原子炉停止直後・起動準備状態において，給水系を除く緩和設備が原子炉運転中と同様に待機状態又は早期復旧により使用可能な状態である※。そのため，緩和設備については POS「S」及び「D」以外の POS「A」～「C」が厳しい条件となる。 なお，原子炉圧力容器蓋閉時は原子炉圧力の上昇が考えられるが，トップベントから原子炉の減圧ができること，急激に原子炉圧力が上昇するようなものではないこと，原子炉圧力が上昇しても逃がし安全弁で減圧できることから低圧注水系が使用できるとしている。また，原子炉格納容器閉鎖時においても同様の考え方である。 このため，本評価においては，POS「S」の次に崩壊熱が高く，原子炉圧力容器内の保有水量が少ないことに加え，使用可能な緩和設備が原子炉運転中より少なくなる POS「A」を選定している。	要事故シーケンスの選定プロセスで選定しているが，プラント状態については，有効性評価の評価条件を設定する際に選定している。 「崩壊熱除去機能喪失」の事故シーケンスグループにおいては，代替の崩壊熱除去機能及び注水機能を用いて燃料損傷の防止及び放射線の遮蔽に必要な水位を維持することとなる。このため，ＰＯＳを選定する上では，事象発生から燃料損傷及び遮蔽維持水位到達までの時間余裕が短い，すなわち崩壊熱が高く，保有水量が少ないプラント状態を選定することが適切であると考えられる。停止時レベル１ＰＲＡにおけるＰＯＳの分類及び施設定期検査工程の概要を第1図に示す。また，ＰＯＳの選定方法及び原子炉圧力容器の開閉状態を第1表に示す。崩壊熱が最も高いＰＯＳはＰＯＳ－Ｓであり，次にＰＯＳ－Ａ，その次がＰＯＳ－Ｂという順となる。また，保有水量の観点では原子炉水位が通常運転水位付近の可能性があるＰＯＳ－Ｓ，ＰＯＳ－Ａ，ＰＯＳ－Ｃ及びＰＯＳ－Ｄが厳しい。 次に，崩壊熱除去機能又は注水機能を持つ設備の事故時における使用可否について考えると，ＰＯＳ－Ｓ及びＰＯＳ－Ｄ，すなわち原子炉停止直後及び起動準備状態においては，給水系を除く緩和設備が原子炉運転中と同様に待機状態又は早期復旧により使用可能な状態である※。そのため，緩和設備についてはＰＯＳ－Ｓ及びＰＯＳ－Ｄ以外のＰＯＳである，ＰＯＳ－Ａ～ＰＯＳ－Ｃが厳しい条件となる。 なお，原子炉圧力容器未開放時は原子炉圧力の上昇が考えられるが，急激に原子炉圧力が上昇するような事象ではなく，原子炉圧力が上昇しても逃がし安全弁（自動減圧機能）により原子炉を減圧できるため，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水は有効としている。 このため，本評価では，ＰＯＳ－Ｓの次に崩壊熱が高く，原子炉圧力容器内の保有水量が少ないことに加え，使用可能な緩和設備が原子炉運転中と同等であるＰＯＳ－Ｓ，ＰＯＳ－Ｄ以外のＰＯＳとして，ＰＯＳ－Ａを選定している。 なお，ＰＯＳ－Ａは「ＰＣＶ／ＲＰＶ開放への移行状態」と定義される状態であり，原子炉圧力容器未開放状態から原子炉ウェル水張り完了までの期間であるが，本評価では，原子炉圧力容器内の保有水量が少なく，遮蔽維持水位到達までの時間余	定していないため，有効性評価の評価条件を設定する際に選定している。 崩壊熱除去機能の喪失事象が発生した場合，代替の崩壊熱除去機能や炉心への注水機能を用いて燃料損傷を防止することとなる。このため，ＰＯＳを選定するうえでは崩壊熱が高く，原子炉圧力容器内の保有水量が少ないため，事象発生から燃料損傷までの時間余裕が厳しいＰＯＳを選定することが適切と考える。停止時レベル１ＰＲＡにおけるＰＯＳの分類及び定期事業者検査工程を図１に，ＰＯＳの選定方法及び原子炉圧力容器の開閉状態を表１に示す。崩壊熱の観点で最も厳しいＰＯＳは「Ｓ　原子炉冷温停止への移行状態」であり，次に「Ａ　原子炉格納容器及び原子炉圧力容器の開放並びに原子炉ウェル満水への移行状態」，その次が「Ｂ　原子炉ウェル満水状態」という順となる。保有水の観点では原子炉水位が通常運転水位付近の可能性があるＰＯＳ「Ｓ」，「Ａ」，「Ｃ　原子炉格納容器及び原子炉圧力容器の閉鎖及び起動準備への移行状態」，「Ｄ　起動準備状態」が厳しい。 次に崩壊熱除去・注水機能を持つ設備の事故時の使用可否について考えると，ＰＯＳ「Ｓ」及び「Ｄ」の原子炉停止直後・起動準備状態において，給水系を除く緩和設備が原子炉運転中と同様に待機状態又は早期復旧により使用可能な状態である※。そのため，緩和設備についてはＰＯＳ「Ｓ」及び「Ｄ」以外のＰＯＳ「Ａ」～「Ｃ」が厳しい条件となる。 なお，原子炉圧力容器閉鎖時は原子炉圧力の上昇が考えられるが，トップベントから原子炉の減圧ができること，急激に原子炉圧力が上昇するようなものではないこと，原子炉圧力が上昇しても逃がし安全弁で減圧できることから残留熱除去系（低圧注水モード）が使用できるとしている。また，原子炉格納容器閉鎖時においても同様の考え方である。 このため，本評価においては，ＰＯＳ「Ｓ」の次に崩壊熱が高く，原子炉圧力容器内の保有水量が少ないことに加え，使用可能な緩和設備が原子炉運転中より少なくなるＰＯＳ「Ａ」を選定している。 なお本評価では，原子炉圧力容器内の保有水量が少なく，放射線の遮蔽が維持される水位に到達するまでの時間余裕の観点か	・記載方針の相違 【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
	裕の観点から厳しい，原子炉圧力容器未開放状態を評価条件とした。	ら厳しい，原子炉圧力容器閉鎖状態を評価条件とした。	
※ 一例として後述する「添付資料 5.1.6 6.原子炉隔離時冷却系による注水について」で示すに，POS「S」及び「D」において原子炉圧力容器が閉鎖状態であるため，原子炉圧力が上昇した後に原子炉隔離時冷却系の注水も使用可能となる。	※ 一例として後述する「添付資料5.1.7　6.原子炉隔離時冷却系による注水について」に示すとおり，ＰＯＳ－Ｓ及びＰＯＳ－Ｄにおいては原子炉圧力容器が閉鎖状態であるため，原子炉圧力が上昇した後は原子炉隔離時冷却系による注水も使用可能となる。	※ 一例として後述する「添付資料 5.1.6　6. 原子炉隔離時冷却系による注水について」で示すとおり，ＰＯＳ「Ｓ」及び「Ｄ」において原子炉圧力容器が閉鎖状態であるため，原子炉圧力が上昇した後に原子炉隔離時冷却系の注水も使用可能となる。一方，ＰＯＳ「Ａ」～「Ｃ」のうち原子炉圧力容器が開放状態である場合には，原子炉圧力が上昇しないため原子炉隔離時冷却系が使用できなくなる。	
4. 他の燃料損傷防止対策を想定した場合の影響 本評価で確認している，待機中の残留熱除去系による崩壊熱除去機能確保とは別の燃料損傷防止対策としては，復水補給水系による原子炉注水が考えられるが，これについては「全交流動力電源喪失」で選定される重要事故シーケンスにおいて，本評価と同じPOS「A」でその有効性を確認している。	4. 他の燃料損傷防止対策を想定した場合の影響 本評価では，待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水の有効性を確認しているが，別の燃料損傷防止対策として，低圧代替注水系（常設）及び待機中の非常用炉心冷却設備による原子炉注水が考えられる。ただし，低圧代替注水系（常設）については「全交流動力電源喪失」で選定される重要事故シーケンスにおいて，本評価と同じＰＯＳ－Ａでの有効性を確認している。 また，待機中の非常用炉心冷却設備については，非常用炉心冷却設備に比べて注水流量が少ない低圧代替注水系（常設）の有効性評価に包絡される。 なお，本評価においては，運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の機能喪失時は待機側の残留熱除去系により原子炉除熱を行うこととしているが，施設定期検査中は待機中の残留熱除去系が点検により待機除外となる場合がある。この際に運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が機能喪失すると，原子炉除熱手段が確保できないため原子炉建屋内が蒸気雰囲気となり，原子炉建屋内に設置されている緩和設備に悪影響を与えることが考えられる。この場合においても，原子炉建屋外側ブローアウトパネルの開放等により原子炉建屋内の環境悪化を抑制することが可能である。なお，蒸気に含まれる放射性物質の量は，運転中の事故時と比べて非常に小さく，考慮不要である。また，原子炉建屋内の環境が悪化した場合においてもその影響を受けない重大事故等対策である，低圧代替注水系（常設），低圧代替注水系（可搬型）により原子炉へ注水する	4. 他の燃料損傷防止対策を想定した場合の影響 本評価では，待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水の有効性を確認しているが，別の燃料損傷防止対策として，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水が考えられるが，これについては「全交流動力電源喪失」で選定される重要事故シーケンスにおいて，本評価と同じＰＯＳ「Ａ」でその有効性を確認している。	・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，待機中の非常用炉心冷却設備であるＨＰＣＳ，ＬＰＣＳ及びＬＰＣＩ（Ｃ－ＲＨＲ）について，ＰＲＡの評価上は，期待していない設備であることから，記載していない。 ・記載箇所の相違 【東海第二】 島根２号炉は，原子炉建物内への影響について，添付資料 5.1.5 に記載をしている。

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
	ことで，燃料有効長頂部の冠水及び放射線の遮蔽を維持することができる。		

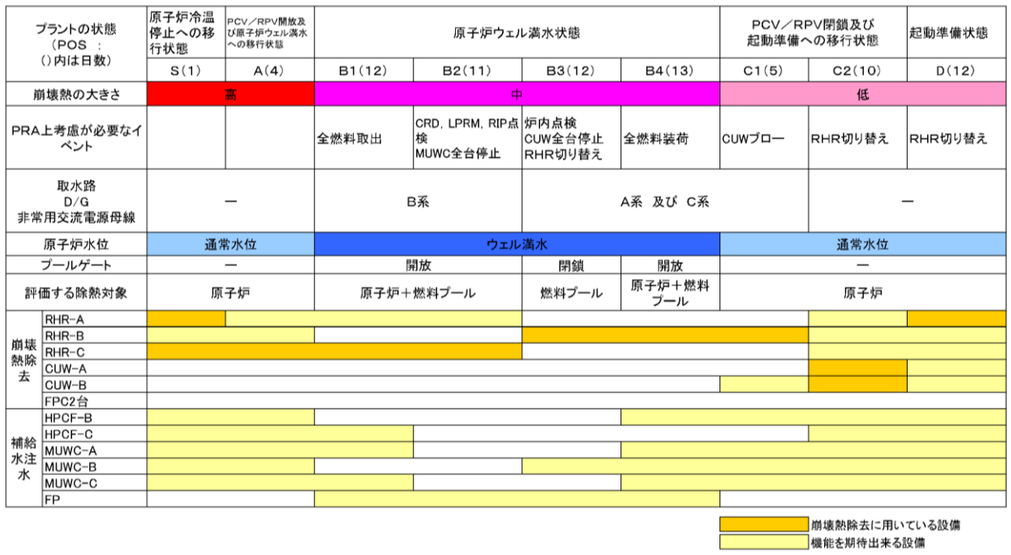
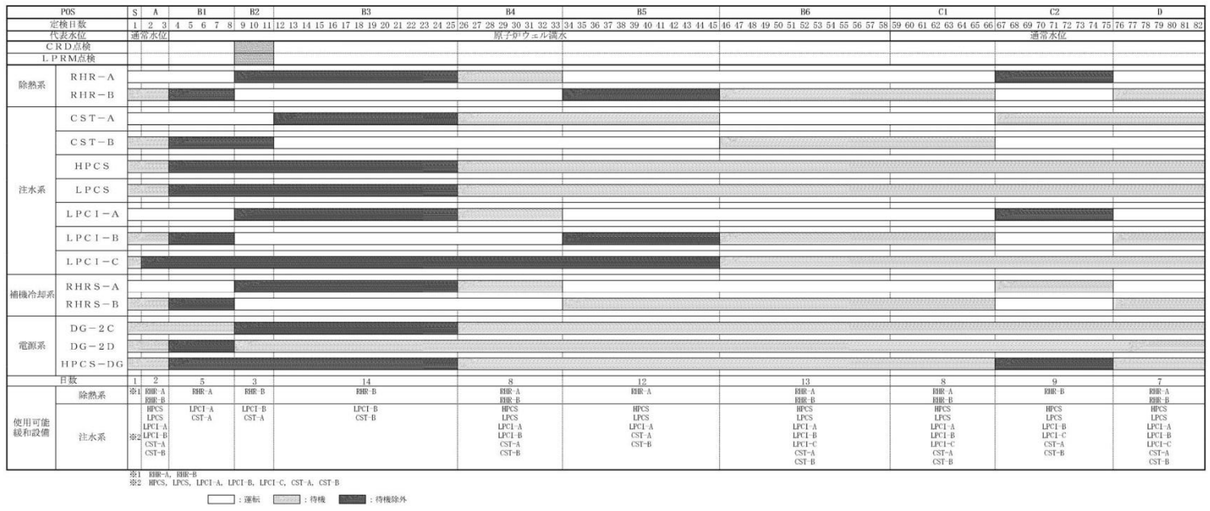


図１ 停止時レベル 1PRA における POS の分類及び定期検査工程



第１図　停止時レベル１ＰＲＡにおけるＰＯＳの分類及び施設定期検査工程

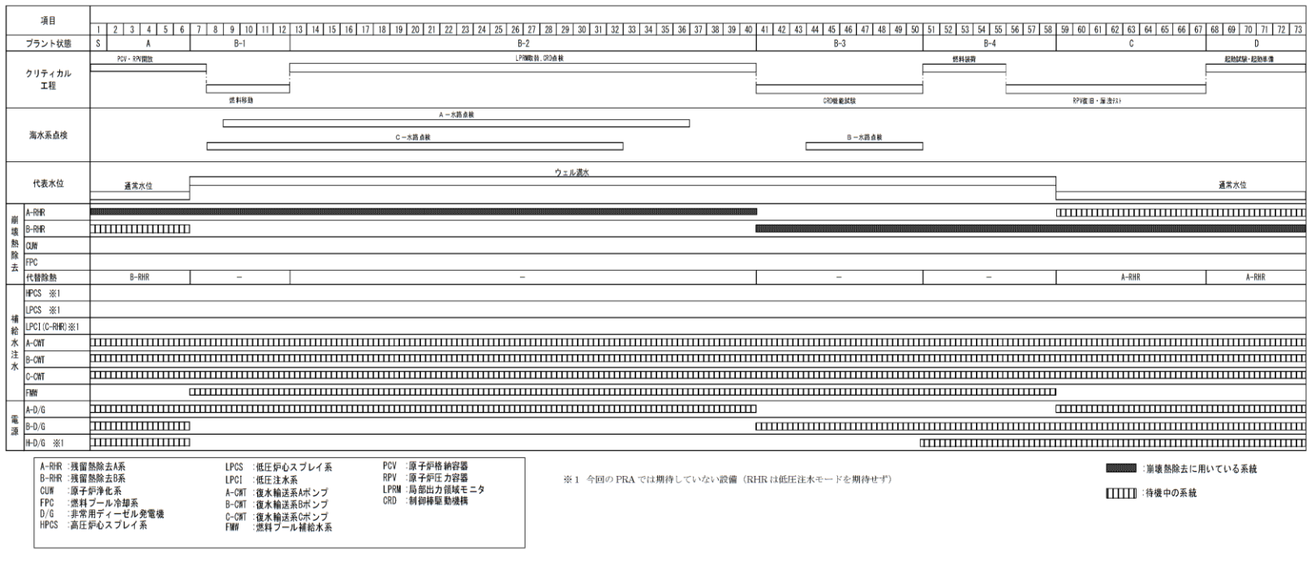


図１　停止時レベル１ＰＲＡにおけるＰＯＳの分類及び定期事業者検査工程

備考

・実績の相違
【柏崎 6/7，東海第二】

表1 各プラント状態における評価項目に対する影響（崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失）

プラント状態(POS)		包絡事象	重大事故等対処設備等	原子炉圧力容器の開閉状態	運転停止中の評価項目		
					有効燃料棒頂部の冠水	放射線の遮蔽が維持できる水位の確保	未臨界の確保
S	原子炉冷温停止への移行状態	POS Aを想定した有効性評価の条件に包絡 （崩壊熱や保有水量をPOS Sと同等のものを使用しているため）	・非常用炉心冷却系(LPFL，HPCF) ・低圧代替注水系(常設) ・低圧代替注水系(可搬型) ・常設代替交流電源設備	閉鎖	有効性評価においてPOS Sと同等の崩壊熱及び保有水量を考慮しており，POS AIに比べ崩壊できる緩和設備が多いことからPOS Aを想定した有効性評価の条件に包絡される	原子炉が未開放であり，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから必要な遮蔽は確保される (添付資料5.1.6)	プラント状態POS AIに同じ
A	PCV／RPVの開放及び原子炉ウェル満水への移行状態	－	・非常用炉心冷却系(LPFL，HPCF) ・低圧代替注水系(常設) ・低圧代替注水系(可搬型) ・常設代替交流電源設備	閉鎖→開放	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している (原子炉を開放中であり，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できる。又は十分な遮蔽水位が確保されていることから必要な遮蔽は確保される(添付資料5.1.6))	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している 制御棒引き抜きに係わる試験は「反応度誤投入」に包絡
B1	原子炉ウェル満水状態（原子炉ウェル水抜き開始まで）	「全交流動力電源喪失(POS A)」及び「使用済燃料プール　想定事故1」に包絡される。	※POS　B3においてはRHRが待機していたため「残留熱除去機能喪失(POS A)」には包絡されないが，「全交流動力電源喪失(POS A)」の評価に代表される	開放	POS SIに比べ，崩壊熱が小さく，また保有水量が多いことから余裕時間が長いものの，点検等により緩和設備が少なくなることが考えられる ただし，常設代替交流電源設備，低圧代替注水系(常設)及び燃料プール代替注水系(可搬)を用いることで炉心損傷を回避できることから当価値の観点から厳しい「全交流動力電源喪失(POS A)」及び「使用済燃料プール　想定事故1」に包絡される	水位低下の遠いシナリオである「原子炉冷却材の流出」にて評価し，評価項目を満足することを確認している ※使用済燃料プール」における放射線の遮蔽確保は「使用済燃料プール　想定事故1」に包絡される	プラント状態POS AIに同じ 燃料の取出・装荷に係わる作業は「反応度誤投入」に包絡
B2			・非常用炉心冷却系(LPFL) ・低圧代替注水系(可搬型) ・常設代替交流電源設備 ・燃料プール代替注水系(可搬)				
B3			・非常用炉心冷却系(RHR) ・低圧代替注水系(常設) ・低圧代替注水系(可搬型) ・常設代替交流電源設備 ・燃料プール代替注水系(常設) ・燃料プール代替注水系(可搬)				
B4							
C1	PCV／RPVの開鎖及び起動準備への移行状態	「全交流動力電源喪失(POS A)」の評価に包絡される	・非常用炉心冷却系(LPFL，HPCF) ・低圧代替注水系(常設) ・低圧代替注水系(可搬型) ・常設代替交流電源設備	開放→閉鎖	POS SIに比べ，「崩壊熱」が小さく，「保有水量」に差がない。また，「余裕時間」が長いものの，「緩和系」も少ないことから，「崩壊熱除去機能喪失(POS A)」には包絡されない。しかしながら，「崩壊熱」及び「緩和系」の観点からより厳しい「全交流動力電源喪失(POS A)」に包絡される	原子炉を閉鎖中であり，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できる。又は十分な遮蔽水位が確保されていることから必要な遮蔽は確保される(添付資料5.1.6)	プラント状態POS AIに同じ
C2		POS　AIに包絡される	・非常用炉心冷却系(LPFL，HPCF) ・低圧代替注水系(常設) ・低圧代替注水系(可搬型) ・常設代替交流電源設備		POS AIに比べ，「崩壊熱」が小さい，「緩和系」に差がない，「保有水量」に差がない，「余裕時間」が長いことから，燃焼損傷防止対策の有効性評価はPOS AIに包絡される		
D	起動準備状態		・非常用炉心冷却系(LPFL，HPCF) ・低圧代替注水系(常設) ・低圧代替注水系(可搬型) ・常設代替交流電源設備	閉鎖		原子炉が未開放であり，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから必要な遮蔽は確保される (添付資料5.1.6)	

第1表　各プラント状態における評価項目に対する影響（崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失）

プラント状態（POS）		包絡事象	重大事故等対処設備等※1	原子炉圧力容器の開閉状態	運転停止中の評価項目		
					燃料有効長頂部の冠水	放射線の遮蔽が維持できる水位の確保	未臨界の確保
S	原子炉の温停止への移行状態	「崩壊熱除去機能喪失（POS－A）」及び「全交流動力電源喪失（POS－A）」を想定した有効性評価の条件に包絡	・残留熱除去系－A，B，C ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型）	未開放	POS－Aに比べて崩壊熱が高いため，燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕（約8.3時間）は短いが，有効性評価で考慮している操作開始時間（約29時間）で燃料損傷を防止できることから，POS－Aを想定した有効性評価の条件に包絡される。	原子炉圧力容器が未開放であり，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから，必要な遮蔽は確保される。 （添付資料5.1.7）	POS－Aに同じ。
A	PCV／RPV開放への移行状態	－	・残留熱除去系－A，B ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型）	未開放→開放	有効性評価において評価項目を満足することを確認している。	有効性評価において評価項目を満足することを確認している。 （原子炉圧力容器は未開放状態からの開放状態への移行状態であり，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できる。又は十分な遮蔽水位が確保されていることから，必要な遮蔽は確保される（添付資料5.1.7）。	有効性評価において評価項目を満足することを確認している。 制御棒引き抜きに係わる試験は「反応度誤投入」に包絡。
B1	原子炉ウェル満水状態	「全交流動力電源喪失（POS－A）」及び「使用済燃料プール　想定事故1」を想定した有効性評価の条件に包絡※2 ※2　崩壊熱除去機能喪失の発生により残留熱除去系の喪失となるため，崩壊熱除去機能喪失（POS－A）には包絡されないが，「全交流動力電源喪失（POS－A）」及び「使用済燃料プール　想定事故1」の評価に代表される	・残留熱除去系－A ・常設代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系	開放	POS－Aに比べて崩壊熱が低く，保有水量が多いことから，燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなる。 崩壊熱除去機能喪失の発生により残留熱除去系の喪失となるが，低圧代替注水系（常設）及び低圧代替注水系（可搬型）による原子炉への注水に加え，プールゲート開放時代替燃料プール注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水により，燃料有効長頂部の冠水は維持できる。	原子炉ウェル満水時は保有水量が多いため，遮蔽が維持される水位確保は常に水平確である。 また，使用済燃料プールにおける放射線の遮蔽確保については「使用済燃料プール　想定事故1」に包絡される。	POS－Aに同じ。 燃料の取出・装荷に関わる作業は「反応度の誤投入」に包絡。
B2			・残留熱除去系－B ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系				
B3			・残留熱除去系－B ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系				
B4		「崩壊熱除去機能喪失（POS－A）」 「全交流動力電源喪失（POS－A）」及び「使用済燃料プール　想定事故1」を想定した有効性評価の条件に包絡	・残留熱除去系－A，B ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系		POS－Aに比べて崩壊熱が低く，保有水量が多いことから，燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなるため，POS－Aを想定した有効性評価に包絡される。 また，燃料有効長頂部の冠水は維持できる。		
B5		「全交流動力電源喪失（POS－A）」及び「使用済燃料プール　想定事故1」を想定した有効性評価の条件に包絡※2 ※2　崩壊熱除去機能喪失の発生により残留熱除去系の喪失となるため，崩壊熱除去機能喪失（POS－A）には包絡されないが，「全交流動力電源喪失（POS－A）」及び「使用済燃料プール　想定事故1」の評価に代表される	・残留熱除去系－A ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系		POS－Aに比べて崩壊熱が低く，保有水量が多いことから，燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなる。 崩壊熱除去機能喪失の発生により残留熱除去系の喪失となるが，高圧炉心スプレイ系等による原子炉への注水に加え，プールゲート開放時代替燃料プール注水系（常設）及び代替燃料プール注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水により，燃料有効長頂部の冠水は維持できる。		
B6		「崩壊熱除去機能喪失（POS－A）」，「全交流動力電源喪失（POS－A）」及び「使用済燃料プール　想定事故1」を想定した有効性評価の条件に包絡	・残留熱除去系－A，B，C ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系		POS－Aに比べて崩壊熱が低く，保有水量が多いことから，燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなるため，POS－Aを想定した有効性評価に包絡される。 また，燃料有効長頂部の冠水は維持できる。		
C1	PCV／RPV開鎖への移行状態	「崩壊熱除去機能喪失（POS－A）」及び「全交流動力電源喪失（POS－A）」を想定した有効性評価の条件に包絡	・残留熱除去系－A，B，C ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型）	開放→未開放	POS－Aに比べて崩壊熱が低く，燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなるため，POS－Aを想定した有効性評価に包絡される。	原子炉圧力容器が未開放であり，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから，必要な遮蔽は確保される。 （添付資料5.1.7）	POS－Aに同じ。
C2		「全交流動力電源喪失（POS－A）」を想定した有効性評価の条件に包絡※2 ※2　崩壊熱除去機能喪失の発生により残留熱除去系の喪失となるため，崩壊熱除去機能喪失（POS－A）には包絡されないが，「全交流動力電源喪失（POS－A）」の評価に代表される	・残留熱除去系－B，C ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型）		POS－Aに比べて崩壊熱が低く，燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなる。 また，崩壊熱除去機能喪失の発生により残留熱除去系の喪失となるが，POS－Aを想定した「全交流動力電源喪失」の有効性評価に包絡される。		
D	起動準備状態	「崩壊熱除去機能喪失（POS－A）」及び「全交流動力電源喪失（POS－A）」を想定した有効性評価の条件に包絡	・残留熱除去系－A，B，C ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型）	未開放	POS－Aに比べて崩壊熱が低く，燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなるため，POS－Aを想定した有効性評価に包絡される。		

※1　重大事故等対処設備等のうち下線が引いてあるものは，津波襲来時にも使用可能な設備

表1　各プラント状態における評価項目に対する影響（崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失）

プラント状態（POS）		包絡事象	重大事故等対処設備等	原子炉圧力容器蓋の開閉状態	運転停止中の評価項目		
					燃料有効長頂部の冠水	放射線の遮蔽が維持できる水位の確保	未臨界の確保
S	原子炉冷温停止への移行状態	POS-A を想定した有効性評価条件に包絡。（崩壊熱や保有水量をPOS-Sと同等のものを使用しているため）	・原子炉隔離時冷却系※1 ・非常用炉心冷却系（LPCI，LPCS，HPCS）※2 ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・ガスタービン発電機	閉鎖	有効性評価において POS-S と同等の崩壊熱及び保有水量を考慮しており，POS-A に比べ，期待できる緩和設備が多いことから，POS-A を想定した有効性評価の条件に包絡される。	原子炉が未開放であり，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから，必要な遮蔽は確保される。（添付資料 5.1.6）	プラント状態 POS-A に同じ。
A	原子炉格納容器及び原子炉圧力容器の開放並びに原子炉ウェル満水への移行状態	—	・非常用炉心冷却系（LPCI，LPCS，HPCS）※2 ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・ガスタービン発電機	閉鎖→開放	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している。	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している。 （原子炉を開放中であり，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できる。又は十分な遮蔽水位が確保されていることから，必要な遮蔽は確保される。（添付資料 5.1.6））	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している。 制御棒引き抜きに係わる試験は「反応度誤投入」に包絡。
B1	原子炉ウェル満水状態（原子炉ウェル水抜き開始まで）	「全交流動力電源喪失（POS-A）」及び「燃料プール想定事故 1」に包絡。	・非常用炉心冷却系（LPCI）※2 ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・ガスタービン発電機 ・燃料プールスプレイ系	開放	POS-S に比べ，崩壊熱が小さく，また保有水量が多いことから余裕時間が長いものの，点検等により緩和設備が少なくなることが考えられる。ただし，低圧原子炉代替注水系（可搬型）や燃料プールスプレイ系を用いることで燃料損傷を回避できることから，崩壊熱の観点から厳しい「全交流動力電源喪失(POS-A)」及び「燃料プール　想定事故 1」に包絡される。	水位低下の遠いシナリオである「原子炉冷却材の流出」にて評価し，評価項目を満足することを確認している。 ※燃料プールにおける放射線の遮蔽確保は「燃料プール　想定事故 1」に包絡される。	プラント状態 POS-A に同じ。 燃料の取出・装荷に係わる作業は「反応度誤投入」に包絡。
B2							
B3							
B4							
C	原子炉格納容器及び原子炉圧力容器の閉鎖及び起動準備への移行状態	POS-A に包絡される。	・非常用炉心冷却系（LPCI，LPCS，HPCS）※2 ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・ガスタービン発電機	開放→閉鎖	以下の理由から POS-A を想定した有効性評価の条件に包絡される。 ・崩壊熱が小さい。 ・緩和設備に差がない。 ・保有水量に差がない。 ・余裕時間が長い。	原子炉を閉鎖中であり，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できる。又は十分な遮蔽水位が確保されていることから，必要な遮蔽は確保される。（添付資料 5.1.6）	プラント状態 POS-A に同じ。
D	起動準備状態			閉鎖		原子炉が未開放であり，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから，必要な遮蔽は確保される。（添付資料 5.1.6）	

※1　原子炉圧力が上昇した後に使用可能となる　　※2　停止時レベル 1 PRA では，保守的に期待していない設備

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
添付資料 5.1.3 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失評価における 崩壊熱設定の考え方	添付資料 5.1.4 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における 崩壊熱の設定の考え方	添付資料 5.1.3 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失評価における 崩壊熱設定の考え方	
1. 本評価における崩壊熱の設定 運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価，「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンスの有効性評価では，原子炉スクラムによる原子炉停止から 1 日後※の崩壊熱を用いて原子炉水温の上昇及び蒸発による原子炉水位の低下を評価している。 一般に定期検査期間が数十日であることを考慮すると，原子炉停止から 1 日（24 時間）後の崩壊熱を用いることは定期検査期間から見ると保守的な設定であると考えるが，仮に原子炉停止からの時間がより短い時点での崩壊熱を用いれば，より厳しい評価条件となる。 ※ 原子炉停止から 1 日（24 時間）後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。 具体的には制御棒の挿入開始及び発電機解列の実績は，全制御棒全挿入完了を基準とするとそれぞれ 10 時間程度前，2 時間程度前となっており，実際の崩壊熱は評価値より小さくなる。	1.　本評価における崩壊熱の設定 運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価のうち，「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンスに対する有効性評価では，原子炉スクラムによる原子炉停止から1日（24時間）後※の崩壊熱を用いて原子炉水温の上昇及び蒸発による原子炉水位の低下を評価している。 一般に，施設定期検査期間が数十日であることを考慮すると，原子炉停止から1日（24時間）後の崩壊熱を用いることは保守的な設定であると考えられるが，仮に原子炉停止からの時間がより短い時点での崩壊熱を用いれば，より厳しい評価条件となる。 ※　原子炉停止から1日（24時間）後とは，全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが，崩壊熱評価は原子炉スクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。	１．本評価における崩壊熱の設定 運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンスの有効性評価では，原子炉スクラムによる原子炉停止から１日後※の崩壊熱を用いて原子炉水温の上昇及び蒸発による原子炉水位の低下を評価している。 一般に定期事業者検査期間が数十日であることを考慮すると，原子炉停止から１日（24 時間）後の崩壊熱を用いることは定期事業者検査期間から見ると保守的な設定であると考えるが，仮に原子炉停止からの時間がより短い時点での崩壊熱を用いれば，より厳しい評価条件となる。 ※ 原子炉停止から１日（24 時間）後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが，崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。 具体的には制御棒の挿入開始及び発電機解列の実績は，全制御棒全挿入完了を基準とするとそれぞれ８時間程度前，５時間程度前となっており，実際の崩壊熱は評価値より小さくなる。	・運用の相違 【柏崎 6/7】
2. より厳しい崩壊熱を設定した場合の時間余裕への影響 プラント停止時を復水器真空破壊からと考えると，通常，復水器真空破壊のタイミングは通常のプラント停止操作における全制御棒挿入完了から 12 時間以上後である。 仮に，原子炉停止から 12 時間後の崩壊熱によって原子炉注水までの時間余裕を評価すると，有効燃料棒頂部到達まで約 3.7 時間となる。原子炉停止から 1 日（24 時間）後の原子炉注水までの時間余裕が約 5.4 時間であることから，時間余裕の観点では約 2 時間短くなるが，本重要事故シーケンスにおける「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の事象発生から原子炉注	2.　より厳しい崩壊熱を設定した場合の時間余裕への影響 仮に，原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の崩壊熱を評価条件とした場合，燃料有効長頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間余裕は約4.2時間となり，ＰＯＳ－Ａに比べて時間余裕が約2時間短くなるが，「崩壊熱除去機能喪失」における原子炉注水開始は事象発生から2時間後，「全交流動力電源喪失」における原子炉注水開始準備が完了するのは事象発生	２．より厳しい崩壊熱を設定した場合の時間余裕への影響 プラント停止時を復水器真空破壊からと考えると，通常，復水器真空破壊のタイミングは通常のプラント停止操作における全制御棒挿入完了から 12 時間以上後である。 仮に，原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の崩壊熱によって原子炉注水までの時間余裕を評価すると，燃料棒有効長頂部到達まで約 4.2 時間となる。原子炉停止から１日（24 時間）後の原子炉注水までの時間余裕が約 6.1 時間であることから，時間余裕の観点では約２時間短くなるが，本重要事故シーケンスにおける「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の事	・評価結果の相違 【柏崎 6/7】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
水開始までの対応は約２ 時間であることから十分対応可能な範囲である。	から25分後であるため，燃料有効長頂部の冠水は維持される。	象発生から原子炉注水開始までの対応は２時間であることから十分対応可能な範囲である。	・評価結果の相違 【東海第二】 「全交流動力電源喪失」において，島根２号炉は，原子炉水位が低下した後に原子炉注水を開始するが，東海第二は原子炉水位が低下する前に低圧代替注水系（常設）の準備操作が完了するため，蒸発量に応じた注水を実施することによって，原子炉水位を通常運転水位付近に維持。
また，必要な遮蔽の確保の観点においても，現場作業員の退避までの時間余裕が原子炉停止から１ 日（24 時間）後の場合では約 3.4 時間に対して，12 時間後の場合では約 2.0 時間と短くなるものの，十分退避可能な範囲である （添付資料 5.1.6）。	また，遮蔽維持水位到達までの時間余裕は，約2.8時間となり，ＰＯＳ－Ａに比べて時間余裕が約1.7時間短くなるものの，放射線の遮蔽に必要な水位は維持される。 （添付資料5.1.7）	また，必要な遮蔽の確保の観点においても，現場作業員の退避までの時間余裕が原子炉停止から１日（24 時間）後の場合では約 4.3 時間に対して，12 時間後の場合では約 2.7 時間と短くなるものの，十分退避可能な範囲である。 （添付資料 5.1.6）。	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
この様に，崩壊熱の設定によっては原子炉注水及び現場作業員の退避の時間余裕に変動が生じるが，原子炉スクラムによる原子炉停止とし，13 ヶ月運転に対して燃焼度を 10%増加させた場合の崩壊熱を用いていること及び原子炉注水までの時間余裕の評価では崩壊熱の減衰を考慮していないこと等，様々な保守性を含めた評価としていることから，本重要事故シーケンスにおいて，原子炉注水が間に合わず燃料損傷に至る状況，現場作業員が過度な被ばくを受ける状況は想定し難いものと考える。 以 上	このように，崩壊熱の設定によっては原子炉注水及び現場作業員の退避の時間余裕に変動が生じるが，原子炉スクラムによる原子炉停止とし更に燃焼度を保守的に見積もっていること，及び原子炉注水までの時間余裕の評価では崩壊熱の減衰を考慮していないこと等，様々な保守性を含めた評価としていることから，本重要事故シーケンスにおいて，原子炉注水が間に合わず燃料損傷に至る状況，現場作業員が過度な被ばくを受ける状況は想定し難いものと考える。	この様に，崩壊熱の設定によっては原子炉注水及び現場作業員の退避の時間余裕に変動が生じるが，原子炉スクラムによる原子炉停止とし，13 ヶ月運転に対して燃焼度を 10%増加させた場合の崩壊熱を用いていること及び原子炉注水までの時間余裕の評価では崩壊熱の減衰を考慮していないこと等，様々な保守性を含めた評価としていることから，本重要事故シーケンスにおいて，原子炉注水が間に合わず燃料損傷に至る状況，現場作業員が過度な被ばくを受ける状況は想定し難いものと考える。 以 上	・評価条件の相違 【東海第二】 条件設定は同じだが，島根２号炉は平衡炉心燃料のサイクル末期の炉心平均燃焼度に 10%の保守性を考慮して設定。 東海第二は許認可炉心が13ヶ月運転であること及び実機における調整運転時期約 1 ヶ月を踏まえて設定。

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
添付資料 5.1.4 安定状態について 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時の安定状態については以下のとおり。	添付資料 5.1.6 安定停止状態について（運転停止中　崩壊熱除去機能喪失） 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時の安定停止状態については以下のとおり。	添付資料 5.1.4 安定状態について（運転停止中（崩壊熱除去機能喪失）） 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失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渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，原子炉安定停止状態が確立されたものとする。	原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。	原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，原子炉安定停止状態が確立されたものとする。	
【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 崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し，沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが，待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）による注水継続により原子炉水位は回復し，炉心の冷却が維持される。 その後，残留熱除去系を原子炉停止時冷却モードに切り替え，原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行し，原子炉安定停止状態が確立される。 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。 【安定状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。 また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことにより，安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。	【安定停止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 待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による注水により原子炉水位は回復し，炉心の冷却が維持される。 その後，残留熱除去系（低圧注水系）を残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え，原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行し，原子炉安定停止状態が確立される。 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。 【安定停止状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。 また，残留熱除去系の機能を維持し，原子炉除熱を行うことにより，安定停止状態後の状態維持が可能である。 （添付資料 2.1.2 別紙 1）	【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 崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し，沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが，待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）による注水継続により原子炉水位は回復し，炉心の冷却が維持される。 その後，残留熱除去系（低圧注水モード）を残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）に切り替え，原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行し，原子炉安定停止状態が確立される。 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。 【安定状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。 また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことにより，安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。 （添付資料 2.1.1 別紙１参照）	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	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 5.1.5 原子炉停止中における崩壊熱除去機能喪失及び 全交流動力電源喪失時の格納容器の影響について 運転停止中の有効性評価は，審査ガイドの評価項目※に基づき原子炉への注水を行うことで燃料の冠水が維持されていることをもって，燃料の冷却が維持され燃料損傷が防止できていることを確認している。 ※＜審査ガイドの評価項目＞ (a)燃料有効長頂部が冠水していること。 (b)放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。 (c)未臨界を確保すること（ただし，通常の運転操作における臨界，又は燃料の健全性に影響を与えない一時的かつ僅かな出力上昇を伴う臨界は除く。） この際，格納容器内圧力及び温度の挙動は評価対象とはしていないが，代替原子炉補機冷却系又は格納容器ベントによる原子炉格納容器除熱により対応することとなる。 １．プラント停止中における崩壊熱除去機能喪失時の格納容器の影響 プラント停止中の有効性評価において，崩壊熱除去機能を喪失している期間は「崩壊熱除去機能喪失」の事象発生約 2 時間後まで，「全交流動力電源喪失」の事象発生から代替原子炉補機冷却系等による崩壊熱除去機能復旧の事象発生約 20 時間後までである。 ここでは，代表として「全交流動力電源喪失」を前提に考察する。 崩壊熱除去機能が喪失すると原子炉水温は上昇し，冷却機能喪失後 1 時間程度で沸騰を開始した後，水位が低下する。原子炉注水により燃料の冷却は維持されるが，原子炉内の圧力が徐々に上昇するため，原子炉の減圧が必要となる。減圧により原子炉内の熱量がサプレッション・チェンバへと移行し，格納容器内の温度上昇や圧力上昇に至る。格納容器内の圧力上昇が炉心損傷前ベントの基準となる 0.31MPa[gage]に到達する時間は約 32 時間であり，代替原子炉補機冷却系による崩壊熱除去機能復旧の時間余裕	資料なし	添付資料 5.1.5 原子炉停止中における崩壊熱除去機能喪失及び 全交流動力電源喪失時の原子炉格納容器の影響について 運転停止中の有効性評価は，審査ガイドの評価項目※に基づき原子炉への注水を行うことで燃料の冠水が維持されていることをもって，燃料の冷却が維持され燃料損傷が防止できていることを確認している。 ※＜審査ガイドの評価項目＞ (a)燃料有効長頂部が冠水していること。 (b)放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。 (c)未臨界を確保すること（ただし，通常の運転操作における臨界，又は燃料の健全性に影響を与えない一時的かつわずかな出力上昇を伴う臨界は除く。） この際，格納容器内圧力及び温度の挙動は評価対象とはしていないが，原子炉補機代替冷却系又は格納容器ベントによる原子炉格納容器除熱により対応することとなる。 １．プラント停止中における崩壊熱除去機能喪失時の原子炉格納容器の影響 プラント停止中の有効性評価において，崩壊熱除去機能を喪失している期間は「崩壊熱除去機能喪失」の事象発生約２時間後まで，「全交流動力電源喪失」の事象発生から原子炉補機代替冷却系等による崩壊熱除去機能復旧の事象発生約 10 時間後までである。 ここでは，代表として「全交流動力電源喪失」を前提に考察する。 崩壊熱除去機能が喪失すると原子炉水温は上昇し，冷却機能喪失後 0.9 時間程度で沸騰を開始した後，水位が低下する。原子炉注水により燃料の冷却は維持されるが，原子炉内の圧力が徐々に上昇するため，原子炉の減圧が必要となる。減圧により原子炉内の熱量がサプレッション・チェンバへと移行し，格納容器内の温度上昇や圧力上昇に至る。格納容器内の圧力上昇が 384kPa[gage]に到達する時間は約 47 時間であり，原子炉補機代替冷却系による崩壊熱除去機能復旧の時間余裕は十分確保される。	・運用の相違 【柏崎 6/7】 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7】 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉（Mark-Ⅰ

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
は十分確保される。 　また，仮に代替原子炉補機冷却系等による崩壊熱除去機能の復旧ができない場合は格納容器ベントによる除熱を実施することとなるが，追加放出においては，既に原子炉停止後の減圧操作により原子炉内へ放出されて気体廃棄物処理系で処理されるため，格納容器内の放射性物質の量は，運転中の事故時と比べて非常に小さく，考慮不要である。 　なお，原子炉圧力容器が閉鎖状態かつ格納容器開放状態で，全交流動力電源喪失が発生する頻度は大きなものではないが，これらについても考察する。 　パーソナルエアロック等の開放により格納容器が開放されている場合，パーソナルエアロック等を速やかに閉止することで，上記と同様の対応となる。 　原子炉格納容器の上部蓋を取り外している場合は，状況により速やかに格納容器を閉鎖することが困難となり原子炉内から蒸気とともに熱量が格納容器を経由して原子炉建屋内に放出されることも考えられる。ただし，原子炉建屋壁面への吸熱及びブローアウトパネル開放等による環境への放熱により，原子炉建屋内の環境条件は必要な設備が機能喪失するほど悪化することはなく，代替原子炉補機冷却系等を用いた原子炉又は格納容器冷却の開始により徐々に改善される。また，現場作業員の退避時及び公衆への放射線影響について，原子炉冷却材中に含まれるよう素は微少であり，かつ，時間減衰による低減効果もあるため，有意なものとはならない。 　原子炉圧力容器を開放している場合は，原子炉内から放出された熱量は蒸気に伴い原子炉建屋内に放出され，原子炉建屋壁面への吸熱，または環境へ放熱されるが，この場合は崩壊熱量がさらに低下していること，原子炉ウェルが水張りされているなど原子炉冷却材の量が増加していることから事象進展はより緩慢となる。 ＜参考＞ 　運転停止中における全交流動力電源喪失が発生した際の原子炉格納容器の圧力を MAAP コードにより求めた。解析条件は表 1，解析結果は表 2 及び表 3 となる。格納容器スプレイに期待するケース及び期待しないケースの 2 ケースの評価を実施し，その結果，期待しない場合であってもベントまでの時間は事象開始から約 32 時間となった。		また，仮に原子炉補機代替冷却系による崩壊熱除去機能の復旧ができない場合は格納容器ベントによる除熱を実施することとなるが，追加放出においては，既に原子炉停止後の減圧操作により原子炉内へ放出されて気体廃棄物処理系で処理されるため，格納容器内の放射性物質の量は，運転中の事故時と比べて非常に小さく，考慮不要である。 　なお，原子炉圧力容器が閉鎖状態かつ原子炉格納容器開放状態で，全交流動力電源喪失が発生する頻度は大きなものではないが，これらについても考察する。 　所員用エアロック等の開放により原子炉格納容器が開放されている場合，所員用エアロック等を速やかに閉止することで，上記と同様の対応となる。 　原子炉格納容器の上部蓋を取り外している場合は，状況により速やかに原子炉格納容器を閉鎖することが困難となり原子炉内から蒸気とともに熱量が原子炉格納容器を経由して原子炉建物内に放出されることも考えられる。ただし，原子炉建物壁面への吸熱及びブローアウトパネル開放等による環境への放熱により，原子炉建物内の環境条件は必要な設備が機能喪失するほど悪化することはなく，原子炉補機代替冷却系等を用いた原子炉又は格納容器冷却の開始により徐々に改善される。また，現場作業員の退避時及び公衆への放射線影響について，原子炉冷却材中に含まれるよう素は微少であり，かつ，時間減衰による低減効果もあるため，有意なものとはならない。 　原子炉圧力容器を開放している場合は，原子炉内から放出された熱量は蒸気に伴い原子炉建物内に放出され，原子炉建物壁面への吸熱，または環境へ放熱されるが，この場合は崩壊熱量がさらに低下していること，原子炉ウェルが水張りされているなど原子炉冷却材の量が増加していることから事象進展はより緩慢となる。 ＜参考＞ 　運転停止中における全交流動力電源喪失が発生した際の原子炉格納容器の圧力をＭＡＡＰコードにより求めた。解析条件は表１，解析結果は表２及び表３となる。格納容器代替スプレイに期待するケース及び期待しないケースの２ケースの評価を実施し，その結果，格納容器代替スプレイに期待しない場合であってもベントまでの時間は事象開始から約47時間となった。	改）と柏崎 6/7（ABWR）の最高使用圧力の相違。 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7】 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

表 1 解析条件（停止時ベントタイミングの確認）

分類	項目	解析条件
事故発生時のプラント状態	崩壊熱	原子炉停止1日後
	原子炉圧力容器の想定	未開放
	原子炉初期水温	約55℃（残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の設計温度 52℃を包絡する値）※
	原子炉の初期圧力	大気圧相当
	原子炉格納容器の想定	未開放
	原子炉格納容器内の初期温度	サプレッション・チェンバのプール水温：約35℃ 気相部：約67℃ （通常運転時の温度57℃を包絡する値）※
	原子炉格納容器内の初期圧力	大気圧相当
	復水貯蔵槽の水温	50℃
事象進展	事象開始	・全交流動力電源喪失発生 ・水位低下に伴う非常用炉心冷却系の起動は期待しない
	事象発生145分後	・常設代替交流電源設備による電源供給開始 ・逃がし安全弁による減圧 ・低圧代替注水系（常設）による注水開始
	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	125m³/h（設計値1台）
	格納容器スプレイ	実施に期待しない，又は 復水移送ポンプ１台による D/W スプレイ実施(100m³/h)
	ベントタイミング	格納容器圧力0.31MPa[gage]到達， 又は サプレッション・チェンバ・プール水位上限到達

※：有効性評価で想定する原子炉停止１日後の状態を MAAP にて評価するため，詳細な設定が困難なパラメータは有効性評価で想定する設定値等より保守的な値となるようにした。

東海第二発電所　（2018.9.12 版）

島根原子力発電所　２号炉

表１ 解析条件（停止時ベントタイミングの確認）

分類	項目	解析条件
事故発生時のプラント状態	崩壊熱	原子炉停止１日後
	原子炉圧力容器の想定	未開放
	原子炉初期水温	約51℃（残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の設計温度52℃とほぼ同値）※
	原子炉の初期圧力	大気圧相当
	原子炉格納容器の想定	未開放
	原子炉格納容器内の初期温度	サプレッション・プール水温：約35℃ 気相部：約64℃（通常運転時の温度57℃を包絡する値）※
	原子炉格納容器の初期圧力	大気圧相当
	低圧原子炉代替注水槽の水温	35℃
事象進展	事象開始	・全交流動力電源喪失発生 ・水位低下に伴う非常用炉心冷却系の起動は期待しない
	事象発生２時間後	・常設代替交流電源設備による電源供給開始 ・逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による減圧 ・低圧原子炉代替注水系（常設）による注水開始
	低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水	200m³/h
	格納容器代替スプレイ	実施に期待しない，又は格納容器代替スプレイ系(可搬型)によるＤ／Ｗスプレイ実施（120m³/h）
	ベントタイミング	格納容器圧力384kPa[gage]到達，又はサプレッション・プール水位通常水位＋約1.3m到達

※：有効性評価で想定する原子炉停止１日後の状態をＭＡＡＰにて評価するため，詳細な設定が困難なパラメータは有効性評価で想定する設定値等と同等な値となるようにした。

備考

・評価条件の相違
【柏崎 6/7】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

表 2 解析結果（停止時ベントタイミングの確認）

分類	ベントタイミング	備考
格納容器スプレイに期待するケース	事象発生後 約46時間	サプレッション・チェンバ・プール 水位上限到達
格納容器スプレイに期待しないケース	事象発生後 約32時間	格納容器圧力 0.31MPa[gage]到達

表 3 解析結果（格納容器圧力及び温度※）

分類	事象発生 20 時間後		ベントタイミング時	
	サプレッション・チェンバ圧力 (MPa[gage])	サプレッション・チェンバ温度 (℃)	サプレッション・チェンバ圧力 (MPa[gage])	サプレッション・チェンバ温度 (℃)
格納容器スプレイに期待するケース	0.07	94	0.19 （事象発生 約 46 時間後）	127 （事象発生 約 46 時間後）
格納容器スプレイに期待しないケース	0.08	103	0.31 （事象発生 約 32 時間後）	144 （事象発生 約 32 時間後）

※格納容器圧力及び温度はドライウェルより値が大きいサプレッション・チェンバの結果を記載

以上

東海第二発電所　（2018.9.12 版）

島根原子力発電所　２号炉

表２ 解析結果（停止時ベントタイミングの確認）

分類	ベントタイミング	備考
格納容器代替スプレイに期待するケース	事象発生後 約60時間	サプレッション・プール水位通常水位＋約1.3m到達
格納容器代替スプレイに期待しないケース	事象発生後 約47時間	格納容器圧力 384kPa[gage]到達

表３ 解析結果（格納容器圧力及び温度※）

分類	事象発生10時間後		ベントタイミング時	
	格納容器圧力 (kPa[gage])	格納容器温度 (℃)	格納容器圧力 (kPa[gage])	格納容器温度 (℃)
格納容器代替スプレイに期待するケース	S／C：約22	D／W：約74	S／C：約351 （事象発生 約60時間後）	S／C：約149 （事象発生 約60時間後）
格納容器代替スプレイに期待しないケース	S／C：約22	D／W：約74	S／C：約384 （事象発生 約47時間後）	S／C：約150 （事象発生 約47時間後）

※：格納容器圧力及び温度はドライウェルとサプレッション・チェンバのうち，より値が大きい側の結果を記載

以　上

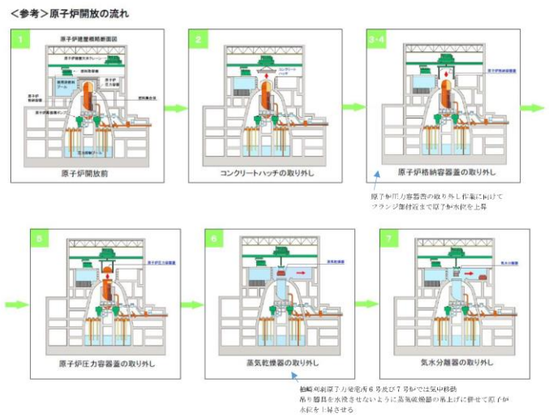
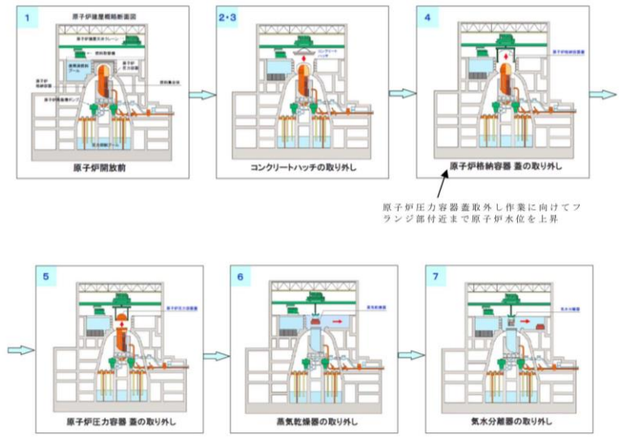
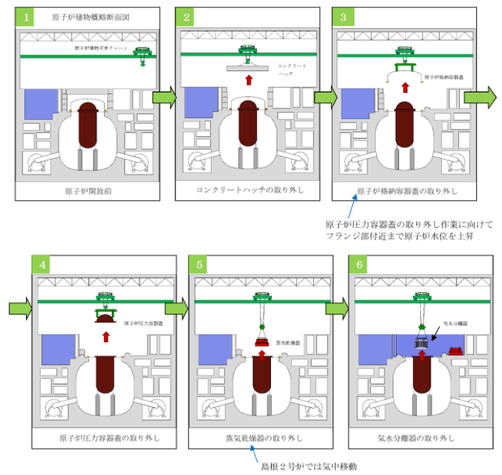
備考

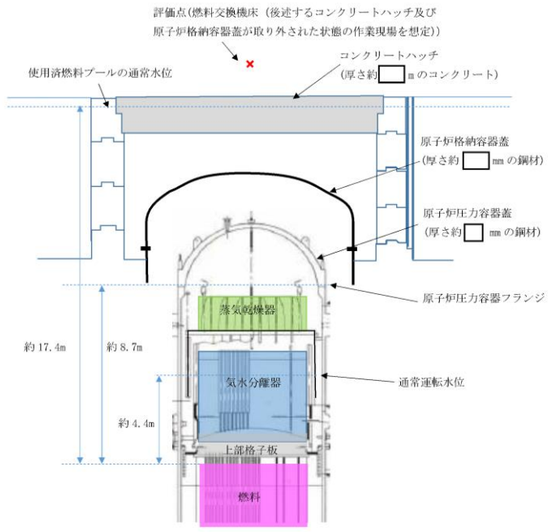
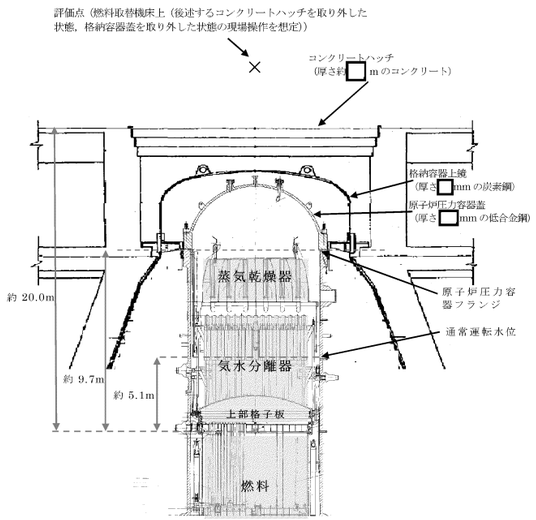
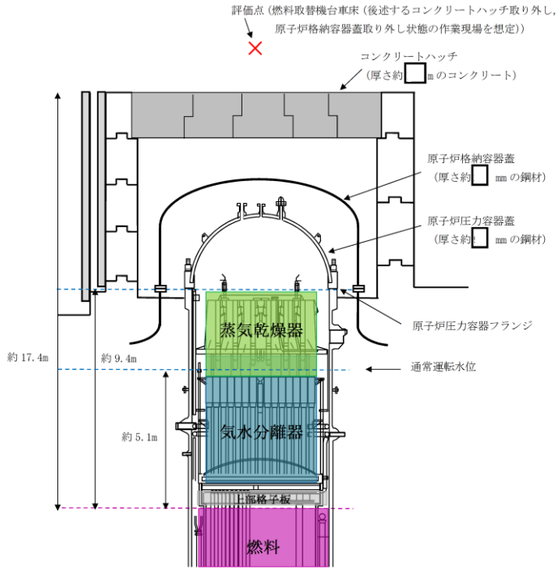
・評価結果の相違
【柏崎 6/7】

・評価結果の相違
【柏崎 6/7】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
添付資料 5.1.6	添付資料 5.1.7	添付資料 5.1.6	
原子炉停止中 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について	運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について	運転停止中 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について	
運転停止中の「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」における放射線の遮蔽維持について評価を行い，事故時の作業員の退避も考慮すると，退避までの間，放射線の遮蔽維持に必要な水位（目安と考える 10mSv/h※）が維持されることを確認したため，その結果を以下に示す。	運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における放射線の遮蔽維持について評価を行い，放射線の遮蔽維持（目安と考える 10mSv／h※）に必要な水位が維持されることを確認した。その結果を以下に示す。	運転停止中の「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」における放射線の遮蔽維持について評価を行い，放射線の遮蔽維持に必要な水位（目安と考える 10mSv/h※）が維持されることを確認したため，その結果を以下に示す。	
なお，事故対応に関わる操作は，原子炉建屋オペレーティングフロアの様に現場の線量率が大きく上昇する場所では実施しないため，作業員の現場退避を評価の代表とした。			
また，放射線の遮蔽を検討する際，原子炉圧力容器開放作業の流れ，原子炉圧力容器等構造物及び原子炉水位が重要となるため，それらを考慮した評価とした。	また，放射線の遮蔽を検討する際，原子炉圧力容器開放作業の流れ，原子炉圧力容器等構造物，原子炉水位が重要となるため，それらを考慮した評価とした。	また，放射線の遮蔽を検討する際，原子炉圧力容器開放作業の流れ，原子炉圧力容器等構造物及び原子炉水位が重要となるため，それらを考慮した評価とした。	
※ 必要な遮蔽の目安とする線量率は，「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」における原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業時間及び作業員の退避は１時間以内であり，作業員の被ばく量は最大でも 10mSv となるため，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある 10mSv/h とした。	※ 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv／h とする。崩壊熱除去機能喪失における原子炉建屋原子炉棟６階での作業時間及び作業員の退避は 2.2 時間以内であり，作業員の被ばく量は最大でも 22mSv となるため，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。	※ 必要な遮蔽の目安とする線量率は，「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」における原子炉建物原子炉棟４階からの現場作業員の退避は２時間以内であり，作業員の被ばく量は最大でも 20mSv となるため，緊急作業時の被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある 10mSv/h とした。	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉の現場作業員の退避時間を考慮した評価結果。
	本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋原子炉棟６階での操作を必ず必要な作業としていないが，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作について仮に考慮し，可搬型スプレイノ	本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建物原子炉棟４階での操作を必要な作業としていないが，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル使用）を使用した燃料プールへの注水について仮に考慮し，可搬型スプレイノズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。	・評価条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，現場作業員の退避時間の他，可搬型スプレイノ

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	ズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。 必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv／h は，施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟６階における線量率を考慮した値である。 この線量率となる水位は燃料有効長頂部の約 1.7m 上（通常水位から約 3.5m 下）の位置である。	必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は，定期事業者検査作業時での原子炉建物原子炉棟４階における線量率を考慮した値である。 この線量率となる水位は燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上（通常水位から約 3.3m 下）の位置である。	ズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定している。 ・評価結果の相違 【東海第二】
1．原子炉圧力容器開放作業の流れ ①原子炉圧力容器開放作業の開始前，コンクリートハッチ取り外し，原子炉格納容器蓋取り外し（図１中の 1,2,3 及び 4） 原子炉を停止後，残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードで除熱可能な圧力に減圧されるまでは，原子炉は主蒸気系を介して，復水器によって除熱される。残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードによる除熱を開始した後，復水器真空破壊を経て，復水器による除熱を停止する。 これらの原子炉の冷温停止状態に向けた操作と並行して，コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の取り外し作業を実施する。	1．　原子炉圧力容器開放作業の流れ ①原子炉圧力容器開放作業の開始前，コンクリートハッチ取外し，格納容器蓋取外し（第１図中の 1，2・3，4） 原子炉を停止後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）で除熱可能な圧力に減圧されるまでは，原子炉は主蒸気系を介して復水器によって除熱される。残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による除熱開始後，復水器による除熱を停止する。 これらの原子炉の冷温停止状態に向けた操作と並行して，コンクリートハッチ及び格納容器蓋取外し作業を実施する。	１．原子炉圧力容器開放作業の流れ ①原子炉圧力容器開放作業の開始前，コンクリートハッチ取り外し，原子炉格納容器蓋取り外し（図１中の１，２，３） 原子炉を停止後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）で除熱可能な圧力に減圧されるまでは，原子炉は主蒸気系を介して，復水器によって除熱される。残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による除熱を開始した後，復水器真空破壊を経て，復水器による除熱を停止する。 これらの原子炉の冷温停止状態に向けた操作と並行して，コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の取り外し作業を実施する。	
②原子炉圧力容器蓋取り外し（図１ 中の 5） 原子炉が冷温停止状態になった後，原子炉の水位を徐々に上昇させ，原子炉圧力容器保温材及び原子炉圧力容器蓋を開放する（原子炉圧力容器開放時の水位はフランジ下 0.3m 程度）。	②原子炉圧力容器蓋取外し（第１図中の 5） 原子炉が冷温停止状態になった後，原子炉の水位を徐々に上昇させ，原子炉圧力容器保温材及び原子炉圧力容器蓋取外しを行う（原子炉圧力容器開放時の水位はフランジ約 0.5m 下）。	②原子炉圧力容器蓋取り外し（図１中の４） 原子炉が冷温停止状態になった後，原子炉の水位を徐々に上昇させ，原子炉圧力容器保温材及び原子炉圧力容器蓋を開放する（原子炉圧力容器開放時の水位はフランジ下 0.5m 程度）。	・運用の相違 【柏崎 6/7】
③蒸気乾燥器取り外し（図１ 中の 6） 水位を徐々に上昇させながら，蒸気乾燥器を蒸気乾燥器・気水分離器（D/S）ピットへと移動する（蒸気乾燥器は気中移動）。	③蒸気乾燥器取外し（第１図中の 6） 水位を上昇させながら，蒸気乾燥器をドライヤー気水分離器貯蔵プールへと移動する（蒸気乾燥器は気中移動）。	③蒸気乾燥器取り外し（図１中の５） 水位を徐々に上昇させながら，蒸気乾燥器を蒸気乾燥器・気水分離器ピット（以下「ＤＳＰ」という。）へと移動する（蒸気乾燥器は気中移動）。	
④気水分離器取り外し（図１ 中の 7） 気水分離器を蒸気乾燥器・気水分離器（D/S）ピットへと移動する（気水分離器は水中移動）。	④気水分離器取外し（第１図中の 7） 気水分離器をドライヤー気水分離器貯蔵プールへと移動する（気水分離器は水中移動）。	④気水分離器取り外し（図１中の６） 気水分離器をＤＳＰへと移動する（気水分離器は水中移動）。	
なお，原子炉起動に向けて実施する原子炉圧力容器閉鎖作業においては開放作業の逆の流れで実施される。この状況においては原子炉圧力容器開放作業時に比べ，原子炉停止後の冷却時間が長	なお，原子炉起動に向けて実施する原子炉圧力容器閉鎖作業は原子炉圧力容器開放作業と逆の流れで作業を実施する。この状況においては，原子炉圧力容器開放作業時に比べ，原子炉停	なお，原子炉起動に向けて実施する原子炉圧力容器閉鎖作業においては開放作業の逆の流れで実施される。この状況においては原子炉圧力容器開放作業時に比べ，原子炉停止後の冷却時間が長	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
く燃料の崩壊熱及び線源強度が小さくなる。そのため，放射線の遮蔽維持における影響は原子炉圧力容器開放作業時に包絡される。 （添付資料 5.1.2）	止後の冷却時間が長く燃料の崩壊熱及び線源強度が小さくなる。そのため，放射線の遮蔽維持における影響は原子炉圧力容器開放作業時に包絡される。 （添付資料 5.1.2）	く燃料の崩壊熱及び線源強度が小さくなる。そのため，放射線の遮蔽維持における影響は原子炉圧力容器開放作業時に包絡される。 （添付資料 5.1.2）	
 図 1 原子炉圧力容器開放作業の流れ ※ http://www.tepco.co.jp/nu/f2-np/handouts/j140528a-j.pdf 公開されている沸騰水型原子炉の開放作業の流れとして「福島第二原子力発電所１号炉 原子炉開放作業の完了について」より参照	＜参考＞原子炉開放の流れ※  第１図　原子炉圧力容器開放作業の流れ ※　http://www.tepco.co.jp/nu/f2-np/handouts/j140528a-j.pdf 東海第二発電所では蒸気乾燥器取外しが気中移動	 図１　原子炉圧力容器開放作業の流れ	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
2. 原子炉圧力容器等構造物  図 2 原子炉圧力容器等構造物の概要 3. 各状態における遮蔽維持について 原子炉圧力容器開放作業時の各状態における現場の放射線遮蔽について以下に示す。 ①-1 原子炉圧力容器開放作業の開始前（図１中の 1） 原子炉運転中，原子炉停止直後等はコンクリートハッチ，原子炉格納容器蓋及び原子炉圧力容器蓋が閉鎖されており，また蒸気乾燥器，気水分離器等も炉内に存在するため， 炉心燃料等の線源からの放射線の多くはこれらに遮られ，原子炉建屋オペレーティングフロアでの線量率は十分小さくなる。そのため，原子炉圧力容器開放作業の開始前において，原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である。 ※ 一例として Co60 を線源とした時の 10cm の鉄の実効線量透過率は約 8.2×10^{-2}，155cm のコンクリートの実効線量透過率は約 4.1×10^{-7} と非常に小さくなる。 （参考：放射線施設の遮蔽計算実務（放射線）データ集 2012 公益財団法人 原子力安全技術センター）	2.　格納容器等構造物 原子炉圧力容器等構造物の概要について第２図に示す。  第２図　原子炉圧力容器等構造物の概要 3.　各状態における遮蔽維持について 原子炉圧力容器開放作業時の各状態における現場の放射線遮蔽について以下に示す。 ①-1　原子炉圧力容器開放作業開始前（第１図中の 1） 原子炉運転中や原子炉停止直後等は図に示すように原子炉圧力容器蓋が未開放状態であり，蒸気乾燥器，気水分離器等も炉内に存在する。炉心燃料等の線源からの放射線の多くはこれらに遮られ，原子炉建屋原子炉棟６階での線量率は十分小さくなる。また，この状態はコンクリートハッチ，格納容器蓋が未開放状態であり，後述する①-2 の状態に包含される※。 以上より，この状態における放射線の遮蔽の評価は不要である。 ※　一例としてＣｏ－60 を線源とした時の 10cm の鉄の実効線量透過率は約 8.2E-02，155cm のコンクリートの実効線量透過率は約 4.1E-07 である。 （参考　放射線施設のしゃへい計算実務マニュアル 2000 公益財団法人　原子力安全技術センター）	２．原子炉圧力容器等構造物  図２　原子炉圧力容器等構造物の概要 ３．各状態における遮蔽維持について 原子炉圧力容器開放作業時の各状態における現場の放射線遮蔽について以下に示す。 ①-1 原子炉圧力容器開放作業の開始前（図１中の１） 原子炉運転中，原子炉停止直後等はコンクリートハッチ，原子炉格納容器蓋及び原子炉圧力容器蓋が閉鎖されており，また，蒸気乾燥器，気水分離器等も炉内に存在するため，炉心燃料等の線源からの放射線の多くはこれらに遮られ，原子炉建物原子炉棟４階での線量率は十分小さくなる。そのため，原子炉圧力容器開放作業の開始前において，原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である。 ※　一例としてＣｏ－60 を線源とした時の 10cm の鉄の実効線量透過率は約 8.2×10^{-2}，155cm のコンクリートの実効線量透過率は約 4.1×10^{-7} と非常に小さくなる。 （参考：放射線施設の遮蔽計算実務（放射線）データ集　2012　公益財団法人　原子力安全技術センター）	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
①-2 コンクリートハッチ取り外し，原子炉格納容器蓋取り外し（図１中の 2，3 及び 4）	①-2　コンクリートハッチ取外し及び格納容器蓋取外し（第１図中の 2・3，4）	①-2 コンクリートハッチ取り外し，原子炉格納容器蓋取り外し（図１中の２，３）	
コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の取り外し後は，これらの遮蔽効果には期待できなくなるが，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽効果に期待できる。さらに原子炉圧力容器蓋の取り外し作業に向けて原子炉の水位の上昇操作を実施するため，定検毎に高さは異なるが原子炉の水位は徐々に上昇することになる。	コンクリートハッチ，格納容器蓋の開放後は，これらの遮蔽効果には期待できなくなり，期待できる遮蔽効果は，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器，気水分離器となる。	コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の取り外し後は，これらの遮蔽効果には期待できなくなるが，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽効果に期待できる。さらに原子炉圧力容器蓋の取り外し作業に向けて原子炉の水位の上昇操作を実施するため，定期事業者検査ごとに高さは異なるが原子炉の水位は徐々に上昇することになる。	
この状態で原子炉建屋オペレーティングフロアにて原子炉圧力容器開放に向けた作業を実施していることも考えるため，コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の遮蔽に期待しない場合の現場線量率の評価が必要である。	この状態における通常運転水位時が①-1 及び後述する②，③を包含する最も厳しい状態であるため，この状態を線量率の評価対象とする。	この状態で原子炉建物原子炉棟４階にて原子炉圧力容器開放に向けた作業を実施していることも考えるため，コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の遮蔽に期待しない場合の現場線量率の評価が必要である。	
② 原子炉圧力容器蓋取り外し（図１中の 5）	②原子炉圧力容器蓋取外し（第１図中の 5）	② 原子炉圧力容器蓋取り外し（図１中の４）	
原子炉圧力容器蓋開放時はフランジ下 0.3m 程度まで原子炉の水位を上昇させた後，開放作業を実施する。この際，原子炉の水位上昇により炉心燃料及び上部格子板からの放射線の影響は非常に小さくなる。また，原子炉の保有水量が多くなるため，100℃に至るまでの時間はさらに長くなる（約 1.4 時間）。	原子炉圧力容器蓋開放時はフランジ約 0.5m 下まで原子炉水位を上昇させた後，原子炉圧力容器蓋開放作業を実施する。この際，原子炉水位の上昇により炉心燃料や上部格子板からの放射線の影響は非常に小さくなる。また，保有水量が多くなるため，沸騰開始までの時間余裕は①-2 に比べて長くなる（約 1.4 時間程度）。このため，この状態における放射線の遮蔽の評価は，上記の①-2 の評価に包絡される。	原子炉圧力容器蓋開放時はフランジ下 0.5m 程度まで原子炉の水位を上昇させた後，開放作業を実施する。この際，原子炉の水位上昇により炉心燃料及び上部格子板からの放射線の影響は非常に小さくなる。また，原子炉の保有水量が多くなるため，100℃に至るまでの時間はさらに長くなる（約 1.2 時間程度）。	・運用の相違【柏崎 6/7】 ・評価結果の相違【柏崎 6/7，東海第二】
仮に原子炉圧力容器蓋を取り外し中に全交流動力電源喪失事象等が発生した際を考えても，原子炉圧力容器蓋を完全に移動させていなければ，その遮蔽に期待できる。	なお，原子炉圧力容器蓋取外し中に全交流動力電源喪失等の事故が発生した場合でも，原子炉圧力容器蓋を完全に移動させていなければ，原子炉圧力容器蓋による放射線の遮蔽に期待できる。	仮に原子炉圧力容器蓋を取り外し中に全交流動力電源喪失事象等が発生した際を考えても，原子炉圧力容器蓋を完全に移動させていなければ，その遮蔽に期待できる。	
また、原子炉圧力容器蓋を取り外した後の状態にて後述する全交流動力電源喪失事象の水位低下（フランジ付近から約 1.5m 低下）を仮定した場合も，原子炉水位がフランジよりさらに高い水位である可能性があること，炉心燃料及び上部格子板からの放射線影響は後述する原子炉冷却材の流出の原子炉水位と線量率の関係（5.3 原子炉冷却材の流出 第 5.3.6 図）に包絡できることから，必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h を超えることはない。	また，原子炉圧力容器開放時において全交流動力電源喪失の発生を仮定した場合も，原子炉水位をフランジより更に上昇させている可能性があることから，炉心燃料及び上部格子板からの放射線影響は後述する原子炉容器蓋開放時における原子炉水位と線量率の関係（添付資料 5.3.1）に包絡できる。	また，原子炉圧力容器蓋を取り外した後の状態にて後述する全交流動力電源喪失事象の水位低下（フランジ付近から約 1.1m 低下）を仮定した場合も，原子炉水位がフランジよりさらに高い水位である可能性があること，炉心燃料及び上部格子板からの放射線影響は後述する原子炉冷却材の流出の原子炉水位と線量率の関係（5.3 原子炉冷却材の流出 第 5.3.2-2 図）に包絡できることから，必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h を超えることはない。	・評価結果の相違【柏崎 6/7，東海第二】 「全交流動力電源喪失」において，島根２号炉は，原子炉水位が低下した後に原子炉注水を開始する。
なお，蒸気乾燥器及び気水分離器からの放射線影響においても線源強度が大きくないこと，約 1.5m の水位低下により露出する蒸気乾燥器は通常作業でも気中移動させる設備であることから，	なお，蒸気乾燥器及び気水分離器からの放射線影響については，線源強度が大きくないこと，原子炉水位の低下により露出する蒸気乾燥器は通常作業でも気中移動させる設備であるこ	なお，蒸気乾燥器及び気水分離器からの放射線影響においても線源強度が大きくないこと，約 1.1m の水位低下により露出する蒸気乾燥器は通常作業でも気中移動させる設備である	・評価結果の相違【柏崎 6/7】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
これらを考慮しても必要な遮蔽は維持される。 以上より，原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である（上記の①-2 での評価に包絡）。 ③ 蒸気乾燥器取り外し（図１中の 6）及び④水分離器取り外し（図１中の 7） 蒸気乾燥器の取り出しに併せ，水位を上昇させていく状態であり，崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失事象が発生した場合においても，沸騰開始及び水位低下まで十分に時間余裕があるため，原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である。	とから，これらの設備からの放射線影響はほとんどない。 以上より，この状態における放射線の遮蔽の評価は不要である。 ③蒸気乾燥器取外し（第１図中の 6）及び④気水分離器取外し（第１図中の 7） 蒸気乾燥器の取出しに合わせ，原子炉水位を上昇させていく状態であり，②の状態から更に保有水量が多くなるため，沸騰開始までの時間余裕は②に比べて更に長くなる。このため，この状態における放射線の遮蔽の評価は，上記の①-2 の評価に包絡される。 以上より，この状態における放射線の遮蔽の評価は不要である。	ことから，これらを考慮しても必要な遮蔽は維持される。 以上より，原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である。（上記の①-2 での評価に包絡）。 ③ 蒸気乾燥器取り外し（図１中の５）及び④気水分離器取り外し（図１中の６） 蒸気乾燥器の取り外しに併せ，水位を上昇させていく状態であり，崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失事象が発生した場合においても，沸騰開始及び水位低下までに十分に時間余裕があるため，原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である。	・記載方針の相違 【東海第二】
4. 放射線の遮蔽維持に必要な水位 放射線の遮蔽維持に必要な水位（目安と考える 10mSv/h）は，3. の検討を踏まえ，「①-2 コンクリートハッチ取り外し，原子炉格納容器蓋取り外し（図１中の 2，3・4）」の状態を想定して評価を行った。 線量率の算出は，「添付資料 4.1.2「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率」の算出について」と同様に QAD-CGGP2R コードを用いて計算し，評価条件は以下に示すものを用いた。 なお，評価点は燃料交換機床※とした。 ※原子炉停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の事故対応で原子炉建屋オペレーティングフロア等の現場作業は不要であるため，作業員の退避を想定して評価点を設定した。コンクリートハッチ取り外し及び原子炉格納容器蓋取り外し作業時において作業員は天井クレーン操作室等にいることが考えられるため，より線源に近い燃料交換機床（原子炉建屋オペレーティングフロアの床付近）を代表としている。なお，停止作業中においては作業員が原子炉格納容器内（D/W 含む）に入って作業することも考えられるが，これらの作業は停止直後に実施しないこと，炉心燃料からの放射線は遮蔽物（原子炉圧力容器，シュラウド，生体遮蔽（原子炉遮蔽壁）等）により減衰されること，原子炉建屋オペレーティングフロアと同様に	4.　放射線の遮蔽維持に必要な水位 放射線の遮蔽維持に必要な水位（目安と考える 10mSv／h）は，3. での検討を踏まえ，「①-2　コンクリートハッチ取外し及び格納容器蓋取外し（第１図中の 2・3，4）」の状態を想定して評価を行った。 線量率の算出は，「添付資料 4.1.3「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率」の算出について」と同様にＱＡＤ－ＣＧＧＰ２Ｒコード（Ver1.04）を用いて計算し，評価に用いた条件は以下に示すものを用いた。 評価点は燃料取替機床上※とした。 ※　運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時及び全交流動力電源喪失時の事故対応で原子炉建屋原子炉棟６階での操作を必ず必要な作業としていないため，線源に近い燃料取替機床上を代表としている。	４．放射線の遮蔽維持に必要な水位 放射線の遮蔽維持に必要な水位（目安と考える 10mSv/h）は，３．の検討を踏まえ，「①-2 コンクリートハッチ取り外し，原子炉格納容器蓋取り外し（図１中の２，３）」の状態を想定して評価を行った。 線量率の算出は，「添付資料 4.1.2「水遮蔽厚に対する貯蔵中の燃料等からの線量率」の評価について」と同様にＱＡＤ-ＣＧＧＰ２Ｒコードを用いて計算し，評価条件は以下に示すものを用いた。 なお，評価点は燃料取替機台車床※とした。 ※ 原子炉停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の作業員の退避を想定して評価点を設定した。コンクリートハッチ取り外し及び原子炉格納容器蓋取り外し作業時において作業員は天井クレーン操作室等にいることが考えられるため，より線源に近い燃料取替機台車床を代表としている。なお，停止作業中においては作業員が原子炉格納容器内（Ｄ／Ｗ含む）に入って作業することも考えられるが，炉心燃料からの放射線は遮蔽物（原子炉圧力容器，シュラウド，生体遮蔽（原子炉遮蔽壁）等）により減衰されること，原子炉建物原子炉棟４階と同様に事故時に作業員が退避することから，作業員の退避に関する被ばく影響は本評価に包絡される。	・記載方針の相違 【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
事故後に作業員が退避することから，作業員の退避に関する被ばく影響は本評価に包絡される。			
（１）　炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度 放射線源として燃料，上部格子板，気水分離器及び蒸気乾燥器をモデル化した。 a. 炉心燃料 評価条件を以下に示す。 ○ 線源形状：円柱線源（炉心の全てに燃料がある状態） ○ 燃料有効長（㎜）：［　　］ ○ ガンマ線エネルギ：評価に使用するガンマ線は，エネルギ 18 群（ORIGEN 群構造） ○ 線源材質：燃料及び水（密度［　　］g/cm^3） ○ 線源強度は，以下の条件で ORIGEN2 コードを使用して算出	(1)　炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度 放射線源として燃料，上部格子坂，シュラウドヘッド及び蒸気乾燥器をモデル化した。 ａ．炉心燃料 計算条件を以下に示す。 ○線源形状：炉心の全てに燃料がある状態 ○燃料有効長：約 3.7m ○γ線エネルギ：計算に使用するγ線は，エネルギ５群 ○線源材質：燃料及び水（密度［　　］g／cm^3） ○線源強度：文献値※１に記載のエネルギ当たりの線源強度を基に，９×９燃料（Ａ型）の体積当たりの線源強度を式①で算出 $$線源強度(\gamma\cdot cm^{-3}\cdot s^{-1})=\frac{文献に記載の線源強度(MeV／(W\cdot s))\times燃料集合体当たりの熱出力(W／体)}{各群のエネルギ(MeV)\times燃料集合体体積(cm^3／体)}$$ ・・・① このときの線源条件は以下となる。なお，使用している文献値は，燃料照射期間 10^{6}時間（約 114 年）と，東海第二発電所の実績を包絡した条件で評価されており，東海第二発電所に関する本評価においても適用可能である。	（１）炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度 放射線源として燃料，上部格子板，気水分離器及び蒸気乾燥器をモデル化した。 a. 炉心燃料 評価条件を以下に示す。 ○ 線源形状：円柱線源（炉心のすべてに燃料がある状態） ○ 燃料棒有効長（㎜）：［　　］ ○ ガンマ線エネルギ：評価に使用するガンマ線は，エネルギ５群 ○ 線源材質：燃料及び水（密度：［　　］g/cm^3） ○ 線源強度：文献値※１に記載のエネルギあたりの線源強度を基に，９×９燃料（Ａ型）の体積あたりの線源強度を式①で算出 $$線源強度\ (cm^{-3}\bullet s^{-1})=\frac{文献に記載の線源強度\ (MeV\bullet W^{-1}\bullet s^{-1})\times燃料集合体あたりの熱出力\ (W／体)}{各群のエネルギ\ (MeV)\times燃料集合体体積\ (cm^3／体)}$$ …① このときの線源条件は以下となる。なお，本評価で使用している文献値は，燃料照射期間 10^{6}時間（約 114 年）と，島根２号炉の実績を包絡した条件で評価されており，島根２号炉に関する本評価においても適用可能である。	・評価条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，燃料照射実績を包絡する値として，文献値（無限照射）を用いている。
・燃料照射期間：1264 日（燃焼度 33GWd/t 相当の値） ・燃料組成：STEPⅢ 9×9A 型（低 Gd） ・濃縮度：［　　］（wt%） ・U 重量：燃料一体あたり［　　］（kg） ・停止後の期間※：停止後 12 時間（原子炉未開放状態での実績を考慮して設定した値を設定）	・燃料照射期間：10^{6}時間 ・原子炉停止後の期間：停止 12 時間※２（原子炉未開放状態での実績を考慮して設定した値） ・燃料集合体当たりの熱出力：4.31MW／体（９×９燃料（Ａ型）） ・燃料集合体体積：約 7.2E＋04cm^3（９×９燃料（Ａ型）） ※1　Blizard E.P. and Abbott L.S.,ed.,“REACTOR HANDBOOK.2nd ed. Vol.Ⅲ Part B,SHIELDING”, INTERSCIENCE PUBLISHERS,New	・燃料照射期間：10^{6}時間（無限照射） ・原子炉停止後の期間※２：停止後 12 時間（原子炉未開放状態での実績を考慮して設定した値） ・燃料集合体あたりの熱出力：4.35MW／体（９×９燃料（Ａ型）） ・燃料集合体体積：約 7.1×10^{4}cm^3（９×９燃料（Ａ型）） ※１　Blizard E. P. and Abbott L.S.,ed.,“REACTOR HANDBOOK.2nd ed. Vol.Ⅲ Part B, SHIELDING”, INTERSCIENCE PUBLISHERS, New York, London, 1962”	・評価条件の相違 【柏崎 6/7】 ・設備設計の相違 【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
※ 停止後の期間は全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な評価条件となっている。	York, London, 1962” ※2　原子炉停止後の期間は全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが，線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。	※２ 原子炉停止後の期間は全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが，線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な評価条件となっている。	
線量率評価モデルを図３に示す。また，評価により求めた線源強度を表１ に示す。	○計算モデル：円柱線源 線量率計算モデルを第３図に示す。また，式①で算出した体積当たりの線源強度を第１表に示す。	○ 評価モデル：円柱線源 線量率評価モデルを図３に示す。また，式①で算出した体積あたりの線源強度を表１に示す。	・評価条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
図３ 燃料の線量率評価モデル	第３図　燃料の線量率計算モデル	図３　燃料の線量率評価モデル	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	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１ 燃料の線源強度

群	ガンマ線 エネルギ (MeV)	燃料線源強度 (cm^{-3} ・s^{-1})
1	1.00×10^{2}	1.26×10^{12}
2	2.50×10^{2}	1.73×10^{11}
3	3.75×10^{2}	1.96×10^{11}
4	5.75×10^{2}	1.29×10^{11}
5	8.50×10^{-2}	2.40×10^{11}
6	1.25×10^{1}	5.78×10^{11}
7	2.25×10^{1}	4.81×10^{11}
8	3.75×10^{1}	1.30×10^{11}
9	5.75×10^{-1}	4.35×10^{11}
10	8.50×10^{-1}	3.63×10^{11}
11	1.25×10^{0}	7.10×10^{10}
12	1.75×10^{0}	8.87×10^{10}
13	2.25×10^{0}	6.36×10^{9}
14	2.75×10^{0}	3.09×10^{9}
15	3.50×10^{0}	6.70×10^{7}
16	5.00×10^{0}	3.02×10^{6}
17	7.00×10^{0}	4.07×10^{0}
18	9.50×10^{0}	4.68×10^{-1}
合計		4.15×10^{12}

第１表　燃料の線源強度

エネルギ (MeV)	線源強度 (γ ・cm^{-3} ・s^{-1})
1.0	9.6E+11
2.0	1.6E+11
3.0	4.6E+09
4.0	7.2E+07
5.0	1.9E+07

表１　燃料の線源強度

ガンマ線 エネルギ (MeV)	線源強度 (cm^{-3}・s^{-1})
1.0	9.8×10^{11}
2.0	1.6×10^{11}
3.0	4.7×10^{9}
4.0	7.3×10^{7}
5.0	2.0×10^{7}

・評価条件の相違
【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
b. 上部格子板 評価条件を以下に示す。 ○ 線源形状：円柱線源としてモデル化 ○ 線源の高さ（mm）：□ ○ ガンマ線エネルギ：評価に使用するガンマ線は，主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV ○ 線源材質： 水と同等(密度 958kg/m^{3}※) ※ 65℃から 100℃までの飽和水の密度のうち，最小となる 100℃の値を採用 ○ 線源強度は，機器表面の実測値（□ Sv/h）より 2.1×10^{9}(Bq/cm^{3})と算出 線量率評価モデルを図４に示す。	b．上部格子板 計算条件を以下に示す。 ○線源形状：円柱線源としてモデル化 ○線源の高さ：約0.4m ○γ線エネルギ：計算に使用するγ線は，主要核種Ｃｏ－60を想定して1.5MeVとする。 ○線源材質：水と同等（密度0.958g／cm^{3}※） ※ 52℃から 100℃までの飽和水の密度のうち，最小となる 100℃の値を採用 ○線源強度：機器表面の実測値（□ Sv／h）より7.3E＋09Bq／cm^{3}と算出した。 線量計算モデルを第４図に示す。	b. 上部格子板 評価条件を以下に示す。 ○ 線源形状：円柱線源としてモデル化 ○ 線源の高さ（mm）：□ ○ ガンマ線エネルギ：評価に使用するガンマ線は，主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV ○ 線源材質：水と同等（密度：0.958g/cm^{3}※） ※ 52℃から 100℃までの飽和水の密度のうち，最小となる 100℃の値を採用 ○ 線源強度は，機器表面の実測値（□ Sv/h）より 8.7×10^{9} Bq/cm^{3} と算出 線量率評価モデルを図４に示す。	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・評価条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

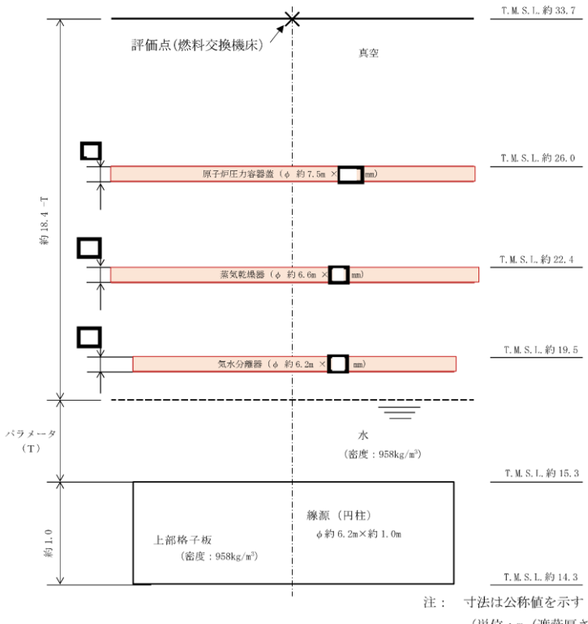
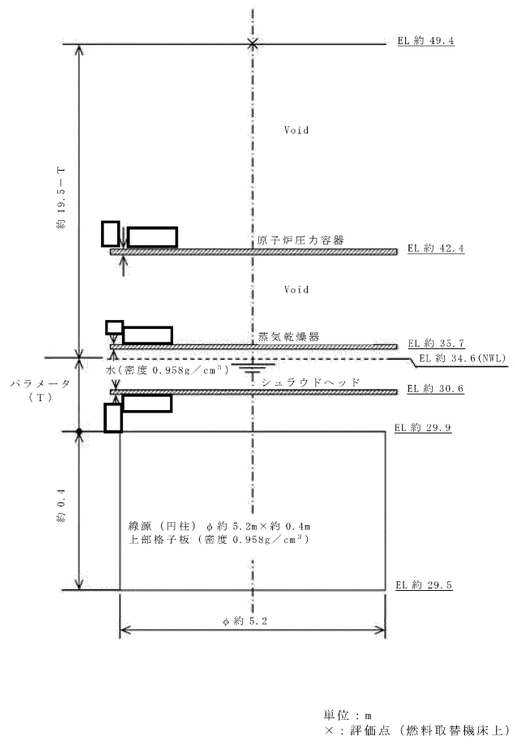


図４　上部格子板の線量率評価モデル

図４　上部格子板の線量率評価モデル



第４図　上部格子板の線量率計算モデル

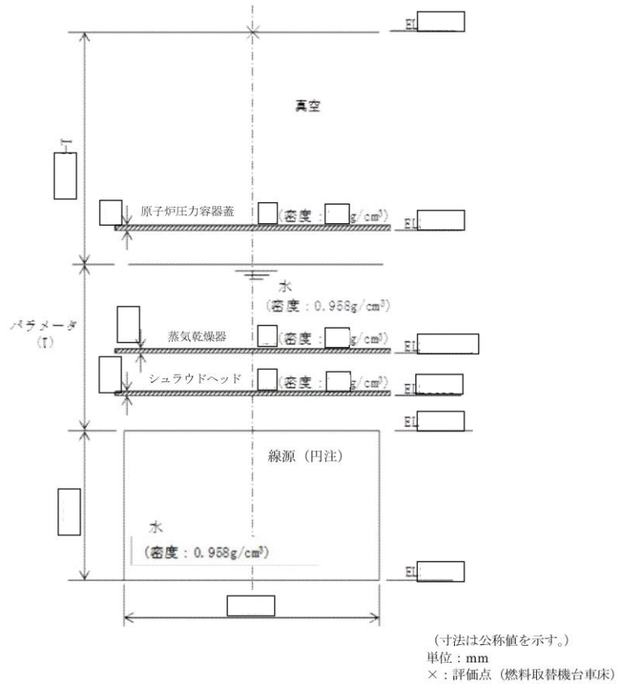
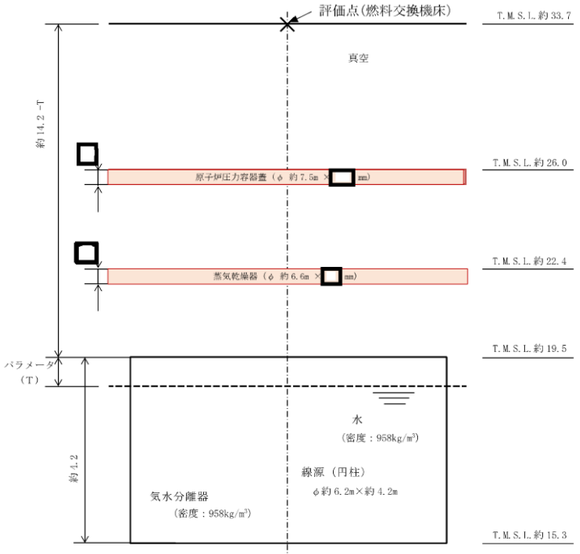


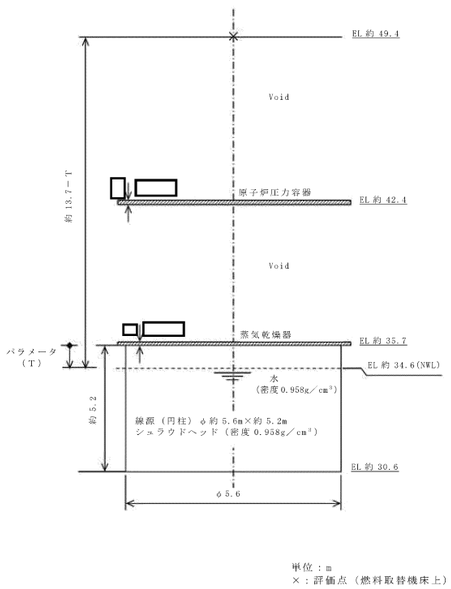
図４　上部格子板の線量率評価モデル

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	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．気水分離器 評価条件を以下に示す。 ○ 線源形状：円柱線源としてモデル化 ○ 線源の高さ（mm）：□ ○ ガンマ線エネルギ：評価に使用するガンマ線は，主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV ○ 線源材質： 水と同等(密度 958kg/m^3※) ※ 65℃から 100℃までの飽和水の密度のうち，最小となる 100℃の値を採用 ○ 線源強度は，機器表面の実測値（ □ Sv/h）より 5.2×10^5(Bq/cm^3)と算出 線量率評価モデルを図５に示す。	c．シュラウドヘッド 計算条件を以下に示す。 ○線源形状：円柱線源としてモデル化 ○線源の高さ：約5.2m※1 ○γ線エネルギ：計算に使用するγ線は，主要核種Ｃｏ－60を想定して1.5MeVとする。 ○線源材質：水と同等（密度0.958g／cm^3※2） ※2　52℃から 100℃までの飽和水の密度のうち，最小となる 100℃の値を採用 ○線源強度：機器表面の実測値（□ Sv／h）※1より6.7E＋05Bq／cm^{3}と算出した。 線量計算モデルを第５図に示す。 ※1　シュラウドヘッドの線量率の計算モデルでは，気水分離器を線源に含めたモデルとしており，機器表面の実測値についても気水分離器からの寄与を含んでいる。	c.気水分離器 評価条件を以下に示す。 ○ 線源形状：円柱線源としてモデル化 ○ 線源の高さ（mm）：□ ○ ガンマ線エネルギ：評価に使用するガンマ線は，主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV ○ 線源材質：水と同等（密度：0.958g/cm^3※） ※　52℃から 100℃までの飽和水の密度のうち，最小となる 100℃の値を採用 ○ 線源強度は，機器表面の実測値（□mSv/h）より 1.3×10^6 Bq/cm^3 と算出 線量率評価モデルを図５に示す。	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・評価条件の相違 【東海第二】



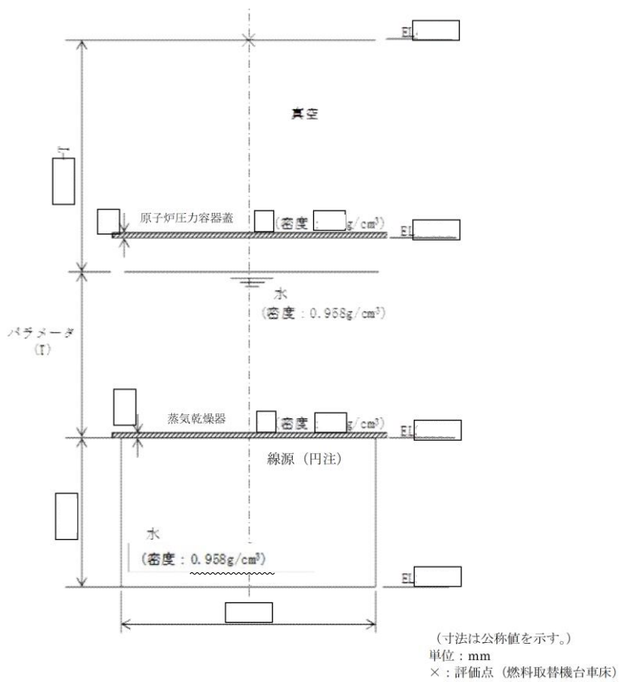
注：　寸法は公称値を示す
（単位：m（遮蔽厚さは mm））

図５　気水分離器の線量率評価モデル



単位：m
×：評価点（燃料取替機床上）

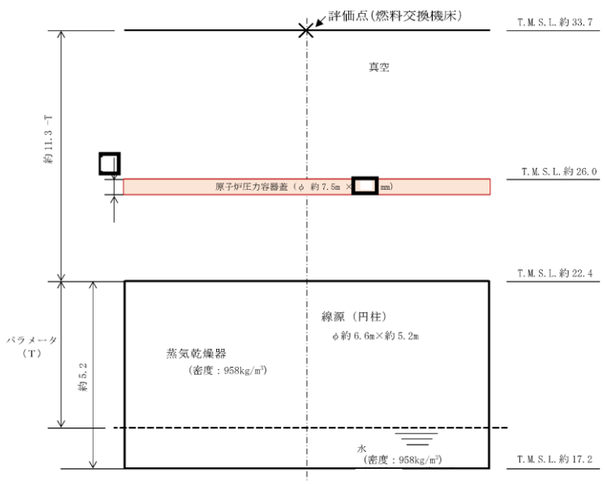
第５図　シュラウドヘッドの線量率計算モデル



（寸法は公称値を示す。）
単位：mm
×：評価点（燃料取替機台車床）

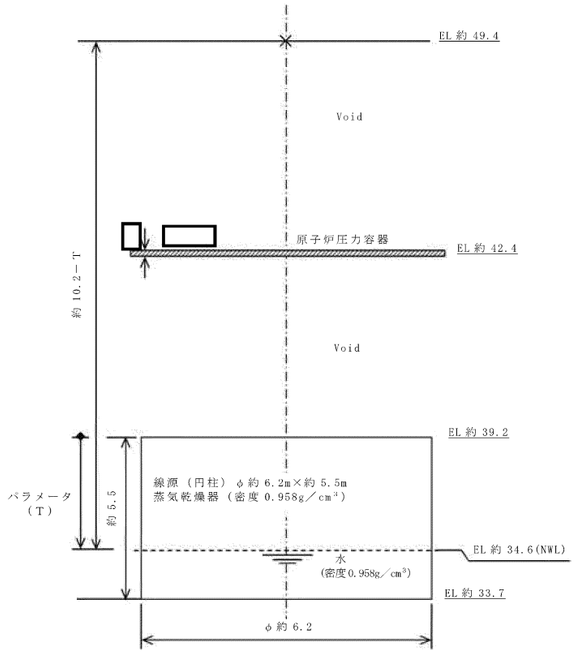
図５　気水分離器の線量率評価モデル

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	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. 蒸気乾燥器 評価条件を以下に示す。 ○ 線源形状：円柱線源としてモデル化 ○ 線源の高さ（mm）：□ ○ ガンマ線エネルギ：評価に使用するガンマ線は，主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV ○ 線源材質： 水と同等(密度 958kg/m^3※) ※ 65℃から 100℃までの飽和水の密度のうち，最小となる 100℃の値を採用 ○ 線源強度は，機器表面の実測値（ □ Sv/h）より 2.3×10^5(Bq/cm^3)と算出 線量率評価モデルを図６に示す。	d．蒸気乾燥器 計算条件を以下に示す。 ○線源形状：円柱線源としてモデル化 ○線源の高さ：約5.5m ○γ線エネルギ：計算に使用するγ線は，主要核種Ｃｏ－60を想定して1.5MeVとする。 ○線源材質：水と同等（密度0.958g／cm^3※） ※ 52℃から 100℃までの飽和水の密度のうち，最小となる 100℃の値を採用 ○線源強度：機器表面の実測値 □ Sv／h）より2.7E＋05Bq／cm^{3}と算出した。 線量計算モデルを第６図に示す。	d.蒸気乾燥器 評価条件を以下に示す。 ○ 線源形状：円柱線源としてモデル化 ○ 線源の高さ（mm）：□ ○ ガンマ線エネルギ：評価に使用するガンマ線は，主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV ○ 線源材質：水と同等（密度：0.958g/cm^3※） ※ 52℃から 100℃までの飽和水の密度のうち，最小となる 100℃の値を採用 ○ 線源強度は，機器表面の実測値（□mSv/h）より 1.3×10^6 Bq/cm^{3}と算出 線量率評価モデルを図６に示す。	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・評価条件の相違 【東海第二】



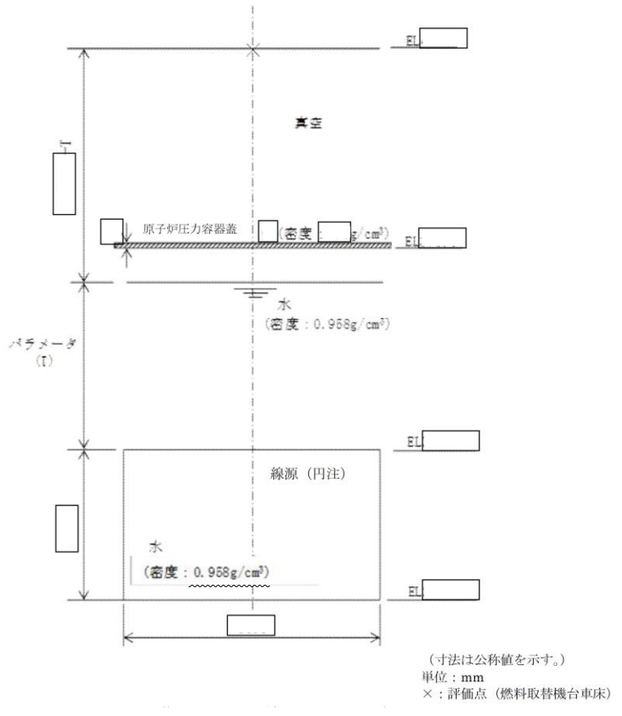
注：　寸法は公称値を示す
（単位：m（遮蔽厚さは mm））

図６ 蒸気乾燥器の線量率評価モデル



単位：m
×：評価点（燃料取替機床上）

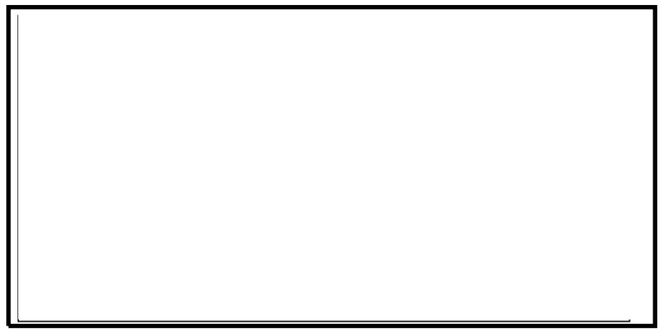
第６図　蒸気乾燥器の線量率計算モデル



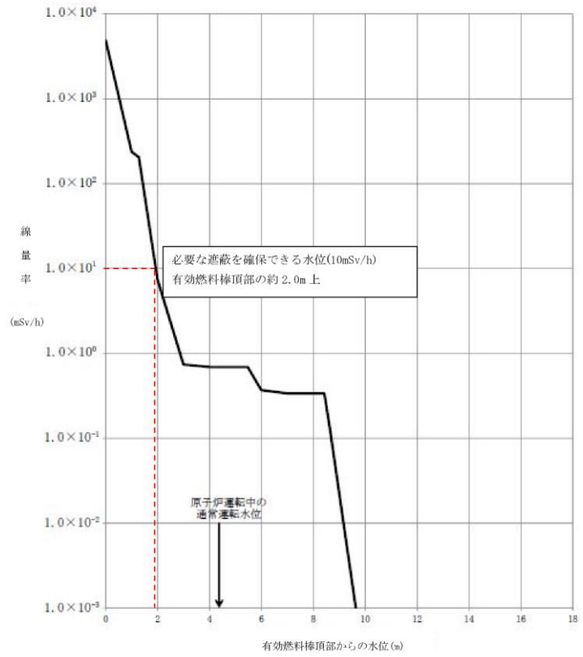
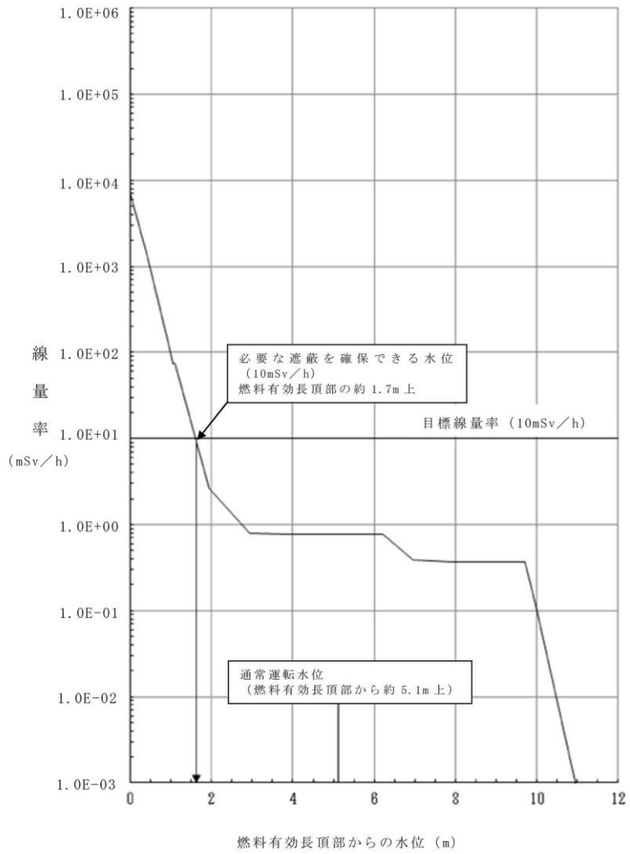
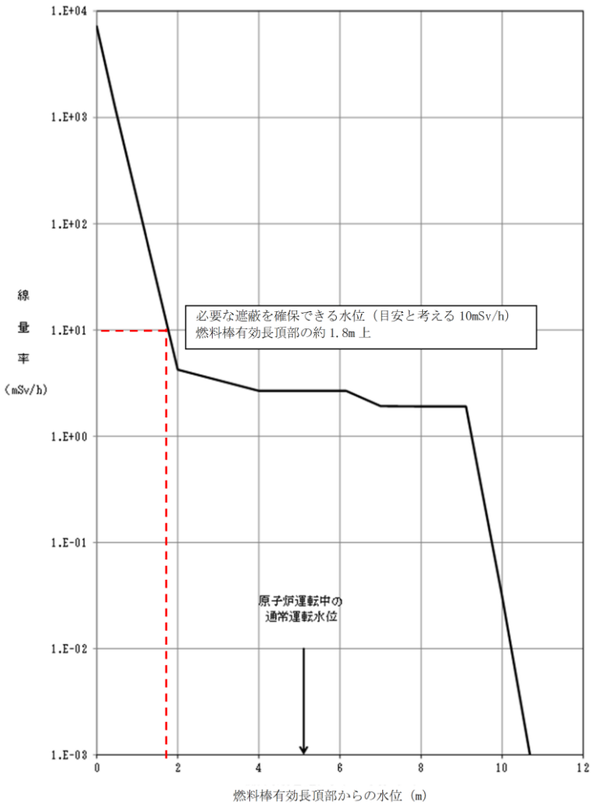
（寸法は公称値を示す。）
単位：mm
×：評価点（燃料取替機台車床）

図６　蒸気乾燥器の線量率評価モデル

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
（２）　遮蔽物の評価モデル 原子炉圧力容器内の原子炉冷却材以外に放射線を遮蔽する構造物として，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器，気水分離器をモデル化した。なお，蒸気乾燥器及び気水分離器は構造が複雑であり，放射線の遮蔽物を平均化したモデルとするとストリーミング（放射線漏れ）の影響により非保守的な評価となるため，線源を覆うような構造物のみ遮蔽物として考慮した。 a．原子炉圧力容器蓋 評価条件を以下に示す。 ○ 遮蔽物形状　：円柱線源としてモデル化 ○ 遮蔽物の厚さ（mm）：［　］（圧力容器蓋の最薄部厚さ） ○ 線源材質　：［　］平板(密度［　］g/cm³）※ ※圧力容器鋼板［　］の密度は，同等である［　］で代表した 線量率評価モデル(遮蔽)を図 3～7 に示す。 ［　］ 図 7 原子炉圧力容器蓋の線量率評価モデル（遮蔽）	(2)　遮蔽物の評価モデル 原子炉内の冷却材以外に放射線を遮蔽する構造物として，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器，シュラウドヘッドをモデル化した。なお，蒸気乾燥器及びシュラウドヘッドは構造が複雑であり，放射線の遮蔽物を平均化したモデルとするストリーミング（放射線漏れ）の影響により非保守的な評価となるため，線源を覆うような構造物のみ遮蔽物として考慮した。 ａ．　原子炉圧力容器蓋 遮蔽物形状　：円柱遮蔽物としてモデル化 遮蔽物の高さ：［　］mm（圧力容器蓋の最薄部厚さ） 線源材料　　：［　］平板（密度［　］g／cm³）※ ※　原子炉圧力容器鋼板［　］の密度は，同等である［　］で代表した 線量率計算モデル（遮蔽）を第 3～6 図に示す。	（２）遮蔽物の評価モデル 原子炉圧力容器内の原子炉冷却材以外に放射線を遮蔽する構造物として，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器，気水分離器をモデル化した。なお，蒸気乾燥器及び気水分離器は構造が複雑であり，放射線の遮蔽物を平均化したモデルとするとストリーミング（放射線漏れ）の影響により非保守的な評価となるため，線源を覆うような構造物のみ遮蔽物として考慮した。 a.原子炉圧力容器蓋 評価条件を以下に示す。 ○ 遮蔽物形状：円柱遮蔽物としてモデル化 ○ 遮蔽物の高さ（mm）：［　］（圧力容器蓋の最薄部厚さ） ○ 遮蔽物材質：［　］平板（密度：［　］g/cm³）※ ※　原子炉圧力容器鋼板［　］の密度は，同等である［　］で代表した 線量率評価モデル（遮蔽）を図３～７に示す。 ［　］ 図７　原子炉圧力容器蓋の線量率評価モデル（遮蔽）	・評価条件の相違 【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
b．蒸気乾燥器 評価条件を以下に示す。 ○ 遮蔽物形状　：円柱線源としてモデル化 ○ 遮蔽物の厚さ（mm）：□（フード部の最薄部厚さ） ○ 線源材質　：□ 平板(密度 □ g/cm^3）※ ※蒸気乾燥器の材質 □ の密度は，同等である□で代表した 線量率評価モデル(遮蔽)を図 3～5 及び 8 に示す。  図 8 蒸気乾燥器の線量率評価モデル（遮蔽）	b．　蒸気乾燥器 遮蔽物形状　：円柱遮蔽物としてモデル化 遮蔽物の高さ：□mm（フード部の最薄部厚さ） 線源材料　　：□ 平板（密度 □ g／cm^3）※ ※　蒸気乾燥器の材質 □ の密度は，同等である□で代表した 線量率計算モデル（遮蔽）を第 3～5 図に示す。	b.蒸気乾燥器 評価条件を以下に示す。 ○ 遮蔽物形状：円柱遮蔽物としてモデル化 ○ 遮蔽物の高さ（mm）：□（フード部の最薄部厚さ） ○ 遮蔽物材質：□ 平板（密度：□ g/cm^3）※ ※　蒸気乾燥器の材質（□の密度は，同等である□で代表した 線量率評価モデル（遮蔽）を図３～５及び８に示す。  図８　蒸気乾燥器の線量率評価モデル（遮蔽）	・評価条件の相違 【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
c．気水分離器 評価条件を以下に示す。 ○ 遮蔽物形状　：円柱線源としてモデル化 ○ 遮蔽物の厚さ（mm）：□（シュラウドヘッドの厚さ（ベーンスワラによる遮蔽も考慮）） ○ 線源材質　：□平板(密度　□　g/cm^3）※ ※気水分離器の材質　□　の密度は，同等である□で代表した 線量率評価モデル(遮蔽)を図 3,4 及び 9 に示す。 図 9 気水分離器の線量率評価モデル（遮蔽）	c．　シュラウドヘッド 遮蔽物形状　：円柱遮蔽物としてモデル化 遮蔽物の高さ：□ mm（シュラウドヘッドの厚さ（スワラによる遮蔽も考慮）） 線源材質　　：□ 平板（密度□g／cm^3）※ ※　シュラウドヘッドの材質□の密度は，同等である□で代表した 線量率計算モデル（遮蔽）を第 3，4 図に示す。	c.気水分離器 評価条件を以下に示す。 ○ 遮蔽物形状：円柱遮蔽物としてモデル化 ○ 遮蔽物の高さ（mm）：□（シュラウドヘッドの厚さ（気水分離器スワラーによる遮蔽も考慮）） ○ 遮蔽物材質：□平板（密度：□g/cm^3）※ ※　気水分離器の材質□の密度は，同等である□で代表した 線量率評価モデル（遮蔽）を図３，４及び９に示す。 図９　気水分離器の線量率評価モデル（遮蔽）	・評価条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
（３）　現場の線量率の評価結果 （１），（２）の条件を用いて評価した原子炉水位と現場の線量率の関係を図 10 に示す。 グラフより必要な遮蔽を確保できる水位（目安と考える 10mSv/h※）は以下の仮定のもとで「有効燃料棒頂部の約 2.0m 上」と求めた。 ※必要な遮蔽の目安は緊急作業時の被ばく限度(100mSv)と比べ，十分余裕のある値（10mSv/h）とする。	(3)　現場の線量率の評価結果 (1)，(2)の条件を用いて評価した現場の線量率と原子炉水位の関係を第 7 図に示す。 グラフより必要な遮蔽を確保できる水位（目安と考える 10mSv／h）は，「燃料有効長頂部の約 1.7m 上」とした。	（３）現場の線量率の評価結果 （１），（２）の条件を用いて評価した原子炉水位と現場の線量率の関係を図 10 に示す。 グラフより必要な遮蔽を確保できる水位（目安と考える 10mSv/h）は以下の仮定のもとで「燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上」と求めた。	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
 図 10 原子炉水位と炉心燃料及び上部格子板からの線量率	 第 7 図　原子炉水位と線量率	 図 10　原子炉水位と炉心燃料及び上部格子板等からの線量率	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
（４）　必要な遮蔽を確保できる最低水位到達までの時間余裕 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の事故発生時から放射線の遮蔽維持に必要な水位到達までの時間を，「添付資料 5.1.1」の 1. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮しない計算を用いて求めた。 計算は後述する「添付資料 5.1.7」の評価条件の不確かさを踏まえ，原子炉停止後 12 時間後と 1 日後の２ケースを実施した。 評価条件及び評価結果を表２に示す。 評価結果より，原子炉停止 1 日後においては崩壊熱除去機能喪失時の注水までの想定時間 2 時間，全交流動力電源喪失時の注水までの想定時間約 2.5 時間（145 分）に対して十分であることが確認された。 また，原子炉停止後 12 時間後においては，上述の保守的な計算方法を用いた場合，現場の線量率が目安と考える 10mSv/h を約 2.0 時間後に超えることが確認された。	(4)　必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失から放射線の遮蔽維持に必要な水位到達までの時間を，「添付資料 5.1.3」の計算を用いて求めた。 計算は後述する「添付資料 5.1.8」の評価条件の不確かさを踏まえ，原子炉停止から 12 時間後と 1 日後の 2 ケースを実施した。 算出条件及び算出結果を第 2 表に示す。 その結果，原子炉停止 1 日後における必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕は，崩壊熱除去機能喪失時の注水開始までの時間（2 時間），全交流動力電源喪失時の注水準備完了までの時間（25 分）に対して十分な余裕があることを確認した。	（４）必要な遮蔽を確保できる最低水位到達までの時間余裕 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の事故発生時から放射線の遮蔽維持に必要な水位到達までの時間を，「添付資料 5.1.1　1. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮しない計算」を用いて求めた。 計算は後述する「添付資料 5.1.7」の評価条件の不確かさを踏まえ，原子炉停止後 12 時間後と 1 日後の２ケースを実施した。 評価条件及び評価結果を表２に示す。 評価結果より，原子炉停止 12 時間後及び原子炉停止 1 日後においては崩壊熱除去機能喪失時の注水までの想定時間である事象発生から２時間後，全交流動力電源喪失時の注水までの想定時間である事象発生から２時間後に対して十分であることが確認された。	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

表２　必要な遮蔽を確保できる最低水位到達までの時間余裕の評価条件と結果

原子炉停止後の時間	原子炉初期水温(℃)	崩壊熱(kW)	必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕※1	有効燃料棒頂部到達までの時間余裕	残留熱除去機能喪失時の注水までの想定時間	全交流動力電源喪失時の注水までの想定時間
12時間（不確かさで確認するケース）	100	2.67×10^4	約2.0時間	約3.7時間	2時間以内※2	約2.5時間（145分）
24時間（有効性評価で確認するケース）	52	2.24×10^4	約3.4時間	約5.4時間	2時間	約2.5時間（145分）

※1　「添付資料5.1.1」の「2．原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算」に示すように，原子炉の減圧操作実施までは，発生した崩壊熱の多くが飽和水の顕熱として吸収されるため，必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕はさらに長くなる（原子炉停止12時間後でも3時間以上の時間余裕がある）。

※2　水位低下の発生が早まるため，運転員の事象認知が早まる。

5. 事故時の退避について

事故発生時の原子炉建屋オペレーティングフロア又は原子炉格納容器内にいる現場作業員の退避について確認した。

事象発生時，当直長のページングによる退避指示，又は現場の状況変化により，作業員は異常状態を認知し，1時間以内に原子炉建屋オペレーティングフロア又は原子炉格納容器内より退避する。

東海第二発電所　（2018.9.12 版）

第2表　必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕の算出条件及び算出結果

算出条件			算出結果	
原子炉停止後の時間	原子炉初期水温	崩壊熱	必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕	燃料有効長頂部までの時間余裕
12時間（不確かさで確認する感度解析ケース）	100℃	約22.4MW	約2.8時間	約4.2時間
24時間（有効性評価で確認するベースケース）	52℃	約18.8MW	約4.5時間	約6.3時間

5.　事故時の退避について

事故発生時の現場作業員の退避について確認した。

事象発生時，作業員は，当直発電長の送受話器（ページング）による退避指示により現場からの退避を開始し，全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は，1時間程度である。

また，運転員は作業員の退避が完了したことを確認し，逃がし安全弁の開操作を開始する。

島根原子力発電所　２号炉

表２　必要な遮蔽を確保できる最低水位到達までの時間余裕の評価条件と結果

原子炉停止後の時間	原子炉初期水温（℃）	崩壊熱（kW）	必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕※1	燃料棒有効長頂部到達までの時間余裕	残留熱除去機能喪失時の注水までの想定時間	全交流動力電源喪失時の注水までの想定時間
12時間（不確かさで確認するケース）	100	1.67×10^4	約2.7時間	約4.2時間	2時間	2時間
24時間（有効性評価で確認するケース）	52	1.40×10^4	約4.3時間	約6.1時間	2時間	2時間

※1　「添付資料5.1.1　2.原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算」に示すように，原子炉の減圧操作実施までは，発生した崩壊熱の多くが飽和水の顕熱として吸収されるため，必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕はさらに長くなる（原子炉停止 12 時間後でも４時間以上の時間余裕がある）。

５．事故時の退避について

事故発生時の原子炉建物原子炉棟４階又は原子炉格納容器内にいる現場作業員の退避について確認した。

事象発生時，当直長のページングによる退避指示，又は現場の状況変化により，現場作業員は異常状態を認知し，２時間以内に原子炉建物原子炉棟４階又は原子炉格納容器内より退避する。

また，運転員は現場作業員の退避が完了したことを確認し，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の開操作を開始する。

備考

・評価結果の相違
【柏崎 6/7，東海第二】

・評価結果の相違
【柏崎 6/7，東海第二】
島根２号炉の現場作業員の退避時間を考慮した評価結果。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
全交流動力電源喪失により現場の照明設備が消灯することも考えられるが，作業員はヘッドライト等のバッテリー式の照明を保有しており，線量が上昇する前（4. より最短約２時間）の退避が十分可能である。 なお，作業者の避難が必要な場合は，避難指示及び立ち入り制限が実施されるため，作業者は緊急作業を除き現場の安全性が確認される前に再入域することはない。	一旦避難指示が出ると管理区域内への入域制限が実施されるため，作業員は緊急作業を除き現場の安全性が確認される前に再入域することはない。 （添付資料 5.1.5）	全交流動力電源喪失により現場の照明設備が消灯することも考えられるが，現場作業員はヘッドライト等のバッテリー式の照明を保有しており，線量が上昇する前（4. より事象発生から最短約 2.7 時間）の退避が十分可能である。 なお，作業者の避難が必要な場合は，避難指示及び立ち入り制限が実施されるため，作業者は緊急作業を除き現場の安全性が確認される前に再入域することはない。	・記載方針の相違 【東海第二】 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7】
復旧に際しては放射能汚染等を確認し、現場の安全性が確認された後実施する。		復旧に際しては放射線汚染等を確認し，現場の安全性が確認された後実施する。	・記載方針の相違 【東海第二】
6. 原子炉隔離時冷却系による注水について 原子炉隔離時冷却系の設計として，作動には 1.03MPa[gage]以上の原子炉圧力を必要としており，原子炉停止時の初期圧力は大気圧程度まで低下しているため，評価において原子炉隔離時冷却系による注水に期待していない。ただし，有効性評価で想定しているような原子炉未開放状態において事象進展とともに原子炉の圧力が上昇し，原子炉隔離時冷却系による注水が可能となることが考えられる。なお，原子炉隔離時冷却系の点検の準備として弁の電源等に隔離操作（アイソレーション）を実施していることも考えられるが，これらの事故時に原子炉隔離時冷却系での注水を必要とした際は運転員がただちに復旧を実施することが可能であるため，原子炉隔離時冷却系の使用の問題とならない。	6.　原子炉隔離時冷却系による注水について 原子炉隔離時冷却系（以下「ＲＣＩＣ」という。）の設計として，作動には約 1.04MPa[gage]以上の原子炉圧力を必要としており，停止時の原子炉の初期圧力は大気圧程度まで低下しているため，評価においてＲＣＩＣによる注水に期待していない。ただし，有効性評価で想定しているような原子炉未開放状態において事象進展とともに原子炉の圧力が上昇し，ＲＣＩＣによる注水が可能となることが考えられる。なお，ＲＣＩＣの点検の準備として弁の電源等に隔離操作を実施していることも考えられるが，これらの事故時にＲＣＩＣでの注水を必要とした際は，運転員がただちに復旧を実施することが可能であるため，ＲＣＩＣの使用の問題とならない。	６．原子炉隔離時冷却系による注水について 原子炉隔離時冷却系の設計として，作動には 0.74MPa[gage]以上の原子炉圧力を必要としており，原子炉停止時の初期圧力は大気圧程度まで低下しているため，評価において原子炉隔離時冷却系による注水に期待していない。ただし，有効性評価で想定しているような原子炉未開放状態において事象進展とともに原子炉の圧力が上昇し，原子炉隔離時冷却系による注水が可能となることが考えられる。なお，原子炉隔離時冷却系の点検の準備として弁の電源等に隔離操作（アイソレーション）を実施していることも考えられるが，これらの事故時に原子炉隔離時冷却系での注水を必要とした際は運転員がただちに復旧を実施することが可能であるため，原子炉隔離時冷却系の使用の問題とならない。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
7. まとめ 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時で想定する原子炉停止１日後において，必要な遮蔽を確保できる水位を下回ることはない。 また，評価条件の不確かさを考慮して原子炉停止 12 時間後の状態を想定した場合でも，現場の作業員の退避を考慮すると 4. で評価した必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕である２時間に比べ十分時間がある。さらに，これらの時間余裕は「添付資料 5.1.1　２．原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の	7.　まとめ 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失で想定する原子炉停止１日後において，必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕は，崩壊熱除去機能喪失時の注水開始までの時間（2 時間），全交流動力電源喪失時の注水準備完了までの時間（25 分）に対して十分な余裕があることを確認した。 また，評価条件の不確かさを考慮して原子炉停止 12 時間後，原子炉初期水温 100℃の状態を想定した場合でも，ＰＯＳ－Ａに比べて約 1.7 時間短くなるものの，放射線の遮蔽に必要な水位は維持される。	７．まとめ 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時で想定する原子炉停止１日後において，必要な遮蔽を確保できる水位を下回ることはない。 また，評価条件の不確かさを考慮して原子炉停止 12 時間後，原子炉初期水温 100℃の状態を想定した場合でも，４．で評価した必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕である約 2.7 時間に比べ十分時間がある。さらに，これらの時間余裕は「添付資料 5.1.1　２．原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
抑制効果を考慮した計算」のとおり，原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮することでさらに長くなる。 　以上より，運転員及び作業員が現場にいる間，放射線の遮蔽は維持される。		を考慮した計算」のとおり，原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮することでさらに長くなる。 　以上より，運転員及び作業員が現場にいる間，放射線の遮蔽は維持される。	

柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 （2017.12.20 版）

添付資料5.1.7

評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）

表1 評価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（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）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
		評価条件	最確条件			
初期条件	燃料の崩壊熱	約22.4MW（9×9燃料（A型），原子炉停止1日後）	約22MW以下（実績値）	平衡炉心燃料の平均燃焼度33GWd/tU（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）を基にANSI/ANS-5.1-1979にて算出した値 停止後の時間を短くとり，崩壊熱が厳しくなるように1日後の状態を想定	最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下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が大きくなる。仮に，原子炉停止後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は，注水までの時間余裕が短くなることから，評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/h が維持される水位）である有効燃料棒頂部の約2.0m上の高さに到達するまでの時間は約2時間，有効燃料棒頂部到達まで約3時間となることから評価条件である原子炉停止1日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また，これらの時間余裕は原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮することでさらに長くなる[※3]。原子炉隔離時冷却系が復旧可能な場合は，さらに原子炉水位の低下は抑制される。（添付資料5.1.1，6.1.6） このため，評価条件での放射線遮蔽維持の時間余裕である約3時間，有効燃料棒頂部到達までの時間余裕である約5時間より短くなるが，評価項目の不確かさを考慮しても必要な放射線の遮蔽は維持され，注水操作（事象開始から約2時間後）に対して十分な時間が確保されているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水温	52℃	約40℃～約53℃[※2]（実績値）	停止後1日の実績を踏まえ，原子炉は残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードにて冷却されているため，その設計温度である52℃を設定	最確条件とした場合は，事故条件ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/h が維持される水位）である有効燃料棒頂部の約2.0m上の高さに到達するまでの時間は約2時間となることから，評価条件である原子炉水温が52℃かつ原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが，注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，事故条件ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/h が維持される水位）である有効燃料棒頂部の約2.0m上の高さに到達するまでの時間は約2時間となることから，評価条件である原子炉水温が52℃かつ原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転水位以上	原子炉停止1日後の水位から保守性を持たせた値	最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなるが，注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉圧力	大気圧	大気圧[※2]	原子炉停止1日後の実績を考慮して設定	最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間が遅くなり，原子炉水位の低下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。

※1 原子炉停止直後，サイクル末期の停止時冷温臨界試験に向けた高温維持（80℃程度）などの特殊な場合を除く（ただし，原子炉初期水温が80℃の場合であっても，必要な遮蔽を確保できる水位までには約2時間以上の時間余裕があり注水操作に対して十分な時間が確保されているため，影響はない）
※2 原子炉停止直後，原子炉圧力容器耐圧試験などの特殊な場合を除く
※3 添付資料5.1.1 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算（原子炉圧力容器が閉鎖状態）による評価を参照

東海第二発電所 （2018.9.12 版）

添付資料5.1.8

評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）（1／3）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の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
		評価条件	最確条件			
初期条件	燃料の崩壊熱	約18.8MW ANSI／ANS-5.1-1979（9×9燃料（A型），原子炉停止1日後）	約18.8MW以下	平衡炉心燃料の平均燃焼度33GWd／tを基にANSI／ANS-5.1-1979にて算出した値 設定停止後の時間については，停止後の時間を短くとり，崩壊熱が厳しくなるように1日後の状態を想定	最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下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。仮に，原子炉停止後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は，注水までの時間余裕が短くなることから，評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv／hが維持される水位）である燃料有効長頂部の約1.7m上の高さに到達するまでの時間は約2.8時間，燃料有効長頂部到達まで約4.2時間となることから，評価条件である原子炉停止1日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水温	52℃	約47℃～約58℃[※1]（実績値）	原子炉停止1日後の実績を踏まえ，原子炉は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）にて冷却されているため，その設計温度である52℃を設定	最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv／hが維持される水位）である燃料有効長頂部の約1.7m上の高さに到達するまでの時間は約2.8時間となることから，評価条件である原子炉水温が52℃かつ原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが，注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv／hが維持される水位）である燃料有効長頂部の約1.7m上の高さに到達するまでの時間は約2.8時間となることから，評価条件である原子炉水温が52℃かつ原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+126cm）	通常運転水位（通常運転水位±10cm程度）（実績値）	原子炉停止1日後の水位から保守性を持たせた値	最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より低くなる場合があるが，注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，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，評価条件で設定している原子炉水位より低くなる場合があるが，原子炉水位のゆらぎによる変動量は，事象発生後の水位低下量に対して十分小さいことから，評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。

※1 過去のプラント停止操作実施時の全制御棒全挿入から約24時間経過後の原子炉水温の実績データ。

島根原子力発電所 2号炉

添付資料5.1.7

評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中（崩壊熱除去機能喪失））

表1 評価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（運転停止中（崩壊熱除去機能喪失））（1／3）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）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
		評価条件	最確条件			
初期条件	燃料の崩壊熱	約14.0MW（9×9燃料（A型），原子炉停止1日後）	約14MW以下（実績値）	平衡炉心燃料の平均燃焼度33GWd/t（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）を基にANSI/ANS-5.1-1979にて算出した値 また，原子炉停止1日後においては，9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく，原子炉水位低下の観点で厳しいため，MOX燃料の評価は9×9燃料（A型）の評価に包絡されることを考慮し，代表的に9×9燃料（A型）を設定 停止後の時間については，停止後の時間を短くとり，崩壊熱が厳しくなるように1日後の状態を想定	最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下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が大きくなる。仮に，原子炉停止後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は，注水までの時間余裕が短くなることから，評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/h が維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約1.8m上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約2.7時間，燃料棒有効長頂部到達まで事象発生から約4.2時間となることから評価条件である原子炉停止1日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水温	52℃	約29℃～約46℃[※1]（実績値）	停止後1日の実績を踏まえ，原子炉は残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）にて冷却されているため，その設計温度である52℃を設定	最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/h が維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約1.8m上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約2.7時間となることから，評価条件である原子炉水温が52℃かつ原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが，注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，事故事象毎に異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/h が維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約1.8m上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約2.7時間となることから，評価条件である原子炉水温が52℃かつ原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

※1 過去のプラント停止操作実施時の全制御棒全挿入から約24時間経過後の原子炉水温の実績データ

備考

・相違理由は本文参照。

表1 評価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
（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）（2/2）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）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
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の未開放	事故ごとに変化	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。 原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，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。	原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，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。
	燃料の容量	約2,040kL	2,040kL以上 （軽油タンク容量）	通常時の軽油タンクの運用値を参考に設定	最確条件とした場合は，評価条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また，事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	－
事故条件	起因事象，安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系の機能喪失	－	運転中の残留熱除去系の故障を想定	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部電源	外部電源なし	事故毎に変化	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	954m³/hで注水	954m³/h以上で注水	低圧注水系の設計値として設定	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）	熱交換器1基あたり約8MW（原子炉冷却材温度52℃，海水温度30℃において）	熱交換器1基あたり約8MW（原子炉冷却材温度52℃，海水温度30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定 （原子炉水位回復後は崩壊熱相当の注水を実施することで水位を維持するが，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を実施することで原子炉内の崩壊熱を除去できるため，注水が不要となる）	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第1表　評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響
（運転停止中　崩壊熱除去機能喪失）（2／3）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の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
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉圧力	大気圧	大気圧※2	原子炉停止1日後の実績を考慮して設定	最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間が遅くなり，原子炉水位の低下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。
	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	事故事象毎	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。 原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，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。	原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，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。
	燃料の容量	約800kL	約800kL以上	軽油貯蔵タンクの管理下限値を設定	最確条件とした場合は，評価条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また，事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	－
事故条件	起因事象，安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系機能喪失	－	運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障を想定	評価条件と最確条件は同様であることから，事象進展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。	評価条件と最確条件は同様であることから，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。
	外部電源	事象認知まで ：外部電源あり 事象認知後 ：外部電源なし	事故事象毎	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定。 外部電源が喪失する時間を事象発生1時間後（1時間ごとの中央制御室の巡視により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止を確認する時間）とすることにより，事象発生の認知の観点で厳しい想定とする。	・事象認知前：外部電源がない場合は崩壊熱除去機能喪失の認知が早まるため，運転員等操作の開始時間は早くなる。 ・事象認知後：外部電源がある場合は，必要な運転員等操作が少なくなるため，運転員等操作の完了時間が早くなる。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

※2　原子炉停止直後や原子炉圧力容器耐圧試験実施時等の特殊な場合を除く。

表1　評価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
(運転停止中(崩壊熱除去機能喪失))（2／3）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）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
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉水位	通常運転水位（気水分離器下端から+83cm）	通常運転水位以上	原子炉停止1日後の水位	最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなるが，注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉圧力	大気圧	大気圧※2	原子炉停止1日後の実績を考慮して設定	最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間が遅くなり，原子炉水位の低下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。
	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	事故毎に変化	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。 原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，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。	原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。 原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，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。
	燃料の容量	1,180m³	1,180m³以上 （合計貯蔵量）	発電所構内に貯蔵している合計容量を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は，解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また，事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	－

※2　原子炉停止直後，原子炉圧力容器耐圧試験などの特殊な場合を除く。

第1表　評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響

（運転停止中　崩壊熱除去機能喪失）(3／3)

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の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
		評価条件	最確条件			
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水系）	1,605m³／h	1,605m³／h	残留熱除去系（低圧注水系）の設計値として設定	評価条件と最確条件は同様であることから，事象進展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。	評価条件と最確条件は同様であることから，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。
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）	熱交換器1基当たり約43MW（原子炉冷却材温度100℃，海水温度32℃において）	熱交換器1基当たり約43MW以上（原子炉冷却材温度100℃，海水温度32℃において）	熱交換器の設計性能に基づき，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）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	評価条件と最確条件は同様であることから，事象進展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。	－

表１　評価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

（運転停止中(崩壊熱除去機能喪失)）（３／３）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）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
		評価条件	最確条件			
事故条件	起因事象，安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系の機能喪失	－	運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障を想定	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部電源	外部電源なし	事故毎に変化	外部電源の有無は，崩壊熱除去機能の喪失に伴う原子炉水位の低下に影響しないことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	残留熱除去系(低圧注水モード)	1，136 m³/hで注水	1，136 m³/hで注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)	熱交換器１基あたり約９MW（原子炉冷却材温度52℃，海水温度30℃において）	熱交換器１基あたり約９MW（原子炉冷却材温度52℃，海水温度30℃において）	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の設計値として設定	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表2 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（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）(1/2)

項目		評価条件（操作条件）の不確かさ		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
		評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作	事象発生から2時間後	残留熱除去系の機能喪失に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に，さらに余裕を考慮して設定	【認知】 評価では残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障発生から残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作の開始まで，逃がし安全弁の手動減圧操作等を含め2時間を設定しているが，原子炉注水の必要性を認知することは容易である。よって，評価上の注水操作開始時間に対し，実際の注水操作開始時間が早くなる場合が考えられる。 【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なし。 【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なし。 【操作所要時間】 残留熱除去系のポンプ起動操作及び注入弁の開操作は，制御盤の操作スイッチによる操作のため，簡易な操作である。操作時間は特に設定していないが，原子炉水位の低下に対して操作に要する時間は短い。 【他の並列操作有無】 当該操作を実施する運転員は，残留熱除去系（低圧注水モード）の原子炉注水操作時に他の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】 中央制御室における操作は，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。	崩壊熱除去機能喪失による異常の認知により原子炉注水の必要性を確認し操作を実施することは容易であり，評価では事象発生から2時間後の注水操作開始を設定しているが，実態の注水操作開始時間は早くな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。	実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和す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。	通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約3時間，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間が約5時間であり，事故を認知して注水を開始するまでの時間は2時間であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	訓練実績等より，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水の系統構成に必要な弁の操作は約2分で操作可能である見込みを得た。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

第2表　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（運転停止中　崩壊熱除去機能喪失）（1／2）

項目		評価条件(操作条件)		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	操作余裕時間	訓練実績等
		評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
操作条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による注水操作	事象発生から約2時間後	残留熱除去系の機能喪失に伴う以上の認知及び現場操作の実績等を基に，さらに余裕を考慮して設定	【認知】 評価では，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障発生から，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作の開始まで，逃がし安全弁の手動減圧操作等を含め2時間程度を設定しているが，原子炉注水操作の必要性を認知することは容易である。よって，評価上の原子炉注水操作開始時間に対して，実際の原子炉注水操作開始時間は早くなる場合が考えられる。 【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，操作時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室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。 【操作所要時間】 残留熱除去系のポンプ起動操作及び注入弁の開操作は，中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作である。また，原子炉水位の低下に対して操作に要する時間は短い。 【他の並列操作の有無】 当該操作を実施する運転員は，残留熱除去系（低圧注水系）の原子炉注水操作時に他の並列操作はなく，操作時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 中央制御室における操作は，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。	崩壊熱除去機能喪失による異常の認知により原子炉注水の必要性を確認し操作を実施することは容易であり，評価では事象発生から約2時間後の注水操作開始を設定しているが，実態の注水操作開始時間は早くな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。	実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和す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。	通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約4.5時間，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間が約6.3時間であり，事故を認知して注水を開始するまでの時間は2時間であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水に必要な操作は，所要時間を6分と想定しているところ，訓練実績では約4分である。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

表2　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（運転停止中(崩壊熱除去機能喪失)）（1／2）

項目		評価条件（操作条件）の不確かさ		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
		評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による注水操作	事象発生から2時間後	残留熱除去系の機能喪失に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に，さらに余裕を考慮して設定	【認知】 評価では残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障発生から残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作の開始まで，逃がし安全弁の手動減圧操作等を含めて事象発生から2時間後を設定しているが，原子炉注水の必要性を認知することは容易である。よって，評価上の注水操作開始時間に対し，実際の注水操作開始時間が早くなる場合が考えられる。 【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なし。 【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なし。 【操作所要時間】 残留熱除去系のポンプ起動操作及び注入弁の開操作は，制御盤の操作スイッチによる操作のため，簡易な操作である。また，原子炉水位の低下に対して操作に要する時間は短い。 【他の並列操作有無】 当該操作を実施する運転員は，残留熱除去系（低圧注水モード）の原子炉注水操作時に他の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】 中央制御室における操作は，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。	崩壊熱除去機能喪失による異常の認知により原子炉注水の必要性を確認し操作を実施することは容易であり，評価では事象発生から2時間後の注水操作開始を設定しているが，実態の注水操作開始時間は早くな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。	実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和す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。	通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約4.3時間，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間が事象発生から約6.1時間であり，事故を認知して注水を開始するまでの時間は事象発生から2時間後であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から2時間後としており，このうち，残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水の起動操作は，所要時間10分想定のところ，訓練実績では約2分である。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　(2017.12.20版)

表 2 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（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）(2/2)

項目		評価条件（操作条件）の不確かさ		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
		評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	待機中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による崩壊熱除去機能復旧	事象発生から3.5時間後	運転手順書等を踏まえて設定	残留熱除去系の低圧注水モードにより原子炉への注水を実施していることから，原子炉停止時冷却モードによる崩壊熱除去機能復旧には時間余裕がある。	－	－	－	プラント停止時の実績から，配管の暖気運転を含め約60分で操作開始できることを確認した。また，系統構成及びポンプの起動のみであれば，約10分で操作可能であることを確認した。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

東海第二発電所　(2018.9.12版)

第2表　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（運転停止中　崩壊熱除去機能喪失）(2／2)

項目		評価条件（操作条件）		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
		評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
操作条件	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱	事象発生から3時間45分後	状況判断，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持操作，原子炉保護系電源の受電操作，及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作に要する時間を考慮して設定	－	－	－	残留熱除去系（低圧注水系）により，原子炉への注水を実施していることから，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱には時間余裕がある。	所要時間を36分と想定しているところ，訓練実績では，約20分である。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

島根原子力発電所　2号炉

表２　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
(運転停止中(崩壊熱除去機能喪失))（２／２）

項目		評価条件（操作条件）の不確かさ		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
		評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	待機中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による崩壊熱除去機能復旧	事象発生から２時間30分後	運転手順書等を踏まえて設定	残留熱除去系の低圧注水モードにより原子炉への注水を実施していることから，原子炉停止時冷却モードによる崩壊熱除去機能復旧には時間余裕がある。	－	－	－	評価上は作業成立性を踏まえ，原子炉水位回復から30分後としており，このうち，系統構成及びポンプの起動は，所要時間30分想定のところ，訓練実績等では約16分である。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

備考

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

添付資料 5.1.8

7 日間における燃料の対応について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）

プラント状況：1～7 号炉停止中。
事象：地震発生により全ての送電線が喪失し，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備，プラントに関連しない設備は対象としない。
　　また，全プラントで外部電源喪失が発生することとし，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備は対象とする。

号炉	時系列	合計	判定
1号炉	事象発生直後から事象発生後 7 日間		
	非常用ディーゼル発電機　3 台起動。（燃料消費率は保守的に最大負荷時を想定） 1,490L/h×24h×7 日×3 台＝752L 472L	7 日間の軽油消費量 約 2,520kL	7 号炉軽油タンク容量は約 1,020kL（※3）であり，7 日間対応可能。
2号炉	事象発生直後から事象発生後 7 日間		
	非常用ディーゼル発電機　3 台起動。（燃料消費率は保守的に最大負荷時を想定） 1,490L/h×24h×7 日×3 台＝752L 472L	7 日間の軽油消費量 約 2,520kL	6 号炉軽油タンク容量は約 1,020kL（※3）であり，7 日間対応可能。
3号炉	事象発生直後から事象発生後 7 日間		
	非常用ディーゼル発電機　3 台起動。（燃料消費率は保守的に最大負荷時を想定） 1,490L/h×24h×7 日×3 台＝752L 472L	7 日間の軽油消費量 約 6,520kL	1 号炉軽油タンク容量は約 6,850kL（※2）であり，7 日間対応可能。
4号炉	事象発生直後から事象発生後 7 日間		
	非常用ディーゼル発電機　2 台起動。（燃料消費率は保守的に最大負荷時を想定） 1,870L/h×24h×7 日×2 台＝631,344L	7 日間の軽油消費量 約 6,520kL	2 号炉軽油タンク容量は約 6,850kL（※2）であり，7 日間対応可能。
5号炉	事象発生直後から事象発生後 7 日間		
	非常用ディーゼル発電機　2 台起動。（燃料消費率は保守的に最大負荷時を想定） 1,870L/h×24h×7 日×2 台＝631,344L	7 日間の軽油消費量 約 6,520kL	3 号炉軽油タンク容量は約 6,850kL（※2）であり，7 日間対応可能。
6号炉	事象発生直後から事象発生後 7 日間		
	非常用ディーゼル発電機　2 台起動。（燃料消費率は保守的に最大負荷時を想定） 1,870L/h×24h×7 日×2 台＝631,344L	7 日間の軽油消費量 約 6,520kL	4 号炉軽油タンク容量は約 6,850kL（※2）であり，7 日間対応可能。
7号炉	事象発生直後から事象発生後 7 日間		
	非常用ディーゼル発電機　2 台起動。（燃料消費率は保守的に最大負荷時を想定） 1,870L/h×24h×7 日×2 台＝631,344L	7 日間の軽油消費量 約 6,520kL	5 号炉軽油タンク容量は約 6,850kL（※2）であり，7 日間対応可能。
その他	5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備　1 台起動。（燃料は保守的に最大負荷時を想定） 452L/h×24h×7 日＝7,560L ガスタービン・ガス 1 用発電機　3 台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 9L/h×24h×7 日×3 台＝4,536L	7 日間の軽油消費量 約 13kL	1～7 号炉軽油タンク及びガスタービン発電機用軽油タンク（容量約 1,020kL）の内容量（合計）は約 6,513kL であり，7 日間対応可能。

※1　事故収束に必要な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　事故収束に必要ではないが，保守的に起動を仮定した。
※3　緊急用母線の電源を，常設代替高圧電源装置 2 台で確保することを仮定した。

東海第二発電所　（2018.9.12 版）

添付資料 5.1.9

7 日間における燃料の対応について（運転停止中　崩壊熱除去機能喪失）

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
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機　1 台起動※2 （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		
常設代替高圧電源装置　2 台起動※3 （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		
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

※1　事故収束に必要な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　事故収束に必要ではないが，保守的に起動を仮定した。
※3　緊急用母線の電源を，常設代替高圧電源装置 2 台で確保することを仮定した。

島根原子力発電所　２号炉

添付資料 5.1.8

7 日間における燃料の対応について（運転停止中（崩壊熱除去機能喪失））

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

時系列	合計	判定
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最大負荷（定格出力運転）時を想定） 1.618m³/h×24h×７日×２台＝543.648m³	７日間の軽油消費量 約 700m³	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約 730m³ であり，７日間対応可能
高圧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最大負荷（定格出力運転）時を想定） 0.927m³/h×24h×７日×１台＝155.736m³		
緊急時対策所用発電機　１台 （燃料消費率は保守的に最大負荷（定格出力運転）時を想定） 0.0469 m³/h×24h×７日×１台＝7.8792m³	７日間の軽油消費量 約８m³	緊急時対策所用燃料地下タンクの容量は約 45m³ であり，７日間対応可能

※１　事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は１台であるが，保守的に非常用ディーゼル発電機２台を起動させて評価した。

備考

・設備の相違
【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】

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　5.2 全交流動力電源喪失〕

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
5.2 全交流動力電源喪失 5.2.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策 (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」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「外部電源喪失＋直流電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗」及び②「外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗」である。	5.2 全交流動力電源喪失 5.2.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策 (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」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「外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び②「外部電源喪失＋直流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。	5.2　全交流動力電源喪失 5.2.1　事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策 (1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」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，「外部電源喪失＋交流電源喪失」及び「外部電源喪失＋直流電源喪失」である。	・評価条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ＰＲＡで考慮する設備の相違により，イベントツリーに相違が生じている。
(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失することにより，原子炉の注水機能及び除熱機能が喪失することを想定する。このため，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し，燃料損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，全交流動力電源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。 したがって，本事故シーケンスグループでは，運転員が異常を認知して，常設代替交流電源設備による電源供給，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を行うことによって，燃料損傷の防止を図る。また，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉を除熱する。	(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失することにより，原子炉の注水機能及び除熱機能が喪失することを想定する。このため，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し，燃料損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，全交流動力電源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。 したがって，本事故シーケンスグループでは，運転員が異常を認知して，常設代替交流電源設備による電源供給，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を行うことによって，燃料損傷の防止を図る。また，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉を除熱する。	(2)　事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失することにより，原子炉の注水機能及び除熱機能が喪失することを想定する。このため，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し，燃料損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，全交流動力電源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。 したがって，本事故シーケンスグループでは，運転員が異常を認知して，常設代替交流電源設備による電源供給，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を行うことによって，燃料損傷の防止を図る。また，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉を除熱する。	・設備設計の相違 【東海第二】 島根２号炉は，残留熱除去系の補機冷却系として原子炉補機代替冷却系を整備している。 （以降，同様な相違については記載省略）
(3) 燃料損傷防止対策 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して，燃料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，初期の対策として常設代替交流電源設備による給電手段，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備する。また，安定状態に向けた対策と	(3) 燃料損傷防止対策 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して，燃料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，初期の対策として常設代替交流電源設備による給電手段，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備する。また，安定状態に向けた対策と	(3)　燃料損傷防止対策 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して，燃料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，初期の対策として常設代替交流電源設備による給電手段，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備する。また，安定状態に向けた	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
して代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 5.2.1 図及び第 5.2.2 図に，手順の概要を第 5.2.3 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 5.2.1 表に示す。 本事故シーケンスグループにおける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 16 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 6 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 2 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代替原子炉補機冷却系作業を行うための参集要員 26 名である。必要な要員と作業項目について第 5.2.4 図に示す。	して緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 5.2－1 図に，手順の概要を第 5.2－2 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 5.2－1 表に示す。 本事故シーケンスグループにおける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 3 名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う要員は 4 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は 11 名である。必要な要員と作業項目について第 5.2－3 図に示す。	対策として原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 5.2.1－1(1)図及び第 5.2.1－1 (2)図に，手順の概要を第 5.2.1－2 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 5.2.1－1 表に示す。 本事故シーケンスグループにおける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 29 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 19 名である。必要な要員と作業項目について第 5.2.1－3 図に示す。	・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。 ・運用及び設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 プラント基数，設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが，タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお，これら要員 29 名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。
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，16 名で対処可能である。	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。	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，29 名で対処可能である。	・体制の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 運用及び設備の相違に伴う，必要要員数の相違。
a．全交流動力電源喪失による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）停止確認 原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止によ	a．全交流動力電源喪失による残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）停止確認 原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転停止による崩	a．全交流動力電源喪失による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）停止確認 原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止によ	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
る崩壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系系統流量である。 b．早期の電源回復不能判断及び対応準備 中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。これにより，常設代替交流電源設備，代替原子炉補機冷却系，低圧代替注水系（常設）の準備を開始する。 c．逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止により原子炉水温が 100℃に到達し，原子炉圧力が上昇することから，原子炉圧力を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁１個を開操作する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による原子炉水温の上昇を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力容器温度である。 逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力等である。 d．低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後，中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ１台を手動起動し，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。これにより，原子炉水位が回復する。 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位及び復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）等である。	壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系系統流量である。 b．早期の電源回復不能判断及び対応準備 中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。これにより，常設代替交流電源設備及び低圧代替注水系（常設）の準備を開始する。 c．逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転停止により原子炉水温が 100℃に到達し，原子炉圧力が上昇することから，原子炉圧力を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）１個を開操作する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転停止による原子炉水温の上昇を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力容器温度である。 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力等である。 d．低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備による緊急用母線への交流電源供給を開始する。また，常設低圧代替注水系ポンプ１台を手動起動し，原子炉水位の低下時は低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。これにより，原子炉水位を通常運転水位付近に維持する。 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域）及び低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン狭帯域用）等である。	る崩壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去ポンプ出口流量である。 b．早期の電源回復不能判断及び対応準備 中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。これにより，常設代替交流電源設備，原子炉補機代替冷却系，低圧原子炉代替注水系（常設）の準備を開始する。 c．逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止により原子炉水温が 100℃に到達し，原子炉圧力が上昇することから，原子炉圧力を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能付き）１個を開操作する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による原子炉水温の上昇を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力容器温度（ＳＡ）である。 逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力（ＳＡ），原子炉圧力等である。 d．低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水 常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後，中央制御室からの遠隔操作により低圧原子炉代替注水ポンプを手動起動し，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。これにより，原子炉水位が回復する。 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），代替注水流量（常設）等である。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。 ・評価結果の相違 【東海第二】 島根２号炉は，原子炉水位が低下した後に原子炉注水を開始する。 東海第二は，原子炉水位が低下する前に低圧代替注水系（常設）の準備操作が完了するため，蒸発量に応じた注水を実施することにより，原

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			子炉水位を通常運転水位付近に維持。
ｅ．残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転による崩壊熱除去機能回復 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（原子炉停止時冷却モード）運転を再開する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転の再開を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系熱交換器入口温度等である。 崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。	ｅ．残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転による崩壊熱除去機能回復 常設代替交流電源設備から非常用高圧母線への交流電源供給の準備が完了後，中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水ポンプ１台を起動後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転を再開する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転の再開を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系熱交換器入口温度等である。 崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を停止するため，逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とする。	ｅ．残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復 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（原子炉停止時冷却モード）運転を再開する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転の再開を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系熱交換器入口温度等である。 崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。	・運用及び設備設計の相違 【東海第二】 島根２号炉は，残留熱除去系の補機冷却系として原子炉補機代替冷却系を整備している。
5.2.2 燃料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，「外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗」である。 なお，5.1「崩壊熱除去機能喪失」で考慮している事故シーケンス（「崩壊熱除去機能喪失（補機冷却系機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・注水系失敗」及び「崩壊熱除去機能喪失（代替除熱機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・注水系失敗」），事象進展が同様なので併せて本重要事故シーケンスにおいて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。 本評価で想定するプラント状態においては，崩壊熱，原子炉冷却材及び注水手段の多様性の観点から，「POS A PCV/RPV 開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」が有効燃料棒頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して，最も厳しい想定である。したがって，当該プラント状態を基本とし，他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより，運転停止中の他のプラント状態においても，評価項目を満足できる。 また，評価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，	5.2.2 燃料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，「外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。 なお，「5.1.1 崩壊熱除去機能喪失」で考慮している事故シーケンス（残留熱除去系の故障（ＲＨＲＳ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗），事象進展が同様なので併せて本重要事故シーケンスにおいて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。 本評価で想定するプラント状態においては，崩壊熱，原子炉冷却材及び注水手段の多様性の観点から，「ＰＯＳ－Ａ ＰＣＶ／ＲＰＶ開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」が燃料有効長頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して，最も厳しい想定である。したがって，当該プラント状態を基本とし，他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより，運転停止中の他のプラント状態においても，評価項目を満足できる。 また，評価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，	5.2.2　燃料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，「外部電源喪失＋交流電源喪失」である。 なお，「5.1 崩壊熱除去機能喪失」で考慮している原子炉補機冷却機能喪失により残留熱除去機能が喪失した場合については，事象進展が同様なので併せて本重要事故シーケンスにおいて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。 本評価で想定するプラント状態においては，崩壊熱，原子炉冷却材及び注水手段の多様性の観点から，「ＰＯＳ－Ａ　格納容器及び原子炉圧力容器の開放並びに原子炉ウェル満水への移行状態」が燃料棒有効長頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して，最も厳しい想定である。したがって，当該プラント状態を基本とし，他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより，運転停止中の他のプラント状態においても，評価項目を満足できる。 また，評価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，	・評価条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ＰＲＡにより抽出される事故シーケンスの相違。

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
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。 （添付資料 5.1.1,5.1.2） (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評価条件を第 5.2.2 表に示す。また，主要な評価条件について，本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。 a．初期条件 (a) 原子炉圧力容器の状態 原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については，燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から，未開放時の評価に包絡される。 (b) 崩壊熱 原子炉停止後の崩壊熱は，ANSI/ANS-5.1-1979 の式に基づくものとし，また，崩壊熱を厳しく見積もるために，原子炉停止 1 日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約 22MW である。 なお，崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約 37m³/h である。 （添付資料 5.1.3） (c) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温 事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし，また，原子炉初期水温は 52℃とする。 (d) 原子炉圧力 原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また，事象発生後において，水位低下量を厳しく見積もるために，原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする※1。 ※1 実操作では低圧注水系の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり，低圧代替注水系（常設）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べ小さくなるため，原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。	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。 （添付資料 5.1.2） (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評価条件を第 5.2－2 表に示す。また，主要な評価条件について，本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。 a．初期条件 (a) 原子炉圧力容器の状態 原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については，燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から，未開放時の評価に包絡される。 (b) 崩壊熱 原子炉停止後の崩壊熱は，ＡＮＳＩ／ＡＮＳ－5.1－1979 の式に基づくものとし，また，崩壊熱を厳しく見積もるために，原子炉停止 1 日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約 19MW である。 なお,崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約 32m³／h である。 （添付資料 5.1.3，5.1.4） (c) 原子炉水位及び原子炉水温 事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし，また，原子炉水温は 52℃とする。 (d) 原子炉圧力 原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また，事象発生後において，水位低下量を厳しく見積もるために，原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする※。 ※ 実操作では低圧代替注水系（常設）の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり，低圧代替注水系（常設）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べ小さくなるため，原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。	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。 （添付資料 5.1.1，5.1.2） (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評価条件を第 5.2.2－1 表に示す。また，主要な評価条件について，本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。 a．初期条件 (a) 原子炉圧力容器の状態 原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については，燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から，未開放時の評価に包絡される。 (b) 崩壊熱 原子炉停止後の崩壊熱は，ANSI/ANS－5.1－1979 の式に基づくものとし，また，崩壊熱を厳しく見積もるために，原子炉停止１日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約 14.0MW である。 なお，崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約 23m³/h である。 （添付資料 5.1.3） (c) 原子炉水位及び原子炉水温 事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし，また，原子炉水温は 52℃とする。 (d) 原子炉圧力 原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また，事象発生後において，水位低下量を厳しく見積もるために，原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする※1。 ※１ 実操作では低圧原子炉代替注水系（常設）の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり，低圧原子炉代替注水系（常設）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べ小さくなるため，原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。	・評価条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	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．事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源を喪失するものとする。 (b) 安全機能の喪失に対する仮定 全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し，全交流動力電源を喪失するものとする。	b．事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，送電系統の故障等によって，外部電源を喪失するものとする。 (b) 安全機能の喪失に対する仮定 全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，全交流動力電源を喪失するものとする。	b．事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源を喪失するものとする。 (b) 安全機能の喪失に対する仮定 すべての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，全交流動力電源を喪失するものとする。	・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。
	また，残留熱除去系海水系の機能喪失を重畳させるものとする。	また，原子炉補機冷却系の機能喪失を重畳させるものとする。	・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，「5.1 崩壊熱除去機能喪失」で考慮している原子炉補機冷却機能喪失により残留熱除去機能が喪失した場合についても本重要事故シーケンスにおいて燃料損傷防止対策の有効性を確認するために，原子炉補機冷却系の機能喪失を重畳することを明記している。
(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。起因事象として，外部電源を喪失するものとしている。	(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。起因事象として，外部電源を喪失するものとしている。	(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。起因事象として，外部電源を喪失するものとしている。	
c．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 低圧代替注水系（常設） 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量は 150m³/h とする。	c．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 低圧代替注水系（常設） 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量は，蒸発量に応じた注水流量として 27m³／h とする。	c．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 低圧原子炉代替注水系（常設） 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水流量は 200m³/h とする。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 ・評価条件の相違 【東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
(b) 代替原子炉補機冷却系 伝熱容量は約 23MW（原子炉冷却材温度 100℃，海水温度 30℃において）とする。 (c) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） 伝熱容量は，熱交換器 1 基あたり約 8MW（原子炉冷却材温度 52℃，海水温度 30℃において）とする。	(b) 緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系） 伝熱容量は熱交換器 1 基当たり約 24MW（原子炉冷却材温度 100℃，海水温度 32℃において）とする。	(b) 原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） 伝熱容量は，熱交換器 1 基あたり約 15.7MW（原子炉冷却材温度 100℃，海水温度 30℃において）とする。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 伝熱容量の相違。
d．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 事象発生 145 分までに常設代替交流電源設備によって交流電源の供給を開始する。 (b) 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，事象発生 145 分後から開始する。 (c) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）は軸受等の冷却が必要となるため，代替原子炉補機冷却系の準備が完了する事象発生 20 時間後から開始する。	d．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 事象発生 21 分までに中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備によって交流電源の供給を開始する。 (b) 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備操作は事象発生 25 分までに完了するが，原子炉注水操作は原子炉水位が低下し始める約 1.1 時間後から開始する。 (c) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）は軸受等の冷却が必要となるため，緊急用海水系の準備が完了する事象発生 4 時間 10 分後から開始する。	d．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 事象発生２時間までに常設代替交流電源設備によって交流電源の供給を開始する。 (b) 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，事象発生２時間後から開始する。 (c) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）は，軸受等の冷却が必要となるため，原子炉補機代替冷却系の準備が完了する事象発生 10 時間後から開始する。	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，常設代替交流電源設備からの受電操作の所要時間を踏まえ，原子炉注水開始を事象発生２時間後としている。 ・運用の相違 【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準備時間を踏まえ，原子炉の除熱開始を事象発生 10 時間後としている。
(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水位の推移を第 5.2.5 図に，原子炉水位と線量率の関係を第 5.2.6 図に示す。 a．事象進展 事象発生後，全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し，約１ 時間後に沸騰，蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し，事象	(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水位の推移を第 5.2－4 図に，原子炉水位と線量率の関係を第 5.2－5 図に示す。 a．事象進展 事象発生後，全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し，約 1.1 時間後に沸騰，蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し，事	(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水位の推移を第 5.2.2－1 図に，原子炉水位と線量率の関係を第 5.2.2－2 図に示す。 a．事象進展 事象発生後，全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し，事象発生から約 0.9 時間後に沸騰，蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。常設代替交流電源設備による交流電源の供給	・評価結果の相違 【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
発生から 145 分経過した時点で，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を行うことによって，原子炉水位は有効燃料棒頂部の約 2.9m 上まで低下するにとどまる。原子炉水位回復後は，蒸発量に応じた注水を実施することによって，原子炉水位を適切に維持することができる。	象発生から約 1.1 時間後以降は，低圧代替注水系（常設）により蒸発量に応じた注水を実施することによって，原子炉水位を通常運転水位付近に維持することができる。	を開始し，事象発生から２時間経過した時点で，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を行うことによって，原子炉水位は燃料棒有効長頂部の約 4.0m 上まで低下するにとどまる。原子炉水位回復後は，蒸発量に応じた注水を実施することによって，原子炉水位を適切に維持することができる。	水位が低下した後に原子炉注水を開始する。 東海第二では原子炉水位が低下する前に低圧代替注水系（常設）の準備操作が完了する。
事象発生から 20 時間経過した時点で，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除熱を開始することによって，原子炉水温は低下する。	事象発生から 4 時間 10 分経過した時点で，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱を開始することによって，原子炉水温は低下する。	事象発生から 10 時間経過した時点で，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱を開始することによって，原子炉水温は低下する。	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
b．評価項目等 原子炉水位は，第 5.2.5 図に示すとおり，有効燃料棒頂部の約 2.9m 上まで低下するに留まり，燃料は冠水を維持する。 原子炉圧力容器は未開放であり，第 5.2.6 図に示すとおり，必要な遮蔽※2 を確保できる水位である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上を下回ることがないため，放射線の遮蔽は維持される。なお，線量率の評価点は原子炉建屋オペレーティングフロアの床付近としている。また，全制御棒全挿入状態が維持されているため，未臨界は確保されている。	b．評価項目等 原子炉水位は，第 5.2－4 図に示すとおり，蒸発量に応じた注水を実施することによって原子炉水位を通常運転水位付近に維持することができ，燃料は冠水を維持する。 原子炉圧力容器は未開放であり，第 5.2－5 図に示すとおり，必要な遮蔽※が維持される水位である燃料有効長頂部の約 1.7m 上を下回ることがないため，放射線の遮蔽は維持される。なお，線量率の評価点は原子炉建屋原子炉棟 6 階の床付近としている。また，全制御棒全挿入状態が維持されているため，未臨界は確保されている。	b．評価項目等 原子炉水位は，第 5.2.2－1 図に示すとおり，燃料棒有効長頂部の約 4.0m 上まで低下するに留まり，燃料は冠水を維持する。 原子炉圧力容器は未開放であり，第 5.2.2－2 図に示すとおり，必要な遮蔽※2 が維持される水位である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上を下回ることがないため，放射線の遮蔽は維持される。なお，線量率の評価点は原子炉建物原子炉棟４階の燃料取替機台車床としている。また，全制御棒全挿入状態が維持されているため，未臨界は確保されている。	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
なお，事象発生前に現場にいた作業員の退避における放射線影響については現場環境が悪化する前に退避が可能であるため，影響はない。 事象発生 145 分後から，常設代替交流電源設備により電源を供給された低圧代替注水系（常設）の安定した原子炉注水を継続することから，長期的に原子炉圧力容器及び原子炉格納容器の安定状態を継続できる。	なお，事象発生前に現場にいた作業員の退避における放射線影響については現場環境が悪化する前に退避が可能であるため，影響はない。 事象発生 25 分後から，常設代替交流電源設備により電源を供給された低圧代替注水系（常設）の安定した原子炉注水を継続することから，長期的に原子炉圧力容器及び格納容器の安定状態を継続できる。	なお，事象発生前に現場にいた作業員の退避における放射線影響については現場環境が悪化する前に退避が可能であるため，影響はない。 事象発生２時間後から，常設代替交流電源設備により電源を供給された低圧原子炉代替注水系（常設）で原子炉注水を行い，事象発生 10 時間後から，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による除熱を開始することで，長期的に安定状態を維持できる。	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
本評価では，「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。 ※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。全交流動力電源喪失における原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業時間及び作業員の退避は 1 時間以内であり，作業員の被ばく量は最大でも 10mSv となるた	本評価では，「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。 ※ 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv／h とする。全交流動力電源喪失における原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業時間及び作業員の退避は 2.2 時間以内であり，作業員の被ばく量は最大でも 22mSv となるため，緊急作	本評価では，「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。 ※２ 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。全交流動力電源喪失における原子炉建物原子炉棟４階からの現場作業員の退避は２時間以内であり，作業員の被ばく量は最大でも 20mSv となるため，緊急作業時における	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉での現場

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
め，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。 本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋オペレーティングフロアでの操作を必要な作業としていないが，燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへの注水について仮に考慮し，可搬型スプレイヘッダ及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。 必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は，定期検査作業時での原子炉建屋オペレーティングフロアにおける線量率を考慮した値である。 この線量率となる水位は有効燃料棒頂部の約 2.0m 上（通常水位から約 2.4m 下）の位置である。 （添付資料 4.1.2，5.1.5，5.1.6，5.2.1）	業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。 本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋原子炉棟６階での操作を必要な作業としていないが，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作について仮に考慮し，可搬型スプレイノズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。 必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv／h は，施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟 6 階における線量率を考慮した値である。 この線量率となる水位は燃料有効長頂部の約 1.7m 上（通常水位から約 3.5m 下）の位置である。 （添付資料 5.1.5，5.1.7，5.2.1）	被ばく限度の 100mSv に対して，余裕がある。 本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建物原子炉棟４階での操作を必要な作業としていないが，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）を使用した燃料プールへの注水について仮に考慮し，可搬型スプレイノズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。 必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は，定期事業者検査作業時での原子炉建物原子炉棟４階における線量率を考慮した値である。 この線量率となる水位は燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上（通常水位から約 3.3m 下）の位置である。 （添付資料 4.1.2，5.1.5，5.1.6，5.2.1）	作業員の退避時間を考慮した評価結果。 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
5.2.3 評価条件の不確かさの影響評価 評価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。 本重要事故シーケンスは，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，残留熱除去系等による崩壊熱除去機能を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，常設代替交流電源設備による受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作とする。	5.2.3 評価条件の不確かさの影響評価 評価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。 本重要事故シーケンスは，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）等による崩壊熱除去機能を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，常設代替交流電源設備による受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作とする。	5.2.3　評価条件の不確かさの影響評価 評価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。 本重要事故シーケンスは，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）等による崩壊熱除去機能を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，常設代替交流電源設備による受電及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作並びに原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱操作とする。	・記載方針の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，事象進展に有意な影響を与えられると考えられる操作として，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱操作についても明記。
(1) 評価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	(1) 評価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	(1)　評価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
初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 5.2.2 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，評価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。	初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 5.2－2 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，評価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。	初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 5.2.2－1 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，評価条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。	
(a)運転員等操作時間に与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 22.4MW に対して最確条件は約 22MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 40℃～約 53℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h※2 が維持される水位）である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上の高さに到達するまでの時間は約 2 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃，原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが，注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉水位は，評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなるが，注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点	(a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は約 18.8MW 未満であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 47℃～約 58℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv／h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃，原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが，注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉水位は，評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎがあり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より低くなる場合があるため，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は短くなる場合があるが，注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失によ	(a)　運転員等操作時間に与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 14.0MW に対して最確条件は約 14.0MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 29℃～約 46℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約 2.7 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃，原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが，注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉水位は，評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなるが，注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起	・評価条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・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。 ・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。 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・実績値の相違 【東海第二】 島根２号炉の最確条件を記載。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
とする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。 初期条件の原子炉圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作や給電操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作ものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり，評価条件の不確かさとして，原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，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。 (b)評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 22.4MW に対して最確条件は約 22MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下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。仮に，原子炉停止後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は，注水までの時間余裕が短くなることから，評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽を確保できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h※2 が確保される水位）である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上の高さに到達するまでの時間は約２時間，有効燃料棒頂部到達まで約 3 時間となることから，評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし，本時間に対して作業員が現場から退	る異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 初期条件の原子炉圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作や給電操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり，評価条件の不確かさとして，原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，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。 (b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は約 18.8MW 未満であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下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。仮に，原子炉停止後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は，注水までの時間余裕が短くなることから，評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位(必要な遮蔽の目安とした 10mSv／h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間，燃料有効長頂部到達まで約 4.2 時間となることから，評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし，本時間に対して作業員が現場から退避するまでの時間及び原子	点とする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。 初期条件の原子炉圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作や給電操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり，評価条件の不確かさとして，原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，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。 (b)　評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 14.0MW に対して最確条件は約 14.0MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下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。仮に，原子炉停止後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は，注水までの時間余裕が短くなることから，評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約 2.7 時間，燃料棒有効長頂部到達まで事象発生から約 4.2 時間となることから，評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし，	・評価条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・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。 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
避するまでの時間及び原子炉注水までの時間は確保されているため放射線の遮蔽は維持され，原子炉水位が有効燃料棒頂部を下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小さい。	炉注水までの時間は確保されているため放射線の遮蔽は維持され，原子炉水位が燃料有効長頂部を下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小さい。	本時間に対して作業員が現場から退避するまでの時間及び原子炉注水までの時間は確保されているため放射線の遮蔽は維持され，原子炉水位が燃料棒有効長頂部を下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小さい。	
初期条件の原子炉水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 40℃～約 53℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h※2 が維持される水位）である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上の高さに到達するまでの時間は約２時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃かつ原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。	初期条件の原子炉水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 47℃～約 58℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位(必要な遮蔽の目安とした 10mSv／h が維持される水位)である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃かつ原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。	初期条件の原子炉水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 29℃～約 46℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約 2.7 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃かつ原子炉停止から１日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。	・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。 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	
初期条件の原子炉水位は，評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	初期条件の原子炉水位は，評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎがあり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より低くなる場合があるが，原子炉水位のゆらぎによる変動量は，事象発生後の水位低下量に対して十分小さいことから，評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。	初期条件の原子炉水位は，評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	・実績値の相違 【東海第二】 島根２号炉の最確条件を記載。
初期条件の原子炉圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下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※3。	初期条件の原子炉圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下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※。	初期条件の原子炉圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下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※3。	
初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり，本評価条件の不確かさとして，原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，	初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり，本評価条件の不確かさとして，原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展	初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり，本評価条件の不確かさとして，原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
事象進展に与える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。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，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。 ※3 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。	に与える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。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，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。 ※ 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。	事象進展に与える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。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，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。 ※３ 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。	
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 操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から 145 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，常設代替交流電源設備からの受電操作については 2 系列の非常用高圧母線の電源回復を想定しているが，低圧代替注水系（常設）は非常用高圧母線 D 系の電源回復後に運転可能であり，原子炉注水操作開始の時間が早まり，原子炉水位の回復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。	(a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から 25 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，常設代替交流電源設備からの受電操作については実態の操作時間が評価上の操作開始時間とほぼ同等であることから，運転員等操作開始時間に与える影響は小さい。	(a)　運転員等操作時間に与える影響 操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から２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，常設代替交流電源設備からの受電操作については ＳＡ低圧母線及び２系列の非常用高圧母線の電源回復を想定しているが，低圧原子炉代替注水系（常設）は ＳＡ低圧母線の電源回復後に運転可能であり，原子炉注水操作開始の時間が早まり，原子炉水位の回復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。	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，常設代替交流電源設備からの受電操作の所要時間を踏まえ，原子炉注水開始を事象発生２時間後としている。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 ・評価結果の相違 【東海第二】 島根２号炉は，原子炉水位が低下した後に原子炉注水を開始する。東海第二では原子炉水位が低下する前に低圧代替注水系（常設）の準備操作が完了する。
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，復水移送ポンプの起動操作が常設代替交流電源設備からの受電操作の影響を受けるが，低圧代替注水系（常設）は非常用高圧母線 D 系の電源回復後に運転可能であり，原子炉注水操作開始の時間が早まり，原子炉水位の回復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。	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，原子炉水位が低下し始める事象発生から約 1.1 時間後に開始する。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，原子炉水位を監視しながら原子炉注水操作を実施するため，原子炉水温の上昇が放熱等の影響により緩やかとなり，沸騰による原子炉水位低下の開始時間が遅れた場合には原子炉注水開始時間が遅れるが，他の並列操作はないことから，他の操作に与える影響はない。	低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，低圧原子炉代替注水ポンプの起動操作が常設代替交流電源設備からの受電操作の影響を受けるが，低圧原子炉代替注水系（常設）はＳＡ低圧母線の電源回復後に運転可能であり，原子炉注水操作開始の時間が早まり，原子炉水位の回復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。	

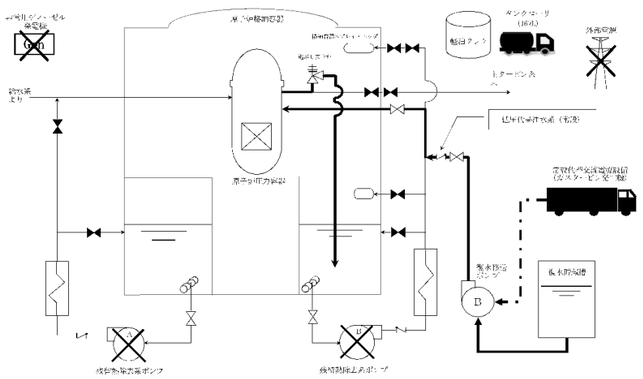
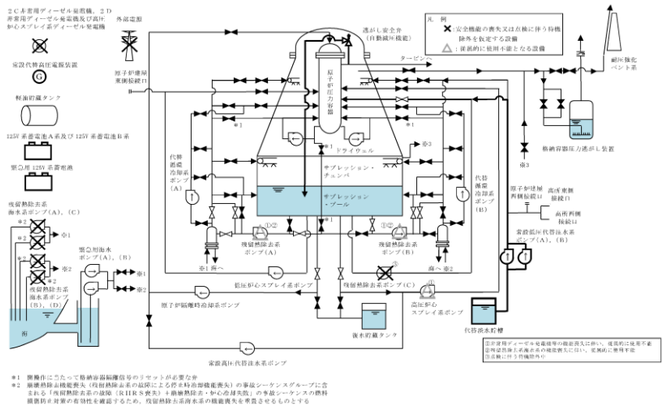
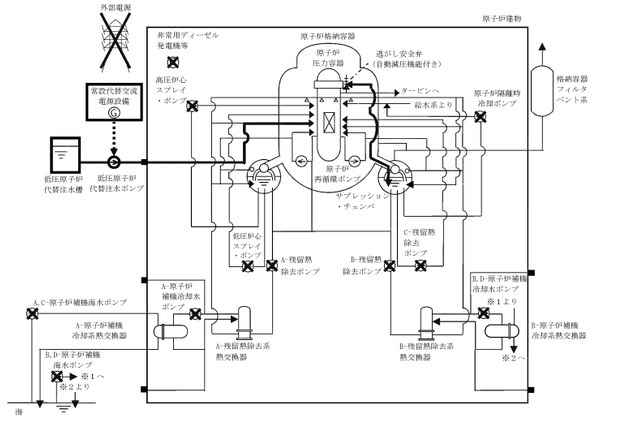
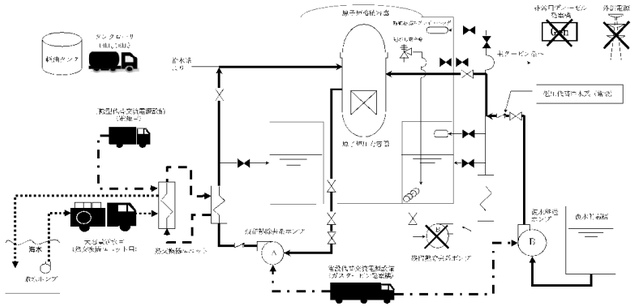
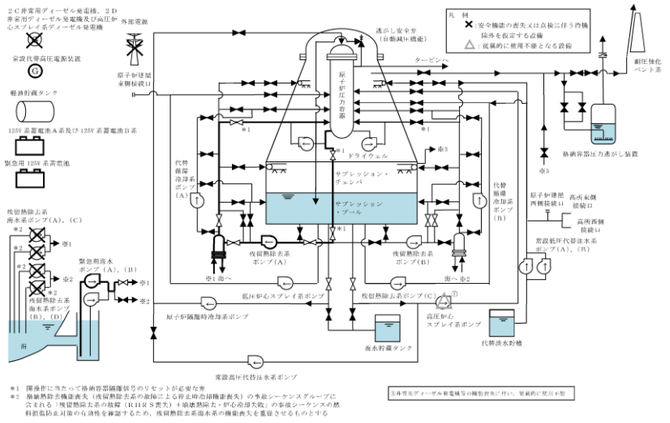
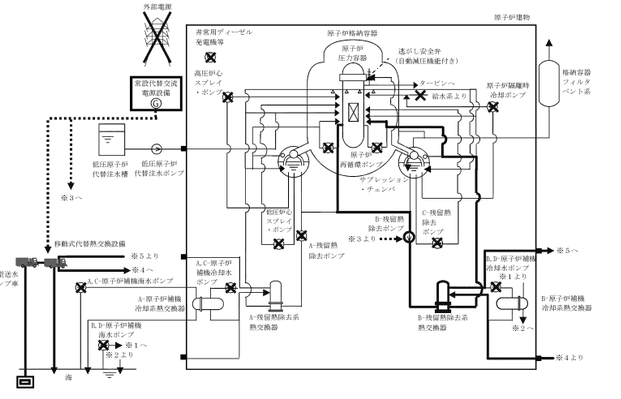
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
操作条件の代替原子炉補機冷却系の運転操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から 20 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，代替原子炉補機冷却系の準備は，緊急時対策要員の参集に 10 時間，その後の作業に 10 時間の合計 20 時間を想定しているが，準備操作が想定より短い時間で完了することで操作開始時間が早まる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から 4 時間 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，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。	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（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から 10 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，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。	・運用の相違 【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準備時間を踏まえ，原子炉の除熱開始を事象発生 10 時間後としている。
(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和す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。 操作条件の代替原子炉補機冷却系の運転操作は，運転員等操作時間に与える影響として，操作開始時間は評価上の想定より早まる可能性があるが，原子炉への注水をすでに実施していることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 （添付資料 5.1.1，5.1.6，5.2.2）	(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の常設代替交流電源設備からの受電並びに低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備操作及び原子炉注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作時間は評価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。 操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作は，運転員等操作時間に与える影響として，操作開始時間は評価上の想定より早まる可能性があるが，原子炉への注水をすでに実施していることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	(b)　評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和す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。 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（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱操作は，運転員等操作時間に与える影響として，操作開始時間は評価上の想定より早まる可能性があるが，原子炉への注水をすでに実施していることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 （添付資料 5.1.1，5.1.6，5.2.2）	・評価結果の相違 【東海第二】
(2) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。 操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 3 時間，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は約 5 時間であり，事故を認知して注水を開始するまでの時間が 145 分であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。 操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は，事象発生約	(2) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。 操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 4.5 時間，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は約 6.3 時間であり，事故を認知して注水を開始するまでの時間が約 1.1 時間であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。 操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停	(2)　操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。 操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 4.3 時間，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は事象発生から約 6.1 時間であり，事故を認知して注水を開始するまでの時間が事象発生から２時間後であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。 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	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・運用の相違

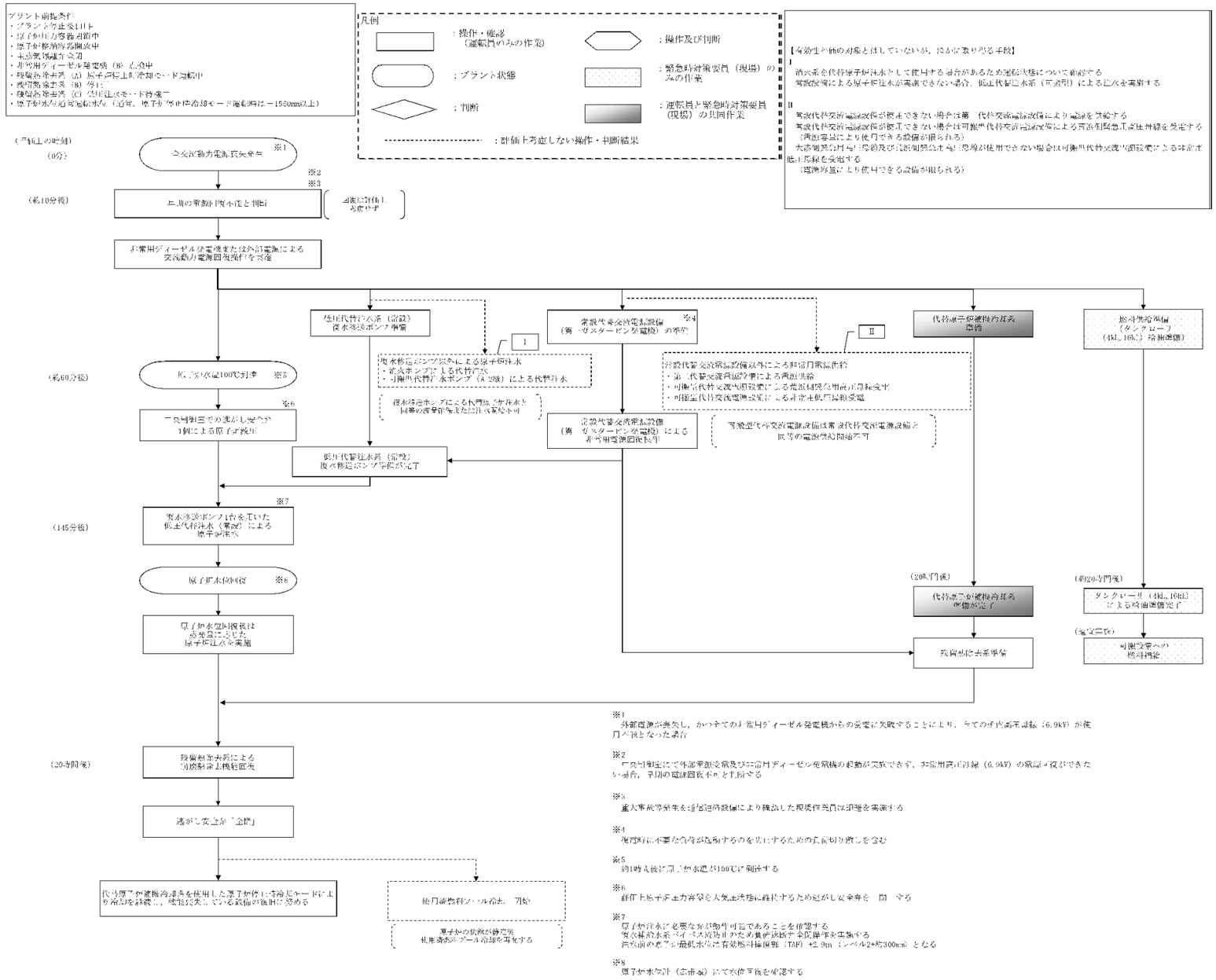
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
20 時間後の操作であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。仮に，操作が遅れる場合は，低圧代替注水系（常設）による原子炉への注水は継続する。 （添付資料 5.1.1，5.1.6，5.2.2）	止時冷却系）運転による原子炉除熱操作は，事象発生 4 時間 10 分後の操作であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。仮に，操作が遅れる場合は，低圧代替注水系（常設）による原子炉への注水は継続する。	（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱操作は，事象発生から 10 時間後の操作であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。仮に，操作が遅れる場合は，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉への注水を継続する。 （添付資料 5.1.1，5.1.6，5.2.2）	【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準備時間を踏まえ，原子炉の除熱開始を事象発生 10 時間後としている。
(3) まとめ 評価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，評価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。	(3) まとめ 評価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，評価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。 （添付資料 5.2.2，5.2.3）	(3)　まとめ 評価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，評価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。	
5.2.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において，6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策時における事象発生 10 時間までの必要な要員は，「5.2.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり 16 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員，緊急時対策要員等の 64 名で対処可能である。	5.2.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において，重大事故等対策時における必要な要員は，「5.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 20 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の 37 名で対処可能である。	5.2.4　必要な要員及び資源の評価 (1)　必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において，重大事故等対策時に必要な要員は，「5.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 29 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員，緊急時対策要員等の 43 名で対処可能である。	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。 ・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 29 名は夜間・休日

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
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。			を含め発電所に常駐している要員である。 ・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。
(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において，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。 ａ．水源 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，号炉あたり約 700m³ 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 1,400m³ 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 の水量を保有している。これにより，6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮しても，注水によって復水貯蔵槽を枯渇させることなく，必要な水量が確保可能であり，7 日間の継続実施が可能である。 （添付資料 5.2.3）	(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において，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。 ａ．水源 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 90m³ の水が必要である。水源として，代替淡水貯槽に約 4,300m³ の水量を保有している。これにより，注水によって代替淡水貯槽を枯渇させることなく，必要な水量が確保可能であり，7 日間の継続実施が可能である。 （添付資料 5.2.4）	(2)　必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において，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。 ａ．水源 低圧原子炉代替注水系（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，約 300m³ の水が必要となる。水源として，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 の水を保有している。これにより，必要な水源は確保可能である。また，事象発生２時間 30 分後以降に輪谷貯水槽（西１／西２）の水を大量送水車により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日間の継続実施が可能である。 （添付資料 5.2.3）	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
ｂ．燃料 常設代替交流電源設備による電源供給については，保守的に事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に 6 号及び 7 号炉において合計約 504kL の軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系専用の電源車については，保守的に事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に号炉あたり約 37kL の軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車（熱交換器ユニット用）については，保守的に事象発生直後からの大容量送水車（熱交換器ユニット用）の運転を想定すると，7 日間の運転継続に号炉あたり約 11kL の軽油が必要となる。5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については，事象発生直後	ｂ．燃料 常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）による電源供給については，保守的に事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に合計約 352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクにて約 800kL の軽油を保有しており，この使用が可能であることから，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）による電源供給について，7 日間の継続が可能である。	ｂ．燃料 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 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について，７日間の継続が可能である。 大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水については，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 12m³ の軽油が必要となる。原子炉補機代替冷却系の大型送水ポンプ車については，事象発生直後からの大型送水ポンプ車の運転を想定すると，７日間の運転継続に約 53m³ の軽油が必要となる。合計約	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・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
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 613kL） 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，代替原子炉補機冷却系の運転，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について，7 日間の継続が可能である。 （添付資料 5.2.4）	緊急時対策所用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 70.0kL の軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約 75kL の軽油を保有しており，この使用が可能であることから，緊急時対策所用発電機による電源供給について，7 日間の継続が可能である。 （添付資料 5.2.5）	65m³ 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，これらの使用が可能であることから，大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び原子炉補機代替冷却系の運転について，７日間の継続が可能である。 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。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約45m³の軽油を保有しており，この使用が可能であることから，緊急時対策所用発電機による電源供給について，７日間の継続が可能である。 （添付資料 5.2.4）	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。 ・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。
c．電源 常設代替交流電源設備の電源負荷については，重大事故対策等に必要な負荷として，6 号炉で約 1,594kW，7 号炉で約 1,560kW 必要となるが，常設代替交流電源設備は連続定格容量が 1 台あたり 2,950kW であり，必要負荷に対しての電源供給が可能である。 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。 蓄電池の容量については，交流電源が復旧しない場合を想定しても，不要な直流負荷の切り離し等を行うことにより，24 時間の直流電源供給が可能である。 （添付資料 5.2.5）	c．電源 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 3,276kW 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）の連続定格容量は約 5,520kW であり，必要負荷に対しての電源供給が可能である。 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。 蓄電池の容量については，交流電源が復旧しない場合を想定しても，不要な直流負荷の切離しを行うことにより，24 時間の直流電源供給が可能である。 （添付資料 5.2.6）	c．電源 常設代替交流電源設備の電源負荷については，重大事故対策等に必要な負荷として，約 2,406kW 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。 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。 蓄電池の容量については，交流電源が復旧しない場合を想定しても，不要な直流負荷の切り離し等を行うことにより，24 時間の直流電源供給が可能である。 （添付資料 5.2.5）	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 電源設備容量の相違。 ・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
5.2.5 結論 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，残留熱除去系等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策としては，初期の対策として，常設代替交流電源設備による交流電源供給手段，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉除熱手段を整備している。	5.2.5 結 論 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，残留熱除去系等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策としては，初期の対策として，常設代替交流電源設備による交流電源供給手段，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱手段を整備している。	5.2.5　結論 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，残留熱除去系等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策としては，初期の対策として，常設代替交流電源設備による交流電源供給手段，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水手段，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残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱手段を整備している。	
事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗」について有効性評価を行った。	事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。	事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋交流電源喪失」について有効性評価を行った。	・評価条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ＰＲＡにより抽出される事故シーケンスの相違。
上記の場合においても，常設代替交流電源設備による交流電源供給，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水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除熱を実施することにより，燃料損傷することはない。 その結果，有効燃料棒頂部の冠水，放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 評価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。 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。 以上のことから，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水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除熱等の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。	上記の場合においても，常設代替交流電源設備による交流電源供給，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱を実施することにより，燃料損傷することはない。 その結果，燃料有効長頂部の冠水，放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 評価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。 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。 以上のことから，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。	上記の場合においても，常設代替交流電源設備による交流電源供給，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水及び原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱を実施することにより，燃料損傷することはない。 その結果，燃料棒有効長頂部の冠水，放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 評価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。 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。 以上のことから，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水及び原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。	

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
 第5.2.1 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図（1/2）（原子炉減圧及び原子炉注水）	 第 5.2－1 図 全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図（1／2）（原子炉減圧及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水段階）	 第5.2.1－1(1)図 「全交流動力電源喪失」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）	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
 第5.2.2 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図（2/2）（原子炉停止時冷却及び原子炉注水）	 第 5.2－1 図 全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図（2／2）（緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱段階）	 第5.2.1－1(2)図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図（原子炉停止時冷却）	



※1
外部電源が喪失し，かつ全ての非常用ディーゼル発電機からの受電に失敗することにより，全ての6.9kV 母線電圧（6.9kV）が喪失となった場合

※2
６及び７号炉にて外部電源受電及び６号非常用ディーゼル発電機の起動が実施できず，非常用母線（6.9kV）の電圧が確立できない場合，早期の電源回復本部を立ち上げる

※3
重大事故等発生を通信連絡設備により識別した現場作業員は招集を実施する

※4
復旧時に不要な負荷が起動するのを防止するための真空切り替えを含む

※5
約1時間後に原子炉水位-5100mmに到達する

※6
評価上原子炉圧力容器を大気圧状態に維持するため逃がし安全弁を一開一する

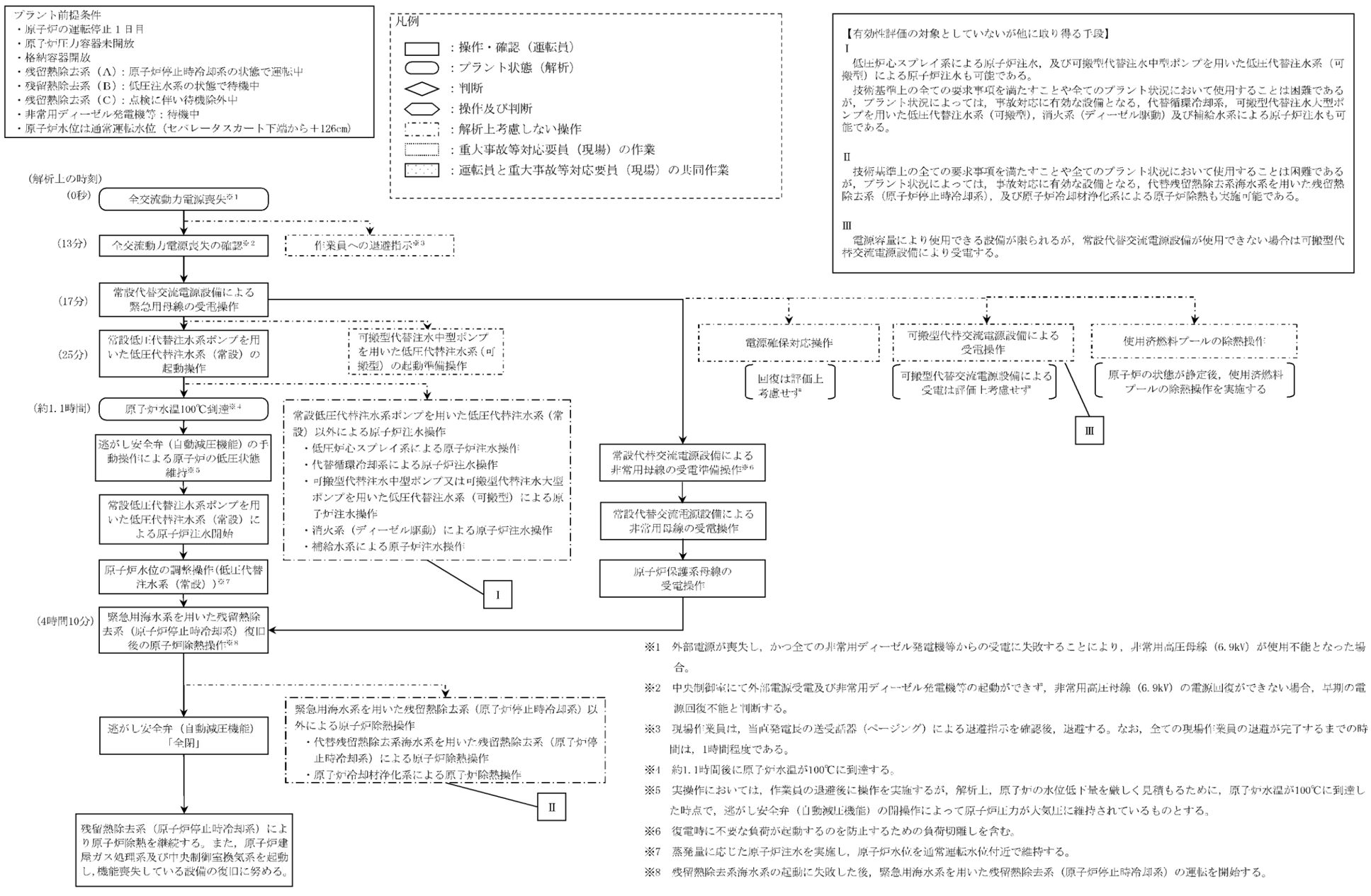
※7
原子炉注水に必要な弁が動作可能であることを確認する
復水補給水系ライン及び消火ポンプのため真空破壊弁を実施する
注水前の炉心上部最低水位は有効燃料棒頂部（TAF）+2.9m（レベル24相当300mm）となる

※8
原子炉水位計（広帯域）にて注水後を確認する

第 5.2.3 図　「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要

備　　考
差異理由は，島根２号炉「5.2.1－2 図　「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要」の備考欄参照。

差異理由は，島根２号炉「5.2.1－2 図　「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要」の備考欄参照。



※1　外部電源が喪失し，かつ全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより，非常用高圧母線（6.9kV）が使用不能となった場合。

※2　中央制御室にて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。

※3　現場作業員は，当直発電長の送受話器（ページング）による退避指示を確認後，退避する。なお，全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は，1時間程度である。

※4　約1.1時間後に原子炉水温が100℃に到達する。

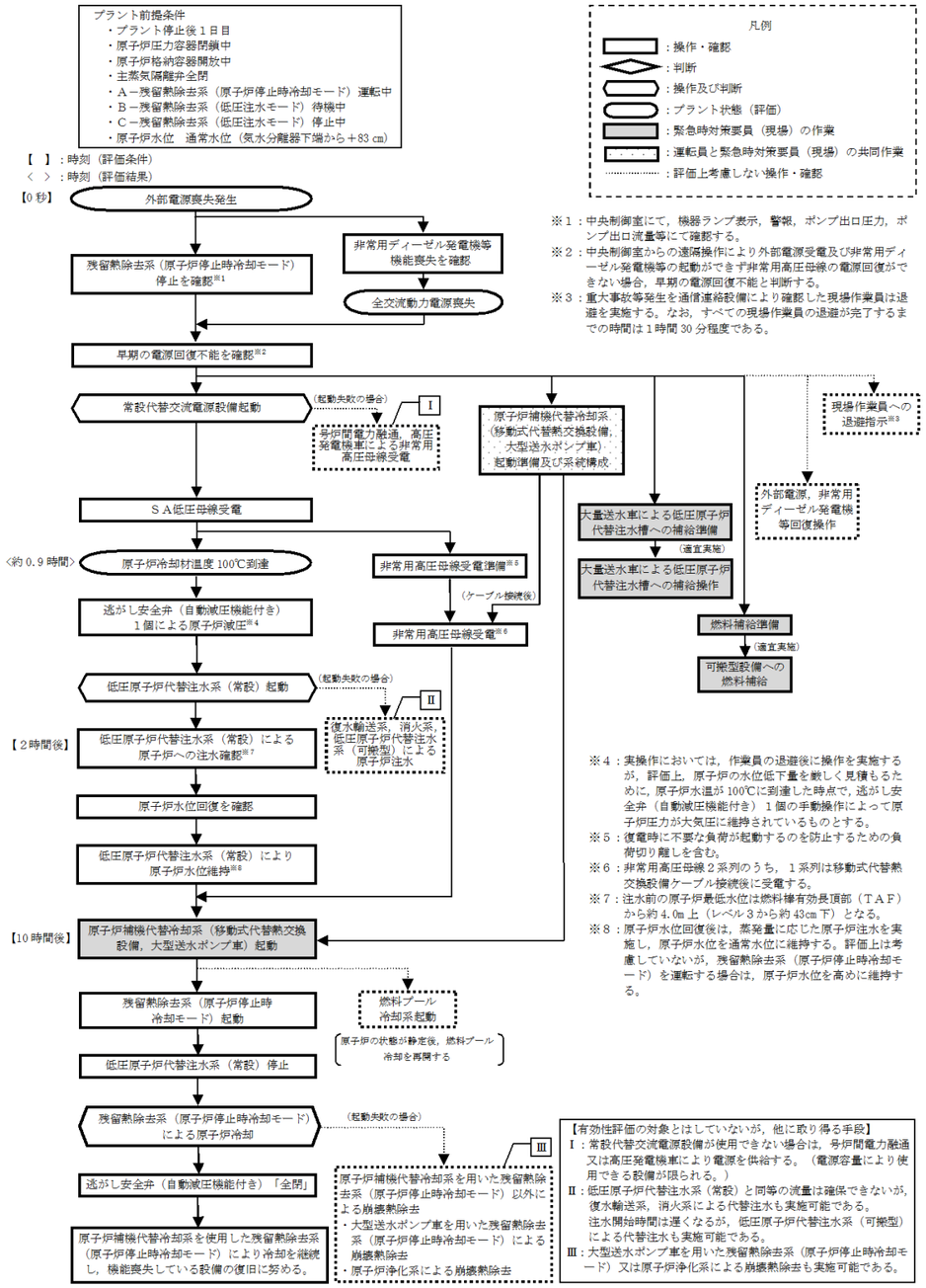
※5　実操作においては，作業員の退避後に操作を実施するが，解析上，原子炉の水位低下量を厳しく見積もるために，原子炉水温が100℃に到達した時点で，逃がし安全弁（自動減圧機能）の開操作によって原子炉圧力が大気圧に維持されているものとする。

※6　復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。

※7　蒸発量に応じた原子炉注水を実施し，原子炉水位を通常運転水位付近で維持する。

※8　残留熱除去系海水系の起動に失敗した後，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を開始する。

第 5.2－2 図　全交流動力電源喪失の対応手順の概要



5.2.1－2 図　「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要

備　　考

・評価結果の相違
【柏崎 6/7，東海第二】
・設備及び運用の相違
【柏崎 6/7，東海第二】

備　考
差異理由は，島根２号炉「第 5.2.1－3 図　「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照。

全交流動力電源喪失

操作内容	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（分）	備考
	責任者	当直長		1人	中央制御室 緊急時対策本部運絡			10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130 140 150 160 170 180 190 200 210 220 230	
	運転員	6号	当直副長	1人	多号炉運転操作連絡			▽事象発生 ▽プラント状況確認 ▽約60分　原子炉冷却材温度100℃到達 ▽約60分　常設代替交流電源設備による給電開始 ▽145分　原子炉注水開始	
		7号	当直副長	1人					
	重機運転者	緊急時対策本部要員		2人	中央制御室待避 屋外作業時装備				
		運転員（中央制御室）		運転員（現場）		緊急時対策要員（現場）			
		6号	7号	6号	7号	6号	7号		
状況判断		1人 A	1人 a	－	－	－	－	・全交流動力電源喪失確認	10分
交流電源回復操作 （常設非常用ディーゼル）		－	－	－	－	－	－	・非常用ディーゼル発電機（Ａ系）起動	常設代替交流電源設備による給電開始までの時間を考慮
		－	－	－	－	－	－	・外部電源（Ａ系）受電	
直流電源確保		（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・逃がし安全弁（Ａ系）による手動減圧操作	5分
常設代替交流電源設備からの非常用母線（Ａ系）受電準備操作		（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・非常用母線負荷切離し（交流動力盤（Ａ系）負荷切離し）	30分
		－	－	2人 C，D	2人 c，d	－	－	・設備移動（車両）	10分
		－	－	（2人） C，D	（2人） c，d	－	－	・設備移動 ・非常用母線切換操作（Ａ系　交流動力盤）	105分
常設代替交流電源設備起動準備 （第一ガスタービン発電機）		（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・第一ガスタービン発電機　起動	75分
常設代替交流電源設備運転 （第一ガスタービン発電機）		（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・第一ガスタービン発電機　給電	25分
常設代替交流電源設備からの非常用母線（Ａ系）受電操作		（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・非常用母線切換操作　受電確認	10分
		－	－	（2人） C，D	（2人） c，d	－	－	・非常用母線切換操作　受電	10分
常設代替交流電源設備運転 （第二ガスタービン発電機）		（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・非常用母線切換操作（Ａ系　交流動力盤（Ａ系）負荷切離し）	75分
		－	－	（2人） C，D	（2人） c，d	－	－	・設備移動 ・非常用母線切換操作（Ａ系　交流動力盤）	105分
常設代替交流電源設備からの非常用母線（Ａ系）受電操作		（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・非常用母線切換操作（Ａ系）　受電確認	10分
		－	－	（2人） C，D	（2人） c，d	－	－	・非常用母線切換操作（Ａ系）　受電	10分
可搬式代替交流電源設備（常設）　接続操作		（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・可搬式代替交流電源設備（常設）　接続確認 ・可搬式代替交流電源設備（常設）　起動受領	15分
可搬式代替交流電源設備（可搬）　給油操作		（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・可搬式代替交流電源設備　給油操作	原子炉格納容器，燃料重要度に応じ給油

第 5.2.4 図　「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間(1/2)

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

全交流動力電源喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（時間）	備考
	運転員（中央制御室）		運転員（現場）		緊急時対策要員（現場）			9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24	
	6号	7号	6号	7号	6号	7号			
低圧代替注水系（常設）　注水操作	（1人） A	（1人） a					・残留熱除去系　注水操作	原子炉水位回復後，蒸発量に応じた注水	
給油準備	－	－	－	－	2人		・給油班協働装備準備／装着	10分	
							・軽油タンクからタンクローリ（16kL）への積載	120分	タンクローリ（16kL）残量に応じて適宜軽油タンクから補給
給油作業	－	－	－	－			・第一ガスタービン発電機用燃料タンクへの給油	連続給油	
代替原子炉補機冷却系　操作準備	－	－	（2人） C，D	（2人） c，d	－	－	・放射線防護装備準備	10分	
							・現場移動 ・代替原子炉補機冷却系　運転系統構成	300分	
					13人 （参集） ↓ ※1，※2	13人 （参集） ↓ ※1，※2	・放射線防護装備準備	10分	
	－	－	－	－			・現場移動 ・常設可搬設備及び非一次系設備，施設及び系統水張り	10時間	
給油準備	－	－	－	－	※1 ↓ （2人）		・軽油タンクからタンクローリ（4kL）への積載	140分	タンクローリ（4kL）残量に応じて運転員タンクから補給
給油作業							・車両等への給油 ・大容量送水車（熱交換器ユニット用）への給油	連続実施	
代替原子炉補機冷却系　運転	－	－	－	－	※2 ↓ （3人）	※2 ↓ （3人）	・代替原子炉補機冷却系　運転状態監視	連続実施	
発信連絡対応（原子炉停止時冷却モード） 初動操作	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・原子炉停止時冷却モード　監視準備	20分	
発信連絡対応（原子炉停止時冷却モード） 初動操作	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・原子炉停止時冷却モード　運転	10分	
	（1人） A	（1人） a					・原子炉停止時冷却モード運転による原子炉状態変化	連続実施	
使用済燃料プール冷却　準備 （運転上可能せず）	－	－	（2人） C，D	（2人） c，d	－	－	・燃料プール冷却浄化系熱交換器冷却水隔離	・代替原子炉補機冷却系あるいは残留熱除去系が使用できない場合の燃料プール冷却浄化系熱交換器を用意する　60分	
	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・スキマサージタンク水位調整 ・燃料プール冷却浄化系　系統構成	・再起動準備としてろ過脱塩器の隔離及びスキマサージタンクへの補給を実施する　30分	燃料プール水位「EL」以下到達時要員を確保して対応する
	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・燃料プール冷却浄化系再起動	・燃料プール冷却浄化ポンプを用意し使用可能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　30分	
必要人員数　合計	1人 A	1人 a	2人 C，D	2人 c，d	2人 （その他参集26人）				

（　）内の数字は他の作業終了後，移動して対応する人員数。

第 5.2.4 図　「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間(2/2)

備　考

差異理由は，島根２号炉「第 5.2.1－3 図　「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照。

運転停止中　全交流動力電源喪失

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 責任者	当直長	1人	中央監視操作指揮	操作の内容	経過時間（時間） 0　1　2　3　4　5　53	備考
	補佐	当直副長	1人	操作指揮補佐			
	指揮者等	災害対策要員（指揮者等）	4人	初動での指揮 発電所内外連絡			
	当直運転員（中央制御室）	当直運転員（現場）		重大事故等対応要員（現場）			
						▽事象発生	
						▽約 10 分　プラント状況判断	
						▽約 13 分　全交流動力電源喪失の確認	
						▽25 分　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）準備完了	
						▽約 1.1 時間　原子炉水温 100℃到達	
						▽4 時間 10 分 緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）操作開始	
状況判断	1人 A	–	–		●外部電源喪失の確認	10 分	
					●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認		
早期の電源回復不能の確認	【1人】 A	–	–		●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	1 分	
					●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	2 分	
作業員への退避指示	–	–	–		●当直副長による作業員への退避指示	60 分以内に退避完了	解析上考慮しない 中央制御室で当直副長が指示する
常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作	【1人】 A	–	–		●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	4 分	
実施確保操作対応	–	–	2人 a, b		●現場調査操作	適宜実施	解析上考慮しない
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）の起動操作	【1人】 A	–	–		●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）による原子炉注水に必要な負荷の電源切替操作	4 分	
					●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）による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	3 分	
常設代替交流電源設備による非常用母線の受電準備操作	【1人】 A	–	–		●非常用母線の受電準備操作（中央制御室）	35 分	
	–	1人 c	1人 c		●非常用母線の受電準備操作（現場）	75 分	
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉の減圧状態維持	【1人】 A	–	–		●逃がし安全弁（自動減圧機能）1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（常設））	【1人】 A	–	–		●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）による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を通常運転水位付近に維持	
常設代替交流電源設備による非常用母線の受電操作	【1人】 A	–	–		●常設代替高圧電源装置3台の追加起動操作	8 分	
					●非常用母線の受電操作	5 分	
原子炉保護系母線の受電操作	【1人】 A	–	–		●原子炉保護系母線の復旧準備操作	10 分	
	–	【1人】 c	【1人】 c		●原子炉保護系母線の復旧操作（現場）	105 分	
	【1人】＋1人 A, B	–	–		●原子炉保護系母線の復旧操作（中央制御室）	10 分	
緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運用後の原子炉除熱操作	【1人】 A	–	–		●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱の起動準備操作	6 分	残留熱除去系ポンプ（A）
					●残留熱除去系海水系の手動起動操作（失敗）	4 分	
					●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	
					●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱の起動操作	6 分	
					●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱状態の監視	適宜実施	
使用済燃料プールの除熱操作	【1人】 A	–	–		●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
					●代替燃料プール冷却系の起動操作	15 分	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	–	–	8人 d～k		●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	170 分	解析上考慮しない 約55時間までに実施する
必要要員合計	2人 A, B	1人 C	11人　a～k				

第 5.2－3 図 全交流動力電源喪失時の作業と所要時間

備　考

差異理由は，島根２号炉「第 5.2.1－3 図　「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照。

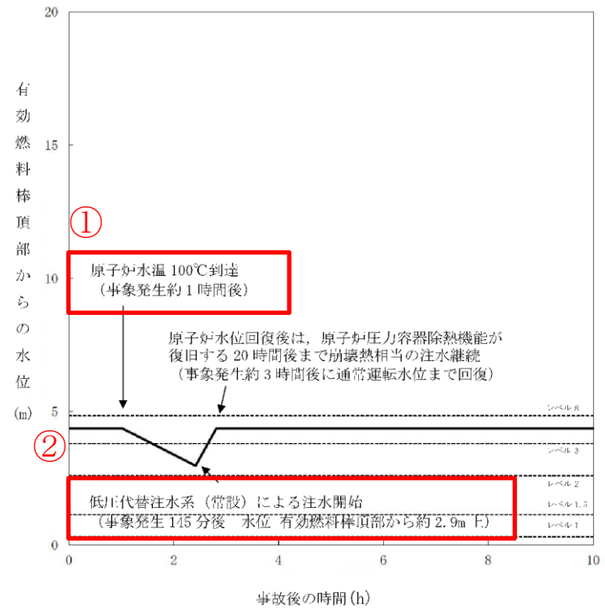
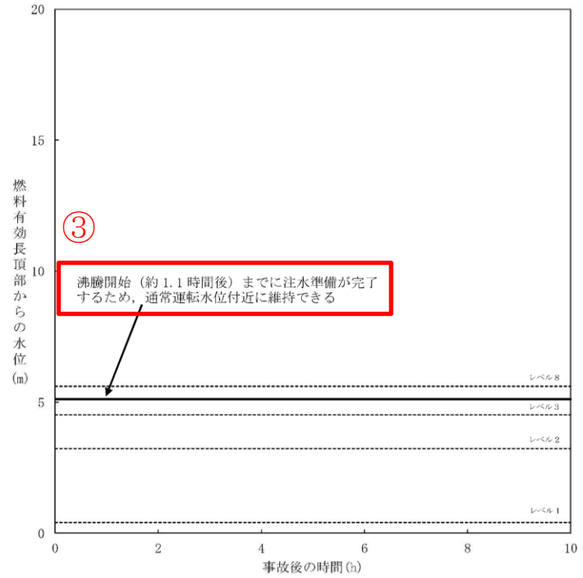
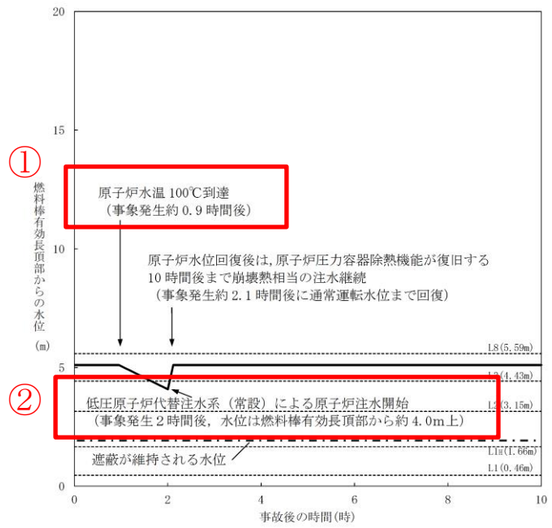
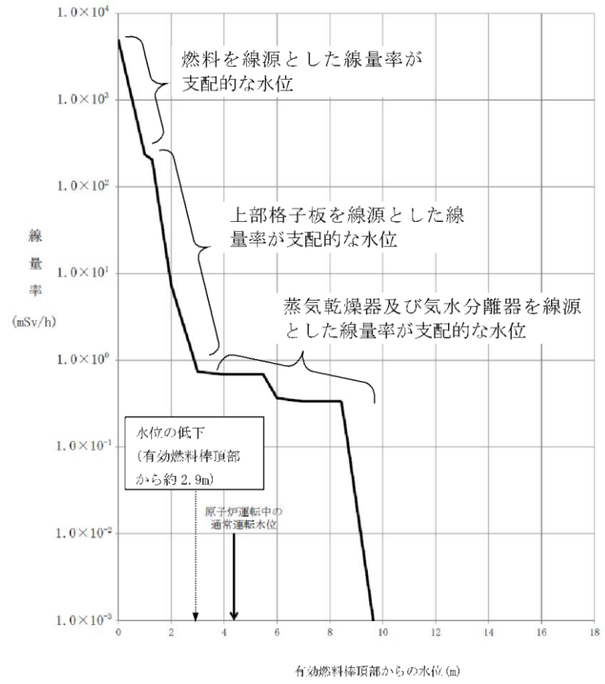
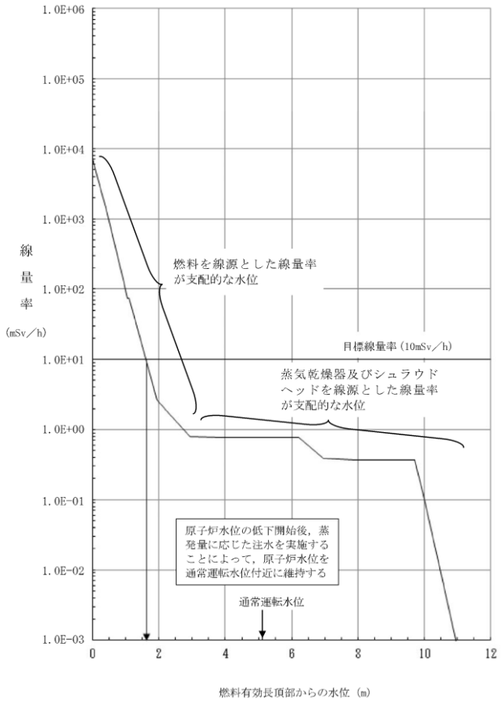
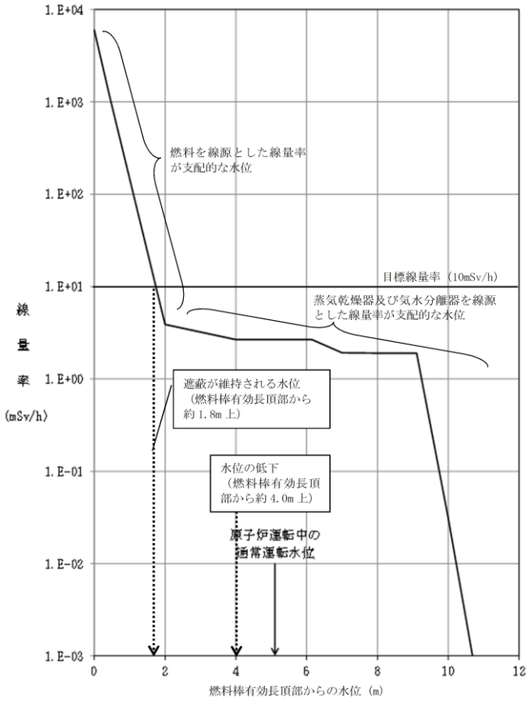
全交流動力電源喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数			操作内容	経過時間（分）10 20 30 40 50 60	経過時間（時間）1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 23 24	経過時間（日）5 6 7	備考
	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 中央制御室連絡 発電所外部連絡				
	運転員（中央制御室）	運転員（現場）	緊急時対策要員（現場）					
					▽事象発生			
					▽プラント状況判断			
					▽10分　常設代替交流電源設備による給電			
					▽約0.9時間後　原子炉冷却材温度100℃到達			
					▽2時間後　低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水			
					▽10時間後　残留熱除去系による原子炉冷却			
状況判断	1人 A	—	—	・外部電源喪失確認				
				・非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認	10分			
				・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）停止確認				A－残留熱除去系
				・早期の電源復旧不能判断				
交流電源回復操作	—	—	—	・非常用ディーゼル発電機等　機能回復				評価上考慮せず 対応可能な要員により対応する
	—	—	—	・外部電源　回復				
現場作業員への通報指示	—	—	—	・当直長による現場作業員への通報指示	1時間30分以内に通報完了			評価上考慮せず 中央制御室で当直長が指示する
常設代替交流電源設備起動操作	(1人) A	—	—	・常設代替交流電源設備起動，受電操作	10分			
D系非常用高圧母線受電準備	(1人) A	—	—	・D系非常用高圧母線受電準備（中央制御室）	25分			
	—	2人 B，C	—	・放射線防護具準備	10分			
	—		—	・D系非常用高圧母線受電準備（現場）	35分			
D系非常用高圧母線受電操作	(1人) A	—	—	・D系非常用高圧母線受電操作（中央制御室）		5分		
	—	(2人) B，C	—	・D系非常用高圧母線受電操作（現場）		5分		
C系非常用高圧母線受電準備	(1人) A	—	—	・C系非常用高圧母線受電準備（中央制御室）		25分		
	—	(2人) B，C	—	・C系非常用高圧母線受電準備（現場）		25分		
C系非常用高圧母線受電操作	(1人) A	—	—	・C系非常用高圧母線受電操作（中央制御室）			5分	
	—	(2人) B，C	—	・C系非常用高圧母線受電操作（現場）			5分	
原子炉減圧操作	(1人) A	—	—	・逃がし安全弁（自動減圧機能付き）１個　手動開放操作		10分		
原子炉補機海水系回復操作	—	—	—	・原子炉補機海水系　機能回復				評価上考慮せず 対応可能な要員により対応する
低圧原子炉代替注水系（常設）起動操作	—	(2人) B，C	—	・注水弁電源切替え操作		20分		
	(1人) A	—	—	・低圧原子炉代替注水系（常設）起動/運転確認/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）注水弁操作		原子炉水位回復後，蒸発量に応じた注水		
輪谷貯水槽（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			
	—	—		・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			
	—	—	(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		
原子炉補機代替冷却系準備操作	—	—	(12人) a～l	・資機材配置及びホース敷設，系統水張り，起動		7時間20分		
	—	—	3人 o，p，q	・放射線防護具準備		10分		
	—	—		・電源ケーブル接続		1時間40分		
	—	(2人) B，C	—	・原子炉補機代替冷却系　系統構成		2時間10分		
原子炉補機代替冷却系運転	—	—	(2人) c，d	・原子炉補機代替冷却系　運転状態監視			適宜実施	
	(1人) A	—	—	・原子炉補機代替冷却系　冷却水流量調整			10分	
燃料補給準備	—	—	2人 r，s	・放射線防護具準備	10分			
	—	—		・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30分			タンクローリ残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，大型送水ポンプ車への補給			適宜実施	
① 残留熱除去系（低圧注水モード）から残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）への切替え	(1人) A	—	—	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）系統構成（中央制御室）		25分		B－残留熱除去系
	—	(2人) B，C	—	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）系統構成（現場）		20分		B－残留熱除去系
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転	(1人) A	—	—	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）起動		10分		B－残留熱除去系
	(1人) A	—	—	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による原子炉状態監視			適宜実施	B－残留熱除去系
燃料プール冷却系　準備操作	(1人) A	—	—	・原子炉補機代替冷却系　冷却水流量調整				10分　評価上考慮せず
	—	(2人) B，C	—	・原子炉補機代替冷却系　系統構成				30分　評価上考慮せず 燃料プール冷却系熱交換器への冷却水通水操作
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。	10分　評価上考慮せず 燃料プール水温65℃以下維持
必要人員数　合計	1人 A	2人 B，C	19人 a～s					

() 内の数字は他の作業終了後，移動して対応する人員数。

第 5.2.1－3 図　「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間

備　考
・評価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。 ・評価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 【東海第二】 島根２号炉は，シミュレータ訓練等において，中央制御室の対応を１名にて実施可能なことを確認している。 ・記載方針の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ①島根２号炉は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転により炉水がサプレッション・チェンバへ流入すること等を防止するためミニマムフロー弁等の電源「切」操作を実施することを記載。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
 第 5.2.5 図 原子炉水位の推移	 第 5.2－4 図 原子炉水位の推移	 第 5.2.2－1 図　原子炉水位の推移	・評価結果の相違 【柏崎 6/7】 ①原子炉水温 100℃到達時間の相違。 ②原子炉注水開始時点の燃料棒有効長頂部からの水位の相違。 【東海第二】 ③東海第二は，沸騰開始前までに注水準備が完了するため，水位低下がなく，通常水位を維持する評価結果となっている。
 第 5.2.6 図 原子炉水位と線量率	 第 5.2－5 図 原子炉水位と線量率	 第 5.2.2－2 図　原子炉水位と線量率	・設備設計及び評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

第 5.2.1 表 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）停止確認	原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。	所内蓄電式直流電源設備	－	【残留熱除去系系統流量】
逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止により原子炉水温が 100℃に到達することから，原子炉圧力を低圧状態に維持するため逃がし安全弁1個を開操作する。	所内蓄電式直流電源設備 逃がし安全弁	－	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉圧力容器温度
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後，中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ1台を手動起動し，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	タンクローリ（16kL）	原子炉水位（SA） 原子炉水位 復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量） 復水貯蔵槽水位(SA)
残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転による崩壊熱除去機能回復	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（原子炉停止時冷却モード）運転を再開する 崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁を全開とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ （4kL，16kL）	【残留熱除去系系統流量】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】

①

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 5.2－1 表 全交流動力電源喪失における重大事故等対策について

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失による残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）停止確認	原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。	－	－	残留熱除去系系統流量*
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転停止により原子炉水温が 100℃に到達することから，原子炉圧力を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1個を開操作する。	125V 系蓄電池Ａ系 125V 系蓄電池Ｂ系 逃がし安全弁（自動減圧機能）*	－	原子炉圧力* 原子炉圧力（ＳＡ）
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備による緊急用母線への交流電源供給を開始する。また，常設低圧代替注水系ポンプ1台を手動起動し，原子炉水位の低下時は低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備 常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 軽油貯蔵タンク	－	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域） 低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン狭帯域用） 代替淡水貯槽水位
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転による崩壊熱除去機能回復	常設代替交流電源設備から非常用高圧母線への交流電源供給の準備が完了後，中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水系ポンプ1台を起動後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転を再開する。 崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を停止するため，逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とする。	常設代替交流電源設備 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）* 緊急用海水系 軽油貯蔵タンク	－	残留熱除去系系統流量* 残留熱除去系熱交換器入口温度* 緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器） 緊急用海水系流量（残留熱除去系補機）

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 5.2.1－1 表 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）停止確認	原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。	Ｂ－115V 系蓄電池※	－	【残留熱除去ポンプ出口流量】※
逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止により原子炉水温が 100℃に到達することから，原子炉圧力を低圧状態に維持するため逃がし安全弁（自動減圧機能付き）1個を開操作する。	Ｂ－115V 系蓄電池※ ＳＡ用 115V 系蓄電池 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※ 原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水	常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後，中央制御室からの遠隔操作により低圧原子炉代替注水ポンプを手動起動し，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。	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ポンプ 低圧原子炉代替注水槽	大量送水車 タンクローリ	原子炉水位（ＳＡ） 原子炉水位（広帯域）※ 代替注水流量（常設） 低圧原子炉代替注水槽水位
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復	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（原子炉停止時冷却モード）運転を再開する。 崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。	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※ 【残留熱除去系 （原子炉停止時冷却モード）】※	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】※ 【残留熱除去系熱交換器入口温度】※

①，②

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

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

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。

第 5.2.2 表 主要評価条件（全交流動力電源喪失）(1/2)

項目		主要評価条件	条件設定の考え方	
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	
	燃料の崩壊熱	約 22.4MW （9×9 燃料(A 型)，原子炉停止 1 日後※1）	平衡炉心燃料の平均燃焼度 33GWd/t※2 を基に ANSI/ANS-5.1-1979 にて算出した値	①
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	原子炉停止 1 日後の水位から保守性を持たせた値	
	原子炉水温	52℃	原子炉停止 1 日後の実績を踏まえ，原子炉は残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードにて冷却されているため，その設計温度である 52℃を設定	
	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止 1 日後の実績を考慮して設定	
	外部水源の温度	50℃	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定	
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源が喪失するものとして設定	
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定	
	外部電源	外部電源なし	起因事象として，外部電源が喪失するものとして設定	

※1 原子炉停止 1 日後とは，全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが，崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。
※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。

第 5.2－2 表 主要評価条件（全交流動力電源喪失）(1/2)

項　目		主要評価条件	条件設定の考え方	
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	
	燃料の崩壊熱	約18.8MW （９×９燃料（Ａ型），原子炉停止1日後※1）	平衡炉心燃料の平均燃焼度33GWd／t※2を基にANSI/ANS-5.1-1979にて算出した原子炉停止1日後の崩壊熱として設定	①
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から＋126cm）	原子炉停止1日後の水位から保守性を持たせた値	
	原子炉水温	52℃	原子炉停止1日後の実績を踏まえ，原子炉は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）にて冷却されているため，その設計温度である52℃を設定	
	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止1日後の実績を考慮して設定	
	外部水源の温度	35℃	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	外部電源喪失	送電系統の故障等によって，外部電源が喪失するものとして設定	
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定して設定	
	② 残留熱除去系海水系	残留熱除去系海水系	残留熱除去系海水系の機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失した場合を包含する条件として設定	
	外部電源	外部電源なし	起因事象として，外部電源を喪失するものとして設定	

※1 原子炉停止から１日後とは，全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが，崩壊熱評価は原子炉スクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

① ※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として設定

第 5.2.2－1 表　主要評価条件（全交流動力電源喪失）（１/２）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方	
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	
	燃料の崩壊熱	約 14.0MW （９×９燃料(A型)，原子炉停止１日後※1）	平衡炉心燃料の平均燃焼度 33GWd/t※2を基に，ＡＮＳＩ／ＡＮＳ－5.1－1979 にて算出した原子炉停止１日後の崩壊熱として設定 また，原子炉停止１日後においては，９×９燃料の方がＭＯＸ燃料よりも崩壊熱が大きく，原子炉水位低下の観点で厳しいため，ＭＯＸ燃料の評価は９×９燃料（Ａ型）の評価に包絡されることを考慮し，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定	①
	原子炉水位	通常水位 （気水分離器下端から+83 cm）	原子炉停止１日後の水位	
	原子炉水温	52℃	原子炉停止１日後の実績を踏まえ，原子炉は残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）にて冷却されているため，その設計温度である 52℃を設定	
	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止１日後の実績を考慮して設定	
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源が喪失するものとして設定	
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	すべての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定	
	② 原子炉補機冷却系機能喪失	原子炉補機冷却系機能喪失	原子炉補機冷却系の機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失した場合を包含する条件として設定	
	外部電源	外部電源なし	起因事象として，外部電源が喪失するものとして設定	

※1 原子炉停止１日後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが，崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

① ※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

備考

・評価条件の相違

【柏崎 6/7，東海第二】
①条件設定は同じだが，島根２号炉は柏崎 6/7 と同様に平衡炉心燃料のサイクル末期の炉心平均燃焼度に 10%の保守性を考慮して設定。
東海第二は許認可炉心が 13ヶ月運転であること及び実機における調整運転時期約１ヶ月を踏まえて設定。
また，島根２号炉はＭＯＸ燃料を採用していることを踏まえ，９×９燃料の代表性を示している。

【柏崎 6/7，東海第二】
②島根２号炉は，「5.1 崩壊熱除去機能喪失」で考慮している原子炉補機冷却機能喪失により残留熱除去機能が喪失した場合についても本重要事故シーケンスにおいて燃料損傷防止対策の有効性を確認するために，原子炉補機冷却系の機能喪失を重畳している。
東海第二は，残留熱除去海水系喪失を仮定している。

柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　（2017.12.20版）

第5.2.2 表 主要評価条件（全交流動力電源喪失）（2/2）

項目		主要評価条件	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）	150m³/h で原子炉注水	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定	③
	代替原子炉補機冷却系	約 23MW（原子炉冷却材温度 100℃，海水温度 30℃において）	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定	
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）	熱交換器 1 基あたり約 8MW（原子炉冷却材温度 52℃，海水温度 30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定 （原子炉水位回復後は崩壊熱相当の注水を実施することで水位を維持するが，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を実施することで原子炉内の崩壊熱を除去できるため，注水が不要となる）	
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）起動操作	事象発生 145 分後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえた操作の時間及び系統構成の時間に余裕を考慮して設定	
	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 20 時間後	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原子炉停止時冷却モード運転	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原子炉除熱機能回復を踏まえて設定	⑤

東海第二発電所（2018.9.12版）

第5.2.2－1表　主要評価条件（全交流動力電源喪失）（2／2）

項　目		主要評価条件	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）	27m³／hで原子炉注水	崩壊熱による蒸発量に応じた原子炉注水流量を設定	③
	緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）	熱交換器1基当たり約24MW（原子炉冷却材温度100℃，海水温度32℃において）	熱交換器の設計性能に基づき，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備操作	事象発生から 25 分後	常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作の完了後，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）の起動操作に要する時間を考慮して設定	④
	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	事象発生から約 1.1 時間後	原子炉水位が低下する前に低圧代替注水系（常設）の準備操作が完了できるため，原子炉水位が低下し始める時間を原子炉注水操作を開始する時間に設定	
	緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱操作	事象発生から 4 時間 10 分後	常設代替交流電源設備による非常用母線の受電操作の完了後，緊急用海水系及び残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定	⑤

島根原子力発電所　2号炉

第5.2.2－1表　主要評価条件（全交流動力電源喪失）（2/2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧原子炉代替注水系（常設）	200m³/h で原子炉注水	低圧原子炉代替注水系（常設）の設計値として設定	③
	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）	熱交換器 1 基あたり約 15.7MW（原子炉冷却材温度 100℃，海水温度 30℃において）	原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定	
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作	事象発生から 2 時間後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえた操作の時間及び系統構成の時間に余裕を考慮して設定	④
	原子炉補機代替冷却系運転操作	事象発生 10 時間後	原子炉補機代替冷却系の準備期間を考慮して設定	
	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱操作	事象発生 10 時間後	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱機能回復を踏まえて設定	⑤

備考

・評価条件の相違

【柏崎 6/7，東海第二】
③島根２号炉は，低圧原子炉代替注水系（常設）の設計値を設定。
　東海第二は，原子炉水位が低下する前に低圧代替注水系（常設）の注水準備操作が完了するため，蒸発量に応じた注水流量を設定。

【東海第二】
④東海第二は，原子炉水位が低下する前に低圧代替注水系（常設）の注水準備操作が完了するため，注水準備操作と注水操作を分けて記載。

【柏崎 6/7，東海第二】
⑤島根２号炉は，原子炉補機代替冷却系の準備時間を踏まえ，原子炉の除熱開始を事象発生 10 時間後としている。

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
添付資料 5.2.1 安定状態について 運転停止中の全交流動力電源喪失の安定状態については以下のとおり。	添付資料5.2.1 安定停止状態について（運転停止中　全交流動力電源喪失） 運転停止中の全交流動力電源喪失時の安定停止状態については以下のとおり。	添付資料 5.2.1 安定状態について（運転停止中（全交流動力電源喪失）） 運転停止中の全交流動力電源喪失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渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，原子炉安定停止状態が確立されたものとする。	原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。	原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，原子炉安定停止状態が確立されたものとする。	
【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 崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し，沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが，常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始した後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により原子炉水位は回復し，炉心の冷却が維持される。 その後，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（停止時冷却モード）により原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行することができ，原子炉安定停止状態が確立される。 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。 【安定状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。 また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことにより，安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。	【安定停止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 常設代替交流電源設備により緊急用母線への交流電源の供給を開始した後，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）により原子炉冷却材の蒸発量に応じて原子炉注水を実施することによって，原子炉水位を通常運転水位付近で維持することにより，炉心の冷却が維持される。 その後，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行することができ，原子炉安定停止状態が確立される。 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。 【安定停止状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。 また，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の機能を維持し，原子炉除熱を行うことにより，安定停止状態後の状態維持が可能となる。 （添付資料2.1.2 別紙1）	【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 崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し，沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが，常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始した後，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水により原子炉水位は回復し，炉心の冷却が維持される。 その後，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）により原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行することができ，原子炉安定停止状態が確立される。 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。 【安定状態の維持について】 上記の燃料破損防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。 また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことにより，安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。 （添付資料 2.1.1 別紙１参照）	・評価結果の相違 【東海第二】 島根２号炉は，原子炉水位が低下した後に原子炉注水を開始する。 ・設備設計の相違 【東海第二】

評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中　全交流動力電源喪失）

表１ 評価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（運転停止中 全交流動力電源喪失）（1/2）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）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
		評価条件	最確条件			
初期条件	燃料の崩壊熱	約 22.4MW（9×9 燃料（A 型），原子炉停止 1 日後）	約 22MW 以下（実績値）	平衡炉心燃料の平均燃焼度 33GWd/t（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）を基に ANSI/ANS-5.1-1979 にて算出した値 停止後の時間については，停止後の時間を短くとり，崩壊熱が厳しくなるように 1 日後の状態を想定	最確条件とした場合は，計算条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下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。 仮に，原子炉停止後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は，注水までの時間余裕が短くなることから，評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽を確保できる水位（必要な遮蔽の目安とした 1mSv/h が維持される水位）である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上の高さに到達するまでの時間は約 2 時間，有効燃料棒頂部到達までの 3 時間となることから，評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水温	52℃	約 40℃～約 53℃※1（実績値）	原子炉停止後 1 日の実績を踏まえ，原子炉は残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードにて冷却されているため，その設計温度である 52℃を設定	最確条件とした場合は，事故条件ごとに異なる。原子炉水温が 100℃から原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上の高さに到達するまでの時間は約 2 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃から原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが，注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，事故条件ごとに異なる。原子炉水温が 100℃から原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上の高さに到達するまでの時間は約 2 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃から原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転水位以上	原子炉停止 1 日後の水位から保守性を持たせた値	最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなるが，注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉圧力	大気圧	大気圧※3	原子炉停止 1 日後の実績を考慮して設定	最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，冷却開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作や給電操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする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。	最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，冷却開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下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。

※1 原子炉停止直後，サイクル末期の停止時冷温臨界試験に向けた高温維持（80℃程度）などの特殊な場合を除く。（ただし，原子炉水温が 80℃の場合であっても，必要な遮蔽を確保できる水位までには約 2 時間以上の時間余裕があり注水操作に対して十分な時間が確保されているため，影響はない）
※2 原子炉停止直後，原子炉圧力容器耐圧試験などの特殊な場合を除く。
※3 添付資料 5.1.1　原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した簡易計算（原子炉圧力容器が閉鎖状態）による評価を参照。

添付資料 5.2.2

添付資料 5.2.2

評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中　全交流動力電源喪失）

第1表　評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中　全交流動力電源喪失）（1／3）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の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
		評価条件	最確条件			
初期条件	燃料の崩壊熱	約 18.8MW（9×9 燃料（A 型），原子炉停止後 1 日）	約 18.8MW 以下	平衡炉心燃料の平均燃焼度 33GWd/t を基に ANSI／ANS-5.1-1979 にて算出した値 設定停止後の時間については，停止後の時間を短くとり，崩壊熱が厳しくなるように 1 日後の状態を想定	最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下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。仮に，原子炉停止後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は，注水までの時間余裕が短くなることから，評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 4.2 時間となることから，評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし，本時間に対して作業員が現場から退避するまでの時間及び原子炉注水までの時間は確保されているため放射線の遮蔽は維持され，原子炉水位が燃料有効長頂部を下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小さい。
	原子炉水温	52℃	約 47℃～約 58℃※1（実績値）	原子炉停止 1 日後の実績を踏まえ，原子炉は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）にて冷却されていたため，その設計温度である 52℃を設定	最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv／h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃，原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが，注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv／h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃かつ原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常運転水位（通常運転水位±10cm 程度）（実績値）	通常運転水位（通常運転水位±10cm 程度）（実績値）	原子炉停止初期の通常運転水位付近にある状態を想定	最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より低くなる場合があるため，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は短くなる場合があるが，注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件では評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎがあり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より低くなる場合があるが，原子炉水位のゆらぎによる変動量は，事象発生後の水位低下量に対して十分小さいことから，評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。

※1　過去のプラント停止操作実施時の全制御棒全挿入から約 24 時間経過後の原子炉水温の実績データ。

評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中（全交流動力電源喪失））

添付資料 5.2.2

表１　評価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（運転停止中（全交流動力電源喪失））（１／３）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）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
		評価条件	最確条件			
初期条件	燃料の崩壊熱	約 14.0MW（９×９燃料（Ａ型），原子炉停止１日後）	約 14MW 以下（実績値）	平衡炉心燃料の平均燃焼度 33GWd/t※2 を基に，ANSI/ANS-5.1-1979 にて算出した原子炉停止１日後の崩壊熱として設定 また，原子炉停止１日後においては，９×９燃料の方が MOX 燃料よりも崩壊熱が大きく，原子炉水位低下の観点で厳しいため，MOX 燃料の評価は９×９燃料（Ａ型）の評価に包絡されることを考慮し，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定 停止後の時間については，停止後の時間を短くとり，崩壊熱が厳しくなるように１日後の状態を想定	最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする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。	最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下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。仮に，原子炉停止後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は，注水までの時間余裕が短くなることから，評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.7 時間，燃料棒有効長頂部到達まで約 4.2 時間となることから，評価条件である原子炉停止１日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし，本時間に対して作業員が現場から退避するまでの時間及び原子炉注水までの時間は確保されているため放射線の遮蔽は維持され，原子炉水位が燃料棒有効長頂部を下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小さい。
	原子炉水温	52℃	約 29℃～約 46℃※1（実績値）	原子炉停止後１日の実績を踏まえ，原子炉は残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）にて冷却されていたため，その設計温度である 52℃を設定	最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.7 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃，原子炉停止から１日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが，注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.7 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃かつ原子炉停止から１日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし，本時間に対して作業員が現場から退避するまでの時間及び原子炉注水までの時間は確保されているため放射線の遮蔽は維持され，原子炉水位が燃料棒有効長頂部を下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小さい。

※1　過去のプラント停止操作実施時の全制御棒全挿入から約 24 時間経過後の原子炉水温の実績データ

・相違理由は本文参照。

表1 評価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（運転停止中 全交流動力電源喪失）(2/2)

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）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
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の末開放	事故ごとに変化	炉心の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	原子炉圧力容器の末開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，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。	原子炉圧力容器の末開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，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。
	外部水源の温度	50℃	約 50℃以下	復水移送ポンプ吐出温度を参考に最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合は，評価条件で設定している水温よりも低くなる可能性があるため，原子炉水位低下速度が緩やかになるが，注水操作や給電操作の開始は注水源の温度に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，評価条件で設定している水温よりも低くなる可能性があるため，原子炉水位低下速度が緩やかになるが，その燃熱分の影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の容量	復水貯蔵槽： 約 1,700m³／号炉 淡水貯水池： 約 18,000m³	復水貯蔵槽： 約 460m³～ 約 2,000m³／号炉 （実績値） 淡水貯水池： 約 18,000m³以上	復水貯蔵槽を水源とする注水系が待機している場合の保安規定の最低水量から復水貯蔵槽の最大水量を設定 淡水貯水池の水量を参考に設定	最確条件とした場合は，評価条件とほぼ同程度であるため，事象進展に与える影響はない。また，事象発生 12 時間後からの可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による補給により復水貯蔵槽は枯渇しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	－
	燃料の容量	約 2,140kl	2,140kL 以上 （軽油タンク容量＋ガスタービン発電機用燃料タンク容量）	通常時の軽油タンク及びガスタービン発電機用燃料タンクの運用値を参考に設定	最確条件とした場合には，評価条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また，事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	－
事故条件	起因事象	外部電源喪失	－	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源が喪失するものとして設定	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	－	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定		
	外部電源	外部電源なし	事故ごとに変化	起因事象として，外部電源が喪失するものとして設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	低圧代替注水（常設）	150m³/h で注水	150m³/h 以上で注水	設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した値として設定	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	代替原子炉補機冷却系	約 23MW（原子炉冷却材温度 100℃，海水温度 30℃において）	約 23MW（原子炉冷却材温度 100℃，海水温度 30℃において）	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）	熱交換器 1 基あたり約 8MW（原子炉冷却材温度 52℃，海水温度 30℃において）	熱交換器 1 基あたり約 8MW（原子炉冷却材温度 52℃，海水温度 30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定（原子炉水位回復後は崩壊熱相当の注水を実施することで水位を維持するが，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を実施することで原子炉内の崩壊熱を除去できるため，注水が不要となる）	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第1表　評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中　全交流動力電源喪失）(2／3)

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の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
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉圧力	大気圧	大気圧※2	原子炉停止から 1 日後の原子炉圧力を想定	最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。 仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作や給電操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。 仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下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
	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	事故事象毎	炉心の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，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。	原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，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。
	外部水源の温度	35℃	35℃以下	原子炉注水による原子炉水位維持の観点で厳しい高めの水温として，年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，評価条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり，原子炉注水後の原子炉水位の回復が速くなることが考えられるが，常設代替交流電源設備からの受電操作や原子炉への注水操作は水源の温度に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源喪失の認知を起点とする操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には，評価条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり，原子炉注水後の原子炉水位の回復が早くなることが考えられ，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	外部水源の容量	4,300m³	4,300m³以上 （代替淡水貯槽）	代替淡水貯槽の管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から 7 日間後までに必要な容量を備えており，水源は枯渇しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	－

※2　原子炉停止直後や原子炉圧力容器耐圧試験実施時等の特殊な場合を除く。

表1　評価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（運転停止中(全交流動力電源喪失)）（2／3）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）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
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉水位	通常運転水位（気水分離器下端から+83cm）	通常運転水位以上	原子炉停止 1 日後の水位	最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなるが，注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする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。	最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉圧力	大気圧	大気圧※2	原子炉停止 1 日後の実績を考慮して設定	最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作や給電操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下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。
	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	事故毎に変化	炉心の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。 原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，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。	原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える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。 原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，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。
	低圧原子炉代替注水系（常設）水源温度	35℃	31℃以下 （実績値）	屋外貯水槽の水源温度として実績値及び夏季の外気温度を踏まえて設定	最確条件とした場合は，評価条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり，原子炉注水後の原子炉水位の回復が早くなることが考えられるが，注水操作や給電操作の開始は注水源の温度に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする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。	最確条件とした場合は，評価条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり，原子炉注水後の原子炉水位の回復が早くなることが考えられ，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	外部水源の容量	7,740m³	7,740m³以上 （合計貯水量）	低圧原子炉代替注水槽及び輪谷貯水槽（西 1／西 2）の水量を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は，解析条件よりも水源容量の余裕が大きくなるため，水源が枯渇することはなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	－
	燃料の容量	1,180m³	1,180m³以上 （合計貯蔵量）	発電所構内に貯蔵している合計容量を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は，解析条件より燃料容量の余裕が大きくなるため，燃料が枯渇することはなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	－

※2　原子炉停止直後，原子炉圧力容器耐圧試験などの特殊な場合を除く。

第1表　評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中　全交流動力電源喪失）（3／3）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の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
		評価条件	最確条件			
初期条件	燃料の容量	約 800kL	約 800kL 以上	軽油貯蔵タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており，燃料は枯渇しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	－
重大事故等対策に関連する事故条件	起因事象	外部電源喪失	－	送電系統の故障等によって，外部電源を喪失するものとするものとして設定	最確条件と評価条件は同様であることから，事象進展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。	最確条件と評価条件は同様であることから，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。
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 残留熱除去系海水系の機能喪失	－	全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定 また，残留熱除去系海水系の機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失した場合を包含する条件として設定		
	外部電源	外部電源なし	－	起因事象として，外部電源が喪失するものとして設定	外部電源喪失は起因事象として設定していることから，外部電源がある場合については考慮しない。	外部電源喪失は起因事象として設定していることから，外部電源がある場合については考慮しない。
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（常設）の原子炉注水流量	$27m^3/h$	$27m^3/h$	崩壊熱による蒸発量に応じた原子炉注水流量を設定	最確条件と評価条件は同様であることから，事象進展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。	最確条件と評価条件は同様であることから，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。
	緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱量	熱交換器1基当たり約24MW（原子炉冷却材温度100℃，海水温度32℃において）	熱交換器1基当たり約24MW以上（原子炉冷却材温度100℃，海水温度32℃以下において）	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	評価条件と最確条件は同様であることから，事象進展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。	－

表１　評価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
（運転停止中（全交流動力電源喪失））（３／３）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）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
		評価条件	最確条件			
事故条件	起因事象	外部電源喪失	－	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源が喪失するものとして設定	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	－	すべての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定		
		原子炉補機冷却系機能喪失	－	原子炉補機冷却系の機能喪失により残留熱除去機能が喪失した場合を包含する条件として設定		
	外部電源	外部電源なし	事故毎に変化	起因事象として，外部電源が喪失するものとして設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	低圧原子炉代替注水系（常設）	$200m^3/h$ で原子炉注水	$200m^3/h$ で原子炉注水	低圧原子炉代替注水系（常設）の設計値として設定	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）	熱交換器1基あたり約15.7MW（原子炉冷却材温度100℃，海水温度30℃において）	熱交換器1基あたり約15.7MW（原子炉冷却材温度100℃，海水温度30℃において）	原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表 2 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（運転停止中 全交流動力電源喪失）(1/3)

項目		評価条件（操作条件）の不確かさ		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
		評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	事象発生 145 分後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえた操作の時間及び系統構成の時間に余裕を考慮して設定	【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等による非常用高圧母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断し，これにより常設代替交流電源設備及び低圧代替注水系（常設）の準備を開始する手順としている。この認知に係る時間として 10 分間を想定しているため，認知遅れ等により操作開始時間に与える影響はない。 【要員配置】 常設代替交流電源設備からの受電操作のために，中央制御室にて常設代替交流電源設備の起動操作及び受電準備を行う運転員と，現場にて常設代替交流電源設備からの受電準備及び受電操作を行う運転員（現場）が配置されている。常設代替交流電源設備の起動操作および受電準備を行う運転員は，常設代替交流電源設備からの受電準備のための負荷切り離し操作を行っている期間，他の操作を担っていない。このため，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。また，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作については，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】 常設代替交流電源設備からの受電操作を行う運転員（現場）は，中央制御室から操作現場である原子炉建屋地下 1 階及びコントロール建屋地下 1 階までそれぞれ 5 分間程度で移動可能であるため，移動が操作開始時間に与える影響はない。また，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については，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。 【操作所要時間】 常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員，常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員及び運転員（現場），非常用高圧母線の受電操作を行う運転員（現場）の操作内容及び操作所要時間は以下のとおり。これらの作業は並行して行うため，操作所要時間は最長で 120 分間となる。 ［非常用高圧母線 D 系の受電準備を行う運転員（中央制御室）：操作所要時間；合計 20 分間］ ● 常設代替交流電源設備からの受電準備として，負荷抑制のための切り離し及び操作スイッチの切値持等の所要時間に 20 分間を想定 ［起動操作等を行う運転員：操作所要時間；合計 30 分間］ ● 中央制御室における常設代替交流電源設備の起動前準備及び起動操作の所要時間に 20 分間を想定 ● 常設代替交流電源設備側の遮断器操作の所要時間に 10 分間を想定 ［非常用高圧母線 D 系の受電準備を行う運転員（現場）：操作所要時間；合計 50 分間］ ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷抑制のための切り離し操作を行う。操作の所要時間は 50 分間を想定 ［非常用高圧母線 D 系の受電操作を行う運転員（現場）：操作所要時間；合計 10 分間］ ● 常設代替交流電源設備の起動及び緊急用交流高圧母線の遮断器の投入後の非常用高圧母線の受電操作の所要時間に 10 分間を想定 ［非常用高圧母線 C 系の受電準備を運転員（中央制御室）：操作所要時間；合計 20 分間］ ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷抑制のための切り離し及び操作スイッチの切値持等の所要時間に 20 分間を想定 ［非常用高圧母線 C 系の受電準備を行う運転員（現場）：操作所要時間；合計 50 分間］ ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷抑制のための切り離し操作を行う。操作の所要時間は 50 分間を想定 ［非常用高圧母線 C 系の受電操作を行う運転員（現場）：操作所要時間；合計 10 分間］ ● 常設代替交流電源設備の起動及び緊急用交流高圧母線の遮断器の投入後の非常用高圧母線の受電操作の所要時間に 10 分間を想定 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，復水補給水系の給瓶操作（1 個）の開操作による系統構成，低圧代替注水系（常設）の起動であり，何れも中央制御室における制御盤の操作スイッチによる操作のため，1 操作に 1 分間を想定し，合計 2 分間であり，それに時間余裕を含めて操作時間 15 分を想定する。 【他の並列操作有無】 常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員（現場）と受電準備を行う運転員（現場）の並列操作はあるが，それを加味して操作の所要時間を算定しているため，操作開始時間に与える影響はない。また，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，常設代替交流電源設備からの受電操作における非常用高圧母線への受電操作後に実施する。 【操作の確実さ】 現場操作は，操作の慣熟者の向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また，中央制御室内の制御盤操作は，操作スイッチによる簡単な操作のため，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。	常設代替交流電源設備からの受電操作については 2 系列の非常用高圧母線の電源回復を想定しているが，低圧代替注水系（常設）は非常用高圧母線の電源回復後に運転可能であり，原子炉注水操作開始の時間が早まり，原子炉水位の回復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。 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，復水移送ポンプの起動操作が常設代替交流電源設備からの受電操作を受ける点，低圧代替注水系（常設）は非常用高圧母線 D 系の電源回復後に運転可能であり，原子炉注水操作開始の時間が早まり，原子炉水位の回復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。	常設代替交流電源設備からの受電操作については 2 系列の非常用高圧母線の電源回復を想定しているが，低圧代替注水系（常設）は非常用高圧母線の電源回復後に運転可能であり，原子炉注水操作開始の時間が早まり，原子炉水位の回復が早ま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。	実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和す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。	通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位まで到達するまでの時間は事象発生から約 3 時間，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は約 5 時間であり，事故を認知して注水を開始するまでの時間が約 3 時間であるため，訓練時間が確保できることから，時間余裕がある。	常設代替交流電源設備からの受電操作は，訓練実績等より，運転員による受電操作準備及び受電操作を並行して実施し，約 60 分で常設代替交流電源設備からの受電が実施可能であることを確認した。 低圧代替注水系（常設）の操作は，訓練実績等より，復水移送ポンプを起動し，低圧代替注水系（常設）の原子炉注水のための系統構成を約 2 分で操作可能である見込みを得た。 常設代替交流電源設備からの受電操作後に実施することで事象発生後 145 分に原子炉注水操作の開始が実施可能なことを確認した。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

第2表　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（1／2）

項目		評価条件(操作条件)		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
		評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
操作条件	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）の起動操作	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）の起動操作：事象発生から25分後	状況判断，全交流動力電源喪失の判断，常設代替交流電源設備からの受電操作，及び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）の起動操作に要する時間を考慮して設定	【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断し，これにより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）の準備を開始する手順としている。事象判断の時間として10分を想定しており，全交流動力電源喪失時に交流電源及び注水手段の確保の必要性を認知することは容易であることから，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，操作時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室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。 【操作所要時間】 操作所要時間は1分単位で設定しており，実際の操作時間は評価上の想定時間よりも早くなることから，操作開始時間に与える影響はない。 【他の並列操作の有無】 当該操作を実施する運転員は，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）の起動操作時に，他の並列操作はないことから，操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡単な操作であり，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	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）の起動操作は，常設代替交流電源設備からの受電操作に実施するため，受電操作の影響を受けるが，実際の操作時間が評価上の操作開始時間とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。	実際の操作開始時間は評価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。	原子炉水位が通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約4.5時間，通常水位から燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は約6.3時間であり，これに対して全交流動力電源喪失を認知して注水準備を完了するまでの時間は25分であることから，時間余裕がある。	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）の起動操作は，所要時間を3分と想定しているところ，訓練実績では約3分である。 想定で意図している運転操作が実現可能なことを確認した。

表２　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
（運転停止中(全交流動力電源喪失)）（１／５）

項目		評価条件（操作条件）の不確かさ		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
		評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水	事象発生から2時間後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえた操作の時間及び系統構成の時間に余裕を考慮して設定	【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等による非常用高圧母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断し，これにより常設代替交流電源設備及び低圧原子炉代替注水系（常設）の準備を開始する手順としている。この認知に係る時間として10分間を想定しているため，認知遅れ等により操作時間に与える影響はない。 【要員配置】 常設代替交流電源設備からの受電操作のために，中央制御室にて常設代替交流電源設備の起動操作および受電操作を行う運転員と，現場にて常設代替交流電源設備からの受電準備および受電操作を行う運転員（現場）が配置されている。常設代替交流電源設備の起動操作および受電準備を行う運転員は，常設代替交流電源設備からの受電準備のための負荷切り離し操作を行っている期間，他の操作を担っていない。このため，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。また，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作については，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】 常設代替交流電源設備からの受電操作を行う運転員（現場）は，中央制御室から操作現場まで10分間程度で移動可能であるため，移動が操作開始時間に与える影響はない。また，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作については，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。 【操作所要時間】 常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員，常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員及び運転員（現場），非常用高圧母線の受電操作を行う運転員（現場）の操作内容及び操作所要時間は以下のとおり。これらの作業は並行して行うため，操作所要時間は最長で1時間10分間となる。 ［非常用高圧母線D系の受電準備を行う運転員（中央制御室）；操作所要時間；合計25分間］	常設代替交流電源設備からの受電操作についてはＳＡ低圧母線及び２系列の非常用高圧母線の電源回復を想定しているが，低圧原子炉代替注水系（常設）はＳＡ低圧母線の電源回復後に運転可能であり，原子炉注水操作開始の時間が早まり，原子炉水位の回復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。 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，低圧原子炉代替注水ポンプの起動操作が常設代替交流電源設備からの受電操作の影響を受けるが，低圧原子炉代替注水系（常設）はＳＡ低圧母線の電源回復後に運転可能であり，原子炉注水操作開始の時間が早まり，原子炉水位の回復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。	常設代替交流電源設備からの受電操作については２系列の非常用高圧母線の電源回復を想定しているが，低圧原子炉代替注水系（常設）はＳＡ低圧母線の電源回復後に運転可能であり，原子炉注水操作開始の時間が早まり，原子炉水位の回復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。	実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和す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。	通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約4.3時間後，原子炉水位が低下するまでの時間は事象発生から約6.1時間後であり，事故を認知して注水を開始するまでの時間が事象発生から２時間後であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	評価上の操作開始時間として，事象発生から２時間後としており，このうち，常設代替交流電源設備からの受電操作は，運転員による常設代替交流電源設備の起動操作，並びに現場及び中央制御室の運転員による受電前準備及び受電操作を並行して実施し，所要時間１時間20分想定のところ，訓練実績では約54分である。 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水における低圧原子炉代替注水ポンプを起動，低圧原子炉代替注水系（常設）の弁操作による系統構成は，所要時間10分想定のところ，訓練実績では約８分で可能である見込みを得た。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

表 2 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（運転停止中 全交流動力電源喪失）（2/3）

表 2　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（運転停止中　全交流動力電源喪失）（2/3）

項目		評価条件（操作条件）の不確かさ		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
		評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定	【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断し，これにより代替原子炉補機冷却系の準備を開始する手順としているため，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】 代替原子炉補機冷却系の準備操作は，現場にて原子炉補機冷却水系の系統構成を行う運転員（現場）と，代替原子炉補機冷却系の移動，敷設を行う重任の緊急時対策要員（事故後 10 時間以降の参集要員）が配置されている。運転員（現場）は，代替原子炉補機冷却系運転のための系統構成を行っている期間，他の操作を担っていない。よって，操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 代替原子炉補機冷却系に用いる代替熱交換器車，電源車等は車両であり，牽引または自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に，アクセスルートの被害があっても，ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる前提の体制としており，操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 緊急時対策要員の準備操作は，各機器の設置作業及び弁・スイッチ類の操作に移動時間を含めて 10 時間の作業時間を想定しているが，訓練実績を踏まえると，より早期に準備操作が完了する見込みである。また，運転員（現場）の行う現場系統構成は，操作対象が 30 弁程度であり，操作場所は原子炉建屋及びタービン建屋海水熱交換器エリア及びコントロール建屋となるが，1 弁あたりの操作時間に移動時間含めて 10 分程度を想定しており，これに 5 時間の操作時間を想定している。よって，操作開始時間に与える影響はない。 【他の並列操作有無】 緊急時対策要員による準備操作及び運転員（現場）の系統構成は並列操作可能なため，両者が干渉して操作開始時間が遅くなることはない。よって，操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 現場操作は，操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	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。	操作開始時間は評価上の想定より早まる可能性があるが，原子炉への注水をすでに実施していることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	代替原子炉補機冷却系運転操作は，事象発生前 20 時間後の操作であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。仮に，操作が遅れる場合は，低圧代替注水系（常設）による原子炉への注水は継続する。	訓練実績等より，運転員（現場）の行う現場系統構成は，想定より早い約 4 時間で実施可能であることを確認した。また，代替原子炉補機冷却系の移動・配置，フランジ接続，及び電源車のケーブル接続等を含め，想定より早い約 9 時間で代替原子炉補機冷却系が運転開始可能であることを確認した。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

第2表　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（2／2）

項目		評価条件（操作条件）		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
		評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
操作条件	緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作	事象発生から 4 時間 10 分後	状況判断，全交流動力電源喪失の判断，常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作，常設代替交流電源設備による非常用母線の受電準備操作，常設代替交流電源設備による非常用母線の受電操作，原子炉保護系母線の受電操作，及び緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱操作に要する時間を考慮して設定	－	－	－	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）により，原子炉注水をしているため，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作には時間余裕がある。	緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作は，所要時間を 36 分で想定しているところ，訓練では約 27 分で実施可能であることを確認した。 想定で意図している運転操作が実現可能なことを確認した。

表２　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（運転停止中（全交流動力電源喪失））（２／５）

項目		評価条件（操作条件）の不確かさ		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
		評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水	事象発生から２時間後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえた操作の時間及び系統構成の時間に余裕を考慮して設定	・常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷抑制のための切り離し及び操作スイッチの切保持等の所要時間に 25 分間を想定 ［起動操作等を行う運転員：操作所要時間；合計 10 分間］ ・常設代替交流電源設備の起動及び受電操作の所要時間に 10 分間を想定 ［非常用高圧母線Ｄ系の受電準備を行う運転員（現場）：操作所要時間；合計 35 分間］ ・常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷抑制のための切り離し操作を行う。操作の所要時間は 35 分間を想定 ［非常用高圧母線Ｄ系の受電操作を行う運転員（中央制御室及び現場）：操作所要時間；合計５分間］ ・緊急用交流高圧母線の遮断器の投入後の非常用高圧母線の受電操作の所要時間に５分間を想定 ［非常用高圧母線Ｃ系の受電準備を行う運転員（中央制御室）：操作所要時間；合計 25 分間］ ・常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷抑制のための切り離し及び操作スイッチの切保持等の所要時間に 25 分間を想定 ［非常用高圧母線Ｃ系の受電準備を行う運転員（現場）：操作所要時間；合計 25 分間］ ・常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷抑制のための切り離し操作を行う。操作の所要時間は 25 分間を想定 ［非常用高圧母線Ｃ系の受電操作を行う運転員（中央制御室及び現場）：操作所要時間；合計５分間］ ・緊急用交流高圧母線の遮断器の投入後の非常用高圧母線の受電操作の所要時間に５分間を想定 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作は，低圧原子炉代替注水系（常設）の弁操作による系統構成，低圧原子炉代替注水系（常設）の起動であり，いずれも中央制御室における制御盤の操作スイッチによる操作であり，時間余裕を含めて操作時間 10 分を想定する。	－	－	－	－

表2 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（運転停止中 全交流動力電源喪失）(3/3)

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		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
		評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転操作	事象発生から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原子炉除熱機能回復を踏まえて設定	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転操作までの時間は，事象発生から約20時間あり十分な時間余裕がある。	－	－	－	プラント停止時の実績から，配管の暖気運転を含め約60分で操作開始できることを確認した。また，系統構成及びポンプの起動のみであれば，約10分で操作可能であることを確認した。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。
	各機器への給油（電源車，大容量送水車（熱交換器ユニット用）及び常設代替交流電源設備）	事象発生から12時間後以降，適宜	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継続に必要な操作・作業 各機器の使用開始時間を踏まえて設定	各機器への給油開始までの時間は，事象発生から約12時間あり十分な時間余裕がある。	－	－	－	有効性評価では，代替原子炉補機冷却系用の電源車（6号及び7号炉：各2台）及び大容量送水車（熱交換器ユニット用）（6号及び7号炉：各1台），及び常設代替交流電源設備（6号及び7号炉：各1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，電源車及び大容量送水車（熱交換器ユニット用）への給油準備（現場移動困始からタンクローリ（4kL，16kL）への補給完了まで）は，所要時間140分のところ訓練実績等では約98分，常設代替交流電源設備への給油準備は，所要時間120分のところ訓練実績等では約111分で実施可能なことを確認した。 また，各機器への給油作業は，各機器の燃料が枯渇しない時間間隔（許容時間）以内で実施することとしている。 電源車及び大容量送水車（熱交換器ユニット用）への給油作業は，許容時間120分のところ訓練実績等では約108分，常設代替交流電源設備への給油作業は，許容時間16時間のところ訓練実績等では約262分であり，許容時間内で意図している作業が実施可能であることを確認した。

表２　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
（運転停止中(全交流動力電源喪失)）（３／５）

項目		評価条件（操作条件）の不確かさ		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
		評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水	事象発生から2時間後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえた操作の時間及び系統構成の時間に余裕を考慮して設定	【他の並列操作有無】 常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員(現場)と受電準備を行う運転員(現場)の並列操作はあるが，それを加味して操作の所要時間を算定しているため，操作開始時間に与える影響はない。また，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，常設代替交流電源設備からの受電操作後に実施する。 【操作の確実さ】 現場操作は，操作の信頼性の向上や要員の安全のため２人１組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また，中央制御室内の制御盤操作は，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。	－	－	－	－

表２　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
（運転停止中（全交流動力電源喪失））（４／５）

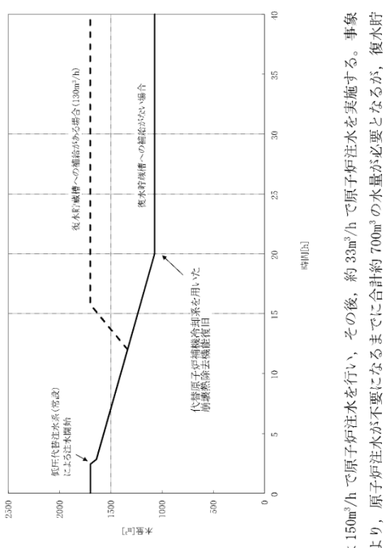
項目		評価条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	原子炉補機代替冷却系運転操作	事象発生10時間後	原子炉補機代替冷却系の準備期間を考慮して設定	【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等による非常用高圧母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断し，これにより原子炉補機代替冷却系の準備を開始する手順としているため，認知遅れ等により操作時間に与える影響はない。 【要員配置】 原子炉補機代替冷却系の準備操作は，中央制御室での操作を行う運転員，現場にて弁操作を行う運転員，現場にて大型送水ポンプ車による移動式熱交換設備への海水補給，移動式代替熱交換設備による冷却水供給のホース敷設，接続等を行う専任の緊急時対策要員（現場）が配置されている。ホース敷設，接続等は現場にて緊急時対策要員（現場）が実施することとなるが，本操作を行う要員は，操作が終わるまでの期間，他の操作を担っていない。よって，操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 原子炉補機代替冷却系に用いる大型送水ポンプ車，移動式代替熱交換設備は車両であり，自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に，アクセスルートの被害があっても，ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる体制としており，操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 緊急時対策要員（現場）の準備操作は，各機器の設置作業及び弁・スイッチ類の操作に移動時間を含めて７時間 20 分の作業時間を想定しているが，訓練実績を踏まえると，より早期に準備操作が完了する見込みである。また，運転員（現場）の行う現場系統構成は，操作場所は原子炉建物及び廃棄物処理建物であり，移動を含めて２時間 10 分の操作時間を想定している。よって，操作開始時間に与える影響はない。	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。	操作開始時間は評価上の想定より早まる可能性があるが，原子炉への注水をすでに実施していることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	事象発生約 10 時間後の操作であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。仮に，操作が遅れる場合は，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉への注水は継続する。	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から10時間後としており，このうち，各機器の設置作業及び弁・スイッチ類の操作は，所要時間７時間 20 分想定のところ，訓練実績では，約５時間 41 分である。また，運転員による常設代替交流電源設備による電源確保，緊急時対策要員（現場）による大型送水ポンプ車による移動式代替熱交換設備への海水補給，緊急時対策要員（現場）による移動式代替熱交換設備による冷却水供給を並行して実施することで，想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考

表２　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
（運転停止中（全交流動力電源喪失））（５／５）

項目		評価条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件		評価上の操作開始時間	条件設定の考え方				
	原子炉補機代替冷却系運転操作	事象発生10時間後	原子炉補機代替冷却系の準備時間を考慮して設定	【他の並列操作有無】 緊急時対策要員（現場）による運転操作は，低圧原子炉代替注水槽への補給に係る系統構成作業後に行う操作であり，他の並列操作は無いことから，操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 緊急時対策要員（現場），運転員の現場操作は，操作の着慣性の小さい定型的な作業であり，確実に実施することができる。	操作開始時間は評価上の想定であり，早まる可能性があるが，原子炉への注水までに実施している操作項目となるパラメータに与える影響はない。	事象発生から10時間後までに操作が開始できる。	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から10時間後としているが，訓練実績等から，約19分で操作可能であり，想定で考慮している運転操作が実施可能なことを確認した。
	原子炉補機代替冷却系運転操作	事象発生10時間後	原子炉補機代替冷却系の準備時間を考慮して設定	【他の並列操作有無】 緊急時対策要員（現場），運転員の現場操作は，低圧原子炉代替注水槽への補給に係る系統構成作業後に行う操作であり，他の並列操作は無いことから，操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 緊急時対策要員（現場），運転員の現場操作は，操作の着慣性の小さい定型的な作業であり，確実に実施することができる。	運転員等操作時間に与える影響は，操作開始時間が早まる可能性があるため，操作時間余裕が大きくなる。	－	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から2時間30分後以降としているが，訓練実績等から，約1時間41分であり，想定で考慮している運転操作が実施可能なことを確認した。
	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱機能回復	事象発生10時間後	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱機能回復を踏まえて設定	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系による原子炉停止時冷却モード運転操作は，原子炉補機代替冷却系運転操作に引き続き実施する操作であり，運転操作までの時間は，事象発生から約10時間あり時間余裕がある。	－	－	－
	低圧原子炉代替注水槽への水補給	事象発生2時間30分後以降	低圧原子炉代替注水槽への水補給は，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実に必要な作業，作業成立性を踏まえ設定	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から2時間30分後以降，運転開始としているが，低圧原子炉代替注水槽の水源枯渇までに実施すれば良い作業であり，低圧原子炉代替注水槽の供給がみで事象発生から約32時間後までに注水可能であることから十分な時間余裕がある。	－	－	－

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



7 日間における水源の対応について（運転停止中　全交流動力電源喪失）

○水源※
　復水貯蔵槽水量：約 1,700m³
　淡水貯水池：約 18,000m³

○水使用パターン
①低圧代替注水系（常設）による原子炉注水
　最大流量 150m³/h で事象発生 145 分後以降に運転する。
　原子炉水位が通常水位まで回復後，水位を維持出来るよう
　崩壊熱に相当する水量（最大 33m³/h）の原子炉注水を実施する。

○水源評価結果
　事象発生 145 分後から原子炉水位が回復する事象発生約 169 分後までは 150m³/h で原子炉注水を行い，その後，約 33m³/h で原子炉注水を実施する。事象発生約 20 時間後に代替原子炉補機冷却系を介した崩壊熱除去機能復旧により，原子炉注水が不要になるまでに合計約 700m³ の水量が必要となるが，復水貯蔵槽に十分な水量を確保しているため対応可能である。
　（150m³/h ×（(169min−145min)÷60）+33m³/h×（20h−(169min÷60)）≒700m³）

※ 停止直後を想定しているため，運転中と同様の管理水量を示す。
　停止時においてウェル水張りなどに使用する際，運転中の管理水量より初期水位を低くすることも考えられるが，その場合であっても必要な保有水以上（約 700m³）の淡水は確保するため，対応可能である。

添付資料 5.2.4

7 日間における水源の対応について
（運転停止中　全交流動力電源喪失）

1.　水源に関する評価

①　淡水源（有効水量）

・代替淡水貯槽：約 4,300m³

2.　水使用パターン

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

事象発生約 1.1 時間後，崩壊熱に相当する流量で，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）による原子炉注水操作を実施する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転による原子炉注水が開始される事象発生後 4 時間 10 分後，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する。

3.　時間評価

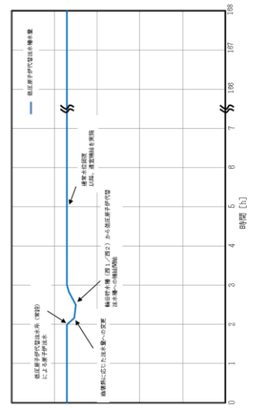
原子炉注水によって，代替淡水貯槽の水量は減少する。

事象発生後 4 時間 10 分までに残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を再開し，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停止するため，代替淡水貯槽の水量の減少は停止する。

この間の代替淡水貯槽の使用水量は合計約 90m³ である。

4.　水源評価結果

時間評価の結果から，7 日間の対応において合計約 90m³ の水が必要となるが，代替淡水貯槽に合計約 4,300m³ の水を保有することから必要水量を確保している。このため，安定して冷却を継続することが可能である。



7 日間における水源の対応について（運転停止中（全交流動力電源喪失））

○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【解釈】1b)項を満足するための代替淡水源（措置

○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２時間後から，原子炉水位回復まで最大流量（200m³/h）で
　注水する。原子炉水位回復後は，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）から低圧原子炉代替注水槽への移送
　事象発生２時間 30 分後から大量送水車を用いて 120m³/h で低圧原子炉代替注水槽へ移送する。

○時間評価（右上図）
　事象発生後から２時間後から低圧原子炉代替注水槽を水源として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する。
　事象発生２時間 30 分後から低圧原子炉代替注水槽への補給を開始するため低圧原子炉代替注水槽水量は回復する。事象発生後約 10
　時間後から，残留熱除去系の運転を開始し，以降は安定して冷却することができる。

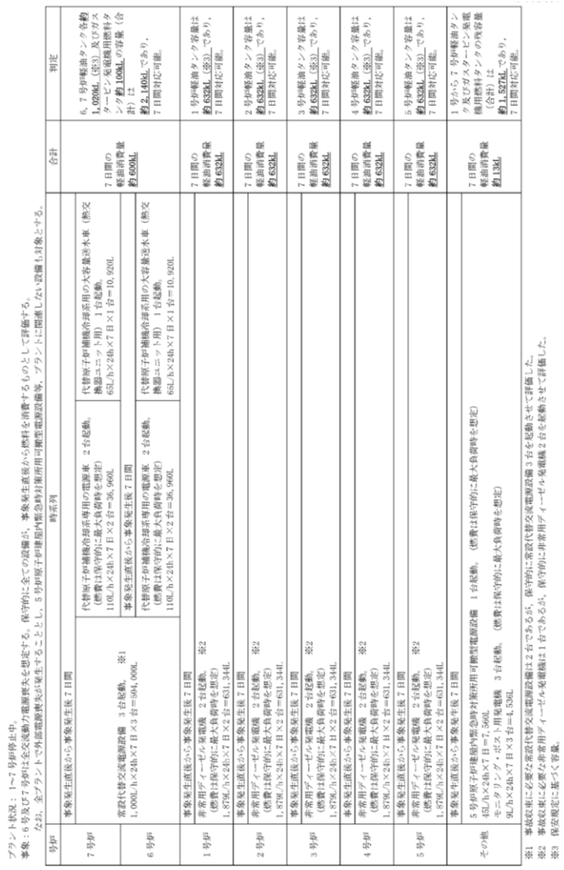
○水源評価結果
　時間評価の結果から低圧原子炉代替注水槽が枯渇することはない。また，７日間の対応を考慮すると，約 300m³ 必要となる。低圧原
　子炉代替注水槽に約 740m³ 及び輪谷貯水槽（西１／西２）に約 7,000m³ の水を保有することから，必要水量は確保可能であり，安定
　して冷却を継続することが可能である。

・評価結果の相違
【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

添付資料 5.2.4

7 日間における燃料の対応について
（運転停止中　全交流動力電源喪失）



プラント状況：1～7 号炉停止中
事象：6 号及び 7 号炉は全交流動力電源喪失を想定する。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。
なお，全プラントで外部電源喪失が発生することとし，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備等，プラントに関連しない設備も対象とする。

号炉	時系列		合計	判定
7 号炉	事象発生直後から事象発生後 7 日間			
	常設代替交流電源設備　3 台起動。※1 1,900L/h×24h×7 日×3 台=964,800L	代替原子炉補機冷却系専用の電源車　2 台起動。 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 110L/h×24h×7 日×2 台=36,960L	7 日間の軽油消費量 約 6004L	6，7 号炉軽油タンク容量は約 1,020kL（※3）及びガスタービン発電機用軽油タンク約 1,060kL の容量（合計）は 約 2,140kL であり，7 日間対応可能。
6 号炉		代替原子炉補機冷却系専用の電源車　2 台起動。 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 110L/h×24h×7 日×2 台=36,960L		
	事象発生直後から事象発生後 7 日間			
1 号炉	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） 1,875L/h×24h×7 日×2 台=631,344L		7 日間の軽油消費量 約 6326L	1 号炉軽油タンク容量は約 650kL（※3）であり，7 日間対応可能。
2 号炉	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） 1,875L/h×24h×7 日×2 台=631,344L		7 日間の軽油消費量 約 6326L	2 号炉軽油タンク容量は約 650kL（※3）であり，7 日間対応可能。
3 号炉	事象発生直後から事象発生後 7 日間			
	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） 1,875L/h×24h×7 日×2 台=631,344L		7 日間の軽油消費量 約 6326L	3 号炉軽油タンク容量は約 650kL（※3）であり，7 日間対応可能。
4 号炉	事象発生直後から事象発生後 7 日間			
	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） 1,875L/h×24h×7 日×2 台=631,344L		7 日間の軽油消費量 約 6326L	4 号炉軽油タンク容量は約 650kL（※3）であり，7 日間対応可能。
5 号炉	事象発生直後から事象発生後 7 日間			
	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） 1,875L/h×24h×7 日×2 台=631,344L		7 日間の軽油消費量 約 6326L	5 号炉軽油タンク容量は約 650kL（※3）であり，7 日間対応可能。
その他	事象発生直後から事象発生後 7 日間			
	5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備　1 台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 65L/h×24h×7 日×1 台=11,760L ホース，ケーブル，照明電機　3 台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 9L/h×24h×7 日×3 台=4,536L		7 日間の軽油消費量 約 1,330L	1 号炉及び 5 号炉共用ガスタービン発電機用燃料タンクの容量（合計）は 1,527kL であり，7 日間対応可能。

※1：事故収束に必要な常設代替交流電源設備は 2 台であるが，保守的に 3 台起動，3 台分の燃料を考慮した。
※2：事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は 1 台であるが，保守的に 2 台起動，2 台分の燃料を考慮した。
※3：保安規定に基づく容量。

東海第二発電所　（2018.9.12 版）

添付資料 5.2.5

7 日間における燃料の対応について
（運転停止中　全交流動力電源喪失）

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

時系列	合計	判定
常設代替高圧電源装置　5 台起動 （燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定） 420.0L／h（燃料消費率）×168h（運転時間）×5 台（運転台数） ＝約 352.8kL	7 日間の軽油消費量 約 352.8kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり，7 日間対応可能
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

島根原子力発電所　２号炉

添付資料 5.2.4

7 日間における燃料の対応について
（運転停止中（全交流動力電源喪失））

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

時系列	合計	判定
大量送水車　1 台起動 0.0677m³/h×24h×７日×１台＝11.3736m³ 大型送水ポンプ車　1 台起動 0.31m³/h×24h×７日×１台＝52.08m³	7 日間の軽油消費量 約 65m³	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約 730m³ であり，7 日間対応可能
ガスタービン発電機　1 台起動 （燃料消費率は保守的に最大負荷（定格出力運転）時を想定） 2.09m³/h×24h×７日×１台＝351.12m³	7 日間の軽油消費量 約 352m³	ガスタービン発電機用軽油タンクの容量は約 450m³ であり，7 日間対応可能
緊急時対策所用発電機　1 台 （燃料消費率は保守的に最大負荷（定格出力運転）時を想定） 0.0469 m³/h×24h×７日×１台＝7.8792m³	7 日間の軽油消費量 約 8 m³	緊急時対策所用燃料地下タンクの容量は約 45m³ であり，7 日間対応可能

備考

・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】

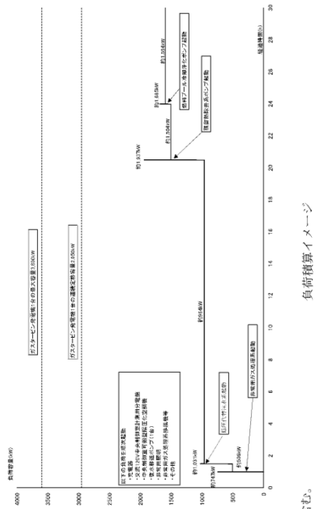
まとめ資料比較表　〔有効性評価　添付資料 5.2.5〕

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

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

添付資料 5.2.5

常設代替交流電源設備の負荷（運転停止中　全交流動力電源喪失）


負荷積算イメージ
ガスタービン発電機
定格出力4,800kW
ガスタービン発電機の連続定格容量3,800kW
約1,179kW
約1,586kW
約1,875kW
約2,264kW
約2,477kW
約2,409kW
約3,157kW
約4,114kW
約2,896kW
約2,926kW
約1,166kW
約1,581kW
約1,687kW
約1,923kW
約2,085kW
約2,175kW
約2,689kW
約3,276

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	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 5.2.5

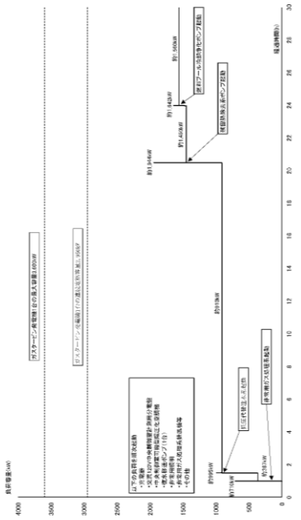
常設代替交流電源設備の負荷（運転停止中 全交流動力電源喪失）

<7 号炉>

	7 号炉
直流 125V 充電器盤 A	約 94kW
直流 125V 充電器盤 A-2	約 56kW
AM 用直流 125V 充電器盤	約 41kW
直流 125V 充電器盤 B	約 98kW
交流 120V 中央制御室計測用分電盤 A,B	約 6kW
非常用照明	約 100kW
中央制御室可搬型陽圧化空調機	3kW
復水移送ポンプ	55kW
残留熱除去系ポンプ（起動時）	540kW（1034kW）
燃料プール冷却浄化ポンプ（起動時）	110kW（192kW）
非常用ガス処理系排風機等※	約 20kW
その他必要な設備	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 1560kW（約 1944kW）

※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。

負荷積算イメージ


負荷容量(kW)
4000
3500
3000
2500
2000
1500
1000
500
0
0
2
4
6
8
10
12
14
16
18
20
22
24
26
28
30
経過時間(h)
DG 2,000kW
DG 1,000kW
DG 500kW
DG 1,000kW
DG 500kW
DG 500kW
DG 500

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　5.3 原子炉冷却材の流出〕

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
5.3 原子炉冷却材の流出 5.3.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策 (1)事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」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「原子炉冷却材流出（CRD 点検（交換）時の作業誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗」，②「原子炉冷却材流出（LPRM 点検（交換）時の作業誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗」，③「原子炉冷却材流出（RIP 点検時の作業誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗」，④「原子炉冷却材流出（CUW ブロー時の操作誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗」及び⑤「原子炉冷却材流出（RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗」である。	5.3 原子炉冷却材の流出 5.3.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策 (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」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「原子炉冷却材の流出（ＲＨＲ系統切替時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」，②「原子炉冷却材の流出（ＣＵＷブロー時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」，③「原子炉冷却材の流出（ＣＲＤ点検時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び④「原子炉冷却材の流出（ＬＰＲＭ点検時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。	5.3　原子炉冷却材の流出 5.3.1　事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策 (1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」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，「原子炉冷却材の流出（残留熱除去系切替時の冷却材流出）＋流出隔離・炉心冷却失敗」，「原子炉冷却材の流出（原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出）＋流出隔離・炉心冷却失敗」，「原子炉冷却材の流出（制御棒駆動機構点検時の冷却材流出）＋流出隔離・炉心冷却失敗」及び「原子炉冷却材の流出（局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出）＋流出隔離・炉心冷却失敗」である。	・評価条件の相違 【柏崎 6/7】 「ＲＩＰ点検時の作業誤り」はＡＢＷＲ特有の事象。
(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では，原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生し，崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，原子炉冷却材の流出及び燃料の崩壊熱による蒸発に伴い原子炉冷却材が減少することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し，燃料損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，原子炉冷却材の流出によって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。	(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では，原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生することを想定する。このため，原子炉冷却材の流出に伴い原子炉冷却材が減少することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し，燃料損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，原子炉冷却材の流出によって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。	(2)　事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では，原子炉の運転停止中に，原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生することを想定する。このため，原子炉冷却材の流出に伴い原子炉冷却材が減少することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し，燃料損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，原子炉冷却材の流出によって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。	・評価条件の相違 【柏崎 6/7】 ＡＢＷＲはＲＨＲの吸い込み配管が燃料棒有効長頂部よりも上にあるため，吸い込み配管まで水位が低下した時点で崩壊熱除去機能が喪失し，以降は崩壊熱による蒸発に伴う水位低下が加わる。島根２号炉はＢＷＲ－５であり，ＲＨＲ吸い込み配管は再循環配管から取水しているため，燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持されるこ

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			とから，評価条件が異なる。
したがって，本事故シーケンスグループでは，原子炉圧力容器からの原子炉冷却材流出の停止や，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことで必要量の原子炉冷却材を確保することによって，燃料損傷の防止を図る。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉を除熱する。	したがって，本事故シーケンスグループでは，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行うことで必要量の原子炉冷却材を確保することによって，燃料損傷の防止を図る。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉を除熱する。	したがって，本事故シーケンスグループでは，原子炉圧力容器からの原子炉冷却材流出の停止や，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことで必要量の原子炉冷却材を確保することによって，燃料損傷の防止を図る。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉を除熱する。	・評価条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，漏えい個所の隔離操作実施後に，原子炉注水を実施する。
(3) 燃料損傷防止対策 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」における機能喪失に対して，燃料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，運転員による原子炉冷却材流出の停止及び残留熱除去系による原子炉注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 5.3.1 図及び第 5.3.2 図に，手順の概要を第 5.3.3 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 5.3.1 表に示す。	(3) 燃料損傷防止対策 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」における機能喪失に対して，燃料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，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第5.3－1 図に，手順の概要を第5.3－2 図に示すとともに，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5.3－1 表に示す。	(3)　燃料損傷防止対策 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」における機能喪失に対して，燃料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，運転員による原子炉冷却材流出の停止及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第5.3.1－1(1)図及び第5.3.1－1(2)図に，手順の概要を第5.3.1－2図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第5.3.1－1表に示す。	・評価条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，漏えい箇所の隔離操作実施後に，原子炉注水を実施する。
本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，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 14 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 6 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 名である。必要な要員と作業項目について第 5.3.4 図に示す。	本事故シーケンスグループにおける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）9 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 3 名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う要員は 4 名である。必要な要員と作業項目について第 5.3－3 図に示す。	本事故シーケンスグループにおける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 10 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名である。必要な要員と作業項目について第 5.3.1－3 図に示す。	・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 10 名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。
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，14 名で対処可能である。	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，9 名で対処可能である。	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，10名で対処可能である。	・体制の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 運用及び設備の相違に伴う，必要要員数の相

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
ａ．原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認 原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生する。原子炉冷却材の流出が長時間継続した場合，原子炉水位が低下し残留熱除去系の運転が継続できなくなることから崩壊熱除去機能喪失に至る。	ａ．原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認 原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生する。なお，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の吸込み配管の高さは燃料有効長頂部以下にあるため，本事故シーケンスの水位低下量においては崩壊熱除去機能は維持される。	ａ．原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認 原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生する。なお，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の吸い込み配管の高さは燃料棒有効長頂部以下にあるため，本事故シーケンスの水位低下量においては崩壊熱除去機能は維持される。	違。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉はＢＷＲ-５であり，ＲＨＲ吸い込み配管は再循環配管から取水しているため，燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持される。
原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位である。	原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域）である。 （添付資料 5.1.1）	原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出を確認するために必要な計装設備は，サプレッション・プール水位（ＳＡ）等である。	・記載方針の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，原子炉ウェル満水時において原子炉冷却材流出を優先的に確認する計器を記載している。
ｂ．原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止確認 原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から漏えいしている箇所の隔離を行うことで，原子炉冷却材流出が停止することを確認する。 隔離操作完了により，正常な原子炉停止時冷却モードの運転となる。 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位である。		ｂ．原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止確認 原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から漏えいしている箇所の隔離を行うことで，原子炉冷却材流出が停止することを確認する。 隔離操作完了により，正常な原子炉停止時冷却モードの運転となる。 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止を確認するために必要な計装設備は，サプレッション・プール水位（ＳＡ）等である。	・評価条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，漏えい箇所の隔離操作実施後，原子炉注水を実施する。 ・記載方針の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，原子炉ウェル満水時において原子炉冷却材流出停止を優先的に確認する計器を記載している。

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．残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水 原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を開始し，原子炉水位を回復する。 残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系系統流量等である。	ｂ．残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水 原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を開始し，原子炉水位を回復する。 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系系統流量等である。	ｃ．残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水 原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を開始し，原子炉水位を回復する。 残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去ポンプ出口流量等である。	
5.3.2 燃料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，事象認知までに要する時間（点検作業に伴う原子炉冷却材の流出事象は検知が容易）及び原子炉冷却材の流出量の観点から「原子炉冷却材流出（RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗」である※1。	5.3.2 燃料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，事象認知までに要する時間（点検作業に伴う原子炉冷却材の流出事象は検知が容易）及び原子炉冷却材の流出量の観点から，「原子炉冷却材の流出（ＲＨＲ系統切替時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である※1。	5.3.2　燃料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，事象認知までに要する時間（点検作業に伴う原子炉冷却材の流出事象は検知が容易）及び原子炉冷却材の流出量の観点から「原子炉冷却材の流出（残留熱除去系切替時の冷却材流出）＋流出隔離・炉心冷却失敗」である※1。	
残留熱除去系は通常，3 系統あるうち１ 系統又は２ 系統を用いて，崩壊熱除去を実施しており，作業や点検等に伴い系統切替えを実施する場合がある。系統切替えに当たって，原子炉冷却材が系外に流出しないように系統構成を十分に確認して行うが，操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出する事象を想定している。 「RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤り」は原子炉冷却材流出事象発生時の検知が他の作業等よりも困難な事象であり，原子炉圧力容器の上蓋が開放されている「POS B 原子炉ウェル満水状態」が検知性及び放射線遮蔽の考慮の観点で最も厳しい想定である。なお，有効燃料棒頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放状態が厳しくなるが，その場合であっても２ 時間以上の時間余裕※2があり，かつ，原子炉水位計による警報発生，緩和設備の起動等に期待できるため，原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能であり，評価項目を満足できる。したがって，当該プラント状態を基本とし，他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより，運転停止中の他のプラント状態においても，評価項目を満足できる。	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）は通常，２ 系統あるうち１ 系統を用いて，崩壊熱除去を実施しており，作業や点検等に伴い系統切替を実施する場合がある。系統切替に当たって，原子炉冷却材が系外に流出しないように系統構成を十分に確認して行うが，操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出する事象を想定している。 「ＲＨＲ系統切替時のＬＯＣＡ」は原子炉冷却材流出事象発生時の検知が他の作業等よりも困難な事象であり，原子炉圧力容器の上蓋が開放されている「ＰＯＳ－Ｂ 原子炉ウェル満水状態」が検知性及び放射線遮蔽の考慮の観点で最も厳しい想定である。なお，燃料有効長頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放状態が厳しくなるが，その場合であっても約 3.5 時間の時間余裕※2があり，かつ，原子炉水位（広帯域）による警報発生，緩和設備の起動等に期待できるため，原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能であり，評価項目を満足できる。したがって，当該プラント状態を基本とし，他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより，運転停止中の他のプラント状態においても，評価項目を満足できる。	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）は通常，２系統あるうち１系統を用いて，崩壊熱除去を実施しており，作業や点検等に伴い系統切替えを実施する場合がある。系統切替えに当たって，原子炉冷却材が系外に流出しないように系統構成を十分に確認して行うが，操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出する事象を想定している。 「残留熱除去系切替時の冷却材流出」は原子炉冷却材流出事象発生時の検知が他の作業等よりも困難な事象であり，原子炉圧力容器の上蓋が開放されている「ＰＯＳ－Ｂ　原子炉ウェル満水状態」が検知性及び放射線遮蔽の考慮の観点で最も厳しい想定である。なお，燃料棒有効長頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放状態が厳しくなるが，その場合であっても約1.3時間の時間余裕※2があり，かつ，原子炉水位計による警報発生，緩和設備の起動等に期待できるため，原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能であり，評価項目を満足できる。したがって，当該プラント状態を基本とし，他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより，運転停止中の他のプラント状態においても，評価項目を満足できる。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 残留熱除去系の系統（熱交換器の数）の相違。 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
本重要事故シーケンスでは，操作の誤り等による原子炉冷却材の系外流出により原子炉水位が低下するが，有効燃料棒頂部の冠水及び未臨界を維持できることを評価する。さらに，原子炉水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。 また，評価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。	本重要事故シーケンスでは，操作の誤り等による原子炉冷却材の系外流出により原子炉水位が低下するが，燃料有効長頂部の冠水及び未臨界を維持できることを評価する。さらに，原子炉水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。 また，評価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。	本重要事故シーケンスでは，操作の誤り等による原子炉冷却材の系外流出により原子炉水位が低下するが，燃料棒有効長頂部の冠水及び未臨界を維持できることを評価する。さらに，原子炉水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。 また，評価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。	
※1 RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤りによる流出量は他の原子炉冷却材流出事象と比べて流出量が大きい（付録 1 別添 柏崎刈羽原子力発電所６号及び 7 号炉確率論的リスク評価(PRA)について 添付資料 3.1.2.c-3 冷却材流出事象の流出量及び余裕時間の算出方法について）	※1 ＲＨＲ系統切替時のＬＯＣＡは他の原子炉冷却材流出事象と比べて事象検知の観点で厳しい。	※１　残留熱除去系切替え時の冷却材流出による流出量は他の原子炉冷却材流出事象と比べて流出量が大きい（付録１ 別添 島根原子力発電所２号炉 確率論的リスク評価（ＰＲＡ）について 補足説明資料1.1.2.c-3 冷却材流出事象の流出量及び余裕時間の算出方法について）	・評価条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，他の事象に比べて事象検知が困難であることに加え，流出量が大きいことも踏まえ，「残留熱除去系切替時の冷却材流出」を選定している。
※2 流出により通常運転水位から残留熱除去系の吸込配管の高さまで水位が低下後，蒸発により水位が有効燃料棒頂部まで低下するまでの時間（停止 1 日後の崩壊熱を想定） （添付資料 5.3.1，5.3.2）	※2 原子炉冷却材の流出により原子炉水位が通常運転水位から燃料有効長頂部まで低下するまでの時間 （添付資料 5.3.1，5.3.2）	※２　原子炉冷却材の流出により原子炉水位が通常運転水位から燃料棒有効長頂部まで低下するまでの時間 （添付資料5.3.1，5.3.2）	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，ＢＷＲ－５であり，ＲＨＲ吸い込み配管は再循環配管から取水しているため，燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持される。
(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評価条件を第 5.3.2 表に示す。また，主要な評価条件について，本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。 a．初期条件 (a) 原子炉圧力容器の状態 原子炉圧力容器の開放時について評価する。原子炉未開放時においては原子炉水位計による警報発生，緩和設備の起動等に期待できる。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の吸込配管が有効燃料棒頂部より高い位置にあるため，有効燃料棒頂部が露出する前に流出が停止する。	(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評価条件を第 5.3－2 表に示す。また，主要な評価条件について，本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。 a．初期条件 (a) 原子炉圧力容器の状態 原子炉圧力容器の開放時について評価する。原子炉未開放時においては原子炉水位（広帯域）による警報発生，緩和設備の起動等に期待できる。	(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評価条件を第 5.3.2－1 表に示す。また，主要な評価条件について，本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。 a．初期条件 (a)　原子炉圧力容器の状態 原子炉圧力容器の開放時について評価する。原子炉未開放時においては原子炉水位計による警報発生，緩和設備の起動等に期待できる。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉はＢＷＲ－

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			５であり，ＲＨＲ吸い込み配管は再循環配管から取水しているため，燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持される。
(b) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温 事象発生前の原子炉の初期水位は，原子炉ウェル満水の水位とし，保有水量を厳しく見積もるため，使用済燃料プールと原子炉ウェルの間に設置されているプールゲートは閉を仮定する。また，原子炉初期水温は 52℃とする。	(b) 原子炉水位及び原子炉水温 事象発生前の原子炉の初期水位は，原子炉ウェル満水の水位とし，保有水量を厳しく見積もるため，使用済燃料プールと原子炉ウェルの間に設置されているプールゲートは閉を仮定する。また，原子炉水温は 52℃とする。	(b)　原子炉水位及び原子炉水温 事象発生前の原子炉の初期水位は，原子炉ウェル満水の水位とし，保有水量を厳しく見積もるため，燃料プールと原子炉ウェルの間に設置されているプールゲートは閉を仮定する。また，原子炉水温は 52℃とする。	
b．事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，残留熱除去系の系統切替え時に原子炉冷却材が流出するものとする。具体的には，ミニマムフロー弁の閉操作忘れの人的過誤による原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出を想定し，流出量は約 87m³/h とする。	b．事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の系統切替時に原子炉冷却材が流出するものとする。具体的には，系統構成の際，残留熱除去系停止時冷却注入弁の開操作が不十分な状態で残留熱除去系ポンプを起動することにより，残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁がインターロックにより自動開となり，開固着することによる原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出を想定し，流出量は約 47m³／h とする。	b．事故条件 (a)　起因事象 起因事象として，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の系統切替え時に原子炉冷却材が流出するものとする。具体的には，ミニマムフロー弁の閉操作忘れの人的過誤による原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出を想定し，流出量は約 94m³/h とする。	・評価条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，人的過誤を仮定するため，全閉すべきミニマムフロー弁を全開のままとすることを想定。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
(b) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発 本想定事象では崩壊熱除去機能喪失を仮定した場合も，事象発生から安定状態に至る時間に対して，原子炉水温が 100℃に到達するまでの時間が事象発生から 5 時間以上と長いため，崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発については，考慮しない。	(b) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発 本想定事象では崩壊熱除去機能喪失を仮定した場合も，事象発生から安定状態に至る時間に対して，原子炉水温が 100℃に到達するまでの時間が事象発生から約 3.7 時間と長いため，崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発については，考慮しない。	(b)　崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発 本想定事象では崩壊熱除去機能喪失を仮定した場合も，事象発生から安定状態に至る時間に対して，原子炉水温が 100℃に到達するまでの時間が事象発生から５時間以上と長いため，崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発については，考慮しない。	・評価結果の相違 【東海第二】
(c) 外部電源 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によって給電を行うものとする。	(c) 外部電源 外部電源はあるものとする。 外部電源がない場合は，原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁が閉となり，原子炉冷却材流出が停止することとなる。このため，原子炉冷却材流出が継続する厳しい想定となるよう，外部電源はあるものとする。	(c)　外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 外部電源が使用できない場合においても，非常用ディーゼル発電機にて残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が可能であり，外部電源がある場合と事象進展は同等となるが，資源の評価の観点で厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。	・評価条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定。なお島根２号炉では，外部電源の喪失による原子炉格納容

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			器隔離弁の閉弁は発生しない。
c．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 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）による原子炉注水流量は 954m³/h とする。	c．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 残留熱除去系（低圧注水系） 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量は 1,605m³／h とする。	c．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 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）による原子炉注水流量は 1,136m³/h とする。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
d．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転中の残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁閉止及び待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は，原子炉水位低下確認後，原因調査を開始し，事象発生から 2 時間後に実施するものとする。 なお，本評価事象においては漏えい箇所の隔離が容易であるため，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作は残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了後に実施するものとしている。ただし，両操作とも水位低下を認知して実施する操作であり，事象によっては原子炉注水操作を残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了前に実施することもある。 （添付資料 5.3.2）	d．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水は，原子炉水位低下確認後，事象発生から 2 時間後に実施するものとする。	d．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「1.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転中の残留熱除去ポンプミニマムフロー弁閉止及び待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は，原子炉水位低下確認後，原因調査を開始し，事象発生から２時間後に実施するものとする。 なお，本評価事象においては漏えい箇所の隔離が容易であるため，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作は残留熱除去ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了後に実施するものとしている。ただし，両操作とも水位低下を認知して実施する操作であり，事象によっては原子炉注水操作を残留熱除去ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了前に実施することもある。 （添付資料 5.3.2）	・評価条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，漏えい箇所の隔離操作実施後に，原子炉注水を実施する。
(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水位の推移を第 5.3.5 図に，原子炉水位と線量率の関係を第 5.3.6 図に示す。 a．事象進展 事象発生後，原子炉冷却材が流出することにより，原子炉水位は低下し始めるが，原子炉水位の低下により異常事象を認知し，事象発生から 2 時間経過した時点で，残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了後，待機中の残留熱除去系ポンプを起動し，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行う。 その後は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転により崩壊熱除去機能を回復する。	(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水位の推移を第 5.3－4 図に，原子炉水位と線量率の関係を第 5.3－5 図に示す。 a．事象進展 事象発生後，原子炉冷却材が流出することにより，原子炉水位は低下し始めるが，原子炉水位の低下により異常事象を認知し，事象発生から約2 時間経過した時点で，待機中の残留熱除去系ポンプを起動し，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行う。 その後は，漏えい箇所の隔離操作を行い，運転中の残留熱除去系（低圧注水系）を残留熱除去系（原子炉停止時冷	(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水位の推移を第 5.3.2－1図に，原子炉水位と線量率の関係を第5.3.2－2図に示す。 a．事象進展 事象発生後，原子炉冷却材が流出することにより，原子炉水位は低下し始めるが，原子炉水位の低下により異常事象を認知し，事象発生から２時間経過した時点で，残留熱除去ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了後，待機中の残留熱除去ポンプを起動し，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行う。 その後は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転により崩壊熱除去機能を回復する。	・評価条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，漏えい箇所の隔離操作実施後に，原子炉注水を実施する。

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
線量率の評価点は原子炉建屋オペレーティングフロアの床付近としており，有効燃料棒頂部の約 15m 上の水位での線量率は 1.0×10^{-3}mSv/h 以下であり，この水位において放射線の遮蔽は維持されている。	却系）に切り替えて原子炉除熱を行う。 線量率の評価点は原子炉建屋原子炉棟6 階の床付近としており，燃料有効長頂部の約15m 上の水位での線量率は1.0×10^{-3}mSv／h 以下であり，この水位において放射線の遮蔽は維持されている。	線量率の評価点は原子炉建物原子炉棟４階の燃料取替機台車床としており，燃料棒有効長頂部の約15m上の水位での線量率は1.0×10^{-3}mSv/h以下であり，この水位において放射線の遮蔽は維持されている。	
b．評価項目等 原子炉水位は，第 5.3.5 図に示すとおり，有効燃料棒頂部の約 15m 上まで低下するに留まり，燃料は冠水維持される。 第 5.3.6 図に示すとおり，必要な遮蔽※3 が維持できる水位である有効燃料棒頂部の約 3.0m 上を下回ることがないため，放射線の遮蔽は維持される。なお，線量率の評価点は原子炉建屋オペレーティングフロアの床付近としている。 また，全制御棒全挿入状態が維持されているため，未臨界は確保されている。 原子炉水位回復後，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を停止し，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による原子炉圧力容器除熱を行うことで，安定状態を維持できる。 本評価では，「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。 ※3 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。原子炉冷却材流出における原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業時間及び作業員の退避は 1 時間以内であり，作業員の被ばく量は最大でも 10mSv となるため，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。 本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋オペレーティングフロアでの操作を必要な作業としていないが，燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへの注水について仮に考慮し，可搬型スプレイヘッダ及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。 必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は，定期検査作業時での原子炉建屋オペレーティングフロアにおける線量率を考慮した値である。	b．評価項目等 原子炉水位は，第 5.3－4 図に示すとおり，燃料有効長頂部の約 15m 上まで低下するにとどまり，燃料は冠水維持される。 第 5.3－5 図に示すとおり，必要な遮蔽※が維持できる水位である燃料有効長頂部の約 2.6m 上を下回ることがないため，放射線の遮蔽は維持される。なお，線量率の評価点は原子炉建屋原子炉棟６階の床付近としている。 また，全制御棒全挿入状態が維持されているため，未臨界は確保されており，安定状態を維持できる。 本評価では，「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。 ※ 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv／h とする。原子炉冷却材流出における原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業時間及び作業員の退避は 2.2 時間以内であり，作業員の被ばく量は最大でも 22mSv となるため，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。 本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋原子炉棟６階での操作を必要な作業としていないが，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作について仮に考慮し，可搬型スプレイノズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。 必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv／h は，施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟6 階における線量率を考慮した値である。	b．評価項目等 原子炉水位は第 5.3.2－1 図に示すとおり，燃料棒有効長頂部の約 15m 上まで低下するに留まり，燃料は冠水維持される。 第 5.3.2－2 図に示すとおり，必要な遮蔽※3が維持できる水位である燃料棒有効長頂部の約 2.5m 上を下回ることがないため，放射線の遮蔽は維持される。なお，線量率の評価点は原子炉建物原子炉棟４階の燃料取替機台車床としている。 また，全制御棒全挿入状態が維持されているため，未臨界は確保されている。 原子炉水位回復後，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を停止し，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による原子炉圧力容器除熱を行うことで，安定状態を維持できる。 本評価では，「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。 ※３　必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。原子炉冷却材流出における原子炉建物原子炉棟４階からの現場作業員の退避は２時間以内であり，作業員の被ばく量は最大で20mSvとなるため，緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。 本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建物原子炉棟４階での操作を必要な作業としていないが，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）を使用した燃料プールへの注水について仮に考慮し，可搬型スプレイノズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。 必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/hは，定期事業者検査作業時での原子炉建物原子炉棟４階における線量率を考慮した値である。	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉の現場作業員の退避時間を考慮した評価結果。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
この線量率となる水位は有効燃料棒頂部の約 3.0m 上（原子炉ウェル満水から約 14m 下）の位置である。 （添付資料 4.1.2，5.1.6，5.3.3）	この線量率となる水位は燃料有効長頂部の約2.6m上（原子炉ウェル満水から約14m下）の位置である。 （添付資料 5.1.5，5.3.1，5.3.3）	この線量率となる水位は燃料棒有効長頂部の約2.5m上（原子炉ウェル満水から約14m下）の位置である。 （添付資料 4.1.2，5.1.6，5.3.3）	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
5.3.3 評価条件の不確かさの影響評価 評価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。 本重要事故シーケンスは，事象進展が緩やかであり，運転員等操作である待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）により，水位を回復させ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，待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作とする。	5.3.3 評価条件の不確かさの影響評価 評価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。 本重要事故シーケンスは，事象進展が緩やかであり，運転員等操作である待機中の残留熱除去系（低圧注水系）により，水位を回復させ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，待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作とする。	5.3.3　評価条件の不確かさの影響評価 評価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。 本重要事故シーケンスは，事象進展が緩やかであり，運転員等操作である待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）により，水位を回復させ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，原子炉冷却材流出の停止操作及び待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作とする。	・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，原子炉注水前に漏えい箇所の隔離操作を実施するとしており，不確かさの影響を確認する。
(1) 評価条件の不確かさの影響評価 ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 5.3.2 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確認する。また，評価条件の設定に当たっては，評価項目に対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の原子炉水温は評価条件の 52℃に対して最確条件は約 37℃～約 48℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水温より低くなり，沸騰開始時間は遅くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなり，原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	(1) 評価条件の不確かさの影響評価 ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 5.3－2 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確認する。また，評価条件の設定に当たっては，評価項目に対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響	(1)　評価条件の不確かさの影響評価 a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 5.3.2-1 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確認する。また，評価条件の設定に当たっては，評価項目に対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。 (a)　運転員等操作時間に与える影響	・評価方針の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉はＢＷＲ－５であり，ＲＨＲ吸い込み配管は再循環配管から取水しているため，燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持されること，また崩壊熱除去機能喪失を仮定

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
			した場合も，原子炉水温が 100℃に到達するまでの時間が事象発生から５時間以上と長いため，崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発を考慮していない。
初期条件の原子炉水位は，評価条件の原子炉ウェル満水に対して最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なり，原子炉ウェル水張り実施中においては，評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが，既に原子炉注水を実施しており，また原子炉冷却材流出の停止のための隔離操作は，原子炉冷却材流出の認知を起点とする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。	初期条件の原子炉水位は，評価条件の原子炉ウェル満水に対して最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なり，原子炉ウェル水張り実施中においては，評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが，既に原子炉注水を実施しており，運転員等操作時間に与える影響はない。	初期条件の原子炉水位は，評価条件の原子炉ウェル満水に対して最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なり，原子炉ウェル水張り実施中においては，評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが，既に原子炉注水を実施しており，また原子炉冷却材流出の停止のための隔離操作は，原子炉冷却材流出の認知を起点とする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。	・評価条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，漏えい箇所の隔離操作実施後に，原子炉注水を実施する。
初期条件のプールゲートの状態は評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している保有水量より多くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなるが，原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする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。	初期条件のプールゲートの状態は評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している保有水量より多くなるため，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなるが，原子炉注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする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。	初期条件のプールゲートの状態は評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している保有水量より多くなるため，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなるが，原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする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。	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，原子炉注水前に漏えい箇所の隔離操作を実施する。
初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器の開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉圧力容器の未開放時は，原子炉水位計による警報発生，緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため，運転員等操作時間が早くなり，原子炉圧力容器の開放時は，評価条件と同様となるが，原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする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。	初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器の開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉圧力容器の未開放時は，原子炉水位（広帯域）による警報発生，緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため，運転員等操作時間が早くなり，原子炉圧力容器の開放時は，評価条件と同様となるが，原子炉注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする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。	初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器の開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉圧力容器の未開放時は，原子炉水位計による警報発生，緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため，運転員等操作時間が早くなり，原子炉圧力容器の開放時は，評価条件と同様となるが，原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする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。	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，原子炉注水前に漏えい箇所の隔離操作を実施する。
(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の原子炉水温について，評価条件の 52℃に対して	(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	・評価方針の相違

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
最確条件は約 37℃～約 48℃であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなり，沸騰開始時間は遅くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。			【柏崎 6/7】 島根２号炉はＢＷＲ-５であり，ＲＨＲ吸い込み配管は再循環配管から取水しているため，燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持されること，また崩壊熱除去機能喪失を仮定した場合も，原子炉水温が 100℃に到達するまでの時間が事象発生から５時間以上と長いため，崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発を考慮していない。
初期条件の原子炉水位及び原子炉圧力容器の状態について，評価条件の原子炉圧力容器の開放及び原子炉ウェル満水に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉ウェルの水張りを実施しているため初期水位が原子炉ウェル満水と高い位置となるが，原子炉圧力容器等の遮蔽に期待できず，また原子炉水位計の警報による運転員の認知に期待できないため，速やかな認知が困難である。一方，原子炉圧力容器の未開放時は，原子炉圧力容器の開放時と比べて，初期水位が低い位置であるが，原子炉圧力容器等の遮蔽に期待でき，かつ，原子炉水位計による警報発生，緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり，さらに放射線の遮蔽を維持できる有効燃料棒頂部の約 2.0m 上に到達するまでの時間（約１時間）は認知の時間に比べて十分長い。	初期条件の原子炉水位及び原子炉圧力容器の状態について，評価条件の原子炉圧力容器の開放及び原子炉ウェル満水に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉ウェルの水張りを実施しているため初期水位が原子炉ウェル満水と高い位置となるが，原子炉圧力容器等の遮蔽に期待できず，また原子炉水位（広帯域）の警報による運転員の認知に期待できないため，速やかな認知が困難である。一方，原子炉圧力容器の未開放時は，原子炉圧力容器の開放時と比べて，初期水位が低い位置であるが，原子炉圧力容器等の遮蔽に期待でき，かつ，原子炉水位（広帯域）による警報発生，緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり，さらに放射線の遮蔽を維持できる燃料有効長頂部の約 1.7m 上に到達するまでの時間（約 2.3 時間）は認知の時間に比べて十分長い。	初期条件の原子炉水位及び原子炉圧力容器の状態について，評価条件の原子炉圧力容器の開放及び原子炉ウェル満水に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉ウェルの水張りを実施しているため初期水位が原子炉ウェル満水と高い位置となるが，原子炉圧力容器等の遮蔽に期待できず，また原子炉水位計の警報による運転員の認知に期待できないため，速やかな認知が困難である。一方，原子炉圧力容器の未開放時は，原子炉圧力容器の開放時と比べて，初期水位が低い位置であるが，原子炉圧力容器等の遮蔽に期待でき，かつ，原子炉水位計による警報発生，緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため，放射線の遮蔽を維持できる燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上に到達するまでの時間（事象発生から約 50 分）までの認知が可能である。	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
このため，現場作業員の退避時の被ばくを考慮した際も必要な放射線の遮蔽は維持されることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間（停止１日後）は 2 時間以上と長く，認知後すぐに隔離による原子炉冷却材流出の停止操作及び原子炉注水操作を行えるため，操作時間が十分あることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	このため，現場作業員の退避時の被ばくを考慮した際も必要な放射線の遮蔽は維持されることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は約 3.5 時間と長く，認知後すぐに原子炉注水操作を行えるため，操作時間が十分あることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	このため，現場作業員の退避時の被ばくを考慮した際も必要な放射線の遮蔽は維持されることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は約 1.3 時間の時間余裕があり，認知後すぐに隔離による原子炉冷却材流出の停止操作及び原子炉注水操作を行えるため，操作時間が十分あることから，評価項目となるパラメータ	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

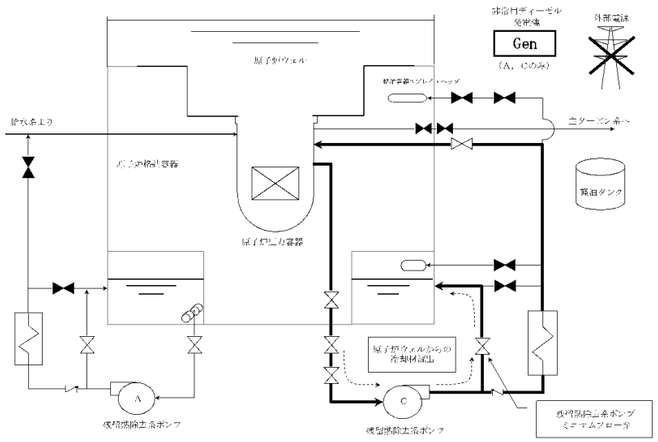
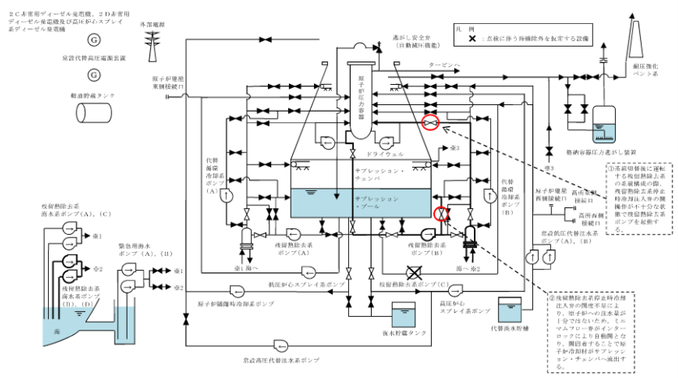
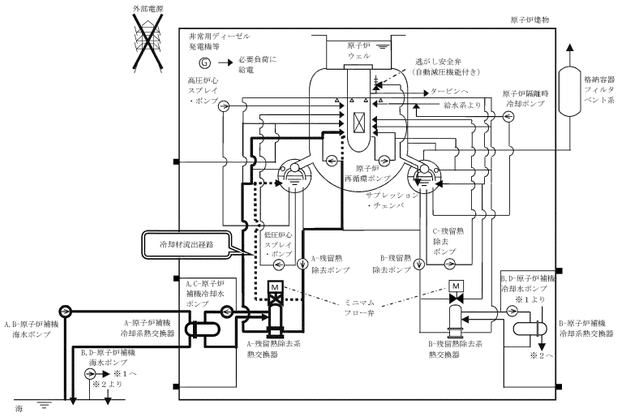
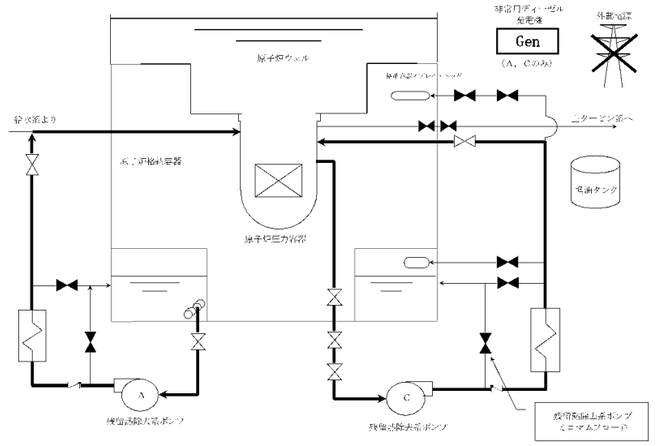
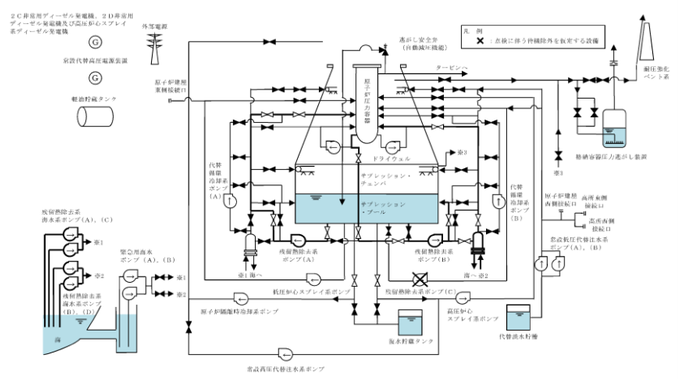
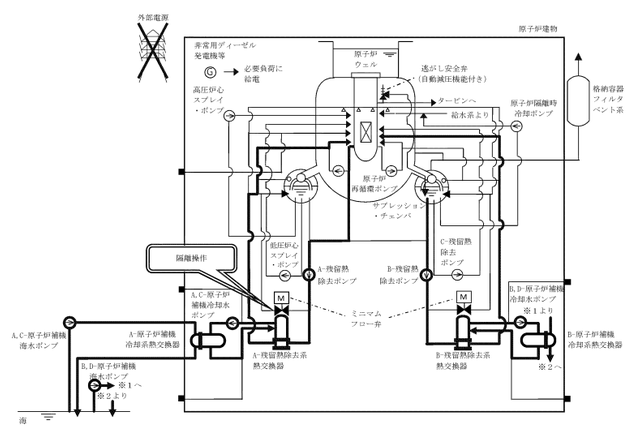
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
初期条件のプールゲートの状態において評価条件のプールゲート閉に対して，最確条件はプールゲート開であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している保有水量より多くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	初期条件のプールゲートの状態において評価条件のプールゲート閉に対して，最確条件はプールゲート開であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している保有水量より多くなるため，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	に与える影響は小さい。 初期条件のプールゲートの状態において評価条件のプールゲート閉に対して，最確条件はプールゲート開であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している保有水量より多くなるため，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	
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 操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から 2 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，運転員の残留熱除去系系統切替え時のプラント状態確認による早期の認知に期待できるため，評価の想定と比べ，早く事象を認知できる可能性があり，評価上の操作開始時間に対し，実態の原子炉冷却材流出の停止操作が早くなることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	(a) 運転員等操作時間に与える影響	(a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から２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，運転員の残留熱除去系系統切替え時のプラント状態確認による早期の認知に期待できるため，評価の想定と比べ，早く事象を認知できる可能性があり，評価上の操作開始時間に対し，実態の原子炉冷却材流出の停止操作が早くなることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	・評価条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，漏えい箇所の隔離操作実施後に，原子炉注水を実施する。
操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は，評価上の操作開始時間として，原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の時間を考慮し，事象発生から 2 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，原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり，評価では事象発生から 2 時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが，実態は運転員の残留熱除去系系統切替え時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき，速やかに原子炉注水操作を実施するため，その開始時間は早くなることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による注水操作は，評価上の操作開始時間として，原子炉水位の低下に伴う異常の認知を考慮し，事象発生から約 2 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，原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり，評価では事象発生から約 2 時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが，実態は運転員の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）系統切替時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき，速やかに原子炉注水操作を実施するため，その開始時間は早くなることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は，評価上の操作開始時間として，原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の時間を考慮し，事象発生から２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，原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり，評価では事象発生から２時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが，実態は運転員の残留熱除去系系統切替え時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき，速やかに原子炉注水操作を実施するため，その開始時間は早くなることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	・評価条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，漏えい箇所の隔離操作実施後に，原子炉注水を実施する。

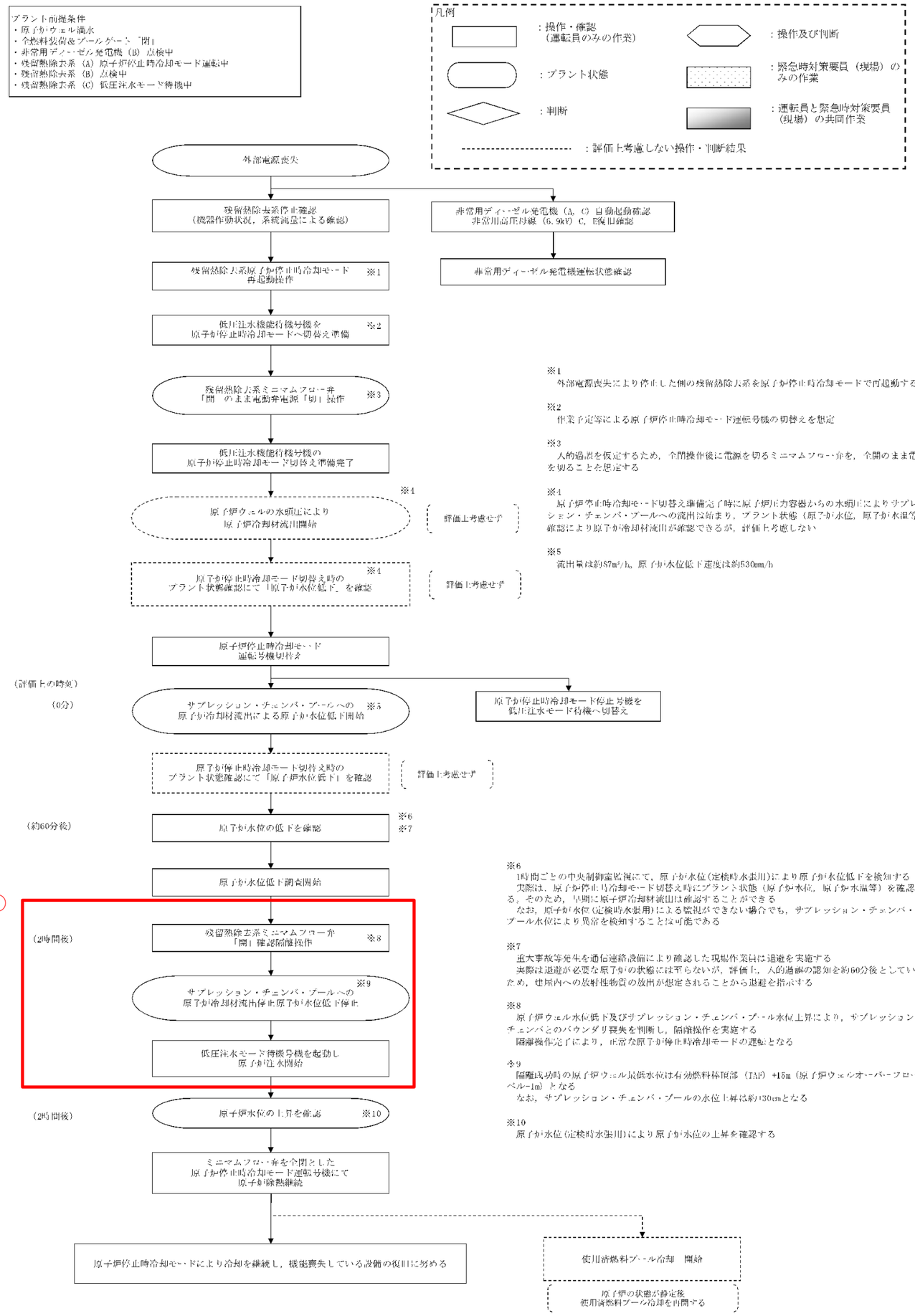
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから，評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。	(b) 評価項目となるパラメータに与える影響	(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから，評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。	・評価条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，漏えい箇所の隔離操作実施後に，原子炉注水を実施する。
操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから，評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。 （添付資料 5.3.4）	操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから，評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。	操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから，評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。 （添付資料 5.3.4）	
(2) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。	(2) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。	(2) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。	
操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作について，必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまで約 13 時間であり，事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は2 時間であることから，時間余裕がある。		操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作について，必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約10時間後であり，事故を認知して漏えい箇所の隔離が完了し，原子炉注水を開始するまでの時間は事象発生から２時間後であることから，時間余裕がある。	・評価条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，漏えい箇所の隔離操作実施後に，原子炉注水を実施する。 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7】
操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作について，必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまで約 13 時間であり，事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は2 時間であることから，時間余裕がある。 （添付資料 5.3.4）	操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）の注水操作について，必要な遮蔽が維持される最低水位に到達するまで約 20 時間であり，事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は2 時間であることから，時間余裕がある。	操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作について，必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約10時間後であり，事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は事象発生から２時間後であることから，時間余裕がある。 （添付資料5.3.4）	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
(3) まとめ 評価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，評価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	(3) まとめ 評価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，評価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	(3) まとめ 評価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，評価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	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
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。	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。 （添付資料 5.3.4）	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。	
5.3.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において，6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策時における必要な要員は，「5.3.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり 14 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員，緊急時対策要員等の 64 名で対処可能である。	5.3.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において，重大事故等対策時における必要な要員は，「5.3.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり9 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の37 名で対処可能である。	5.3.4　必要な要員及び資源の評価 (1)　必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において，重大事故等対策時における必要な要員は，「5.3.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり10名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員，緊急時対策要員等の43名で対処可能である。	・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 10 名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。
(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」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。 ａ．水源 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については，必要な注水量が少なく，また，サプレッション・チェンバのプール水を水源とすることから，枯渇することはないため，7 日間の継続実施が可能である。 ｂ．燃料 非常用ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生後 7 日間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。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	(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」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。 ａ．水源 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水については，必要な注水量が少なく，また，サプレッション・チェンバのプール水を水源とすることから，枯渇することはないため，7 日間の継続実施が可能である。 ｂ．燃料 本重要事故シーケンスは，外部電源がある場合を想定した事象であるため，軽油貯蔵タンクに保有する軽油の使用は想定していない。	(2)　必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」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。 ａ．水源 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については，必要な注水量が少なく，また，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，枯渇することはないため，７日間の継続実施が可能である。 ｂ．燃料 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。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，これらの使用が可能であることから，非常用ディーゼル発	・評価条件の相違 【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。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
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 1,519kL)		電機等による電源供給について，７日間の継続が可能である。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。 ・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。
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，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。 （添付資料 5.3.5）		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８m^3 の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約 45m^3 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。 （添付資料5.3.5）	・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】
c．電源 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によって給電を行うものとする。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。	c．電源 本重要事故シーケンスは，外部電源がある場合を想定した事象であるため，非常用ディーゼル発電機等からの電源供給は想定していない。	c．電源 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は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。	・評価条件の相違 【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。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】
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		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。	

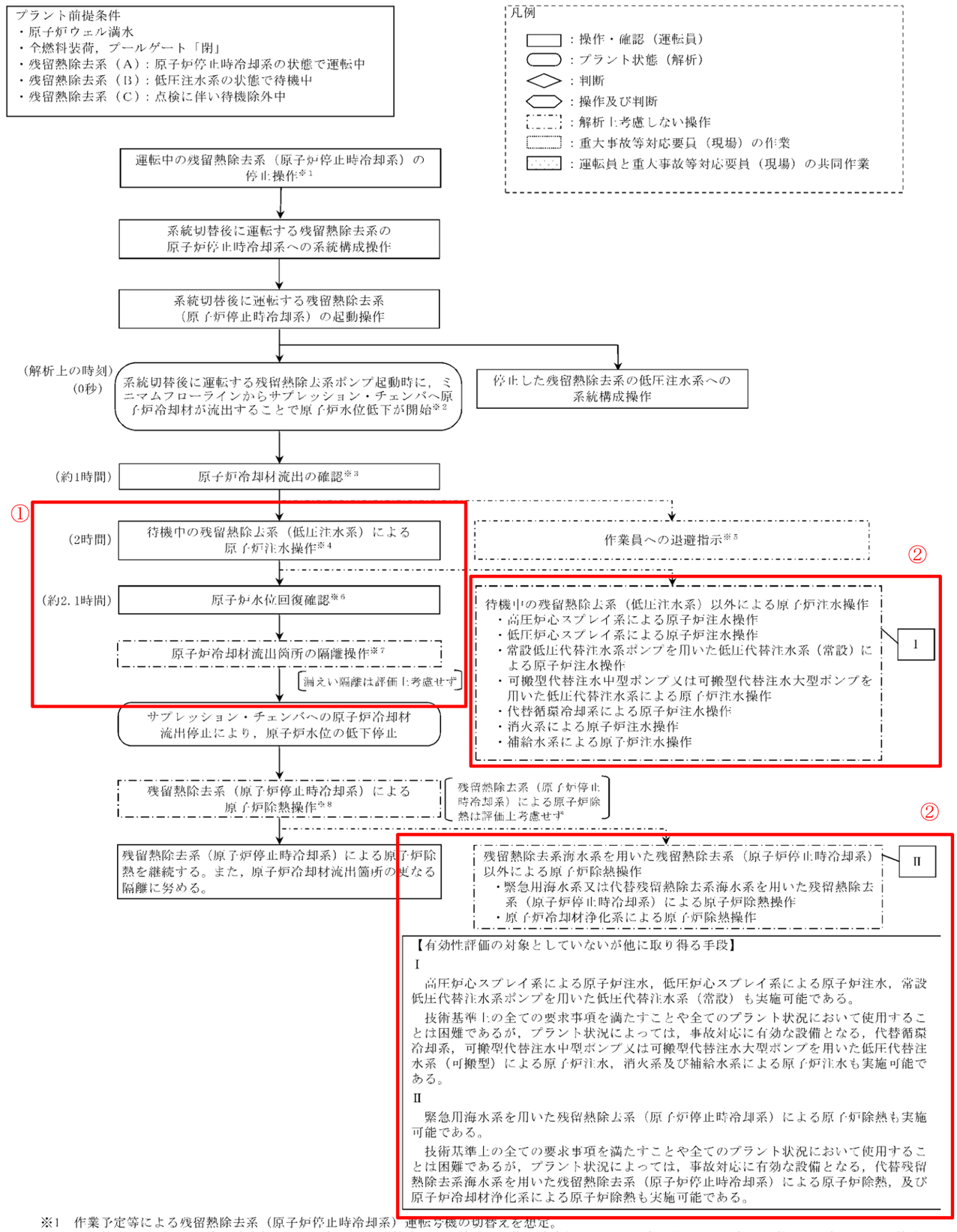
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
ての電源供給が可能である。			モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。
5.3.5 結論 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では，系統切替え操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出することで原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する燃料損傷防止対策としては，残留熱除去系による原子炉注水手段を整備している。 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「残留熱除去系の系統切替え時に操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外へ流出する事故」について有効性評価を実施した。 上記の場合においても，残留熱除去系による原子炉注水を行うことにより，燃料は露出することなく有効燃料棒頂部は冠水しているため，燃料損傷することはない。 その結果，有効燃料棒頂部の冠水，放射線の遮蔽の維持及び制御棒の全挿入状態が維持されており未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 評価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。 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。 以上のことから，残留熱除去系による原子炉注水等の燃料損傷防止対策は，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「原子炉冷却材の流出」に対して有効である。	5.3.5 結論 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では，系統切替操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出することで原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する燃料損傷防止対策としては，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段を整備している。 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「原子炉冷却材の流出（ＲＨＲ系統切替時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について有効性評価を実施した。 上記の場合においても，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行うことにより，燃料は露出することなく燃料有効長頂部は冠水しているため，燃料損傷することはない。 その結果，燃料有効長頂部の冠水，放射線の遮蔽の維持及び制御棒の全挿入状態が維持されており未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 評価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。 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。 以上のことから，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水等の燃料損傷防止対策は，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「原子炉冷却材の流出」に対して有効である。	5.3.5　結論 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では，系統切替え操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出することで原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する燃料損傷防止対策としては，原子炉冷却材流出の停止及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段を整備している。 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「原子炉冷却材の流出（残留熱除去系切替時の冷却材流出）＋流出隔離・炉心冷却失敗」について有効性評価を実施した。 上記の場合においても，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことにより，燃料は露出することなく燃料棒有効長頂部は冠水しているため，燃料損傷することはない。 その結果，燃料棒有効長頂部の冠水，放射線の遮蔽の維持及び制御棒の全挿入状態が維持されており未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 評価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。 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。 以上のことから，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水等の燃料損傷防止対策は，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「原子炉冷却材の流出」に対して有効である。	・評価条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，漏えい箇所の隔離操作実施後に，原子炉注水を実施する。

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
 第5.3.1 図　「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策の概略系統図(1/2)　（原子炉停止時冷却系統構成失敗）	 第 5.3－1 図 原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図（1／2）（原子炉冷却材流出の発生段階）	 第5.3.1－1(1)図　「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策の概略系統図（原子炉停止時冷却系統構成失敗）	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
 第5.3.2 図　「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策の概略系統図(2/2)　（原子炉注水及び原子炉停止時冷却））	 第 5.3－1 図 原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図（2／2）（残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水段階	 第 5.3.1－1(2)図　「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策の概略系統図（漏えい箇所の隔離操作，原子炉注水及び原子炉停止時冷却）	



第 5.3.3 図　「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要

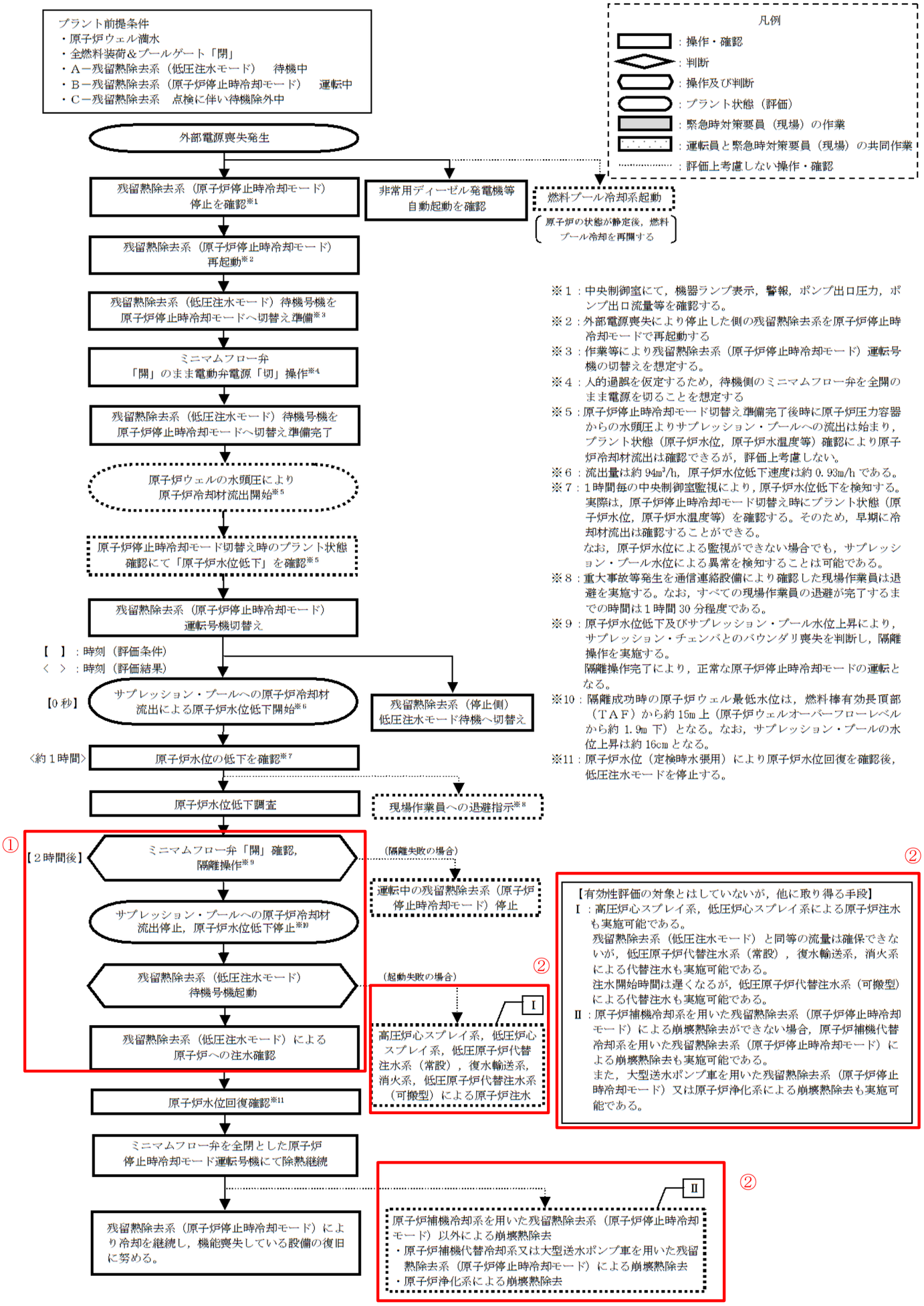
備　考
差異理由は，島根２号炉「第 5.3.1－2 図　「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要」の備考欄参照。



※1　作業予定等による残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転号機の切替えを想定。
※2　残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時，残留熱除去系停止時冷却注入弁の開度が不十分な状態で切替後に運転する残留熱除去系ポンプを起動することにより，ミニマムフロー弁が自動開となり，開固着することで原子炉冷却材がサプレッション・チェンバへ流出することを想定する（原子炉冷却材の流出量は47m³／h，原子炉水位の低下速度は約0.75m／h）。
※3　1時間毎の中央制御室の巡視により原子炉水位の低下及びサプレッション・プール水位の上昇により，原子炉冷却材の流出を検知するものとしている。
※4　注水前の原子炉ウェル水位は燃料有効長頂部から約15m上（原子炉ウェルオーバーフローレベル－1.5m）となる。なお，サプレッション・チェンバの水位上昇は約0.3mである。
※5　現場作業員は，当直発電長の送受話器（ページング）による退避指示を確認後，退避する。なお，全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は，1時間程度である。
※6　原子炉水位の回復を確認する。燃料の冠水及び必要な放射線の遮蔽等を維持することで評価項目を満足しており，安定状態を維持できる。
※7　残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作で原子炉水位を維持した状態での操作であるため，十分な時間余裕がある。
※8　残留熱除去系の系統加圧ラインの手動弁を閉状態にする。

第5.3－2 図原子炉冷却材の流出の対応手順の概要

備考
差異理由は，島根2号炉「第5.3.1－2図　「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要」の備考欄参照。



※１：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ出口圧力，ポンプ出口流量等を確認する。
※２：外部電源喪失により停止した側の残留熱除去系を原子炉停止時冷却モードで再起動する
※３：作業等により残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転号機の切替えを想定する。
※４：人的過誤を仮定するため，待機側のミニマムフロー弁を全開のまま電源を切ることを想定する
※５：原子炉停止時冷却モード切替え準備完了後時に原子炉圧力容器からの水頭圧よりサプレッション・プールへの流出は始まり，プラント状態（原子炉水位，原子炉水温度等）確認により原子炉冷却材流出は確認できるが，評価上考慮しない。
※６：流出量は約 94m³/h，原子炉水位低下速度は約 0.93m/h である。
※７：１時間毎の中央制御室監視により，原子炉水位低下を検知する。
実際は，原子炉停止時冷却モード切替え時にプラント状態（原子炉水位，原子炉水温度等）を確認する。そのため，早期に冷却材流出は確認することができる。
なお，原子炉水位による監視ができない場合でも，サプレッション・プール水位による異常を検知することは可能である。
※８：重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。なお，すべての現場作業員の退避が完了するまでの時間は１時間 30 分程度である。
※９：原子炉水位低下及びサプレッション・プール水位上昇により，サプレッション・チェンバとのバウンダリ喪失を判断し，隔離操作を実施する。
隔離操作完了により，正常な原子炉停止時冷却モードの運転となる。
※10：隔離成功時の原子炉ウェル最低水位は，燃料棒有効長頂部（ＴＡＦ）から約 15m 上（原子炉ウェルオーバーフローレベルから約 1.9m 下）となる。なお，サプレッション・プールの水位上昇は約 16cm となる。
※11：原子炉水位（定検時水張用）により原子炉水位回復を確認後，低圧注水モードを停止する。

第 5.3.1－2 図　「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要

備　考
・評価条件の相違 【東海第二】 ①島根２号炉は，漏えい個所の隔離操作実施後，原子炉を注水。 ・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 ②島根２号炉は，有効性評価の対象としていないが，ほかに取り得る手段を記載。

原子炉冷却材の流出

操作内容	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（時間）	備考
	当直長		1人	中央監視 緊急時対策本部連絡				0　0.5　1　1.5　2　2.5　3　3.5　4　4.5　5	
	指揮者	6号	当直副長	1人	発電所運転統括指揮			▽事象発生	
		7号	当直副長	1人				▽第60分　原子炉水位低下確認	
	運転操作者	緊急時対策本部要員		6人	中央制御室待避 発電所外待避室			▽2時間　サプレッション・チェンバ・プールへの原子炉冷却材流出停止 ▽2時間　原子炉注水開始	
	運転班 （中央制御室）		運転班 （現場）		緊急時対策要員 （現場）				
	6号	7号	6号	7号	6号	7号			
非常用所	1人 A	1人 a	－	－	－	－	・外部電源喪失確認		
							・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）モード　手動起動 原子炉停止時冷却系モード　手動起動	10分	残留熱除去系ポンプ（A）
							・非常用ディーゼル発電機起動確認		
残留熱除去系　B系	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）モード　手動起動 原子炉停止時冷却系モード　手動起動	15分	残留熱除去系ポンプ（B）
原子炉停止時冷却モード切換操作	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）モード　手動起動 原子炉停止時冷却系モード　系統構成	30分	残留熱除去系ポンプ（A）、ミニマムフロー弁「開」、注水弁「閉」
	－	－	2人 C，D	2人 c，d	－	－	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系） 原子炉停止時冷却モード　系統構成	30分	残留熱除去系ポンプ（B）
	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系） 原子炉停止時冷却モード　手動操作	15分	残留熱除去系ポンプ（A）
	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系） 原子炉停止時冷却モード　手動操作	60分	残留熱除去系ポンプ（A）
	－	－	（2人） C，D	（2人） c，d	－	－	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系） 原子炉停止時冷却モード　系統構成	60分	残留熱除去系ポンプ（B）
原子炉本体周辺操作	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・原子炉水位、圧力計測	原子炉水位低（L3）計測	逃がし安全弁
	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・原子炉水位低下確認／現場操作	60分	
	－	－	（2人） C，D	（2人） c，d	－	－	・原子炉減圧操作準備	10分	
	－	－			－	－	・原子炉水位低下確認／現場操作	50分	原子炉冷却材浄化系ブロー弁閉止により、発生蒸気量が減少するため、原子炉水位低下速度が緩和される。
	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系） 原子炉停止時冷却モード　手動操作	5分	原子炉本体周辺操作、信頼性向上のため、時間上
使用済燃料プール冷却モード運転 （冷温停止維持中）	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・スキマサージタンク水位確認 ・燃料プール冷却浄化系　系統構成	・可搬動準備としている系統弁類の操作及びスキマサージタンクへの補給を実施する。 30分	燃料プール水温「65℃」以下維持 運転を継続できること
	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・燃料プール冷却浄化系手動起動	・燃料プール冷却浄化ポンプを自起動し使用済燃料プール水の循環を開始する。 ・必要に応じてスキマサージタンクへの補給を実施する。 30分	
必要人員数　合計	1人 A	1人 a	2人 C，D	2人 c，d	9人				

（　）内の数字は操作の実施箇所（移動）を明確にする為の人員数

備考

差異理由は，島根２号炉「第 5.3.1－3 図　「原子炉冷却材の流出」の作業と所要時間」の備考欄参照。

第 5.3.4 図　「原子炉冷却材の流出」の作業と所要時間

運転停止中　原子炉冷却材の流出

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は作業後移動してきた要員 責任者	当直発電長	1人	中央監視運転操作指揮	操作の内容	経過時間（時間） -1 / 0 / 1 / 2 / 3 / 4	備考
	指揮	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐			
	指揮者	災害対策要員（指揮者等）	4人	初期での指揮発電所内体制確			
	当直運転員（中央制御室）	当直運転員（現場）		重大事故等対応要員（現場）			
						▽事象発生	
						▽約1時間　原子炉水位の低下を確認	
						▽2時間　待機側の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水開始	
						▽約2.1時間　原子炉六位回復，原子炉冷却材流出の原因調査／隔離操作開始	
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替操作	－	2人 B，C	－	●運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止操作（現場）	45 分		残留熱除去系ポンプ（A）
	1人 A	－	－	●運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止操作（中央制御室）	9 分		
	【1人】 A	－	－	●系統切替後に運転する残留熱除去系の原子炉停止時冷却系への系統構成操作及び起動操作	20 分		残留熱除去系ポンプ（B）
	－	【2人】 B，C	－	●停止した残留熱除去系の低圧注水系への系統構成（現場）	45 分		残留熱除去系ポンプ（A）
	【1人】 A	－	－	●停止した残留熱除去系の低圧注水系への系統構成操作（中央制御室）	7 分		
状況判断	【1人】 A	－	－	●原子炉冷却材流出の確認	10 分		残留熱除去系ポンプ（B）
作業員への退避指示	－	－	－	●当直発電長による作業員への退避指示	60 分以内に退避完了		解析上考慮しない 中央制御室で当直発電長が指示する
待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作	【1人】 A	－	－	●原子炉水位，温度監視	適宜監視		
	【1人】 A	－	－	●残留熱除去系海水系の起動操作	4 分		残留熱除去系ポンプ（A）
				●残留熱除去系（低圧注水系）の起動操作	2 分		
				●残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水の流量調整操作	原子炉水位を通常運転水位付近で維持		
原子炉冷却材流出箇所の隔離操作	【1人】 A	－	－	●原子炉冷却材流出の原因調査，隔離操作，残留熱除去系ポンプの停止操作	原因調査後，隔離操作，及び残留熱除去系ポンプの停止を実		残留熱除去系ポンプ（B） 解析上考慮しない
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作	【1人】 A	－	－	●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱の起動準備操作	隔離操作及び残留熱除去系ポンプの停止を実施後に，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の起動を実施		残留熱除去系ポンプ（A） 解析上考慮しない
	【1人】 A	－	－	●残留熱除去系海水系の起動操作			
	－	【2人】 B，C	－	●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱の起動操作			
	【1人】 A	－	－	●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱状態の監視			
必要要員合計	1人 A	2人 B，C	0人				

第 5.3－3 図 原子炉冷却材の流出時の作業と所要時間

備　考
差異理由は，島根２号炉「第 5.3.1－3 図　「原子炉冷却材の流出」の作業と所要時間」の備考欄参照。

原子炉冷却材の流出

必要な要員と作業項目					経過時間（分）	経過時間（日）	備考
手順の項目	実施箇所・必要人員数			操作内容	0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130 140 150 160 170	5 6 7	
	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 中央制御室連絡 発電所外部連絡			
	運転員（中央制御室）	運転員（現場）		緊急時対策要員（現場）			
					▽事象発生		
					▽約1時間後　原子炉水位低下検知		
					▽2時間後　サプレッション・プールへの原子炉冷却材流出停止 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水		
状況判断	1人 A	—	—	・外部電源喪失確認	10分		
				・残留熱除去系 （原子炉停止時冷却モード）（運転側）停止確認	10分		B－残留熱除去ポンプ
				・非常用ディーゼル発電機等自動起動確認	10分		
残留熱除去系 （原子炉停止時冷却モード） 再起動	(1人) A	—	—	・残留熱除去系 （原子炉停止時冷却モード）（運転側）起動	10分		B－残留熱除去ポンプ
残留熱除去系 （原子炉停止時冷却モード） 切替え操作	(1人) A	—	—	・残留熱除去系 （原子炉停止時冷却モード）（待機側）系統構成（中央制御室）	20分		A－残留熱除去ポンプ
	—	2人 B,C	—	・残留熱除去系 （原子炉停止時冷却モード）（待機側）系統構成（現場）	20分		A－残留熱除去ポンプ
	(1人) A	—	—	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）（運転側）から 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）（待機側）へ切替え操作	20分		B－残留熱除去ポンプから A－残留熱除去ポンプ
現場作業員への退避指示	—	—	—	・当直長による現場作業員への退避指示	1時間30分以内に退避完了		評価上考慮せず 中央制御室で当直長が指示する
原子炉水位回復操作	(1人) A	—	—	・原子炉水位，温度監視	適宜監視		
	(1人) A	—	—	・残留熱除去系 （低圧注水モード）（停止側） 系統構成（中央制御室）	20分		B－残留熱除去ポンプ
	—	(2人) B,C	—	・残留熱除去系 （低圧注水モード）（停止側） 系統構成（現場）	20分		B－残留熱除去ポンプ
	(1人) A	—	—	・原子炉水位低下調査／隔離操作	60分		原子炉冷却材流出停止により 正常な原子炉停止時冷却モード運転が開始される
	—	(2人) B,C	—	・放射線防護具準備	10分		
	—		—	・原子炉水位低下調査／隔離準備操作	50分		
	(1人) A	—	—	・残留熱除去系（低圧注水モード）起動操作	10分	原子炉水位回復後，残留熱除去系（低圧注水モード）停止	B－残留熱除去ポンプ
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		評価上考慮せず 燃料プール水温66℃以下維持
必要人員数　合計	1人 A	2人 B,C	—				

() 内の数字は他の作業終了後，移動して対応する人員数。

第 5.3.1－3 図　「原子炉冷却材の流出」の作業と所要時間

備　考

・評価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。
・評価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。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
第 5.3.5 図 原子炉水位の推移	第 5.3－4 図 原子炉水位の推移	第 5.3.2－1 図　原子炉水位の推移	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ①注水開始時の燃料有効長頂部からの水位及び原子炉ウェル満水まで回復する時間の相違。
第 5.3.6 図 原子炉水位と線量率	第 5.3－5 図 原子炉水位と線量率	第 5.3.2－2 図　原子炉水位と線量率	・評価結果の相違 【柏崎 6/7】 ②島根２号炉は，燃料を線源とした線量率が支配的である。

第 5.3.1 表 「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認	運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生し，崩壊熱除去機能が喪失する	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	－ ③	原子炉水位（SA） 原子炉水位 サプレッション・チェンバ・プール水位
原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止確認	原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から漏えいしている箇所の隔離を行うことで，原子炉冷却材流出が停止することを確認する	－	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位
残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水	原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため，待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）運転で原子炉注水を実施する	【残留熱除去系（低圧注水モード）】	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】

① 【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 5.3－1 表 原子炉冷却材の流出における重大事故等対策について

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
原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認	運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生する	－	－ ③	原子炉水位（広帯域）＊ 原子炉水位（ＳＡ広帯域） サプレッション・プール水位
残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉注水	原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため，待機していた残留熱除去系（低圧注水系）運転で原子炉水位を実施する	残留熱除去系（低圧注水系）＊ サプレッション・チェンバ＊	－	原子炉水位（広帯域）＊ 原子炉水位（ＳＡ広帯域） 残留熱除去系系統流量＊

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 5.3.1－1 表　「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策について

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
原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認	運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生する。	【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】※	③ －	サプレッション・プール水位（ＳＡ） 原子炉水位（ＳＡ） 原子炉水位（広帯域）※
原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止確認	原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から漏えいしている箇所の隔離を行うことで，原子炉冷却材流出が停止することを確認する。	－	④ －	サプレッション・プール水位（ＳＡ） 原子炉水位（ＳＡ） 原子炉水位（広帯域）※
残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水	原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため，待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）運転で原子炉注水を実施する。	【残留熱除去系（低圧注水モード）】※ サプレッション・チェンバ※	－	【残留熱除去ポンプ出口流量】 原子炉水位（ＳＡ） 原子炉水位（広帯域）※

①，② ※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

備考

本文比較表に記載の差異以外で主要な差異について記載。

・記載方針の相違

【柏崎 6/7】

①島根２号炉は，既許可の対象設備を重大事故等対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象施設としての機能を期待する設備を「重大事故等対処設備（設計基準拡張）」と位置付けている。

③島根２号炉は，評価条件として「外部電源なし」としているため非常用ディーゼル発電機を記載。

【柏崎 6/7】

④島根２号炉は，原子炉冷却材漏えいが停止したことを確認する計器としてサプレッション・プール水位を記載。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

東海第二発電所（2018.9.12 版）

島根原子力発電所　２号炉

第 5.3.2 表 主要評価条件（原子炉冷却材の流出）（1/2）

項目		主要評価条件		条件設定の考え方
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の開放		線量率の影響を確認するため，原子炉圧力容器の開放状態を想定
	原子炉水位	原子炉ウェル満水		原子炉圧力容器が開放状態での水位を想定
	原子炉水温	52℃		残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）での炉水側の設定温度を想定
	原子炉圧力	大気圧		原子炉圧力容器の開放を想定
	プールゲートの状態	閉		保有水が少ないプールゲート閉を想定
事故条件	起因事象	原子炉冷却材の流出		残留熱除去系の系統切替え時の原子炉冷却材流出を想定 ミニマムフローラインに残留熱除去系ポンプ出口圧力が掛かった場合の最大流出量
	原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出量	約 87m³/h	①	
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	考慮しない		原子炉水温が 100℃に到達するまでの時間が長く，事象進展に影響しないことから設定
	外部電源	外部電源なし	②	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定

第 5.3－2 表 主要評価条件（原子炉冷却材の流出）（1/2）

項　目		主要評価条件		条件設定の考え方
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の開放		線量率の影響を確認するため，原子炉圧力容器の開放状態を想定
	原子炉水位	原子炉ウェル満水		原子炉圧力容器が開放状態での水位を想定
	原子炉水温	52℃		残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計値を設定
	原子炉圧力	大気圧		原子炉圧力容器の開放を想定
	プールゲートの状態	閉		保有水が少ないプールゲート閉を想定
事故条件	起因事象	原子炉冷却材の流出		残留熱除去系の系統切替時の原子炉冷却材流出を想定 ミニマムフローラインに残留熱除去系ポンプ出口圧力がかかった場合の最大流出量
	原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出流量	47m³／h	①	
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	考慮しない		原子炉水温が100℃に到達するまでの時間が長く，事象進展に影響しないことから設定
	外部電源	外部電源あり	②	外部電源がない場合は，原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの弁が閉となり，原子炉冷却材の流出が停止することから，原子炉冷却材の流出の観点で厳しい外部電源ありを設定

第 5.3.2－1 表　主要評価条件（原子炉冷却材の流出）

項目		主要評価条件		条件設定の考え方
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の開放		線量率の影響を確認するため，原子炉圧力容器の開放状態を想定
	原子炉水位	原子炉ウェル満水		原子炉圧力容器が開放状態での水位を想定
	原子炉水温	52℃		残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の設計値を設定
	原子炉圧力	大気圧		原子炉圧力容器の開放を想定
	プールゲートの状態	閉		保有水が少ないプールゲート閉を想定
事故条件	起因事象	原子炉冷却材の流出		残留熱除去系切替え時の原子炉冷却材流出を想定 ミニマムフローラインに残留熱除去ポンプ出口圧力が掛かった場合の最大流出量
	原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出量	約 94m³/h	①	
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	考慮しない		原子炉水温が 100℃に到達するまでの時間が長く，事象進展に影響しないことから設定
	外部電源	外部電源なし	②	外部電源の有無は，原子炉冷却材の流出に伴う原子炉水位の低下に影響しないことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	1,136 m³/h で注水		残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定
重大事故等対策に関連する操作条件	原子炉冷却材流出の停止	事象発生から２時間後	③	原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に，さらに時間余裕を考慮して設定
	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作	事象発生から２時間後		

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

東海第二発電所（2018.9.12 版）

島根原子力発電所　２号炉

備考

・評価条件の相違

【柏崎 6/7，東海第二】

①島根２号炉は，残留熱除去ポンプの定格流量とミニマムフロー弁に設置されているオリフィス仕様と差圧の関係から流出量を設定。

【東海第二】

②島根２号炉は，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定。なお島根２号炉では，外部電源の喪失による原子炉格納容器隔離閉弁は発生しない。

③島根２号炉は，漏えい箇所の隔離操作実施後に，原子炉注水を実施することを想定しているため，重大事故等対策に関連する操作条件として，原子炉冷却材流出の停止を記載。

柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　(2017.12.20版)

第5.3.2 表 主要評価条件（原子炉冷却材の流出）（2/2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	954m³/hで注水	低圧注水系の設計値として設定
重大事故等対策に関連する操作条件	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	事象発生から2時間後	原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に，さらに時間余裕を考慮して設定（原子炉水位の低下を検知し，原因調査を開始する時間は事象発生から1時間後を想定。 漏えい箇所の特定（放射線防護装備準備に10分，現場移動に10分，電源投入に5分，弁の状態確認に1分，計26分を想定）及び隔離操作（1分を想定）については，時間余裕を考慮し1時間とする。 原子炉注水は隔離操作後を想定し，事象発生から2時間後とする。）
	原子炉冷却材流出の停止	事象発生から2時間後	

東海第二発電所（2018.9.12版）

第5.3－2 表 主要評価条件（原子炉冷却材の流出）（2/2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水系）	1,605m³／h	残留熱除去系（低圧注水系）の設計値として設定
重大事故等対策に関連する操作条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作	事象発生から2時間後	原子炉水位の低下に伴う事象の認知及び操作の時間を基に，さらに時間余裕を考慮して設定

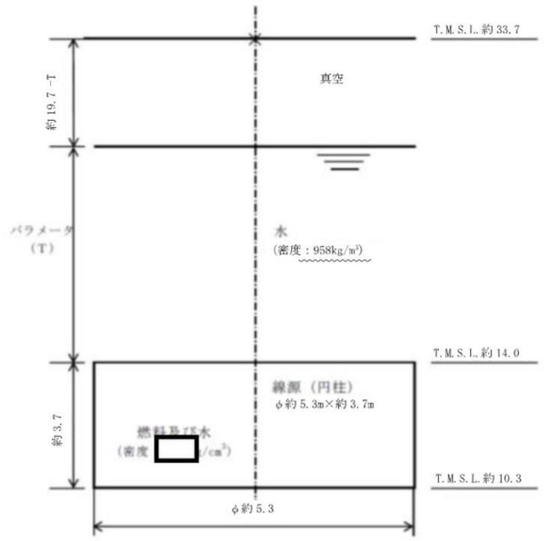
島根原子力発電所　2号炉

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
添付資料 5.3.1 原子炉冷却材の流出における運転停止中の線量率評価について 運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価では「放射線遮蔽が維持される水位を確保すること」との基準が定められている。 以下に原子炉冷却材の流出における現場線量率の評価を示す。 なお，線量率の評価において，原子炉圧力容器は原子炉未開放の場合，原子炉圧力容器等の遮蔽に期待でき，認知も容易であるため，原子炉開放を想定した。また，原子炉圧力容器の開放作業中において，基本的に原子炉冷却材の流出のおそれのある作業を実施しないこと，原子炉ウェル等に注水を実施している状態であることより，評価において気水分離器及び蒸気乾燥器の D/S ピットへの取り出しが完了し，原子炉ウェルが満水の状態を想定した。 （１）炉心燃料・炉内構造物の線源強度 放射線源として燃料及び上部格子板をモデル化した。 a.炉心燃料 評価条件を以下に示す。 ○線源形状：円柱線源（炉心の全てに燃料がある状態） ○燃料有効長（mm）：[　　] ○ガンマ線エネルギ：計算に使用するガンマ線は，エネルギ 18 群（ORIGEN 群構造） ○線源材質：燃料及び水（密度[　　] g／cm^3） ○線源強度は，以下の条件で ORIGEN２コードを使用して算出	添付資料 5.3.1 原子炉圧力容器開放時における運転停止中の線量率評価について 1.　はじめに 運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価の評価項目として，「放射線遮蔽が維持される水位を確保すること」がある。 以下に原子炉冷却材の流出における線量率の評価を示す。 なお，線量率の評価において，原子炉圧力容器は原子炉未開放の場合，原子炉圧力容器等の遮蔽に期待でき，認知も容易であるため，原子炉開放時を想定した。また，原子炉圧力容器の開放作業中において，基本的に原子炉冷却材の流出のおそれのある作業を実施しないこと，原子炉ウェル等に注水を実施している状態であることより，評価においては，シュラウドヘッド及び蒸気乾燥器のドライヤー気水分離器貯蔵プールへの取出しが完了し，原子炉ウェル満水の状態を想定した。 2.　炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度 放射線源として燃料及び上部格子板をモデル化した。 (1)　炉心燃料 計算条件を以下に示す。 ○線源形状：円柱線源（炉心の全てに燃料がある状態） ○燃料有効長：約 3.7m ○γ線エネルギ：計算に使用するγ線は，エネルギ４群 ○線源材質：燃料及び水（密度[　　] g／cm^3） ○線源強度：文献値※1に記載のエネルギ当たりの線源強度を基に，９×９燃料（A型）の体積当たりの線源強度を式①で算出 $$線源強度(\gamma\cdot cm^{-3}\cdot s^{-1})=\frac{文献に記載の線源強度(MeV／(W\cdot s))\times燃料集合体当たりの熱出力(W／体)}{各群のエネルギ(MeV)\times燃料集合体体積(cm^3／体)}$$ ・・・① このときの線源条件は以下となる。なお，使用している文献値は，燃料照射期間 10^{6}時間（約 114 年）と，東海第二発電所の実績を包絡した条件で評価されてお	添付資料 5.3.1 原子炉冷却材の流出における運転停止中の線量率評価について 運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価では「放射線遮蔽が維持される水位を確保すること」との基準が定められている。 以下に原子炉冷却材の流出における現場線量率の評価を示す。 なお，線量率の評価において，原子炉圧力容器は原子炉未開放の場合，原子炉圧力容器等の遮蔽に期待でき，認知も容易であるため，原子炉開放を想定した。また，原子炉圧力容器の開放作業中において，基本的に原子炉冷却材の流出のおそれのある作業を実施しないこと，原子炉ウェル等に注水を実施している状態であることより，評価において気水分離器及び蒸気乾燥器のＤＳＰへの取り出しが完了し，原子炉ウェルが満水の状態を想定した。 １．炉心燃料・炉内構造物の線源強度 放射線源として燃料及び上部格子板をモデル化した。 （１）炉心燃料 評価条件を以下に示す。 ○ 線源形状：円柱線源（炉心のすべてに燃料がある状態） ○ 燃料棒有効長（mm）：[　　] ○ ガンマ線エネルギ：計算に使用するガンマ線は，エネルギ４群 ○ 線源材質：燃料及び水（密度[　　] g/cm^3） ○ 線源強度：文献値※1に記載のエネルギあたりの線源強度を基に，９×９燃料（A型）の体積あたりの線源強度を式①で算出 $$線源強度\ (cm^{-3}\bullet s^{-1})=\frac{文献に記載の線源強度\ (MeV\bullet W^{-1}\bullet s^{-1})\times燃料集合体あたりの熱出力\ (W／体)}{各群のエネルギ\ (MeV)\times燃料集合体体積\ (cm^3／体)}$$ …① このときの線源条件は以下となる。なお，本評価で使用している文献値は，燃料照射期間 10^{6}時間（約 114 年）と，島根２号炉の実績を包絡した条件で評価され	・評価条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，燃料照射実績を包絡する値として，文献値（無限照射）を用いている。

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
	り，東海第二発電所に関する本評価においても適用可能である。	ており，島根２号炉に関する本評価においても適用可能である。	
・燃料照射期間：1264 日（燃焼度 33GWd/t 相当の値） ・燃料組成：STEPⅢ 9×9A 型(低 Gd) ・濃縮度：□（wt.%） ・U 重量：燃料一体あたり□(kg)	・燃料照射期間：10^6時間	・燃料照射期間　：10^6時間（無限照射）	・評価条件の相違 【柏崎 6/7】
・停止後の期間※：停止後 3 日(実績を考慮した値を設定)	・原子炉停止後の期間：停止後 3 日※2（実績を考慮して設定） ・燃料集合体当たりの熱出力：4.31MW／体（９×９燃料（A型）） ・燃料集合体体積：7.2E＋04cm^3（９×９燃料（A型））	・原子炉停止後の期間※2　：停止後３日(実績を考慮した値を設定) ・燃料集合体あたりの熱出力：4.35MW／体（９×９燃料（A型）） ・燃料集合体体積：約 7.1×10^4 cm^3（９×９燃料（A型））	・設備設計の相違 【東海第二】
※ 停止後の期間は全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。	※1　Blizard E. P. and Abbott L. S., cd., “REACTOR HANDBOOK. 2nd cd. Vol. Ⅲ Part B, SHIELDING”, INTERSCIENCE PUBLISHERS, New York, London, 1962 ※2　原子炉停止後の期間は全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入及び発電機解列以前から徐々に低下させるが，線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。	※１ Blizard E. P. and Abbott L.S.,ed., “REACTOR HANDBOOK.2nd ed. Vol.Ⅲ Part B, SHIELDING”, INTERSCIENCE PUBLISHERS, New York, London, 1962 ※２ 原子炉停止後の期間は全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが，線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。	
線量率評価モデルを図１ に示す。また，評価により求めた線源強度を表１ に示す。	○計算モデル：円柱線源 線量率計算モデルを第１図に示す。また，計算により求めた線源強度を第１表に示す。	○ 評価モデル：円柱線源 線量率評価モデルを図１に示す。また，式①で算出した体積あたりの線源強度を表１に示す。	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）



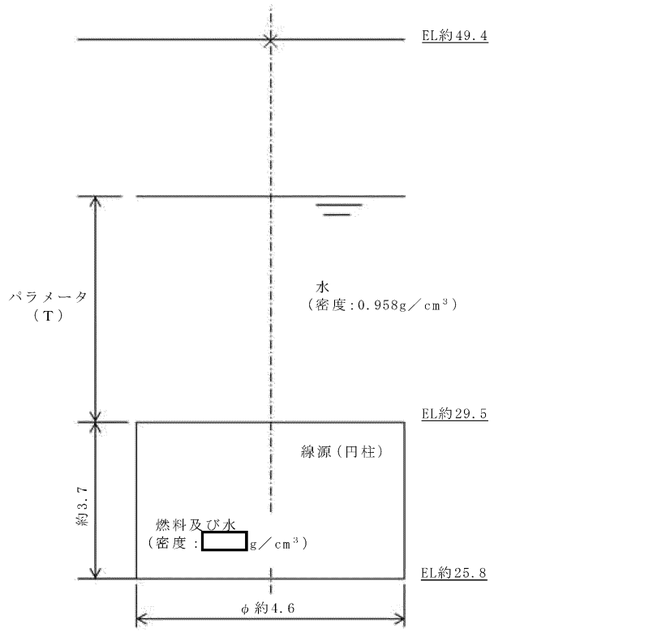
注：　寸法は公称値を示す（単位：m）
×　評価点（燃料交換機床）

図１　燃料の線量率評価モデル

表１　燃料の線源強度

群	ガンマ線 エネルギ (MeV)	燃料線源強度 (cm^{-3} ・s^{-1})
1	1.00×10^{-2}	6.59×10^{11}
2	2.50×10^{-2}	1.02×10^{11}
3	3.75×10^{-2}	1.22×10^{11}
4	5.75×10^{-2}	7.31×10^{10}
5	8.50×10^{-2}	1.37×10^{11}
6	1.25×10^{-1}	3.12×10^{11}
7	2.25×10^{-1}	2.17×10^{11}
8	3.75×10^{-1}	8.34×10^{10}
9	5.75×10^{-1}	2.30×10^{11}
10	8.50×10^{-1}	2.49×10^{11}
11	1.25×10^{0}	2.19×10^{10}
12	1.75×10^{0}	7.28×10^{10}
13	2.25×10^{0}	3.44×10^{9}
14	2.75×10^{0}	2.71×10^{9}
15	3.50×10^{0}	2.30×10^{7}
16	5.00×10^{0}	3.65×10^{1}
17	7.00×10^{0}	4.05×10^{0}
18	9.50×10^{0}	4.66×10^{-1}
合計		2.29×10^{12}

東海第二発電所　（2018.9.12 版）



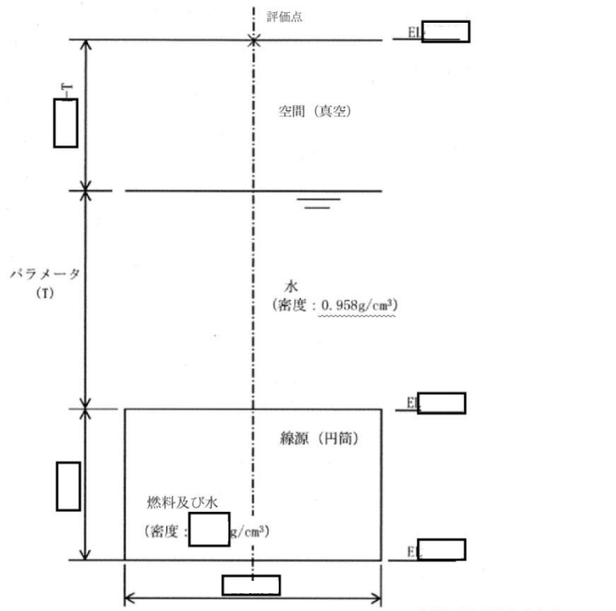
単位：m
×：評価点（燃料取替機床上）

第１図　燃料の水深と線量率の計算モデル

第１表　燃料の線源強度

エネルギ (MeV)	線源強度 (γ・cm^{-3}・s^{-1})
1.0	6.0E+11
2.0	1.1E+11
3.0	2.0E+09
4.0	3.0E+07

島根原子力発電所　２号炉



（寸法は公称値を示す。）
単位：mm
×：評価点（燃料取替機台車床）

図１　燃料の線量率評価モデル

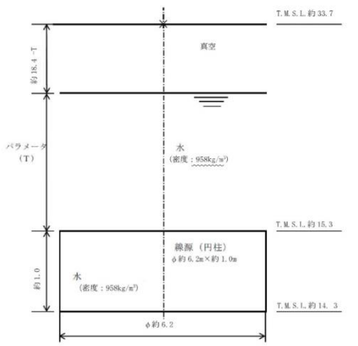
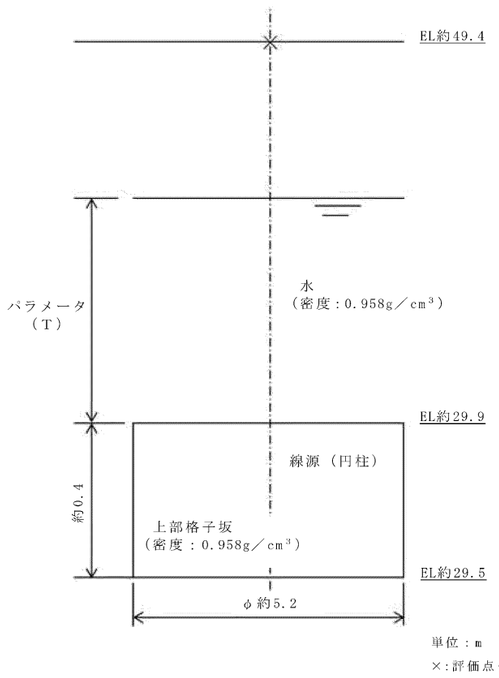
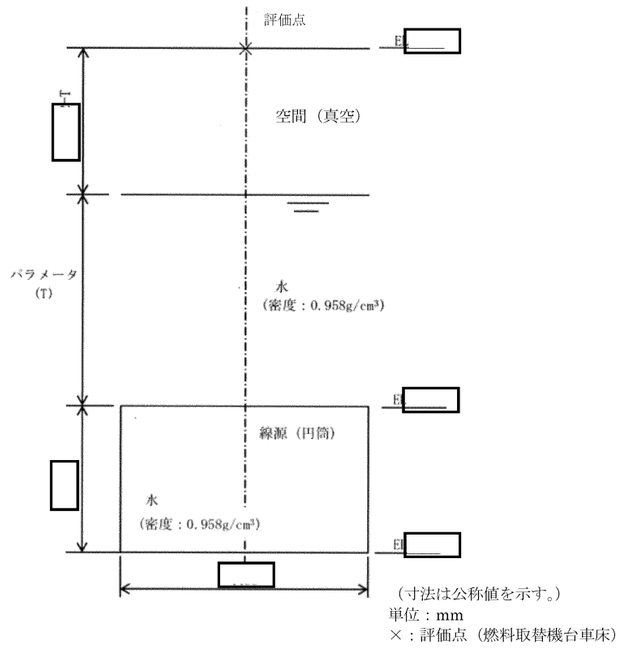
表１　燃料の線源強度

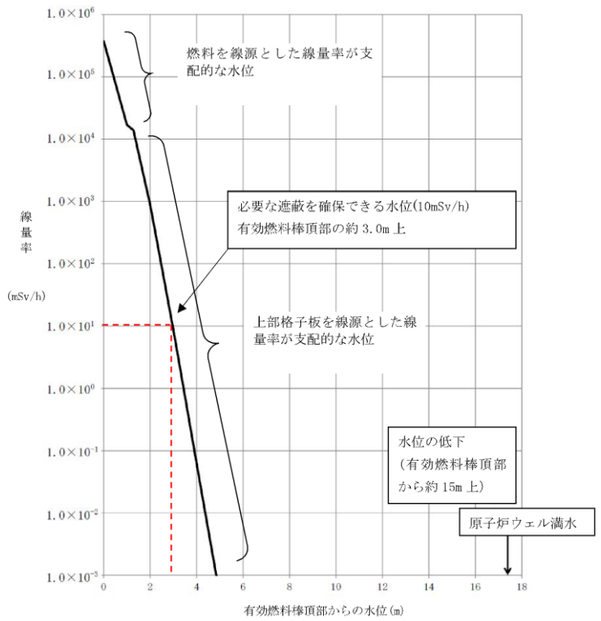
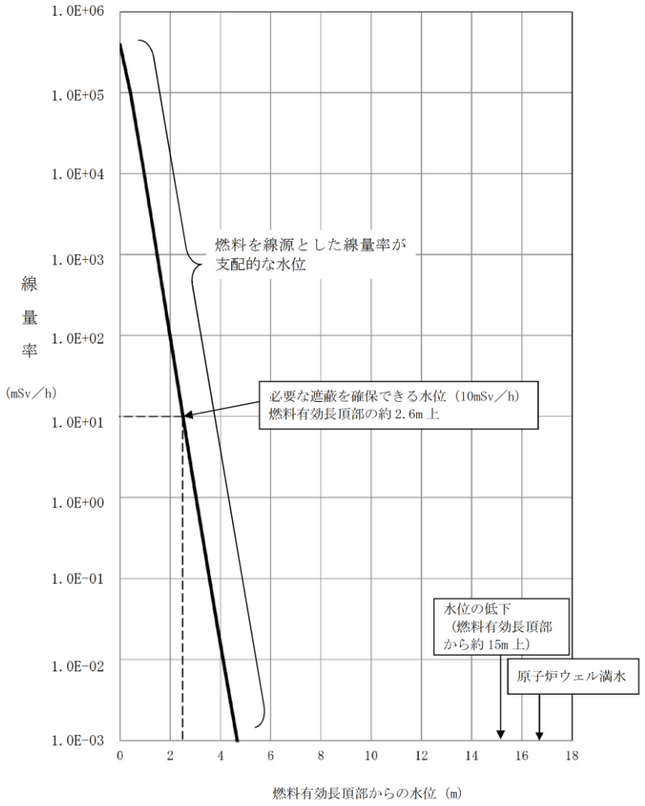
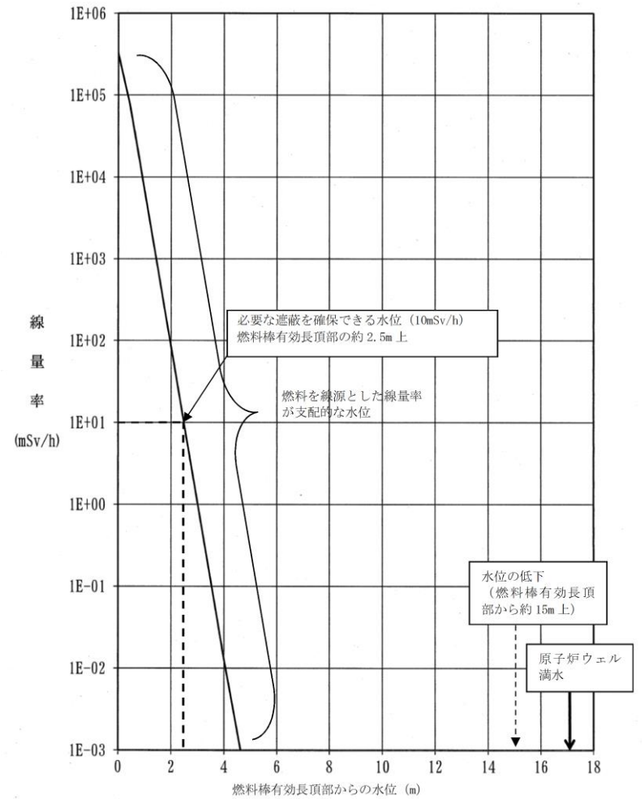
ガンマ線 エネルギ（MeV）	線源強度 (cm^{-3}・s^{-1})
1.0	6.1×10^{11}
2.0	1.1×10^{11}
3.0	2.0×10^{9}
4.0	3.1×10^{7}

備考

・評価条件の相違
【柏崎 6/7，東海第二】

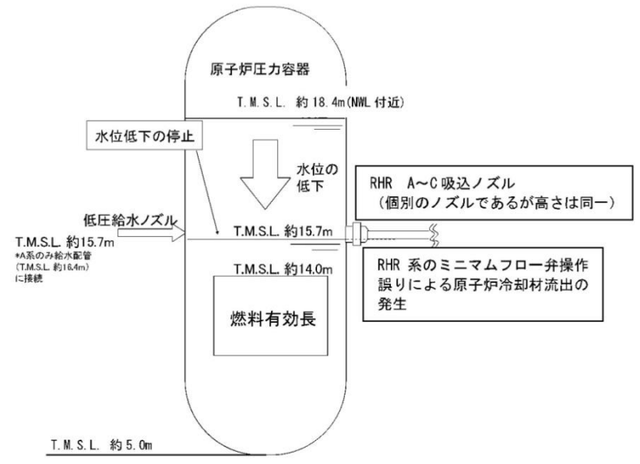
・評価条件の相違
【柏崎 6/7，東海第二】

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
b. 上部格子板 評価条件を以下に示す。 ○線源形状：円柱線源としてモデル化 ○線源の高さ（mm）：□ ○ガンマ線エネルギ：計算に使用するガンマ線は，主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV ○線源材質：　水と同等(密度 958kg/m^3※) ※ 65℃から 100℃までの飽和水の密度のうち，最小となる 100℃の値を採用 ○線源強度は，機器表面の実測値（□Sv/h）より 2.1×10^9(Bq/cm3)と算出 線量率評価モデルを図 2 に示す。  注：　寸法は公称値を示す（単位：m） ×　評価点(燃料交換機床) 図２　上部格子板の線量率評価モデル	(2)　上部格子板 計算条件を以下に示す。 ○線源形状：円柱線源としてモデル化 ○線源の高さ：約0.4m ○γ線エネルギ：計算に使用するγ線は，主要核種Ｃｏ－60を想定して1.5MeVとする。 ○線源材質：水と同等（密度0.958g／cm^3※） ※　52℃から100℃までの飽和水の密度のうち，最小となる100℃の値を使用 ○線源強度：機器表面の実測値（□Sv／h）より7.3E＋09Bq／cm^{3}と算出 線量率計算モデルを第2図に示す。  単位：m ×：評価点（燃料取替機床上） 第2図　上部格子板の水深と線量率の計算モデル	（２）上部格子板 評価条件を以下に示す。 ○　線源形状：円柱線源としてモデル化 ○　線源の高さ（mm）：□ ○　ガンマ線エネルギ：評価に使用するガンマ線は，主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV ○　線源材質：　水と同等(密度 0.958g/cm^3※) ※　52℃から 100℃までの飽和水の密度のうち，最小となる 100℃の値を採用 ○　線源強度は，機器表面の実測値（□Sv/h）より 8.7×10^9（Bq/cm^3）と算出 線量率評価モデルを図２に示す。  （寸法は公称値を示す。） 単位：mm ×：評価点（燃料取替機台車床） 図２　上部格子板の線量率評価モデル	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・評価条件の相違 【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
（２） 線量率の評価 線量率は，「添付資料 4.1.2「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率」の評価について」と同様に QAD-CGGP2R コードを用いて計算している。 評価点については保守的に燃料交換機床とした。 （３） 現場の線量率の評価結果 （１），（２）の条件を用いて評価した原子炉水位と現場の線量率の関係を図 3 に示す。  第３図　原子炉水位と線量率	3.　線量率の評価 線量率は，「添付資料4.1.3　水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率の算出について」と同様にＱＡＤ－ＣＧＧＰ２Ｒコード (Ver1.04) を用いて計算している。 4.　線量率の評価結果 「2.　炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度」及び「3.　線量率の評価」の条件を用いて評価した原子炉水位と線量率の関係を第3図に示す。  第3図　原子炉水位と線量率	２．線量率の評価 線量率は，「添付資料 4.1.2「水遮蔽厚に対する貯蔵中の燃料等からの線量率」の評価について」と同様にＱＡＤ-ＣＧＧＰ２Ｒコードを用いて計算している。 評価点については保守的に燃料取替機台車床とした。 ３．現場の線量率の評価結果 １，２の条件を用いて評価した原子炉水位と現場の線量率の関係を図３に示す。  図３　原子炉水位と線量率	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	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 5.3.2 原子炉冷却材流出評価における POS 選定の考え方 1. 本評価における POS の決定 運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価，「原子炉冷却材の流出」（以下「原子炉冷却材流出」という。）の重要事故シーケンスの評価では，次節に示すとおり，定期検査中に実施する作業等を確認し，原子炉冷却材の流出が生じうる作業を抽出した後，各々の作業を比較して重要事故シーケンスとする作業を選定した。定期検査中に各作業等が実施される時期はおおむね決まっているため，POS については，選び得る POS を比較して決定した。 2. 原子炉冷却材流出評価の対象とした作業等 重要事故シーケンスの選定にあたり，定期検査中に原子炉冷却材流出が想定され得るとして抽出した作業等は次の 5 つである。この 5 つの作業等から，本評価では「RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤り」を選定した。選定の理由は，発生時に想定される原子炉冷却材流出速度が大きいこと※，CUW ブローは原子炉水位の変化に特に注目する作業であること，他の 3 事象は点検であり，発生時の検知の可能性が本事象よりも高いと考えられることによるものである。 ・CRD 点検（交換）時の作業誤り ・LPRM 点検（交換）時の作業誤り ・RIP 点検時の作業誤り ・CUW ブロー時の操作誤り ・RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤り ※ RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤りによる流出量は他の原子炉冷却材流出事象と比べて流出量が大きい（付録 1 別添 柏崎刈羽原子力発電所６号及び７号炉　確率論的リスク評価(PRA)について 補足説明資料 1.1.2.c-3 冷却材流出事象の流出量及び余裕時間の算出方法について）	添付資料 5.3.2 「原子炉冷却材の流出」におけるプラント状態選定の考え方 1.　本評価におけるプラント状態の決定 運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価，原子炉冷却材の流出の重要事故シーケンスの評価では，次章に示すとおり，施設定期検査中に実施する作業等を確認し，原子炉冷却材の流出が生じ得る作業を抽出した後，各々の作業を比較して重要事故シーケンスとする作業を選定した。施設定期検査中に各作業が実施される時期はおおむね決まっているため，評価対象とするＰＯＳを，選び得るＰＯＳの比較により選定した。 2.　原子炉冷却材の流出評価の対象とした作業等 重要事故シーケンスの選定に当たり，施設定期検査中に原子炉冷却材流出が想定され得るとして抽出した作業等は次の４つである。この４つの作業等から，本評価ではＲＨＲ系統切替を選定した。選定の理由は，ＲＨＲ系統切替時のＬＯＣＡは他の原子炉冷却材流出事象と比べて事象検知の観点で厳しいことによるものである。 ・ＲＨＲ系統切替 ・ＣＵＷブロー ・ＣＲＤ点検 ・ＬＰＲＭ点検	添付資料 5.3.2 原子炉冷却材流出評価におけるＰＯＳ選定の考え方 １．本評価におけるＰＯＳの決定 運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価，「原子炉冷却材の流出」（以下「原子炉冷却材流出」という。）の重要事故シーケンスの評価では，次節に示すとおり，定期事業者検査中に実施する作業等を確認し，原子炉冷却材流出が生じ得る作業を抽出した後，各々の作業を比較して重要事故シーケンスとする作業を選定した。定期事業者検査中に各作業等が実施される時期はおおむね決まっているため，ＰＯＳについては，選び得るＰＯＳを比較して決定した。 ２．原子炉冷却材流出評価の対象とした作業等 重要事故シーケンスの選定にあたり，定期事業者検査中に原子炉冷却材流出が想定され得るとして抽出した作業等は次の４つである。この４つの作業等から，本評価では「残留熱除去系切替時の冷却材流出」を選定した。選定の理由は，発生時に想定される原子炉冷却材流出速度が大きいこと※，原子炉浄化系ブローは原子炉水位の変化に特に注目する作業であること，他の２事象は点検・交換であり，発生時の検知の可能性が本事象よりも高いと考えられることによるものである。 (1) 制御棒駆動機構点検時の冷却材流出 (2) 局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出 (3) 原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出 (4) 残留熱除去系切替時の冷却材流出 ※　残留熱除去系切替時の冷却材流出による流出量は他の原子炉冷却材流出事象と比べて流出量が大きい（付録１ 別添 島根原子力発電所２号炉 確率論的リスク評価（ＰＲＡ）について 補足説明資料1.1.2.c-3 冷却材流出事象の流出量及び余裕時間の算出方法について）	・評価条件の相違 【柏崎 6/7】 「ＲＩＰ点検時の作業誤り」はＡＢＷＲ特有の事象。 ・評価条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，他の事象に比べて事象検知が困難であることに加え，流出量が大きいことも踏まえ，「残留熱除去系切替時の冷却材流出」を選定している。

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
＜RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤り時の流出量の算出＞ 流出量は［　　］より算出した ［　　］ ［　　］＝約 87m³/h	＜ＲＨＲ系統切替時のＬＯＣＡ発生時の流出量の算出＞ 流出量はミニマムフロー弁に設置されているオリフィスの仕様と差圧の関係より算出した。 ○ミニマムフローラインオリフィス仕様 ・オリフィス設計流量　56.8m³／h ・オリフィス設計差圧　198.1m ○原子炉圧力　大気圧状態 ○ＲＨＲポンプと原子炉水との水頭差（ＲＨＲポンプレベル：EL 約－3.4m） ・通常運転水位　38.1m（EL.約 34.6m～EL.約－3.4m） ・原子炉ウェル満水　49.6m（EL.約 46.2m～EL.約－3.4m） ○残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転中にミニマムフロー弁が全開となった場合のオリフィス差圧＝ポンプ出口圧力＝ポンプ揚程（85.3m）＋水頭差 ・通常運転水位　123.4m（EL.約 34.6m～EL.約－3.4m） ・原子炉ウェル満水　134.9m（EL.約 46.2m～EL.約－3.4m） ○オリフィス差圧は流量比の二乗に比例するとして評価。 ΔＰ＝198.1×（Ｑ／56.8）² Ｑ＝56.8×√（ΔＰ／198.1） ΔＰ：オリフィス差圧 Ｑ：オリフィス差圧がΔＰの際の流量（m³／h） ○評価結果 ・通常水位　：45m³／h ・ウェル満水　：47m³／h	＜残留熱除去系切替時の冷却材流出発生時の流出量の算出＞ 流出量は，［　　］ ［　　］より算出した。 ［　　］ ［　　］：約 94m³/h	
3. POS を選定する上で考慮した点 定期検査中に RHR 系統切替えを実施する時期としては，RHR の運転や待機の系統を変化させる場合があり，この作業は定期検査中のほぼ全域で生じ得る。このため，POS についてはいずれの場合も選び得る。 その上で，本評価では POS の選定において以下の点を考慮した。 (1) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発 崩壊熱による原子炉冷却材の減少を厳しく評価する観点では，原子炉停止後の時間が短い POS の方が適切である。	3.　ＰＯＳを選定する上で考慮した点 残留熱除去系は，通常２系統あるうち１系統を用いて崩壊熱除去を実施しており，ＰＯＳ－ＡからＰＯＳ－Ｄの期間において，作業や点検等に伴い運転号機の切替えを実施する場合がある。 これらのＰＯＳより，以下の点を考慮してＰＯＳの選定を行った。 (1)　崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発 崩壊熱による原子炉冷却材の減少を厳しく評価する観点では，原子炉停止後の時間が短いＰＯＳの方が適切である。	３．ＰＯＳを選定するうえで考慮した点 定期事業者検査中に残留熱除去系切替を実施する時期としては，残留熱除去系の運転や待機の系統を変化させる場合があり，この作業は定期事業者検査中のほぼ全域で生じ得る。このため，ＰＯＳについてはいずれの場合も選び得る。 そのうえで，本評価ではＰＯＳの選定において以下の点を考慮した。 (1) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発 崩壊熱による原子炉冷却材の減少を厳しく評価する観点では，原子炉停止後の時間が短いＰＯＳの方が適切である。	

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
但し，POS「S」の崩壊熱で評価しても，流出による原子炉冷却材の減少に対して崩壊熱による原子炉冷却材の減少の速度は小さい。	ただし，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の吸込み配管の高さは燃料有効長頂部以下にあり，本事故シーケンスの水位低下量においては崩壊熱除去機能は維持されるため，崩壊熱の違いによる時間余裕への影響はない。	ただし，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の吸い込み配管の高さは燃料棒有効長頂部以下にあり，本事故シーケンスの水位低下量においては崩壊熱除去機能は維持されるため，崩壊熱の違いによる時間余裕への影響はない。	・評価条件の相違 【柏崎 6/7】 ＡＢＷＲはＲＨＲの吸い込み配管がＴＡＦよりも上にあるため，吸い込み配管まで水位が低下した時点で崩壊熱除去機能が喪失し，以降は崩壊熱による蒸発に伴う水位低下となる。島根２号炉はＢＷＲ-５であり，ＲＨＲ吸い込み配管は再循環配管から取水しているため，燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持されることから，評価条件が異なる。 ・評価結果の相違 【東海第二】
(2) 原子炉圧力容器内の保有水量 原子炉圧力容器内の保有水量の観点では，原子炉ウェル満水の状態が最も余裕があり，原子炉圧力容器が通常水位(NWL)に近いほど厳しい条件となる。ただし，RHR の吸込口は有効燃料棒頂部(TAF)から約 1.7m 上にあるため，RHR の吸込口を下回った後の水位低下は崩壊熱による減少となる。例えば，原子炉停止から 1 日後の崩壊熱を仮定すると，約 2 時間の時間余裕があり，原子炉注水までの時間余裕を確保できる。  図 3　RHR 吸い込み配管のノズルの高さと燃料有効長頂部の高さ	(2)　原子炉圧力容器内の保有水量 原子炉圧力容器内の保有水量の観点では，原子炉ウェル満水の状態が最も余裕があり，原子炉圧力容器が通常運転水位に近いほど厳しい条件となる。ただし，原子炉水位が通常運転水位の場合においても，燃料有効長頂部まで低下する時間は約 3.5 時間と長く，原子炉注水までの時間余裕を確保できる。	(2) 原子炉圧力容器内の保有水量 原子炉圧力容器内の保有水量の観点では，原子炉ウェル満水の状態が最も余裕があり，原子炉圧力容器が通常水位(ＮＷＬ)に近いほど厳しい条件となる。ただし，原子炉水位が通常運転水位の場合においても，燃料棒有効長頂部まで低下する時間は約 1.3 時間の時間余裕があり，原子炉注水までの時間余裕を確保できる。	
(3) 発生時の検知性 発生時の検知性の観点では，原子炉圧力容器の上蓋が閉止されている場合，原子炉水位低下の警報発生や緩和設備の起動などに期待できるが，原子炉圧力容器の上蓋が開放されている場合，これらの機能には期待できない。	(3)　事象発生時の検知性 事象発生時の検知性の観点では，原子炉圧力容器の上蓋が未開放状態の場合，原子炉水位の低下による警報発生や緩和設備の自動起動等に期待できるが，原子炉圧力容器の上蓋が開放状態の場合，これらの機能には期待できない。	(3) 発生時の検知性 発生時の検知性の観点では，原子炉圧力容器の上蓋が閉止されている場合，原子炉水位低下の警報発生や緩和設備の起動などに期待できるが，原子炉圧力容器の上蓋が開放されている場合，これらの機能には期待できない。	
(4) 原子炉水位低下時の作業環境 原子炉水位低下時の作業環境への影響の観点では，原子炉圧力容器の上蓋が閉鎖されている場合，原子炉水位が低下しても十分に遮蔽されるため作業環境には影響が生じないが，原子炉圧力容	(4)　原子炉水位低下時の作業環境 原子炉水位低下時の作業環境への影響の観点では，原子炉圧力容器の上蓋が閉止されている場合，原子炉水位が燃料有効長頂部から約 1.7m 上に低下するまでは原子炉圧力容器の	(4) 原子炉水位低下時の作業環境 原子炉水位低下時の作業環境への影響の観点では，原子炉圧力容器の上蓋が閉止されている場合，原子炉水位が低下しても十分に遮蔽されるため作業環境には影響が生じないが，	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
器の上蓋が開放されている場合，原子炉水位が大きく低下すると十分な遮蔽効果が期待できなくなり，作業環境への影響が現れる。	上蓋等により遮蔽される。一方，原子炉圧力容器の上蓋が開放されている場合は，原子炉水位が燃料有効長頂部から約 2.6m 上に低下するまでは原子炉ウェルの水により遮蔽される。 いずれの場合においても，遮蔽が維持される下限水位到達までに注水することが可能であり，遮蔽が維持されることから，作業環境に与える影響はない。	原子炉圧力容器の上蓋が開放されている場合，原子炉水位が大きく低下すると十分な遮蔽効果が期待できなくなり，作業環境への影響が表れる。	
4. POS の選定結果と考察 「RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤り」は原子炉冷却材流出事象発生時の検知が他の作業等よりも困難な事象である。このため，3. (1)から(4)の点のうち，(3)の検知性の観点で厳しい POS を選定することが適切と考える。この観点では，原子炉圧力容器の上蓋が開放されている，POS「B」，「C」が選定される。POS「C」は CUW ブローによる原子炉ウェルの水位低下から始まり，途中で原子炉圧力容器の上蓋が閉鎖される POS であり，原子炉圧力容器の上蓋が開放されている状態での原子炉水位について，特に注意が払われる POS であることから，本重要事故シーケンスでは，POS「B」を代表として選定することが適切と考える。 なお，有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放である POS「A」，「C」，「D」の「RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤り」が厳しくなるが，その場合であっても 2 時間以上の時間余裕※があり，かつ原子炉水位計による警報発生や緩和設備の起動などに期待できるため，原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能である。 ※流出により通常運転水位から残留熱除去系の吸込配管の高さまで水位が低下後，蒸発により水位が有効燃料棒頂部まで低下するまでの時間（停止 1 日後想定） 以上	4.　ＰＯＳの選定結果と考察 「ＲＨＲ系統切替時のＬＯＣＡ」は原子炉冷却材の流出の検知が他の事象よりも困難な事象である。このため，3.(1)から(4)のうち，3.(3)の検知性の観点で厳しいＰＯＳを選定することが適切と考える。この観点では，原子炉圧力容器の上蓋が開放されているＰＯＳ－Ｂ，ＰＯＳ－Ｃが選定される。ＰＯＳ－ＣはＣＵＷブローによる原子炉ウェルの水位低下から始まり，途中で原子炉圧力容器の上蓋が閉鎖されるＰＯＳであり，原子炉圧力容器の上蓋が開放されている状態での原子炉水位について，特に注意が払われるＰＯＳであることから，本重要事故シーケンスでは，ＰＯＳ－Ｂを代表として選定することが適切と考える。 なお，燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放状態であるＰＯＳ－Ａ，Ｃ，Ｄにおける RHR 系統切替時のＬＯＣＡが厳しくなるが，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は約3.5時間の時間余裕があり，かつ原子炉水位の低下による警報発生や緩和設備の起動などに期待できる場合は原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能である。	４．ＰＯＳの選定結果と考察 「残留熱除去系切替時の冷却材流出」は原子炉冷却材流出事象発生時の検知が他の作業等よりも困難な事象である。このため，３．(1)から(4)のうち，(3)の検知性の観点で厳しいＰＯＳを選定することが適切と考える。この観点では，原子炉圧力容器の上蓋が開放されている，ＰＯＳ－Ｂ，Ｃが選定される。ＰＯＳ－Ｃは原子炉浄化系ブローによる原子炉ウェルの水位低下から始まり，途中で原子炉圧力容器の上蓋が閉鎖されるＰＯＳであり，原子炉圧力容器の上蓋が開放されている状態での原子炉水位について，特に注意が払われるＰＯＳであることから，本重要事故シーケンスでは，ＰＯＳ－Ｂを代表として選定することが適切と考える。 なお，燃料棒有効長頂部まで水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放であるＰＯＳ－Ｓ，Ａ，Ｃ，Ｄの「残留熱除去系切替時の冷却材流出」が厳しくなるが，その場合であっても約 1.3 時間の時間余裕※があり，かつ原子炉水位計による警報発生や緩和設備の起動などに期待できるため，原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能である。 ※　原子炉冷却材流出により原子炉水位が通常運転水位から燃料棒有効長頂部まで水位が低下するまでの時間 以上	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉はＢＷＲ－５であり，ＲＨＲ吸い込み配管は再循環配管から取水しているため，燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持される。

表１　各プラント状態における評価項目に対する影響（原子炉冷却材の流出）

プラント状態（POS）		包絡事象	重大事故等対処設備等	原子炉圧力容器蓋の開閉状態	運転停止中の評価項目		
					有効燃料棒頂部の冠水	放射線の遮蔽が維持できる水位の確保	未臨界の確保
S	原子炉冷温停止への移行状態	POS SにおいてはS，冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため，対象外	・非常用炉心冷却系（LPFL，HPCF） ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設代替交流電源設備	閉鎖	POS SにおいてはS，冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため，対象外	POS SにおいてはS，冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため，対象外	POS SにおいてはS，冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため，対象外
A	PCV/RPVの開放及び原子炉ウェル満水への移行状態	基本的に，冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しない 例外的な作業として「残留熱除去系の切り替え操作」の実施があるが「添付資料5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）」に包絡される	・非常用炉心冷却系（LPFL，HPCF） ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設代替交流電源設備 ・燃料プール代替注水系（可搬）	閉鎖→開放	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している （有効性評価で確認している「RHR切替え時のミニマムフロー弁操作誤り」に他の冷却材流出事象（CRD点検（交換）時の作業誤り，LPRM点検（交換）時の作業誤り，RIP点検時の作業誤り，CUWブロー時の操作誤り）は包絡される）	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している （有効性評価で確認している「RHR切替え時のミニマムフロー弁操作誤り」に他の冷却材流出事象（CRD点検（交換）時の作業誤り，LPRM点検（交換）時の作業誤り，RIP点検時の作業誤り，CUWブロー時の操作誤り）は包絡される）	プラント状態POS B に同じ 制御棒引き抜きに係わる試験は「反応度誤投入」に包絡
B1	原子炉ウェル満水状態（原子炉ウェル水抜き開始まで）	－	・非常用炉心冷却系（LPFL，HPCF） ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設代替交流電源設備 ・燃料プール代替注水系（常設） ・燃料プール代替注水系（可搬）	開放	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している （有効性評価で確認している「RHR切替え時のミニマムフロー弁操作誤り」に他の冷却材流出事象（CRD点検（交換）時の作業誤り，LPRM点検（交換）時の作業誤り，RIP点検時の作業誤り，CUWブロー時の操作誤り）は包絡される）	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している （有効性評価で確認している「RHR切替え時のミニマムフロー弁操作誤り」に他の冷却材流出事象（CRD点検（交換）時の作業誤り，LPRM点検（交換）時の作業誤り，RIP点検時の作業誤り，CUWブロー時の操作誤り）は包絡される）	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している 燃料の取出・装荷に係わる作業は「反応度誤投入」に包絡
B2			・非常用炉心冷却系（LPFL） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設代替交流電源設備 ・燃料プール代替注水系（可搬）				
B3			・非常用炉心冷却系（RHR） ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設代替交流電源設備 ・燃料プール代替注水系（常設） ・燃料プール代替注水系（可搬）				
B4							
C1	PCV/RPVの閉鎖及び起動準備への移行状態	冷却材流出事象の要因となる作業として「CUWブロー操作」及び「残留熱除去系の切替え操作」が考えられるが，原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり，運転員等操作時間が早くなるため，「添付資料5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）」に包絡される	・非常用炉心冷却系（LPFL，HPCF） ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設代替交流電源設備	閉鎖→開鎖	有効性評価でのPOS Bの想定に比べ，原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり，運転員等操作時間が早くなるため，「添付資料5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）」に包絡される	有効性評価でのPOS Bの想定に比べ，原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり，運転員等操作時間が早くなるため，「添付資料5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）」に包絡される	プラント状態POS B に同じ 制御棒引き抜きに係わる試験は「反応度誤投入」に包絡
C2			・非常用炉心冷却系（LPFL，HPCF） ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設代替交流電源設備				
D	起動準備状態		・非常用炉心冷却系（LPFL，HPCF） ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設代替交流電源設備	開鎖			

第1表　各プラント状態における評価項目に対する影響（原子炉冷却材の流出）

プラント状態（POS）		包絡事象	重大事故等対処設備等	原子炉圧力容器蓋の開閉状態	運転停止中の評価項目		
					燃料有効長頂部の冠水	放射線の遮蔽が維持できる水位の確保	未臨界の確保
S	原子炉冷温停止への移行状態	ＰＯＳ－Ｓにおいては，原子炉冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため，対象外	・残留熱除去系－Ａ，Ｂ，Ｃ ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型）	未開放	ＰＯＳ－Ｓにおいては，冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため，対象外	ＰＯＳ－Ｓにおいては，冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため，対象外	ＰＯＳ－Ｓにおいては，冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため，対象外
A	ＰＣＶ／及ＰＶ開放への移行状態	基本的に，原子炉冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しない 例外的な作業として「残留熱除去系の切り替え操作」の実施があるが「添付資料5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）」に包絡される	・残留熱除去系－Ａ，Ｂ ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型）	未開放→開放	有効性評価におけるＰＯＳ－Ｂの想定に比べ，原子炉未開放状態では，原子炉水位（広帯域）による警報発生等の認知及び緩和設備の起動に期待できる場合があることで，事故後の作業員の退避時間に比べて放射線の遮蔽を維持できる炉子炉水位に到達するまでの時間が十分長いことより，「添付5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）」に包絡される	有効性評価におけるＰＯＳ－Ｂの想定に比べ，原子炉未開放状態では，原子炉水位（広帯域）による警報発生等の認知及び緩和設備の起動に期待できる場合があることで，事故後の作業員の退避時間に比べて放射線の遮蔽を維持できる炉子炉水位に到達するまでの時間が十分長いことより，「添付5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）」に包絡される	プラント状態ＰＯＳ－Ｂに同じ 制御棒引き抜きに関する検査は「反応度の誤投入」に包絡される
B1	原子炉ウェル満水状態（原子炉ウェル水抜き開始まで）	－	・残留熱除去系－Ａ ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系	開放	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している （有効性評価で確認している「ＲＨＲ系統切替時のＬＯＣＡ」に他の原子炉冷却材流出事象（ＣＵＷブロー時のＬＯＣＡ，ＣＲＤ点検時のＬＯＣＡ，ＬＰＲＭ点検時のＬＯＣＡ）は包絡される）	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している （有効性評価で確認している「ＲＨＲ系統切替時のＬＯＣＡ」に他の原子炉冷却材流出事象（ＣＵＷブロー時のＬＯＣＡ，ＣＲＤ点検時のＬＯＣＡ，ＬＰＲＭ点検時のＬＯＣＡ）は包絡される）	有効性評価において評価項目を満足することを確認している 燃料の取出・装荷に係わる作業は「反応度の誤投入」に包絡される
B2			・残留熱除去系－Ｂ ・低圧炉心スプレイ系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系				
B3			・残留熱除去系－Ｂ ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系				
B4			・残留熱除去系－Ａ，Ｂ ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系				
B5			・残留熱除去系－Ａ ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系				
B6			・残留熱除去系－Ａ，Ｂ，Ｃ ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系（常設） ・低圧代替注水系（常設） ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系				
C1	ＰＣＶ／及ＰＶの閉鎖への移行状態	原子炉冷却材流出事象の要因となる作業として「CUWブロー操作」及び「残留熱除去系（原子炉圧力容器内の温度・圧力が高い状態で運転する系統）の系統切替操作」が考えられるが「添付資料5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）」に包絡される	・残留熱除去系－Ａ，Ｂ，Ｃ ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・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） ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）	開放→未開放	有効性評価におけるＰＯＳ－Ｂの想定に比べ，原子炉未開放状態では，原子炉水位（広帯域）による警報発生等の認知及び緩和設備の起動に期待できる場合があることで，事故後の作業員の退避時間に比べて放射線の遮蔽を維持できる炉子炉水位に到達するまでの時間が十分長いことより，「添付5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）」に包絡される	有効性評価におけるＰＯＳ－Ｂの想定に比べ，原子炉未開放状態では，原子炉水位（広帯域）による警報発生等の認知及び緩和設備の起動に期待できる場合があることで，事故後の作業員の退避時間に比べて放射線の遮蔽を維持できる炉子炉水位に到達するまでの時間が十分長いことより，「添付5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）」に包絡される	プラント状態ＰＯＳ－Ｂに同じ 制御棒引き抜きに関する検査は「反応度の誤投入」に包絡される
C2			・残留熱除去系－Ｂ，Ｃ ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系（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） ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）				
D	起動準備状態		・残留熱除去系－Ａ，Ｂ，Ｃ ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系（常設） ・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） ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）	未開放			

表１　各プラント状態における評価項目に対する影響（原子炉冷却材流出）

プラント状態（POS）		包絡事象	重大事故等対処設備等	原子炉圧力容器蓋の開閉状態	運転停止中の評価項目		
					燃料棒有効長頂部の冠水	放射線の遮蔽が維持できる水位の確保	未臨界の確保
S	原子炉冷温停止への移行状態	基本的に，冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しない 例外的な作業として「残留熱除去系の切り替え操作」の実施があるが「添付資料5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中（原子炉冷却材の流出））」に包絡される	・原子炉隔離時冷却系※1 ・非常用炉心冷却系（LPCI，LPCS，HPCS）※2 ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・ガスタービン発電機	閉鎖	有効性評価での POS-B の想定に比べ，原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり，運転員等操作時間が早くなるため，「添付資料 5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中（原子炉冷却材の流出））」に包絡される	有効性評価での POS-B の想定に比べ，原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり，運転員等操作時間が早くなるため，「添付資料 5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中（原子炉冷却材の流出））」に包絡される	プラント状態 POS-B に同じ 制御棒引き抜きに係わる試験は「反応度誤投入」に包絡
A	格納容器及び原子炉圧力容器の開放並びに原子炉ウェル満水への移行状態	基本的に，冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しない 例外的な作業として「残留熱除去系の切り替え操作」の実施があるが「添付資料 5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中（原子炉冷却材の流出））」に包絡される	・非常用炉心冷却系（LPCI，LPCS，HPCS）※2 ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・ガスタービン発電機	閉鎖→開放	有効性評価での POS-B の想定に比べ，原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり，運転員等操作時間が早くなるため，「添付資料 5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（（運転停止中（原子炉冷却材の流出））」に包絡される	有効性評価での POS-B の想定に比べ，原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり，運転員等操作時間が早くなるため，「添付資料 5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中（原子炉冷却材の流出））」に包絡される	プラント状態 POS-B に同じ 制御棒引き抜きに係わる試験は「反応度誤投入」に包絡
B1	原子炉ウェル満水状態（原子炉ウェル水抜き開始まで）	－	・非常用炉心冷却系（LPCI）※2 ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・ガスタービン発電機 ・燃料プールスプレイ系	開放	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している （有効性評価で確認している「残留熱除去系切替時の冷却材流出」に他の冷却材流出事象（原子炉浄化系プロー時の冷却材流出，制御棒駆動系点検時の冷却材流出，局部出力モニタ交換時の冷却材流出）は包絡される）	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している （有効性評価で確認している「残留熱除去系切替時の冷却材流出」に他の冷却材流出事象（原子炉浄化系プロー時の冷却材流出，制御棒駆動系点検時の冷却材流出，局部出力モニタ交換時の冷却材流出）は包絡される）	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している 燃料の取出・装荷に係わる作業は「反応度誤投入」に包絡
B2							
B3							
B4							
C	格納容器及び原子炉圧力容器の閉鎖及び起動準備への移行状態	冷却材流出事象の要因となる作業として「残留熱除去系の切り替え操作」及び「原子炉浄化系プロー操作」が考えられる，原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり，運転員等操作時間が早くなるため，「添付資料 5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中（原子炉冷却材の流出））」に包絡される	・非常用炉心冷却系（LPCI，LPCS，HPCS）※2 ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・ガスタービン発電機	開放→閉鎖	有効性評価での POS-B の想定に比べ，原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり，運転員等操作時間が早くなるため，「添付資料 5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中（原子炉冷却材の流出））」に包絡される	有効性評価での POS-B の想定に比べ，原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり，運転員等操作時間が早くなるため，「添付資料 5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中（原子炉冷却材の流出））」に包絡される	プラント状態 POS-B に同じ 制御棒引き抜きに係わる試験は「反応度誤投入」に包絡
D	起動準備状態			閉鎖			

※1　原子炉圧力が上昇した後に使用可能となる　　※2　停止時レベル１PRA では，保守的に期待していない設備

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
添付資料 5.3.3 安定状態について 運転停止中の原子炉冷却材の流出の安定状態については以下のとおり。	添付資料 5.3.3 安定停止状態について（運転停止中　原子炉冷却材の流出） 運転停止中の原子炉冷却材の流出の安定停止状態については以下のとおり。	添付資料 5.3.3 安定状態について（運転停止中（原子炉冷却材の流出）） 運転停止中の原子炉冷却材の流出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，原子炉冷却材の流出が停止し，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，原子炉安定停止状態が確立されたものとする。	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及び原子炉冷却材の流出の停止により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。	原子炉安定停止状態：事象発生後，原子炉冷却材の流出が停止し，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，原子炉安定停止状態が確立されたものとする。	
【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 事象発生直後から原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが，約2 時間後に原子炉冷却材の流出を停止させ，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことで原子炉水位が回復する。その後，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を停止し，残留熱除去系（停止時冷却モード）にて冷却することで，冷温停止状態に移行することができ，原子炉安定停止状態が確立される。 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。 【安定状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。 また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことにより，安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。	【安定停止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 事象発生直後から原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが，事象発生から２時間後に残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行うことで原子炉水位が回復する。その後，原子炉冷却材の流出を停止させ，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替えて原子炉除熱を実施することで，冷温停止状態を維持することができ，原子炉安定停止状態が確立される。 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。 【安定停止状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。 また，残留熱除去系の機能を維持し，原子炉除熱を行うことにより，安定停止状態後の状態維持が可能となる。 （添付資料 2.1.2 別紙 1）	【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 事象発生直後から原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが，事象発生から２時間後に原子炉冷却材の流出を停止させ，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことで原子炉水位が回復する。その後，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を停止し，残留熱除去系（停止時冷却モード）にて冷却することで，冷温停止状態を維持することができ，原子炉安定停止状態が確立される。 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。 【安定状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。 また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことにより，安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。 （添付資料 2.1.1 別紙１参照）	・評価条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，漏えい個所の隔離操作実施後に，原子炉注水を行う手順となっている。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉はＢＷＲ－５であり，ＲＨＲ吸い込み配管は再循環配管から取水しているため，燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持される。

添付資料 5.3.4

評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中　冷却材の流出）

表 1 評価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（運転停止中 原子炉冷却材の流出）（1/2）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）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
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉水温	52℃	約 37℃～約 48℃（実績値）	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）での炉水側の設定温度を想定	最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなり，沸騰開始時間は遅くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなり，原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなり，沸騰開始時間は遅くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉水位	原子炉ウェル満水	事故ごとの変化	原子炉圧力容器の開放状態での水位を想定	最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なり，原子炉ウェル水張り実施中においては，評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが，既に原子炉注水を実施しており，また原子炉冷却材流出の停止のための隔離操作は，原子炉冷却材流出の認知を起点とする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。	最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なり，原子炉ウェルの水張り実施中においては，評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが，原子炉注水が実施されているため，原子炉水位の低下は起こらず，また，通常これらの期間には残留熱除去系の系統切替え操作は実施しないことから事象進展に与える影響はない。 原子炉圧力容器が未開放の場合，原子炉初期水位が通常運転水位付近にある場合も想定されるが，いずれの水位におっても，残留熱除去系の吸込配管の高さは有効燃料棒頂部より高い位置にあることから，原子炉冷却材の流出はその高さに到達すると停止し，また，そこから蒸発により有効燃料棒頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間は 2 時間以上と長い（停止 1 日後想定）ため，隔離による原子炉冷却材流出の停止操作及び原子炉注水操作を行える。 また，原子炉圧力容器が未開放の場合，原子炉水位計による警報発生等の認知（15 分程度），緩和設備の起動，事故後の作業員の退避（1 時間以内）に比べて，放射線の遮蔽を維持できる原子炉水位に到達するまでの時間（約 1 時間）は十分長いため，放射線の遮蔽は維持される。以上より，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉圧力	大気圧	大気圧	原子炉圧力容器の開放を想定	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の開放	事故ごとの変化	線量率の影響の観点を確認するため，原子炉圧力容器の開放状態を想定	最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉圧力容器の未開放時は，原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため，運転員等操作時間が早くなり，原子炉圧力容器の開放時は，評価条件と同様となるが，原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする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。	原子炉圧力容器の開放時は，原子炉ウェルの水張りを実施しているため初期水位が原子炉ウェル満水と高い位置となるが，原子炉圧力容器等の遮蔽に期待できず，また原子炉水位計の警報による運転員の認知に期待できないため，速やかな認知が困難である。一方，原子炉圧力容器の未開放時は，原子炉圧力容器の開放時と比べて，初期水位が低い位置であるが，原子炉圧力容器等の遮蔽に期待でき，かつ，原子炉水位計による警報発生，緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため，放射線の遮蔽を維持できる燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上に到達するまでの時間（約 50 分）までの認知が可能であり，放射線の遮蔽は維持される。 以上より，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	ブールゲートの状態	閉	開	保有水が少ないブールゲート閉を想定	最確条件とした場合は，評価条件で設定している保有水が多くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなるが，原子炉冷却材流出の認知を起点とする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。	最確条件とした場合は，評価条件で設定している保有水量より多くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなることから，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 5.3.4

評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中　原子炉冷却材の流出）

第1表　評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中　原子炉冷却材の流出）（1／2）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の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
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉水位	原子炉圧力容器未開放及び通常運転水位	事故ごとの変化	原子炉圧力容器が開放状態での水位を想定	原子炉ウェル満水に対して最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なり，原子炉ウェル水張り実施中においては，評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが，既に原子炉注水を実施しており，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なり，原子炉ウェルの水張り実施中においては，評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが，原子炉注水が実施されているため原子炉水位の低下は起こらず，また，通常これらの期間には残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の系統切替操作は実施しないことから，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。 原子炉圧力容器が未開放状態の場合，原子炉初期水位が通常運転水位付近にある場合も想定されるが，燃料有効長頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間は約 3.5 時間と長いため，原子炉注水操作を行える。 また，原子炉圧力容器が未開放状態の場合，原子炉水位（広帯域）による警報発生等の認知（約 25 分）及び緩和設備の起動に期待できることや，事故後の作業員の退避（1 時間以内）に比べて放射線の遮蔽を維持できる原子炉水位に到達するまでの時間（約 2.3 時間）が十分長いことより，放射線の遮蔽は維持される。以上より，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉圧力	大気圧	大気圧	原子炉圧力容器の開放を想定	最確条件と評価条件が同様であることから，事象進展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。	評価条件と最確条件は同様であることから，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。
	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の開放	事故ごとの変化	線量率の影響を確認するため，原子炉圧力容器の開放状態を想定	最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なり，原子炉ウェル水張り実施中においては，評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが，既に原子炉注水を実施しており，運転員等操作時間に与える影響はない	原子炉圧力容器の開放時は，原子炉ウェルの水張りを実施しているため初期水位が原子炉ウェル満水と高い位置となるが，原子炉圧力容器等の遮蔽に期待できず，また原子炉水位（広帯域）による警報発生，緩和設備の起動等に期待できないため，原子炉未開放時と比べて速やかな認知と注水が困難である。一方，原子炉圧力容器の未開放時は，原子炉圧力容器の開放時と比べて，初期水位が低い位置であるが，原子炉圧力容器等の遮蔽に期待でき，かつ，原子炉水位計による警報発生，緩和設備の起動等により速やかな認知と注水が可能であり，さらに放射線の遮蔽を維持できる燃料有効長頂部の約 1.7m 上に到達するまでの時間（約 2.3 時間）は認知の時間に比べて十分長い。このため，現場作業員の退避時の被ばくを考慮した際も必要な放射線の遮蔽は維持されることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は約 3.5 時間と長く，認知後すぐに原子炉注水操作を行えるため，操作時間が十分あることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

添付資料 5.3.4

評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中（原子炉冷却材の流出））

表１　評価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（１／２）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）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
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉水位	原子炉ウェル満水	事故毎に変化	原子炉圧力容器が開放状態での水位を想定	最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なり，原子炉ウェル水張り実施中においては，評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが，既に原子炉注水を実施しており，また原子炉冷却材流出の停止のための隔離操作は，原子炉冷却材流出の認知を起点とする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。	最確条件とした場合は，事故事象毎に異なり，原子炉ウェルの水張り実施中においては，評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが，原子炉注水が実施されているため，原子炉水位の低下は起こらず，また，通常これらの期間には残留熱除去系の系統切替操作は実施しない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。 原子炉圧力容器が未開放の場合，原子炉水初期水位が通常運転水位付近にある場合も想定されるが，かつ，原子炉水位計による警報発生，緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり，さらに放射線の遮蔽を維持できる有効燃料棒頂部の約 2.9m 上に到達するまでの時間（約 1 時間）は認知の時間に比べて十分長い。このため，現場作業員の退避時の被ばくを考慮した際も必要な放射線の遮蔽は維持されることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間（停止 1 日後）は 2 時間以上と長く，認知後すぐに隔離による原子炉冷却材流出の停止操作及び原子炉注水操作を行えるため，操作時間が十分あることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉圧力	大気圧	大気圧	原子炉圧力容器の開放を想定	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の開放	事故毎に変化	線量率の影響の観点を確認するため，原子炉圧力容器が開放状態を想定	最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉圧力容器の未開放時は，原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため，運転員等操作時間が早くなり，原子炉圧力容器の開放時は，評価条件と同様となるが，原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする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。	原子炉圧力容器の開放時は，原子炉ウェルの水張りを実施しているため初期水位が原子炉ウェル満水と高い位置となるが，原子炉圧力容器等の遮蔽に期待できず，また原子炉水位計の警報による運転員の認知に期待できないため，速やかな認知が困難である。一方，原子炉圧力容器の未開放時は，原子炉圧力容器の開放時と比べて，初期水位が低い位置であるが，原子炉圧力容器等の遮蔽に期待でき，かつ，原子炉水位計による警報発生，緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため，放射線の遮蔽を維持できる燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上に到達するまでの時間（約 50 分）までの認知が可能である。このため，現場作業員の退避時の被ばくを考慮した際も必要な放射線の遮蔽は維持されることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は約 1.3 時間の時間余裕があり，認知後すぐに隔離による原子炉冷却材流出の停止操作及び原子炉注水操作を行えるため，操作時間が十分あることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

・相違理由は本文参照。

柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　（2017.12.20版）

表 1 評価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（運転停止中 原子炉冷却材の流出）(2/2)

項目		評価条件(初期，事故及び機器条件)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
		評価条件	最確条件			
初期条件	燃料の容量	約 2,040kL	2,040kL 以上 (軽油タンク容量)	通常時の軽油タンクの運用値を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は，解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また，事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	－
事故条件	起因事象	原子炉冷却材の流出	－	残留熱除去系の系統切替え時の原子炉冷却材流出を想定 ミニマムフローラインに残留熱除去系ポンプ出口圧力が掛かった場合の最大流出量	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出量	約 87m³/h	約 87m³/h 以下			
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	考慮しない	－	原子炉水温が 100℃に到達するまでの時間が長く，事象進展に影響しないことから設定		
	外部電源	外部電源なし	事故ごとに変化	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	954m³/h で注水	954m³/h 以上で注水	低圧注水系の設計値として設定	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

東海第二発電所　（2018.9.12版）

第1表　評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中　原子炉冷却材の流出）（2／2）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の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
		評価条件	最確条件			
初期条件	プールゲートの状態	閉	開	保有水が少ないプールゲート閉を想定	最確条件とした場合は，評価条件で設定している保有水量より多くなるため，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなるが，原子炉注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする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。	最確条件とした場合は，評価条件で設定している保有水量より多くなるため，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料の容量	約 800kL	約 800kL 以上	軽油貯蔵タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から 7 日間後までに必要な容量を備えており，燃料は枯渇しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	－
事故条件	起因事象	原子炉冷却材の流出	－	残留熱除去系の系統切替時の原子炉冷却材流出を想定 ミニマムフローラインに残留熱除去系ポンプ出口圧力がかかった場合の最大流出量	最確条件と評価条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件と評価条件が同様であることから，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。
	冷却材流出流量	47m³／h	約 47m³／h			
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	考慮しない	－	原子炉水温が 100℃に到達するまでの時間が長く，事象進展に影響しないことから設定		
	外部電源	外部電源あり	事故事象毎	外部電源がない場合は，原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の吸込みラインの弁が閉となり，原子炉冷却材流出が停止することから，原子炉冷却材流出の観点で厳しい外部電源ありを設定	外部電源がある場合は評価条件と同様であることから，事象進展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。また，外部電源がない場合は，原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の吸込みラインの格納容器隔離弁が自動閉となることで原子炉冷却材流出は停止するが，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作は原子炉水位低下の認知を起点とする操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がある場合は評価条件と同様であることから，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。また，外部電源がない場合は，原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の吸込みラインの格納容器隔離弁が自動閉となることで原子炉冷却材流出は停止するが，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作は原子炉水位低下の認知を起点とする操作であることから，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。
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水系）の注水流量	1,605m³／h	1,605m³／h	残留熱除去系（低圧注水系）の設計値として設定	最確条件と評価条件は同様であることから，事象進展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。	最確条件と評価条件は同様であることから，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。

島根原子力発電所　2号炉

表１　評価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（２／２）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）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
		評価条件	最確条件			
初期条件	プールゲートの状態	閉	開	保有水が少ないプールゲート閉を想定	最確条件とした場合は，評価条件で設定している保有水量より多くなるため，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなるが，原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする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。	最確条件とした場合は，評価条件で設定している保有水量より多くなるため，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料の容量	1,180m³	1,180m³以上 （合計貯蔵量）	発電所構内に貯蔵している合計容量を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は，解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなるため，燃料が枯渇することはなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	－
事故条件	起因事象	原子炉冷却材の流出	－	残留熱除去系切替時の原子炉冷却材流出を想定 ミニマムフローラインに残留熱除去系ポンプ出口圧力がかかった場合の最大流出量	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出量	約 94m³/h	約 94m³/h 以下			
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	考慮しない	－	原子炉水温が 100℃に到達するまでの時間が長く，事象進展に影響しないことから，考慮しない。		
	外部電源	外部電源なし	事故毎に変化	外部電源の有無は，原子炉冷却材の流出に伴う原子炉水位の低下に影響しないことから，資源の評価の観点で厳しくなる外部電源なしを想定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	1,136m³/h で注水	1,136m³/h 以上で注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

備考

表2 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（運転停止中 原子炉冷却材の流出）(1/2)

項目		評価条件（操作条件）の不確かさ		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
		評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	原子炉冷却材流出の停止操作	事象発生から2時間後	原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に，さらに時間余裕を考慮して設定	【認知】 評価では，1時間ごとの中央制御室監視により，原子炉ウェル水位低下を検知することを想定している。実際は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）系統切替え時にプラント状態（原子炉ウェル水位，原子炉水温等）確認により，早期に原子炉冷却材流出を認知できる可能性がある。 【要員配置】 運転員による操作のみであり，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】 漏えい隔離のためのミニマムフロー弁の閉操作には，原子炉建屋の現場において当該弁の電源を復旧する必要がある。中央制御室から原子炉建屋の現場までのアクセスルート上にアクセスを阻害する設備はなく，操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 原子炉ウェル水位低下調査における，漏えい箇所の特定及び隔離に1時間を想定している。漏えい箇所の隔離は，現場におけるミニマムフロー弁の電源復旧と中央制御室における当該弁の遠隔閉操作である。1弁のみの操作であり，操作開始時間に与える影響はない。 【他の並列操作有無】 原子炉ウェル水位低下調査における漏えい箇所の特定及び隔離操作に対応する。 運転員に他の並列操作はなく，操作時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 漏えい隔離操作等の現場操作は，操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	実態の運転操作においては，運転員の残留熱除去系系統切替え時のプラント状態確認による早期の認知に期待できるため，評価の想定と比べ，早く事象を認知できる可能性があり，評価上の操作開始時間に対し，実態の原子炉冷却材流出の停止操作が早くなることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから，評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。	必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまで約13時間であり，事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は2時間であることから，時間余裕がある。	残留熱除去系のミニマムフロー弁から漏えいが発生していることを想定し，訓練を実施。訓練実績では，当該ミニマムフロー弁の電源復旧及び開操作に約5分。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

第2表　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（運転停止中　原子炉冷却材の流出）

項目		評価条件(操作条件)の不確かさ		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
		評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
操作条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水系）の注水操作	事象発生から約2時間後	事象の認知及び操作の時間を基に，さらに時間余裕を考慮して設定	【認知】 評価では，原子炉水位の低下及びサプレッション・プールの水位の上昇を，1時間毎の中央制御室の巡視により確認すると想定している。実際は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時のプラント状態（原子炉水位等）の確認により，早期に原子炉冷却材流出を認知できる可能性がある。 【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，要員配置が操作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。 【操作所要時間】 残留熱除去系（低圧注水系）のポンプ起動操作及び注入弁の開操作は，中央制御室内の操作盤での操作スイッチによる操作であるため，簡易な操作である。操作時間は6分を想定しており，原子炉水位の低下に対して操作に要する時間は短い。 【他の並列操作の有無】 当該操作を実施する運転員は，残留熱除去系（低圧注水系）操作時に他の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 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開始時間が長くなる可能性は低い。	原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり，評価では事象発生から約2時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが，実際は運転員の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき，速やかに原子炉注水操作を実施するため，その開始時間は早くなることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	実態の操作開始が早まり，原子炉水位の低下を緩和す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。	必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまで約20時間であり，事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は2時間であることから，時間余裕がある。	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水に必要な操作は，所要時間を6分で想定しているところ，訓練実績では約4分である。 想定で意図している運転操作時間が実施可能なことを確認した。

表2　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（1／2）

項目		評価条件（操作条件）の不確かさ		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
		評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	原子炉冷却材流出の停止	事象発生から2時間後	原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に，さらに時間余裕を考慮して設定	【認知】 評価では，1時間毎の中央制御室監視により，原子炉ウェル水位低下を検知することを想定している。実際は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）切替時にプラント状態（原子炉ウェル水位，原子炉水温等）確認により，早期に原子炉冷却材流出を認知できる可能性がある。 【要員配置】 運転員による操作のみであり，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】 漏えい隔離のためのミニマムフロー弁の閉操作には，原子炉建物の現場において当該弁の電源を復旧する必要がある。中央制御室から原子炉建物の現場までのアクセスルート上にアクセスを阻害する設備はなく，操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 原子炉ウェル水位低下調査における，漏えい箇所の特定及び隔離に1時間を想定している。漏えい箇所の隔離は，現場におけるミニマムフロー弁の電源復旧と中央制御室における当該弁の遠隔閉操作である。1弁のみの操作であり，操作開始時間に与える影響はない。 【他の並列操作有無】 原子炉ウェル水位低下調査における漏えい箇所の特定及び隔離操作に対応する運転員に他の並列操作はなく，操作時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 漏えい隔離操作等の現場操作は，操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	実態の運転操作においては，運転員の残留熱除去系系統切替時のプラント状態確認による早期の認知に期待できるため，評価の想定と比べ，早く事象を認知できる可能性があり，評価上の操作開始時間に対し，実態の原子炉冷却材流出の停止操作が早くなることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから，評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。	必要な遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約10時間後であり，事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は事象発生から2時間後であることから，時間余裕がある。	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から2時間後としており，このうち，現場におけるミニマムフロー弁の電源復旧と中央制御室における当該弁の遠隔閉操作は，訓練実績では約7分である。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

表 2 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（運転停止中 原子炉冷却材の流出）(2/2)

項目		評価条件（操作条件）の不確かさ		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
		評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作	事象発生から2時間後	原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に，さらに時間余裕を考慮して設定	【認知】 原子炉冷却材流出時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり，よって，評価上の原子炉注水操作開始時間に対し，実際の原子炉注水操作開始時間は早くなる可能性がある。 【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。 【操作所要時間】 残留熱除去系のポンプ起動操作及び注入弁の開操作は，制御盤の操作スイッチによる操作のため，簡易な操作である。操作時間は特に設定していないが，原子炉水位の低下に対して操作に要する時間は短い。 【他の並列操作有無】 当該操作を実施する運転員は，残留熱除去系（低圧注水モード）の原子炉注水操作時に他の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 中央制御室における操作は，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。	原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり，評価では事象発生から 2 時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが，実態は運転員の残留熱除去系系統切替え時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき，速やかに原子炉注水操作を実施するため，その開始時間は早くなることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから，評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。	必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまで約 13 時間であり，事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は 2 時間であることから，時間余裕がある。	訓練実績等より，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水の系統構成に必要な弁の操作は約 2 分で操作可能である見込みを得た。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

表２　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（２／２）

項目		評価条件（操作条件）の不確かさ		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
		評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作	事象発生から２時間後	原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に，さらに時間余裕を考慮して設定	【認知】 原子炉冷却材流出時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり，よって，評価上の原子炉注水操作開始時間に対し，実際の原子炉注水操作開始時間は早くなる可能性がある。 【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。 【操作所要時間】 残留熱除去系のポンプ起動操作及び注入弁の開操作は，制御盤の操作スイッチによる操作のため，簡易な操作である。操作時間は特に設定していないが，原子炉水位の低下に対して操作に要する時間は短い。 【他の並列操作有無】 当該操作を実施する運転員は，残留熱除去系（低圧注水モード）の原子炉注水操作時に他の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 中央制御室における操作は，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。	原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり，評価では事象発生から２時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが，実態は運転員の残留熱除去系系統切替時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき，速やかに原子炉注水操作を実施するため，その開始時間は早くなることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和す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。	必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約10時間後であり，事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は事象発生から２時間後であることから，時間余裕がある。	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から２時間後としており，このうち，残留熱除去系のポンプ起動操作及び注入弁の開操作は，所要時間 10 分想定のところ，訓練実績では約２分である。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

添付資料 5.3.5

7 日間における燃料の対応について（運転停止中　原子炉冷却材の流出）

プラント状況：1～7 号炉停止中
事象：原子炉冷却材の流出は 6 号及び 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。
なお，全プラントで外部電源喪失が発生することとし，5 号炉原子炉建屋内緊急対策所用可搬型電源設備等，プラントに固定しない設備も対象とする。

号炉	時系列	合計	判定
7 号炉	事象発生直後から事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機　2 台起動， （燃費は保守的に最大負荷運転を想定） 1,493L/h×24h×7 日×3 台＝752,472L	7 日間の 軽油消費量 約 7338kL	7 号炉軽油タンク容量は 約 1,020kL（※3）であり， 7 日間対応可能。
6 号炉	事象発生直後から事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機　3 台起動， （燃費は保守的に最大負荷運転を想定） 1,493L/h×24h×7 日×3 台＝752,472L	7 日間の 軽油消費量 約 7338kL	6 号炉軽油タンク容量は 約 1,020kL（※3）であり， 7 日間対応可能。
1 号炉	事象発生直後から事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機　2 台起動， （燃費は保守的に最大負荷運転を想定） 1,879L/h×24h×7 日×2 台＝631,344L	7 日間の 軽油消費量 約 6324kL	1 号炉軽油タンク容量は 約 6324kL（※3）であり， 7 日間対応可能。
2 号炉	事象発生直後から事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機　2 台起動， （燃費は保守的に最大負荷運転を想定） 1,879L/h×24h×7 日×2 台＝631,344L	7 日間の 軽油消費量 約 6324kL	2 号炉軽油タンク容量は 約 6324kL（※3）であり， 7 日間対応可能。
3 号炉	事象発生直後から事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機　2 台起動， （燃費は保守的に最大負荷運転を想定） 1,879L/h×24h×7 日×2 台＝631,344L	7 日間の 軽油消費量 約 6324kL	3 号炉軽油タンク容量は 約 6324kL（※3）であり， 7 日間対応可能。
4 号炉	事象発生直後から事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機　2 台起動， （燃費は保守的に最大負荷運転を想定） 1,879L/h×24h×7 日×2 台＝631,344L	7 日間の 軽油消費量 約 6324kL	4 号炉軽油タンク容量は 約 6324kL（※3）であり， 7 日間対応可能。
5 号炉	事象発生直後から事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機　2 台起動， （燃費は保守的に最大負荷運転を想定） 1,879L/h×24h×7 日×2 台＝631,344L	7 日間の 軽油消費量 約 6324kL	5 号炉軽油タンク容量は 約 6324kL（※3）であり， 7 日間対応可能。
その他	事象発生直後から事象発生後 7 日間 5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備　1 台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 45L/h×24h×7 日＝7,560L モニタリング・ポスト用発電機　3 台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 9L/h×24h×7 日×3 台＝1,512L	7 日間の 軽油消費量 約 13kL	1～7 号炉軽油タンク 合計容量（※3） 1,020kL×7 基＝7,140kL （軽油用地下タンク（第二保 安院指示）の容量 100kL）の 2 倍容量（合計） は 約 6214kL であり， 7 日間対応可能。

※1　事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は 2 台であるが，保守的に非常用ディーゼル発電機 3 台を起動させて評価した。
※2　事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は 1 台であるが，保守的に非常用ディーゼル発電機 2 台を起動させて評価した。
※3　保安規定に基づく容量。

東海第二発電所　（2018.9.12 版）

島根原子力発電所　２号炉

添付資料 5.3.5

７日間における燃料の対応について
（運転停止中（原子炉冷却材の流出））

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

時系列	合計	判定
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最大負荷（定格出力運転）時を想定） 1.618m³/h×24h×７日×２台＝543.648m³	７日間の 軽油消費量 約 700m³	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約 730m³であり，７日間対応可能
高圧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最大負荷（定格出力運転）時を想定） 0.927m³/h×24h×７日×１台＝155.736m³		
緊急時対策所用発電機　１台 （燃料消費率は保守的に最大負荷（定格出力運転）時を想定） 0.0469 m³/h×24h×７日×１台＝7.8792m³	７日間の 軽油消費量 約８m³	緊急時対策所用燃料地下タンクの容量は約 45m³であり，７日間対応可能

※１　事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は１台であるが，保守的に非常用ディーゼル発電機２台を起動させて評価した。

備考

・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。
・燃料評価結果の相違
【柏崎 6/7】