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

まとめ資料比較表　〔有効性評価　2.1.高圧・低圧注水機能喪失〕

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
2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故 2.1 高圧・低圧注水機能喪失 2.1.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策 (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「高圧・低圧注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」，②「過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」，③「通常停止＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」，④「通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」，⑤「サポート系喪失＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」及び⑥「サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」である。	2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故 2.1 高圧・低圧注水機能喪失 2.1.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策 (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「高圧・低圧注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」，②「過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」，③「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」，④「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」，⑤「サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」及び⑥「サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失」である。	2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故 2.1　高圧・低圧注水機能喪失 2.1.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策 (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「高圧・低圧注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスは，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」，②「過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋低圧炉心冷却失敗」，③「手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」，④「手動停止＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋低圧炉心冷却失敗」，⑤「サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」及び⑥「サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋低圧炉心冷却失敗」である。	
(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCA を除く）の発生後，高圧注水機能が喪失し，原子炉減圧には成功するが，低圧注水機能が喪失することを想定する。このため，逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。また，低圧注水機能喪失を想定することから，あわせて残留熱除去系機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失等を想定する。 本事故シーケンスグループは，原子炉圧力容器内への高圧・低圧注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，高圧・低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。 ここで，高圧・低圧注水機能喪失が生じた際の状況を想定すると，事象発生後，重大事故等対処設備によって高圧注水を実	(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（ＬＯＣＡを除く。）の発生後，高圧注水機能が喪失し，原子炉減圧には成功するが，低圧注水機能が喪失することを想定する。このため，逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。また，低圧注水機能喪失を想定することから，併せて残留熱除去系機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失等を想定する。 本事故シーケンスグループは，原子炉圧力容器内への高圧・低圧注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，高圧・低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。 ここで，高圧・低圧注水機能喪失が生じた際の状況を想定すると，事象発生後，重大事故等対処設備によって高圧注水を実	(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（ＬＯＣＡを除く）の発生後，高圧注水機能が喪失し，原子炉減圧には成功するが，低圧注水機能が喪失することを想定する。このため，逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。また，低圧注水機能喪失を想定することから，併せて残留熱除去系機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失等を想定する。 本事故シーケンスグループは，原子炉圧力容器内への高圧・低圧注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，高圧・低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。 ここで，高圧・低圧注水機能喪失が生じた際の状況を想定すると，事象発生後，重大事故等対処設備によって高圧注水を実	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
施して炉心損傷を防止する場合よりも，高圧注水に期待せず，原子炉を減圧し，低圧注水に移行して炉心損傷を防止する場合の方が，原子炉の減圧により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位がより早く低下することから，事故対応として厳しいと考えられる。このことから，本事故シーケンスグループにおいては，高圧注水機能に期待せず，原子炉の減圧後，低圧注水に移行して炉心損傷を防止する対策の有効性を評価することとする。なお，高圧・低圧注水機能喪失が生じ，重大事故等対処設備の高圧注水機能のみに期待する事故シーケンスとしては，全交流動力電源喪失時の原子炉隔離時冷却系喪失があり，「2.3.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗」において主に高圧代替注水系の有効性を確認している。 したがって，本事故シーケンスグループでは，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。 また，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却，格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。	施して炉心損傷を防止する場合よりも，高圧注水に期待せず，原子炉を減圧し，低圧注水に移行して炉心損傷を防止する場合の方が，原子炉の減圧により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位がより早く低下することから，事故対応として厳しいと考えられる。このことから，本事故シーケンスグループにおいては，高圧注水機能に期待せず，原子炉の減圧後，低圧注水に移行して炉心損傷を防止する対策の有効性を評価することとする。なお，高圧・低圧注水機能喪失が生じ，重大事故等対処設備の高圧注水機能に期待する事故シーケンスとしては，全交流動力電源喪失時の原子炉隔離時冷却系喪失があり，「2.3.2 全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）」において主に高圧代替注水系の有効性を確認している。 したがって，本事故シーケンスグループでは，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。 また，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却，格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系（以下「格納容器圧力逃がし装置等」という。）による格納容器除熱を実施する。 なお，代替循環冷却系による格納容器除熱も実施可能である。	施して炉心損傷を防止する場合よりも，高圧注水に期待せず，原子炉を減圧し，低圧注水に移行して炉心損傷を防止する場合の方が，原子炉の減圧により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位がより早く低下することから，事故対応として厳しいと考えられる。このことから，本事故シーケンスグループにおいては，高圧注水機能に期待せず，原子炉の減圧後，低圧注水に移行して炉心損傷を防止する対策の有効性を評価することとする。なお，高圧・低圧注水機能喪失が生じ，重大事故等対処設備の高圧注水機能に期待する事故シーケンスとしては，全交流動力電源喪失時の原子炉隔離時冷却系喪失があり，「2.3.2　全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋高圧炉心冷却失敗」において主に高圧原子炉代替注水系の有効性を確認している。 したがって，本事故シーケンスグループでは，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系（常設）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。 また，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。	・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，低圧原子炉代替注水系（可搬型）にも期待する。 ・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，耐圧強化ベントを自主設備として位置付けている。（以降，同様な相違については記載省略） ・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，自主設備として位置付けている。
(3) 炉心損傷防止対策 事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁を開維持することで，低圧代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格	(3) 炉心損傷防止対策 事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで，低圧代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷	(3)　炉心損傷防止対策 事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として低圧原子炉代替注水系（常設）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，自動減圧機能付き逃がし安全弁を開維持することで，低圧原子炉代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として格	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
納容器冷却手段，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 2.1.1 図から第 2.1.3 図に，手順の概要を第 2.1.4 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 2.1.1 表に示す。	却系（常設）による格納容器冷却手段，格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 2.1－1 図に，手順の概要を第 2.1－2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 2.1－1 表に示す。	納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 2.1.1－1(1)図から第 2.1.1－1(3)図に，手順の概要を第 2.1.1－2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 2.1.1－1 表に示す。	
本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて，事象発生 10 時間までの 6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計 24 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任），当直副長 2 名，運転操作対応を行う運転員 8 名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名，緊急時対策要員（現場）は 8 名である。 また，事象発生 10 時間以降に追加で必要な要員は，フィルタ装置薬液補給作業を行うための参集要員 20 名である。必要な要員と作業項目について第 2.1.5 図に示す。	本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて，事象発生 2 時間までの重大事故等対策に必要な要員は，災害対策要員（初動）18 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直発電長 1 名，当直副発電長 1 名及び運転操作対応を行う当直運転員 4 名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う要員は 4 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は 8 名である。 また，事象発生 2 時間以降に追加で必要な参集要員は，タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員 2 名及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作を行うための重大事故等対応要員 3 名である。必要な要員と作業項目について第 2.1－3 図に示す。	本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて，重大事故等対策に必要な要員は，緊急時対策要員 28 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直長 1 名，当直副長 1 名，運転操作対応を行う運転員 3 名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う要員は 5 名，復旧班要員は 18 名である。 必要な要員と作業項目について第 2.1.1-3 図に示す。	・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 28 名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。
なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，24 名で対処可能である。	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，18 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，28 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．原子炉スクラム確認 運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。 原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，平均出力領域モニタ等である。	a．原子炉スクラム確認 運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。 原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，平均出力領域計装等である。	a．外部電源喪失及び原子炉スクラム確認 原子炉の出力運転中に外部電源喪失となり，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。 原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，平均出力領域計装である。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2 号炉は，SA 事象を鑑みて，外部電源の喪失を仮定している。 ・設備の相違

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	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 6/7，東海第二】 島根２号炉は，中性子源領域計装（ＳＲＭ）及び中間領域計装（ＩＲＭ），柏崎 6/7，東海第二は起動領域計装（ＳＲＮＭ）を採用している。柏崎 6/7，東海第二は，運転時挿入されているＳＲＮＭにより確認が可能な設備として，等を記載しているが，島根２号炉は，ＳＲＭ及びＩＲＭが運転時引き抜きのため，平均出力領域計装（ＡＰＲＭ）により確認することとしている。
b．高圧・低圧注水機能喪失確認 原子炉スクラム後，原子炉水位は低下し続け，原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系，原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系，原子炉水位低（レベル 1）で残留熱除去系（低圧注水モード）の自動起動信号が発生するが全て機能喪失していることを確認する。 高圧・低圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は，各系統の流量指示等である。	ｂ．高圧・低圧注水機能喪失確認 原子炉スクラム後，原子炉水位は低下し続け，原子炉水位異常低下（レベル２）で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動及び手動起動に失敗する。その後，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動にも失敗し全て機能喪失していることを確認する。 高圧・低圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は，各系統の流量等である。	ｂ．高圧・低圧注水機能喪失確認 原子炉スクラム後，原子炉水位は低下し続け，原子炉水位低（レベル２）で原子炉隔離時冷却系が自動起動及び手動起動に失敗する。その後，高圧炉心スプレイ系，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の手動起動にも失敗しすべて機能喪失していることを確認する。 高圧・低圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は，各ポンプの出口流量等である。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 柏崎 6/7 は 10 分以内に自動起動信号まで水位低下するが，島根２号炉は 10 分以内に自動起動水位まで低下しないため手動起動を試み起動失敗したことを確認している。
c．逃がし安全弁による原子炉急速減圧 高圧・低圧注水機能喪失を確認後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備として，中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ１台を追加起動し，２台運転とする。	ｃ．逃がし安全弁による原子炉急速減圧 高圧・低圧注水機能喪失を確認後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備として，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプ２ 台を起動する。	ｃ．自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧 高圧・低圧注水機能喪失を確認後，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水の準備として，中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備を起動しＳＡ低圧母線に給電後，低圧原子炉代替注水ポンプを起動する。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，外部電源喪失を想定しているため，常設代替交流電源設備起動後，低圧原子炉代替注水ポンプへ電源を供

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			給し起動操作を実施する。
また，原子炉注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入弁及び残留熱除去系洗浄水弁）が開動作可能であることを確認する。低圧代替注水系（常設）のバイパス流防止系統構成のためにタービン建屋負荷遮断弁を全閉にする。	また，原子炉注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入弁）が開動作可能であることを確認する。	また，原子炉注水に必要な電動弁（Ａ－ＲＨＲ注水弁及びＦＬＳＲ注水隔離弁）が開動作可能であることを確認する。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，配管構成の違いにより，バイパス流防止措置は不要である。
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 8 個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。 原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力である。	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。 原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力である。	低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後，中央制御室からの遠隔操作によって自動減圧機能付き逃がし安全弁６個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。 原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力（ＳＡ），原子炉圧力である。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 急速減圧に必要な逃がし安全弁操作個数の相違。
d. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 逃がし安全弁による原子炉急速減圧により，原子炉圧力が低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復する。 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位，復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）等である。 原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	ｄ．低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 逃がし安全弁による原子炉急速減圧により，原子炉圧力が低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復する。 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），原子炉水位（燃料域），低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）等である。 原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）の間で維持する。	ｄ．低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水 自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧により，原子炉圧力が低圧原子炉代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復する。 低圧原子炉代替注水系（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），原子炉水位（燃料域），代替注水流量（常設）等である。 原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）の間で維持する。	
e. 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却 崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に接近した場合は，中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を実施する。	ｅ．代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却 崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 0.279MPa［gage］に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に接近した場合は，中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。また，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続する。なお，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，常設低圧代替注水系ポンプ２台により同時に実施可能な設計としている。	ｅ．格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却 崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 384kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に接近した場合は，中央制御室からの遠隔操作により格納容器代替スプレイ系（可搬型）による 原子炉格納容器冷却を実施する。	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，原子炉注水と格納容器スプレイの実施について，別々のポンプを用いることとしている。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ実施基準の

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は，格納容器内圧力及び復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）である。 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却時に，原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）まで低下した場合は，中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）を停止し，原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル 8）まで原子炉水位が回復した後，原子炉注水を停止し，格納容器スプレイを再開する。	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は，ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用）等である。	格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は，ドライウェル圧力（ＳＡ），サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ），格納容器代替スプレイ流量等である。	相違。
f．格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱の準備として，原子炉格納容器一次隔離弁を原子炉建屋内の原子炉区域外からの人力操作により開する。	f．格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱の準備として，第一弁を中央制御室からの遠隔操作により開する。	f．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱の準備として，ＮＧＣ非常用ガス処理入口隔離弁を中央制御室からの遠隔操作により開する。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，電源がある場合，全て中央制御室で操作可能である。 ・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，格納容器バウンダリの維持及び現場における炉心損傷後のベント実施時（準備操作含む）の被ばく評価結果を考慮し，第２弁（ベント装置側）から開操作する。
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を実施しても，格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合，原子炉格納容器二次隔離弁を中央制御室からの遠隔操作によって中間開操作することで，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。	サプレッション・プール水位が，通常水位＋6.5m に到達した場合，中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止後，格納容器圧力は徐々に上昇する。 格納容器圧力が 0.31MPa［gage］に到達した場合，第二弁を中央制御室からの遠隔操作によって全開操作することで，格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施する。	サプレッション・プール水位が，通常水位＋約 1.3m に到達した場合，中央制御室からの遠隔操作により格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を停止する。 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却の停止後，ＮＧＣ N2 トーラス出口隔離弁を中央制御室からの遠隔操作によって開操作することで，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。	・設備設計の相違 【東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ停止基準の相違。 ・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，格納容器代替スプレイ停止基準

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は，格納容器内圧力等である。 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は，格納容器内雰囲気放射線レベル等である。 サプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は，サプレッション・チェンバ・プール水位である。 以降，炉心冷却は，低圧代替注水系（常設）による注水により継続的に行い，また，原子炉格納容器除熱は，格納容器圧力逃がし装置等により継続的に行う。 2.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし，逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」である。 本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果，原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，冷却材放出（臨界流・差圧流），ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，スプレイ冷却，格納容器ベントが重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER，シビアアクシデント総合解析コード MAAP，炉心ヒートアップ解析コード CHASTE により原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器温度（以降，格納容器温度とは	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は，サプレッション・チェンバ圧力等である。 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）等である。 サプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は，サプレッション・プール水位である。 以降，炉心冷却は，低圧代替注水系（常設）による注水により継続的に行い，また，格納容器除熱は，格納容器圧力逃がし装置等により継続的に行う。 2.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし，逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」である。 本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流及び三次元効果，原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，冷却材放出（臨界流・差圧流）及びＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードＳＡＦＥＲ及びシビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。	格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は，ドライウェル圧力（ＳＡ）等である。 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は，格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル）等である。 サプレッション・チェンバ側からの格納容器フィルタベント系のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は，サプレッション・プール水位（ＳＡ）である。 以降，炉心冷却は，低圧原子炉代替注水系（常設）による注水により継続的に行い，また，原子炉格納容器除熱は，格納容器フィルタベント系により継続的に行う。 2.1.2　炉心損傷防止対策の有効性評価 (1)　有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし，逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」である。 本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果，原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，冷却材放出（臨界流・差圧流），ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードＳＡＦＥＲ，シビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器気相部温度（以下「格納容器温度」という。）等の過渡応答	（サプレッション・プール水位通常水位＋約1.3m）到達により格納容器代替スプレイを停止後，格納容器ベントを実施する運用としている。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
原子炉格納容器気相部の温度を指す。）等の過渡応答を求める。 本重要事故シーケンスでは，炉心露出時間が長く，燃料被覆管の最高温度が高くなるため，輻射による影響が詳細に考慮される CHASTE により燃料被覆管の最高温度を詳細に評価する。	本重要事故シーケンスでは，ＳＡＦＥＲコードによる燃料被覆管温度の評価結果は，燃料被覆管の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから，輻射による影響が詳細に考慮されるＣＨＡＳＴＥコードは使用しない。	を求める。	・評価方針の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉における本重要事故シーケンスでは，ＳＡＦＥＲコードによる燃料被覆管温度の評価結果は，燃料被覆管の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから，輻射による影響が詳細に考慮されるＣＨＡＳＴＥコードは使用しない。
また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。	また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。	また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。	
(2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 2.1.2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。 ａ．事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，給水流量の全喪失が発生するものとする。	(2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 2.1－2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。 ａ．事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，給水流量の全喪失が発生するものとする。	(2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.1.2－1表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。 ａ．事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，給水流量の全喪失が発生するものとする。	
(b) 安全機能の喪失に対する仮定 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系，低圧注水機能として残留熱除去系（低圧注水モード）の機能が喪失するものとする。	(b) 安全機能の喪失に対する仮定 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系，低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の機能が喪失するものとする。	(b) 安全機能の喪失に対する仮定 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系，低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の機能が喪失するものとする。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 ＡＢＷＲとＢＷＲ－５の設備の相違。
(c) 外部電源 外部電源は使用できるものとする。 外部電源がある場合，事象発生と同時に原子炉冷却材再循環ポンプ（以下「再循環ポンプ」という。）がトリップしない	(c) 外部電源 外部電源は使用できるものとする。 外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル３）による原	(c) 外部電源 外部電源なしの場合は，対策の成立性，必要燃料量の観点で厳しくなることから，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及び常設代替交流電源設備によ	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，SA 事象

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
ことにより，原子炉水位低（レベル 3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，炉心冷却上厳しくなる。	子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，炉心冷却上厳しくなる。 また，運転員等操作時間の評価においては，外部電源が使用できない場合についても考慮する。	って給電を行うものとする。 また，原子炉スクラムまでの原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が大きくなることで炉心の冷却の観点で厳しくなり，外部電源がある場合を包含する条件として，再循環ポンプトリップは，原子炉水位低（レベル２）信号にて発生するものとする。	を鑑みて，外部電源の喪失を仮定している。
b．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル 3）信号によるものとする。	b．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号によるものとする。	b．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号によるものとする。	
(b) ATWS 緩和設備（代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能） ATWS 緩和設備（代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能）（以下「代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能」という。）は，原子炉水位の低下に伴い，原子炉水位低（レベル 3）信号により再循環ポンプ 4 台を自動停止し，原子炉水位低（レベル 2）信号により残りの再循環ポンプ 6 台を自動停止するものとする。	(b) ＡＴＷＳ緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能） ＡＴＷＳ緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）は，原子炉水位の低下に伴い，原子炉水位異常低下（レベル２）信号により再循環系ポンプ２ 台全てを自動停止するものとする。		・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，外部電源がある場合を包含する条件として，再循環ポンプトリップの条件を設定している。
(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて，原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。	(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁（安全弁機能）にて，原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。	(b) 逃がし安全弁 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて，原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。	・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，逃がし弁機能での圧力制御を想定している。
また，原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（8 個）を使用するものとし，容量として，1 個あたり定格主蒸気流量の約 5%を処理するものとする。	また，原子炉減圧には逃がし安全弁（自動減圧機能）（7 個）を使用するものとし，容量として，1 個当たり定格主蒸気流量の約 6%を処理するものとする。	また，原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（6 個）を使用するものとし，容量として，１個当たり定格主蒸気流量の約８％を処理するものとする。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 急速減圧に必要な逃がし安全弁操作個数の相違。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
(d) 低圧代替注水系（常設） 逃がし安全弁による原子炉減圧後に，最大 300m³/h にて原子炉注水し，その後は炉心を冠水維持するように注水する。	(d) 低圧代替注水系（常設） 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧後に，最大 378m³／h にて原子炉注水し，その後は炉心を冠水維持するように注水する。	(c) 低圧原子炉代替注水系（常設） 自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧後に，200m³/h（原子炉圧力1.00MPa[gage]において）にて原子炉注水し，その後は炉心を冠水維持するように注水する。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
なお，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は，格納容器スプレイと同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。	また，原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は，230m³／h にて原子炉へ注水する。		・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，原子炉注水と格納容器スプレイの実施について，別々のポンプを用いることとしている。
(e) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設） 格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，140m³/h にて原子炉格納容器内にスプレイする。なお，格納容器スプレイは，原子炉注水と同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。	(e) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設） 格納容器圧力及び雰囲気温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，130m³／h にて格納容器内にスプレイする。	(d) 格納容器代替スプレイ系（可搬型） 格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，120m³/hにて原子炉格納容器内にスプレイする。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，原子炉注水と格納容器スプレイの実施について，別々のポンプを用いることとしている。
(f) 格納容器圧力逃がし装置等 格納容器圧力逃がし装置等により，格納容器圧力 0.62MPa[gage]における最大排出流量 31.6kg/s に対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積 70%開※1）にて原子炉格納容器除熱を実施する。 ※1 操作手順においては，原子炉格納容器除熱は原子炉格納容器二次隔離弁を流路面積 70%相当で中間開操作するが，格納容器圧力の低下傾向を確認できない場合は，増開操作を実施する。	(f) 格納容器圧力逃がし装置等 格納容器圧力逃がし装置等により，格納容器圧力 0.31MPa［gage］における排出流量 13.4kg／s に対して，第二弁を全開にて格納容器除熱を実施する。	(e) 格納容器フィルタベント系 格納容器フィルタベント系により，格納容器圧力 427kPa[gage]における最大排出流量9.8kg/sに対して，格納容器隔離弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱を実施する。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，格納容器隔離弁を全開操作することにより格納容器ベントを実施。
なお，耐圧強化ベント系を用いた場合は，格納容器圧力逃がし装置を用いた場合と比較して，排出流量は大きくなり，格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから，格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包絡される。	なお，耐圧強化ベント系を用いた場合は，格納容器圧力逃がし装置を用いた場合と比較して，排出流量は大きくなり，格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから，格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包絡される。		・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，耐圧強化ベントを自主設備として位置付けている。
c．重大事故等対策に関連する操作条件	c．重大事故等対策に関連する操作条件	c．重大事故等対策に関連する操作条件	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
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。	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。	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) 低圧代替注水系（常設）の追加起動及び中央制御室における系統構成は，高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが，事象判断の時間を考慮して，事象発生から 10 分後に開始するものとし，操作時間は約 4 分間とする。		(a) 常設代替交流電源設備の起動及び受電並びに低圧原子炉代替注水系（常設）起動及び中央制御室における系統構成は，高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが，事象判断の時間を考慮して，事象発生から10分後に開始するものとし，操作時間は20分間とする。	・解析条件及び設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・運用の相違 【柏崎 6/7】 注水設備の準備時間の相違。
(b) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は，中央制御室操作における低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して，事象発生から約 14 分後に開始する。	(a) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は，中央制御室において，状況判断の時間，高圧・低圧注水機能喪失の確認時間及び低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して，事象発生から 25 分後に開始する。	(b) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は，中央制御室操作における低圧原子炉代替注水系（常設）の準備時間を考慮して，事象発生から30分後に開始する。	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 注水設備の準備時間の相違。
(c) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は，格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合に実施する。	(b) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は，格納容器圧力が 0.279MPa [gage] に到達した場合に実施する。	(c) 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は，格納容器圧力が384kPa[gage]に到達した場合に実施する。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ実施基準の相違
なお，格納容器スプレイは，格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した後，格納容器ベント実施前に停止する。	なお，格納容器スプレイは，サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達した場合に停止する。	なお，格納容器スプレイは，サプレッション・プール水位が通常水位＋約1.3mに到達した場合に停止する。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，格納容器スプレイにより格納容器圧力が制御できるため，水位制限によりスプレイを停止している。 ・設備設計の相違 【東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ停止基準の

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			相違
(d) 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は，格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合に実施する。	(c) 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作は，格納容器圧力が 0.31MPa［gage］に到達した場合に実施する。	(d) 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作は，サプレッション・プール水位が通常水位＋約1.3m到達から10分後に実施する。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，有効性評価の格納容器ベント実施に係る条件として，実運用と同じ想定としている。
(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圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※2，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量,原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.1.6 図から第 2.1.11 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率，高出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.1.12 図から第 2.1.17 図に，格納容器圧力，格納容器温度，サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を第 2.1.18 図から第 2.1.21 図に示す。 ※2 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で，シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は，シュラウド外の水位であることから，シュラウド内外の水位を併せて示す。なお，水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には，原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を，7 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。	(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.1－4 図から第 2.1－9 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率，平均出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.1－10 図から第 2.1－15 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 2.1－16 図から第 2.1－19 図に示す。 ※ 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で，シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位（広帯域），原子炉水位（狭帯域）の水位は，シュラウド外の水位であることから，シュラウド内外の水位を併せて示す。なお，水位が燃料有効長頂部付近となった場合には，原子炉水位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。	(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量，原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.1.2－1(1)図から第2.1.2－1(6)図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率，平均出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第2.1.2－1(7)図から第2.1.2－1(12)図に，格納容器圧力，格納容器温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第2.1.2－1(13)図から第2.1.2－1(16)図に示す。 ※ 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で，シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位（広帯域・狭帯域）の水位は，シュラウド外の水位であることから，シュラウド内外の水位を併せて示す。なお，水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には，原子炉水位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，平均出力燃料集合体でＰＣＴが発生している。
a．事象進展 給水流量の全喪失後，原子炉水位は急速に低下する。原子炉	a．事象進展 給水流量の全喪失後，原子炉水位は急速に低下する。原子炉	a．事象進展 給水流量の全喪失後，原子炉水位は急速に低下する。原子炉	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
水位低（レベル 3）信号が発生して原子炉がスクラムするが，原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し，原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系の起動に失敗し，原子炉水位低（レベル 1）で残留熱除去系（低圧注水モード）の起動に失敗する。これにより，残留熱除去系（低圧注水モード）の吐出圧力が確保されないため，自動減圧系についても作動しない。	水位低（レベル３）信号が発生して原子炉がスクラムするが，原子炉水位異常低下（レベル２）で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の起動に失敗し，その後，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の起動にも失敗する。これにより，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の吐出圧力が確保されないため，自動減圧系についても作動しない。	水位低（レベル３）信号が発生して原子炉がスクラムするが，原子炉水位低（レベル２）で原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し，その後，高圧炉心スプレイ系，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の起動にも失敗する。これにより低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の遮断器閉が確保されないため，自動減圧系についても作動しない。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 ＡＢＷＲとＢＷＲ－５の設備の相違。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，自動減圧系が作動するインターロックとして低圧 ECCS 系の遮断器閉を条件としている。
再循環ポンプについては，原子炉水位低（レベル 3）で 4 台トリップし，原子炉水位低（レベル 2）で残り 6 台がトリップする。主蒸気隔離弁は，原子炉水位低（レベル 1.5）で全閉する。	再循環系ポンプについては，原子炉水位異常低下（レベル２）で 2 台全てがトリップする。主蒸気隔離弁は，原子炉水位異常低下（レベル２）で全閉する。	再循環ポンプについては，原子炉水位低（レベル２）で２台すべてトリップする。主蒸気隔離弁は，原子炉水位低（レベル２）で全閉する。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 再循環ポンプの個数の相違。
事象発生から約 14 分後に中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 8 個を手動開することで，原子炉急速減圧を実施し，原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。	事象発生から 25 分後に中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個を手動開することで，原子炉急速減圧を実施し，原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。	事象発生から30分後に中央制御室からの遠隔操作によって自動減圧機能付き逃がし安全弁６個を手動開することで，原子炉急速減圧を実施し，原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 注水設備の準備時間の相違。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 急速減圧に必要な逃がし安全弁操作個数の相違。
原子炉急速減圧を開始すると，原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し，有効燃料棒頂部を下回るが，低圧代替注水系（常設）による注水が開始されると原子炉水位が回復し，炉心は再冠水する。 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は，原子炉減圧により，原子炉水位が低下し，炉心が露出することから上昇する。その結果，燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。 その後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により，	原子炉急速減圧を開始すると，原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し，燃料有効長頂部を下回るが，低圧代替注水系（常設）による注水が開始されると原子炉水位が回復し，炉心は再冠水する。 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は，原子炉減圧により，原子炉水位が低下し，炉心が露出することから上昇する。その結果，燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。 その後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により，	原子炉急速減圧を開始すると，原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し，燃料棒有効長頂部を下回るが，低圧原子炉代替注水系（常設）による注水が開始されると原子炉水位が回復し，炉心は再冠水する。 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は，原子炉減圧により，原子炉水位が低下し，炉心が露出することから上昇する。その結果，燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。 その後，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水に	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
燃料の露出と冠水を繰り返すため，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると，ボイド率が低下し，熱伝達係数が上昇することから，燃料被覆管温度は低下する。 高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については，原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。 そのため，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行う。	燃料の露出と冠水を繰り返すため，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると，ボイド率が低下し，熱伝達係数が上昇することから，燃料被覆管温度は低下する。 平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については，原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。 そのため，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を行う。	より，燃料の露出と冠水を繰り返すため，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると，ボイド率が低下し，熱伝達係数が上昇することから，燃料被覆管温度は低下する。 平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については，原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。 そのため，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を行う。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，平均出力燃料集合体でＰＣＴが発生している。
原子炉格納容器除熱は，事象発生から約 17 時間経過した時点で実施する。なお，原子炉格納容器除熱時のサプレッション・チェンバ・プール水位は，真空破壊装置（約 14m）及びベントライン（約 17m）に対して，十分に低く推移するため，真空破壊装置の健全性は維持される。	格納容器除熱は，事象発生から約 28 時間経過した時点で実施する。なお，格納容器除熱時のサプレッション・プール水位は，真空破壊装置（約 15m）及びベントライン（約 15m）に対して，十分に低く推移するため，真空破壊装置の健全性は維持される。	原子炉格納容器除熱は，事象発生から約30時間経過した時点で実施する。なお，原子炉格納容器除熱時のサプレッション・プール水位は，真空破壊装置（約5.3m）及びベントライン（約9.1m）に対して，低く推移するため，真空破壊装置の健全性は維持される。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 真空破壊装置（弁），ベントラインの高さの相違。
ｂ．評価項目等 燃料被覆管の最高温度は，第 2.1.12 図に示すとおり，原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し，約 874℃に到達するが，1,200℃以下となる。 燃料被覆管の最高温度は，高出力燃料集合体にて発生している。また，燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり，15%以下となる。	ｂ．評価項目等 燃料被覆管の最高温度は，第 2.1－10 図に示すとおり，原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し，約 338℃に到達するが，1,200℃以下となる。 燃料被覆管の最高温度は，平均出力燃料集合体にて発生している。また，燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1％以下であり，15％以下となる。	ｂ．評価項目等 燃料被覆管の最高温度は，第2.1.2－1(7)図に示すとおり，原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し，約509℃に到達するが，1,200℃以下となる。 燃料被覆管の最高温度は，平均出力燃料集合体にて発生している。また，燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの１％以下であり，15％以下となる。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，平均出力燃料集合体でＰＣＴが発生している。
原子炉圧力は，第 2.1.6 図に示すとおり，逃がし安全弁の作動により，約 7.51MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても，約 7.81MPa[gage]以下であり，最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。	原子炉圧力は，第 2.1－4 図に示すとおり，逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により，約 7.79MPa［gage］以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても，約 8.09MPa［gage］以下であり，最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa［gage］）を十分下回る。	原子炉圧力は，第2.1.2－1(1)図に示すとおり，逃がし安全弁の作動により，約7.59MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても，約7.89MPa[gage]以下であり，最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。	・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，逃がし安全弁機能での圧力制御を想定している。 ・解析結果の相違

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
			【柏崎 6/7，東海第二】
また，崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行うことによって，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は，約 0.31MPa[gage]及び約 144℃に抑えられ，原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。	また，崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって，格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇するが，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を行うことによって，格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は，約 0.31MPa［gage］及び約 143℃に抑えられ，格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。	また，崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を行うことによって，格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は，約384kPa[gage]及び約153℃に抑えられ，原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
第 2.1.7 図に示すとおり，低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。その後は，約 17 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し，また，安定状態を維持できる。 （添付資料 2.1.1）	第 2.1－5 図に示すとおり，低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。その後は，約 28 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し，また，安定状態を維持できる。	第2.1.2－1(2)図に示すとおり，低圧原子炉代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が継持される。その後は，約30時間後に格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し，また，安定状態を推持できる。 （添付資料2.1.1）	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は，事象発生から格納容器圧力逃がし装置等の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）」の実効線量の評価結果以下となり，5mSv を下回ることから，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベント時の非居住区域境界及び敷地境界での実効線量の評価結果は，サプレッション・プールでのスクラビングによる放射性物質の除染効果を見込まない厳しい評価としている「2.6 ＬＯＣＡ時注水機能喪失」のドライウェルベント時の実効線量の評価結果以下となり，5mSv を下回ることから，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。 （添付資料 2.1.1，2.1.2，2.6.2）	格納容器フィルタベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は，事象発生から格納容器フィルタベント系の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.6　ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の実効線量の評価結果以下となり，５mSv を下回ることから，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。	・評価方針の相違 【東海第二】
本評価では，「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて，対策の有効性を確認した。	本評価では，「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて，対策の有効性を確認した。	本評価では，「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて，対策の有効性を確認した。	
2.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 高圧・低圧注水機能喪失では，高圧注水機能が喪失し，原子炉減圧には成功するが，低圧注水機能が喪失することが特徴である。	2.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 高圧・低圧注水機能喪失では，高圧注水機能が喪失し，原子炉減圧には成功するが，低圧注水機能が喪失することが特徴で	2.1.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 高圧・低圧注水機能喪失では，高圧注水機能が喪失し，原子炉減圧には成功するが，低圧注水機能が喪失することが特徴で	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	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，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む），代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作とする。	ある。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む。），代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作とする。	ある。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作開始），格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作とする。	・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，事象発生から 12 時間までの操作に限らず，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作を抽出。
(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。 ａ．運転員等操作時間に与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）は HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温	(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。 ａ．運転員等操作時間に与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて＋50℃高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器	(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。 ａ．運転員等操作時間に与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて＋50℃高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，ＢＷＲの原子炉格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 （添付資料 2.1.2） ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは燃料被覆管の酸化について，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え，燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）は HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （添付資料 2.1.2）	圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 （添付資料 2.1.3） ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは燃料被覆管の酸化について，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え，燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （添付資料 2.1.3）	圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系（可搬型）及び格納容器フィルタベント系によるベント操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系（可搬型）及び格納容器フィルタベント系によるベント操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 （添付資料 2.1.2） ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは燃料被覆管の酸化について，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え，燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （添付資料 2.1.2）	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	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) 解析条件の不確かさの影響評価 ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 2.1.2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の最大線出力密度は，解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部，サプレッション・チェンバ・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	(2) 解析条件の不確かさの影響評価 ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 2.1－2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の最大線出力密度は，解析条件の 44.0kW／m に対して最確条件は約 33kW／m～約 41kW／m であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd／t に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約 31GWd／t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部，サプレッション・プール水位，格納容器圧力並びに格納容器雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	(2) 解析条件の不確かさの影響評価 ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 2.1.2－1 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の最大線出力密度は，解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，サプレッション・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間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。 ・実績値の相違 【東海第二】 島根２号炉の最確条件を記載。 ・整理方針の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，サプレッション・チェンバの空間部及び液相部のゆらぎを，サプレッション・プール水位のゆらぎで代表させていることから，記

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			載していない。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，SA 事象を鑑みて，外部電源の喪失を仮定している。
事故条件の外部電源の有無については，炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	事故条件の外部電源の有無については，炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップせず原子炉水位異常低下（レベル２）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（以下「非常用ディーゼル発電機等」という。）並びに常設代替交流電源設備により電源が供給され，また，低圧代替注水系（常設）の起動操作時間は，外部電源がない場合も考慮して設定していることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	事故条件の外部電源の有無については，対策の成立性，必要燃料量の観点から厳しい外部電源がない状態を設定している。なお，外部電源がある場合は外部電源により電源が供給されるため，低圧原子炉代替注水系（常設）の起動操作時間は早まる可能性があり，原子炉への注水開始時間も早まることから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。	
機器条件の低圧代替注水系（常設）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 （添付資料 2.1.2）	機器条件の低圧代替注水系（常設）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 （添付資料 2.1.3）	機器条件の低圧原子炉代替注水系(常設)は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合(注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水継持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 （添付資料 2.1.2）	
(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の最大線出力密度は，解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが，格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部，サプレッショ	(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の最大線出力密度は，解析条件の 44.0kW／m に対して最確条件は約 33kW／m～約 41kW／m であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd／t に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約 31GWd／t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は遅くなるが，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部，サプレ	(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の最大線出力密度は，解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は,燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから,評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，また,炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが，格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，サプレッション・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，ゆらぎ	・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 【東海第二】 島根２号炉の最確条件を記載。 ・整理方針の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
ン・チェンバ・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	ッション・プール水位，格納容器圧力並びに格納容器雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	により解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	島根２号炉は，サプレッション・チェンバの空間部及び液相部のゆらぎを，サプレッション・プール水位のゆらぎで代表させていることから，記載していない。
事故条件の外部電源の有無については，炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は，外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップするため，原子炉水位の低下が遅くなり，炉心露出時間も短くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給される。	事故条件の外部電源の有無については，炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップせず原子炉水位異常低下（レベル２）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は，外部電源喪失と同時に再循環系ポンプがトリップするため，原子炉水位の低下が遅くなり，炉心露出時間も短くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備により電源が供給される。	事故条件の外部電源の有無については，対策の成立性，必要燃料量の観点から厳しい外部電源がない状態を設定しているが，炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低（レベル２）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を包含する条件を設定している。仮に事象発生と同時に再循環ポンプがトリップする条件を設定した場合は，原子炉水位の低下が遅くなり，炉心露出時間も短くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，SA 事象を鑑みて，外部電源の喪失を仮定している。
機器条件の低圧代替注水系（常設）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 （添付資料 2.1.2）	機器条件の低圧代替注水系（常設）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 （添付資料 2.1.3）	機器条件の低圧原子炉代替注水系(常設)は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合(注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 （添付資料 2.1.2）	
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 操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）は，解析上の操作開始時間として事象発生から約 14 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，高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準	(a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む。）は，解析上の操作開始時間として事象発生から 25 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作時間及び	(a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水操作(原子炉急速減圧操作開始)は，解析上の操作開始時間として事象発生から 30 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，高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水準備	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 注水設備の準備時間の

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
備の操作時間は，時間余裕を含めて設定していることから，その後に行う原子炉急速減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があり，原子炉への注水開始時間も早まることから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。	逃がし安全弁の操作時間は，時間余裕を含めて設定していることから，原子炉急速減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があるが，状況判断から原子炉減圧操作までは一連の操作として実施し，同一の運転員による並列操作はなく，運転員等操作時間に与える影響も小さい。	の操作時間は，時間余裕を含めて設定していることから，その後に行う原子炉急速減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり，原子炉への注水開始時間も早まることから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。	相違。
操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は，解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.18MPa［gage］到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作においては，原子炉注水を優先するため，原子炉水位高（レベル 8）到達後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイ冷却系（常設）へ切り替えることとしており，原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 0.18MPa[gage]付近となるが，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，原子炉注水との切替え操作であるため，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。	操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は，解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.279MPa［gage］到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，常設低圧代替注水系ポンプ 2 台により格納容器スプレイと原子炉注水を同時に実施可能な流量が確保されており，また，並列して実施する場合がある操作は同一の制御盤による実施が可能であるため，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，並列して実施する場合がある低圧代替注水系（常設）による原子炉注水とは同一の制御盤により実施可能であることから，他の操作に与える影響はない。	操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は，解析上の操作開始時間として格納容器圧力が 384kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，格納容器圧力の上昇は緩慢であり，継続監視していることから，操作開始の起点である格納容器圧力 384kPa[gage]到達時点で速やかに操作を実施可能であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う要員を配置しており，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ実施基準の相違 ・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，原子炉注水と格納容器スプレイの実施について，別々のポンプを用いることとしている。
操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は，解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.31MPa［gage］到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作においては，炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力 0.31MPa［gage］）に到達するのは，事象発生の約 17 時間後であり，格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また，格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，20 分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが，原子炉格納容器の限	操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作は，解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.31MPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作においては，炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力 0.31MPa［gage］）に到達するのは，事象発生の約 28 時間後であり，格納容器ベントの準備操作はサプレッション・プール水位の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また，当該操作は中央制御室からの遠隔操作により実施可能であることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，約 75 分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが，格納容器の限界圧力は 0.62MPa［gage］である	操作条件の格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作は，解析上の操作開始時間としてサプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達から 10 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作においては，炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準(サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m)に到達するのは，事象発生の約 30 時間後であり，格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また，格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，90 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，有効性評価の格納容器ベント実施に係る条件として，実運用と同じ想定としている。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，格納容器ベントの準備操作を格

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
界圧力は 0.62MPa［gage］であることから，原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。なお，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても，現場操作にて対応することから，他の操作に与える影響はない。 （添付資料 2.1.2）	ことから，格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，並列して実施する場合がある操作とは同一の制御盤により実施可能であることから，他の操作に与える影響はない。なお，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても，現場操作にて対応することから，他の操作に与える影響はない。 （添付資料 2.1.3）	が，原子炉格納容器の限界圧力は 853kPa[gage]であることから，原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。なお，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても，現場操作にて対応することから，他の操作に与える影響はない。 （添付資料 2.1.2）	納容器圧力基準で実施することとしている。 ・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 現場操作時間の相違。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉（Mark-Ⅰ改）と柏崎 6/7（ABWR），東海第二（Mark-Ⅱ）の最高使用圧力の相違。 ・運用の相違 【東海第二】
(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があり，その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む。）は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があり，その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作開始）は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があり，その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	
操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は，運転員等操作時間に与える影響として，原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 0.18MPa［gage］付近となるが，格納容器圧力の上昇は緩やかであり，格納容器スプレイの開始時間が早くなる場合，遅くなる場合のいずれにおいても，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は，運転員等操作時間に与える影響として，常設低圧代替注水系ポンプ 2 台により格納容器スプレイと原子炉注水を同時に実施可能な流量が確保されており，また，並列して実施する場合がある操作は同一の制御盤による実施が可能であるため，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は，運転員等操作時間に与える影響として，格納容器圧力の上昇は緩慢であり，継続監視していることから，操作開始の起点である格納容器圧力 384kPa[gage]到達時点で速やかに操作を実施可能であり，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，原子炉注水と格納容器スプレイの実施について，別々のポンプを用いることとしている。
操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，約 20 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合，	操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，約 75 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合，格納容器圧力は 0.31MPa	操作条件の格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，90 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合，格納容器圧力は	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
格納容器圧力は 0.31MPa［gage］より若干上昇するため，評価項目となるパラメータに影響を与えるが，原子炉格納容器の限界圧力は 0.62MPa［gage］であることから，原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。 （添付資料 2.1.2）	［gage］より若干上昇するため，評価項目となるパラメータに影響を与えるが，格納容器の限界圧力は 0.62MPa［gage］であることから，格納容器の健全性という点では問題とはならない。 （添付資料 2.1.3）	384kPa[gage]より若干上昇するため，評価項目となるパラメータに影響を与えるが，原子炉格納容器の限界圧力は 853kPa[gage]であることから，原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。 （添付資料 2.1.2）	現場操作時間の相違。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉（Mark-Ⅰ改）と柏崎 6/7（ABWR），東海第二（Mark-Ⅱ）の最高使用圧力の相違。
(3) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。	(3) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。	(3) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。	
	操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む。）については，高圧・低圧注水機能喪失及び給水流量の全喪失を想定することから安全機能の喪失状態が同じであり，原子炉減圧操作も同じ 25 分であるが，原子炉水位低下の観点では本重要事故シーケンスより厳しい「2.6 ＬＯＣＡ時注水機能喪失」において，操作開始時間の 10 分程度の時間遅れまでに低圧代替注水系（常設）による注水が開始できれば，燃料被覆管の破裂及び炉心の著しい損傷は発生せず，評価項目を満足することから時間余裕がある。	操作条件の低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む。）については，事象発生から 50 分後（操作開始時間 20 分程度の遅れ）までに低圧原子炉代替注水系（常設）による注水のための原子炉減圧が開始できれば，燃料被覆管の破裂及び炉心の著しい損傷は発生せず，評価項目を満足することから時間余裕がある。	・評価方針の相違 【東海第二】 評価を実施するシナリオの相違。
	また，格納容器ベント時の非居住区域境界及び敷地境界での実効線量は燃料被覆管の破裂が発生しないことから「2.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (3)有効性評価の結果」と同等となり，5mSv を下回る。	格納容器ベント時の敷地境界での実効線量は燃料被覆管の破裂が発生しないことから，「2.1.2(3)有効性評価の結果」と同等となり，５mSv を下回る。	
第 2.1.22 図から第 2.1.24 図に示すとおり，操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については，事象発生から約 19 分後（操作開始時間 5 分程度の遅れ）までに低圧代替注水系（常設）による注水が開始できれば，燃料被覆管の最高温度は約 944℃となり 1,200℃以下となることから，炉心の著しい損傷は発生せず，評価項目を満足することから時間余裕がある。	操作開始時間の 25 分程度の時間遅れでは，一部の燃料被覆管に破裂が発生するが，炉心の著しい損傷は発生せず，評価項目を満足する。	また，第 2.1.3－1(1)図から第 2.1.3－1(3)図に示すとおり，事象発生から 60 分後（操作開始時間 30 分程度の遅れ）までに低圧原子炉代替注水系（常設）による注水のための原子炉減圧が開始できれば，一部の燃料被覆管に破裂が発生するが，燃料被覆管の最高温度は約 902℃となり 1,200℃以下となることから，炉心の著しい損傷は発生せず，評価項目を満足する。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
また，ウェットウェルのベントラインを経由した格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の敷地境界線量は約 4.3×10^{-2}mSv，ドライウェルのベントラインを経由した耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界線量は約 1.4mSv	また，格納容器ベント時の非居住区域境界での実効線量は約 4.4mSv，敷地境界での実効線量は約 4.4mSv であり，5mSv を下回る。	サプレッション・チェンバのベントラインを経由した格納容器フィルタベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量は約 4.8×10^{-2}mSv であり５mSv を下回る。	・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
であり，5mSv を下回る。事象発生から約 24 分後（操作開始時間 10 分程度の遅れ）では，炉心の著しい損傷は発生せず，評価項目を満足することから時間余裕がある。また，ウェットウェルのベントラインを経由した格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の敷地境界線量は約 1.3mSv となり，また，ドライウェルのベントラインを経由した耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界線量は約 36mSv であり，5mSv を超える。この場合，格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）により炉心損傷の判断を行い，格納容器圧力 0.62MPa［gage］に至るまでに格納容器ベントすることとなることから，重大事故での対策の範囲となる。			・解析条件の相違 【柏崎 6/7】
操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作については，格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 10 時間あり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作については，格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 14 時間あり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作については，格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 22 時間あり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作については，格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 17 時間あり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。 また，遠隔操作の失敗により，格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても，格納容器圧力は 0.31MPa［gage］から上昇するが，格納容器圧力の上昇は緩やかであるため，原子炉格納容器の限界圧力 0.62MPa［gage］に至るまでの時間は，過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約 38 時間後であり，約 20 時間以上の準備時間が確保できることから，時間余裕がある。 （添付資料 2.1.2，2.1.3）	操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作については，格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 28 時間あり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。 また，遠隔操作の失敗により，格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても，格納容器圧力は 0.31MPa［gage］から上昇するが，格納容器圧力の上昇は緩やかであるため，格納容器の限界圧力 0.62MPa［gage］に至るまでの時間は，格納容器スプレイを停止した時点の格納容器圧力約 0.247MPa［gage］から 0.31MPa［gage］到達までの時間が約 1 時間であることを考慮すると，0.31MPa［gage］から 0.62MPa［gage］に到達するまでに 5 時間程度の準備時間が確保でき，現場操作に要する時間は 75 分程度であることから，時間余裕がある。 （添付資料 2.1.3，2.1.7，2.6.7）	操作条件の格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作については，格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 30 時間あり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。 また，遠隔操作の失敗により，格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても，格納容器圧力は 384kPa[gage]から上昇するが，格納容器圧力の上昇は緩やかであるため，原子炉格納容器の限界圧力 853kPa[gage]に至るまでの時間は，過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約 35 時間後であり，約 5 時間の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 2.1.2，2.1.3，3.1.3.8）	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉（Mark-Ⅰ改）と柏崎 6/7（ABWR），東海第二（Mark-Ⅱ）の最高使用圧力の相違。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・記載方針の相違 【東海第二】 東海第二は，２Pd 到達時間と現場に要する時間の比較を実施。
(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメー	(4) ま と め 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメー	(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメー	

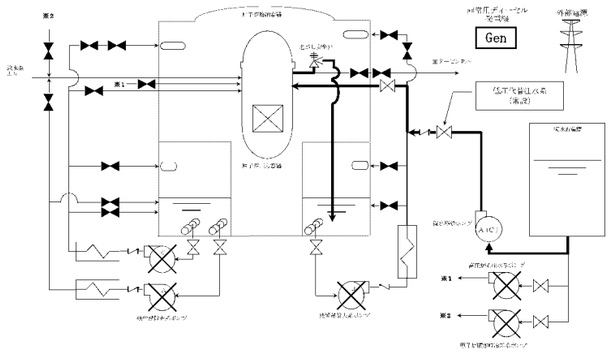
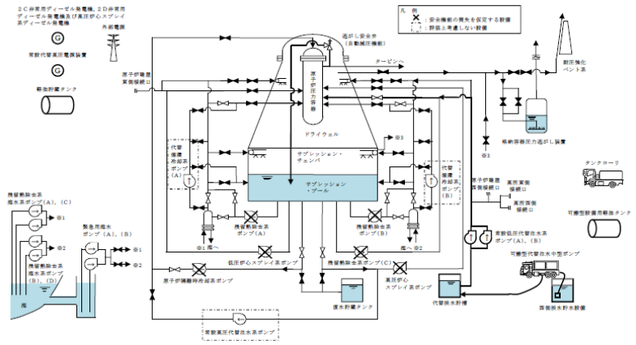
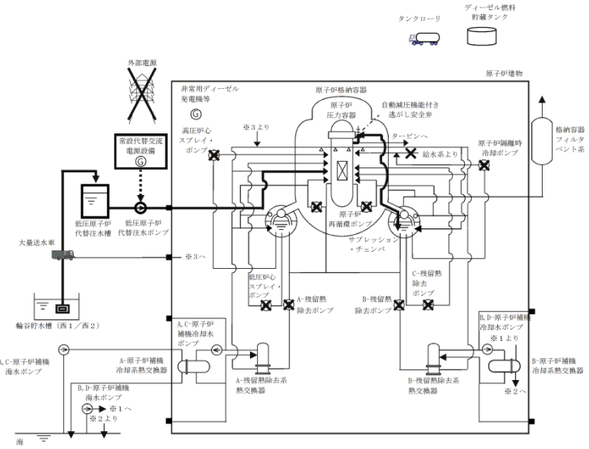
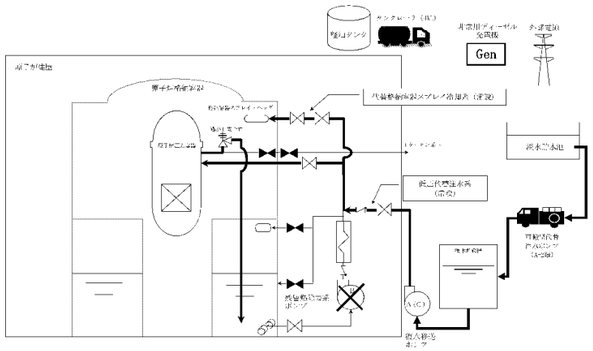
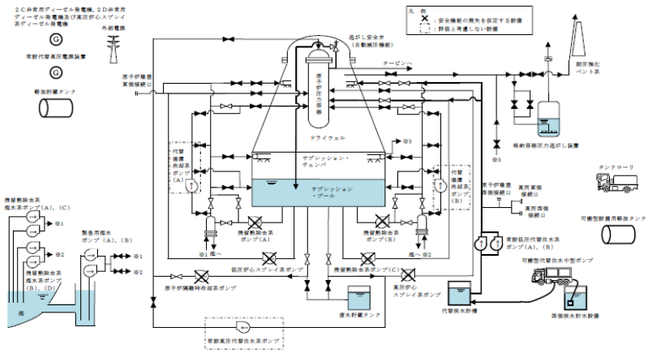
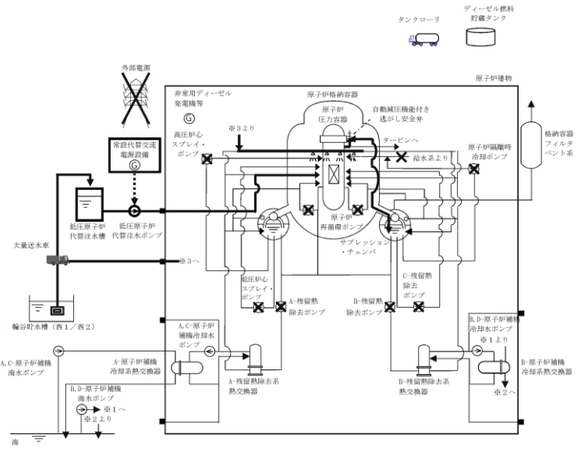
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
タに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。	タに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。	タに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。	
2.1.4 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「高圧・低圧注水機能喪失」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事象発生 10 時間までに必要な要員は，「2.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 24 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び緊急時対策要員等の 72 名で対処可能である。 また，事象発生 10 時間以降に必要な参集要員は 20 名であり，発電所構外から 10 時間以内に参集可能な要員の 106 名で確保可能である。	2.1.4 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「高圧・低圧注水機能喪失」において，重大事故等対策時における事象発生 2 時間までに必要な要員は，「2.1.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 18 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の 39 名で対処可能である。 また，事象発生 2 時間以降に必要な参集要員は 5 名であり，発電所構外から 2 時間以内に参集可能な要員の 72 名で確保可能である。	2.1.4　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「高圧・低圧注水機能喪失」において，重大事故等対策時における必要な要員は，「2.1.1(3)　炉心損傷防止対策」に示すとおり 28 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している緊急時対策要員の 45 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 28 名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。 ・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。
(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」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」	(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」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」	(2)　必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」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	

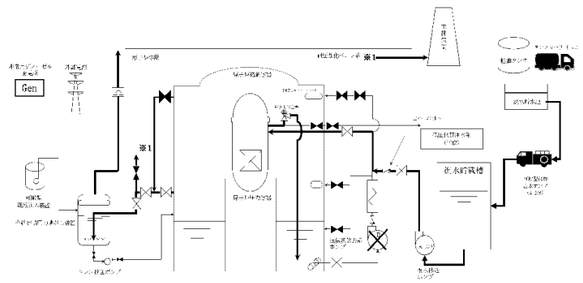
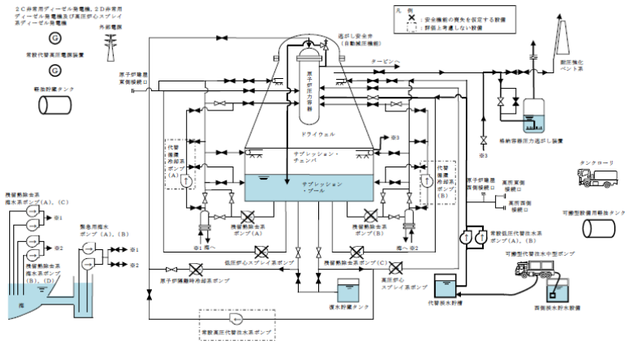
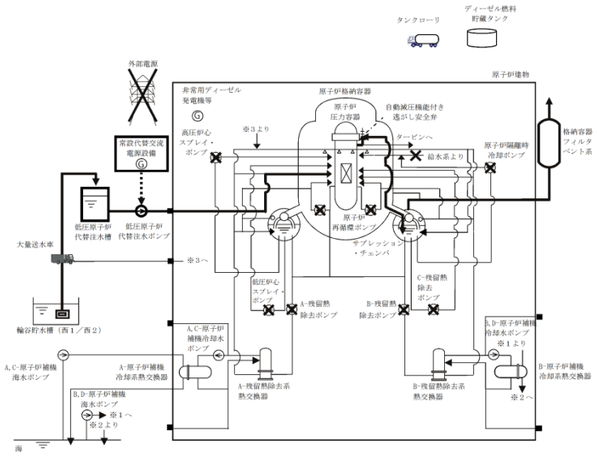
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
の条件にて評価している。その結果を以下に示す。	の条件にて評価している。その結果を以下に示す。	条件にて評価している。その結果を以下に示す。	
ａ．水源 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイについては，7 日間の対応を考慮すると，号炉あたり合計約 5,300m³ の水が必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると，合計約 10,600m³ の水が必要である。水源として，各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m³ 及び淡水貯水池に約 18,000m³ の水を保有している。	ａ．水 源 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイについては，7 日間の対応を考慮すると，合計約 5,350m³ の水が必要である。水源として，代替淡水貯槽に約 4,300m³ 及び西側淡水貯水設備に約 4,300m³ の水を保有している。	ａ．水源 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイについては，７日間の対応を考慮すると，合計約 3,600m³ の水が必要となる。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。	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，原子炉注水と格納容器スプレイの実施について，別々のポンプを用いることとしている。 ・水量評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
これにより，6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮しても，必要な水源は確保可能である。また，事象発生 12 時間以降に淡水貯水池の水を，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）により復水貯蔵槽へ給水することで，復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした 7 日間の注水継続実施が可能となる。 ここで，復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生 12 時間後としているが，これは，可搬型設備を事象発生から 12 時間以内に使用できなかった場合においても，その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。 なお，外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。 （添付資料 2.1.4）	これにより，必要な水源は確保可能である。また，西側淡水貯水設備の水を可搬型代替注水中型ポンプにより代替淡水貯槽へ給水することで，代替淡水貯槽を枯渇させることなく，代替淡水貯槽を水源とした 7 日間の注水継続実施が可能である。 なお，外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。 （添付資料 2.1.4）	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日間の注水継続実施が可能となる。 （添付資料2.1.4）	・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，事象発生後から必要な可搬型設備を準備し，使用することを想定。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，SA 事象を鑑みて，外部電源の喪失を仮定している。
ｂ．燃料 可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による復水貯蔵槽への給水については，保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の運転を想定すると，7 日間の運転継続に号炉あたり約 15kL の軽油が必要となる。本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定し，事象発生後 7 日間非常用ディーゼル発電機を最大負荷で運転した場合，号炉あたり約 753kL の軽油が必要となる。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	ｂ．燃 料 可搬型代替注水中型ポンプ（1 台）による代替淡水貯槽への給水については，保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水中型ポンプ（1 台）の運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 6.0kL の軽油が必要となる。 可搬型設備用軽油タンクにて約 210kL の軽油を保有しており，この使用が可能であることから，可搬型代替注水中型ポンプ（1 台）による代替淡水貯槽への給水について，7 日間の継続が可能である。本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失して非常用ディ	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日間の運転継続に約 352m³ の軽油が必要となる。ガスタービン発電機用軽油タンクにて約 450m³ の軽油を保有しており，この使用が可能であることから常設代替交流電源設備による電源供給について，７日間の運転継続が可能である。 非常用ディーゼル発電機等による電源供給については，事象発生後７日間非常用ディーゼル発電機等を最大負荷で運転した場合，運転継続に約 700m³ の軽油が必要となる。大量送水車に	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，SA 事象を鑑みて，外部電源の喪失を仮定している。

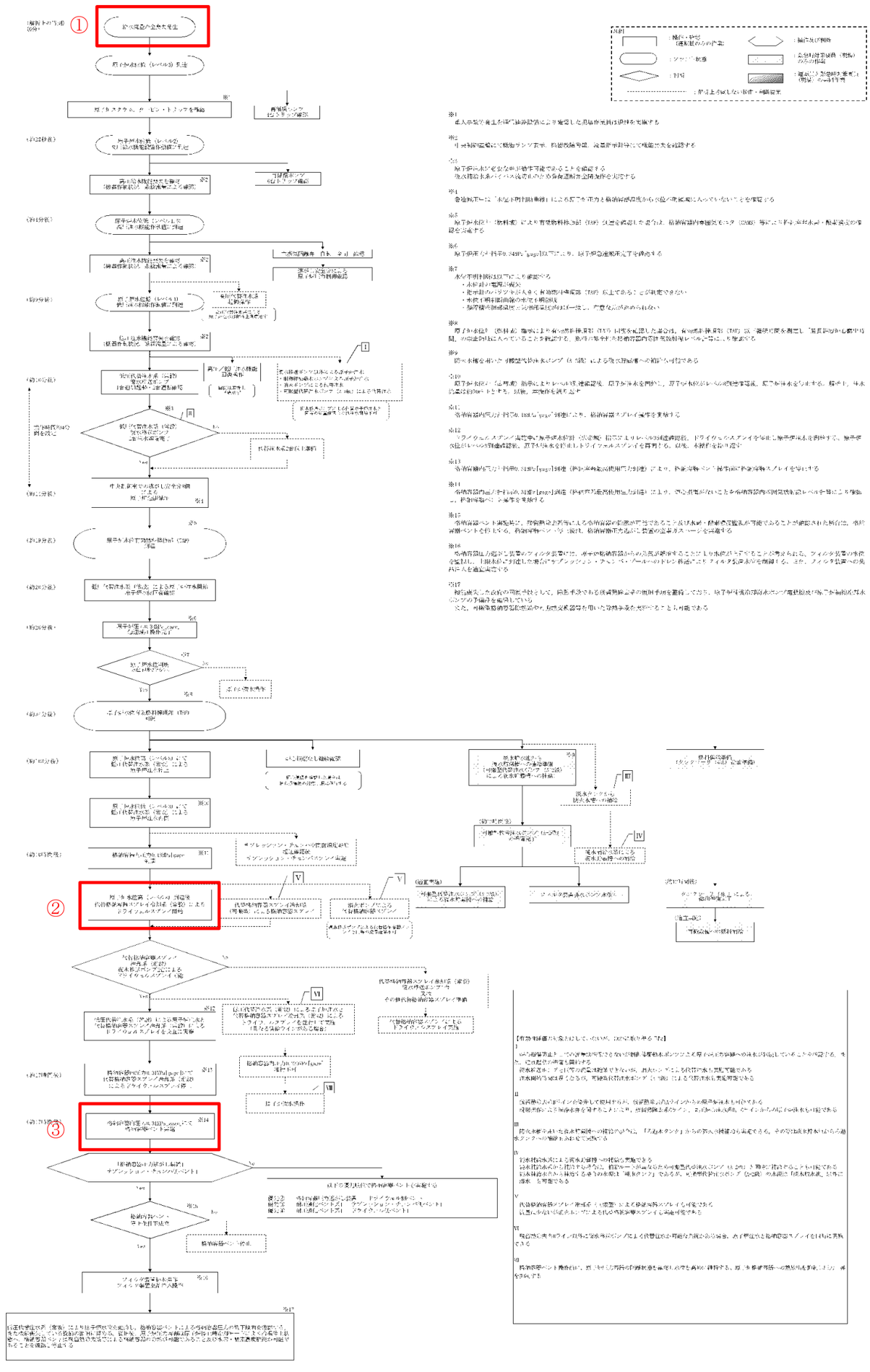
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に合計約 13kL の軽油が必要となる（6 号及び 7 号炉合計約 1,549kL）。 6 号及び 7 号炉の各軽油タンクにて約 1,020kL（6 号及び 7 号炉合計約 2,040kL）の軽油を保有しており，これらの使用が可能であることから，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による復水貯蔵槽への給水，非常用ディーゼル発電機による電源供給，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について，7 日間の継続が可能である。 （添付資料 2.1.5）	ーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）による電源供給を想定し，事象発生後 7 日間これらを最大負荷で運転した場合，合計約 755.5kL の軽油が必要となる。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。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 2.1.5）	による低圧原子炉代替注水槽への給水及び格納容器スプレイについては，保守的に事象発生直後からの大量送水車の運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 11m³ の軽油が必要となる。合計約 711m³ の軽油が必要となる。ディーゼル燃料貯蔵タンクにて約 730m³ の軽油を保有しており，この使用が可能であることから非常用ディーゼル発電機等による電源供給，大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び格納容器スプレイについて，7 日間の運転継続が可能である。 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 8 m³ 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 日間の運転継続が可能である。 （添付資料 2.1.5）	・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。 ・燃料評価結果の相違 【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，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 本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定した場合においても，6 号及び 7 号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は，各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから，非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。	c．電 源 本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等による電源供給を想定した場合においても，重大事故等対策時に必要な負荷は，非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから，非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。	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。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2 号炉は，SA 事象を考慮して，外部電源の喪失を想定している。 ・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。
	常設代替交流電源設備の電源負荷については，重大事故等対策時に必要な負荷として，約 1,141kW 必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）の連続定格容量は約 2,208kW であり，必要負荷に対しての電源供給が可能である。	常設代替交流電源設備の電源負荷については，重大事故等対策に必要な負荷として，約 354kW 必要となるが，常設代替交流電源設備は連続定格容量が約 4,800kW であり，必要負荷に対しての電源供給が可能である。	・電源設備容量の相違 【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。なお，柏崎 6/7 は必要負荷について外部電源で電源供給を行う。
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	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	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	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
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。	の電源供給が可能である。 （添付資料 2.1.6）	の電源供給が可能である。 （添付資料 2.1.6）	・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。
2.1.5 結論 事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では，高圧注水機能が喪失し，原子炉減圧には成功するが，低圧注水機能が喪失することで，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備している。 事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」について有効性評価を行った。 上記の場合においても，逃がし安全弁による原子炉減圧，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。 その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 なお，格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量は，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。 解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れ	2.1.5 結 論 事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では，高圧注水機能が喪失し，原子炉減圧には成功するが，低圧注水機能が喪失することで，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱手段を整備している。 事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。 上記の場合においても，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。 その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力，格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 なお，格納容器圧力逃がし装置等の使用による非居住区域境界及び敷地境界での実効線量は，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。 解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れ	2.1.5　結論 事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では，高圧注水機能が喪失し，原子炉減圧には成功するが，低圧注水機能が喪失することで，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として低圧原子炉代替注水系（常設）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱手段を整備している。 事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。 上記の場合においても，自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。 その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 なお，格納容器フィルタベント系の使用による敷地境界での実効線量は，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。 解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れ	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
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）及び逃がし安全弁による原子炉注水，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対して有効である。	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）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水，格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対して有効である。	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，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）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」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
 第 2.1.1 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図（1/3）（原子炉急速減圧及び原子炉注水）	 第 2.1－1 図 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（1／3）（低圧代替注水系（常設）による原子炉注水段階）	 第 2.1.1－1(1)図 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図（原子炉急速減圧及び原子炉注水）	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
 ※低圧代替注水系（常設）と代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は，同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにより実施する。 第 2.1.2 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図（2/3）（原子炉注水及び原子炉格納容器冷却）	 第 2.1－1 図 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（2／3）（低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却段階）	 第 2.1.1－1(2)図 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図（原子炉注水及び原子炉格納容器冷却）	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

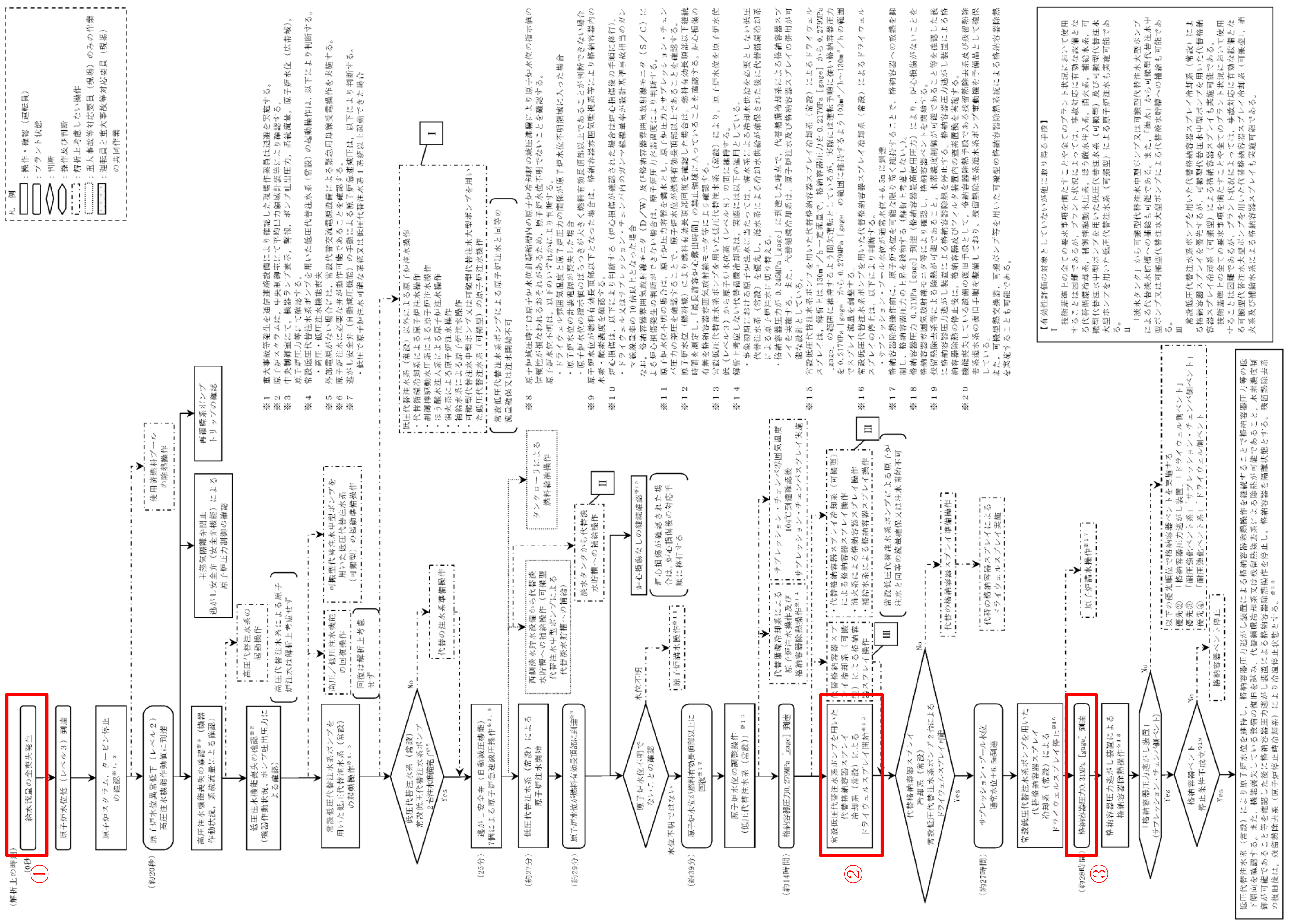
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
 第 2.1.3 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図（3/3）（原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）	 第 2.1－1 図 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（3／3）（低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱段階）	 第 2.1.1－1(3)図　「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図（原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】



第 2.1.4 図　「高圧・低圧注水機能喪失」の対応手順の概要

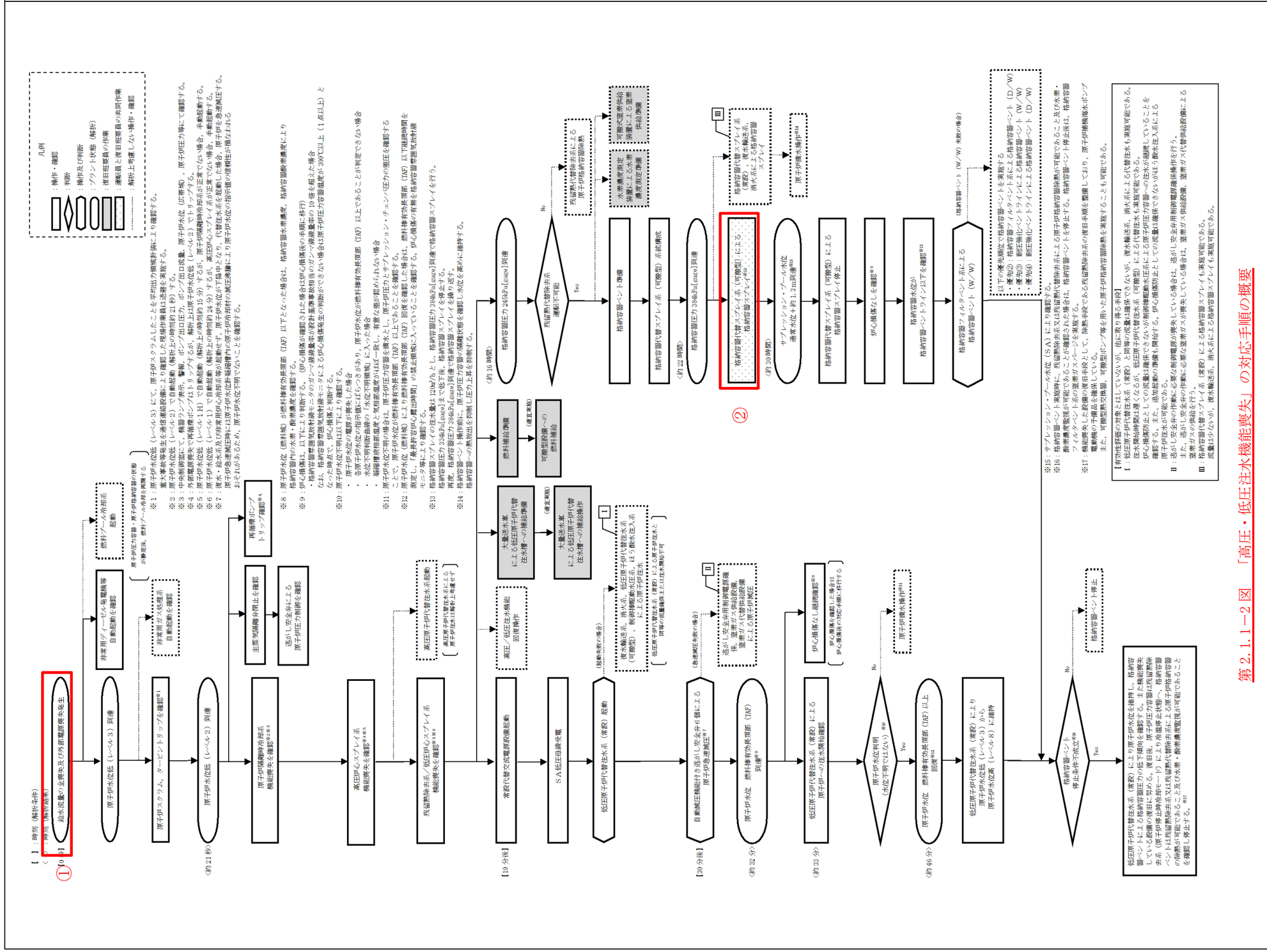
備考
差異理由は，島根２号炉「第2.1.1-2図　「高圧・低圧注水機能喪失」の対応手順の概要」の備考欄参照

東海第二発電所 (2018.9.12版)	備 考



第2.1－2図 高圧・低圧注水機能喪失の対応手順の概要

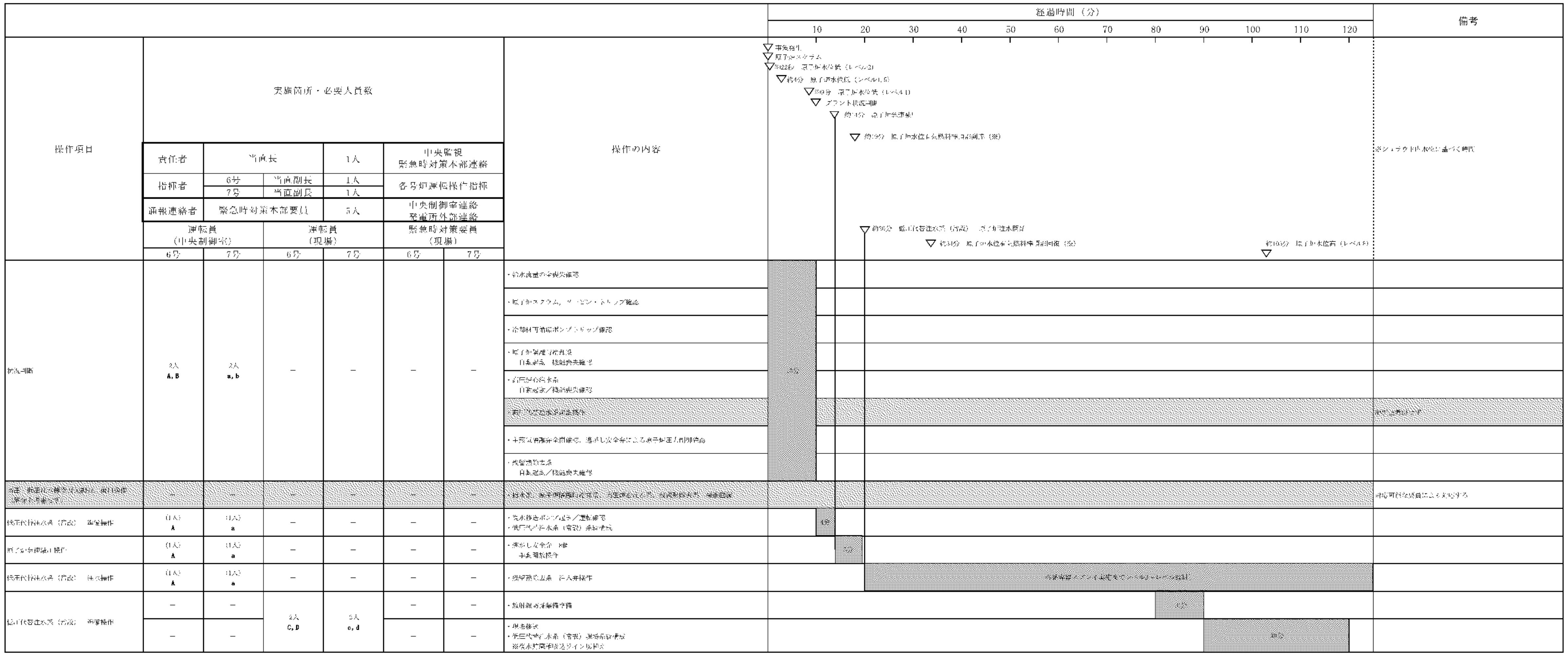
差異理由は，島根２号炉「第2.1.1-2図 「高圧・低圧注水機能喪失」の対応手順の概要」の備考欄参照



第2.1.1－2図　「高圧・低圧注水機能喪失」の対応手順の概要

備　　考
・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ①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。 ・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ②島根２号炉は，原子炉注水と格納容器スプレイの実施について，別々のポンプを用いることとしている。 ・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ③島根２号炉は，格納容器代替スプレイ停止基準（サプレッション・プール水位通常水位＋約 1.3m）到達により格納容器代替スプレイを停止後，格納容器ベントを実施する運用としている。

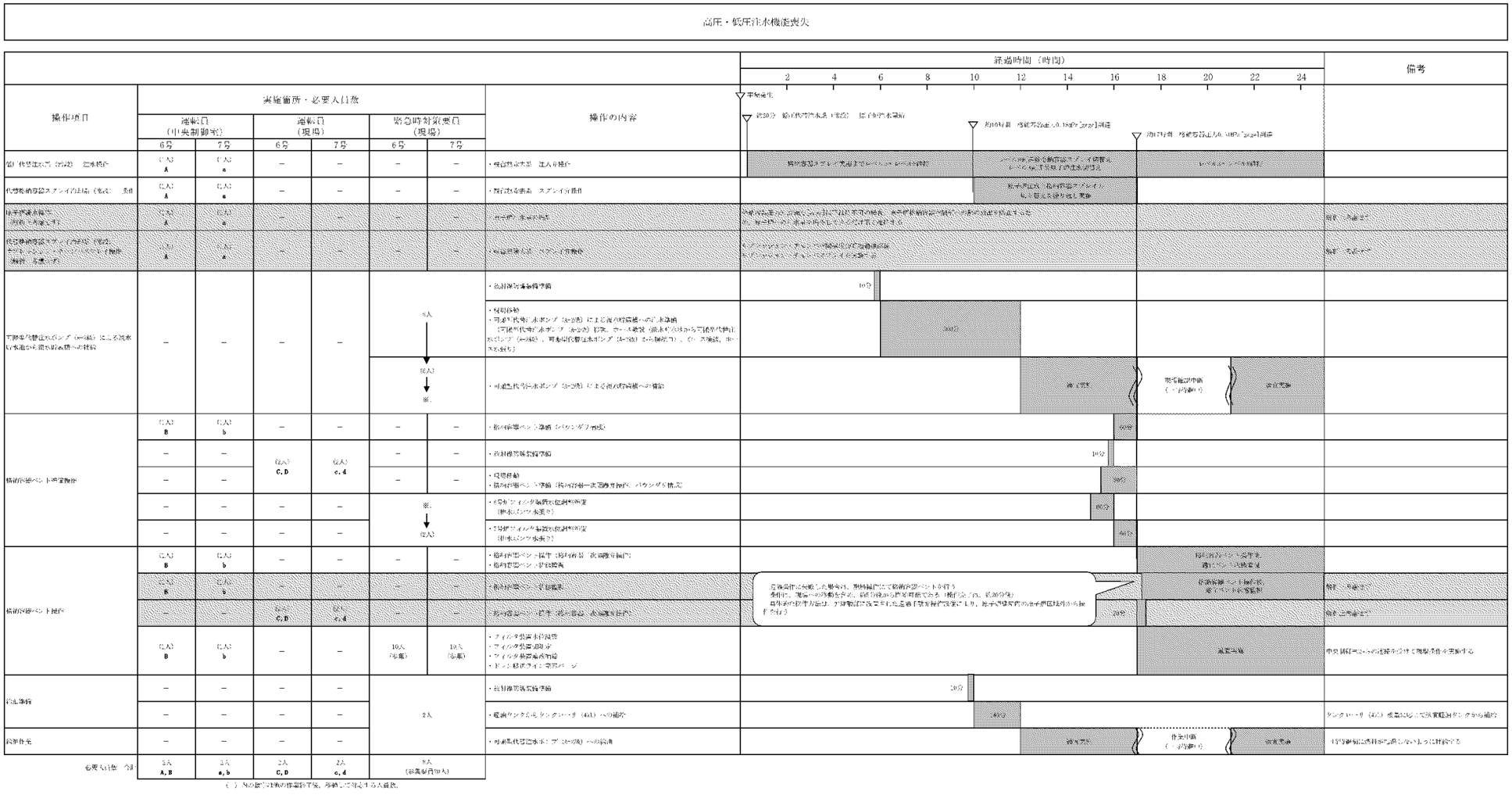
高圧・低圧注水機能喪失



第 2.1.5 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の作業と所要時間（1/2）

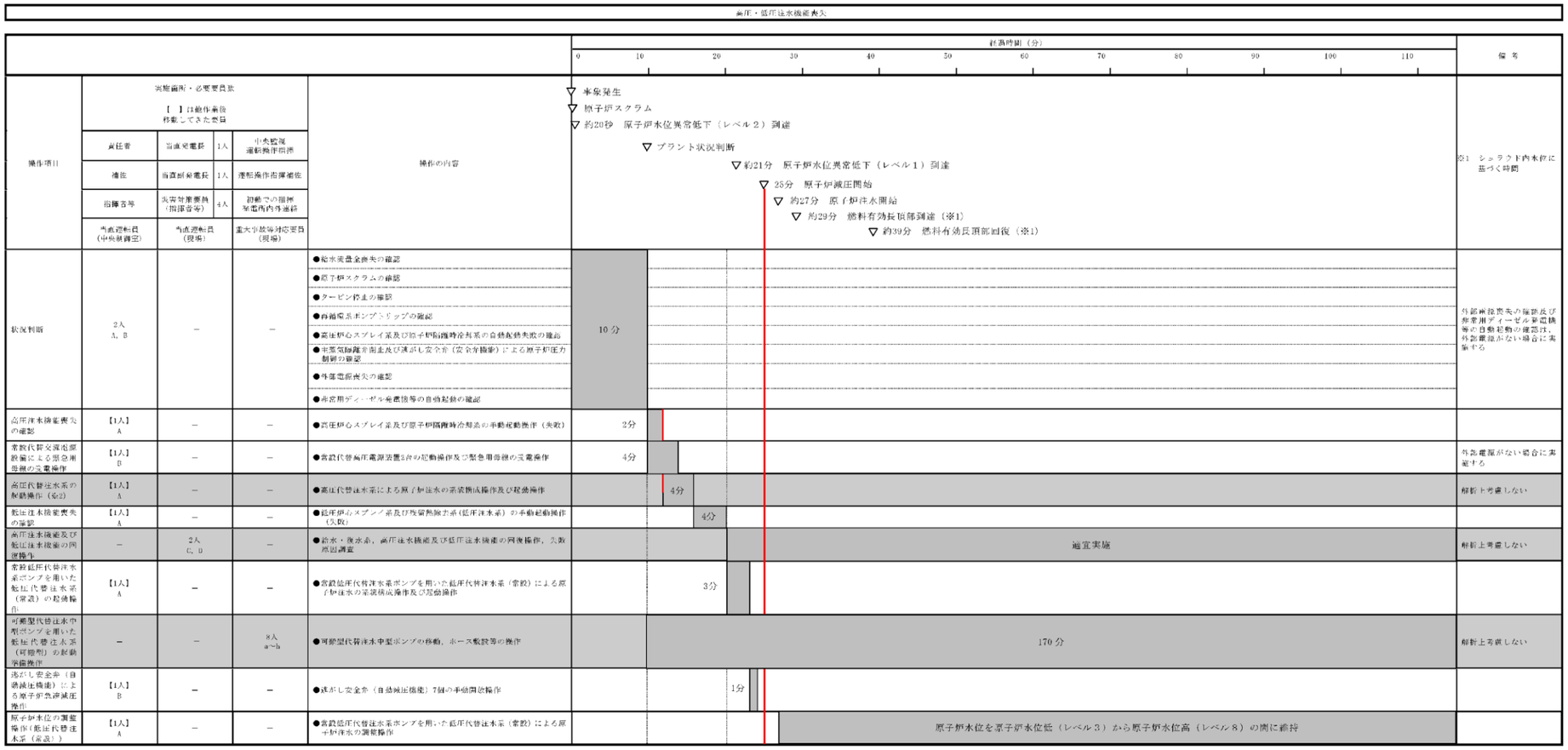
備考：差異理由は，島根２号炉「第2.1.1-3 図　「高圧・低圧注水機能喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照

備　考
差異理由は，島根２号炉「第2.1.1-3 図　「高圧・低圧注水機能喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照

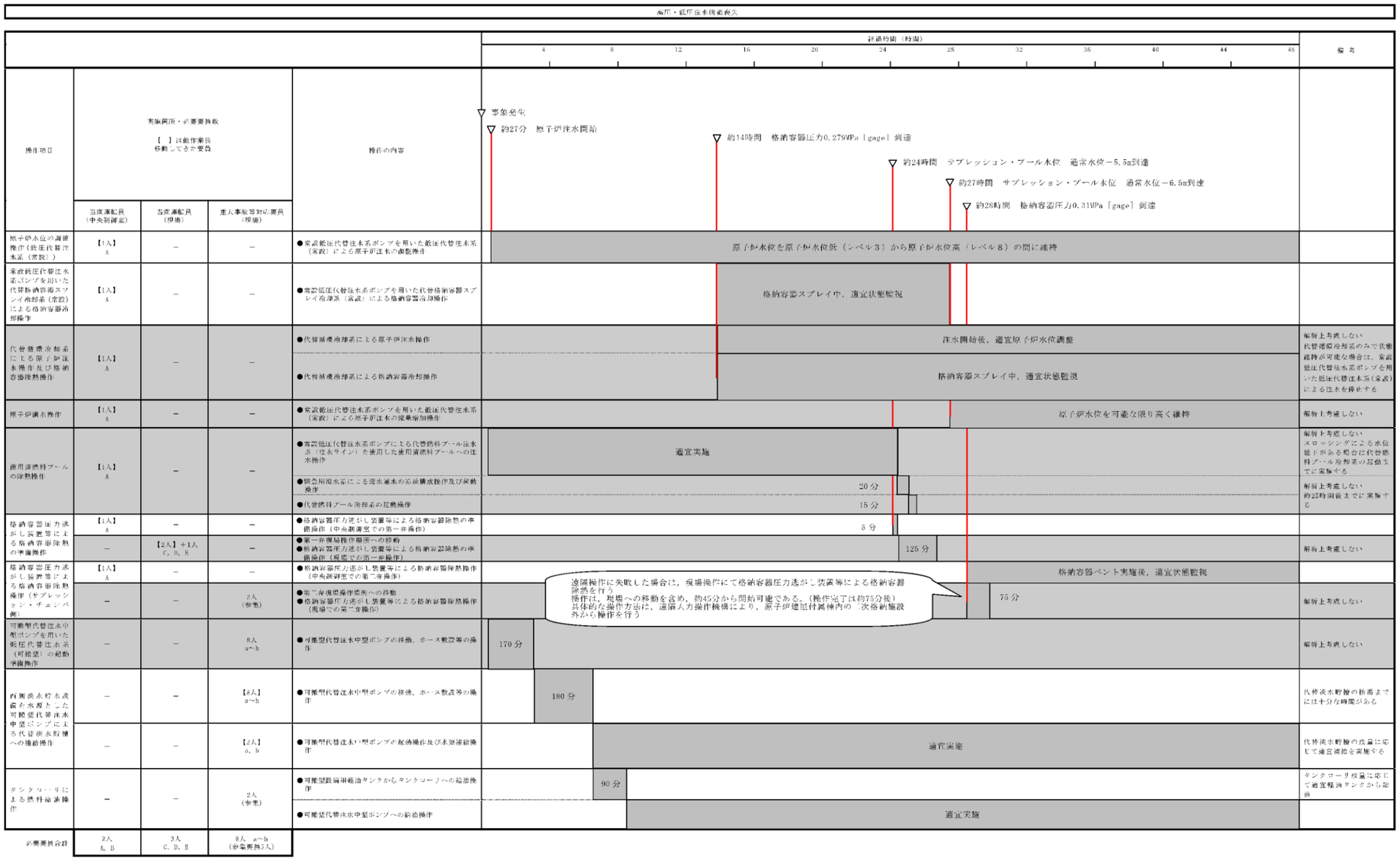


第 2.1.5 図　「高圧・低圧注水機能喪失」の作業と所要時間（2/2）

東海第二発電所　（2018.9.12版）	備　考
	差異理由は，島根２号炉「第2.1.1-3 図　「高圧・低圧注水機能喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照



第 2.1－3 図 高圧・低圧注水機能喪失の作業と所要時間（1／2）

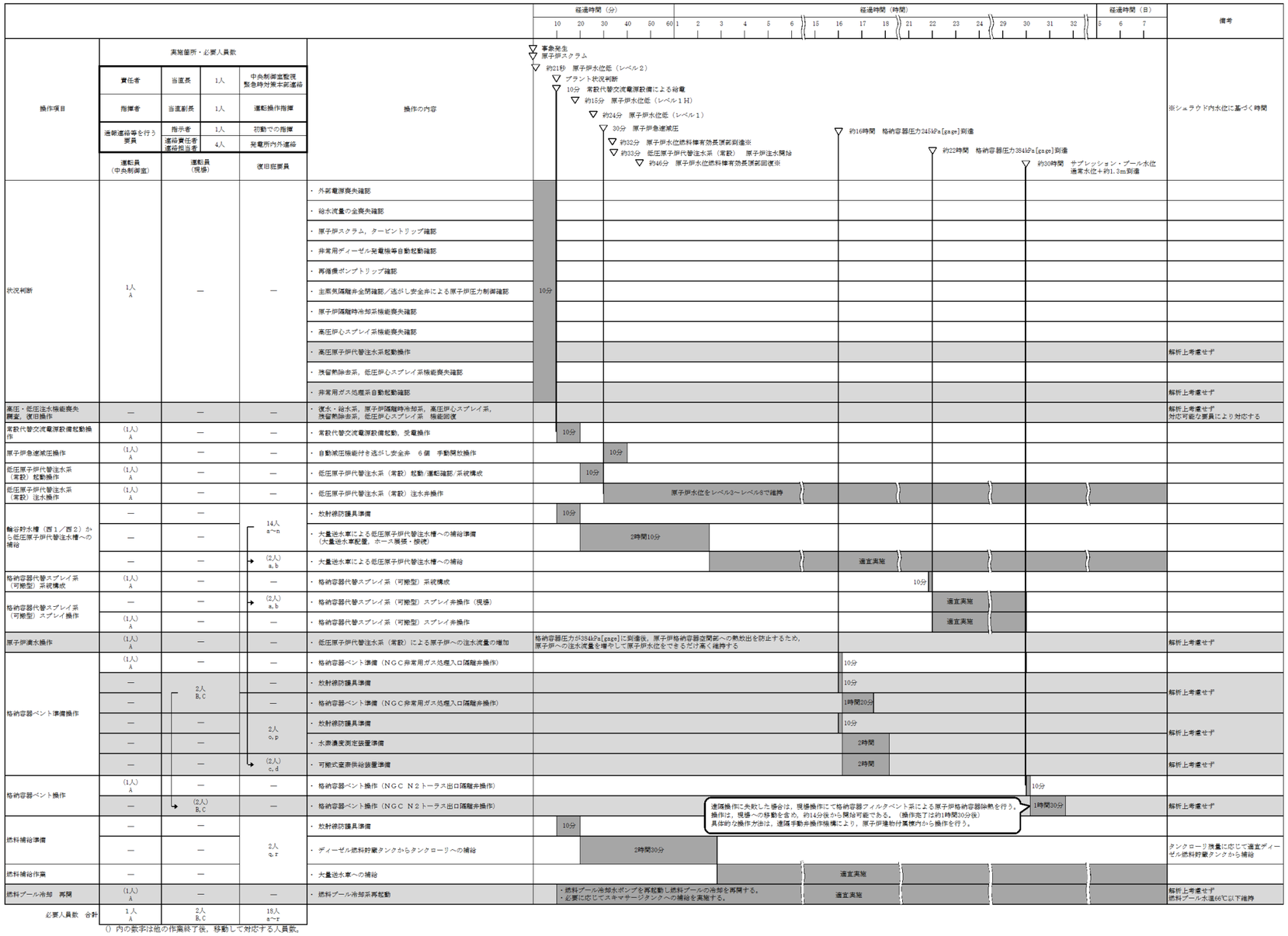


第 2.1－3 図 高圧・低圧注水機能喪失の作業と所要時間（2／2）

備　考

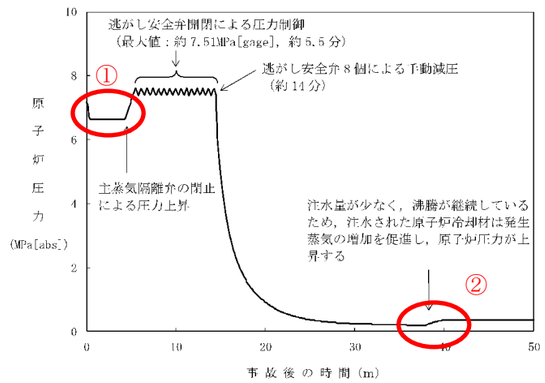
差異理由は，島根２号炉「第 2.1.1-3 図　「高圧・低圧注水機能喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照

島根原子力発電所　２号炉	備　　考
高圧・低圧注水機能喪失	・解析結果の相違に基づく差異 ・設備設計・手順に基づく想定時間の差異 ・解析上考慮しない操作を含めて実際に実施する操作について要員の充足性を確認（ただし，事前に対応する要員を定めることが難しい機能回復操作を除く）

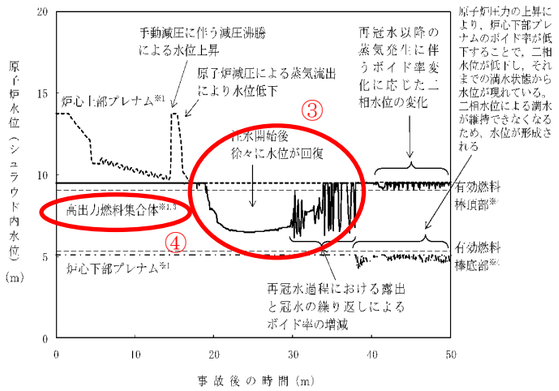


第 2.1.1-3 図　「高圧・低圧注水機能喪失」の作業と所要時間

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）



第 2.1.6 図 原子炉圧力の推移



第 2.1.7 図 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移※2

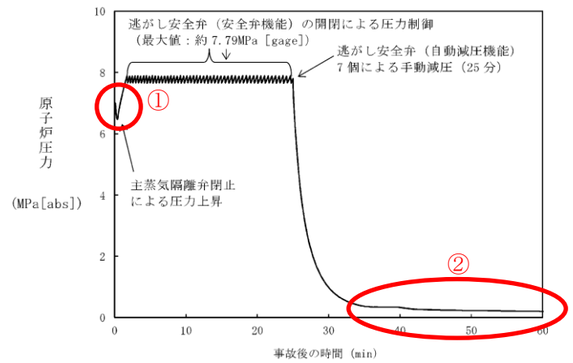
※1　SAFER では，炉心シュラウド内側を下から炉心下部プレナム，炉心，炉心上部プレナムの領域に分け水位を計算している。ここでは，炉心上部プレナムについては下限の水位（ノード内水位なしの状態），高出力燃料集合体及び炉心下部プレナムについては，上限の水位（ノード内の満水状態）が示されている。例えば，炉心上部プレナムの水位を「下限の水位」と表現しているのは，その領域の原子炉冷却材が完全になくなった状態を示し，炉心部又は高出力燃料集合体と炉心下部プレナムの水位を「上限の水位」と表現しているのは，各々の領域が満水となっている状態を示している。
なお，図の点線は炉心上部プレナム，実線は高出力燃料集合体，一点破線は炉心下部プレナムのそれぞれの領域の水位を示す。

※2　シュラウド内外水位はボイドを含む二相水位を示しており，二相水位評価の範囲としてボイド率を 0.9 と制限している。（蒸気単相を仮定している蒸気ドームを除く各領域では，水と蒸気の質量及び二相混合相のボイド率が計算され，二相混合体積から二相水位を求めている。ボイド率が 1.0 となるまで二相混合体積を計算し続けると，水がほぼない状態でも，二相混合体積（水位）として扱われるため水位を高めに評価することとなる。）

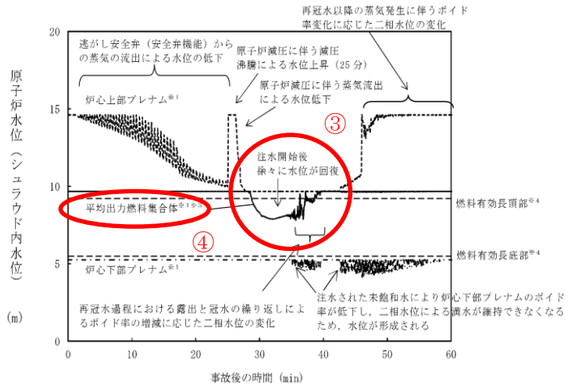
※3　高出力燃料集合体とは，「燃料被覆管温度計算の観点から，集合体初期出力を保守的な設定とした燃料集合体」をいう。
（付録 3　重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて　第 1 部 SAFER コード 3.3 解析モデル 3.3.1 熱水力モデル (1) ノード分割 ⑨ノード 9：高出力燃料集合体 参照）

※4　有効燃料棒頂部及び有効燃料棒底部にあたる高さ位置を図に破線で示す。

東海第二発電所　（2018.9.12 版）



第 2.1－4 図 原子炉圧力の推移



第 2.1－5 図 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移※2

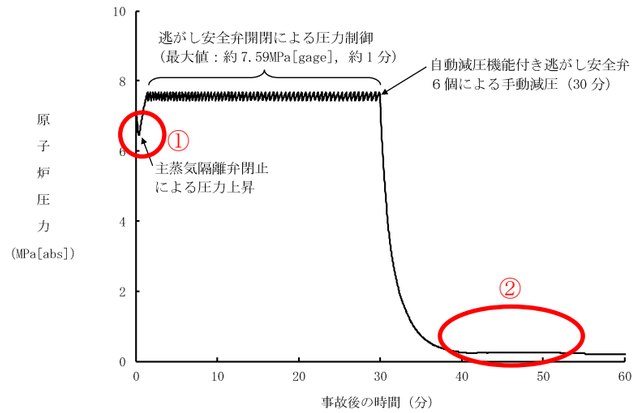
※1　ＳＡＦＥＲでは炉心シュラウド内側を下から炉心下部プレナム，炉心，炉心上部プレナムの領域に分け水位を計算している。事象発生 30～40 分程度では炉心上部プレナムについては下限の水位（ノード内水位なしの状態），事象発生 30 分程度までは平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナムについては，上限の水位（ノード内の満水状態）が示されている。例えば，炉心上部プレナムの水位を「下限の水位」と表現しているのは，その領域の冷却材が完全になくなった状態を示し，炉心部又は平均出力燃料集合体と炉心下部プレナムの水位を「上限の水位」と表現しているのは，各々の領域が満水となっている状態を示している。
なお，図の点線は炉心上部プレナム，実線は平均出力燃料集合体，一点破線は炉心下部プレナムそれぞれの領域の水位を示す。

※2　シュラウド内外水位はボイドを含む二相水位を示しており，二相水位評価の範囲としてボイド率を 0.9 と制限している。（蒸気単相を仮定している蒸気ドームを除く各領域では，水と蒸気の質量及び二相混合相のボイド率が計算され，二相混合体積から二相水位を求めている。ボイド率が 1.0 となるまで二相混合体積を計算し続けると，水がほぼない状態でも，二相混合体積（水位）として扱われるため水位を高めに評価することとなる。）

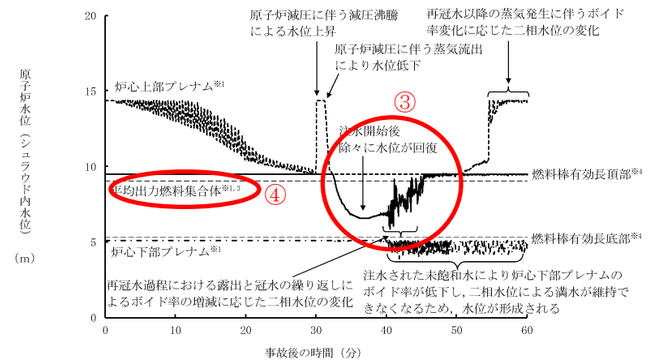
※3　「燃料被覆管温度計算の観点から，集合体初期出力を保守的な設定とした燃料集合体」として高出力燃料集合体もモデル化している。
（付録 3　重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて　第 1 部 ＳＡＦＥＲコード　3.3 解析モデル　3.3.1　熱水力モデル　(1) ノード分割 ⑨ノード 9：燃料集合体　参照）

※4　燃料有効長頂部及び燃料有効長底部に当たる高さ位置を図に破線で示す。

島根原子力発電所　２号炉



第 2.1.2－1(1)図　原子炉圧力の推移



第 2.1.2－1(2)図　原子炉水位（シュラウド内水位）の推移※2

※1　ＳＡＦＥＲでは，炉心シュラウド内側を下から炉心下部プレナム，炉心，炉心上部プレナムの領域に分け水位を計算している。ここでは炉心上部プレナムについては下限の水位（ノード内水位なしの状態），平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナムについては，上限の水位（ノード内の満水状態）が示されている。例えば，炉心上部プレナムの水位を「下限の水位」と表現しているのは，その領域の冷却材が完全になくなった状態を示し，炉心部又は平均出力燃料集合体と炉心下部プレナムの水位を「上限の水位」と表現しているのは，各々の領域が満水となっている状態を示している。
なお，図の点線は炉心上部プレナム，実線は平均出力燃料集合体，一点破線は炉心下部プレナムのそれぞれの領域の推移を示す。

※2　シュラウド内外水位はボイドを含む二相水位を示しており，二相水位評価の範囲としてボイド率を 0.9 と制限している。（蒸気単相を仮定している蒸気ドームを除く各領域では，水と蒸気の質量及び二相混合相のボイド率が計算され，二相混合体積から二相水位を求めている。ボイド率 1.0 となるまで二相混合体積を計算し続けると，水がほぼない状態でも，二相混合体積（水位）として扱われるため水位を高めに評価することとなる。）

※3　平均出力燃料集合体とは，「炉心の平均的な出力を設定した燃料集合体」を言う。（解析コード（ＳＡＦＥＲコード））

※4　有効燃料棒頂部及び有効燃料棒底部にあたる位置を図に破線で示す。

備　　考

・解析結果の相違

【柏崎 6/7】

①MSIV 閉作動の原子炉水位設定点（島根２号炉：L2，柏崎 6/7：L1.5）の違いにより，原子炉圧力上昇のタイミングが異なる。

【東海第二】

①外部電源の有無（島根２号炉：無，東海第二：有）の違いにより原子炉水位の低下速度が異なり， MSIV 閉作動の原子炉水位設定点到達（東海第二：L2）のタイミングが早い東海第二では，原子炉圧力の停滞は発生しない。

【柏崎 6/7】

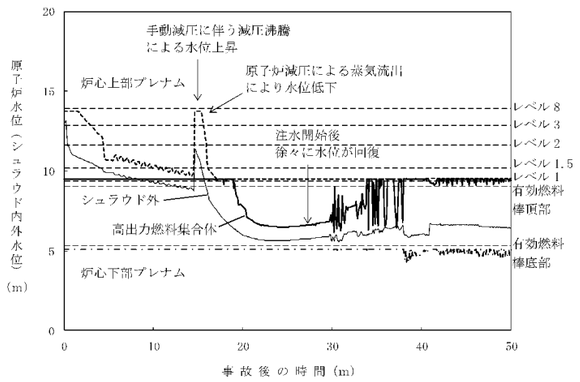
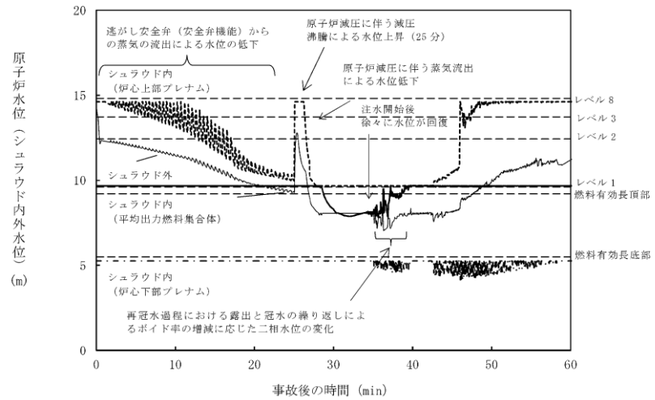
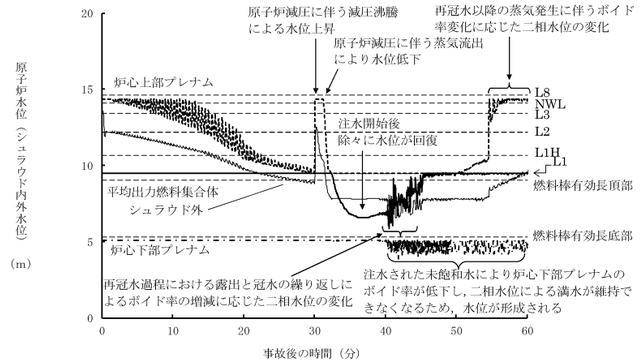
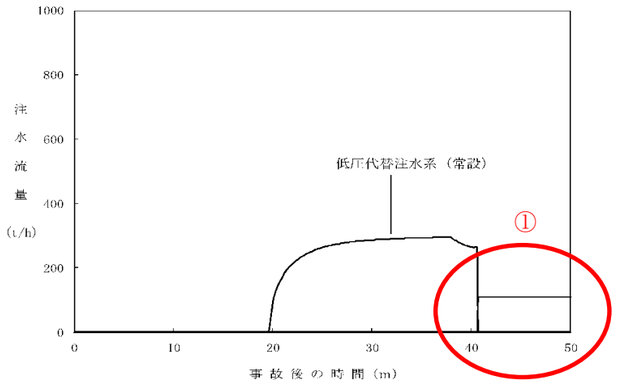
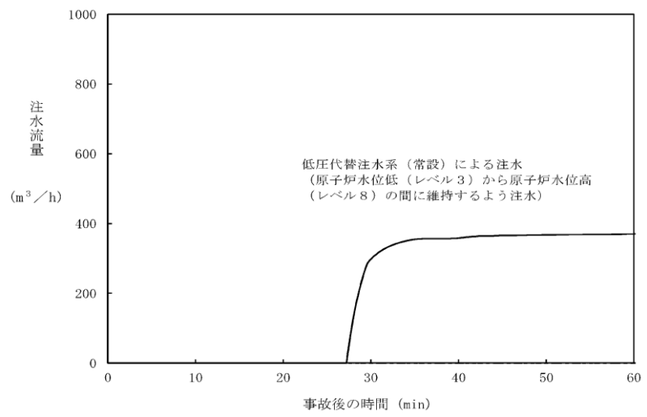
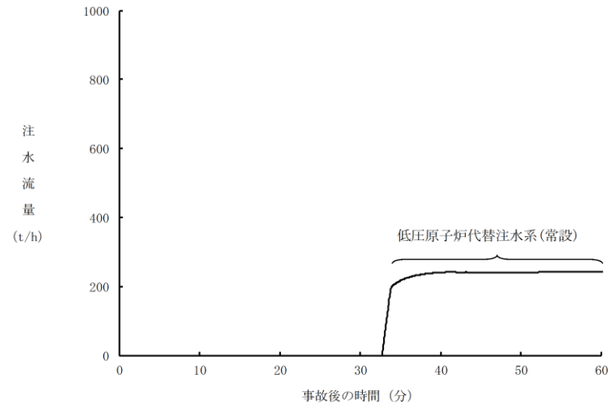
②ポンプ特性（流量及び吐出圧）の違いにより，柏崎 6/7 では発生蒸気量の増加による原子炉圧力上昇が発生。

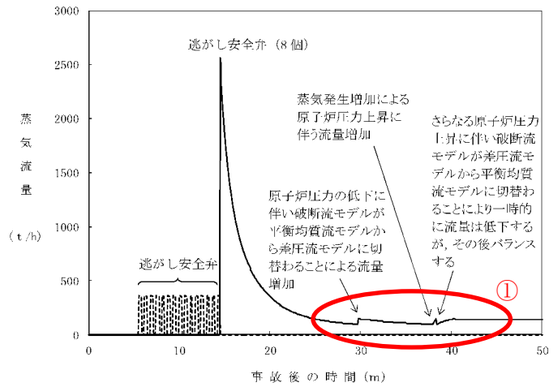
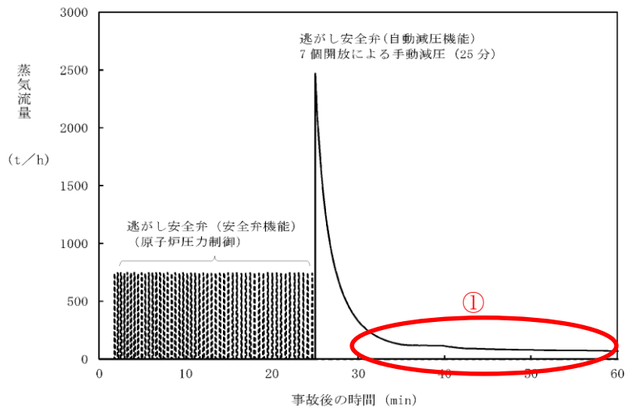
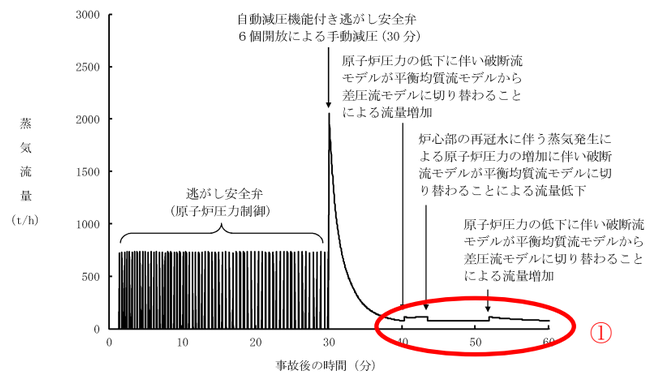
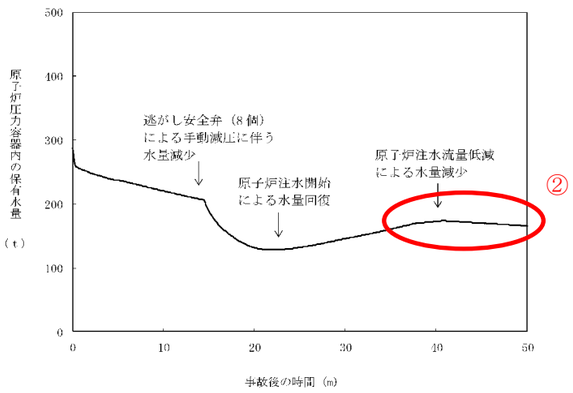
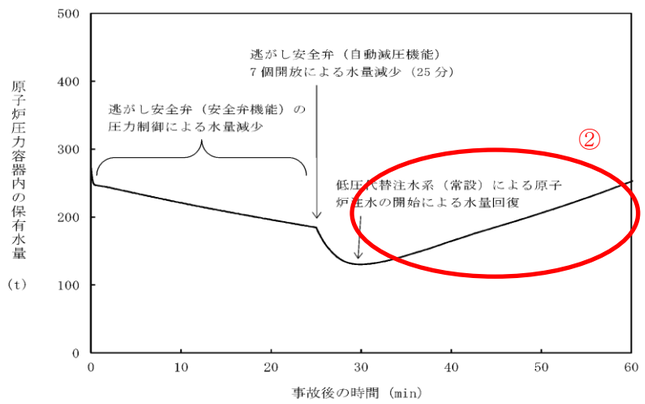
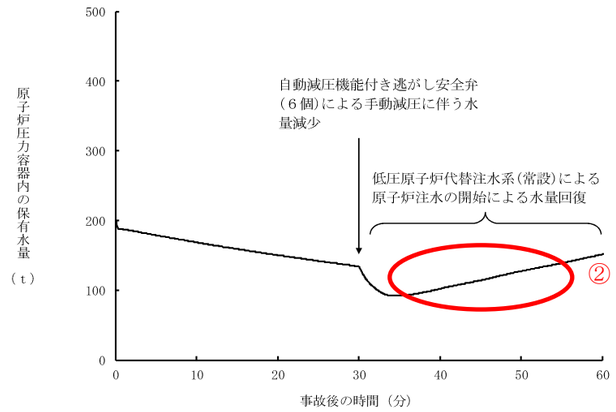
【柏崎 6/7，東海第二】

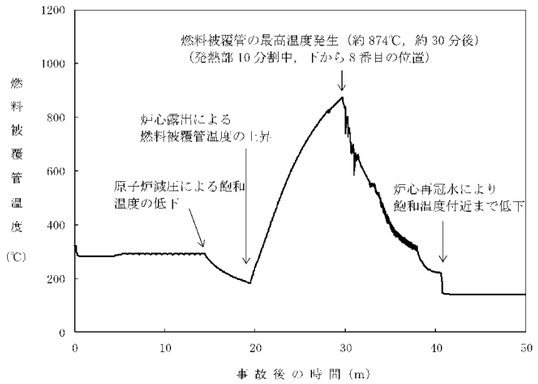
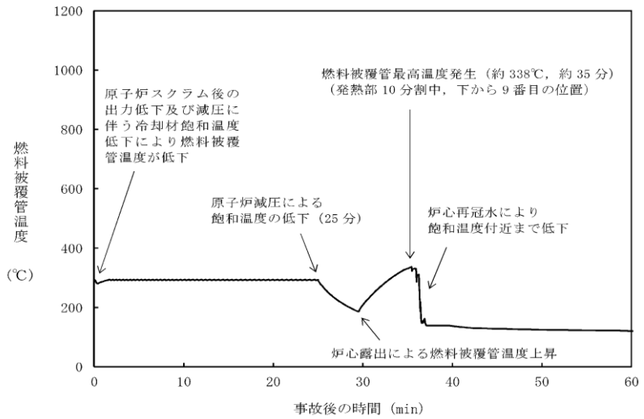
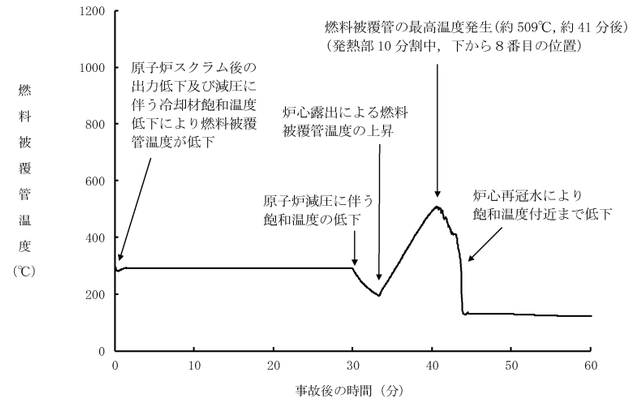
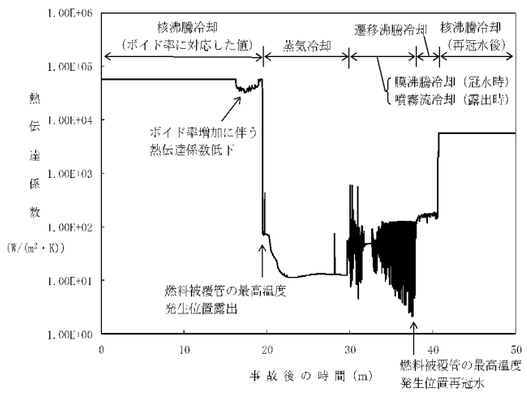
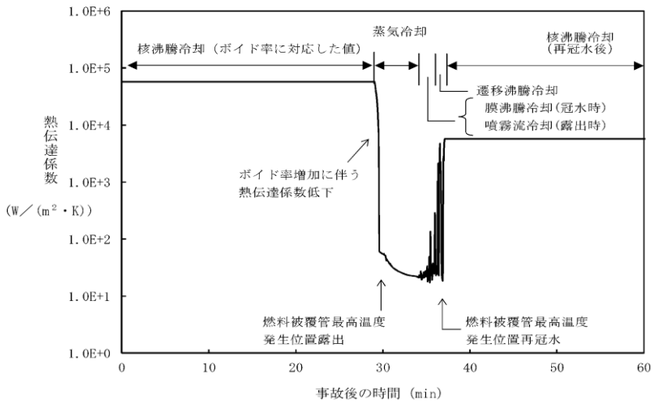
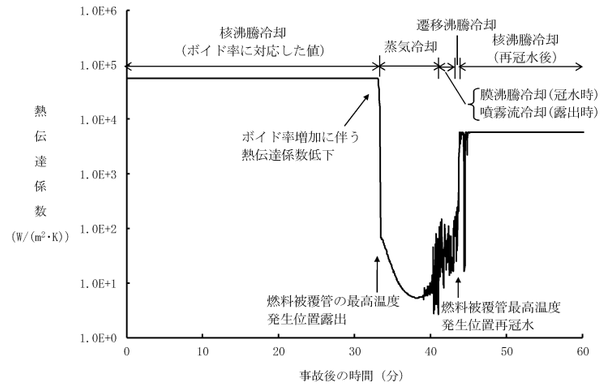
③ポンプ特性（流量及び吐出圧）の違いによる原子炉水位回復の速さの相違。

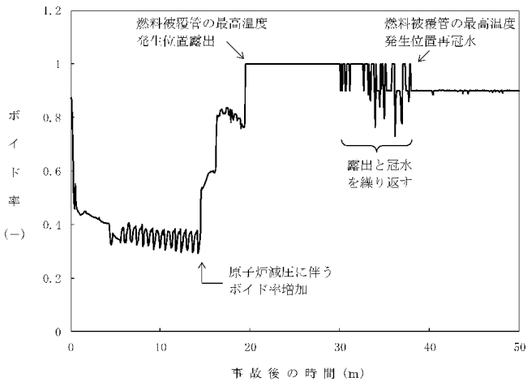
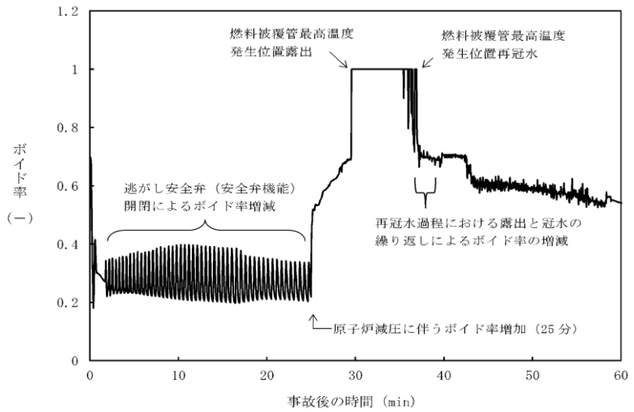
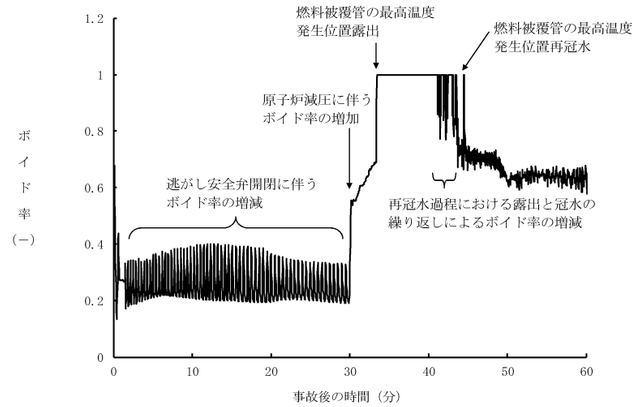
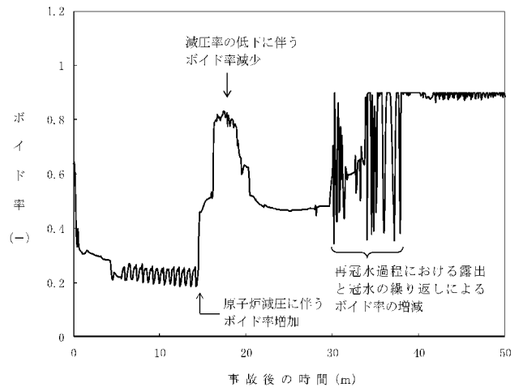
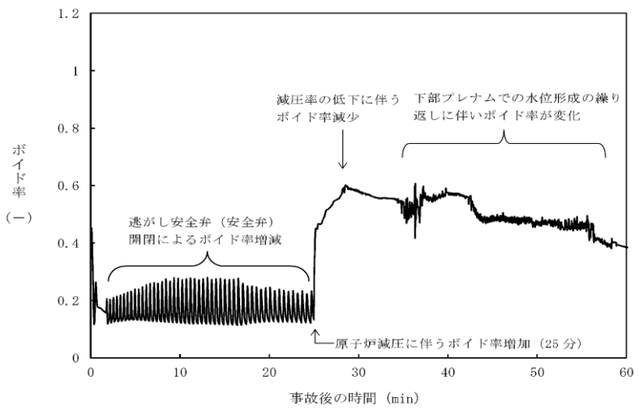
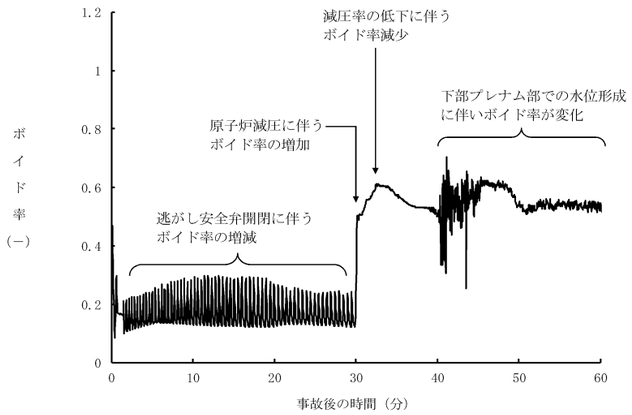
【柏崎 6/7】

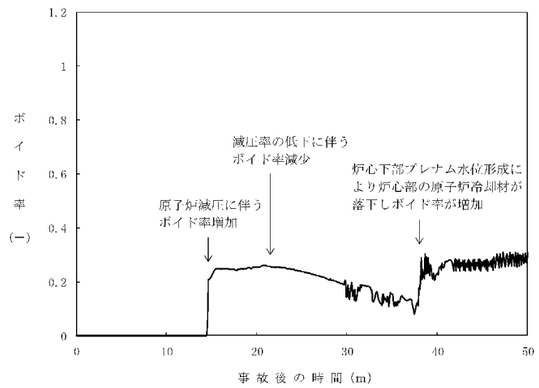
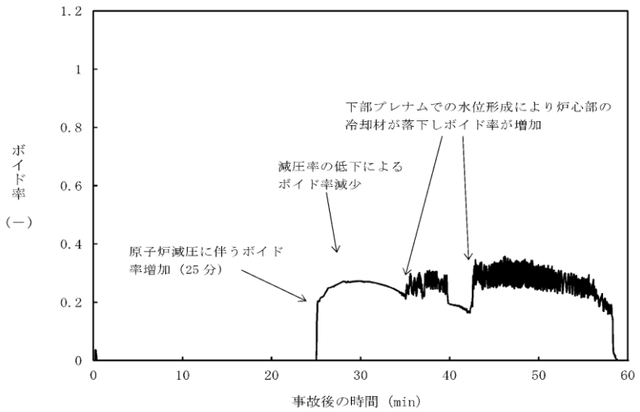
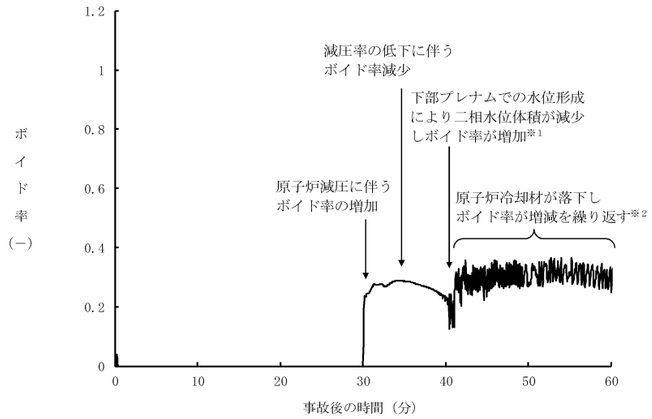
④島根２号炉は，平均出力燃料集合体にて燃料被覆管の最高温度が発生しているため，平均出力燃料集合体の原子炉水位を示している。

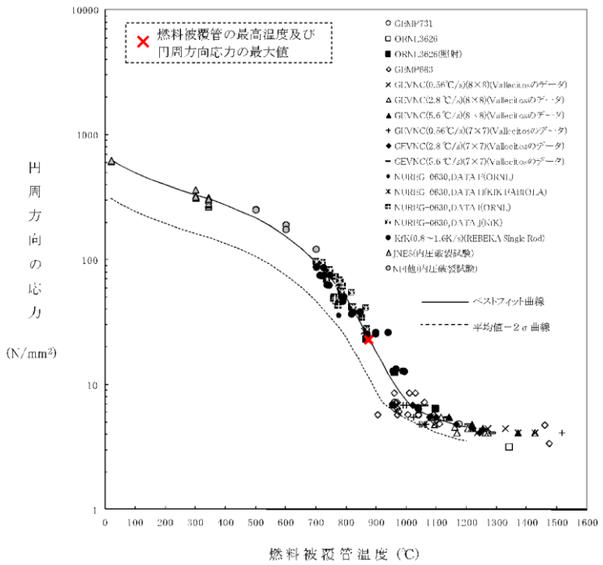
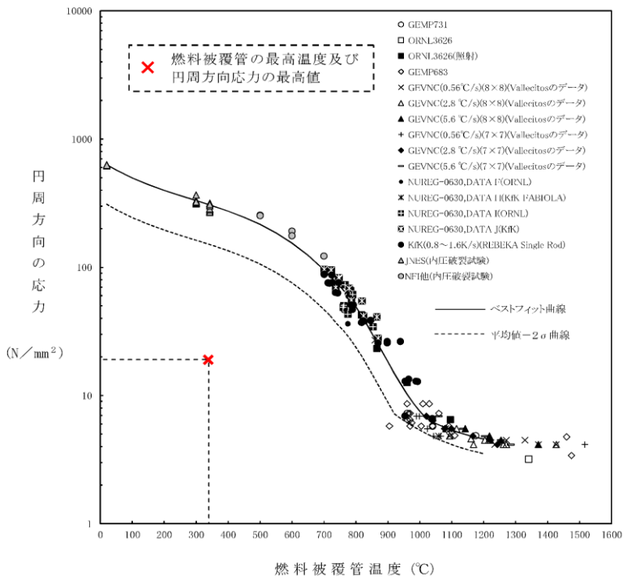
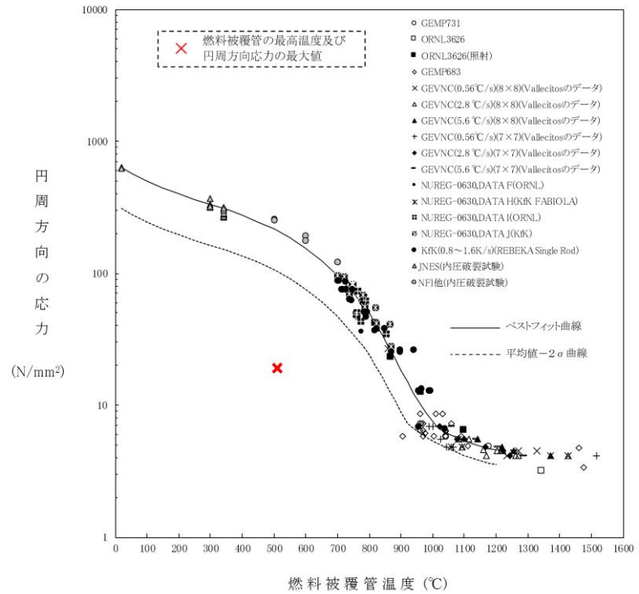
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
 第 2.1.8 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移	 第 2.1－6 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移	 第 2.1.2－1(3)図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 ①柏崎 6/7 では炉心部冠水後，90m³/ｈ一定で注水を実施。
 第 2.1.9 図 注水流量の推移	 第 2.1－7 図 注水流量の推移	 第 2.1.2－1(4)図　注水流量の推移	

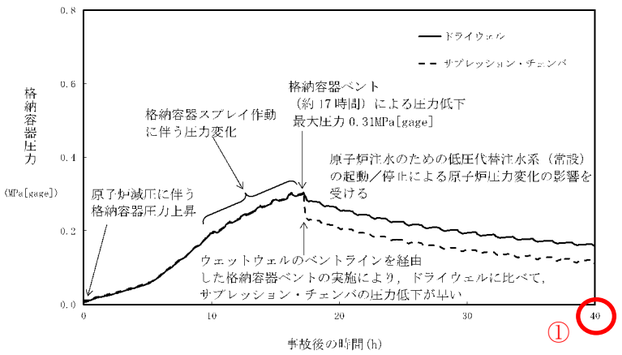
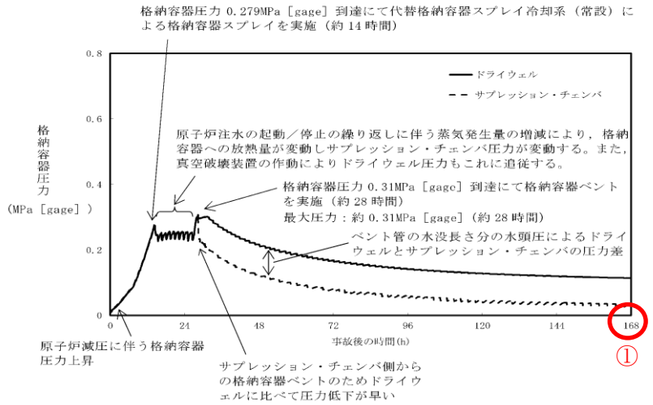
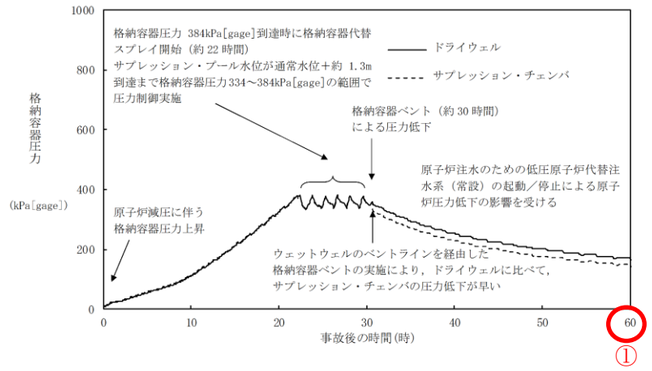
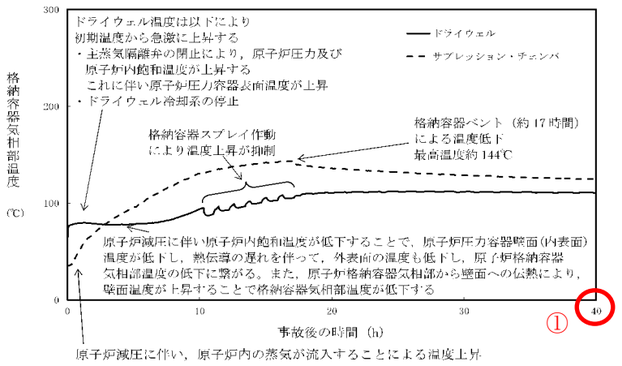
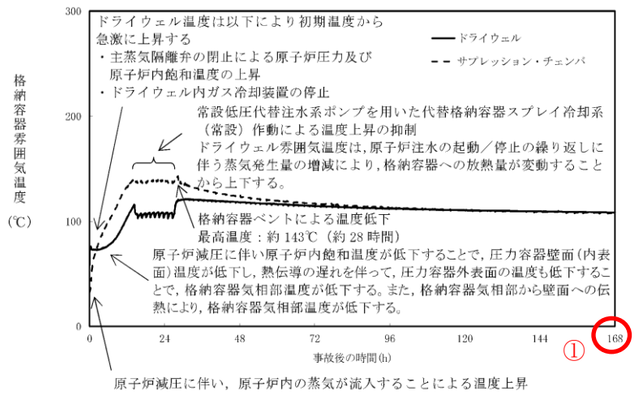
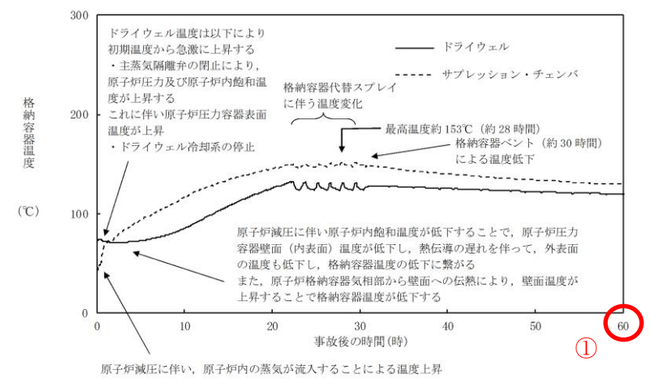
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
 第 2.1.10 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移	 第 2.1－8 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移	 第 2.1.2－1(5)図　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移	・解析結果の相違 【東海第二】 ①島根２号炉は，原子炉圧力の増減に伴い，モデルが切り替わっている。
 第 2.1.11 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移	 第 2.1－9 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移	 第 2.1.2－1(6)図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移	【柏崎 6/7】 ②柏崎 6/7 では炉心部冠水後，90m^3/ｈ一定で注水を実施するため，流量が低減されるため水量が減少する。

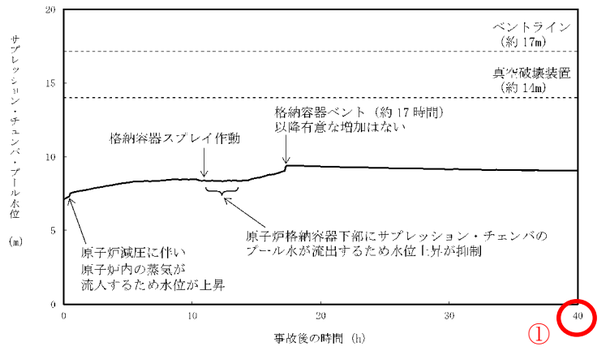
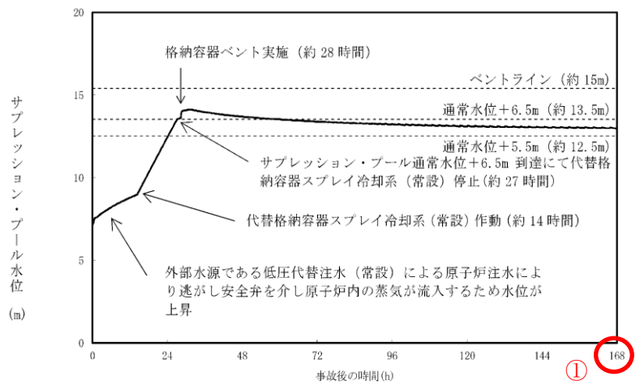
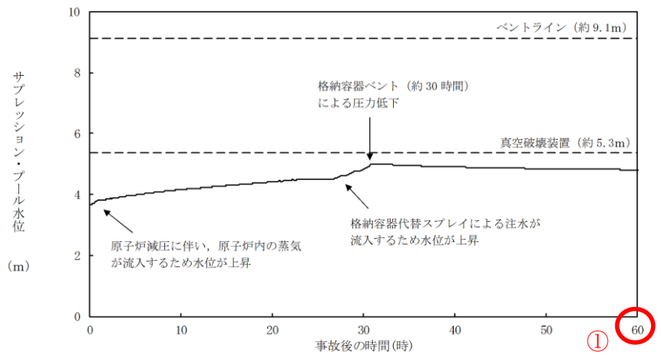
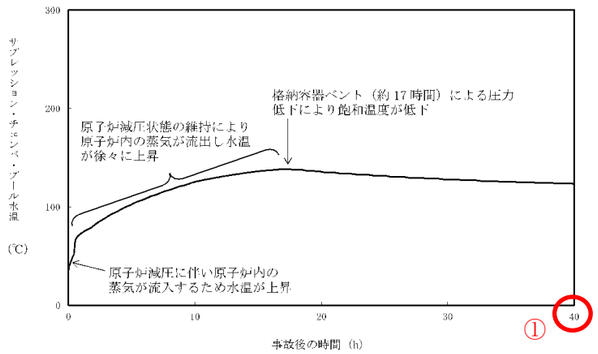
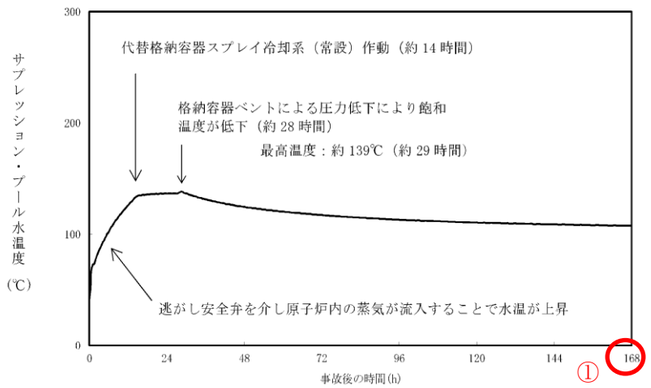
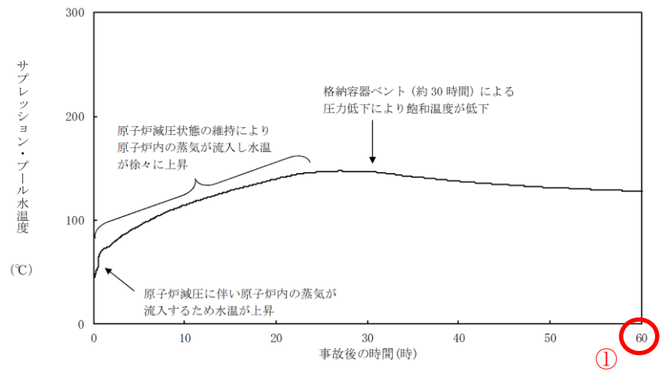
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
 第 2.1.12 図 燃料被覆管温度の推移	 第 2.1－10 図 燃料被覆管温度の推移	 第 2.1.2－1(7)図　燃料被覆管温度の推移	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ポンプ特性（流量及び吐出圧）の違いにより炉心露出時間に違いがあるため燃料被覆管温度の挙動が異なる。
 第 2.1.13 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移	 第 2.1－11 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移	 第 2.1.2－1(8)図　燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移	【柏崎 6/7，東海第二】 ポンプ特性（流量及び吐出圧）の違いにより炉心露出時間に違いがあるため熱伝達係数の推移が異なる。

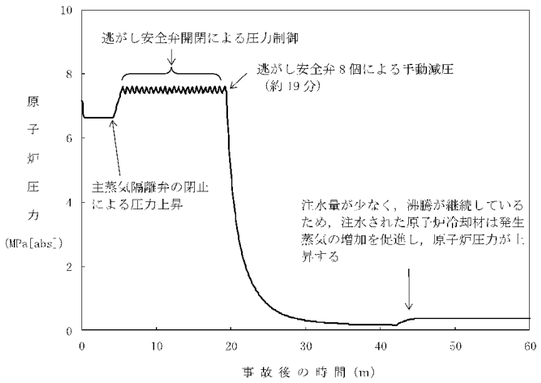
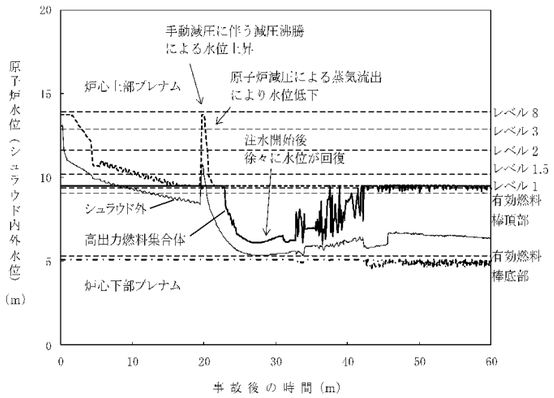
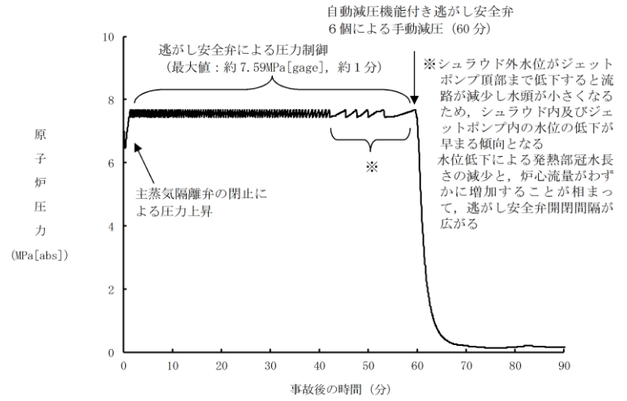
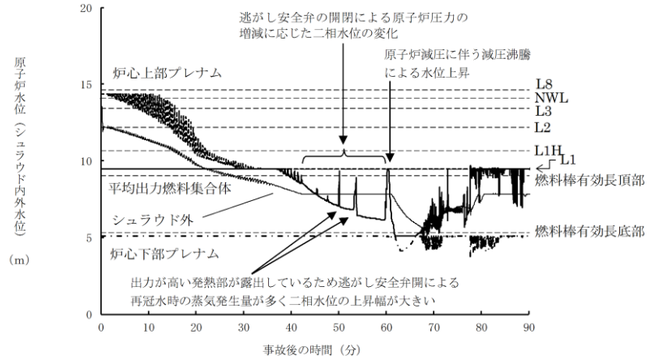
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
 第 2.1.14 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における ボイド率の推移	 第 2.1－12 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における ボイド率の推移	 第 2.1.2－1(9)図　燃料被覆管の最高温度発生位置における ボイド率の推移	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ポンプ特性（流量及び吐出圧）の違いにより炉心露出時間に違いがあるためボイド率の推移が異なる。
 第 2.1.15 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移※	 第 2.1－13 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移	 第 2.1.2－1(10)図　平均出力燃料集合体のボイド率の推移※	【柏崎 6/7，東海第二】 ポンプ特性（流量及び吐出圧）の違いにより炉心露出時間に違いがあるため熱伝達係数の推移が異なる。 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，平均出力燃料集合体で燃料被覆管の最高温度が発生するため平均出力燃料集合体のボイド率の推移を示している。
※ 高出力燃料集合体内に水位があることから，二相水位以下のボイド率を示している。		※平均出力燃料集合体内に水位があることから，二相水位以下のボイド率を示している。	

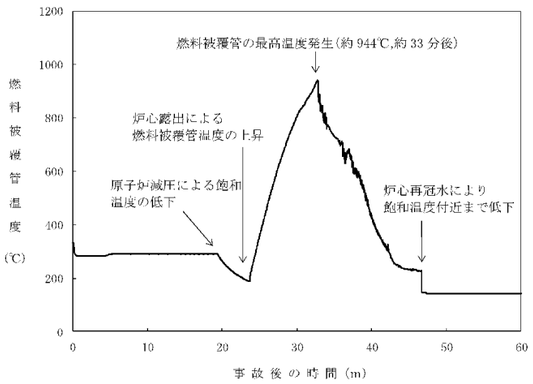
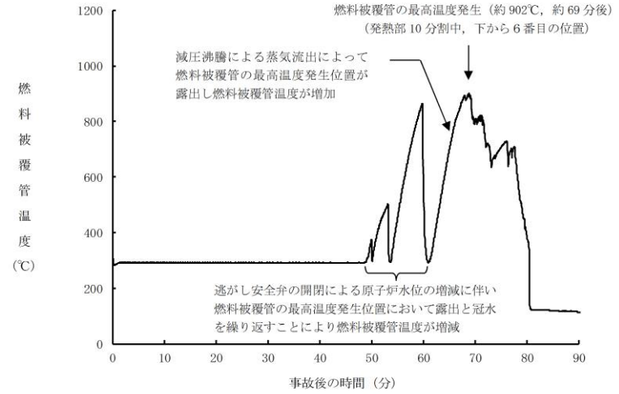
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
 第 2.1.16 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移	 第 2.1－14 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移	 第 2.1.2－1(11)図　炉心下部プレナム部のボイド率の推移 ※１炉心下部プレナム水位形成により水位以下の体積が減少していること，及び炉心下部プレナムでのボイド上昇が抑えられたことから，ボイド率が相対的に増加している。 ※２炉心下部プレナム部ではＣＣＦＬ（気液対向流制限）が発生しており，炉心部からの原子炉冷却材の落下が断続的に繰り返されるためボイド率が増減する。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
 第 2.1.17 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係	 第 2.1－15 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係	 第 2.1.2－1(12)図　燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉及び東海第二は，炉心露出時間が短いため，燃料被覆管の最高温度が柏崎 6/7 と比較して低い。

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
 第 2.1.18 図 格納容器圧力の推移	 第 2.1－16 図 格納容器圧力の推移	 第 2.1.2－1(13)図　格納容器圧力の推移	・解析結果の相違 【東海第二】 ①解析時間の相違。
 第 2.1.19 図 格納容器気相部温度の推移	 第 2.1－17 図 格納容器雰囲気温度の推移	 第 2.1.2－1(14)図　格納容器温度の推移	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
 第 2.1.20 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移	 第 2.1－18 図 サプレッション・プール水位の推移	 第 2.1.2－1(15)図　サプレッション・プール水位の推移	【柏崎 6/7，東海第二】 ①解析時間の相違。
 第 2.1.21 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移	 第 2.1－19 図 サプレッション・プール水温度の推移	 第 2.1.2－1(16)図　サプレッション・プール水温度の推移	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
 第 2.1.22 図 操作開始時間 5 分遅れのケースにおける原子炉圧力の推移  第 2.1.23 図 操作開始時間 5 分遅れのケースにおける原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移		 第 2.1.3－1(1)図　操作開始時間 30 分遅れのケースにおける原子炉圧力の推移  第 2.1.3－1(2)図　操作開始時間 30 分遅れのケースにおける原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移	・記載箇所の相違 【東海第二】 東海第二は，「2.6ＬＯＣＡ時注水機能喪失」で同様の感度解析を実施。

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
 第 2.1.24 図 操作開始時間 5 分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移		 第 2.1.3－1(3)図　操作開始時間 30 分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移	・記載箇所の相違 【東海第二】 東海第二は,「2.6 ＬＯＣＡ時注水機能喪失」で同様の感度解析を実施。

柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　（2017.12.20版）

第2.1.1表　「高圧・低圧注水機能喪失」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
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し，原子炉がスクラムしたことを確認する。	－	－	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
高圧・低圧注水機能喪失確認	原子炉水位による自動起動信号が発生するが，各ポンプの起動失敗又は各ポンプの系統流量計の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。	－	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系系統流量】 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後，高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位（SA）
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後，低圧代替注水系（常設）を2台運転とし，中央制御室にて逃がし安全弁8個を全開し，原子炉急速減圧を実施する。	復水移送ポンプ 逃がし安全弁	－	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急速減圧により，低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2級） タンクローリ（1kL）	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位 復水補給水系流量（RHR 3系代替注水流量） 復水貯蔵槽水位（SA）
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が0.18MPa[gage]に到達した場合，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器冷却を実施する。格納容器スプレイ中に原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合は，格納容器スプレイを停止し原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル8）まで回復後，原子炉注水を停止し，格納容器スプレイを再開する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2級） タンクローリ（4kL）	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） 原子炉水位（SA） 原子炉水位 復水補給水系流量（RHR 3系代替注水流量） 復水貯蔵槽水位（SA）
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した場合，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系	－	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） サプレッション・チェンバ・プール水位 格納容器内雰囲気放射線レベル（D/W） 格納容器内雰囲気放射線レベル（S/C） フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧

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

東海第二発電所　（2018.9.12版）

第2.1－1表 高圧・低圧注水機能喪失における重大事故等対策について（1／3）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し，原子炉がスクラムしたことを確認する。	－	－	平均出力領域計装* 起動領域計装*
高圧・低圧注水機能喪失確認	原子炉水位異常低下（レベル2）による自動起動信号が発生し，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動及び手動起動の失敗後，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動を実施するが，各ポンプの起動失敗又は各ポンプの系統流量等の指示が上昇しないことにより高圧･低圧注水機能喪失を確認する。	－	－	原子炉水位（ＳＡ広帯域） 原子炉水位（ＳＡ燃料域） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉隔離時冷却系系統流量* 高圧炉心スプレイ系系統流量* 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力* 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後，高圧代替注水系を起動し，原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 サプレッション・チェンバ*	－	原子炉水位（ＳＡ広帯域） 原子炉水位（ＳＡ燃料域） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 高圧代替注水系系統流量
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後，常設低圧代替注水系ポンプを２台起動し，中央制御室にて逃がし安全弁（自動減圧機能）７個を全開し，原子炉急速減圧を実施する。	常設低圧代替注水系ポンプ 逃がし安全弁（自動減圧機能）*	－	原子炉圧力（ＳＡ） 原子炉圧力*

＊　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
　　：有効性評価上考慮しない操作

①

島根原子力発電所　２号炉

第2.1.1－1表　「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策について（1／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	原子炉の出力運転中に外部電源喪失となり，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【ディーゼル燃料貯蔵タンク】	－	平均出力領域計装
高圧・低圧注水機能喪失確認	各ポンプの起動失敗又は各ポンプの出口流量の指示が上昇しないことにより高圧･低圧注水機能喪失を確認する。	－	－	原子炉水位（ＳＡ） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 【原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量】 【高圧炉心スプレイポンプ出口流量】 【残留熱除去ポンプ出口圧力】 【低圧炉心スプレイポンプ出口圧力】
高圧原子炉代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後，高圧原子炉代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧原子炉代替注水系 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） 原子炉水位（燃料域） 高圧原子炉代替注水流量
自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後，低圧原子炉代替注水系（常設）を起動し，中央制御室にて自動減圧機能付き逃がし安全弁６個を全開し，原子炉急速減圧を実施する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 低圧原子炉代替注水系（常設） 自動減圧機能付き逃がし安全弁	－	原子炉圧力（ＳＡ） 原子炉圧力

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

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

【東海第二】

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

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

第 2.1－1 表 高圧・低圧注水機能喪失における重大事故等対策について（2／3）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急速減圧により，低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復する。原子炉水位は，原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）の間で維持する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 西側淡水貯水設備 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ	原子炉圧力* 原子炉圧力（ＳＡ） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域） 原子炉水位（ＳＡ燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用） 代替淡水貯槽水位
代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱	代替循環冷却系を起動し，原子炉注水を実施する。また，格納容器圧力が 0.245MPa［gage］に到達した場合は，格納容器スプレイを実施する。	緊急用海水系 代替循環冷却系 サプレッション・チェンバ*	－	ドライウェル圧力 サプレッション・チェンバ圧力 サプレッション・プール水温度 原子炉圧力* 原子炉圧力（ＳＡ） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域） 原子炉水位（ＳＡ燃料域） 代替循環冷却系原子炉注水流量 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量

＊　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

①

：有効性評価上考慮しない操作

東海第二発電所　（2018.9.12 版）

第 2.1.1－1 表　「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策について（２／３）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水	自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧により，低圧原子炉代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）の間で維持する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク ディーゼル燃料貯蔵タンク 低圧原子炉代替注水系（常設） 低圧原子炉代替注水槽	大量送水車 タンクローリ	原子炉圧力（ＳＡ） 原子炉圧力 原子炉水位（ＳＡ） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 代替注水流量（常設） 低圧原子炉代替注水槽水位
格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が 384kPa[gage]に到達した場合，格納容器代替スプレイ系（可搬型）により原子炉格納容器冷却を実施する。 格納容器圧力が 334kPa[gage]まで降下した場合，又はサプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達した場合は，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。	ディーゼル燃料貯蔵タンク	大量送水車 タンクローリ	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ） 格納容器代替スプレイ流量 サプレッション・プール水位（ＳＡ）

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

①

島根原子力発電所　２号炉

備　考

・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）

第 2.1－1 表 高圧・低圧注水機能喪失における重大事故等対策について（3／3）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	格納容器圧力が 0.279MPa［gage］に到達した場合，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により格納容器冷却を実施する。また，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 西側淡水貯水設備 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ	ドライウェル圧力 サプレッション・チェンバ圧力 原子炉水位（広帯域）＊ 原子炉水位（燃料域）＊ 原子炉水位（ＳＡ広帯域） 原子炉水位（ＳＡ燃料域） 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用） 低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用） 代替淡水貯槽水位
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa［gage］に到達した場合，格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系	－	ドライウェル圧力 サプレッション・チェンバ圧力 サプレッション・プール水位 格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ） 格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｓ／Ｃ） フィルタ装置圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）

＊　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

①

東海第二発電所　（2018.9.12 版）

第 2.1.1－1 表　「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策について（３／３）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱	サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達した場合，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器フィルタベント系	－	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ） サプレッション・プール水位（ＳＡ） 格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） 格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） スクラバ容器水位 スクラバ容器圧力 第１ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）

①　【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

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）

第 2.1.2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（1/4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：SAFER，CHASTE 原子炉格納容器側：MAAP	－
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値
	燃料	9×9 燃料（A 型）	－
	最大線出力密度	44.0kW/m ①	設計限界値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t ②	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を考慮して設定
	格納容器容積（ドライウェル）	7,350m³	ドライウェル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	格納容器容積（ウェットウェル）	空間部：5,960m³ 液相部：3,580m³ ③	ウェットウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	真空破壊装置	3.43kPa（ドライウェル－サプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（通常運転水位） ③	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.2kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃ ④	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃，事象開始 24 時間以降は 40℃）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

東海第二発電所　（2018.9.12版）

第 2.1－2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（1／5）

項　目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：ＳＡＦＥＲ 格納容器側：ＭＡＡＰ	－
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa［gage］	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から＋126 cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	48,300t／h	定格流量として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃　　料	９×９燃料（Ａ型）	－
	最大線出力密度	44.0kW／m ①	通常運転時の熱的制限値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI／ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd／t ②	１サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約１ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度として設定
	格納容器体積 （ドライウェル）	5,700m³	設計値
	格納容器体積 （サプレッション・チェンバ）	空間部：4,100m³ 液相部：3,300m³ ③	設計値（通常運転時のサプレッション・プール水位の下限値として設定）

島根原子力発電所　２号炉

第 2.1.2－1 表　主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（１／４）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：ＳＡＦＥＲ 格納容器側：ＭＡＡＰ	－
初期条件	原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位 （気水分離器下端から+83 cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	35.6×10³t/h	定格炉心流量として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約９℃	熱平衡計算による値
	燃料	９×９燃料（Ａ型）	９×９燃料（Ａ型），９×９燃料（Ｂ型）は熱水力的な特性は同等であり，その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること，また，９×９燃料の方がＭＯＸ燃料よりも崩壊熱が大きく，燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため，ＭＯＸ燃料の評価は９×９燃料（Ａ型）の評価に包絡されることを考慮し，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m ①	通常運転時の熱的制限値（高出力燃料集合体）
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 （燃焼度 33GWd/t） ②	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を考慮
	格納容器空間容積（ドライウェル）	7,900m³	ドライウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定
	格納容器空間容積（サプレッション・チェンバ）	空間部：4,700m³ 液相部：2,800m³ ③	サプレッション・チェンバ内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定
	真空破壊装置	3.43kPa（ドライウェル－サプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値

備　考

・解析条件の相違

【柏崎 6/7】

①条件設定は同じだが，通常運転時の熱的制限値を設定していることを明確に記載。

【東海第二】

②条件設定は同じだが，設定プロセスが異なり，平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対して，ばらつきとして 10%の保守性を考慮し設定。

③島根２号炉及び柏崎 6/7 は，格納容器容積（サプレッション・チェンバ）及びサプレッション・プール水位の解析条件を通常水位で設定。東海第二では圧力抑制効果を厳しくする観点で，通常運転時のサプレッション・プール水位の下限値を設定。

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

柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　(2017.12.20版)

第 2.1.2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）(2/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を，低圧注水機能として残留熱除去系（低圧注水モード）の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，炉心冷却上厳しくなる

東海第二発電所　(2018.9.12版)

第 2.1－2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）(2／5)

項　目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	真空破壊装置	3.45kPa（ドライウェル－サプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値　③
	サプレッション・プール水位	6.983m（通常運転範囲の下限値）	通常運転時のサプレッション・プール水位の下限値として設定
	サプレッション・プール水温度	32℃	通常運転時のサプレッション・プール水温度の上限値として設定
	格納容器圧力	5kPa［gage］	通常運転時の格納容器圧力を包含する値
	格納容器雰囲気温度	57℃　④	通常運転時の格納容器雰囲気温度（ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度）として設定
	外部水源の温度	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	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を，低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル３）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，炉心冷却上厳しくなる

島根原子力発電所　2号炉

第 2.1.2－1 表　主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（2／4）

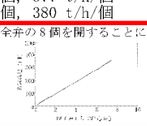
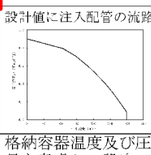
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サプレッション・プール水位	3.61m（通常運転水位）　③	通常運転時のサプレッション・プール水位として設定
	サプレッション・プール水温度	35℃	通常運転時のサプレッション・プール水温度の上限値として設定
	格納容器圧力	５kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃　④	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	35℃	屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を，低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源なしの場合は，対策の成立性，必要燃料量の観点で厳しくなることから，外部電源なしを設定 また，原子炉スクラムまでの炉心の冷却の観点で厳しくなり，外部電源がある場合を包含する条件として，再循環ポンプトリップは，原子炉水位低（レベル２）信号にて発生するものとする

備　考

・解析条件の相違
【柏崎 6/7，東海第二】

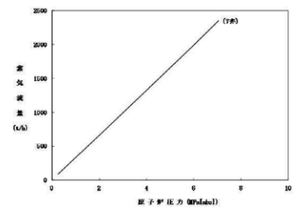
柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　2017.12.20版）

第2.1.2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）(3/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3） （遅れ時間：1.05秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	再循環ポンプが，原子炉水位低（レベル3）で4台，原子炉水位低（レベル2）で残りの6台がトリップ	原子炉冷却材再循環系のインターロックとして設定
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51 MPa[gage]×1 個，363 t/h/個 7.58 MPa[gage]×1 個，367 t/h/個 7.65 MPa[gage]×4 個，370 t/h/個 7.72 MPa[gage]×4 個，373 t/h/個 7.79 MPa[gage]×4 個，377 t/h/個 7.86 MPa[gage]×4 個，380 t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
	⑤	自動減圧機能付き逃がし安全弁の8個を開することによる原子炉急速減圧 〈原子炉圧力と逃がし安全弁1個あたりの蒸気流量の関係〉 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
	低圧代替注水系（常設）	最大300m³/hで注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定  復水移送ポンプ2台による注水特性
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	140m³/hにて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定
	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積70%開）にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して，格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定

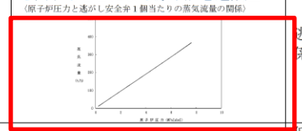
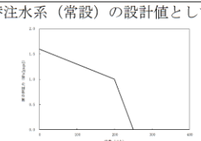
東海第二発電所　(2018.9.12版)

第2.1－2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）(3／5)

項　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3）信号 （遅れ時間：1.05秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	ＡＴＷＳ緩和設備 （代替再循環系ポンプトリップ機能）	再循環系ポンプが，原子炉水位異常低下（レベル2）信号で2台全てがトリップ	ＡＴＷＳ緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）のインターロックとして設定
	逃がし安全弁	安全弁機能 7.79MPa［gage］×2個，385.2t／h（1個当たり） 8.10MPa［gage］×4個，400.5t／h（1個当たり） 8.17MPa［gage］×4個，403.9t／h（1個当たり） 8.24MPa［gage］×4個，407.2t／h（1個当たり） 8.31MPa［gage］×4個，410.6t／h（1個当たり）	逃がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定
	⑤	逃がし安全弁（自動減圧機能）の7個を開することによる原子炉急速減圧 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁 7 個の蒸気流量の関係＞ 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定

島根原子力発電所　2号炉

第2.1.2－1表　主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（3／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3） （遅れ時間：1.05秒）	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58MPa[gage]×2個，367t/h/個 7.65MPa[gage]×3個，370t/h/個 7.72MPa[gage]×3個，373t/h/個 7.79MPa[gage]×4個，377t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
	⑤	自動減圧機能付き逃がし安全弁の6個を開することによる原子炉急速減圧 〈原子炉圧力と逃がし安全弁1個当たりの蒸気流量の関係〉 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
	低圧原子炉代替注水系（常設）	200m³/h（1.00MPa[gage]において）にて原子炉注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	低圧原子炉代替注水系（常設）の設計値として設定 
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）	120m³/hにて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定
	格納容器フィルタベント系	格納容器圧力427kPa[gage]における最大排出流量9.8kg/sに対して，格納容器隔離弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器フィルタベント系の設計値として設定

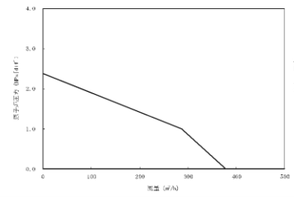
備　考

・解析条件の相違

【東海第二】

⑤島根2号炉及び柏崎6/7は，逃がし安全弁1個当たりの蒸気流量をグラフに記載。

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2.1－2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（4／5）		・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】

項　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（常設）	最大378m^3／hで注水(格納容器スプレイ実施前)	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定  常設低圧代替注水系 ポンプ2台による注水特性
		230m^3／h（格納容器スプレイ実施中）	設計に基づき，併用時の注入先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	130m^3／hにて格納容器内へスプレイ	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定
	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が0.31MPa［gage］における排出流量13.4kg／sに対して，第二弁を全開にて格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して，格納容器圧力及び雰囲気温度を低下させるのに必要な排出流量として設定

柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　(2017.12.20版)

第2.1.2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）(4/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	低圧代替注水系（常設）の追加起動及び中央制御室における系統構成	事象発生から10分後	高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが，事象判断時間を考慮して，事象発生から10分後に開始し，操作時間は約4分間として設定
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生から約14分後	中央制御室操作における低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力0.18MPa[gage]到達時	設計基準事故時の最高圧力を踏まえて設定
	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器圧力0.31MPa[gage]到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

東海第二発電所　(2018.9.12版)

第2.1－2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）(5／5)

項　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生25分後	中央制御室において，状況判断の時間，高圧・低圧注水機能喪失の確認時間及び低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	格納容器圧力0.279MPa［gage］到達時	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定
	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力0.31MPa［gage］到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

島根原子力発電所　2号炉

第2.1.2－1表　主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（4／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備の起動，受電及び低圧原子炉代替注水系（常設）起動，系統構成	事象発生から10分後	高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが，事象判断時間を考慮して，事象発生から10分後に開始し，操作時間は20分間として設定
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生から30分後	低圧原子炉代替注水系（常設）の準備時間を考慮して設定
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器冷却操作	格納容器圧力384kPa[gage]到達時 384～334kPa[gage]の範囲で維持	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定
	格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作	サプレッション・プール水位が通常水位＋約1.3m到達から10分後	中央制御室における操作所要時間を考慮して設定 操作開始条件は格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定

備　考

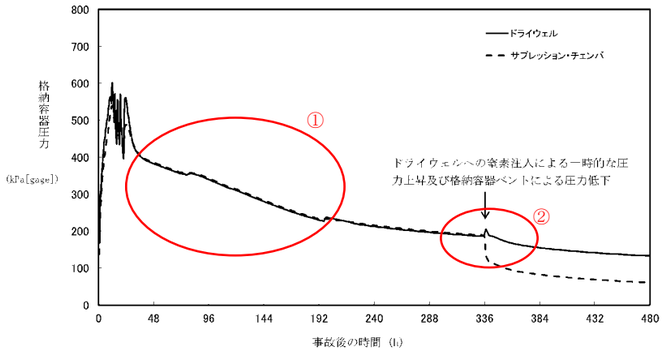
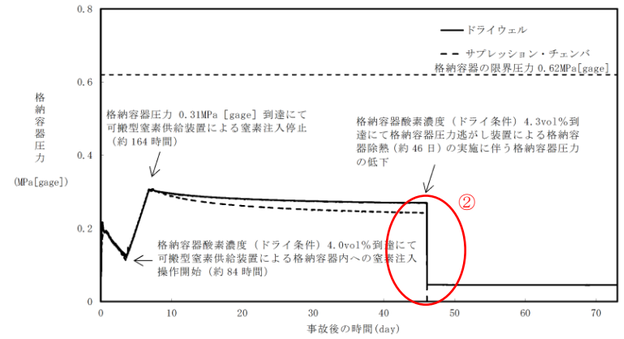
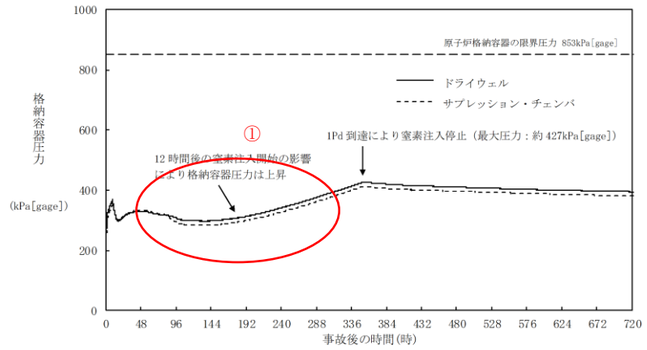
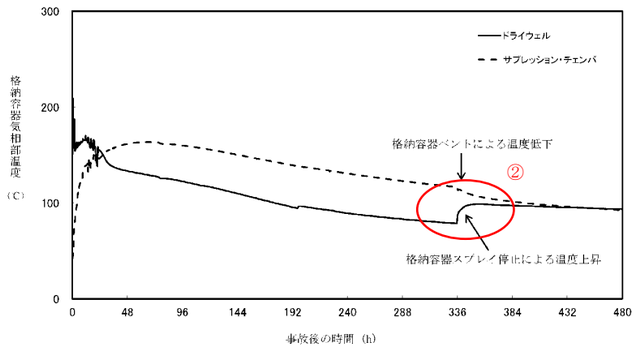
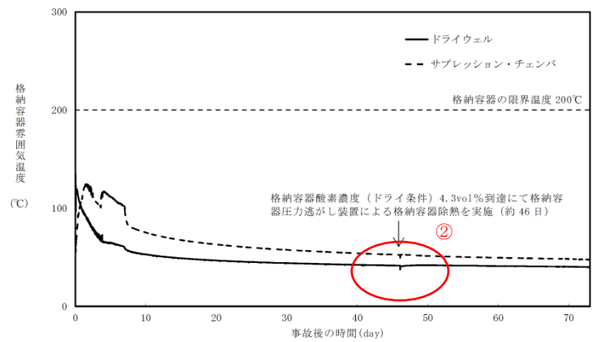
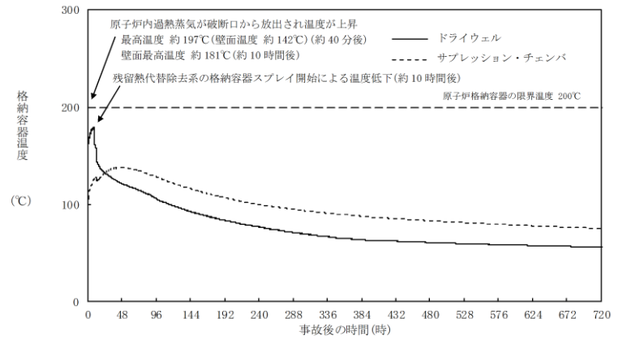
・解析条件の相違
【東海第二】

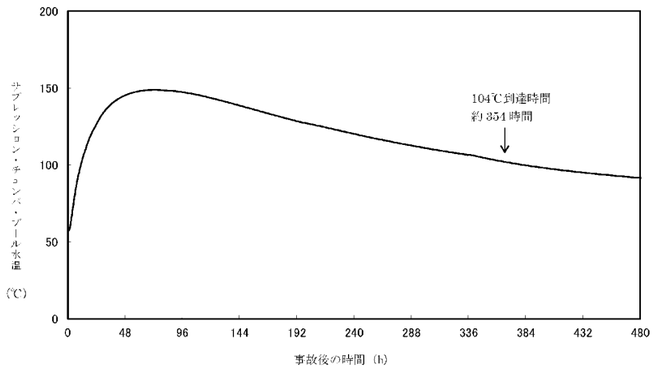
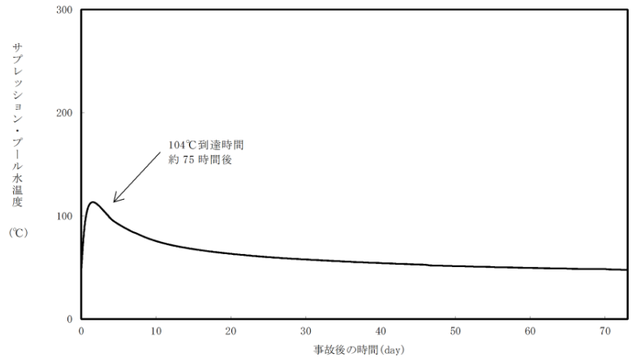
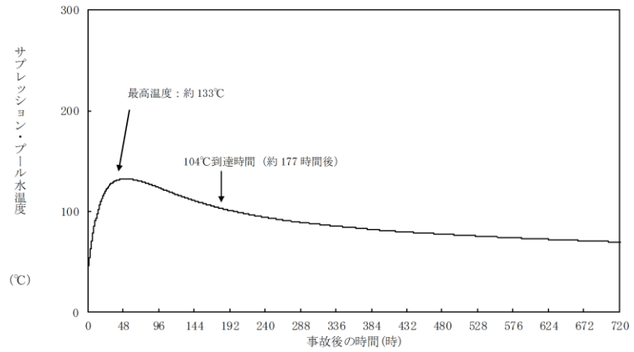
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
添付資料 2.1.1 安定状態について 高圧・低圧注水機能喪失時の安定状態については以下のとおり。 原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。 原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器圧力逃がし装置等，残留熱除去系又は代替循環冷却系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。	添付資料 2.1.2 安定状態について（高圧・低圧注水機能喪失） 高圧・低圧注水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が維持可能であり，また，冷却のための設備がその後も機能維持でき，かつ必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定停止状態が確立されたものとする。 格納容器安定状態　：炉心冷却が維持された後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱により格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定状態が確立されたものとする。	添付資料 2.1.1 安定状態について（高圧・低圧注水機能喪失） 高圧・低圧注水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，安定停止状態が確立されたものとする。 原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系，残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，耐圧強化ベントを自主設備として位置付けている。
【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 逃がし安全弁を開維持することで，低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。 原子炉格納容器安定状態の確立について 炉心冷却を継続し，事象発生から約 17 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり，格納容器温度	【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 逃がし安全弁により原子炉減圧状態を維持し，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継続することで，炉心の冷却は維持され原子炉安定停止状態が確立される。 格納容器安定状態の確立について 炉心冷却を継続し，事象発生の約 28 時間後に格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は	【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 逃がし安全弁を開維持することで，低圧原子炉代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。 原子炉格納容器安定状態の確立について 炉心冷却を継続し，事象発生から約 30 時間後に格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり，格納容器温度は	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

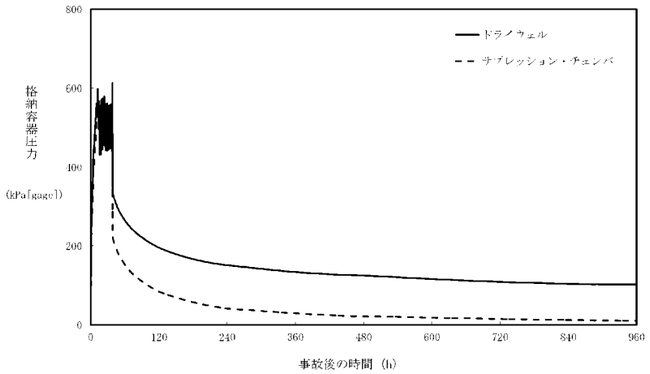
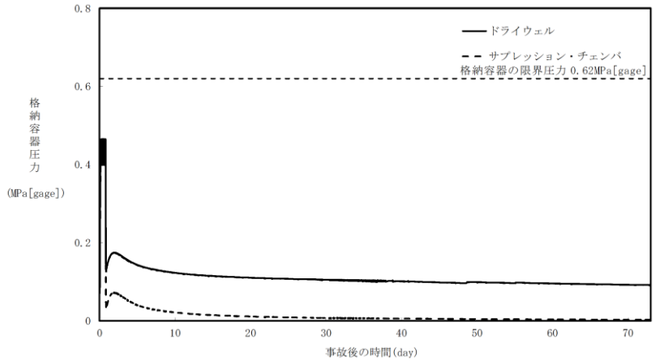
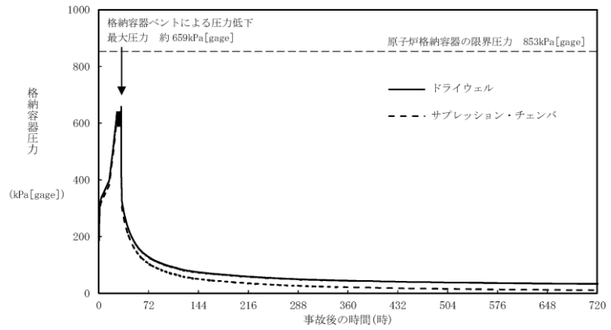
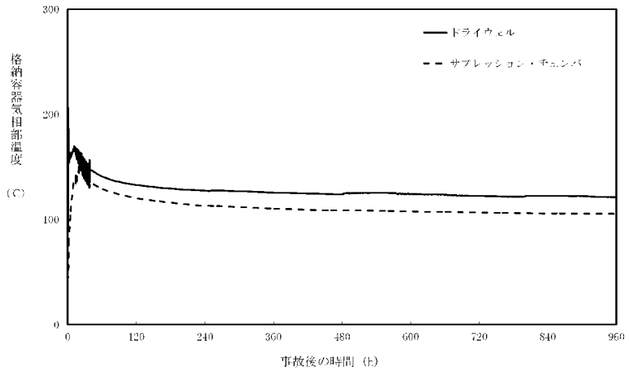
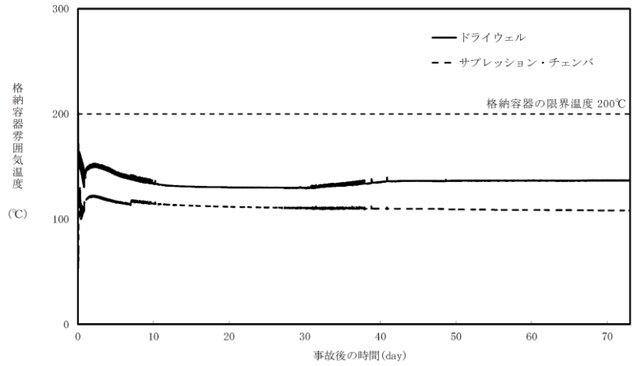
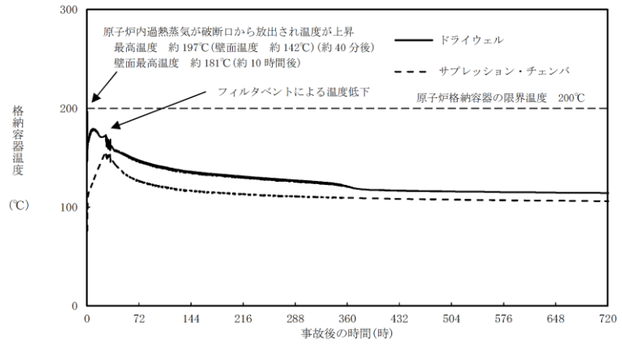
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
は 150℃を下回るとともに，ドライウェル温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることはなく，原子炉格納容器安定状態が確立される。なお，除熱機能として格納容器圧力逃がし装置等を使用するが，本事象より使用までの時間が短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）」の実効線量約 4.9×10^{-2}mSv 以下となり，燃料被覆管破裂は発生しないため，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはなく，敷地境界での実効線量評価は 5mSv を十分に下回る。 また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 【安定状態の維持について】 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。 また，代替循環冷却系を用いて又は残留熱除去系を復旧して除熱を行い，原子炉格納容器を隔離することによって，安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。（別紙 1）	150℃を下回るとともに，ドライウェル雰囲気温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることはなく，格納容器安定状態が確立される。なお，除熱機能として格納容器圧力逃がし装置等を使用するが，敷地境界における実効線量は，サプレッション・プールでのスクラビングによる放射性物質の除染効果を見込まない厳しい評価としている「2.6　ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の評価結果約 6.2×10^{-1}mSv 以下となり，また，燃料被覆管の破裂も発生しないことから，周辺公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。 また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 【安定状態の維持について】 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。 また，代替循環冷却系又は残留熱除去系の復旧により除熱を行い，格納容器ベントを閉止し格納容器を隔離することで，安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。（別紙１）	150℃を下回るとともに，ドライウェル温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることはなく，原子炉格納容器安定状態が確立される。なお，除熱機能として格納容器フィルタベント系を使用するが，本事象より使用までの時間が短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.6 ＬＯＣＡ時注水機能喪失」での約 1.7×10^{-2}mSv 以下となり，燃料被覆管破裂は発生しないため，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはなく，敷地境界での実効線量評価は５mSv を十分に下回る。 また，重大事故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】 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。 また，残留熱代替除去系を用いて又は残留熱除去系を復旧して除熱を行い，原子炉格納容器を隔離することによって，安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。（別紙１）	島根２号炉は，耐圧強化ベントを自主設備として位置付けている。 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

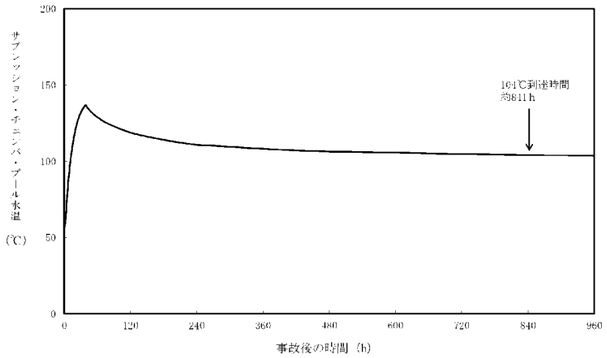
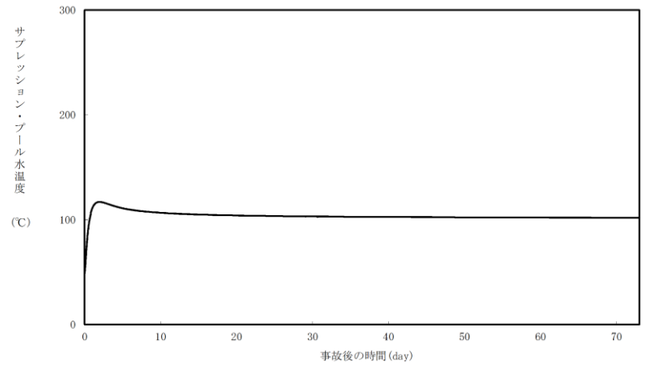
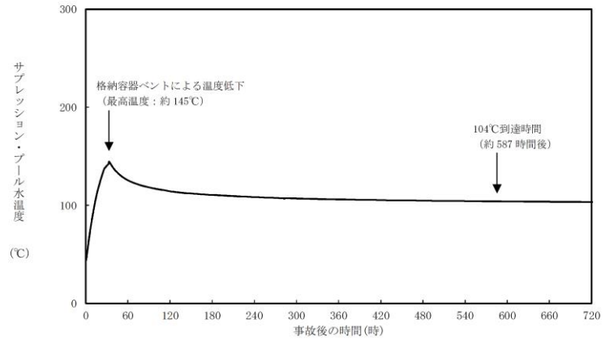
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
（別紙１） 安定状態の維持について 1. 安定状態の維持に関する定量評価 サプレッション・チェンバ水温に関する長期間解析及び残留熱除去系の復旧に関する定量評価について示す。 (1) サプレッション・チェンバ水温に関する長期間解析 代替循環冷却系又は格納容器ベントを使用した場合のサプレッション・チェンバ・プール水温の挙動を確認するため，有効性評価の対象とした事故シーケンスのうち，サプレッション・チェンバ・プール水温が高く推移する重大事故として「格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却系を使用する場合及び代替循環冷却系を使用しない場合）」について，運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故として，格納容器ベントを行い，事故発生 40 時間時点のサプレッション・チェンバ・プール水温が最も高く約 125℃である「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障）」について，サプレッション・チェンバ・プール水温が約 100℃に低下するまでの長期間解析を実施した。 図 1.1 から図 1.3 に，格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却系を使用する場合）における格納容器圧力・温度及びサプレッション・チェンバ・プール水温の解析結果を示す。同様に，図 1.4 から図 1.6 に，格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却系を使用しない場合）の解析結果を，図 1.7 から図 1.9 に，崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障）の解析結果を示す。 図 1.3，図 1.6，及び図 1.9 に示すように，いずれの解析結果においても事故後 7 日時点では，サプレッション・チェンバ・プール水温は最高使用温度の 104℃（原子炉格納容器設計条件を決定するための冷却材喪失事故時の解析結果での最高温度に余裕をもたせた温度）を上回っているが，事故発生 7 日間以降の 100℃に低下するまでの全期間にわたって 150℃を下回っている。トップヘッドフランジや機器搬入用ハッチに使用されている改良 EPDM 製シール材は一般特性として耐温度性は 150℃であることから，原子炉格納容器の放射性物質の閉じ込め機能は維持される。 したがって，事故発生 7 日間以降にサプレッション・チェンバ・プール水温が最高使用温度を上回っていても原子炉格納容器の健	（別紙１） 安定状態の維持について 1.　安定状態の維持に関する定量評価 サプレッション・プール水温度に関する長期間解析及び残留熱除去系の復旧に関する定量評価について以下に示す。 (1)　格納容器ベントを使用した場合のサプレッション・プール水温度に関する長期間解析 格納容器ベントを使用した場合の長期的なサプレッション・プール水温度の挙動を確認するため，運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故において，格納容器ベントを実施する事故シーケンスのうち，サプレッション・プール水温度が高く推移する「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」について，サプレッション・プール水温度が約 100℃に低下するまでの長期間解析を実施した。 第１図から第４図に格納容器圧力及び雰囲気温度，サプレッション・プール水温度並びにサプレッション・プール水位の解析結果を示す。 第３図に示すとおり，事象発生から７日後時点では，サプレッション・プール水温度は最高使用温度の 104℃（格納容器設計条件を決定するための冷却材喪失事故時の解析結果での最高温度に余裕をもたせた温度）を上回っているが，事象発生から７日以降の 100℃に低下するまでの全期間にわたって 150℃を下回っている。トップヘッドフランジや機器搬入用ハッチに使用されている改良ＥＰＤＭ製シール材は一般特性として耐温度性は 150℃であることから，格納容器の放射性物質の閉じ込め機能は維持される。 したがって，事故発生７日以降にサプレッション・プール水温度が最高使用温度を上回っていても格納容器の健全性が問題とな	（別紙１） 安定状態の維持について １．安定状態の維持に関する定量評価 サプレッション・プール水温度に関する長期間解析及び残留熱除去系の復旧に関する定量評価について示す。 （１）サプレッション・プール水温度に関する長期間解析 残留熱代替除去系又は格納容器フィルタベント系を使用した場合のサプレッション・プール水温度の挙動を確認するため，有効性評価の対象とした事故シーケンスのうち，サプレッション・プール水温度が高く推移する重大事故として「格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用する場合）」及び「格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用しない場合）」について，運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故として，格納容器ベントを行い，サプレッション・プール水温度が比較的高い「高圧・低圧注水機能喪失」について，サプレッション・プール水温度が約 100℃に低下するまでの長期間解析を実施した。 図 1.1 から図 1.3 に，格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用する場合）における格納容器圧力・温度及びサプレッション・プール水温度の解析結果を示す。同様に，図 1.4 から図 1.6 に，格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用しない場合）の解析結果を，図 1.7 から図 1.9 に，高圧・低圧注水機能喪失の解析結果を示す。 図 1.3，図 1.6 及び図 1.9 に示すように，いずれの解析結果においても事故後７日時点では，サプレッション・プール水温度は最高使用温度の 104℃（原子炉格納容器設計条件を決定するための冷却材喪失事故時の解析結果での最高温度に余裕をもたせた温度）を上回っているが，事故発生７日以降は，100℃に低下するまでの全期間にわたって 150℃を下回っている。トップヘッドフランジや機器搬入用のハッチに使用されている改良ＥＰＤＭ製シール材は一般特性として耐温度性は 150℃であることから，原子炉格納容器の放射性物質の閉じ込め機能は維持される。 したがって，事故発生７日間以降にサプレッション・プール水温度が最高使用温度を上回っていても原子炉格納容器の健全性が	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，格納容器ベントを行うサプレッション・プール水温度は同程度（事故シーケンス間で約１℃の差異）となることから，代表的に「高圧・低圧注水機能喪失」を選定している。

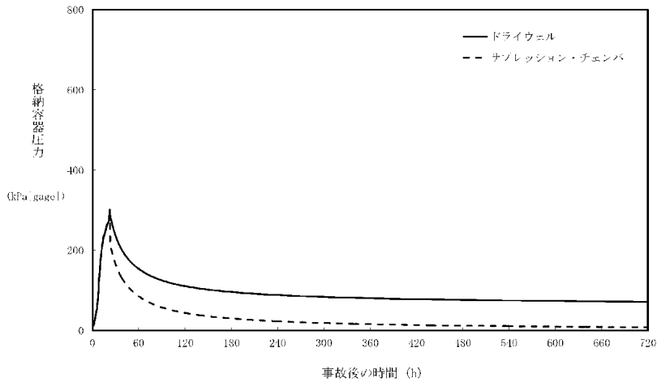
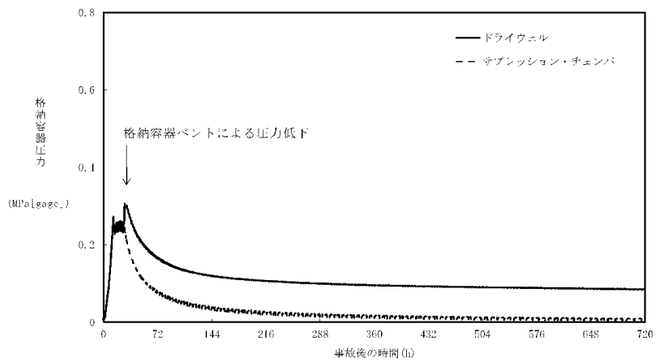
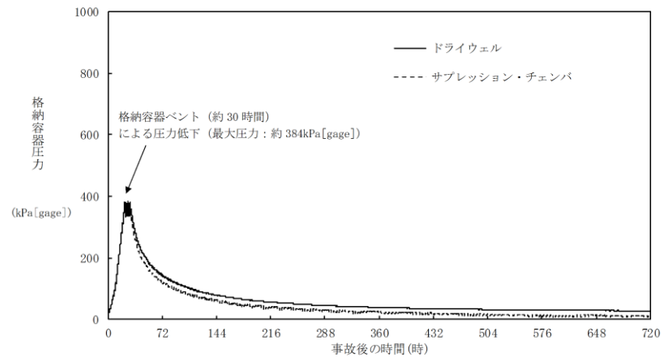
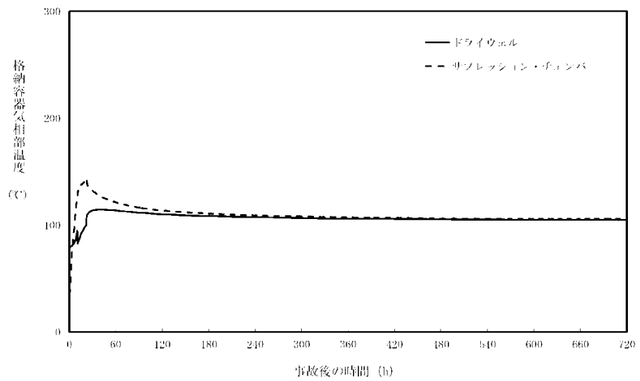
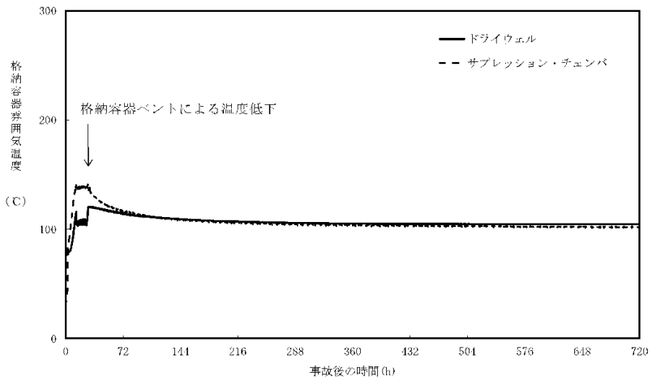
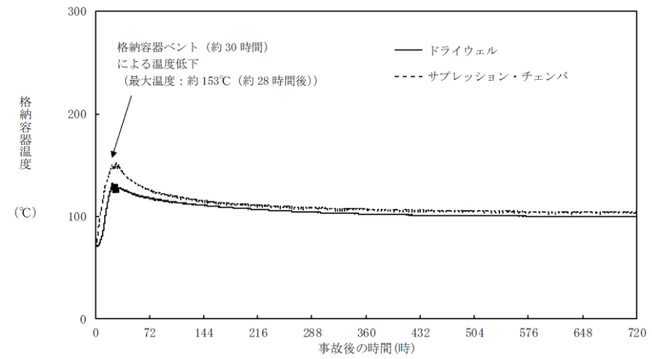
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
全性が問題となることはない。	ることはない。 第 4 図に示すとおり，サプレッション・プール水位は，事象発生 30 日後において安定しており，緩やかな低下傾向となっている。これ以降も，仮にサプレッション・プールからの放熱が全て流入蒸気の凝縮に使われるとして計算した場合，サプレッション・プール水位がベントラインに到達するのは，事象発生から 1 年後程度となることから，長期間にわたって格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱の継続が可能である（別紙 2）。 なお，実際には準備が完了した時点で，代替循環冷却系及び緊急用海水系を用いた原子炉注水及び格納容器除熱に移行する。緊急用海水系及び代替循環冷却系の起動操作は，中央制御室からの遠隔操作により約 1 時間で実施可能であることから，第 5 図に示すとおり事象発生 7 日までに十分な時間余裕をもって完了することができる。	問題となることはない。	

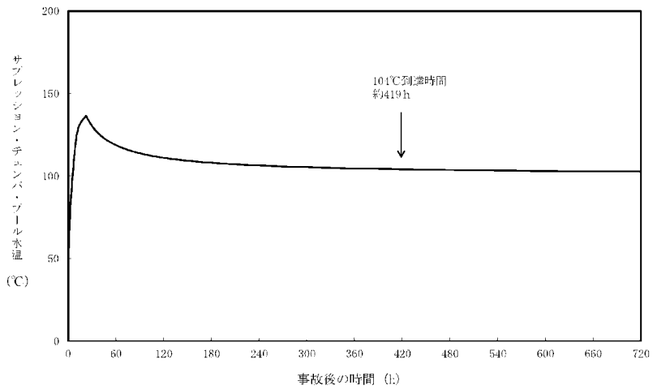
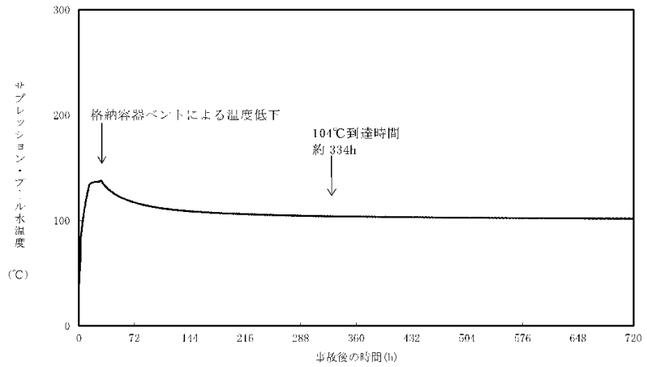
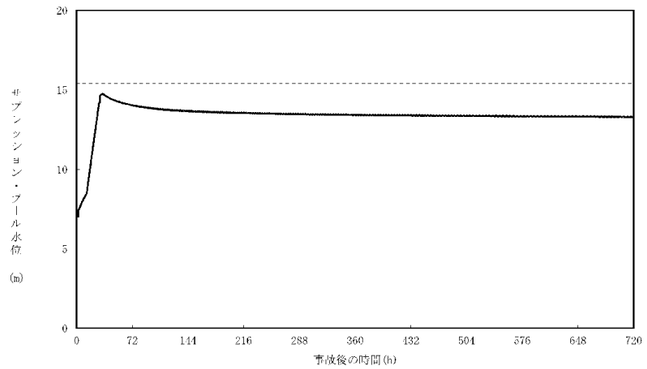
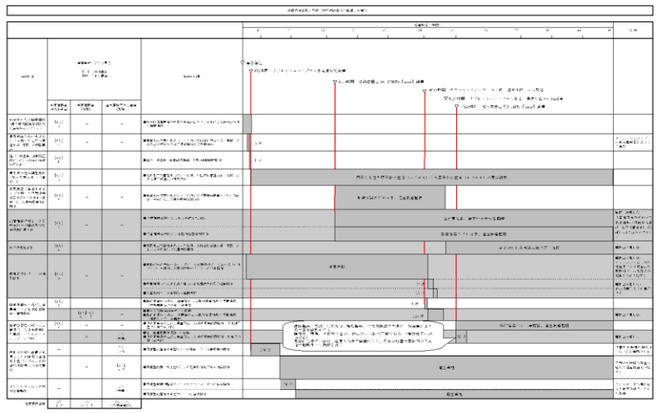
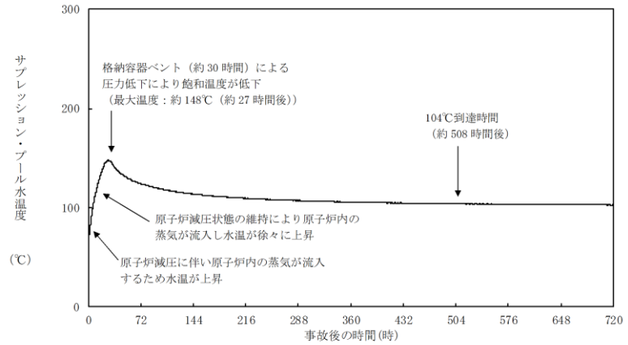
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
 図 1.1　格納容器圧力の推移（格納容器過圧・過温破損） （代替循環冷却系を使用する場合）	【比較のため，「添付資料 3.1.2.9」の一部を記載】  第１図　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損） （代替循環冷却系を使用する場合）における格納容器圧力の推移	 図 1.1　格納容器圧力の推移（格納容器過圧・過温破損） （残留熱代替除去系を使用する場合）	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 ①島根２号炉は，残留代替除去系の運転開始後に，窒素を注入していることから，柏崎 6/7 のように格納容器圧力が低下しない。
 図 1.2　格納容器気相温度の推移（格納容器過圧・過温破損） （代替循環冷却系を使用する場合）	 第２図　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損） （代替循環冷却系を使用する場合）における格納容器雰囲気温度の推移	 図 1.2　格納容器温度の推移（格納容器過圧・過温破損） （残留熱代替除去系を使用する場合）	【柏崎 6/7，東海第二】 ②島根２号炉は，酸素濃度基準での格納容器ベントは 30 日以降に実施。

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
 図 1.3　サプレッション・チェンバ・プール水温の推移（格納容器過圧・過温破損） （代替循環冷却系を使用する場合）	 第３図　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損） （代替循環冷却系を使用する場合）におけるサプレッション・プール水温度の推移	 図 1.3　サプレッション・プール水温度の推移（格納容器過圧・過温破損） （残留熱代替除去系を使用する場合）	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

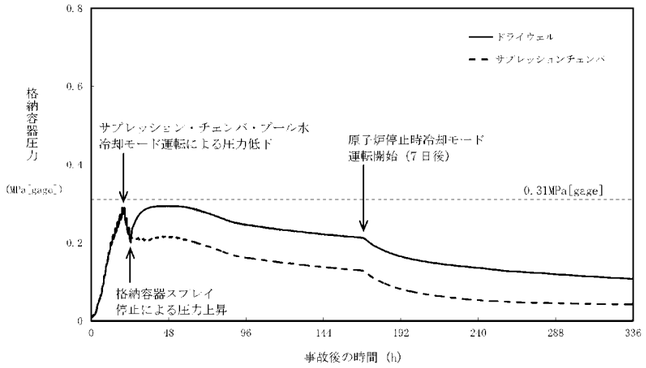
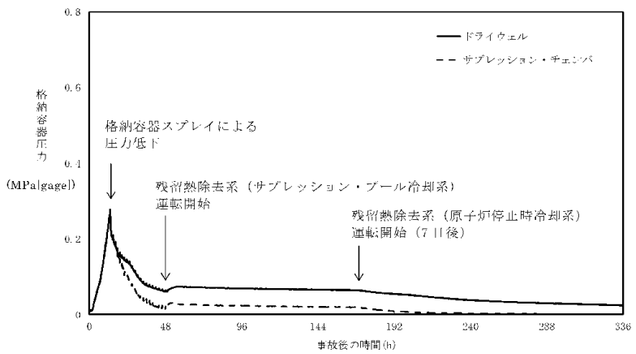
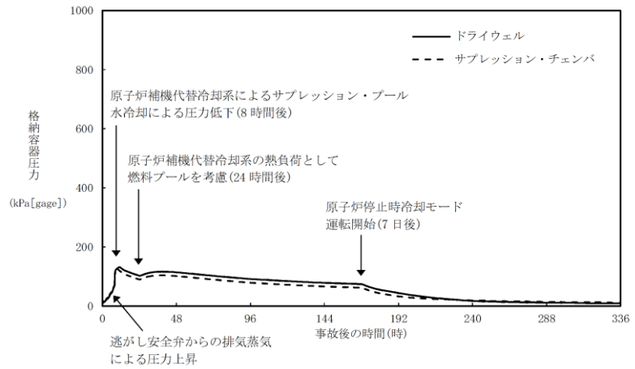
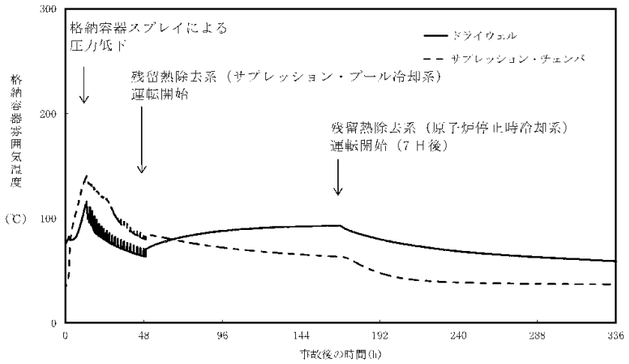
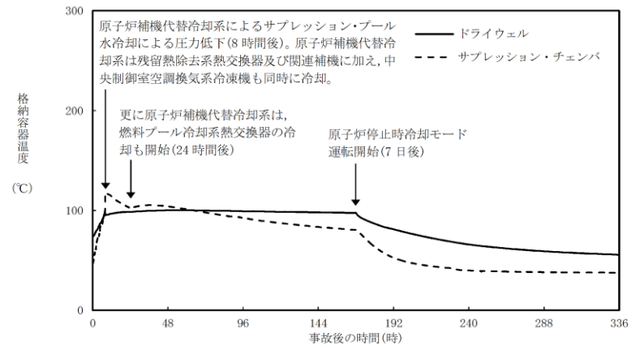
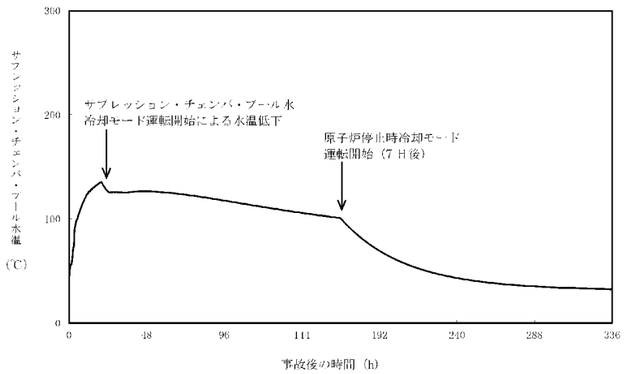
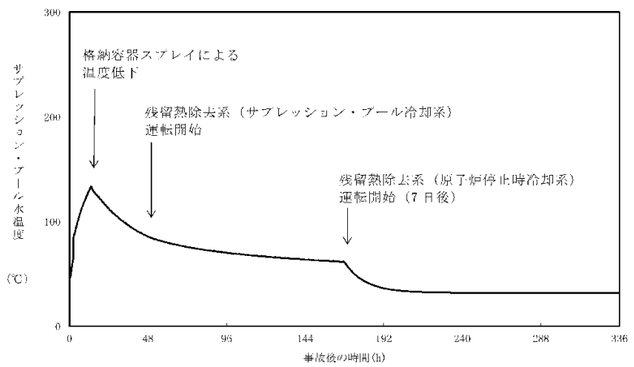
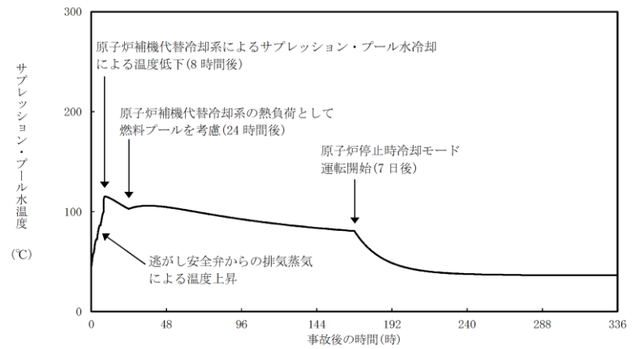
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
 図 1.4　格納容器圧力の推移（格納容器過圧・過温破損） （代替循環冷却系を使用しない場合）	 第４図　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損） （代替循環冷却系を使用できない場合）における格納容器圧力の推移	 図 1.4　格納容器圧力の推移（格納容器過圧・過温破損） （残留熱代替除去系を使用しない場合）	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
 図 1.5　格納容器気相部温度の推移（格納容器過圧・過温破損） （代替循環冷却系を使用しない場合）	 第５図　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損） （代替循環冷却系を使用できない場合）における格納容器雰囲気温度の推移	 図 1.5　格納容器温度の推移（格納容器過圧・過温破損） （残留熱代替除去系を使用しない場合）	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

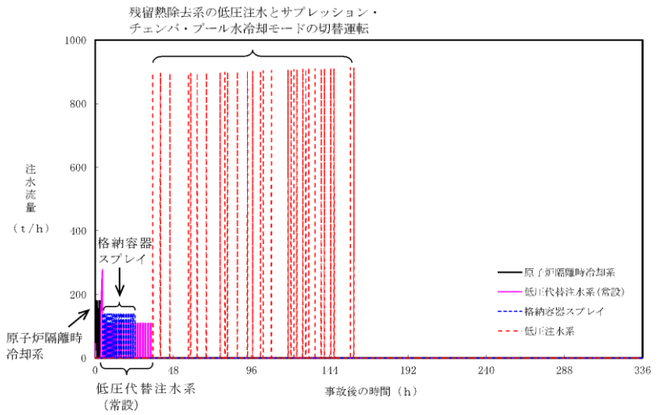
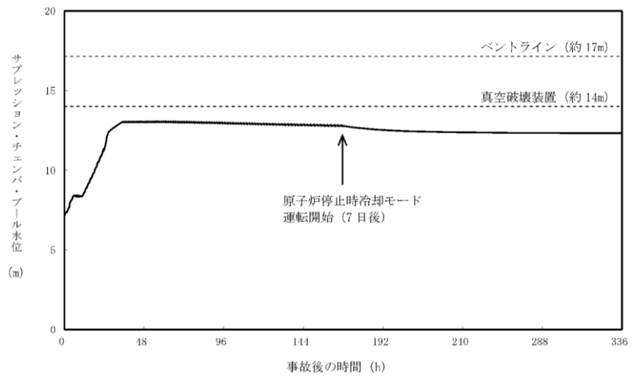
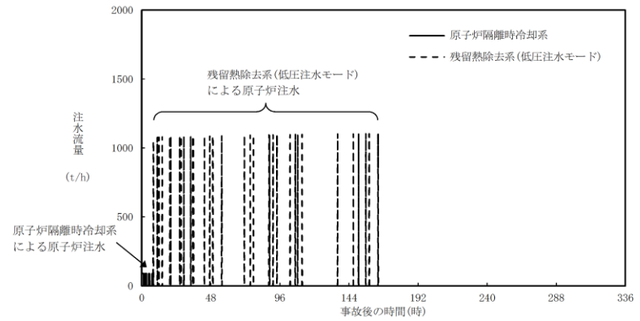
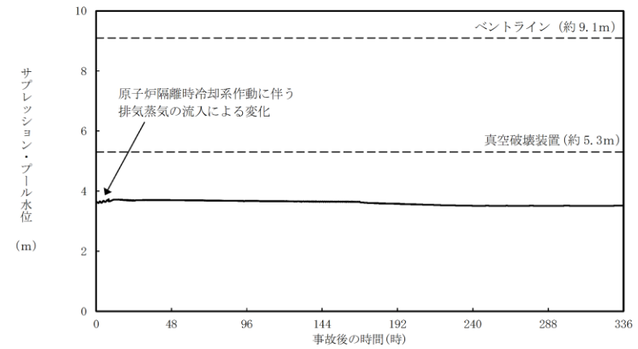
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
 図 1.6　サプレッション・チェンバ・プール水温の推移（格納容器過圧・過温破損） （代替循環冷却系を使用しない場合）	 第 6 図　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損） （代替循環冷却系を使用できない場合）におけるサプレッション・プール水温度の推移 【ここまで】	 図 1.6　サプレッション・プール水温度（格納容器過圧・過温破損） （残留熱代替除去系を使用しない場合）	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
 図 1.7　格納容器圧力の推移（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障））	 第１図　格納容器圧力の推移 （崩壊熱除去系機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））	 図 1.7　格納容器圧力の推移（高圧・低圧注水機能喪失）	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】
 図 1.8　格納容器気相部温度の推移（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障））	 第２図　格納容器雰囲気温度の推移 （崩壊熱除去系機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））	 図 1.8　格納容器気相部温度の推移（高圧・低圧注水機能喪失）	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
 図 1.9　サプレッション・チェンバ・プール水温の推移 （崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障））	 第３図　サプレッション・プール水温度の推移 （崩壊熱除去系機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））  第４図　サプレッション・プール水位の推移 （崩壊熱除去系機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））  第５図　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）の作業と所要時間	 図 1.9　サプレッション・プール水温度の推移 （高圧・低圧注水機能喪失）	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
(2) 残留熱除去系の復旧に関する定量評価 ここでは，残留熱除去系の復旧による安定状態の評価として，安定状態は確立し，炉心の冷却は維持され，格納容器圧力及び温度は低下傾向に向かうものの，サプレッション・チェンバ・プール水位が比較的高く推移する崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）を例に評価を行った。 図 1.10 及び図 1.11 に，格納容器圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温の時間変化を，図 1.12 及び図 1.13 に，注水流量及びサプレッション・チェンバ・プール水位の時間変化を，それぞれ事故発生後 14 日間について示す。 サプレッション・チェンバ・プール水位については，水位が真空破壊装置－1m に到達した時点で，低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を停止することで外部水源からの注水を制限し，かつ，代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱により，炉心及び原子炉格納容器の冷却を行いつつ，図 1.12 に示すように適宜サプレッション・チェンバのプール水を水源とする残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水を行うことで，図 1.13 に示すようにサプレッション・チェンバ・プール水位の上昇は抑制される。 また，図 1.11 に示すように，サプレッション・チェンバ・プール水温は事象発生 20 時間後に残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の運転を開始して以降，低下が継続し，事故発生 7 日後までには最高使用温度(104℃)を下回る。事故発生 7 日後に残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）で運転することにより，除熱能力が改善され，図 1.10 及び図 1.11 に示すように，格納容器圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温は大幅に低下する。 以上から，残留熱除去系の復旧により安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能である。	(2)　残留熱除去系の復旧に関する定量評価 ここでは，残留熱除去系の復旧による安定状態の維持に関する定量評価として，崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）を例に残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を実施した場合の長期間解析を実施した。 第 6 図から第 8 図に格納容器圧力，格納容器雰囲気温度及びサプレッション・プール水温度の解析結果を，それぞれ事象発生の 14 日後まで示す。 第 8 図に示すとおり，サプレッション・プール水温度は事象発生の約 13 時間後に残留熱除去系による格納容器除熱を開始した以降に低下傾向となり，事象発生の 7 日後までに最高使用温度（104℃）を下回る。その後，事象発生の 7 日後に残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を開始すると，除熱性能が向上し，第 6 図及び第 8 図に示すとおり，格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は大幅に低下する。 以上から，残留熱除去系の復旧により安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能である。	（２）残留熱除去系の復旧に関する定量評価 ここでは，残留熱除去系の復旧による安定状態の評価として，安定状態は確立し，炉心の冷却は維持され，格納容器圧力及び温度が低下傾向に向かう崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)を例に評価を行った。 図 1.10 から図 1.12 に，格納容器圧力，格納容器温度及びサプレッション・プール水温度の時間変化を，図 1.13 及び図 1.14 に，注水流量及びサプレッション・プール水位の時間変化を，それぞれ事故発生後 14 日間について示す。 原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱除去系による除熱により，原子炉格納容器の冷却を行いつつ，サプレッション・プール水を水源とする低圧炉心スプレイ系による原子炉注水を行うことで，図 1.14 に示すようにサプレッション・プール水位の上昇は抑制される。 また，図 1.12 に示すように，サプレッション・プール水温度は事象発生 8 時間後に残留熱除去系のサプレッション・プール水冷却モードの運転を開始して以降，低下が継続し，事故発生 7 日後までには最高使用温度(104℃)を下回る。事故発生 7 日後に残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）で運転することにより，除熱能力が改善され，図 1.10 及び図 1.12 に示すように，格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は大幅に低下する。 以上から，残留熱除去系の復旧により安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能である。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
 図 1.10　格納容器圧力の推移	 第 6 図　格納容器圧力の推移	 図 1.10　格納容器圧力の推移	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
	 第 7 図　格納容器雰囲気温度の推移	 図 1.11　格納容器温度の推移	・解析結果の相違 【東海第二】
 図 1.11　サプレッション・チェンバ・プール水温の推移	 第 8 図　サプレッション・プール水温度の推移	 図 1.12　サプレッション・プール水温度の推移	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
 図 1.12　注水流量の推移  図 1.13　サプレッション・チェンバ・プール水位の推移		 図 1.13　注水流量の推移  図 1.14　サプレッション・プール水位の推移	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
2. 残留熱除去系の復旧方法について （1）残留熱除去系の復旧方法及び予備品の確保について 残留熱除去系の機能喪失の原因によっては，大型機器の交換が必要となり復旧に時間がかかる場合も想定されるが，予備品の活用やサイト外からの支援などを考慮すれば，1 ヶ月程度で残留熱除去系を復旧させることが可能であると考えられる。 残留熱除去系の復旧にあたり，原子炉補機冷却海水系，原子炉補機冷却水系については，予備品を保有することで復旧までの時間が短縮でき，成立性の高い作業で機能回復できる機器として，電動機を重大事故等により同時に影響を受けない場所に予備品として確保している。 一方，残留熱除去系については，防潮堤等の津波対策及び原子炉建屋内の内部溢水対策により区分分離されていること，さらに ABWR の残留熱除去系は 3 系統あることから，東日本大震災のように複数の残留熱除去系が同時浸水により機能喪失することはないと考えられる。 なお，ある 1 系統の残留熱除去系の電動機が浸水し，当該の残留熱除去系が機能喪失に至った場合においても，他系統の残留熱除去系の電動機を接続することにより復旧する手順を準備する（「1.0 重大事故対策における共通事項 添付資料 1.0.15 格納容器の長期にわたる状態維持に係わる体制の整備について」参照）。 （2）残留熱除去系の復旧手順について 炉心損傷又は格納容器破損に至る可能性のある事象が発生した場合に，運転員及び緊急時対策要員により残留熱除去系を復旧するための手順を整備してきている。 本手順では，機器の故障箇所，復旧に要する時間，炉心損傷又は格納容器破損に対する時間余裕に応じて「恒久対策」，「応急対策」又は「代替対策」のいずれかを選択するものとしている。 具体的には，故障箇所の特定と対策の選択を行い，故障箇所に	2. 残留熱除去系及び残留熱除去系海水系の復旧方法について （1）残留熱除去系及び残留熱除去系海水系の復旧方法並びに予備品の確保について 残留熱除去系の機能喪失の原因によっては，大型機器の交換が必要となり復旧に時間かかる場合も想定されるが，予備品の活用やサイト外からの支援等を考慮すれば，1 ヶ月程度で残留熱除去系を復旧させることが可能な場合もあると考えられる。 残留熱除去系の復旧に当たり，残留熱除去系海水系については，予備品を保有することで復旧までの時間が短縮でき，成立性の高い作業で機能回復できる機器であり，機械的故障と電気的故障の要因が考えられる残留熱除去系海水系ポンプ電動機を予備品として確保し，重要安全施設との位置的分散を考慮し保管する（詳細は技術的能力に係る審査基準への適合状況説明資料の添付資料 1.0.3「予備品等の確保及び保管場所について」参照）。 一方，残留熱除去系については，防潮堤等の津波対策及び原子炉建屋内の内部溢水対策により区分分離されていることから，複数の残留熱除去系が同時浸水により機能喪失することはないと考えられる。 なお，ある 1 系統の残留熱除去系の電動機が浸水し，当該の残留熱除去系が機能喪失に至った場合においても，残りの系統の残留熱除去系の電動機を接続することにより復旧する手順を準備する。 （2）残留熱除去系及び残留熱除去系海水系の復旧手順について 炉心損傷又は格納容器破損に至る可能性のある事象が発生した場合に，災害対策要員が残留熱除去系及び残留熱除去系海水系を復旧するための手順を「アクシデントマネジメント故障機器復旧手順ガイドライン」にて整備している。 本手順では，機器の故障個所，復旧に要する時間，炉心損傷あるいは格納容器破損に対する時間余裕に応じて「恒久対策」，「応急対策」，又は「代替対策」のいずれかを選択するものとしている。 具体的には，故障個所の特定と対策の選択を行い，故障個所に	2．残留熱除去系の復旧方法について （1）残留熱除去系の復旧方法及び予備品の確保について 残留熱除去系の機能喪失の原因によっては，大型機器の交換が必要となり復旧に時間がかかる場合も想定されるが，予備品の活用やサイト外からの支援などを考慮すれば，１ヶ月程度で残留熱除去系を復旧させることが可能であると考えられる。 残留熱除去系の復旧にあたり，原子炉補機海水系については，予備品を保有することで復旧までの時間が短縮でき，成立性の高い作業で機能回復できる機器として，電動機を重大事故等により同時に影響を受けない場所に予備品として確保している。 一方，残留熱を除去する機能を有する残留熱除去系は２系統（残留熱除去系３系統のうち１系統は注水機能のみ）あり，防波壁等の津波対策及び原子炉建物内の内部溢水対策により区分分離されていることから，東日本大震災のように複数の残留熱除去系が同時浸水により機能喪失することはないと考えられる。 なお，ある１系統の残留熱除去系の電動機が浸水し，当該の残留熱除去系が機能喪失に至った場合において，他系統の残留熱除去系の電動機を接続することにより復旧する手順を準備する。（「1.0 重大事故対策における共通事項 添付資料 1.0.15 格納容器の長期にわたる状態維持に係わる体制の整備について」参照）。 （2）残留熱除去系の復旧手順について 炉心損傷又は格納容器破損に至る可能性のある事象が発生した場合に，緊急時対策要員により残留熱除去系を復旧するための手順を整備してきている。 本手順では，機器の故障箇所，復旧に要する時間，炉心損傷又は格納容器破損に対する時間余裕に応じて「恒久対策」，「応急対策」又は「代替対策」のいずれかを選択するものとしている。 具体的には，故障箇所の特定と対策の選択を行い，故障箇	・運用の相違 【柏崎 6/7】 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
応じた復旧手順にて復旧を行う。図 2.1 に手順書の記載例を示す。	応じた復旧手順にて復旧を行う。	所に応じた復旧手順にて復旧を行う。図 2.1 に手順書の記載例を示す。	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。 図 2.1　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（1/8）		恒久対策の例（1/3） 図 2.1　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（１／８）	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。 図 2.1　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（2/8）		恒久対策の例（2/3） 図 2.1　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（２／８）	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。 図 2.1　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（3/8）		恒久対策の例（3/3） 図 2.1　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（３／８）	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。 図 2.1　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（4/8）		応急対策の例（1/3） 図 2.1　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（４／８）	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。 図 2.1　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（5/8）		応急対策の例（2/3） 図 2.1　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（５／８）	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。 図 2.1　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（6/8）		応急対策の例（3/3） 図 2.1　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（６／８）	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。 図 2.1　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（7/8）		代替対策の例（1／2） 図 2.1　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（７／８）	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。 図 2.1　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（8/8）		代替対策の例（2/2） 図 2.1　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（８／８）	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	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. 原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度制御 (1) 格納容器ベントの場合 重大事故時において格納容器ベントにより格納容器除熱を実施している場合は，事象発生前に原子炉格納容器内に封入されていた窒素等及び炉心損傷に伴うジルコニウム－水反応によって発生した水素等が格納容器ベント時に原子炉格納容器外に排出された後，原子炉格納容器内で発生し続ける水蒸気及び水の放射線分解等によって発生する水素ガス及び酸素ガスが継続的に排出されている状態である。このため，残留熱除去系による格納容器除熱機能が使用可能な状態になり，長期にわたり原子炉格納容器の冷却が可能であること，原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度測定が可能であり，可燃性ガス濃度制御系により原子炉格納容器内の水の放射線分解等によって発生する水素ガス及び酸素ガスを可燃限界濃度に到達することなく制御が可能である※ことが確認された場合に，格納容器ベントを停止することができる。 ※可燃性ガス濃度制御系の処理能力は，定格値（吸込流量 255m³/h[normal]，再結合率 95%）では，初期酸素濃度 3.5vol%において 0.046mol/s の酸素ガスを処理可能である。重大事故時において，水の放射線分解により原子炉格納容器内で発生する酸素ガスは，「3.4 水素燃焼」の条件で 0.029mol/s（事象発生 24 時間後）であることから，可燃性ガス濃度制御系が使用可能となった場合，原子炉格納容器内の酸素濃度の制御が可能である。 残留熱除去系による格納容器除熱は，格納容器スプレイ又はサプレッション・チェンバ・プール水冷却運転により実施する。しかし，長期安定停止状態における格納容器ベント停止後の格納容器除熱は，崩壊熱が低下しているためサプレッション・チェンバ・プール水冷却運転のみで実施可能である。 なお，格納容器スプレイを実施するような場合においては，格納容器内の急激な蒸気凝縮により格納容器圧力が負圧になることを防止するため，格納容器圧力高スクラム設定点を格納容器スプレイ停止設定値としている。運転員は格納容器スプレイ停止設定値に至らないように格納容器スプレイ流量の調整及び格納容器スプレイ停止操作を行う。残留熱除去系による格納容器スプレイは運転員の操作により実施され，自動的に動作するものではない。	【比較のため，「添付資料 3.1.2.9」の一部を記載】 2. 格納容器内の可燃性ガス濃度制御 重大事故時において格納容器圧力逃がし装置により格納容器除熱（以下「格納容器ベント」という。）を実施している場合は， 残留熱除去系による格納容器除熱機能が使用可能な状態になり，長期にわたり格納容器の冷却が可能であること，格納容器内の可燃性ガス濃度測定が可能であり，可燃性ガス濃度制御系により格納容器内の水の放射線分解により発生する酸素及び水素を可燃限界濃度に到達することなく制御が可能であることが確認された場合に，格納容器ベントを停止することができる。 残留熱除去系による格納容器除熱は，格納容器スプレイ又はサプレッション・プール水冷却運転で実施する。しかし，長期安定停止状態における格納容器ベント停止後の格納容器除熱は，崩壊熱が低下しているためサプレッション・プール水冷却運転のみで実施可能である。 なお，格納容器スプレイを実施するような場合においては，格納容器内の急激な蒸気凝縮により格納容器圧力が負圧になることを防止するため，格納容器圧力高スクラム設定点を格納容器スプレイ停止設定値としており，運転員は格納容器スプレイ停止操作を行う。残留熱除去系による格納容器スプレイは運転員の操作により実施され，自動的に動作するものではない。	３．原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度制御 （１）格納容器ベントの場合 重大事故時において格納容器ベントにより原子炉格納容器除熱を実施している場合は，事象発生前に原子炉格納容器内に封入されていた窒素等及び炉心損傷に伴うジルコニウム－水反応によって発生した水素等が格納容器ベント時に原子炉格納容器外に排出された後，原子炉格納容器内で発生し続ける水蒸気及び水の放射線分解等によって発生する水素ガス及び酸素ガスが継続的に排出されている状態である。このため，残留熱除去系による原子炉格納容器除熱機能が使用可能な状態になり，長期にわたり原子炉格納容器の冷却が可能であること，原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度測定が可能であり，可燃性ガス濃度制御系により原子炉格納容器内の水の放射線分解等によって発生する水素ガス及び酸素ガスを可燃限界濃度に到達することなく制御が可能である※ことが確認された場合に，格納容器ベントを停止することができる。 ※可燃性ガス濃度制御系の処理能力は，定格値（吸込流量 255m³/h[normal]，再結合率 95%）では，初期酸素濃度 2.5vol%において 0.06mol/s の酸素ガスを処理可能である。重大事故時において，水の放射線分解により原子炉格納容器内で発生する酸素ガスは，「3.4 水素燃焼」の条件で 0.02mol/s（事象発生 24 時間後）であることから，可燃性ガス濃度制御系が使用可能となった場合，原子炉格納容器内の酸素濃度の制御が可能である。 残留熱除去系による原子炉格納容器除熱は，格納容器スプレイ又はサプレッション・プール水冷却運転により実施する。しかし，長期安定停止状態における格納容器ベント停止後の原子炉格納容器除熱は，崩壊熱が低下しているためサプレッション・プール水冷却運転のみで実施可能である。 なお，格納容器スプレイを実施するような場合においては，原子炉格納容器内の急激な蒸気凝縮により格納容器圧力が負圧になることを防止するため，格納容器圧力高スクラム設定点を格納容器スプレイ停止設定値としている。運転員は格納容器スプレイ停止設定値に至らないように格納容器スプレイ流量の調整及び格納容器スプレイ停止操作を行う。残留熱除去系による格納容器スプレイは運転員の操作により実施され，自動的に動作するものでは	・運用の相違 【柏崎 6/7】 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7】 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
		ない。	
格納容器ベント停止後の格納容器可燃性ガス濃度制御は，可燃性ガス濃度制御系により格納容器内の酸素及び水素を再結合することにより，可燃限界濃度に到達することなく長期安定停止状態を維持することが可能である。 残留熱除去系による格納容器の除熱が継続し，格納容器内での水蒸気発生がなくなる状態（例えば，サプレッション・チェンバ・プール水温 100℃以下）に対して余裕を見込んだサプレッション・チェンバ・プール水温においては，格納容器負圧破損防止のために窒素注入を実施する。（補足説明資料「33.原子炉格納容器への窒素注入について」参照）	格納容器ベント停止後の格納容器可燃性ガス濃度制御は，可燃性ガス濃度制御系により格納容器内の酸素及び水素を再結合することにより，可燃限界濃度に到達することなく長期安定停止状態を維持することが可能である。	格納容器ベント停止後の格納容器可燃性ガス濃度制御は，可燃性ガス濃度制御系により原子炉格納容器内の酸素及び水素を再結合することにより，可燃限界濃度に到達することなく長期安定停止状態を維持することが可能である。 残留熱除去系による原子炉格納容器の除熱が継続し，原子炉格納容器内での水蒸気発生がなくなる状態（例えば，サプレッション・プール水温度 100℃以下）に対して余裕を見込んだサプレッション・プール水温度においては，格納容器負圧破損防止のために窒素注入を実施する。	
(2) 代替循環冷却系の場合 代替循環冷却系により原子炉及び格納容器の除熱を実施している場合は，格納容器過圧破損防止としての格納容器ベントを実施することはないが，可燃性ガス濃度制御系が使用できない場合には，格納容器水素爆発防止として格納容器圧力逃がし装置等を用いた可燃性ガス（水素ガス及び酸素ガス）の排出を実施する。可燃性ガス排出時は代替循環冷却系運転継続のために急激な圧力低下を招かないように格納容器圧力を制御する。格納容器内水素ガス濃度及び格納容器内酸素ガス濃度が十分に低下し，低下傾向が確認できなくなった時点で，格納容器圧力逃がし装置等を用いた可燃性ガスの排出を停止する。 代替循環冷却系による格納容器の除熱が継続し，格納容器内での水蒸気発生がなくなる状態（例えば，サプレッション・チェンバ・プール水温 100℃以下）に対して余裕を見込んだサプレッション・チェンバ・プール水温においては，酸素濃度可燃限界到達防止及び格納容器負圧破損防止のために窒素注入を実施する。（補足説明資料「33.原子炉格納容器への窒素注入について」参照）		（２）残留熱代替除去系の場合 残留熱代替除去系により原子炉及び原子炉格納容器の除熱を実施している場合は，格納容器過圧破損防止としての格納容器ベントを実施することはないが，可燃性ガス濃度制御系が使用できない場合には，格納容器水素爆発防止として格納容器フィルタベント系を用いた可燃性ガス（水素ガス及び酸素ガス）の排出を実施する。可燃性ガス排出時は残留熱代替除去系運転継続のために急激な圧力低下を招かないように格納容器圧力を制御する。原子炉格納容器内水素ガス濃度及び原子炉格納容器内酸素ガス濃度が十分に低下し，低下傾向が確認できなくなった時点で，格納容器フィルタベント系を用いた可燃性ガスの排出を停止する。 残留熱代替除去系による原子炉格納容器の除熱が継続し，原子炉格納容器内での水蒸気発生がなくなる状態（例えば，サプレッション・プール水温度 100℃以下）に対して余裕を見込んだサプレッション・プール水温度においては，酸素濃度可燃限界到達防止及び格納容器負圧破損防止のために窒素注入を実施する。	・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，耐圧強化ベントを使用しない。
(3) 格納容器への窒素ガス注入について 格納容器への窒素ガス注入は，可搬型窒素供給装置又は不活性ガス系による窒素ガス注入により実施する。 可搬型窒素供給装置による窒素ガス注入は，格納容器圧力逃がし装置等で使用する設備と同様に空気中から窒素を抽出し，直接格納容器へ窒素ガスを注入する。 不活性ガス系による窒素ガス封入は，通常運転時に格納容器を	さらに，長期的な保管として，格納容器の不活性化を可搬型窒素供給装置による窒素注入により実施することができる。 【ここまで】	（３）原子炉格納容器への窒素ガス注入について 原子炉格納容器への窒素ガス注入は，可搬式窒素供給装置又は窒素ガス制御系による窒素ガス注入により実施する。 可搬式窒素供給装置による窒素ガス注入は，格納容器フィルタベント系で使用する設備と同様に空気中から窒素を抽出し，直接原子炉格納容器へ窒素ガスを注入する。 窒素ガス制御系による窒素ガス封入は，通常運転時に原子炉格	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，耐圧強

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
不活性化する恒設設備で実施する。液体窒素で保管している貯槽から気化する設備を通して窒素ガスとして格納容器に供給される。この設備を使用する場合は，タンクローリ等による貯槽への補給体制，気化する設備への加熱源復旧，貯槽から格納容器までの配管健全性確認及び計装用空気・電源等のユーティリティー復旧が必要となる。		納容器を不活性化する恒設設備で実施する。液体窒素で保管している貯槽から気化する設備を通して窒素ガスとして原子炉格納容器に供給される。この設備を使用する場合は，タンクローリ等による貯槽への補給体制，気化する設備への加熱源復旧，貯槽から原子炉格納容器までの配管健全性確認及び計装用空気・電源等のユーティリティー復旧が必要となる。	化ベントを使用しない。

（別紙 2）

長期間でのサプレッション・プール水位の挙動について

格納容器ベントを使用した場合の長期的なサプレッション・プール水位の挙動を確認するため，サプレッション・プールからの放熱量の概算値からサプレッション・プール水位の上昇によるベントライン到達までの期間を算出した。

(1)　評価条件

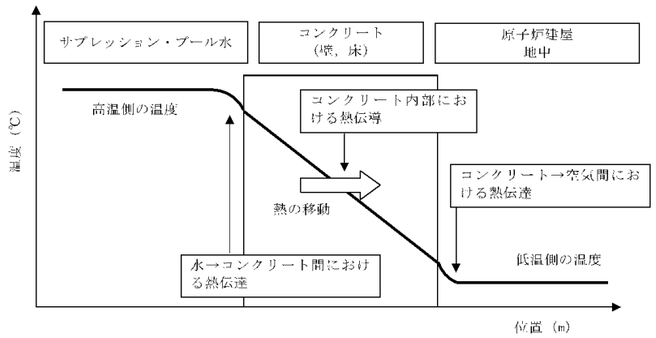
サプレッション・プールからの放熱の概要図を第 1 図に示すとともに，評価条件を以下に示す。なお，事象発生の 30 日後においては，サプレッション・プール水及びサプレッション・チェンバ内の蒸気は飽和状態で平衡しており，温度差が非常に小さいことから，サプレッション・プール上面からサプレッション・チェンバ空間部への放熱は考慮しない。

第 1 表　評価に使用するデータ一覧

項　目	値	備　考
サプレッション・プール内径（R_1）	25.9m	設計値
サプレッション・プール外径（R_2）	29.5m	設計値
サプレッション・プールのコンクリート厚さ（床面）（D_1）	5.0m	設計値
サプレッション・プールのコンクリート厚さ（壁面）（D_2）	1.8m	設計値
熱伝達率（水→コンクリート間）（A_1）	2.0W／m^2・℃	原子炉隔離時冷却系ポンプ室温評価（添付資料 2.3.1.3 補足資料 2）における鉛直壁面の熱伝達率を使用
熱伝達率（コンクリート→空気間）（A_2）	2.0W／m^2・℃	原子炉隔離時冷却系ポンプ室温評価（添付資料 2.3.1.3 補足資料 2）における鉛直壁面の熱伝達率を使用
コンクリートの熱伝導率（λ）	1.6W／m・℃	伝熱工学資料第 5 版より

項　目	値	備　考
高温側の温度（T_1）	102℃	格納容器ベントを使用した場合の事象発生 30 日後のサプレッション・プール水温度（解析値）
低温側の温度（T_2）	10℃	原子炉建屋換気系の設計温度下限値なお，床面からの放熱先は地中となるが，本評価では簡易的に本温度を適用
潜熱（E）	2,251kJ／kg	水温 102℃の値
ベントライン高さ（H_V）	15.1m	設計値
サプレッション・プール水位（H_S）	12.8m	格納容器ベントを使用した場合の事象発生 30 日後の水位（解析値）
単位長さ当たりのサプレッション・プール水量（L）	472m^3	水位 6.983m 時の水量 3,300m^3（設計値）より算出

・記載方針の相違
【東海第二】
島根２号炉は，同様の評価を実施していない。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
	＜評価式＞ ①床面からの放熱量（Q_F：単位 kW） $Q_F = K_F (T_1 - T_2) \pi (R_1/2)^2/1000$ $1/K_F = 1/A_1 + D_1/\lambda + 1/A_2$ ②壁面からの放熱量（Q_W：単位 kW） $Q_W = K_W (T_1 - T_2) \pi R_2 H_S/1000$ $1/K_W = 1/A_1 + D_2/\lambda + 1/A_2$ ③サプレッション・プール水の増加速度（Ｉ：単位 kg／sec） $I = (Q_F + Q_W)/E$ ④ベントライン水没までの時間（Ｐ：単位 sec） $P = 30 \times 24 \times 60 \times 60 + 1000 (H_V - H_S) L/I$  第１図　サプレッション・プールからの放熱の概要図 (2)　評価結果 サプレッション・プールからの放熱量は，約 63kW と評価され，これがサプレッション・プールへ流入する蒸気の凝縮に使われるとした場合，サプレッション・プール水位がベントラインに到達するのは，事象発生からおおよそ 470 日後となる。なお，サプレッション・プールからの放熱量を保守的に 100kW と仮定した場合でも，サプレッション・プール水位がベントラインに到達するのは，事象発生からおおよそ 310 日後となる。		

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

添付資料 2.1.2

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧・低圧注水機能喪失）

表１－１　解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間および評価項目となるパラメータに与える影響（高圧・低圧注水機能喪失）（1/2）

【SAFER，CHASTE】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL，ROSA-Ⅲの実験解析において，熱伝達係数を低めに評価する可能性があり，他の解析モデルの不確かさともあいまってコード全体として，炉心が露出し，スプレイ冷却のない場合には実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し，スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて10℃～150℃程度高めに評価する。また，炉心が冠水維持する場合においては，FIST-ABWR の実験解析において燃料被覆管温度の上昇はないため，不確かさは小さい。また，低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは 20℃～40℃程度である。	解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
		輻射熱伝達モデル	入力値に含まれる。輻射率は，1,200℃付近のジルカロイ被覆管の酸化面における輻射率（0.7～0.8）を踏まえて 0.67 を用いることで，輻射伝熱を小さくするよう考慮している。なお，輻射率 0.67 を用いた場合の PCT は，輻射率 0.75 を用いた場合に比べて数℃程度高くなる。また，部分長燃料棒より上部にも出力燃料棒が存在すると仮定して輻射伝熱を小さくするよう考慮している。	解析コードは燃料集合体断面の幾何学的配置に基づいて，燃料被覆管，チャンネルボックスの温度を詳細に評価し，対流熱伝達係数，燃料の最大線出力密度等の解析条件により，全体として燃料被覆管温度を高く評価するが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	燃料集合体断面の幾何学的配置に基づいて，燃料被覆管，チャンネルボックスの温度を詳細に評価し，対流熱伝達係数，燃料の最大線出力密度等の解析条件により，全体として燃料被覆管温度を高く評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており，保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは燃料被覆管の酸化について，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え，燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は，燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され，SAFER コードから引き継ぐ対流熱伝達係数及び燃料の最大線出力密度などの解析条件を保守的に取り扱うことにより燃料被覆管温度は高めに評価され，円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードは燃料被覆管温度を高めに評価することから，破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においてもおおむね保守的な判定結果を与えるものと考える。仮に格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）を用いて，設計基準事故相当のγ線線量率の 10 倍を超える大量の燃料被覆管破裂を計測した場合には，炉心損傷後の運転操作を適用する必要があり，格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作の起点が，格納容器圧力が限界圧力に到達するまでとなる。しかしながら，格納容器除熱操作までには本解析においても約 17 時間後の操作であり，十分な時間余裕があることから運転員等の判断・操作に対して問題となることはない。	破裂発生前の燃料被覆管の膨れ及び破裂発生の有無は，伝熱面積やギャップ熱伝達係数，破裂後のジルコニウム－水反応熱に影響を与え，燃料被覆管の最高温度及び酸化割合に影響を与えることとなる。解析コードは前述の判定を行うための燃料被覆管温度を高めに評価することから，おおむね保守的な結果を与えるものと考える。
	沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，二相水位変化は，解析結果に重畳する水位振動成分を除いて，実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは 20℃～40℃程度である。 また，原子炉圧力の評価において，ROSA-Ⅲでは 2MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており，解析上，低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし，実験で圧力低下が遅れた理由は，水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し，LPCS スプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり，低圧注水系を注水手段として用いる事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。このため，燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化をおおむね同等に評価することから，有効性評価解析における燃料被覆管温度に対し，水位振動に伴うクェンチ時刻の早期化を考慮した影響を取り込む必要があるが，炉心の著しい損傷が発生せず，かつ，燃料被覆管の破裂を著しく増加させない燃料被覆管温度に対して，約 70℃の余裕があることからその影響は小さい。 （添付資料 2.1.3）

東海第二発電所　（2018.9.12 版）

添付資料 2.1.3

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧・低圧注水機能喪失）

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

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。 最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移，気液熱非平衡	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL，ROSA-Ⅲの実験解析において，熱伝達係数を低めに評価する可能性があり，他の解析モデルの不確かさとあいまってコード全体として，炉心が露出し，スプレイ冷却のない場合には実験結果の燃料被覆管温度に比べて＋50℃程度高めに評価し，スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて 10℃～150℃程度高めに評価する。 また，炉心が冠水維持する場合においては，FIST-ABWR の実験解析において燃料被覆管温度の上昇はないため，不確かさは小さい。低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは 20℃～40℃程度である。	解析コードは，実験結果の燃料被覆管温度に比べて＋50℃高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで，燃料被覆管温度は低くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは，実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just式による計算モデルを採用しており，保守的な結果を与える。	解析コードは，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない	解析コードは，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高く評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は，燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され，燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され，円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって，ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードは，燃料被覆管温度を高めに評価することから，破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合でもおおむね保守的な結果を与えるものと考える。仮に格納容器雰囲気放射線モニタにより炉心損傷を確認した場合には，炉心損傷後の運転操作に移行し，格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作の起点が変更される。しかしながら，本解析において格納容器除熱操作を実施するのは事象発生の約 28 時間後であり，十分な時間余裕があることから運転員等の判断・操作に対して問題とならない。	破裂発生前の被覆管の膨れ及び破裂発生の有無は，伝熱面積やギャップ熱伝達係数，破裂後の金属－水反応熱に影響を与え，燃料被覆管最高温度に影響を与える。解析コードは，前述の判定を行うための燃料被覆管温度を高めに評価することから，おおむね保守的な結果を与えるものと考える。

島根原子力発電所　２号炉

添付資料 2.1.2

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧・低圧注水機能喪失）

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

【ＳＡＦＥＲ】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	ＴＢＬ，ＲＯＳＡ－Ⅲの実験解析において，熱伝達係数を低めに評価する可能性があり，他の解析モデルの不確かさとも相まってコード全体として，炉心が露出し，スプレイ冷却のない場合には実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し，スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて10℃～150℃程度高めに評価する。また，炉心が冠水維持する場合においては，ＦＩＳＴ－ＡＢＷＲの実験解析において燃料被覆管温度の上昇はないため，不確かさは小さい。また，低圧原子炉代替注水系（常設）による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃～40℃程度である。	解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もるＢａｋｅｒ－Ｊｕｓｔ式による計算モデルを採用しており，保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは燃料被覆管の酸化について，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え，燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は，燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され，燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され，円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードは燃料被覆管温度を高めに評価することから，破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においてもおおむね保守的な判定結果を与えるものと考える。仮に格納容器内雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）を用いて，設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超える大量の燃料被覆管破裂を計測した場合には，炉心損傷後の運転操作を適用する必要があり，格納容器フィルタベント系による格納容器除熱操作の起点が，サプレッション・プール水位が通常水位＋約1.3mに到達した時点となる。しかしながら，格納容器除熱操作は本解析においても約30時間後の操作であり，十分な時間余裕があることから運転員等の判断・操作に対して問題となることはない。	破裂発生前の燃料被覆管の膨れ及び破裂発生の有無は，伝熱面積やギャップ熱伝達係数，破裂後の金属－水反応熱に影響を与え，燃料被覆管の最高温度及び酸化割合に影響を与えることとなる。解析コードは前述の判定を行うための燃料被覆管温度を高めに評価することから，おおむね保守的な結果を与えるものと考える。
	沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果	二相流体の流動モデル	ＴＢＬ，ＲＯＳＡ－Ⅲ，ＦＩＳＴ－ＡＢＷＲの実験解析において，二相水位変化は，解析結果に重畳する水位振動成分を除いて，実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却(蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは20℃～40℃程度である。 また，原子炉圧力の評価において，ＲＯＳＡ－Ⅲでは，2MPaより低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており，解析上，低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし，実験で圧力低下が遅れた理由は，水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し，ＬＰＣＳスプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり，低圧原子炉代替注水系（常設）を注水手段として用いる本事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。このため，燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧原子炉代替注水系（常設）の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	解析コードは炉心内の二相水位変化をおおむね同等に評価することから，有効性評価解析における燃料被覆管温度に対し，水位振動に伴うクエンチ時刻の早期化を考慮した影響を取り込む必要があるが，有効性評価における燃料被覆管最高温度は約509℃であり，評価項目に対して余裕があることから，その影響は小さい。

備考

・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1－1　解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（高圧・低圧注水機能喪失）

【SAFER, CHASTE】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き，ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については，燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく，質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプス水位が取り扱えれば十分である。このため，特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉への注水開始は，給水喪失に伴う原子炉水位（シュラウド外水位）の低下開始を起点として，非常用炉心冷却系注水機能喪失確認及び代替低圧注水準備を速やかに開始することとなり，水位低下挙動が早い場合であっても，これら操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。水位低下挙動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお，解析コードはシュラウド外水位を現実的に評価することから不確かさは小さい。	シュラウド外水位を適切に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWRの実験解析において，圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており，臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。関連する運転操作として急速減圧後の注水操作があるが，注水手段が確立してから減圧を行うことが手順の前提であり，原子炉圧力及び原子炉水位の変動が運転員等操作時間に与える影響はない。	逃がし安全弁流量は，設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口及び逃がし安全弁からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し，原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。破断口及び逃がし安全弁からの流出流量は，圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し，平衡均質流に達するのに十分な長さであることから，管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ，平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており，実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え，燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

東海第二発電所　（2018.9.12版）

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

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWRの実験解析において，二相水位変化は，解析結果に重畳する水位振動成分を除いて，実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは20℃～40℃程度である。 また，原子炉圧力の評価において，ROSA-Ⅲでは，2MPaより低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており，解析上，低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし，実験で圧力低下が遅れた理由は，水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し，LPCSスプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり，低圧注水系を注水手段として用いる事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。このため，燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから，運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	解析コードは，燃料被覆管温度に対して，解析結果に重畳する水位振動に伴う燃料棒冷却の不確かさの影響を考慮すると20℃～40℃程度低めに評価する可能性があるが，有効性評価解析における燃料被覆管最高温度は約338℃であり，評価項目に対して十分な余裕があることから，その影響は非常に小さい。
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き，ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については，燃料被覆管温度及び運転員等操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく，質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプス水位が取り扱えれば十分である。このため，特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは，ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは，ダウンカマ部の二相水位（シュラウド外水位）を適切に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWRの実験解析において，圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており，臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは，原子炉圧力変化を適切に評価することから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は，圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し，平衡均質流に達するのに十分な長さであることから，管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ，平衡均質臨界流モデルを適用可能である。	解析コードは，原子炉圧力変化を適切に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は，圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し，平衡均質流に達するのに十分な長さであることから，管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ，平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ECCS注水（給水系・代替注水系含む。）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。 各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており，実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え，燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

島根原子力発電所　2号炉

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

(2/2)

【ＳＡＦＥＲ】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き，ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については，燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく，質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプス水位が取り扱えれば十分である。このため，特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉への注水開始は，給水喪失に伴う原子炉水位（シュラウド外水位）の低下開始を起点として，ＥＣＣＳ注水機能喪失確認及び代替低圧注水準備を速やかに開始することとなり，水位低下挙動が早い場合であっても，これら操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。水位低下挙動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお，解析コードはシュラウド外水位が現実的に評価されることから不確かさは小さい。	解析コードは，ダウンカマ部の二相水位（シュラウド外水位）を適切に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	ＴＢＬ，ＲＯＳＡ－Ⅲ，ＦＩＳＴ－ＡＢＷＲの実験解析において，圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており，臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは，原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。関連する運転操作として急速減圧後の注水操作があるが，注水手段が確立してから減圧を行うことが手順の前提であり，原子炉圧力及び原子炉水位の変動が運転員等操作時間に対して与える影響はない。	逃がし安全弁流量は，設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し，原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。破断口及び逃がし安全弁からの流出流量は，圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し，平衡均質流に達するのに十分な長さであることから，管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ，平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており，実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え，燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

備考

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

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

【MAAP】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる．	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認．	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認．
原子炉圧力容器	ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）	安全系モデル（非常用炉心冷却系） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる．	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認．	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認．
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR 実験解析では，格納容器圧力及び温度について，温度成層化を含めて傾向を良く再現できることを確認した．格納容器温度を１数℃程度高めに評価する傾向が確認されたが，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる．また，非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと良く一致することを確認した． 格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析では，格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと良く一致することを確認した．	HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を１数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい．	HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を１数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい．
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる． スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない．	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認．	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認．
	格納容器ベント	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	入力値に含まれる． MAAP コードでは格納容器ベントについては，設計流量に基づいて流路面積を入力値として与え，格納容器各領域間の流動と同様の計算方法が用いられている．	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認．	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認．

東海第二発電所　（2018.9.12 版）

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

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる。 保守的な崩壊熱を入力値に用いており，解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉圧力容器	ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む。）	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	入力値に含まれる。 保守的な注水特性を入力値に用いており，解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR 実験解析では，格納容器圧力及び雰囲気温度について，温度成層化を含めて傾向を良く再現できることを確認した。格納容器雰囲気温度を十数℃程度高めに，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されたが，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また，非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データとよく一致することを確認した。 格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析では，格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データとよく一致することを確認した。	解析コードは，HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析において格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは，HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ）	入力値に含まれる。 スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	格納容器ベント	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	入力値に含まれる。 格納容器ベントについては，設計流量に基づいて流路面積を入力値として与え，格納容器各領域間の流動と同様の計算方法が用いられている。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

島根原子力発電所　２号炉

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

【ＭＡＡＰ】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる。 保守的な崩壊熱を入力値に用いており，解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉圧力容器	ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）	安全系モデル（非常用炉心冷却系） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる。 保守的な注水特性を入力値に用いており，解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	ＨＤＲ実験解析では，格納容器圧力及び温度について，温度成層化を含めて傾向を良く再現できることを確認した。格納容器温度を十数℃程度高めに，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されたが，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなると考えられる。また，非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと良く一致することを確認した。 格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析では，格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	ＨＤＲ実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系（可搬型）及び格納容器フィルタベント系によるベント操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系（可搬型）及び格納容器フィルタベント系によるベント操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	ＨＤＲ実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ）	入力値に含まれる。 スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	格納容器ベント	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	入力値に含まれる。 ＭＡＡＰコードでは格納容器ベントについては，設計流量に基づいて流路面積を入力値として与え，格納容器各領域間の流動と同様の計算方法が用いられている。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

備考

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

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

	項目	解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ 解析条件	最確条件	条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,925MWt 以下（実績値）	定格原子炉熱出力として設定 原子炉熱出力のゆらぎを考慮した最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約 7.05MPa[gage]～約 7.12MPa[gage]（実測値）	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため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。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため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（セパレータスカート下端から約+116cm～約+119cm）（実測値）	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，原子炉スクラム 10 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は，高圧が維持された状態でも通常運転水位約-4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約-30mm であり非常に小さい。したがって，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。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，原子炉スクラム 10 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は，高圧が維持された状態でも通常運転水位約-4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約-30mm であり非常に小さい。したがって，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。
	炉心流量	52,200t/h（定格流量（100%））	定格流量の約 91%～約 110%（実測値）	定格流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量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。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量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	9×9 燃料（A 型）	装荷炉心ごと	9×9 燃料（A 型）と 9×9 燃料（B 型）は，熱水的な特性はほぼ同等であり，燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されることから，代表的に 9×9 燃料（A 型）を設定	最確条件とした場合は，9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか，それらの混在炉心となるが，いずれの燃料の熱水力特性はほぼ同等であり，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。	最確条件とした場合は，9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか，それらの混在炉心となるが，いずれの型式も燃料の熱水力特性はほぼ同等であり，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。
	最大線出力密度	44.0kW/m	約 42kW/m 以下（実績値）	設計限界値として設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度 約 30GWd/t（実績値）	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を考慮して設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが，格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器容積（ドライウェル）	7,350m³	7,350m³（設計値）	ドライウェル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）	解析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。	解析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。
	格納容器容積（ウェットウェル）	空間部：5,960m³ 液相部：3,580m³	空間部：約 5,980m³～約 5,945m³ 液相部：約 3,560m³～約 3,595m³（実測値）	ウェットウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによる格納容器容積（ウェットウェル）の液相部（空間部）の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば，通常時の液相部の熱容量は約 3,600m³ 相当分であるのに対して，ゆらぎによる容積減少分の熱容量は約 20m³ 相当分であり，その減少割合は通常時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって，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。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによる格納容器容積（ウェットウェル）の液相部（空間部）の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば，通常時の液相部の熱容量は約 3,600m³ 相当分であるのに対して，ゆらぎによる容積減少分の熱容量は約 20m³ 相当分であり，その減少割合は通常時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって，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。
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（通常運転水位）	約 7.01m～約 7.08m（実測値）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・プール水位低下分の熱容量は通常水位時に対して非常に小さい。例えば，通常水位時（7.05m）の熱容量は約 3600m³ 相当分であるのに対して，ゆらぎによる水位低下分（通常水位 0.04m 分）の熱容量は約 20m³ 相当分であり，その低下割合は通常水位時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって，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。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・プール水位低下分の熱容量は通常水位時に対して非常に小さい。例えば，通常水位時（7.05m）の熱容量は約 3600m³ 相当分であるのに対して，ゆらぎによる水位低下分（通常水位 0.04m 分）の熱容量は約 20m³ 相当分であり，その低下割合は通常水位時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって，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。
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	約 30℃～約 35℃（実測値）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は，解析条件で設定している水温よりも低くなるため，格納容器圧力上昇が遅くなり，格納容器スプレイ及び格納容器ベント操作の開始が遅くなるが，その影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は，解析条件で設定している水温よりも低くなるため，格納容器の熱容量は大きくなり格納容器ベントに至るまでの時間が長くなるが，その影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

添 2.1.2-4

東海第二発電所　（2018.9.12 版）

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

	項　目	解析条件の不確かさ 解析条件	最確条件	条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	約 3,279MW～約 3,293MW（実績値）	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合には，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。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は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合には，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。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は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力（圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	約 6.91MPa[gage]～約 6.94MPa[gage]（実績値）	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため，事象進展に及ぼす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 約－4 cm～約＋6 cm （セパレータスカート下端から約＋122cm～約＋132cm）（実績値）	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下（レベル２）までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 4cm であり非常に小さい。したがって，事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下（レベル２）までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 4cm であり非常に小さい。したがって，事象進展に及ぼす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。
	炉心流量	48,300t／h（定格流量（100％流量））	定格流量の約 86％～約 104％（実績値）	定格流量として設定	最確条件とした場合には，炉心流量の運転範囲において解析条件から変動し得るが，事象初期において原子炉がスクラムするとともに，再循環系ポンプがトリップするため，初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，炉心流量の運転範囲において解析条件から変動し得るが，事象初期において原子炉がスクラムするとともに，再循環系ポンプがトリップするため，初期炉心流量が事象進展に及ぼす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	９×９燃料（A型）	装荷炉心ごと	９×９燃料（A型）と９×９燃料（B型）は，熱水力的な特性はほぼ同等であり，その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから，代表的に９×９燃料（A型）を設定	最確条件とした場合には，９×９燃料（A型）及び９×９燃料（B型）の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが，両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから，事象進展に及ぼす影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，９×９燃料（A型）及び９×９燃料（B型）の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが，両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから，炉心冷却性に大きな差はなく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	最大線出力密度	44.0kW／m	約 33kW／m～約 41kW／m（実績値）	通常運転時の熱的制限値として設定	最確条件とした場合には，燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には，解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなるため，燃料被覆管温度上昇が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。

島根原子力発電所　２号炉

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

	項目	解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ 解析条件	最確条件	条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
初期条件	原子炉熱出力	2,436MW	2,435MW 以下（実績値）	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力	6.93MPa[gage]	約 6.77～6.79MPa[gage]（実績値）	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため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。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため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。
	原子炉水位	通常運転水位（気水分離器下端から+83 cm）	通常運転水位（気水分離器下端から約+83cm～約+85 cm）（実績値）	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，原子炉スクラム 25 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は，高圧が維持された状態でも通常運転水位から約 4.6m であるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約２cmであり非常に小さい。従って，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。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，原子炉スクラム 25 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は，高圧が維持された状態でも通常運転水位から約 4.6m であるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約２cmであり非常に小さい。従って，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。
	炉心流量	35.6×10³t/h	定格流量の 85～104%（実測値）	定格炉心流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量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ない。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量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	９×９燃料（A型）	装荷炉心毎	９×９燃料（A型），９×９燃料（B型）は熱水力的な特性は同等であり，その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること，また，９×９燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく，燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため，MOX燃料の評価は９×９燃料（A型）の評価に包絡されることを考慮し，代表的に９×９燃料（A型）を設定	最確条件とした場合は，炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが，装荷される燃料である９×９燃料（A型），９×９燃料（B型），MOX燃料について，９×９燃料（A型），９×９燃料（B型）は熱水力的な特性は同等であり，また，MOX燃料の評価は９×９燃料（A型）の評価に包絡され，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。	最確条件とした場合には，炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが，装荷される燃料である９×９燃料（A型），９×９燃料（B型），MOX燃料のうち，９×９燃料（A型），９×９燃料（B型）は熱水力的な特性は同等であり，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。MOX燃料の評価は９×９燃料（A型）の評価に包絡され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	約 40.6kW/m 以下（実績値）	通常運転時の熱的制限値	最確条件とした場合は，燃料被覆管温度上昇が緩和されるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，燃料被覆管温度上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979（燃焼度33GWd/t）	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約30GWd/t（実績値）	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	最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力上昇及び温度の上昇が遅くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下が緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが，格納容器圧力の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

備考

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

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	格納容器圧力	5.2kPa[gage]	約3kPa[gage]～約7kPa[gage]（実測値）	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによる格納容器圧力の上昇量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば，事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約18kPaであるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり，格納容器ベント時間が約7分早くなる程度である。したがって，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。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによる格納容器圧力の上昇量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば，事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約18kPaであるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり，格納容器ベント時間が約7分早くなる程度である。したがって，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。
	格納容器温度	57℃	約43℃～約62℃（実測値）	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから，初期温度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。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから，初期温度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。
	真空破壊装置	3.43kPa（ドライウェル－サプレッション・チェンバ間差圧）	3.43kPa（ドライウェル－サプレッション・チェンバ間差圧）（設計値）	真空破壊装置の設定値	解析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。	解析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。
	外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃，事象開始 24 時間以降は 40℃）	約35℃～約50℃（実測値）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は，解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり，格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり，間欠スプレイの間隔に影響するが，スプレイ間隔は原子炉水位維持操作に依存することから，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，解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり，炉心の再冠水までの挙動に影響する可能性はあるが，この原熱分の影響は小さく，燃料被覆管温度の上昇に対する影響は小さい。 また，格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり，格納容器圧力透がし装置等の操作開始時期が遅くなるが，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	約21,400m³	21,400m³以上（淡水貯水池水量＋復水貯蔵槽水量）	淡水貯水池及び通常運転中の復水貯蔵槽の水量を参考に設定	最確条件とした場合は，解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなる。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2,040kl	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，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。	－

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

項　目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd／t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度 約 31GWd／t （実績値）	１サイクルの運転期間（13ヶ月）に調整運転期間（約１ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度として設定	最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は遅くなるが，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器圧力	5kPa[gage]	約 2.2kPa[gage]～約 4.7kPa[gage]（実績値）	通常運転時の格納容器圧力を包含する値として設定	最確条件とした場合には，解析条件で設定している圧力よりも小さくなるため，格納容器圧力が低めに推移することから，格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。ただし，ゆらぎによる格納容器圧力の変動は 3kPa 程度と非常に小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，解析条件で設定している圧力よりも小さくなるため，格納容器圧力が低めに推移することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし，ゆらぎによる格納容器圧力の変動は 3kPa 程度と非常に小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器雰囲気温度	57℃	約 25℃～約 58℃（実績値）	通常運転時の格納容器雰囲気温度（ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度）として設定	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，格納容器雰囲気温度は，格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となり，初期温度のゆらぎ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。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，格納容器雰囲気温度は，格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となり，初期温度のゆらぎ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。
	格納容器体積（ドライウェル）	5,700m³	5,700m³（設計値）	設計値	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器体積（サプレッション・チェンバ）	空間部：4,100m³ 液相部：3,300m³	空間部： 約 4,058 m³～約 4,092m³ 液相部： 約 3,308m³～約 3,342m³ （実績値）	設計値（通常運転時のサプレッション・プール水位の下限値に基づき設定）	最確条件とした場合には，格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の液相部の運転範囲において解析条件より大きめの水量となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・チェンバ液相部の水量は 3,300m³であるのに対し，ゆらぎによる水量変化は約 42m³であり，その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって，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。	最確条件とした場合には，格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の液相部の運転範囲において解析条件より大きめの水量となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プール4の水量は 3,300m³であるのに対し，ゆらぎによる水量変化は約 42m³であり，その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって，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。

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

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	格納容器空間容積（ドライウェル）	7,900m³	7,900m³（設計値）	ドライウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析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。
	格納容器空間容積（サプレッション・チェンバ）	空間部：4,700m³ 液相部：2,800m³	空間部：4,700m³ 液相部：2,800m³ （設計値）	サプレッション・チェンバ内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定	解析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。	解析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。
	真空破壊装置	3.43kPa（ドライウェル－サプレッション・チェンバ間差圧）	3.43kPa（ドライウェル－サプレッション・チェンバ間差圧）（設計値）	真空破壊装置の設定値	解析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。	解析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。
	サプレッション・プール水位	3.61m（通常運転水位）	約3.59m～約3.63m（実測値）	通常運転時のサプレッション・プール水位として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによるサプレッション・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば，通常水位の熱容量は約2,800m³相当であるのに対して，ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.02m分）の熱容量は約20m³程度であり，その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。従って，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。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによるサプレッション・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば，通常水位の熱容量は約2,800m³相当であるのに対して，ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.02m分）の熱容量は約20m³程度であり，その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。従って，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。
	サプレッション・プール水温度	35℃	約19℃～約35℃（実測値）	通常運転時のサプレッション・プール水温度の上限値として設定	最確条件とした場合は，解析条件で設定している水温よりも低くなるため，格納容器圧力上昇が遅くなり，格納容器ベントの操作開始が遅くなるが，その影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は，解析条件で設定している水温よりも低くなるため，格納容器の熱容量は大きくなり，格納容器ベントに至るまでの時間が長くなるが，その影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器圧力	5kPa[gage]	約５kPa[gage]～約７kPa[gage]（実測値）	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば，事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率（平均）は１時間あたり約18kPaであるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約２kPaであり非常に小さい。従って，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。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによる格納容器圧力の上昇与える影響は小さい。例えば，事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率（平均）は１時間あたり約18kPaであるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約２kPaであり非常に小さい。従って，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。
	格納容器温度	57℃	約45℃～約54℃程度（実測値）	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，格納容器温度は飽和温度として推移することとなることから，初期温度が事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，格納容器温度は飽和温度として推移することとなることから，初期温度が事象進展に及ぼす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℃	31℃以下（実績値）	屋外貯水槽の水源温度として実測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，解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり，格納容器圧力上昇は遅くなり，格納容器フィルタベント操作の開始が遅くなるが，その影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は，解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり，格納容器圧力上昇は遅くなるが，格納容器圧力上昇は格納容器ベントにより抑制されることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	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は大きくなるため，水源が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	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が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。	－

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

東海第二発電所　（2018.9.12 版）

島根原子力発電所　２号炉

備考

第２表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（3／6）

項　目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	サプレッション・プール水位	6.983m （通常運転範囲の下限値）	7.000m～7.070m （実績値）	通常運転時のサプレッション・プール水位の下限値として設定	最確条件とした場合には，サプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プール水位が6.983mの時の水量は3,300m³であるのに対し，ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約42m³であり，その割合は初期保有水量の1.3%程度と非常に小さい。したがって，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。	最確条件とした場合には，サプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プール水位が6.983mの時の水量は3,300m³であるのに対し，ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約42m³であり，その割合は初期保有水量の1.3%程度と非常に小さい。したがって，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。
	サプレッション・プール水温度	32℃	約15℃～約32℃ （実績値）	通常運転時のサプレッション・プール水温度の上限値として設定	最確条件とした場合には，解析条件で設定しているサプレッション・プール水温度と同等以下となる。32℃の場合は，解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。また，32℃未満の場合は，サプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため，格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始は遅くなる。	最確条件とした場合には，解析条件で設定しているサプレッション・プール水温度と同等以下となる。32℃の場合は，解析条件と最確条件は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ない。また，32℃未満の場合は，サプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	真空破壊装置	作動差圧：3.45kPa （ドライウェル－サプレッション・チェンバ間差圧）	作動差圧：3.45kPa （ドライウェル－サプレッション・チェンバ間差圧） （設計値）	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同等であることから，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。	解析条件と最確条件は同等であることから，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。
	外部水源の水温	35℃	35℃以下	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，解析条件で設定している水温と同等以下となる。35℃の場合は，解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。また，35℃未満の場合は，格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まることから，同等の効果を得るために必要となるスプレイ水量が少なくなり，外部水源を用いた格納容器スプレイに伴うサプレッション・プール水位の上昇が緩和されることから，サプレッション・プール水位を操作開始の起点とする操作の開始は遅くなる。	最確条件とした場合には，解析条件で設定している水温と同等以下となる。35℃の場合は，解析条件と最確条件は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ない。また，35℃未満の場合は，格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まるが，格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施することに変わりはなく，格納容器圧力の最高値はおおむね格納容器ベント時の圧力で決定されるため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の容量	約8,600m³	約8,600m³以上 （西側淡水貯水設備＋代替淡水貯槽）	西側淡水貯水設備及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	最確条件とした場合には，解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなる。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。	－
	燃料の容量	約1,010kL	約1,010kL以上 （軽油貯蔵タンク＋可搬型設備用軽油タンク）	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	最確条件とした場合には，解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。管理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。	－

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

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	－	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定	－	－
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	－	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を，低圧注水機能として残留熱除去系（低圧注水モード）の機能喪失を設定		
	外部電源	外部電源あり	－	外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル３）による原子炉スクラム点では原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，炉心冷却上厳しくなる	炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。 なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。 仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は，外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップするため，原子炉水位の低下が遅くなり，炉心露出時間も短くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給される。
機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル３） （遅れ時間：1.05秒）	原子炉水位低（レベル３） （遅れ時間：1.05秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	解析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。	解析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。
	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	再循環ポンプが，原子炉水位低（レベル３）で４台，原子炉水位低（レベル２）で残りの６台がトリップ	再循環ポンプが，原子炉水位低（レベル３）で４台，原子炉水位低（レベル２）で残りの６台がトリップ	原子炉冷却材再循環系のインターロックとして設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析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。
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51MPa[gage]～7.86MPa[gage] 363t/h/個～3891/h/個	逃がし弁機能 7.51MPa[gage]～7.86MPa[gage] 363t/h/個～389 t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	解析条件と最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。	解析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。
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の６個による原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁の６個による原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件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。	解析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。
	低圧代替注水系（常設）	最大 300m³/h で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	最大 300m³/h で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	140m³/h にて原子炉格納容器内へスプレイ	140m³/h 以上で原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定	スプレイ流量は運転員による調整が行われ，その増減により圧力抑制効果に影響を受けるが，操作手順に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	スプレイ流量は運転員による調整が行われ，その増減により圧力抑制効果に影響を受けるものの，格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりはないため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が 0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/s に対して，原子炉格納容器フィルタベント系（流路面積70%開）にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/s に対して，原子炉格納容器フィルタベント系（流路面積70%開）にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して，格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な等價度として設定	実際の流量が解析より多い場合，格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが，操作手順に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の流量が解析より多い場合，格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが，格納容器圧力の最大値は格納容器ベント時のピーク圧力であり，ベント後の格納容器圧力挙動への影響はほとんどないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

項　目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	－	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定	－	－
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失	－	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系，低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の機能喪失を設定		
	外部電源	外部電源あり	－	外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル３）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，炉心冷却上厳しくなる	炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備により電源が供給され，運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は，外部電源喪失と同時に再循環系ポンプがトリップするため，原子炉水位の低下が遅くなり，炉心露出時間も短くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備により電源が供給される。
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低 （レベル３）信号 （遅れ時間 1.05 秒）	原子炉水位低 （レベル３）信号 （遅れ時間 1.05 秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は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。
	ＡＴＷＳ緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）	原子炉水位異常低下 （レベル２）信号 で２台全てがトリップ	原子炉水位異常低下 （レベル２）信号 で２台全てがトリップ	ＡＴＷＳ緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）のインターロックとして設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は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　解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（高圧・低圧注水機能喪失）（3/3）

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	－	原子炉水位の低下の観点で厳しい過渡事象を設定	－	－
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失	－	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を，低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の機能喪失を設定		
	外部電源	外部電源なし	－	外部電源なしの場合は，対策の成立性，必要燃料量の観点で厳しくなることから，外部電源なしを設定 また，原子炉スクラムまでの炉心の冷却の観点で厳しくなり，外部電源がある場合を包含する条件として，再循環ポンプトリップは，原子炉水位低（レベル２）信号にて発生するものとする	対策の成立性，必要燃料量の観点から厳しい外部電源がない状態を設定している。 なお，外部電源がある場合は外部電源により電源が供給されるため，低圧原子炉代替注水系（常設）の起動操作時間は早まる可能性があり，原子炉への注水開始時間も早まることから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。	対策の成立性，必要燃料量の観点から厳しい外部電源がない状態を設定しているが，炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低（レベル２）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を包含する条件を設定している。仮に事象発生と同時に再循環ポンプがトリップする条件を設定した場合は，原子炉水位の低下が遅くなり，炉心露出時間も短くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル３） （遅れ時間：1.05秒）	原子炉水位低（レベル３）等	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定	実態が解析上の想定より早くスクラムした場合，事象進展は緩やかになり，原子炉注水開始までの運転員等操作時間に対する余裕が大きくなる。	実態が解析上の想定より早くスクラムした場合，燃料被覆管温度は低めの結果を与えることになるため，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58～7.79MPa[gage] 367～377t/h/個	逃がし弁機能 7.58～7.79MPa[gage] 367～377t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	解析条件と最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。	解析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。
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の６個を開することによる原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁の６個を開することによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件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。	解析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。
	低圧原子炉代替注水系（常設）	200m³/h（1.00MPa[gage]において）にて原子炉注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	200m³/h（1.00MPa[gage]において）にて原子炉注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	低圧原子炉代替注水系（常設）の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）	120m³/hにて原子炉格納容器内へスプレイ	120m³/h以上にて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定	スプレイ流量は運転員による調整が行われ，その増減により圧力抑制効果に影響を受けるが，操作手順に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	スプレイ流量は運転員による調整が行われ，その増減により圧力抑制効果に影響を受けるものの，格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器フィルタベント系	格納容器圧力427kPa[gage]における最大排出流量9.8kg/sに対して，格納容器隔離弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力427kPa[gage]における最大排出流量9.8kg/sに対して，格納容器隔離弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器フィルタベント系の設計値として設定	解析条件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。	解析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。

柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　（2017.12.20版）

東海第二発電所　（2018.9.12版）

島根原子力発電所　2号炉

備考

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

項　目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa[gage]～ 8.31MPa[gage] 385.2t／h（1個当たり） ～ 410.6t／h（1個当たり）	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa[gage]～ 8.31MPa[gage] 385.2t／h（1個当たり） ～ 410.6t／h（1個当たり） （設計値）	逃がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		（原子炉手動減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7個を開放することによる原子炉減圧	（原子炉手動減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7個を開放することによる原子炉減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	低圧代替注水系（常設）	（原子炉注水単独時） （2台） ・注水流量： 0m^3／h～378m^3／h ・注水圧力： 0MPa[dif]～ 2.38MPa[dif]	（原子炉注水単独時） （2台） ・注水流量： 0m^3／h～378m^3／h以上 ・注水圧力： 0MPa[dif]～ 2.38MPa[dif]	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
		（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：230m^3／h	（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：230m^3／h以上	設計に基づき，併用時の注入先圧力系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定		

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	第２表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（6／6）		

項　目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
重大事故等対策に関連する機器条件	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	スプレイ流量：130m³／h（一定）	スプレイ流量：102m³／h～130m³／h	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定	最確条件とした場合，サプレッション・プール水位の上昇が緩和されることから，サプレッション・プール水位を操作開始の起点とする運転員等操作の開始は遅くなる。	最確条件とした場合でも，スプレイ流量は，格納容器圧力の上昇を抑制可能な範囲で調整し，また，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の停止後に格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施する運転員等操作に変わりはなく，格納容器圧力の最高値はおおむね格納容器ベント時の圧力で決定されるため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器圧力逃がし装置等	排気流量：13.4kg／s（格納容器圧力0.31MPa[gage]において）	排気流量：13.4kg／s以上（格納容器圧力0.31MPa[gage]において）	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して，格納容器圧力及び雰囲気温度を低下させるのに必要な排出流量として設定	実際の流量が解析より多い場合，格納容器圧力及び雰囲気温度上昇の抑制効果は大きくなるが，操作手順に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の流量が解析より多い場合，格納容器圧力及び雰囲気温度上昇の抑制効果は大きくなるが，格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施する運転員等操作に変わりはなく，格納容器圧力の最高値はおおむね格納容器ベント時の圧力で決定されるため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20版）

表３　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（高圧・低圧注水機能喪失）（1/3）

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
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）	事象発生から約14分後	高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが，事象判断時間を考慮して，事象発生から10分後に低圧代替注水系（常設）の追加起動を行い，その操作終了後（約4分後）に原子炉急速減圧操作を開始することを設定	【認知】 中央制御室盤にて機器ランプ表示，機器故障警報，流量指示計等にて高圧・低圧注水機能喪失を確認する。高圧・低圧注水機能喪失の確認時間については，詳細を以下に示すとおり，非常用炉心冷却系ポンプ等の手動起動操作による確認を考慮した場合は8分間程度と想定している。よって，解析上の原子炉減圧の操作開始時間の約14分のうち，時間余裕を含め10分間を高圧・低圧注水機能喪失の確認時間と想定している。 ［非常用炉心冷却系ポンプ等の手動起動操作による確認を考慮した場合］ ・原子炉スクラム及びタービントリップの確認の所要時間に1分間を想定 ・原子炉隔離時冷却系機能喪失の確認及び他の非常用炉心冷却系の起動操作判断の所要時間に2分間を想定 ・高圧炉心注水系の2系列の手動起動及びその後の機能喪失の確認の所要時間に2分間を想定 ・低圧注水系の3系列の手動起動及びその後の機能喪失の確認の所要時間に3分間を想定 ・これらの確認時間等の合計により，非常用炉心冷却系ポンプ等の手動起動操作による確認を考慮した場合に，高圧・低圧注水機能喪失確認の所要時間を8分間と想定 【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はなし。 【操作所要時間】 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作は，復水補給水系の隔離弁（1弁）の閉操作による系統構成，低圧代替注水系（常設）の追加起動であり，何れも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約4分を想定している。また，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作が完了した後に，自動減圧系による原子炉の急速減圧操作を行うため，原子炉の急速減圧の開始を事象発生から約14分後と想定している。 【他の並列操作有無】 事象発生直後，原子炉の停止確認後は冷却材確保としての原子炉注水を最優先に実施するため，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】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため，誤操作は起こりにくく，そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作時間は，時間余裕を含めて設定していることから，その後に行う原子炉急速減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があり，原子炉への注水開始時間も早まることから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。	実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があり，その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	事象発生から約19分後（操作開始時間5分程度の遅れ）までに低圧代替注水系（常設）による注水が開始できれば，燃料被覆管の最高温度は約914℃となり1,200℃以下となることから，炉心の著しい損傷は発生せず，評価項目を満足することから時間余裕がある。また，ウェットウェルのベントラインを経由した格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の敷地境界線量は約1.3×10^{-2}mSv，ドライウェルのベントラインを経由した耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界線量は約1.4mSvであり，5mSvを下回る。事象発生から約24分後（操作開始時間10分程度の遅れ）では，炉心の著しい損傷は発生せず，評価項目を満足することから時間余裕がある。また，ウェットウェルのベントラインを経由した格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の敷地境界線量は約1.3mSvとなり，また，ドライウェルのベントラインを経由した耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界線量は約36mSvであり，5mSvを超える。この場合，格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）により炉心損傷の判断を行い，格納容器圧力0.62MPa［gage］に至るまでに格納容器ベントすることとなることから，重大事故での対策の範囲となる。 （添付資料2.1.3）	中央制御室における操作のため，シミュレータにて訓練実績を取得。解析上において，起因事象の給水流量の全喪失から高圧・低圧注水機能喪失の認知及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備後の原子炉減圧操作までで約14分を想定しているところ，訓練実績は約9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。

東海第二発電所　（2018.9.12版）

第３表　操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（1／4）

項目		解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	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	低圧代替注水系による原子炉注水操作（逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作）	事象発生から25分後	中央制御室において，状況判断の時間，高圧・低圧注水機能喪失の確認時間及び低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して設定	【認知】 中央制御室にて機器ランプ表示，機器故障警報，平均出力領域計装，系統流量等にて，原子炉スクラム等を確認する。この事象初期の状況判断に余裕時間を含めて10分を想定している。この後，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作（失敗）として2分，解析上考慮しない高圧代替注水系の起動操作として4分並びに低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動操作（失敗）として4分を想定し，余裕時間を含めて10分を設定している。よって，高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間として余裕時間を含めて20分を設定しており，十分な時間余裕を確保していることから，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，当直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】 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作時間として3分及び逃がし安全弁による原子炉減圧の操作時間として1分を想定し，余裕時間を含めて操作時間として4分を設定している。いずれも中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり，操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 事象発生直後，原子炉の停止確認後は冷却材の確保としての原子炉注水を最優先に実施するため，他の並列操作が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スイッチによる簡易な操作であり，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。	高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作時間及び逃がし安全弁の操作時間は，時間余裕を含めて設定していることから，原子炉急速減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があるが，状況判断から原子炉減圧操作までは一連の操作として実施し，同一の運転員による並列操作はなく，運転員等操作時間に与える影響も小さい。	実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があり，その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	高圧・低圧注水機能喪失及び給水流量の全喪失を想定することから安全機能の喪失状態が同じであり，原子炉減圧操作も同じ25分であるが，原子炉水位低下の観点では本重要事故シーケンスより厳しい「2.6　ＬＯＣＡ時注水機能喪失」において，操作開始時間の10分程度の時間遅れまでに低圧代替注水系（常設）による注水が開始できれば，燃料被覆管の破裂及び炉心の著しい損傷は発生せず，評価項目を満足することから時間余裕がある。また，格納容器ベント時の非居住区域境界及び敷地境界での実効線量は燃料被覆管の破裂が発生しないことから重要事故シーケンスと同等となり，5mSvを下回る。操作開始時間の25分程度の時間遅れでは，一部の燃料被覆管に破裂が発生するが，炉心の著しい損傷は発生せず，評価項目を満足する。また，格納容器ベント時の非居住区域境界での実効線量は約4.4mSv，敷地境界での実効線量は約4.4mSvであり，5mSvを下回る。 （添付資料2.6.7）	中央制御室における操作のため，シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。解析上においては，起因事象の給水流量の全喪失から高圧・低圧注水機能喪失の認知及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備後の原子炉減圧操作まで25分を想定しているところ，訓練実績は約18分。想定で意図している運転操作が実施可能なこと確認した。

島根原子力発電所　２号炉

表３　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（高圧・低圧注水機能喪失）（1/3）

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
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作(原子炉急速減圧操作開始)	事象発生から30分後	高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが，事象判断時間を考慮して，事象発生から10分後に低圧原子炉代替注水系（常設）の起動操作を開始し，その操作終了後(20分後)に原子炉急速減圧操作を開始することを設定	【認知】 中央制御室にて機器ランプ表示，機器故障警報，系統流量指示計等にて高圧・低圧注水機能喪失を確認する。高圧・低圧注水機能喪失の確認時間については，詳細を以下に示すとおり，非常用炉心冷却系ポンプ等の手動起動操作による確認を考慮した場合は7分程度と想定している。よって，解析上の原子炉減圧の操作開始時間の約30分のうち，時間余裕を含め10分間を高圧・低圧注水機能喪失の確認時間と想定している。 ［非常用炉心冷却系ポンプ等の手動起動操作による確認を考慮した場合］ ・原子炉スクラム，給水流量の全喪失の確認の所要時間に1分を想定。 ・原子炉隔離時冷却系起動失敗の確認の所要時間に1分を想定。 ・高圧炉心スプレイ系，低圧炉心スプレイ系，低圧注水系（３系列）の起動失敗の確認の所要時間に5分を想定。 ・これらの確認時間等の合計により，非常用炉心冷却系ポンプ等の手動起動操作による確認を考慮した場合に，高圧・低圧注水機能喪失の確認時間を7分間と想定。 【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はなし。 【操作所要時間】 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水準備として，常設代替交流電源設備の起動，受電操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）の系統構成を行ったのち，逃がし安全弁により原子炉の減圧操作を行うが，これらは何れも制御盤での操作である。常設代替交流電源設備の起動，受電操作に10分程度，低圧原子炉代替注水系（常設）の系統構成の弁操作に10分程度と想定しており，これらの認知時間及び操作所要時間に余裕時間を考慮して，事象発生から30分後に原子炉を減圧することとしている。 【他の並列操作有無】 事象発生後，原子炉の停止確認後は原子炉注水を最優先に実施するため，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】 中央制御室内の制御盤での簡易な操作のため，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。	高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間及び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時間は，時間余裕を含めて設定していることから，その後に行う原子炉急速減圧操作の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり，原子炉への注水開始時間も早まることから，運転員操作時間に与える影響も小さい。	実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があり，その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	事象発生から50分後（操作開始時間20分程度の遅れ）までに低圧原子炉代替注水系（常設）による注水のための原子炉減圧が開始できれば，燃料被覆管の破裂及び炉心の著しい損傷は発生せず，評価項目を満足することから時間余裕がある。格納容器ベント時の敷地境界での実効線量は燃料被覆管の破裂が発生しないことから，重要事故シーケンスと同等となり，5mSvを下回る。また，事象発生から約60分後（操作開始時間30分程度の遅れ）までに低圧原子炉代替注水系（常設）による注水のための原子炉減圧が開始できれば，一部の燃料被覆管に破裂が発生するが，燃料被覆管の最高温度は約902℃となり1,200℃以下となることから，炉心の著しい損傷は発生せず，評価項目を満足する。サプレッション・チェンバのベントラインを経由した格納容器フィルタベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量は約4.8×10^{-2}mSvであり5mSvを下回る。 （添付資料2.1.3）	中央制御室における操作のため，シミュレータにて訓練実績を取得。 解析上は作業成立性を踏まえ事象発生から30分後としており，このうち，常設代替交流電源設備の起動，受電操作は，所要時間10分想定のところ，訓練実績では約4分，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水準備操作は，所要時間10分想定のところ，訓練実績では約8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）	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）

表３　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（高圧・低圧注水機能喪失）（2/3）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ：解析上の操作開始時間	解析条件（操作条件）の不確かさ：条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	格納容器圧力0.18MPa[gage]到達時	設計基準事故時の最高圧力を踏まえて設定	【認知】 炉心損傷前の格納容器スプレイの操作実施基準（格納容器圧力0.18MPa[gage]）に到達するのは事象発生約10時間後であり，それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【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はなし。 【操作所要時間】 低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイ冷却系（常設）への切替え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，格納容器の緩やかな圧力上昇に対して操作開始時間は十分に短い。 【他の並列操作有無】 原子炉への注水が優先であり，原子炉水位高（レベル8）到達後に，低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイ冷却系（常設）へ切替えることとしており，原子炉注水の状況により，格納容器スプレイの操作開始時間は変動しうる。 【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，原子炉注水を優先するため，原子炉水位高（レベル8）到達後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイ冷却系（常設）へ切り替えることとしており，原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力0.18MPa[gage]付近となるが，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，原子炉注水との切替え操作であるため，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。	原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力0.18MPa［gage］付近となるが，格納容器圧力の上昇は緩やかであり，格納容器スプレイの開始時間が早くなる場合，遅くなる場合のいずれにおいても，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	代替格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約10時間あり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	中央制御室における操作のため，シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では，格納容器圧力の上昇傾向及び原子炉水位の状況を同時に監視し，格納容器圧力0.18MPa［gage］に到達する前に，低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイ冷却系（常設）へ切替操作を実施，切替操作に要する時間は訓練実績では約1分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。
	復水貯蔵槽への補給	事象発生から12時間後	可搬型設備に関して，事象発生から12時間までは，その機能に期待しないと仮定	復水貯蔵槽への補給までの時間は，事象発生から12時間あり十分な時間余裕がある。	—	—	—	復水貯蔵槽への補給は，淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ（A-2級）を用いて実施する。 可搬型代替注水ポンプ（A-2級）の配置，淡水貯水池から復水貯蔵槽への補給のホース敷設等の注水準備は，所要時間360分想定のところ，訓練実績等により約345分であり，想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。
	各機器への給油（可搬型代替注水ポンプ（A-2級））	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12時間あり十分な時間余裕がある。	—	—	—	有効性評価では，復水貯蔵槽への補給用の可搬型代替注水ポンプ（A-2級）（6号及び7号炉：各4台）への燃料給油を期待している。 各機器への給油準備作業について，可搬型代替注水ポンプ（A-2級）への燃料給油準備（現場移動開始からタンクローリ（4kL）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分で実施可能なことを確認した。 また，各機器への燃料給油作業は，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。 可搬型代替注水ポンプ（A-2級）への燃料給油作業は，許容時間180分のところ訓練実績等では約98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。

東海第二発電所　（2018.9.12版）

第３表　操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（2／4）

項目		解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	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	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	格納容器圧力0.279MPa[gage]到達時	格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（0.31MPa[gage]）に対する余裕を考慮して設定	【認知】 事故時には重要監視パラメータである格納容器圧力を継続監視しており，また，格納容器スプレイの操作実施基準（格納容器圧力0.279MPa[gage]）に到達するのは事象発生約14時間後であり，比較的緩やかなパラメータ変化であることから，認知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，当直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】 中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり，緩やかな圧力上昇に対して操作所要時間は十分に短く，操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 並列して実施する場合がある操作は，同一の制御盤による対応が可能であることから，他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。また，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は，低圧代替注水系（常設）とポンプ等を共用しているが，常設低圧代替注水系ポンプ２台により原子炉注水と格納容器スプレイの流量を同時に実施可能な流量が確保されている。 【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり，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２台により格納容器スプレイと原子炉注水を同時に実施可能な流量が確保されており，また，並列して実施する場合がある操作は同一の制御盤による実施が可能であるため，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，並列して実施する場合がある低圧代替注水系（常設）による原子炉注水とは同一の制御盤により実施可能であることから，他の操作に与える影響はない。	常設低圧代替注水系ポンプ２台により格納容器スプレイと原子炉注水を同時に実施可能な流量が確保されており，また，並列して実施する場合がある操作は同一の制御盤による実施が可能であるため，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	代替格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約14時間あり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	中央制御室における操作のため，シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。訓練では，格納容器圧力の上昇傾向を監視し，0.279MPa[gage]]到達時に，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作を実施し，操作時間は約4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。

島根原子力発電所　２号炉

表３　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（高圧・低圧注水機能喪失）（2/3）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ：解析上の操作開始時間	解析条件（操作条件）の不確かさ：条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	低圧原子炉代替注水槽への水補給	事象発生から２時間30分後	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継続に必要な作業。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分後から開始としているが，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保有水のみで事象発生から約21時間後まで注水可能であることから十分な時間余裕がある。	－	－	－	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から２時間30分後としており，このうち，輪谷貯水槽から低圧原子炉代替注水槽への補給の系統構成は，所要時間２時間10分想定のところ，訓練実績では約１時間41分である。想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。
	低圧原子炉代替注水槽への水補給を行う大量送水車への燃料補給	事象発生から２時間50分後	大量送水車への燃料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継続に必要な作業。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50分後から開始としているが，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保有水のみで事象発生から約21時間後まで注水可能であることから十分な時間余裕がある。	－	－	－	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から約２時間50分後としており，このうち，大量送水車への給油作業は，所要時間２時間30分想定のところ訓練実績では約２時間12分である。想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力384kPa[gage]到達時 384～334kPa[gage]の範囲で維持	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定	【認知】 格納容器スプレイ実施基準（格納容器圧力384kPa[gage]）に到達するのは事象発生から約22時間後であり，それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため，認知遅れにより操作時間に与える影響はなし。 【要員配置】 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイは，中央制御室での弁操作と現場での可搬型による注水のためのホース敷設等の注水準備操作が必要である。現場での操作は中央制御室で行う操作とは別の復旧班要員が配置されているが，本操作は事象発生から約22時間後までに行う作業であり，格納容器スプレイの操作開始時間に与える影響はなし。 【移動・操作所要時間】 現場での格納容器代替スプレイ系（可搬型）による注水準備操作は，格納容器圧力384kPa[gage]到達を確認し，中央制御室での弁操作を行うことにより注水を開始することとなる。以上より，移動・操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 現場にて復旧班要員が格納容器代替スプレイ系（可搬型）による注水のためのホース敷設等の注水準備操作を行ったのち，中央制御室にて運転員が弁操作を行うことにより注水は開始される。当該操作を行う運転員，復旧班要員に注水開始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】 復旧班要員の現場操作は，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，中央制御室内での操作は操作盤での簡易な操作であるため，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。	格納容器圧力の上昇は緩慢であり，継続監視していることから，操作開始の起点である格納容器圧力384kPa[gage]到達時点で速やかに操作を実施可能であり，操作開始時間与える影響は小さいことから，運転員等操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う要員を配置しており，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。	格納容器圧力の上昇は緩慢であり，継続監視していることから，操作開始の起点である格納容器圧力384kPa[gage]到達時点で速やかに操作を実施可能であり，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約22時間あり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	訓練実績等より，格納容器スプレイ系による準備操作に要する時間は約１時間41分である。想定で意図している作業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３　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（高圧・低圧注水機能喪失）（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
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力0.31MPa[gage]到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定	【認知】 炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力0.31MPa[gage]）に到達するのは，事象発生の約17時間後であり，それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はない。 【要員配置】 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベントは，中央制御室における操作と現場における操作が必要であるが，現場の操作は中央制御室で行う操作とは別の運転員（現場）及び緊急時対策要員を配置している。当該の運転員（現場）及び緊急時対策要員は，他の作業を兼任しているが，それら作業は事象発生から 18 時間後までに行う作業であり，格納容器ベントの操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 運転員（現場）は，中央制御室から操作現場である二次格納施設外までのアクセスルートは，通常 10 分程度で移動可能であるが，それに時間余裕を加えて操作所要時間を想定している。また，緊急時対策要員は，緊急時対策本部から操作現場へ徒歩にて移動することを想定している。仮に通路等の外部事象が認因事象の場合に，アクセスルートに被害があっても，可搬設備を使用しないため徒歩によるアクセスは可能であり，操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 制御電源が使用可能な状況における炉心損傷前の格納容器ベントについて，中央制御室における格納容器ベント準備操作は操作スイッチによる１弁の操作に 10 分の操作時間と８弁の開閉状態確認を含めて 60 分を想定し，格納容器ベント操作は操作スイッチによる１弁の操作に約１分の操作時間を想定しており，十分な時間余裕を確保している。現場における通路口（現場）の格納容器ベント準備操作は伸縮継手を用いた原子炉格納容器一次隔離弁の手動操作として移動時間を含めて 90 分の操作時間を想定しており，十分な時間余裕を確保している。緊急時対策要員の格納容器ベント準備操作（格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置水位調整準備）は，現場での手動弁４個の操作に移動時間を含めて 60 分の操作時間を想定しており，十分な時間余裕を確保している。よって，操作所要時間が操作開始時間に与える影響はない。 【他の並列操作有無】 格納容器ベントの操作時に，当該操作に対応する運転員，緊急時対策要員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，そのため遅延等により操作時間が長くなる可能性は低い。また，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，遅延操作は起こりにくく，遅延作等により操作時間が長くなる可能性は低い。なお，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場操作にて格納容器ベントを行うこととしており，格納容器ベント操作の信頼性を向上している。ただし，この場合，現場操作に移動を含め約 20 分の時間の増分が発生する。	実態の運転操作においては，炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力 0.31MPa[gage]）に到達するのは，事象発生の約 17 時間後であり，格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また，格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，遅延等操作時間に与える影響も小さい。ただし，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，約 20 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅れる可能性があるが，原子炉格納容器の限界圧力は 0.62MPa[gage]であることから，原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，約 20 分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが，原子炉格納容器の限界圧力は 0.62MPa[gage]であることから，原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。	格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約17時間あり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。また，遠隔操作の失敗により，格納容器ベントを操作開始時間が遅れる場合においても，格納容器圧力は 0.31MPa[gage]から上昇するが，格納容器圧力の上昇は緩やかであるため，原子炉格納容器の限界圧力 0.62MPa[gage]に至るまでの時間は，過圧の観点で厳しい（3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））においても事象発生約38時間後であり，約 20 時間以上の準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	訓練実績等より，中央制御室における格納容器ベント準備操作は操作スイッチによる１弁の操作に約１分の操作時間を要した。また，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場操作にて対応するが，移動時間を含め約 10 分で操作を完遂できた。想定で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

東海第二発電所　（2018.9.12版）

第３表　操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（3／4）

項　目		解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	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	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力0.31MPa[gage]到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定	【認知】 事故時には重要監視パラメータであるサプレッション・プール水位，格納容器圧力等を継続監視しており，格納容器ベント準備の操作実施基準（サプレッション・プール水位通常水位＋5.5m）に到達するのは事象発生の約 24 時間後，格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力 0.31MPa[gage]）に到達するのは事象発生の約 28 時間後であり，比較的緩やかなパラメータ変化であることから，認知遅れが操作開始時間に与える影響はない。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，当直運転員は中央制御室に常駐していることから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり，緩やかな圧力上昇に対して十分に短く，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 並列して実施する場合がある操作は，同一の制御盤による対応が可能であることから，他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 中央制御室での操作は，中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり，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。 なお，中央制御室での操作に失敗した場合は現場での操作を実施することとしており，操作の信頼性を向上している。ただし，この場合，現場操作に移動を含め約 75 分の操作開始時間遅れるが発生する。	実態の運転操作においては，炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力 0.31MPa [gage]）に到達するのは，事象発生の約 28 時間後であり，格納容器ベントの準備操作はサプレッション・プール水位の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また，当該操作は中央制御室からの遠隔操作により実施可能であることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，約 75 分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが，格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage] であることから，当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。	操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，約 75 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合，格納容器圧力は 0.31MPa [gage] から上昇するが，格納容器圧力の上昇は緩やかであるため，格納容器の限界圧力 0.62MPa [gage] に至るまでの時間は，格納容器スプレイを停止した時点の格納容器圧力約 0.247MPa[gage] から 0.31MPa[gage] 到達までの時間が約１時間であることを考慮すると，0.31MPa[gage]から 0.62MPa[gage] に到達するまでに５時間程度の準備時間が確保できき，現場操作にて対応する時間は 75 分程度であることから，時間余裕がある。 （添付資料 2.1.7）	操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作について，格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 28 時間あり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。また，遠隔操作の失敗により，格納容器ベントを操作開始時間が遅れる場合においても，格納容器圧力は 0.31MPa [gage] から上昇するが，格納容器圧力の上昇は緩やかであるため，格納容器の限界圧力 0.62MPa [gage] に至るまでの時間は，約 4 分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。 また，格納容器ベントの遠隔操作に失敗した場合は現場操作にて対応するが，現場モックアップ等による訓練実績では，移動時間を含め約 66 分で操作を実施できた。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。	中央制御室での操作は，シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。訓練では，サプレッション・プール水位の上昇傾向を監視し，通常水位＋5.5m 到達時に格納容器ベント準備操作を実施し操作時間は約 1 分。格納容器圧力の上昇傾向を監視し，0.31MPa[gage] 到達時に格納容器ベント操作を実施し操作時間は約 4 分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。 また，格納容器ベントの遠隔操作に失敗した場合は現場操作にて対応するが，現場モックアップ等による訓練実績では，移動時間を含め約 66 分で操作を実施できた。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

島根原子力発電所　２号炉

表３　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（高圧・低圧注水機能喪失）（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	操作余裕時間	訓練実績等
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作	サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m 到達から 10 分後	中央制御室における操作所要時間を考慮して設定 操作開始条件は格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定	【認知】 炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m）に到達するのは，事象発生の約 30 時間後であり，それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため，認知遅れにより操作時間に与える影響はなし。 【要員配置】 格納容器フィルタベント系による格納容器ベント操作は，中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はなし。 【移動・操作所要時間】 格納容器フィルタベント系による格納容器ベント操作は，格納容器圧力 245kPa[gage]到達時に操作対象弁（１弁）の開操作を行い，格納容器ベント実施基準（サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m）到達時には隔離弁１弁のみの開操作を行う。隔離弁開操作を開始することでベントは開始し，それまでに十分な時間余裕を確保している。よって，操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作】 格納容器ベント操作時に，当該操作に対応する運転員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，制御盤で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。なお，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場にて格納容器ベントを行うこととしており，格納容器ベント操作の信頼性を向上している。ただし，この場合，現場操作に移動を含め約 90 分の操作開始時間遅れが発生する。	実態の運転操作においては，炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m）に到達するのは，事象発生の約 30 時間後であり，格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ操作を行うことが可能である。また，格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定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ことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，90 分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが，原子炉格納容器の限界圧力は 853kPa[gage]であることから，原子炉格納容器の健全性という点では問題とならない。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。なお，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても現場操作にて対応することから，他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，90 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。格納容器ベントの操作開始時間が遅くなった場合，格納容器圧力は 384kPa[gage]より若干上昇するため，評価項目となるパラメータに影響を与えるが，原子炉格納容器の限界圧力は 853kPa[gage]であることから，原子炉格納容器の健全性という点では問題とならない。	格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 30 時間あり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。また，遠隔操作の失敗により，格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても，格納容器圧力は384kPa[gage]から上昇するが，格納容器圧力の上昇は緩やかであるため，原子炉格納容器の限界圧力 853kPa[gage]に至るまでの時間は，過圧の観点で厳しい（3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））においても事象発生約 35 時間後であり，約５時間の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，中央制御室における格納容器ベント準備操作は操作スイッチによる１弁の操作に約８分の操作時間を，格納容器ベント操作は操作スイッチによる１弁の操作に約３分の操作時間を要した。また，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場操作にて対応するが，運転員（現場）の遠隔手動弁操作機構を用いた格納容器一次隔離弁の手動操作は，移動時間を含めて約１時間９分で完了する見込みを得た。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。

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
	第３表　操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（4／4）		

項　目		解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	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	代替淡水貯槽への補給操作	代替淡水貯槽を水源とした注水の開始時点	代替淡水貯槽への補給は，解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり，代替淡水貯槽が枯渇しないように設定	代替淡水貯槽の枯渇までには 24 時間以上の時間余裕があり，補給開始までの準備時間 180 分を考慮しても，十分な時間余裕がある。	－	－	－	代替淡水貯槽への補給は所要時間 180 分のところ，訓練実績等により約 164 分で実施可能なことを確認した。
	代替淡水貯槽への補給に用いる可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油操作	代替淡水貯槽への補給開始から適宜	可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油は，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作業であり，燃料が枯渇しないように設定	可搬型代替注水中型ポンプの燃料枯渇までには約 210 分の時間余裕があり，給油開始までの準備時間 110 分（タンクローリへの給油 90 分及び可搬型代替注水中型ポンプへの給油 20 分）を考慮しても，十分な時間余裕がある。	－	－	－	可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油は所要時間 110 分のところ，訓練実績等により約 98 分で実施可能なことを確認した。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
添付資料 2.1.3	*【比較のため，「添付資料 2.6.7」を記載】* 添付資料 2.6.7	添付資料 2.1.3	・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，燃料棒破裂防止の観点から操作余裕時間を評価しているが，柏崎 6/7 は敷地境界実効線量の観点から評価しており，本資料の構成は異なっている。
減圧・注水操作が遅れる場合の影響について	原子炉注水開始が遅れた場合の影響について （ＬＯＣＡ時注水機能喪失）	減圧・注水操作が遅れる場合の影響について （高圧・低圧注水機能喪失）	・評価方針の相違 【東海第二】 評価を実施するシナリオの相違。
1. はじめに 運転員による原子炉減圧操作が有効性評価における設定よりも遅れた場合の評価項目及び敷地境界の実効線量への影響について評価した。	逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作が遅れることで，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開始時間が有効性評価における設定よりも遅れた場合の評価項目となるパラメータに与える影響を確認した。 なお，解析は，ベースケースと同様に輻射熱伝達を保守的に取り扱うＳＡＦＥＲコードを使用している。	自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動による原子炉減圧操作が遅れることで，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水の開始時間が有効性評価における設定よりも遅れた場合の評価項目となるパラメータに与える影響を確認した。 なお，解析は，ベースケースと同様に輻射熱伝達を保守的に取り扱うＳＡＦＥＲコードを使用している。	
2. 評価項目及び敷地境界の実効線量への影響 (1) 評価項目への影響 減圧時間を有効性評価における設定より操作開始時間が 5 分及び 10 分遅れた場合における評価項目（燃料被覆管の最高温度及び酸化量）への感度解析を行った。表 1 に評価結果を示す。また，燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を図 1 に，操作開始時間 10 分遅れの場合における原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位），燃料被覆管温度及び燃料被覆管酸化量の推移を図 2 から 5 に示す。 10 分程度の操作開始時間遅れの場合，燃料被覆管の破裂はベストフィット曲線で判定すると一部で発生するものの，燃料被覆管温度 1200℃及び燃料被覆管酸化量 15%を超えるこ	1.　燃料被覆管破裂を回避可能な範囲での原子炉減圧の時間余裕 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作が有効性評価における設定よりも 10 分及び 25 分遅れた場合の感度解析結果を第 1 表に示す。	１．燃料被覆管破裂を回避可能な範囲での原子炉減圧の時間余裕 自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動による原子炉減圧操作が有効性評価における設定よりも 20 分及び 30 分遅れた場合の感度解析結果を表 1 に示す。	・解析条件の相違 【東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
とはない。そのため，少なくとも 10 分程度の操作開始時間遅れの場合でも評価項目を満足する。			
	また，燃料棒破裂発生時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 1 図に，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作が 10 分遅れた場合の原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位），燃料被覆管温度及び燃料被覆管酸化割合の推移を第 2 図から第 5 図に示す。	また，燃料被覆管最高温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を図１に，自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動による原子炉減圧操作が 30 分遅れた場合の原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位），燃料被覆管温度及び燃料被覆管酸化量の推移を図２から図５に示す。	・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，燃料被覆管が破裂するケースの解析図を記載している。
	第 1 図に示すとおり，10 分の遅れ時間を想定した場合でも，燃料被覆管の破裂は発生しないことから，運転員による原子炉減圧操作には少なくとも 10 分程度の時間余裕は確保されている。	図１に示すとおり，20 分の遅れ時間を想定した場合でも，燃料被覆管の破裂は発生しないことから，運転員による原子炉減圧操作には少なくとも 20 分程度の時間余裕は確保されている。	
(2) 敷地境界の実効線量への影響 上記と同様に減圧時間を有効性評価における設定よりも操作開始時間が 5 分及び 10 分遅れた場合における敷地境界の実効線量への感度解析を行った。ここでは，燃料被覆管の破裂本数については，実機炉心設計を考慮した。表 2,3 に，操作開始時間が 5 分又は 10 分遅れた場合の平衡炉心サイクル初期における燃料被覆管の破裂本数と全炉心の破裂割合の評価結果を，表 4 に敷地境界の実効線量の評価結果を示す。 表 2,3 に示したとおり，5 分程度の操作開始時間遅れでは，燃料被覆管の破裂本数は全炉心の約 1%となるが，事象発生初期は燃料の線出力密度が高いため，10 分程度の操作開始時間遅れで，全炉心の約 26%の燃料被覆管に破裂が発生する。また，表 4 に示したとおり，5 分程度の操作開始時間遅れの場合，敷地境界での実効線量は 5mSv を下回るが，10 分程度の操作開始時間遅れの場合，格納容器圧力逃がし装置を使用しないドライウェルベントの場合，敷地境界での実効線量は 5mSv を上回る。したがって，敷地境界での実効線量の観点からは 5 分程度の操作遅れの時間余裕がある。 なお，10 分程度の操作開始時間遅れの場合，格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）にて炉心損傷と判断されるため，格納容器最高使用圧力（0.31MPa[gage]）での格納容器	2.　燃料被覆管に破裂が発生した場合の非居住区域境界及び敷地境界での実効線量評価 炉心損傷防止対策の有効性評価においては，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくリスクを与えないことを考慮し，燃料被覆管の破裂が発生しないことを目安としている。 一方で，実際の炉心は線出力密度の異なる燃料棒から構成されており，線出力密度の高い一部の燃料棒のみに破裂が発生し，その他の燃料棒には破裂が発生しない場合もある。一部の燃料棒に破裂が発生しても，炉心全体に対する破裂割合が低い場合には，非居住区域境界及び敷地境界での実効線量が評価項目である 5mSv 以下となることが考えられる。よって，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作が有効性評価における設定よりも 25 分遅れ，線出力密度の高い一部の燃料棒に破裂が発生するとした場合の非居住区域境界及び敷地境界における実効線量を評価した。具体的には，燃料棒線出力密度の違いによる燃料被覆管の破裂発生の有無を解析により確認し，許認可で想定する代表的な９×９燃料（A型）平衡炉心において，破裂が発生する燃料棒線出力密度を超える燃料棒本数から炉心全体に対する燃料棒の破裂発生割合を設定し，この破裂発生割合を考慮した非居住区域境界及び敷地境界での実効線量を評価した。評価結果を第 2 表及び第 3 表に示す。 評価の結果，25 分の減圧操作遅れを仮定した場合には，燃料棒線出力密度が約 36.1kW／m を超える燃料棒に破裂が発生し，	２．燃料被覆管に破裂が発生した場合の敷地境界での実効線量評価 炉心損傷防止対策の有効性評価においては，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくリスクを与えないことを考慮し，燃料被覆管の破裂が発生しないことを目安としている。 一方で，実際の炉心は線出力密度の異なる燃料棒から構成されており，線出力密度の高い一部の燃料棒のみに破裂が発生し，その他の燃料棒には破裂が発生しない場合もある。一部の燃料棒に破裂が発生しても，炉心全体に対する破裂割合が低い場合には，敷地境界での実効線量が評価項目である５mSv 以下となることが考えられる。よって，自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動による原子炉減圧操作が有効性評価における設定よりも 30 分遅れ，線出力密度の高い一部の燃料棒に破裂が発生するとした場合の敷地境界における実効線量を評価した。具体的には，燃料棒線出力密度の違いによる燃料被覆管の破裂発生の有無を解析により確認し，許認可で想定する代表的な９×９燃料（A型）平衡炉心において，破裂が発生する燃料棒線出力密度を超える燃料棒本数から炉心全体に対する燃料棒の破裂発生割合を設定し，この破裂発生割合を考慮した敷地境界での実効線量を評価した。評価結果を表２及び表３に示す。 評価の結果，30 分の減圧操作遅れを仮定した場合には，燃料棒線出力密度が約 41.0kW/m を超える燃料棒に破裂が発生し，そ	・解析結果の相違 【東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
ベント操作から格納容器限界圧力（0.62MPa[gage]）での格納容器ベント操作に移行する。 3. まとめ 5 分程度の操作開始時間遅れの場合，評価項目（燃料被覆管の最高温度及び酸化量）を満足し，敷地境界での実効線量は 5mSv を下回る。一方，10 分程度の操作開始時間遅れの場合，評価項目を満足するが，敷地境界での実効線量は 5mSv を上回る場合がある。したがって，原子炉減圧操作は 5 分程度の時間遅れ以内に実施することが必要となる。	その割合は全燃料棒の約 0.2%となる。これを踏まえて，実効線量の評価においては，保守的に全燃料棒の 1%に破裂が発生するものとすると，非居住区域境界及び敷地境界での実効線量の最大値は約 4.4mSv となり，評価項目である 5mSv を下回る。なお，この場合には，格納容器内空間線量率がドライウェルで最大約 4.8×10^{3}Gy／h，サプレッション・チェンバで最大約 4.3×10^{4}Gy／h となり，炉心損傷後の運転操作へ移行する判断基準を上回る。	の割合は全燃料棒の約１%となる。これを踏まえて，実効線量の評価においては，保守的に全燃料棒の１%に破裂が発生するものとすると，敷地境界での実効線量の最大値は約 4.8×10^{-2}mSv となり，評価項目である５mSv を下回る。なお，この場合には，格納容器内空間線量率が格納容器雰囲気放射線モニタにおける炉心損傷の判断基準を上回る。	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

表１：炉心の健全性に関する感度解析結果（CHASTE 解析）

解析上の操作開始時間からの遅れ時間	燃料被覆管の最高温度	燃料被覆管酸化量
5 分	約 944℃	約 3%
10 分	約 1056℃	約 6%

表２：燃料被覆管の破裂本数と全炉心の破裂割合
（解析上の操作開始時間が 5 分遅れた場合）

[redacted]

東海第二発電所　（2018.9.12 版）

第１表　減圧遅れによる燃料被覆管温度及び酸化量への影響

ベースケースの減圧時間からの遅れ時間	燃料被覆管最高温度	燃料被覆管の酸化量
10 分	約 706℃	1%以下
25 分	約 1,000℃	約 5%

第２表　燃料被覆管の破裂本数と全炉心の破裂割合
（遅れ時間 25 分）

[redacted]

島根原子力発電所　２号炉

表１　減圧遅れによる燃料被覆管温度及び酸化量への影響

解析上の操作開始時間からの遅れ時間	燃料被覆管の最高温度（高出力燃料集合体）	燃料被覆管酸化率
20 分	約 845℃	1 %以下
30 分	約 902℃	約 3 %

表２　燃料被覆管の破裂本数と全炉心の破裂割合
（遅れ時間 30 分）

燃料棒初期線出力密度	燃料被覆管温度の最大値	燃料破裂の有無	燃料本数※（1/4 炉心）
44.0 kW/m（13.4kW/ft）	約 902℃	有	[redacted]
42.65 kW/m（13.0kW/ft）	約 884℃	有	
41.0 kW/m（12.5kW/ft）	約 865℃	有	
39.37 kW/m（12.0kW/ft）	約 850℃	無	

※サイクル中で最大線出力密度が最大となるサイクル燃焼度において，当該燃焼度における最大線出力密度が 44.0kW/m であると仮定し，各燃料棒の線出力密度を補正した場合の燃料棒本数。
評価上，燃料棒初期線出力密度が 41.0kW/m 以上の燃料棒は破裂すると想定する。41.0 kW/m 以上の燃料棒本数は[redacted]本であり，１／４炉心での全燃料本数 10,360 本の約 1 %である。

備　　考

・解析結果の相違
【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

表３：燃料被覆管の破裂本数と全炉心の破裂割合
（解析上の操作時間開始が 10 分遅れた場合）

表４：敷地境界の実効線量に関する感度解析結果

解析上の操作開始時間からの遅れ時間	ウェットウェルベント（格納容器圧力逃がし装置：使用）（ドライウェル圧力：0.31MPa[gage]）	ドライウェルベント（格納容器圧力逃がし装置：未使用）（ドライウェル圧力：0.31MPa[gage]）
5 分	約 4.3×10^{-2}mSv	約 1.4mSv
10 分	約 1.3mSv	約 36mSv

東海第二発電所　（2018.9.12 版）

第３表　非居住区域境界及び敷地境界での実効線量評価結果
（遅れ時間 25 分）

使用するベント設備	実効線量
格納容器圧力逃がし装置による ドライウェルベント	非居住区域境界：約 1.1mSv 敷地境界　　：約 2.8mSv
耐圧強化ベント系による ドライウェルベント	非居住区域境界：約 4.4mSv 敷地境界　　：約 4.4mSv

島根原子力発電所　２号炉

表３　敷地境界での実効線量評価結果
（遅れ時間 30 分）

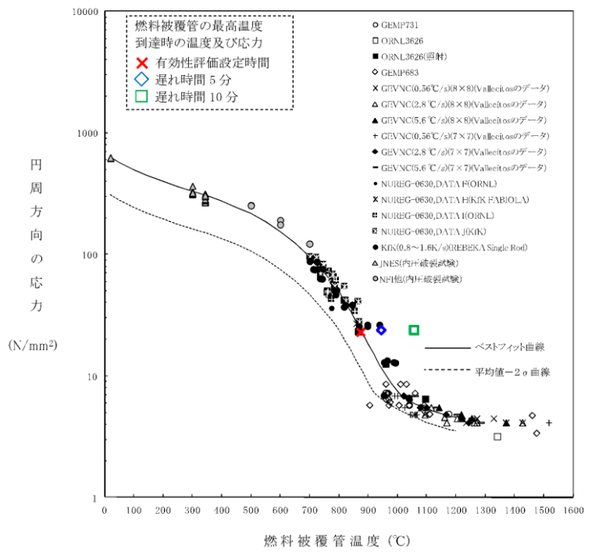
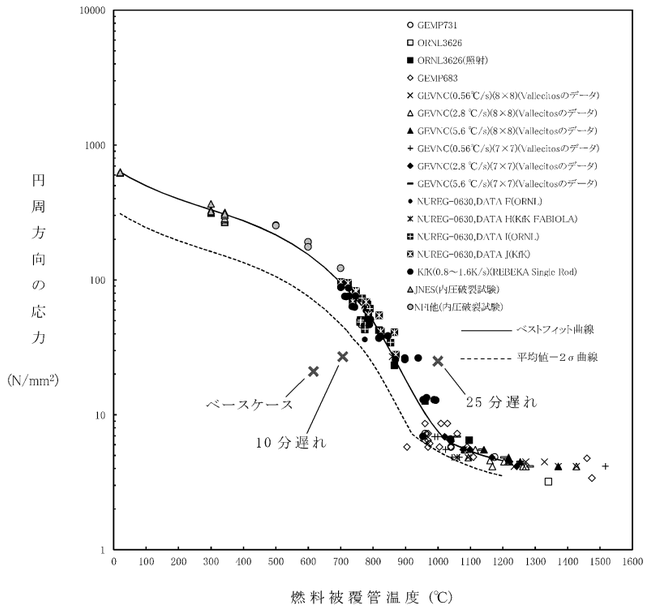
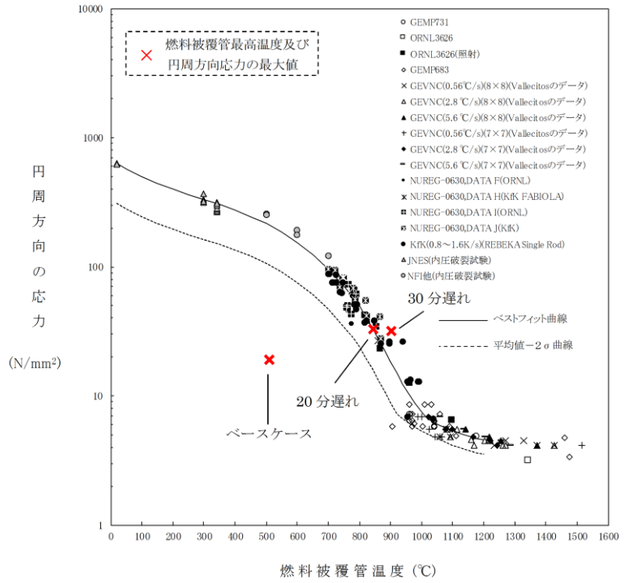
項目		評価結果
フィルタベント時の放出量	希ガス（Bq）（γ線実効エネルギ 0.5MeV 換算値）	約 7.1×10^{13}
	よう素（Bq）（Ｉ－131 等価量―小児実効線量係数換算）	約 3.0×10^{10}
大気拡散条件	相対線量 D／Q（Gy/Bq）	約 4.9×10^{-19}
	相対濃度 χ／Q（s/m³）	約 3.1×10^{-5}
実効線量	希ガスのγ線外部被ばくによる実効線量（mSv）	約 3.5×10^{-2}
	よう素の内部被ばくによる実効線量（mSv）	約 1.3×10^{-2}
	合　計（mSv）	約 4.8×10^{-2}

備　考

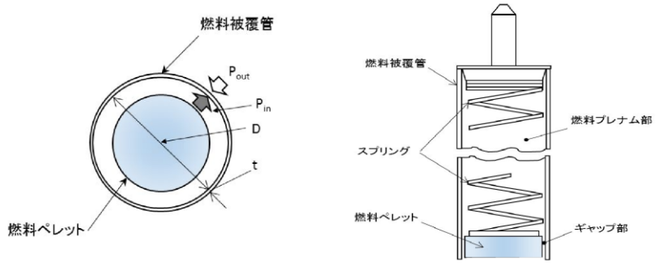
・評価条件の相違

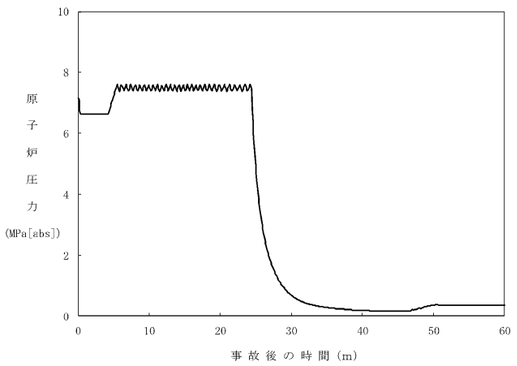
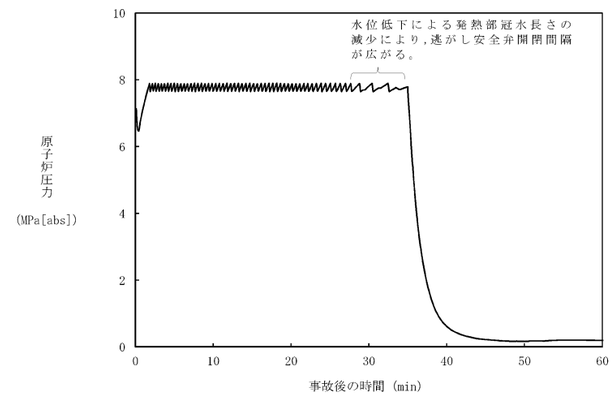
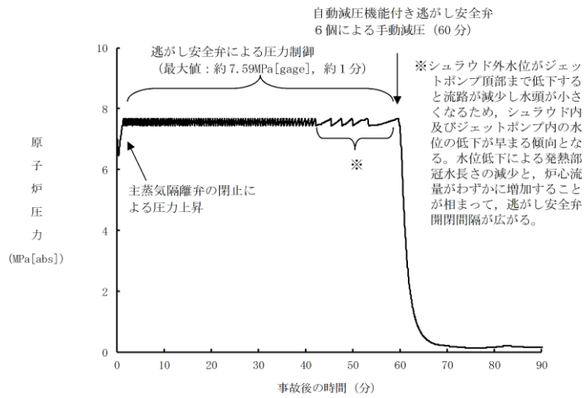
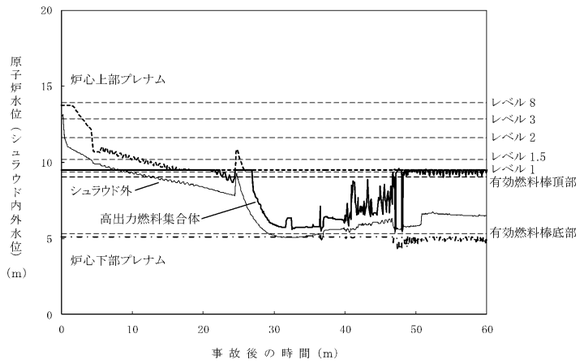
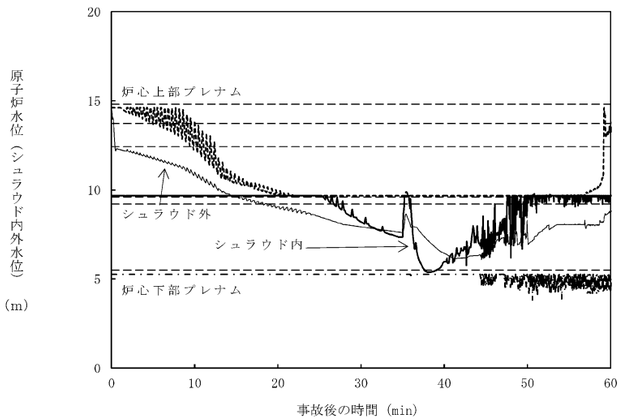
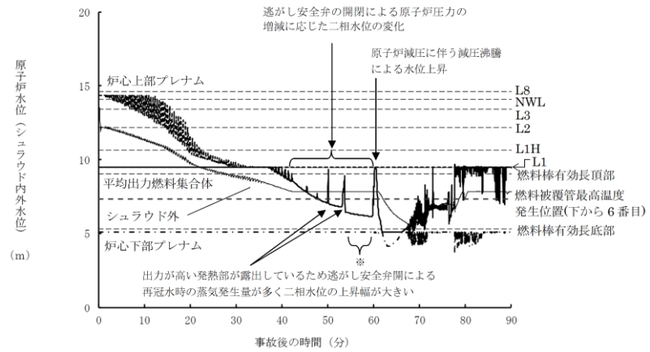
【柏崎 6/7】
島根２号炉は，SRV を通した S/P でのスクラビング効果に期待できることから W/W ベントも D/W ベントも同様の結果としている。

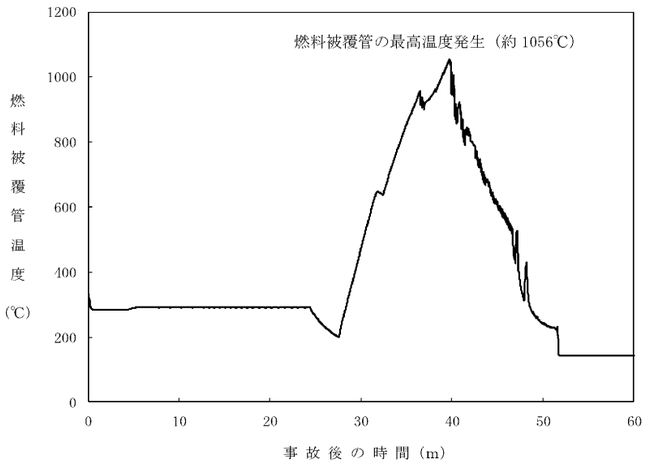
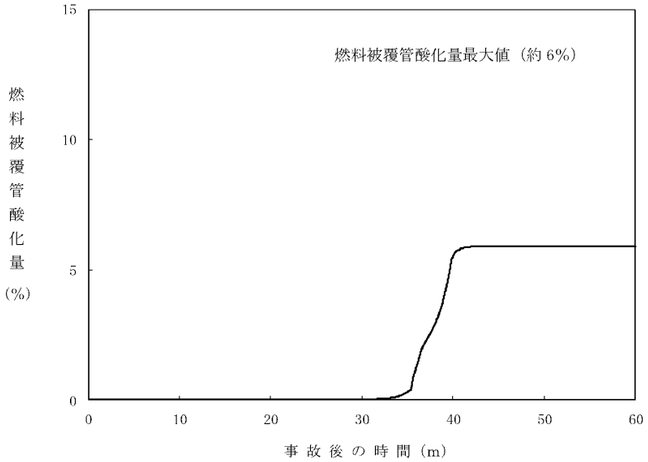
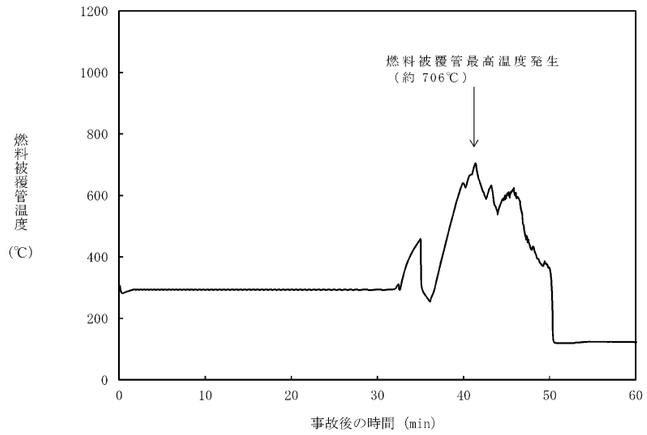
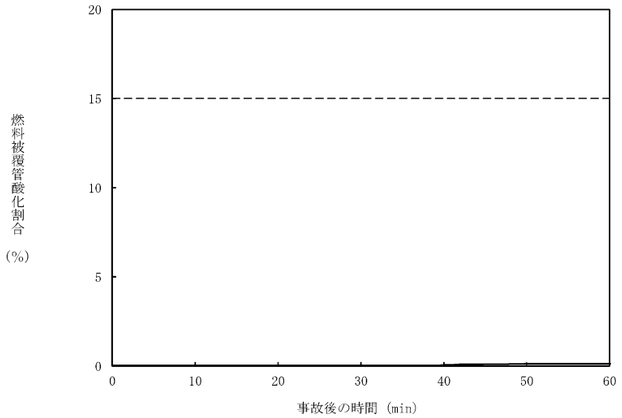
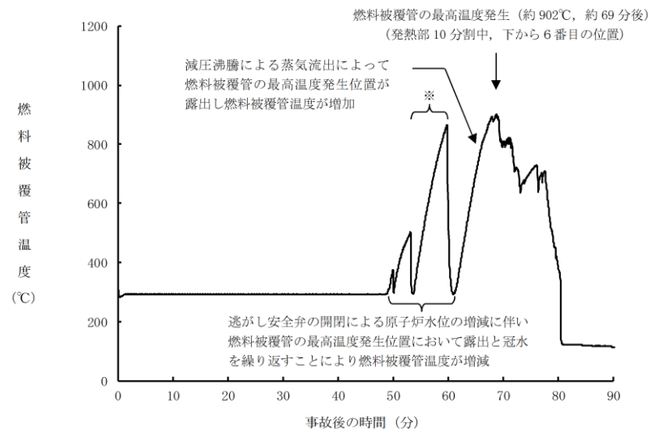
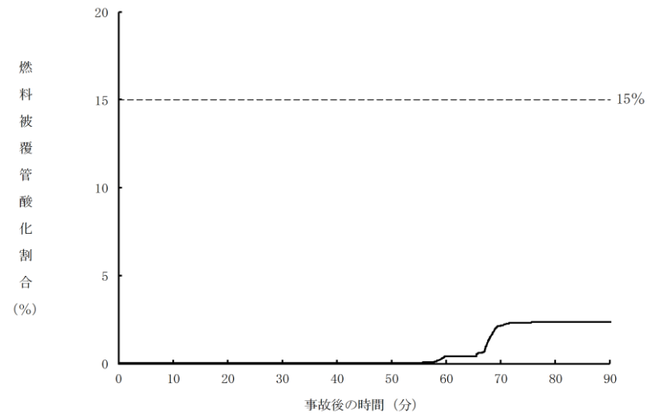
【東海第二】
島根２号炉は，耐圧強化ベントを自主対策設備と位置付けている。

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
 図１　燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力※の関係	 第１図　燃料棒破裂発生時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力※の関係	 図１　燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力※の関係	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
※：燃料被覆管の円周方向の応力算出方法について 燃料被覆管の破裂については，SAFER の解析結果である燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係から判定する。 燃料被覆管の円周方向応力σについては，次式により求められる。（図 1-1 参照） $\sigma = \frac{D}{2t}(P_{in} - P_{out})$ ここで， D ： 燃料被覆管内径 t ： 燃料被覆管厚さ P_{in} ： 燃料被覆管内側にかかる圧力 P_{out} ： 燃料被覆管外側にかかる圧力（＝原子炉圧力） である。 燃料被覆管内側にかかる圧力 Pin は，燃料プレナム部とギャップ部の温度及び体積より，次式で計算される。 $P_{in} = \left(\frac{\frac{V_p T_F}{V_F T_P}}{1 + \frac{V_p T_F}{V_F T_P}} \right) \frac{NRT_P}{V_p}$ ここで， V ： 体積　　P ： 燃料プレナム部 T ： 温度　　F ： ギャップ部 N ： ガスモル数 R ： ガス定数 である。 燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係図（図 1）に示される実験は，LOCA 条件下での燃料棒の膨れ破裂挙動を把握することが目的であり，燃料被覆管内にガスを封入して圧力をかけた状態で加熱することにより LOCA 条件を模擬している。このため，これらの実験ではペレット－被覆管の接触圧を考慮していない。 また，燃料被覆管内側にかかる圧力のうち，ペレット－被覆管の接触圧は，設計用出力履歴において最大線出力密度を維持する	※　燃料被覆管の円周方向の応力算出方法について 燃料被覆管の破裂については，ＳＡＦＥＲの解析結果である燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係から判定する。 燃料被覆管の円周方向応力σについては，次式により求められる。 $\sigma = \frac{D}{2t}(P_{in} - P_{out})$ ここで， D　：燃料被覆管内径 t　：燃料被覆管厚さ P_{in}　：燃料被覆管内側にかかる圧力 P_{out}　：燃料被覆管外側にかかる圧力（＝原子炉圧力） である。 燃料被覆管内側にかかる圧力P_{in}は，燃料プレナム部とギャップ部の温度及び体積より，次式で計算される。 $P_{in} = (\frac{\frac{V_P T_F}{V_F T_P}}{1 + \frac{V_P T_F}{V_F T_P}}) \frac{NRT_P}{V_P}$ ここで， V　：体積　　添字$_P$：燃料プレナム部 T　：温度　　$_F$：ギャップ部 N　：ガスモル数 R　：ガス定数 である。 燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係図に示される実験は，ＬＯＣＡ条件下での燃料棒の膨れ破裂挙動を把握することが目的であり，燃料被覆管内にガスを封入して圧力をかけた状態で加熱することによりＬＯＣＡ条件を模擬している。このため，これらの実験ではペレット－被覆管の接触圧を考慮していない。 また，燃料被覆管内側にかかる圧力のうち，ペレット－被覆管の接触圧は，設計用出力履歴において最大線出力密度を維持	※：燃料被覆管の円周方向の応力算出方法について 燃料被覆管の破裂については，ＳＡＦＥＲの解析結果である燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係から判定する。 燃料被覆管の円周方向応力σについては，次式により求められる。 $\sigma = \frac{D}{2t}(P_{in} - P_{out})$ ここで， D　：燃料被覆管内径 t　：燃料被覆管肉厚 P_{in}　：燃料被覆管内側にかかる圧力 P_{out}　：燃料被覆管外側にかかる圧力（＝原子炉圧力） である。 燃料被覆管内側にかかる圧力P_{in}は，燃料棒プレナム部とギャップ部の温度及び体積より，次式で計算される。 $P_{in} = \left(\frac{\frac{V_P T_F}{V_F T_P}}{1 + \frac{V_P T_F}{V_F T_P}} \right) \frac{NRT_P}{V_P}$ ここで， V　：体積　　P　：燃料プレナム部 T　：温度　　F　：ギャップ部 N　：ガスモル数 R　：ガス定数 である。 燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係図に示される実験は，ＬＯＣＡ条件下での燃料棒の膨れ破裂挙動を把握することが目的であり，燃料被覆管内にガスを封入して圧力をかけた状態で加熱することによりＬＯＣＡ条件を模擬している。このため，これらの実験ではペレット－被覆管の接触圧を考慮していない。 また，燃料被覆管内側にかかる圧力のうち，ペレット－被覆管の接触圧は，設計用出力履歴において最大線出力密度を維持する	・記載方針の相違 【柏崎 6/7】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
最大燃焼度，すなわち燃料被覆管温度評価を最も厳しくする燃焼度の時に運転中の最大値をとるものの，スクラムによる出力低下に伴って接触圧は緩和される。このため，燃料被覆管内側にかかる圧力にペレット－被覆管の接触圧を考慮しない。  図 1-1　燃料棒断面図	する最大燃焼度，すなわち燃料被覆管温度評価を最も厳しくする燃焼度の時に運転中の最大値を取るものの，スクラムによる出力低下に伴って接触圧は緩和される。このため，燃料被覆管内側にかかる圧力にペレット－被覆管の接触圧を考慮しない。	最大燃焼度，すなわち燃料被覆管温度評価を最も厳しくする燃焼度の時に運転中の最大値をとるものの，スクラムによる出力低下に伴って接触圧は緩和される。このため，燃料被覆管内側にかかる圧力にペレット－被覆管の接触圧を考慮しない。	・記載方針の相違 【柏崎 6/7】

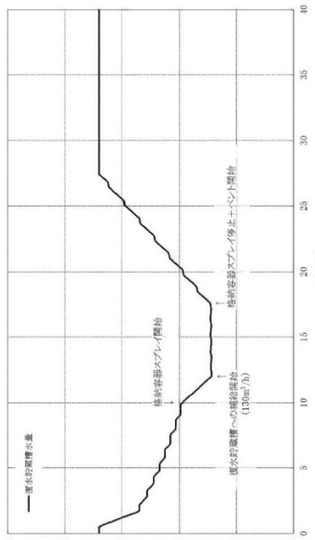
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
 図２　操作開始時間 10 分遅れの場合における原子炉圧力の推移	 第２図　原子炉圧力の推移（遅れ時間 10 分）	 図２　操作開始時間 30 分遅れの場合における原子炉圧力の推移	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
 図３　操作開始時間 10 分遅れの場合における原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移	 第３図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移（遅れ時間 10 分） ※　シュラウド内外水位はボイドを含む場合は，二相水位を示している。	 図３　操作開始時間 30 分遅れの場合における原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	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４　操作開始時間 10 分遅れの場合における燃料被覆管温度の推移  図５　操作開始時間 10 分遅れの場合における燃料被覆管酸化量の推移	 第４図　燃料被覆管温度の推移（遅れ時間 10 分）  第５図　燃料被覆管酸化割合の推移（遅れ時間 10 分） 【ここまで】	 図４　操作開始時間 30 分遅れの場合における燃料被覆管温度の推移 ※　燃料被覆管の最高温度発生位置の露出に伴う燃料被覆管温度の上昇。  図５　操作開始時間 30 分遅れの場合における燃料被覆管酸化量の推移	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

添付資料 2.1.4

７日間における水源の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）



○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
事象発生後，炉心冠水までは定格流量で注水する。
冠水後は，原子炉水位高（レベル8）～原子炉水位低（レベル3）の範囲で注水する（約110m³/h）。

②代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ
格納容器圧力が0.18MPa[gage]到達後に開始し，
原子炉水位高（レベル8）～原子炉水位低（レベル3）までの間，格納容器スプレイを実施する（140m³/h）。

③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送
事象発生12時間後から可搬型代替注水ポンプ（A-2級）4台を用いて130m³/hで淡水貯水池の水を復水貯蔵槽へ移送する。

○時間評価（右上図）
事象発生後12時間までは復水貯蔵槽を水源として原子炉注水及び格納容器スプレイを実施するため，復水貯蔵槽水量は減少する。事象発生12時間後から復水貯蔵槽への補給を開始するため，水量の減少割合は低下する。格納容器ベントと同時に格納容器スプレイを停止し，その後は崩壊熱相当で注水することから復水貯蔵槽水量は回復し，以降安定して冷却が可能である。

○水源評価結果
時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また，7日間の対応を考慮すると，6号及び7号炉のそれぞれで約5,300m³必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると，約10,600m³必要となる。各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有することから，6号及び7号炉の同時被災を考慮した場合も必要水量は確保可能であり，安定して冷却を継続することが可能である。

東海第二発電所　（2018.9.12 版）

添付資料 2.1.4

７日間における水源の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）

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

・西側淡水貯水設備：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 25 分後，代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。

炉心冠水後は，原子炉水位高（レベル８）設定点から原子炉水位低（レベル３）設定点の範囲で注水する。

②　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却

格納容器圧力が 0.279MPa[gage]に到達する事象発生約 14 時間後，代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。

サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。

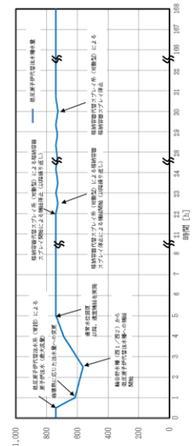
③　西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給

可搬型代替大型注水中型ポンプによる水源補給準備が完了後，西側淡水貯水設備の水を代替淡水貯槽へ補給する。

島根原子力発電所　２号炉

添付資料 2.1.4

７日間における水源の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）



○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）

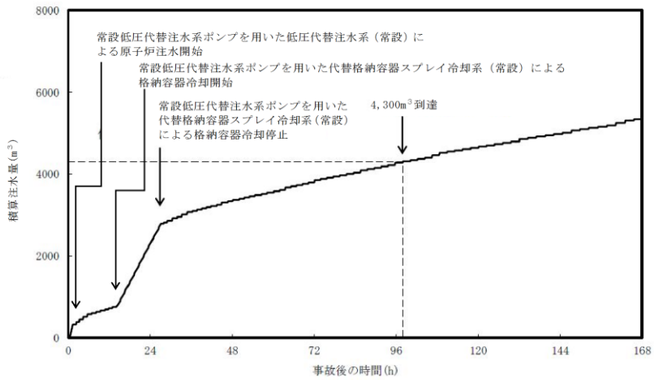
○水使用パターン
①低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水
事象発生後，炉心冠水まで最大流量（250m³/h）で注水する。
炉心冠水後は，崩壊熱に応じた注水量で注水する。
②輪谷貯水槽（西１／西２）から低圧原子炉代替注水槽への移送
事象発生２時間 30 分後から大量送水車を用いて 120m³/h で低圧原子炉代替注水槽へ移送する。
③格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイ
事象発生 22 時間後から格納容器圧力に応じ，120m³/h で間欠運転を実施。

○時間評価（右上図）
事象発生後２時間 30 分までは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水量は回復する。事象発生 22 時間後から格納容器圧力に応じた格納容器スプレイを実施するため，低圧原子炉代替注水槽への移送を一旦停止するが，格納容器スプレイは間欠運転であるため，格納容器スプレイ停止後は低圧原子炉代替注水槽への移送を再開し，以降安定して冷却が可能である。

○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 3,600m³必要となる。低圧原子炉代替注水槽に約 740m³及び輪谷貯水槽（西１／西２）に約 7,000m³の水を保有することから，必要水量は確保可能であり，安定して冷却を継続することが可能である。

備考

・評価結果の相違
【柏崎 6/7，東海第二】
水量評価結果の相違
・解析条件の相違
【柏崎 6/7】
島根２号炉は，事象発生後から必要な可搬型設備を準備し，使用することを想定。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	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.　時間評価 事象発生直後から原子炉注水等によって，代替淡水貯槽の水量は減少する。可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給の準備が完了する事象発生約 360 分時点で代替淡水貯槽は枯渇していない。その後，西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給を実施するため，代替淡水貯槽は枯渇することがない。  第１図　外部水源による積算注水量 （高圧・低圧注水機能喪失） 4.　水源評価結果 時間評価の結果から，代替淡水貯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，合計約 5,350m^{3}の水が必要となる。代替淡水貯槽及び西側淡水貯水設備に合計約 8,600m^{3}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。		

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	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 2.1.5

7日間における燃料の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）

プラント状況：6号及び7号炉運転中。1～5号炉停止中。
事象：高圧・低圧注水機能喪失は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，外部電源喪失は想定していないが，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～事象発生後7日間 復水貯蔵槽給水用　可搬型代替注水ポンプ（A-2級）4台起動。21L/h×24h×7日×4台=14,112L 非常用ディーゼル発電機　3台起動。※1（燃費は保守的に最大負荷時を想定）1,493L/h×24h×7日×3台=752,472L	7日間の軽油消費量約768kL	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～事象発生後7日間 復水貯蔵槽給水用　可搬型代替注水ポンプ（A-2級）4台起動。21L/h×24h×7日×1台=14,112L 非常用ディーゼル発電機　3台起動。※1（燃費は保守的に最大負荷時を想定）1,493L/h×24h×7日×3台=752,472L	7日間の軽油消費量約768kL	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～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）1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L	7日間の軽油消費量約632kL	1号炉軽油タンク容量は約632kL（※3）であり，7日間対応可能。
2号炉	事象発生直後～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）1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L	7日間の軽油消費量約632kL	2号炉軽油タンク容量は約632kL（※3）であり，7日間対応可能。
3号炉	事象発生直後～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）1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L	7日間の軽油消費量約632kL	3号炉軽油タンク容量は約632kL（※3）であり，7日間対応可能。
4号炉	事象発生直後～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）1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L	7日間の軽油消費量約632kL	4号炉軽油タンク容量は約632kL（※3）であり，7日間対応可能。
5号炉	事象発生直後～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）1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L	7日間の軽油消費量約632kL	5号炉軽油タンク容量は約632kL（※3）であり，7日間対応可能。
その他	事象発生直後～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=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燃料タンク（容量約100kL）の残容量（合計）は約591kL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）

添付資料 2.1.5

7日間における燃料の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）

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 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	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
可搬型代替注水中型ポンプ　1台起動 （西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給） 35.7L／h（燃料消費率）×168h（運転時間）×1台（運転台数）＝約 6.0kL	7日間の軽油消費量約 6.0kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約 210kLであり，7日間対応可能
緊急時対策所用発電機　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 2.1.5

7日間における燃料の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）

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 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1.618m³/h×24h×7日×2台＝543.648m³ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機　1台起動 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 0.927m³/h×24h×7日×1台＝155.736m³ 大量送水車　1台起動 0.0652m³/h×24h×7日×1台＝10.9536m³	7日間の軽油消費量約 711m³	ディーゼル燃料貯蔵タンクの容量は約 730m³であり，7日間対応可能
ガスタービン発電機　1台起動 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 2.09m³/h×24h×7日×1台＝351.12m³	7日間の軽油消費量約 352m³	ガスタービン発電機用軽油タンクの容量は約 450m³であり，7日間対応可能
緊急時対策所用発電機　1台 0.0469 m³/h×24h×7日×1台＝7.8792m³	7日間の軽油消費量約８m³	緊急時対策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。

・評価結果の相違
【柏崎 6/7，東海第二】
燃料評価結果の相違

まとめ資料比較表　〔有効性評価　添付資料 2.1.6〕

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

資料なし

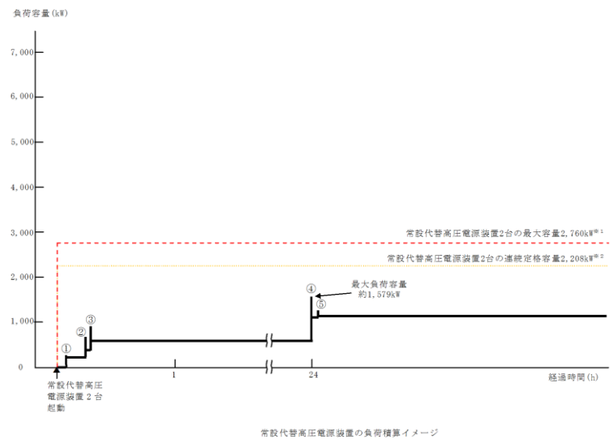
東海第二発電所　（2018.9.12 版）

添付資料 2.1.6

常設代替交流電源設備の負荷（高圧・低圧注水機能喪失）

主要負荷リスト　【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷	約 120 約 97	約 245	約 217
②	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約702	約407
③	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約892	約597
④	緊急用海水ポンプ その他必要な負荷	約510 約4	約1,579	約1,111
⑤	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約1,220	約1,141



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

※1　常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量（1,380kW×運転台数＝最大容量）
※2　常設代替高圧電源装置定格出力運転時の 80%の容量（1,380kW×0.8×運転台数＝連続定格容量）

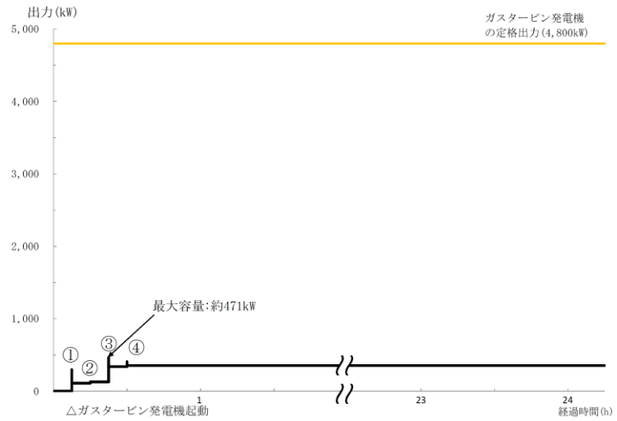
島根原子力発電所　２号炉

添付資料 2.1.6

常設代替交流電源設備の負荷（高圧・低圧注水機能喪失）

主要負荷リスト
電源設備：ガスタービン発電機　　定格出力：4,800kW

起動順序	主要機器	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の最大負荷容量 (kW)
①	ガスタービン発電機付帯設備	約 111	約 300	約 111
②	代替所内電気設備負荷（自動投入負荷）	約 18	約 129	約 129
③	低圧原子炉代替注水ポンプ	約 210	約 471	約 339
④	低圧原子炉代替注水設備非常用送風機	約 15	約 409	約 354



常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

備考

・解析条件の相違
【柏崎 6/7，東海第二】
島根２号炉は，SA 事象を想定して，外部電源の喪失を想定している。
・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。

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

まとめ資料比較表　〔有効性評価　2.2 高圧注水・減圧機能喪失〕

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
2.2 高圧注水・減圧機能喪失 2.2.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策 (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「高圧注水・減圧機能喪失」に含まれる事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」，②「過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」，③「通常停止＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」，④「通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」，⑤「サポート系喪失＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」及び⑥「サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」である。	2.2 高圧注水・減圧機能喪失 2.2.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策 (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「高圧注水・減圧機能喪失」に含まれる事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」，②「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」及び③「サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」である。	2.2　高圧注水・減圧機能喪失 2.2.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策 (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「高圧注水・減圧機能喪失」に含まれる事故シーケンスは，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」，②「手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」及び③「サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」である。	
(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」では，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCA を除く）の発生後，高圧注水機能が喪失し，かつ，原子炉減圧機能（自動減圧機能）が喪失することを想定する。このため，原子炉注水ができず，逃がし安全弁による圧力制御（逃がし弁機能）に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，原子炉が減圧できず高圧のままで炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，高圧注水機能又は原子炉減圧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。 ここで，高圧注水・減圧機能喪失が生じた際の状況を想定すると，事象発生後，重大事故等対処設備によって高圧注水を実施して炉心損傷を防止する場合よりも，高圧注水に期待せず，設計基準事故対処設備による原子炉減圧にも失敗した後に，重大事故等対処設備によって原子炉を減圧し，低圧注水に移行して炉心損傷を防止する場合の方が，原子炉の減圧により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位がより早く低下することから，事故対応として厳しいと考えら	(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」では，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（ＬＯＣＡを除く。）の発生後，高圧注水機能が喪失し，かつ，原子炉減圧機能（自動減圧機能）が喪失することを想定する。このため，原子炉注水ができず，逃がし安全弁による圧力制御（安全弁機能）に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，原子炉が減圧できず高圧のままで炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，高圧注水機能又は原子炉減圧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。 ここで，高圧注水・減圧機能喪失が生じた際の状況を想定すると，事象発生後，重大事故等対処設備によって高圧注水を実施して炉心損傷を防止する場合よりも，高圧注水に期待せず，設計基準事故対処設備による原子炉減圧にも失敗した後に，重大事故等対処設備によって原子炉を減圧し，低圧注水に移行して炉心損傷を防止する場合の方が，原子炉の減圧により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位がより早く低下することから，事故対応として厳しいと考えら	(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」では，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（ＬＯＣＡを除く）の発生後，高圧注水機能が喪失し，かつ，原子炉減圧機能（自動減圧機能）が喪失することを想定する。このため，原子炉注水ができず，逃がし安全弁による圧力制御（逃がし弁機能）に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，原子炉が減圧できず高圧のままで炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，高圧注水機能又は原子炉減圧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。 ここで，高圧注水・減圧機能喪失が生じた際の状況を想定すると，事象発生後，重大事故等対処設備によって高圧注水を実施して炉心損傷を防止する場合よりも，高圧注水に期待せず，設計基準事故対処設備による原子炉減圧にも失敗した後に，重大事故等対処設備によって原子炉を減圧し，低圧注水に移行して炉心損傷を防止する場合の方が，原子炉の減圧により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位がより早く低下することから，事故対応として厳しいと考えら	・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，逃がし弁機能での圧力制御を想定している。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
れる。このことから，本事故シーケンスグループにおいては，高圧注水機能に期待せず，原子炉減圧機能に対する対策の有効性を評価することとする。なお，高圧注水及び原子炉減圧機能喪失が生じ，重大事故等対処設備の注水手段としては高圧注水のみに期待する事故シーケンスとして，全交流動力電源喪失時の直流電源喪失があり，「2.3.3 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失」において主に高圧代替注水系の有効性を確認している。 　したがって，本事故シーケンスグループでは，代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧を行い，原子炉減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を実施する。	れる。このことから，本事故シーケンスグループにおいては，高圧注水機能に期待せず，原子炉減圧機能に対する対策の有効性を評価することとする。なお，高圧注水及び原子炉減圧機能喪失が生じ，重大事故等対処設備の注水手段としては高圧注水に期待する事故シーケンスとして，全交流動力電源喪失時の直流電源喪失があり，「2.3.2 全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）」において主に高圧代替注水系の有効性を確認している。 　したがって，本事故シーケンスグループでは，代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧を行い，原子炉減圧後に低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施する。	れる。このことから，本事故シーケンスグループにおいては，高圧注水機能に期待せず，原子炉減圧機能に対する対策の有効性を評価することとする。なお，高圧注水及び原子炉減圧機能喪失が生じ，重大事故等対処設備の注水手段としては高圧注水に期待する事故シーケンスとして，全交流動力電源喪失時の直流電源喪失があり，「2.3.3　全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋直流電源喪失」において主に高圧原子炉代替注水系の有効性を確認している。 　したがって，本事故シーケンスグループでは，代替自動減圧機能を用いた自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧を行い，原子炉減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・プール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を実施する。	・運用の相違 【柏崎 6/7】 　島根２号炉は，低圧原子炉代替注水系（可搬型）にも期待する。 ・解析条件の相違 【東海第二】 　島根２号炉は，低圧 ECCS１系統のみに期待した有効性評価を実施。 ・解析条件の相違 【東海第二】 　東海第二では，SDC モードまでを考慮した解析としていない。
(3) 炉心損傷防止対策 　事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧手段及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁を開維持することで，残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 2.2.1 図から第 2.2.2 図に，手順の概要を第 2.2.3 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 2.2.1 表に示す。 　本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおい	(3) 炉心損傷防止対策 　事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として過渡時自動減圧機能を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧手段並びに低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで，低圧炉心スプレイ系による炉心冷却を継続する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 2.2－1 図に，手順の概要を第 2.2－2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 2.2－1 表に示す。 　本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおい	(3)　炉心損傷防止対策 　事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として代替自動減圧機能を用いた自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧手段及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，自動減圧機能付き逃がし安全弁を開維持することで，残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・プール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 2.2.1－1(1)図及び第 2.2.1－1(2)図に，手順の概要を第 2.2.1－2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 2.2.1－1 表に示す。	・解析条件の相違 【東海第二】 　島根２号炉は，低圧 ECCS１系統のみに期待した有効性評価を実施。 ・解析条件の相違 【東海第二】 　島根２号炉は，残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心冷却を継続。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	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，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 8 名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う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 2.2.4 図に示す。	て，重大事故等対策に必要な要員は，災害対策要員（初動）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，当直発電長 1 名，当直副発電長 1 名及び運転操作対応を行う当直運転員 4 名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う要員は 4 名である。必要な要員と作業項目について第 2.2－3 図に示す。	本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて，重大事故等対策に必要な要員は，緊急時対策要員 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，通報連絡等を行う要員は 5 名である。必要な要員と作業項目について第 2.2.1－3 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，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，10 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】 運用及び設備の相違に伴う，必要要員数の相違。
a．原子炉スクラム確認 運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。 原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，平均出力領域モニタ等である。	a．原子炉スクラム確認 運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。 原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，平均出力領域計装等である。	a．外部電源喪失及び原子炉スクラム確認 原子炉の出力運転中に外部電源喪失となり，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。 原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，平均出力領域計装である。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，SA 事象を鑑みて，外部電源の喪失を仮定している。 ・設備の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，中性子源領域計装（ＳＲＭ）及び中間領域計装（ＩＲＭ），柏崎 6/7，東海第二は起動領域計装（ＳＲＮＭ）を採用している。柏崎 6/7，東海第二は，運転時挿入されているＳＲＮＭにより確認が可能な設備として，等を記載しているが，島根２号炉は，ＳＲＭ及びＩＲＭが運転時引き抜きのため，平均

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			出力領域計装（ＡＰＲＭ）により確認することとしている。
b. 高圧注水機能喪失確認 原子炉スクラム後，原子炉水位は低下し続け，原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系，原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系の自動起動信号が発生するが全て機能喪失していることを確認する。 高圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は，各系統の流量指示等である。 原子炉水位は更に低下し，原子炉水位低（レベル 1）で残留熱除去系（低圧注水モード）が自動起動する。	b．高圧注水機能喪失確認 原子炉スクラム後，原子炉水位は低下し続け，原子炉水位異常低下（レベル２）で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動信号が発生するが全て機能喪失していることを確認する。 高圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は，各系統の流量等である。 原子炉水位は更に低下し，原子炉水位異常低下（レベル１）で低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）3 系統が自動起動する。	b．高圧注水機能喪失確認 原子炉スクラム後，原子炉水位は低下し続け，原子炉水位低（レベル２）で原子炉隔離時冷却系の自動起動信号が発生するが機能喪失していることを確認し，高圧炉心スプレイ系を起動するが機能喪失していることを確認する。 高圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は，各ポンプの出口流量等である。 原子炉水位はさらに低下するため，残留熱除去系（低圧注水モード）を起動する。	・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，低圧 ECCS１系統のみに期待した有効性評価を実施。
c. 代替自動減圧ロジック動作確認 原子炉水位低（レベル 1）到達の 10 分後及び残留熱除去系ポンプ運転時に代替自動減圧ロジックにより，逃がし安全弁４個が自動で開放し，原子炉が急速減圧される。 原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位及び原子炉圧力である。	c．過渡時自動減圧機能動作確認 原子炉水位異常低下（レベル１）到達の 10 分後及び低圧炉心スプレイ系ポンプ又は残留熱除去系ポンプ運転時に過渡時自動減圧機能により，逃がし安全弁（自動減圧機能）2 個が自動で開放し，原子炉が急速減圧される。 原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等である。	c．代替自動減圧機能動作確認 原子炉水位低（レベル１）到達の 10 分後及び残留熱除去ポンプ運転時に代替自動減圧機能により，自動減圧機能付き逃がし安全弁２個が自動で開放し，原子炉が急速減圧される。 原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力（ＳＡ），原子炉圧力等である。	・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，低圧 ECCS１系統のみに期待した有効性評価を実施。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 作動させる逃がし安全弁の個数の相違。
d. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水 代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉急速減圧により，原子炉圧力が残留熱除去系（低圧注水モード）の系統圧力を下回ると，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復する。 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位及び残留熱除去系系統流量等である。	d．低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水 過渡時自動減圧機能を用いた逃がし安全弁による原子炉急速減圧により，原子炉圧力が低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）のそれぞれの系統圧力を下回ると，それぞれの系統による原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復する。 低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），低圧炉心スプレイ系系統流量，残留熱除去系系	d．残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水 代替自動減圧機能を用いた自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧により，原子炉圧力が残留熱除去系（低圧注水モード）の系統圧力を下回ると，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復する。 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域）及び残留熱除去ポンプ出口流量等である。	・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，低圧 ECCS１系統のみに期待した有効性評価を実施。 ・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，残留熱

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	統流量等である。		除去系（低圧注水モード）により炉心冷却を継続。
原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	原子炉水位回復後は，低圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）の間で維持する。	原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）の間で維持する。	
e．残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位維持を確認後，異なる残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する。 残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の運転を確認するために必要な計装設備は，サプレッション・チェンバ・プール水温度等である。	e．残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）運転 低圧炉心スプレイ系による原子炉水位維持を確認後，残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却運転を開始する。 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）の運転を確認するために必要な計装設備は，サプレッション・プール水温度等である。	e．残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位維持を確認後，異なる残留熱除去系によるサプレッション・プール水冷却モード運転を開始する。 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）の運転を確認するために必要な計装設備は，サプレッション・プール水温度（ＳＡ）等である。	・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，低圧 ECCS１系統のみに期待した有効性評価を実施。
f．残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転 残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の運転により，サプレッション・チェンバ・プール水温が静定することを確認後，サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転以外の残留熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転に切り替える。これにより原子炉は冷温停止状態に移行する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転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。		f．残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）の運転により，サプレッション・プール水温度が静定することを確認後，サプレッション・プール水冷却モード運転以外の残留熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転に切り替える。これにより原子炉は冷温停止状態に移行する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転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。	
以降，炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は，残留熱除去系により継続的に行う。	以降，炉心冷却は，低圧炉心スプレイ系による注水により継続的に行い，また，格納容器除熱は，残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）により継続的に行う。さらに，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を実施し，冷温停止状態とする。	以降，炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は，残留熱除去系により継続的に行う。	・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心冷却を継続。
2.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし，逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」である。	2.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし，逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」である。	2.2.2　炉心損傷防止対策の有効性評価 (1)　有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とする「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」である。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，逃がし

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果，原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，冷却材放出（臨界流・差圧流），ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，サプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER，シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器温度等の過渡応答を求める。 また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。 (2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 2.2.2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。 a．事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，給水流量の全喪失が発生するものとする。 (b) 安全機能の喪失に対する仮定 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系，原子炉減圧機能として自動減圧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るものとする。 外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，炉心冷却上厳しくな	本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流及び三次元効果，原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，冷却材放出（臨界流・差圧流）及びＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達及びサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードＳＡＦＥＲ及びシビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。 また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。 (2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 2.2－2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。 a．事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，給水流量の全喪失が発生するものとする。 (b) 安全機能の喪失に対する仮定 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系，原子炉減圧機能として自動減圧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るものとする。 外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル３）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，炉心冷却上厳しくなる。	本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果，原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，冷却材放出（臨界流・差圧流），ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，サプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードＳＡＦＥＲ，シビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器温度等の過渡応答を求める。 また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。 (2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 2.2.2－1 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。 a．事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，給水流量の全喪失が発生するものとする。 (b) 安全機能の喪失に対する仮定 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失，原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失及び原子炉の手動減圧が失敗するものとする。 (c) 外部電源 外部電源なしの場合は，必要燃料量の観点で厳しくなることから，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。 また，原子炉スクラムまでの原子炉出力が高く維持さ	安全弁１個の開放により原子炉が減圧されるため，本事故シーケンスグループには逃がし安全弁の再閉失敗を含む事故シーケンスは含まれない。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，SA 事象を鑑みて，外部電源の喪失を仮定している。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	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。		れ，原子炉水位の低下が大きくなることで，炉心の冷却の観点で厳しくなり，外部電源がある場合を包含する条件として，再循環ポンプトリップは，原子炉水位低（レベル２）信号にて発生するものとする。	
ｂ．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。	ｂ．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 原子炉スクラム 原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号によるものとする。	ｂ．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号によるものとする。	
(b) 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能 原子炉水位の低下に伴い，原子炉水位低（レベル3）信号により再循環ポンプ4 台を自動停止し，原子炉水位低（レベル2）信号により残りの再循環ポンプ6 台を自動停止するものとする。	(b) ＡＴＷＳ緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能） ＡＴＷＳ緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）は，原子炉水位の低下に伴い，原子炉水位異常低下（レベル２）信号により再循環系ポンプ 2 台全てを自動停止するものとする。		・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，外部電源がある場合を包含する条件として，再循環ポンプトリップの条件を設定している。
(c) 原子炉減圧機能 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて，原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また，逃がし安全弁による原子炉手動減圧に失敗することを想定する。代替自動減圧ロジックを用いた自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧は，原子炉水位低（レベル1）到達から10 分後に開始し，自動減圧機能付き逃がし安全弁4 個により原子炉減圧する。容量として，1 個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。	(c) 原子炉減圧機能 逃がし安全弁（安全弁機能）にて，原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また，逃がし安全弁による原子炉手動減圧に失敗することを想定する。過渡時自動減圧機能を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧は，原子炉水位異常低下（レベル１）到達から 10 分後に開始し，逃がし安全弁（自動減圧機能）2 個により原子炉減圧する。容量として 1 個当たり定格主蒸気流量の約 6%を処理するものとする。	(b) 原子炉減圧機能 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて，原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また，逃がし安全弁による原子炉手動減圧に失敗することを想定する。代替自動減圧機能を用いた自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧は，原子炉水位低（レベル１）到達から10分後に開始し，自動減圧機能付き逃がし安全弁２個により原子炉減圧する。容量として，１個当たり定格主蒸気流量の約８％を処理するものとする。	・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，逃がし弁機能での圧力制御を想定している。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 作動させる逃がし安全弁の個数の相違。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
	(d) 低圧炉心スプレイ系 原子炉水位異常低下（レベル１）到達後，低圧炉心スプレイ系が自動起動し，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧後に，1,419m^3／h（0.84MPa［dif］において）（最大 1,561m^3／h）にて原子炉注水する。		・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，低圧 ECCS１系統のみに期待した有効性評価を実施。
(d) 残留熱除去系（低圧注水モード） 原子炉水位低（レベル1）到達後，残留熱除去系（低圧	(e) 残留熱除去系（低圧注水系） 原子炉水位異常低下（レベル１）到達後，残留熱除去系	(c) 残留熱除去系（低圧注水モード） 原子炉水位低（レベル１）到達後，残留熱除去系（低	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
注水モード）が自動起動し，逃がし安全弁による原子炉減圧後に，954m³/h（0.27MPa[dif]において）にて原子炉注水する。	（低圧注水系）3 系統が自動起動し，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧後に，1 系統当たり 1,605m³／h（0.14MPa［dif］において）（最大 1,676m³／h）にて原子炉注水する。また，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）まで回復し，低圧炉心スプレイ系のみにより原子炉水位の維持が可能な場合は，注水を停止する。	圧注水モード）が自動起動し，自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧後に，1,136m³/h（0.14MPa[dif]において）にて原子炉注水する。なお，低圧炉心スプレイ系による注水については期待しないものとする。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，低圧 ECCS１系統のみに期待した有効性評価を実施。
(e) 残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び原子炉停止時冷却モード）	(f) 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系） 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）は，自動起動した残留熱除去系（低圧注水系）のうち，1 系統を切り替えるものとする。	(d) 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード及び原子炉停止時冷却モード）	・解析条件の相違 【東海第二】 東海第二では自動起動した３系統の残留熱除去系から切替操作を実施。
伝熱容量は，熱交換器1 基あたり約8MW（サプレッション・チェンバ・プール水温又は原子炉冷却材温度52℃，海水温度30℃において）とする。	伝熱容量は，熱交換器 1 基当たり約 43MW（サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）とする。	伝熱容量は，熱交換器１基あたり約９MW（サプレッション・プール水温度又は原子炉冷却材温度52℃，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。
c．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。	c．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。	c．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等繰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（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作は，原子炉水位高（レベル8）を確認後，開始する。	(a) 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）運転操作は，原子炉水位高（レベル８）を確認後に切替えに要する時間を考慮し，原子炉水位高（レベル８）到達の 5 分後に実施する。	(a) 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転操作は，原子炉水位高（レベル８）確認後，開始する。	・運用の相違 【東海第二】 東海第二では，L8 到達後に操作を要する時間を考慮。
(b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転操作は，原子炉圧力が0.93MPa[gage]まで低下したことを確認後，事象発生12 時間後に開始する。 （添付資料 2.2.1）		(b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転操作は，原子炉圧力が0.8MPa［gage］まで低下したことを確認後，事象発生12時間後に開始する。 （添付資料2.2.1）	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 ・解析条件の相違 【東海第二】 東海第二では，格納容器除熱のみに期待した有効性評価を実施。

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
(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※1，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量，原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.2.5 図から第 2.2.10 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率，高出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.2.11 図から第 2.2.16 図に，格納容器圧力，格納容器温度，サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を第 2.2.17 図から第 2.2.20 図に示す。 ※1 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で，シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は，シュラウド外の水位であることから，シュラウド内外の水位を併せて示す。なお，水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には，原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を，7 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。 a．事象進展 給水流量の全喪失後，原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル 3）信号が発生して原子炉がスクラムするが，原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し，原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系の起動に失敗し，原子炉水位低（レベル 1）で残留熱除去系（低圧注水モード）が起動する。原子炉水位低（レベル 1）到達の 10 分後に代替自動減圧ロジックにより，逃がし安全弁 4 個が開き，原子炉が急速減圧される。原子炉減圧後に，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が開始される。	(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.2－4 図から第 2.2－9 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率，高出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.2－10 図から第 2.2－15 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 2.2－16 図から第 2.2－19 図に示す。 ※ 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で，シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位（広帯域），原子炉水位（狭帯域）の水位は，シュラウド外の水位であることから，シュラウド内外の水位を併せて示す。なお，水位が燃料有効長頂部付近となった場合には，原子炉水位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。 a．事象進展 給水流量の全喪失後，原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル３）信号が発生して原子炉がスクラムするが，原子炉水位異常低下（レベル２）で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の起動に失敗し，原子炉水位異常低下（レベル１）で低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）3 系統が起動する。原子炉水位異常低下（レベル１）到達の 10 分後に過渡時自動減圧機能により逃がし安全弁（自動減圧機能）2 個が開き，原子炉が急速減圧される。原子炉減圧後に，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）3 系統による原子炉注水が開始される。	(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量，原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.2.2－1(1)図から第 2.2.2－1(6)図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率，高出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.2.2－1(7)図から第 2.2.2－1(12)図に，格納容器圧力，格納容器温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 2.2.2－1(13)図から第 2.2.2－1(16)図に示す。 ※ 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で，シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位（広帯域・狭帯域）の水位は，シュラウド外の水位であることから，シュラウド内外の水位を併せて示す。なお，水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には，原子炉水位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。 a．事象進展 給水流量の全喪失後，原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル３）信号が発生して原子炉がスクラムするが，原子炉水位低（レベル２）で原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し，さらに高圧炉心スプレイ系の起動に失敗することから，残留熱除去系（低圧注水モード）１系統を起動する。原子炉水位低（レベル１）到達の 10 分後に代替自動減圧機能により，自動減圧機能付き逃がし安全弁２個が開き，原子炉が急速減圧される。原子炉減圧後に，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が開始される。	・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，低圧 ECCS１系統のみに期待した有効性評価を実施。 ・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
			作動させる逃がし安全弁の個数の相違。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 再循環ポンプの個数の相違。
再循環ポンプについては，原子炉水位低（レベル３）で４台トリップし，原子炉水位低（レベル 2）で残り 6 台がトリップする。主蒸気隔離弁は，原子炉水位低（レベル 1.5）で全閉する。 原子炉急速減圧を開始すると，原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し，有効燃料棒頂部を下回るが，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復し，炉心は再冠水する。	再循環系ポンプについては，原子炉水位異常低下（レベル２）で 2 台全てがトリップする。主蒸気隔離弁は，原子炉水位異常低下（レベル２）で全閉する。 原子炉急速減圧を開始すると，原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し，燃料有効長頂部を下回るが，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）3 系統による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復し，炉心は再冠水する。	再循環ポンプについては，原子炉水位低（レベル２）で２台すべてトリップする。主蒸気隔離弁は，原子炉水位低（レベル２）で全閉する。 原子炉急速減圧を開始すると，原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し，燃料棒有効長頂部を下回るが，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復し，炉心は再冠水する。	・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，低圧 ECCS１系統のみに期待した有効性評価を実施。
燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は，原子炉減圧により，原子炉水位が低下し，炉心が露出することから上昇する。その結果，燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水により，燃料の露出と冠水を繰り返すため，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると，ボイド率が低下し，熱伝達係数が上昇することから，燃料被覆管温度は低下する。	燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は，原子炉減圧により，原子炉水位が低下し，炉心が露出することから上昇する。その結果，燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）3 系統による原子炉注水により，燃料の露出と冠水を繰り返すため，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると，ボイド率が低下し，熱伝達係数が上昇することから，燃料被覆管温度は低下する。	燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は，原子炉減圧により，原子炉水位が低下し，炉心が露出することから上昇する。その結果，燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水により，燃料の露出と冠水を繰り返すため，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると，ボイド率が低下し，熱伝達係数が上昇することから，燃料被覆管温度は低下する。	・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，低圧 ECCS１系統のみに期待した有効性評価を実施。
高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については，原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。また，炉心が再冠水した以降は，残留熱除去系を用いた原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱手順に従い，冷温停止状態に移行することができる。	高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については，原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。また，炉心が再冠水した以降は，残留熱除去系を用いた原子炉圧力容器及び格納容器除熱手順に従い，冷温停止状態に移行することができる。	高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については，原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。また，炉心が再冠水した以降は，残留熱除去系を用いた原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱手順に従い，冷温停止状態に移行することができる。	
b. 評価項目等	b．評価項目等	b．評価項目等	
燃料被覆管の最高温度は，第 2.2.11 図に示すとおり，原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し，約 761℃に到達するが，1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は，高出力燃料集合体にて発生している。また，燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり，15%以下となる。	燃料被覆管の最高温度は，第 2.2－10 図に示すとおり，原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し，約 711℃に到達するが，1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は，高出力燃料集合体にて発生している。また，燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり，15%以下となる。	燃料被覆管の最高温度は，第 2.2.2－1(7)図に示すとおり，原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し，約 728℃に到達するが，1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は，高出力燃料集合体にて発生している。また，燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの１%以下であり，15%以下となる。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
原子炉圧力は，第 2.2.5 図に示すとおり，逃がし安全弁の作動により，約 7.52MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原	原子炉圧力は，第 2.2－4 図に示すとおり，逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により，約 7.79MPa [gage] 以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，	原子炉圧力は，第 2.2.2－1(1)図に示すとおり，逃がし安全弁の作動により，約 7.59MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力	・解析条件の相違 【東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても，約 7.82MPa[gage] 以下であり，最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は，約 0.07MPa[gage]及び約 101℃に抑えられ，原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。 第 2.2.6 図に示すとおり，残留熱除去系（低圧注水モード）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。	原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても，約 8.09MPa［gage］以下であり，最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa［gage］）を十分下回る。 格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は，約 0.04MPa［gage］及び約 90℃に抑えられ，格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。 第 2.2－5 図に示すように，低圧炉心スプレイ系による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。	と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても，約 7.89MPa[gage]以下であり，最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。 格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は，約 54kPa[gage]及び約 85℃に抑えられ，原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。 第 2.2.2－1(2)図に示すとおり，残留熱除去系（低圧注水モード）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。	島根２号炉は，逃がし弁機能での圧力制御を想定している。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心冷却を継続。
その後は，12 時間後に残留熱除去系による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し，また，安定状態を維持できる。 （添付資料 2.2.2） 本評価では，「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について，対策の有効性を確認した。	その後は，約 1 時間後に残留熱除去系による格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し，また，安定状態を維持できる。 （添付資料 2.2.1） 本評価では，「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す（1）から（4）の評価項目について，対策の有効性を確認した。	その後は，12 時間後に残留熱除去系による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し，また，安定状態を維持できる。 （添付資料2.2.2） 本評価では，「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について，対策の有効性を確認した。	・運用の相違 【東海第二】
2.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 高圧注水・減圧機能喪失では，高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作とする。	2.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 高圧注水・減圧機能喪失では，高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）運転操作とする。	2.2.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 高圧注水・減圧機能喪失では，高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転操作とする。	・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，事象発生から 12 時間までの操作に限らず，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作を抽出。
(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。 ａ．運転員等操作時間に与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，解析	(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。 ａ．運転員等操作時間に与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，解析	(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「1.7　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。 ａ．運転員等操作時間に与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，解析	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが，原子炉注水は代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧及び残留熱除去系の自動起動により行われ，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが，操作手順（冠水後の流量調整操作）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できており，また，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さく，また，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 （添付資料 2.2.3） ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，実験	コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて＋50℃高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが，原子炉注水は過渡時自動減圧機能を用いた逃がし安全弁による原子炉減圧並びに低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）３系統の自動起動により行われ，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが，操作手順（冠水後の流量調整操作）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できており，また，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さく，また，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 （添付資料 2.2.2） ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，実験	コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが，原子炉注水は代替自動減圧機能を用いた自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧及び残留熱除去系の起動により行われ，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが，操作手順（冠水後の流量調整操作）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，ＢＷＲの原子炉格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できており，また，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さく，また格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 （添付資料 2.2.3） ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，実験	・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，低圧ECCS１系統のみに期待した有効性評価を実施。

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
解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは燃料被覆管の酸化について，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え，燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （添付資料 2.2.3）	解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは燃料被覆管の酸化について，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え，燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向を確認しているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （添付資料 2.2.2）	解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは燃料被覆管の酸化について，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え，燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，ＢＷＲの原子炉格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （添付資料 2.2.3）	
(2) 解析条件の不確かさの影響評価 ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 2.2.2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。	(2) 解析条件の不確かさの影響評価 ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 2.2－2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。	(2) 解析条件の不確かさの影響評価 ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 2.2.2－1 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，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	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) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の最大線出力密度は，解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42kW/m以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，原子炉注水は代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧及び残留熱除去系の自動起動により行われ，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが，残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）への移行は冠水後の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，原子炉水位，炉心流量，格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部，サプレッション・チェンバ・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 事故条件の外部電源の有無については，炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給されることから，運転員	(a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の最大線出力密度は，解析条件の44.0kW／mに対して最確条件は約33kW／m～約41kW／m であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，原子炉注水は過渡時自動減圧機能を用いた逃がし安全弁による原子炉減圧及び低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）3 系統の自動起動により行われ，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度33GWd／tに対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約31GWd／tであり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが，残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）への移行は冠水後の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，原子炉水位，炉心流量，格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部，サプレッション・プール水位，格納容器圧力並びに格納容器雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 事故条件の外部電源の有無については，炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップせず原子炉水位異常低下（レベル２）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等により電源が供給	(a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の最大線出力密度は，解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約40.6kW/m以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，原子炉注水は代替自動減圧機能を用いた自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧及び残留熱除去系の起動により行われ，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）への移行は冠水後の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，原子炉水位，炉心流量，サプレッション・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 事故条件の外部電源の有無については，必要燃料量の観点で厳しい外部電源がない状態を設定しているが，炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低（レベル２）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を包含する条件を設定している。	・実績値の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉の最確条件を記載。 ・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，低圧 ECCS１系統のみに期待した有効性評価を実施。 ・実績値の相違 【東海第二】 島根２号炉の最確条件を記載。 ・整理方針の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，サプレッション・チェンバの空間部及び液相部のゆらぎを，サプレッション・プール水位のゆらぎで代表させていることから，記載していない。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，SA 事象を鑑みて，外部電源の喪失を仮定している。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
等操作時間に与える影響はない。	されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	なお，外部電源がある場合は外部電源により電源が供給されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	
機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 （添付資料 2.2.3）	機器条件の低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 （添付資料 2.2.2）	機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 （添付資料 2.2.3）	・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，低圧 ECCS１系統のみに期待した有効性評価を実施。
(b) 評価項目となるパラメータに与える影響	(b) 評価項目となるパラメータに与える影響	(b) 評価項目となるパラメータに与える影響	
初期条件の最大線出力密度は，解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42kW/m以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	初期条件の最大線出力密度は，解析条件の44.0kW／mに対して最確条件は約33kW／m～約41kW／m であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	初期条件の最大線出力密度は，解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約40.6kW/m以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから，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 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉の最確条件を記載。
初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度33GWd／tに対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約31GWd／tであり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	・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，原子炉水位，炉心流量，格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部，サプレッション・チェンバ・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部，サプレッション・プール水位，格納容器圧力並びに格納容器雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，サプレッション・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	・整理方針の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，サプレッション・チェンバの空間部及び液相部のゆらぎを，サプレッション・プール水位のゆらぎで代表させていることから，記載していない。
事故条件の外部電源の有無については，炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがト	事故条件の外部電源の有無については，炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環系ポンプが	事故条件の外部電源の有無については，必要燃料量の観点で厳しい外部電源がない状態を設定しているが，炉	・解析条件の相違

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
リップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は，外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップするため，原子炉水位の低下が遅くなり，炉心露出時間も短くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給される。	トリップせず原子炉水位異常低下（レベル２）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は，外部電源喪失と同時に再循環系ポンプがトリップするため，原子炉水位の低下が遅くなり，炉心露出時間も短くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等により電源が供給される。	心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低（レベル２）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を包含する条件を設定している。仮に事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップする条件を設定した場合は，原子炉水位の低下が遅くなり，炉心露出時間も短くなることから，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，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。
機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 （添付資料 2.2.3）	機器条件の低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 （添付資料 2.2.2）	機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 （添付資料 2.2.3）	・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，低圧 ECCS１系統のみに期待した有効性評価を実施。
ｂ．操作条件 操作条件の不確かさとして，操作の不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の６要因に分類し，これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し，評価結果を以下に示す。	ｂ．操作条件 操作条件の不確かさとして，操作の不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の６要因に分類し，これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し，評価結果を以下に示す。	ｂ．操作条件 操作条件の不確かさとして，操作の不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の６要因に分類し，これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し，評価結果を以下に示す。	
(a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作は，解析上の操作開始時間として原子炉水位高（レベル8）到達後（事象発生から約60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，複数の残留熱除去系を用いて低圧注水モードによる原子炉水位維持操作とサプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの運転操作を同じ運転員が行うことから，サプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの操作開始時間は変動し得るが，その時間は短く，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操	(a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）運転操作は，解析上の操作開始時間として原子炉水位高（レベル８）到達から5 分後（事象発生から約41 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，低圧炉心スプレイ系及び複数の残留熱除去系を用いて原子炉水位維持操作とサプレッション・プール冷却の運転操作を同じ運転員が行うことから，サプレッション・プール冷却の操作開始時間は変動し得るが，その時間は短く，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は早まる可能性があるが，中央制御	(a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転操作は，解析上の操作開始時間として原子炉水位高（レベル８）到達後（事象発生から約１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，複数の残留熱除去系を用いて低圧注水モードによる原子炉水位維持操作とサプレッション・プール水冷却モードの運転操作を同じ運転員が行うことから，サプレッション・プール水冷却モードの操作開始時間は変動し得るが，その時間は短く，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は早まる可能性	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
作開始時間は早まる可能性があるが，中央制御室で行う操作であることから，他の操作に与える影響はない。 （添付資料 2.2.3）	室で行う操作であることから，他の操作に与える影響はない。 （添付資料 2.2.2）	があるが，中央制御室で行う操作であることから，他の操作に与える影響はない。 （添付資料 2.2.3）	
(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （添付資料 2.2.3）	(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）運転操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定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。 （添付資料 2.2.2）	(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定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。 （添付資料 2.2.3）	
	(3) 感度解析 本重要事故シーケンスでは，安全機能の喪失に対する仮定に従い，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）3 系統による原子炉注水に期待した評価を実施している。仮に，注水流量が小さくなり，かつ，注水圧力の最大値が低く原子炉減圧後の注水開始が遅くなる場合を想定し，残留熱除去系（低圧注水系）1 系統のみに期待した場合の感度解析を実施した。その結果，第 2.2－20 図から第 2.2－23 図に示すとおり，燃料被覆管の最高温度は約 821℃となり，「2.2.2(3) 有効性評価の結果」で示す最高温度約 711℃に比べて上昇するものの，1,200℃以下となる。また，燃料被覆管の酸化量は，酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり，15%以下となることから，評価項目を満足する。 （添付資料 2.2.3）		・解析条件の相違 【東海第二】 東海第二では，低圧 ECCS４系統に期待した有効性評価を実施しており，低圧 ECCS１系統のみに期待した場合の感度解析を記載。島根２号炉は，低圧 ECCS１系統での有効性評価を実施している。
(3) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。 操作条件の残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作については，サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転開始までの時間は事象発生から約 60 分後であり，操作開始が遅れる場合においても，格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達するまでの時間は，事象進展が同様となる「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」に示す	(4) 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。 操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）運転操作については，サプレッション・プール冷却運転開始までの時間は事象発生から約 41 分後であり，操作開始が遅れる場合においても，格納容器圧力が 0.31MPa［gage］に到達するまでの時間は，事象進展が同様となる「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」に示すとおり約 28 時間であり，27 時間以上の	(3) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。 操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転操作については，サプレッション・プール水冷却モード運転開始までの時間は事象発生から約１時間後であり，操作開始が遅れる場合においても，格納容器圧力が 384kPa[gage]に到達するまでの時間は，事象進展が同様となる「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」に示すとおり約 22 時間で	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

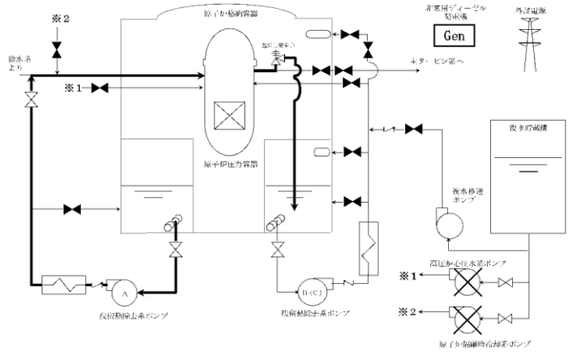
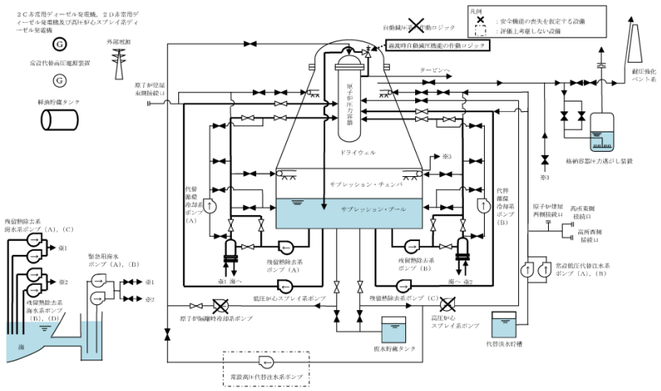
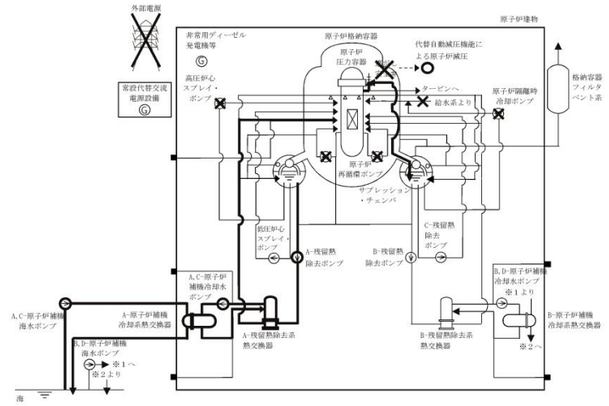
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
とおり約 17 時間であり，約 16 時間以上の時間余裕がある。また，原子炉格納容器の限界圧力 0.62MPa［gage］に至るまでの時間は，過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約 38 時間後であり，約 37 時間以上の時間余裕がある。 （添付資料 2.2.3）	時間余裕がある。また，格納容器の限界圧力 0.62MPa［gage］に至るまでの時間は，「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」に示すとおり事象発生約 33 時間後であり，32 時間以上の時間余裕がある。 （添付資料 2.2.2）	あり，約 21 時間以上の時間余裕がある。また，原子炉格納容器の限界圧力 853kPa[gage]に至るまでの時間は，過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約 35 時間後であり，約 34 時間以上の時間余裕がある。 （添付資料 2.2.3）	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉（Mark-Ⅰ改）と柏崎 6/7（ABWR），東海第二（Mark-Ⅱ）の最高使用圧力の相違。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・記載方針の相違 【東海第二】 参照するシーケンスが異なるものの，限界圧力到達までの時間比較をしていることは同じ。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。	(5) ま と め 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。	(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。	
2.2.4 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「高圧注水・減圧機能喪失」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，「2.2.1(3) 炉心損傷防止対策」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 72 名で対処可能である。	2.2.4 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「高圧注水・減圧機能喪失」において，重大事故等対策時に必要な要員は，「2.2.1(3) 炉心損傷防止対策」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」で説明している災害対策要員（初動）の 39 名で対処可能である。	2.2.4　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「高圧注水・減圧機能喪失」において，重大事故等対策時における必要な要員は，「2.2.1(3) 炉心損傷防止対策」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」で説明している緊急時対策要員の 45 名で対処可能である。	・運用及び設備設計の相違 【柏崎 6/7】 プラント基数，設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが，タイムチャートにより要員の充足性を確認してい

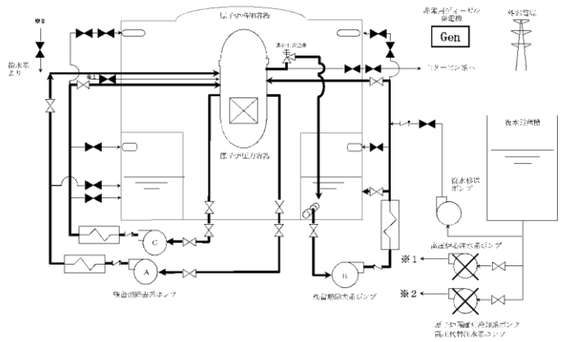
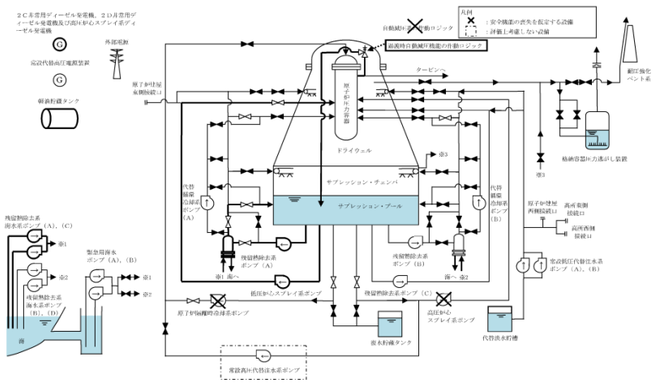
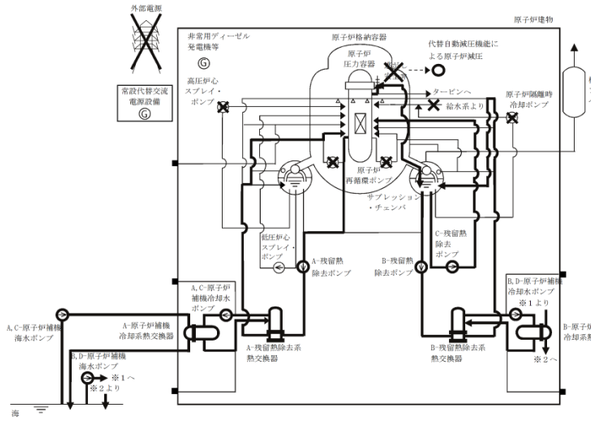
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			る。なお，これら要員 10 名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。
(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。	(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。	(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」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，サプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから，水源が枯渇することはないため，7 日間の注水継続実施が可能である。 なお，外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。	ａ．水 源 低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水については，サプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから，水源が枯渇することはないため，7 日間の注水継続実施が可能である。 なお，外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。	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，サプレッション・チェンバのプール水を水源とし注水することから，水源が枯渇することはないため，７日間の注水継続実施が可能である。	・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，低圧 ECCS１系統のみに期待した有効性評価を実施。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，SA 事象を鑑みて，外部電源の喪失を仮定している。
ｂ．燃料 本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定し，事象発生後 7 日間非常用ディーゼル発電機を最大負荷で運転した場合，号炉あたり約 753kL の軽油が必要となる。	ｂ．燃 料 本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置２台）による電源供給を想定し，事象発生後 7 日間これらを最大負荷で運転した場合，合計約 755.5kL の軽油が必要となる。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。	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，事象発生後７日間非常用ディーゼル発電機等を最大負荷で運転した場合，運転継続に約 700m³ の軽油が必要となる。ディーゼル燃料貯蔵タンクにて約 730m³ の軽油を保有しており，この使用が可能であることから非常用ディーゼル発電機等による電源供給について，７日間の運転継続が可能である。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，SA 事象を鑑みて，外部電源の喪失を仮定している。 ・燃料評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
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）。	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による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，７日間の運転継続に約８m³ の軽油が必要となる。	・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

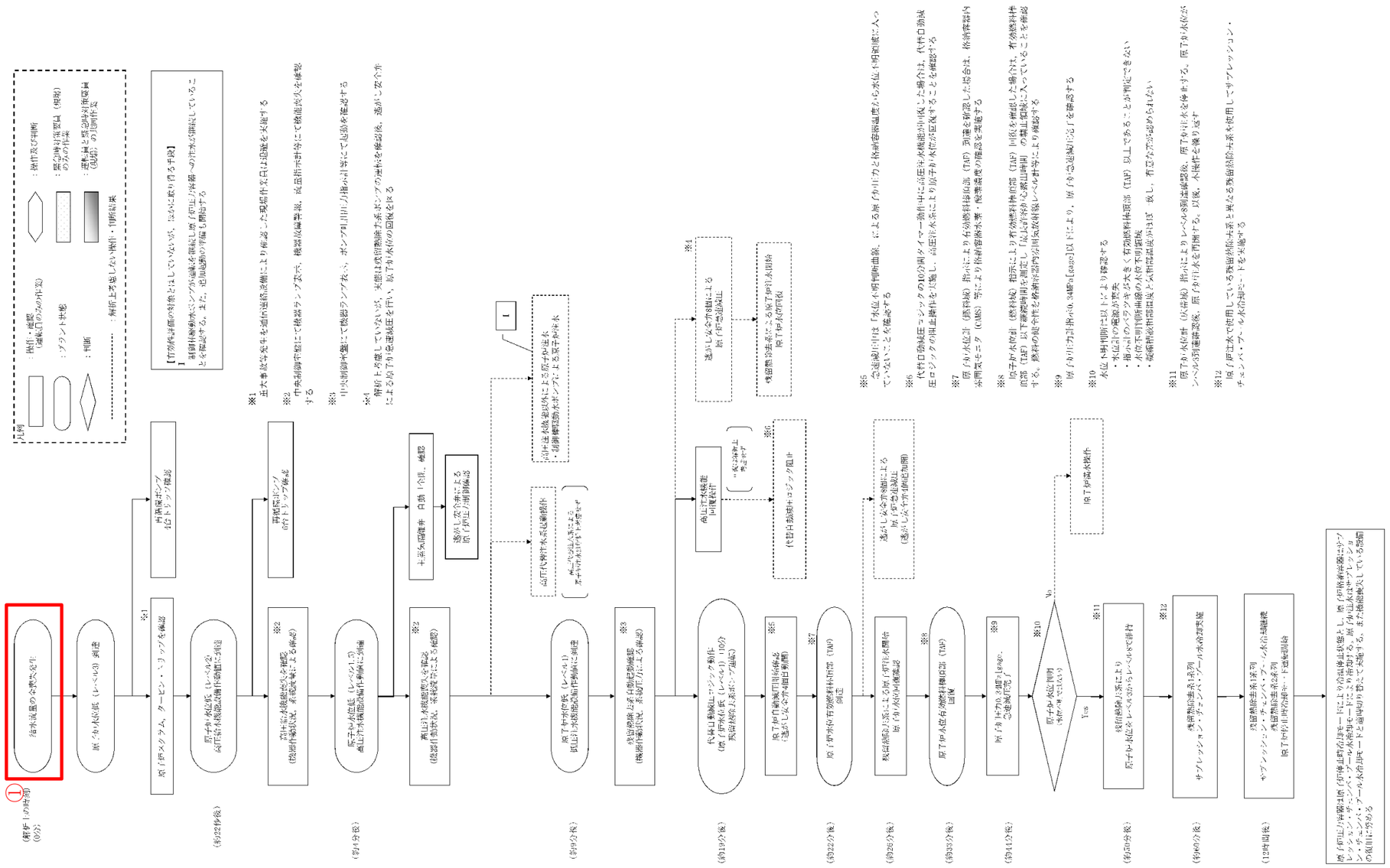
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			源負荷に含まれる。
６号及び７号炉の各軽油タンクにて約 1,020kL（６号及び７号炉合計約 2,040kL）の軽油を保有しており，これらの使用が可能であることから，非常用ディーゼル発電機による電源供給，５号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について，７日間の継続が可能である。 （添付資料 2.2.4）	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約 75kL の軽油を保有しており，この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 2.2.4）	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2.2.4）	・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 本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定した場合においても，６号及び７号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は，各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから，非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。	ｃ．電 源 本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等による電源供給を想定した場合においても，重大事故等対策時に必要な負荷は，非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから，非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。常設代替交流電源設備の電源負荷については，重大事故等対策時に必要な負荷として，約 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。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，SA 事象を考慮して，外部電源の喪失を想定している。 ・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 【東海第二】 島根２号炉は，必要負荷に対して非常用ディーゼル発電機で電源供給を行う。
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 2.2.5）	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
2.2.5 結論 事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」では，高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失することで，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧手段，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱手段を整備している。	2.2.5 結 論 事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」では，高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失することで，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として過渡時自動減圧機能を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧手段，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段並びに安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。	2.2.5　結論 事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」では，高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失することで，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として代替自動減圧機能を用いた自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧手段，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・プール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱手段を整備している。	・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，低圧ECCS１系統のみに期待した有効性評価を実施。 ・解析条件の相違 【東海第二】 東海第二では，格納容器除熱のみに期待した有効性評価を実施。
事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」について有効性評価を行った。 上記の場合においても，代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。	事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」について有効性評価を行った。 上記の場合においても，過渡時自動減圧機能を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。	事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」について有効性評価を行った。 上記の場合においても，代替自動減圧機能を用いた自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・プール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。	・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，低圧ECCS１系統のみに期待した有効性評価を実施。 ・解析条件の相違 【東海第二】 東海第二では，格納容器除熱のみに期待した有効性評価を実施。
その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結	その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結	その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
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，代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対して有効である。	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，過渡時自動減圧機能を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対して有効である。	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，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，代替自動減圧機能を用いた自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・プール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対して有効である。	・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，低圧ECCS１系統のみに期待した有効性評価を実施。 ・解析条件の相違 【東海第二】 東海第二では，格納容器除熱のみに期待した有効性評価を実施。

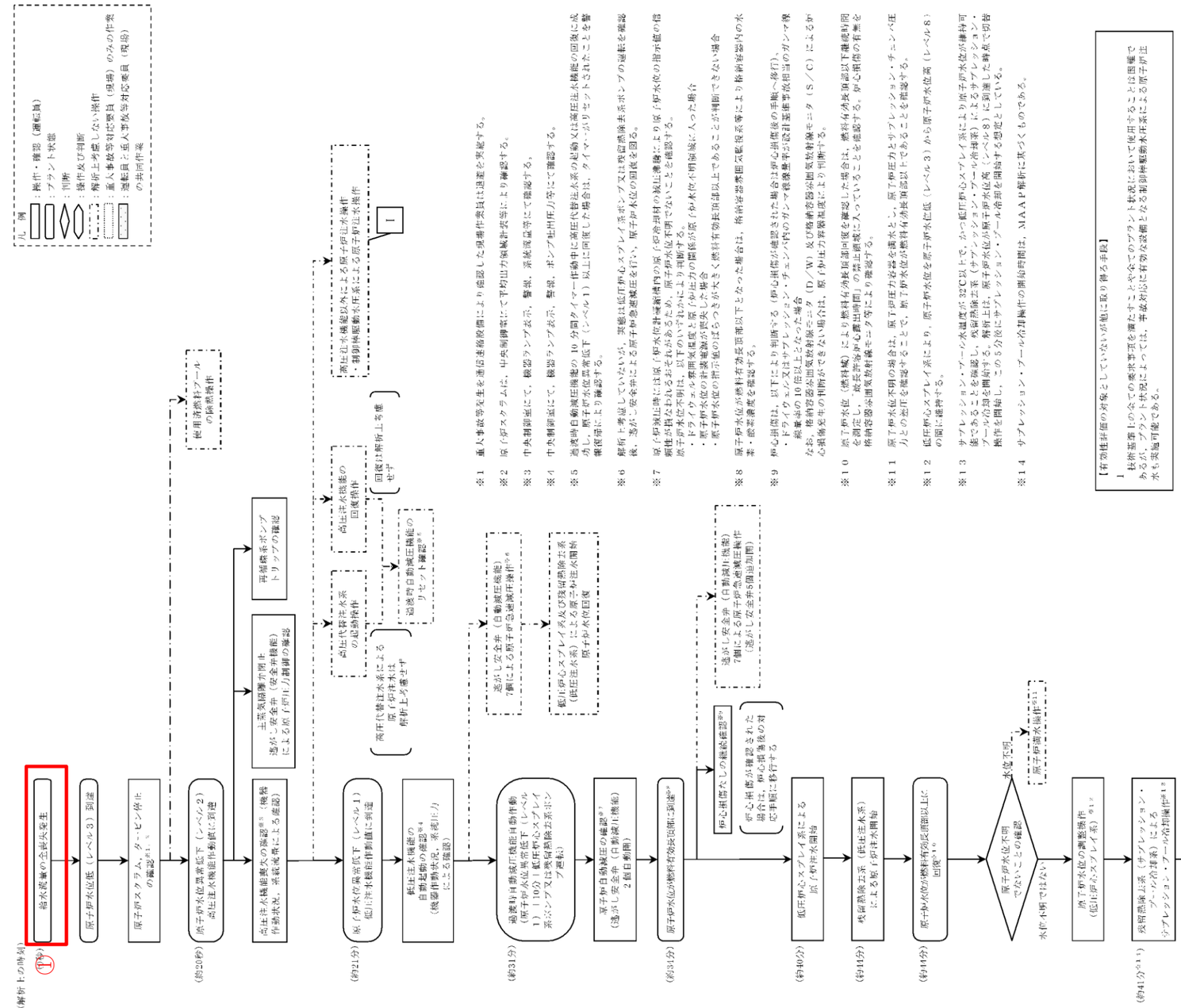
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
 第2.2.1 図 「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図（1/2）（原子炉急速減圧及び原子炉注水）	 第 2.2－1 図 高圧注水・減圧機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（1／2） （低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水段階）	 第2.2.1－1(1)図 「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図（原子炉急速減圧及び原子炉注水）	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，残留熱除去系（低圧注水モード）１台，東海第二は低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）３台で原子炉注水を実施。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
 第2.2.2 図 「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図　(2/2) （原子炉注水，原子炉格納容器除熱及び原子炉冷却）	 第 2.2－1 図 高圧注水・減圧機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（2／2） （低圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系による格納容器除熱段階）	 第2.2.1－1(2)図　「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 （原子炉注水，原子炉格納容器除熱及び原子炉冷却）	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，残留熱除去系をそれぞれ１系統毎に原子炉注水，原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・プール水冷却モードとする。



第2.2.3 図 「高圧注水・減圧機能喪失」の対応手順の概要

備　考
差異理由は，島根２号炉「第2.2.1-2 図　「高圧注水・減圧機能喪失」の対応手順の概要」の備考欄参照



第 2.2―2 図 高圧注水・減圧機能喪失の対応手順の概要

※1　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。

※2　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※3　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，系統流量等にて確認する。

※4　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ出口圧力等にて確認する。

※5　過渡時自動減圧機能の 10 分間タイマー作動中に高圧代替注水系の起動又は高圧注水機能の回復に成功し，原子炉水位異常低下（レベル１）以上に回復した場合は，タイマーがリセットされたことを警報確認により確認する。

※6　解析上考慮していないが，実態は低圧炉心スプレイ系ポンプ又は残留熱除去系ポンプの運転を確認後，逃がし安全弁による原子炉急速減圧を行い，原子炉水位の回復を図る。

※7　原子炉減圧時には原子炉水位計測範囲内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかに上り判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の非常用電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※8　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。

※9　炉心損傷は，以下により判断する（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順へ移行）。
・ドライウェル又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍以上となった場合
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W）及び格納容器雰囲気放射線モニタ（S／C）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※10　原子炉水位（燃料域）により燃料有効長頂部回復を確認した場合は，燃料有効長頂部以下継続時間を測定し，「破断等容容戻心蒸出時間」の禁止範囲に入っていることを確認する。炉心損傷の有無を格納容器雰囲気放射線モニタ等により確認する。

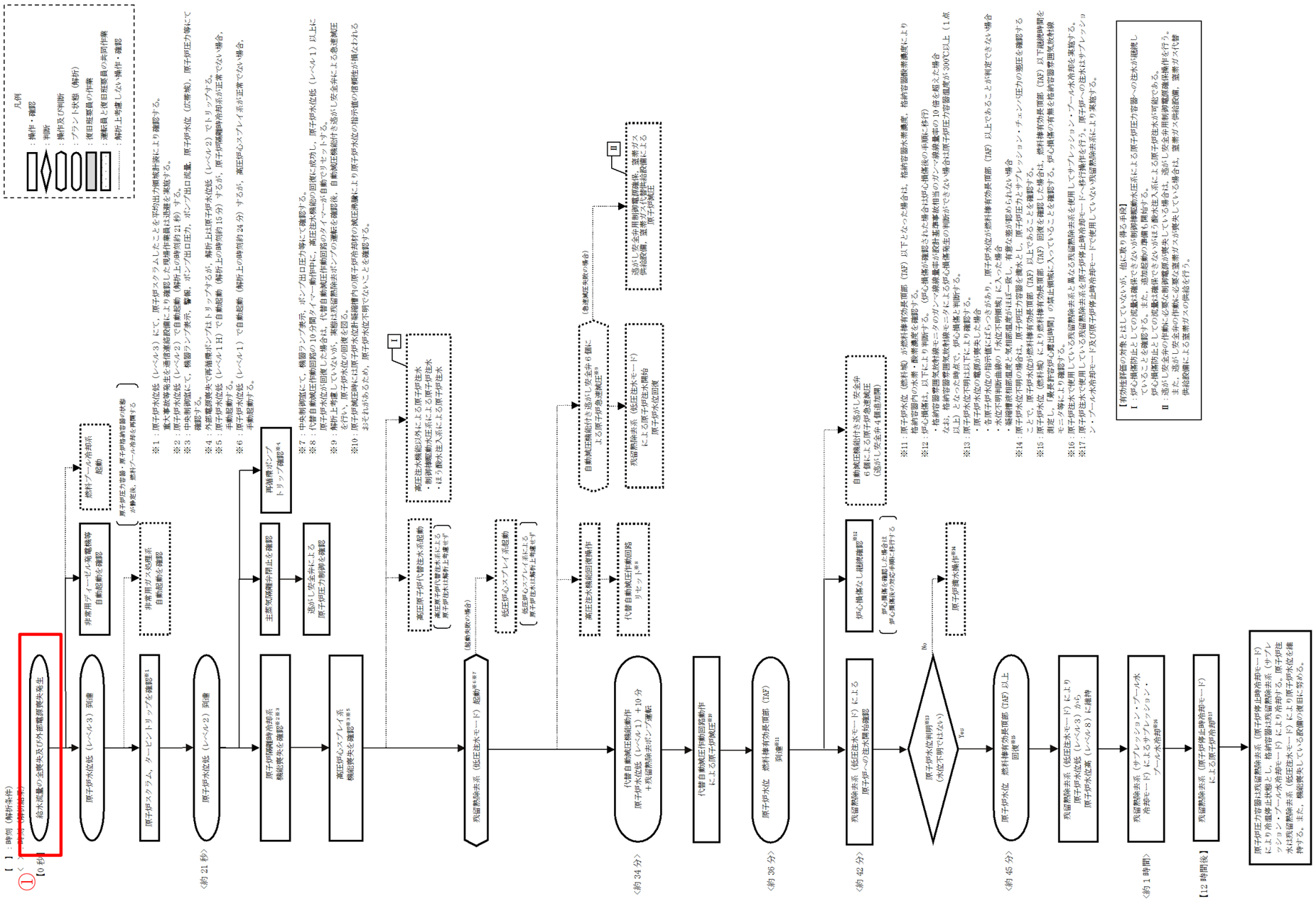
※11　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を減水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力との差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※12　低圧炉心スプレイ系により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル８）から原子炉水位高（レベル８）の間に維持する。

※13　サプレッション・プール水温度が 32℃以上で，かつ低圧炉心スプレイ系により原子炉水位が維持可能であることを確認し，残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によりサプレッション・プール冷却を開始する。解析上は，原子炉水位が原子炉水位低（レベル８）に到達した時点で切替操作を開始し，この５分後にサプレッション・プール冷却を開始する想定としている。

※14　サプレッション・プール冷却操作の開始時間は，MAAP解析に基づくものである。

差異理由は，島根２号炉「第 2.2.1-2 図　「高圧注水・減圧機能喪失」の対応手順の概要」の備考欄参照

島根原子力発電所　２号炉	備　　考
	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ①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。

第 2.2.1-2 図　「高圧注水・減圧機能喪失」の対応手順の概要

備　考

差異理由は，島根２号炉「第2.2.1-3 図　「高圧注水・減圧機能喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照

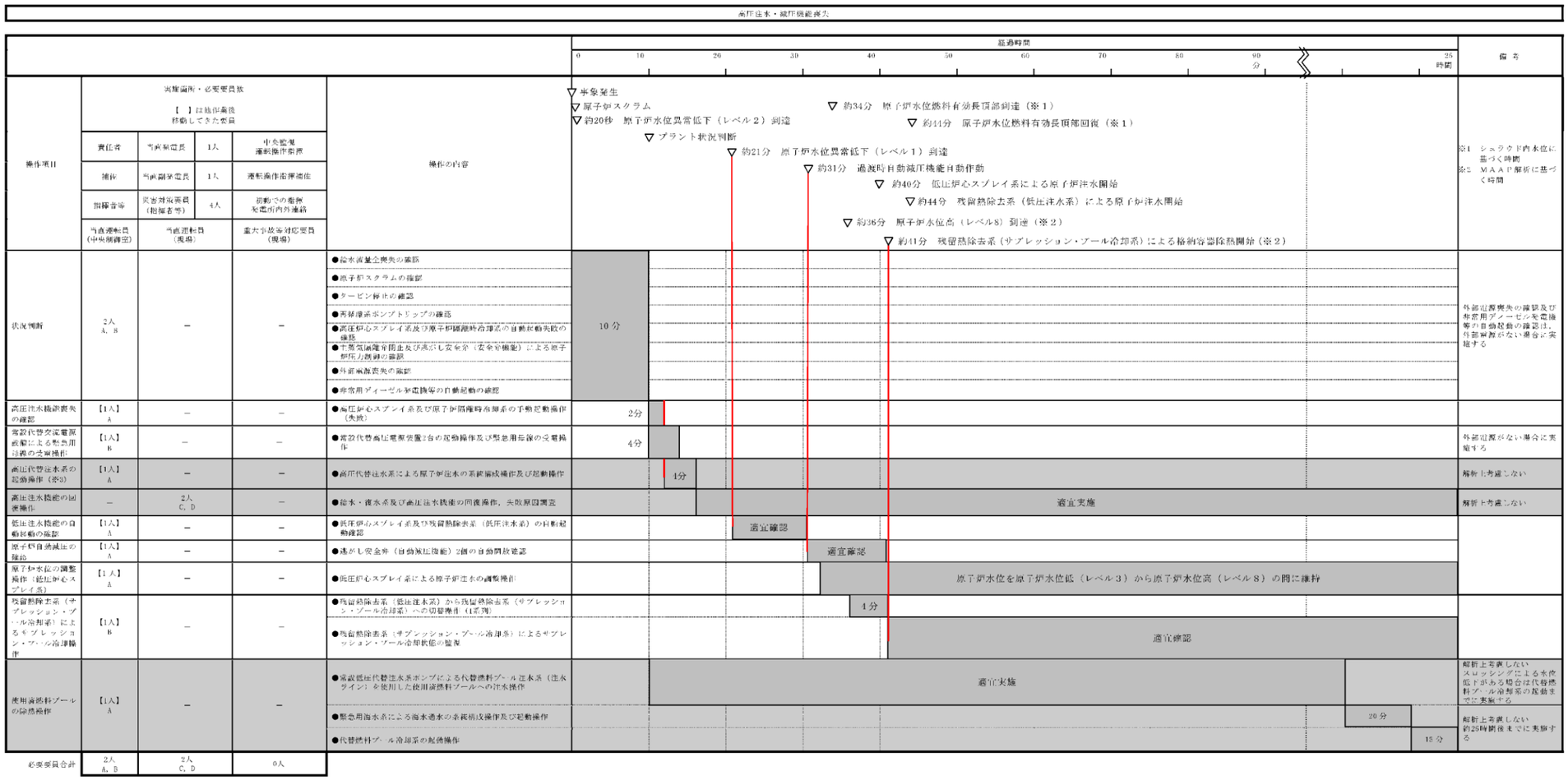
高圧注水・減圧機能喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（分）／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	2人 A, B	2人 a, b	－	－	－	－	・給水機能力全喪失確認 ・原子炉スクラム，タービン・トリップ確認 ・冷却材再循環ポンプトリップ確認 ・原子炉隔離時冷却系 自動起動／機能喪失確認 ・高圧炉心注水系 自動起動／機能喪失確認 ・減圧機能注水系起動操作 ・主蒸気隔離弁全閉確認，逃がし安全弁による原子炉圧力制御確認 ・残留熱除去系 自動起動確認	10分	炉停止考慮せず
高圧注水機能喪失判断，代替操作（解列上考慮せず）	－	－	－	－	－	－	・給水系，原子炉補機冷却系，高圧炉心注水系 機能回復		対応可能な時に実施
原子炉減圧確認	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・逃がし安全弁（手動） 自動開放確認	逃がし安全弁操作による原子炉減圧を速やかに実施する	
残留熱除去系 低圧注水モード　注水操作	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・残留熱除去系　注入弁自動開放確認 ・残留熱除去系　注入弁操作	原子炉水位をレベル3～レベル8で維持	残留熱除去系ポンプ（A）
残留熱除去系 サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード操作	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・残留熱除去系　試験可能状態操作	サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を継続 ※2系列原子炉停止冷却モード運転後は通常運転操作実施	残留熱除去系ポンプ（B）
残留熱除去系 原子炉停止時冷却モード準備	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・原子炉停止時冷却モード　系統構成 ・パラメータ確認	90分	残留熱除去系ポンプ（C）
	－	－	2人 C, D	2人 c, d	－	－	・現場移動 ・残留熱除去系　電動弁開放	30分	
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	－	－	－	－	・原子炉停止時冷却モード起動 ・原子炉冷却材温度調整	原子炉停止時冷却モード運転を継続	残留熱除去系ポンプ（C）
残留熱除去系 低圧注水モードから原子炉停止時冷却モードへ切換え	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・原子炉停止時冷却モード　系統構成 ・パラメータ確認	90分	残留熱除去系ポンプ（A）
	－	－	(2人) C, D	(2人) c, d	－	－	・現場移動 ・残留熱除去系　電動弁開放	30分	
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	－	－	－	－	・原子炉停止時冷却モード起動 ・原子炉冷却材温度調整	原子炉停止時冷却モード運転を継続	残留熱除去系ポンプ（A）
必要人員数　合計	2人 A, B	2人 a, b	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 2.2.4 図　「高圧注水・減圧機能喪失」の作業と所要時間

東海第二発電所　（2018.9.12 版）	備　考
	差異理由は，島根２号炉「第2.2.1-3 図　「高圧注水・減圧機能喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照



※3 本事故シーケンスグループにおいては機能に期待しないこととする。

第 2.2－3 図 高圧注水・減圧機能喪失時の作業と所要時間

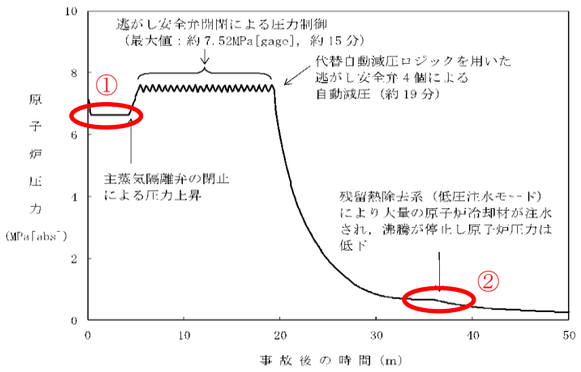
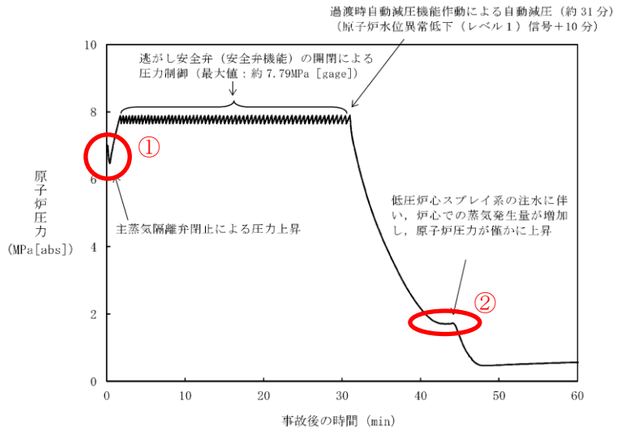
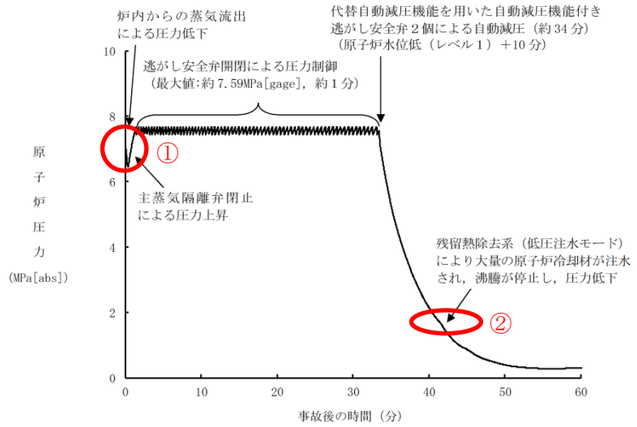
島根原子力発電所　２号炉	備　　考
	・解析結果の相違に基づく差異 ・設備設計・手順に基づく想定時間の差異 ・解析上考慮しない操作を含めて実際に実施する操作について要員の充足性を確認（ただし，事前に対応する要員を定めることが難しい機能回復操作を除く）

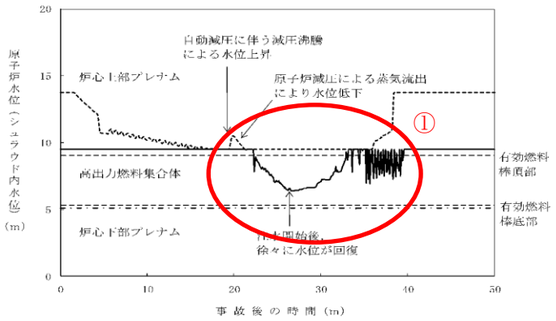
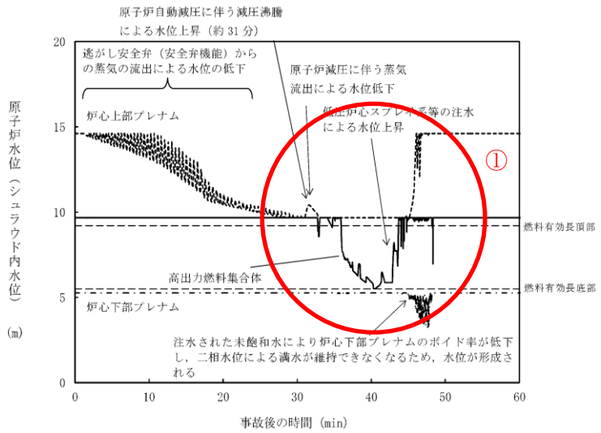
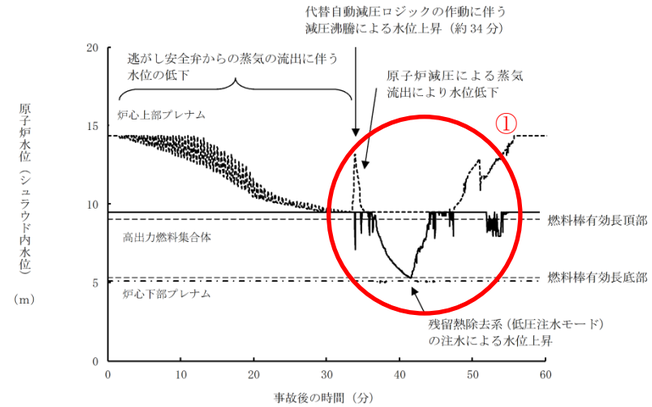
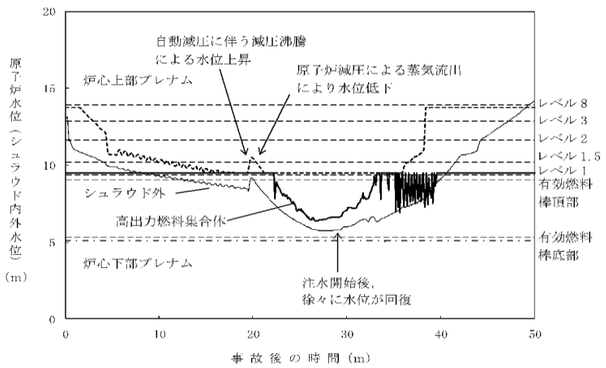
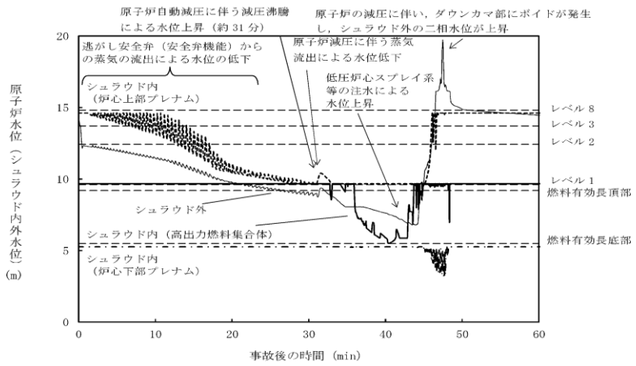
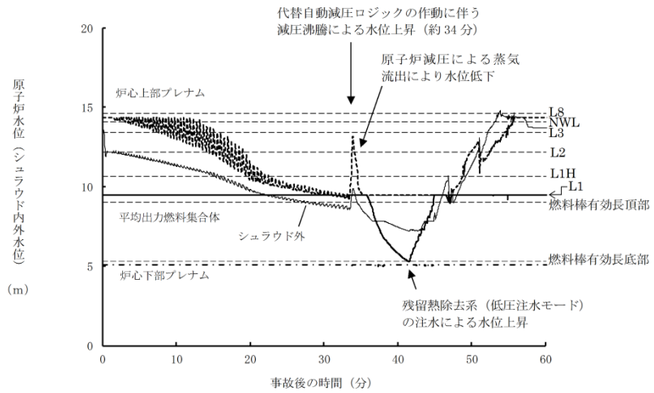
高圧注水・減圧機能喪失

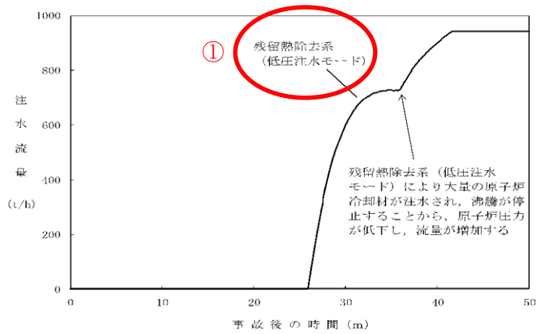
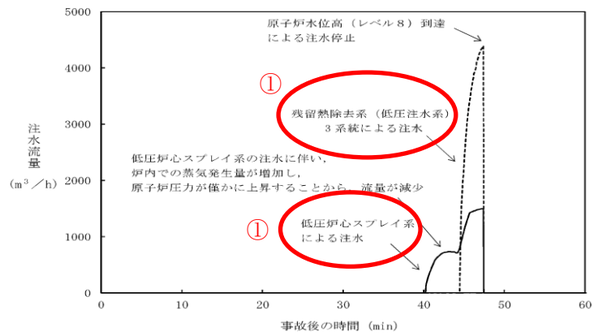
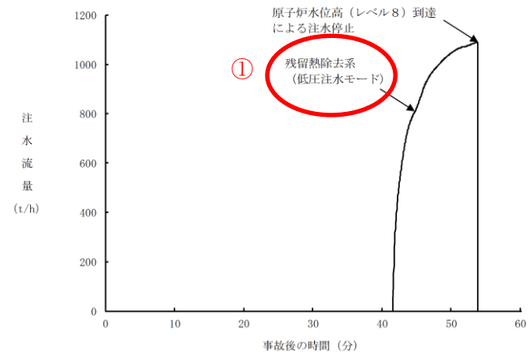
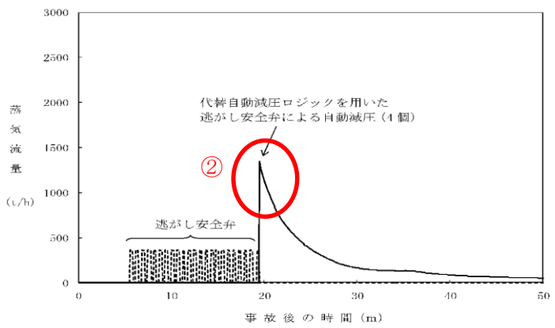
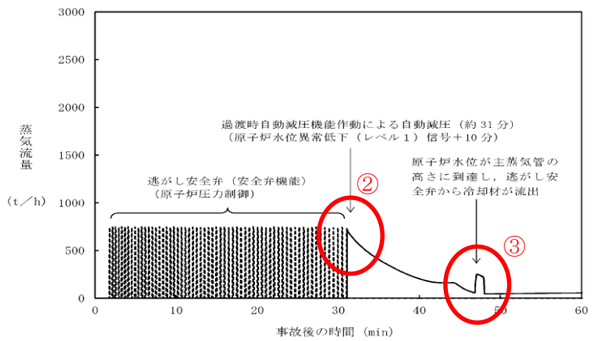
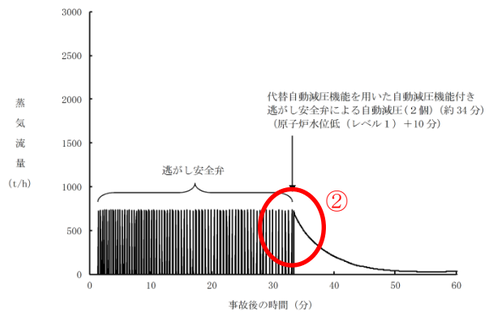
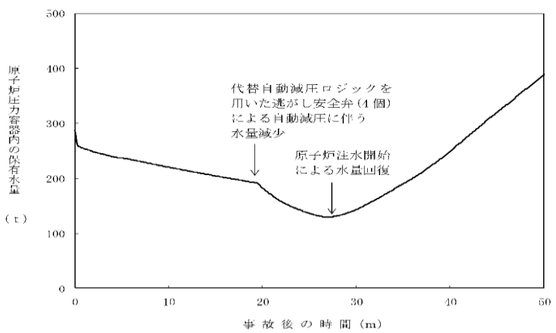
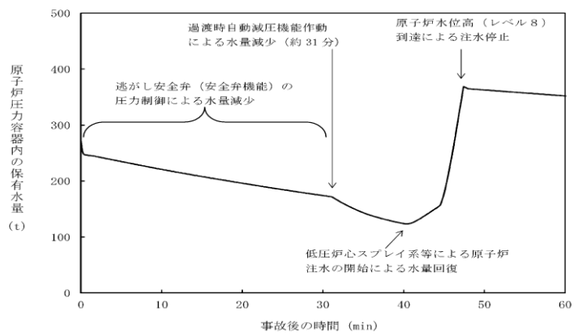
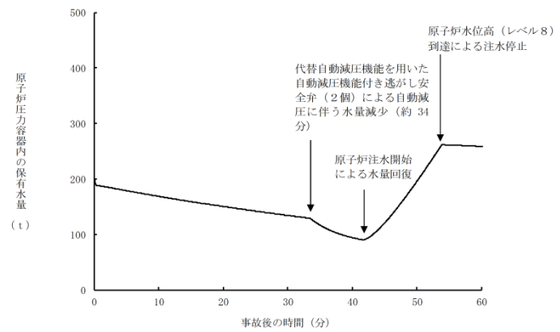
操作項目	実施箇所・必要人員数			操作の内容	経過時間（分）10 20 30 40 50 60 / 経過時間（時間）1 2 3 4 8 9 10 11 12 13 / 経過時間（日）5 6 7	備考
	責任者	当直長	1人	中央制御室監視 緊急時対策本部連絡		
	指揮者	当直副長	1人	運転操作指揮		
	通報連絡等を行う要員	指示者	1人	初動での指揮		
		連絡責任者 連絡担当者	4人	発電所内外連絡		
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）	復旧班要員			
					▽事象発生 ▽原子炉スクラム ▽約21秒　原子炉水位低（レベル２） ▽プラント状況判断 ▽約15分　原子炉水位低（レベル１H） ▽約24分　原子炉水位低（レベル１） ▽約34分　代替自動減圧作動回路動作 ▽約36分　原子炉水位燃料棒有効長頂部到達※ ▽約42分　残留熱除去系（低圧注水モード）原子炉注水確認 ▽約45分　原子炉水位燃料棒有効長頂部回復※ ▽約54分　原子炉水位高（レベル８） ▽約１時間　残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転開始 ▽12時間　残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転開始	※シュラウド内水位に基づく時間
状況判断	1人 A	—	—	・外部電源喪失確認	10分	
				・給水流量の全喪失確認		
				・原子炉スクラム，タービントリップ確認		
				・非常用ディーゼル発電機等自動起動確認		
				・再循環ポンプトリップ確認		
				・主蒸気隔離弁全閉確認／逃がし安全弁による原子炉圧力制御確認		
				・原子炉隔離時冷却系機能喪失確認		
				・高圧炉心スプレイ系機能喪失確認		
				・高圧原子炉代替注水系起動操作		解析上考慮せず
				・残留熱除去系（低圧注水モード）起動		
				・非常ガス処理系自動起動確認		解析上考慮せず
高圧注水機能喪失調査，復旧操作	—	—	—	・復水・給水系，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系機能回復		解析上考慮せず 対応可能な要員により対応する
原子炉減圧確認	(1人) A	—	—	・自動減圧機能付き逃がし安全弁　２個　自動開放確認	適宜確認	
残留熱除去系 （低圧注水モード）注水操作	(1人) A	—	—	・残留熱除去系（低圧注水モード）注水弁自動開確認，注水弁操作	原子炉水位をレベル３ ～レベル８で維持	
残留熱除去系（低圧注水モード）から 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）への切替え	(1人) A	—	—	・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）切替え操作	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転を継続	
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）	20分	
	—	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）系統構成（現場）	20分	
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	
	(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	
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	解析上考慮せず 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	—			

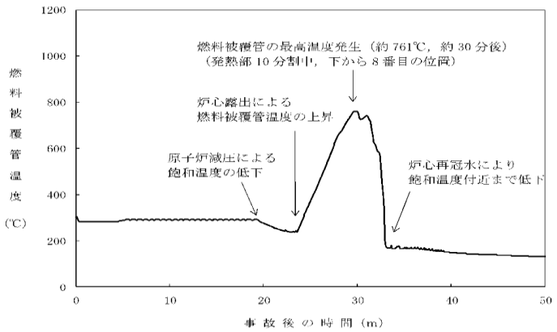
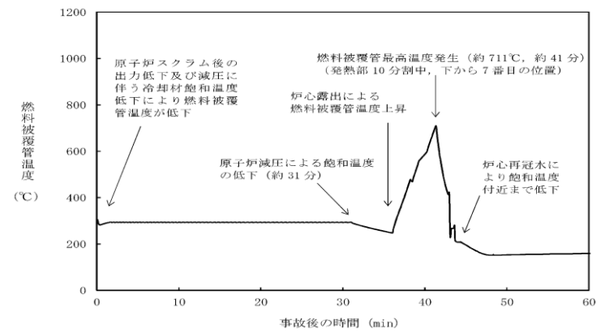
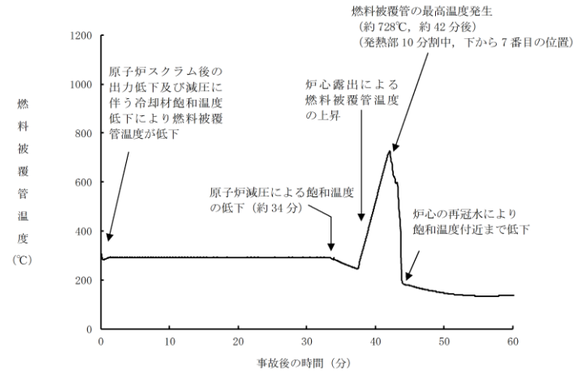
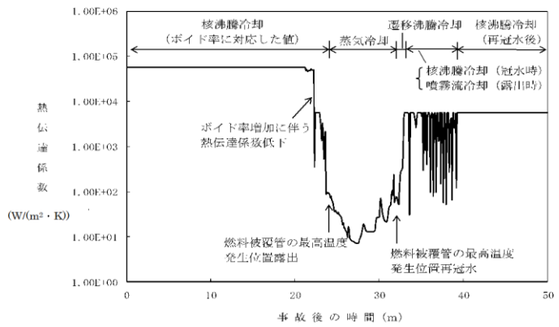
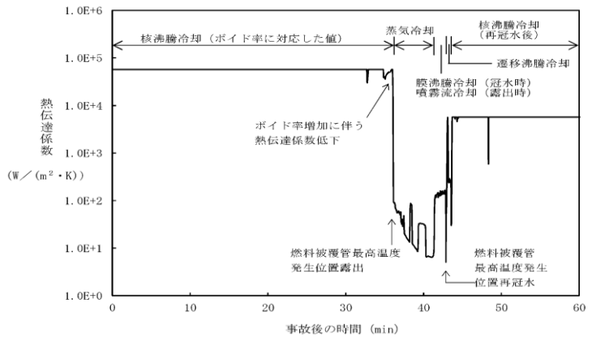
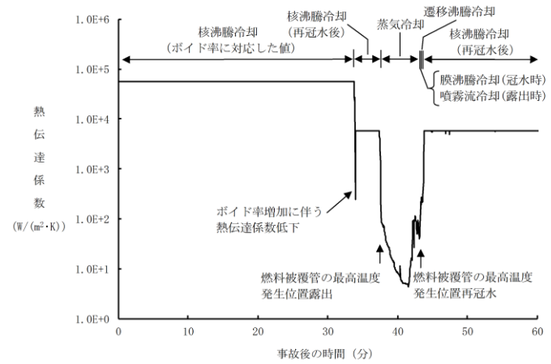
（）内の数字は他の作業終了後，移動して対応する人員数。

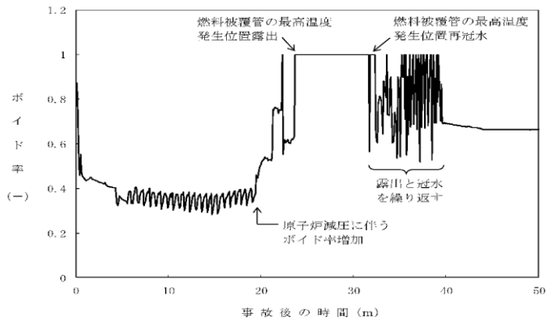
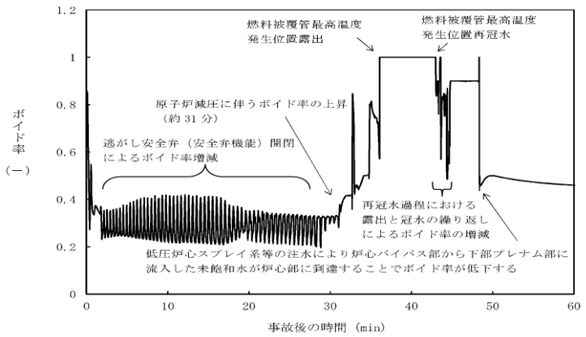
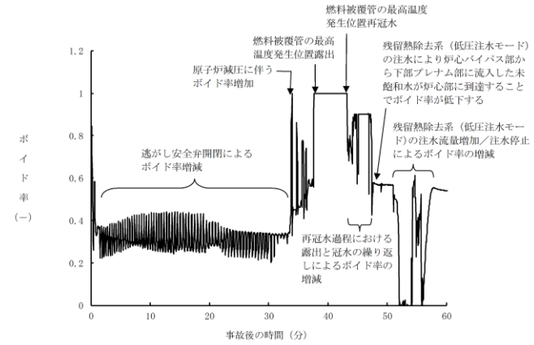
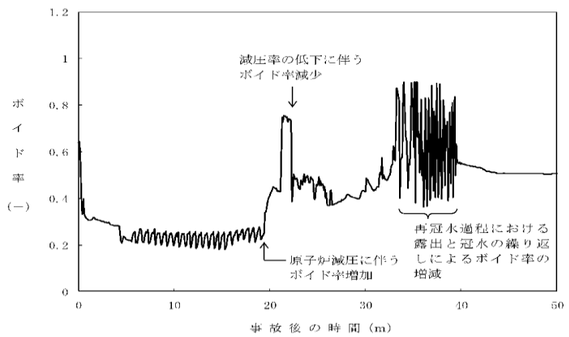
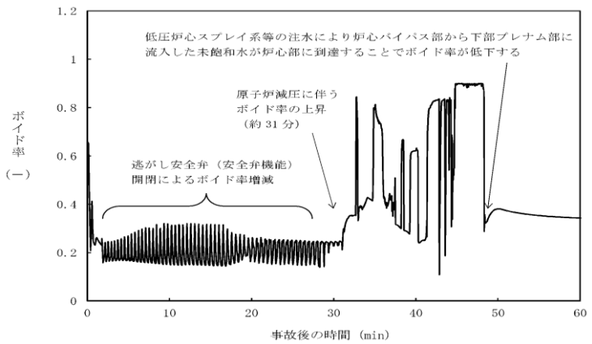
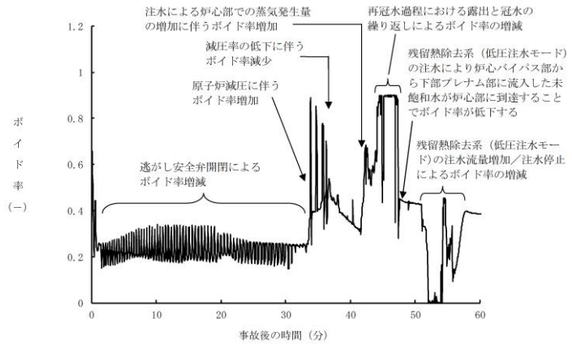
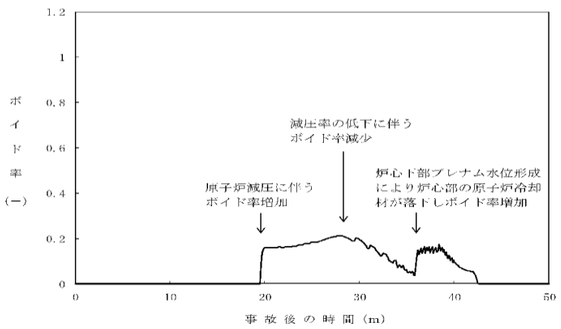
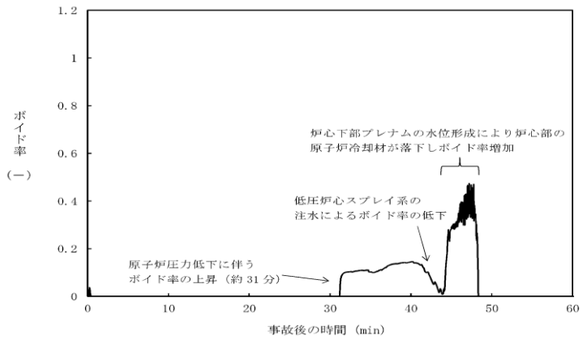
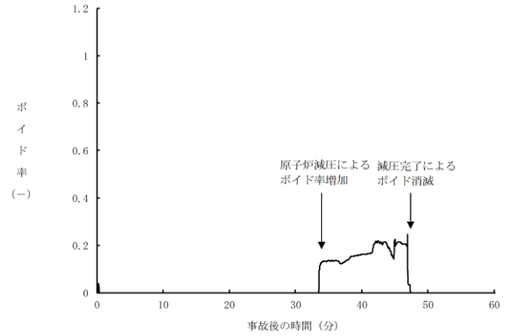
第 2.2.1-3 図　「高圧注水・減圧機能喪失」の作業と所要時間

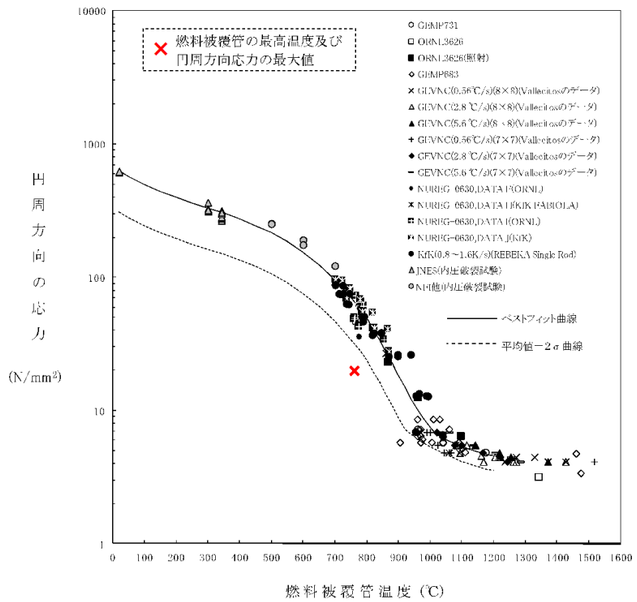
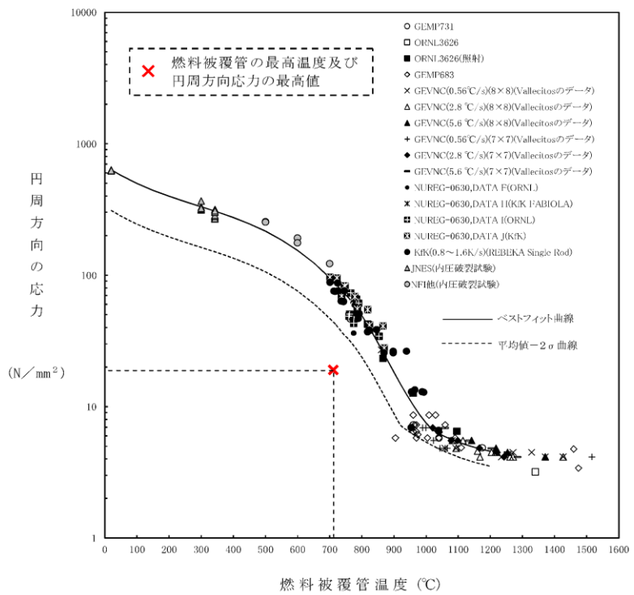
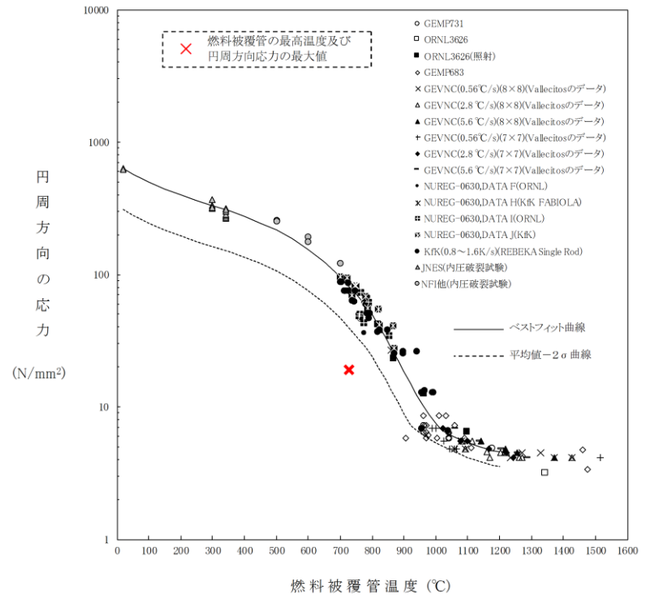
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
 第 2.2.5 図 原子炉圧力の推移	 第 2.2－4 図 原子炉圧力の推移	 第 2.2.2－1(1)図　原子炉圧力の推移	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 ①MSIV 閉作動の原子炉水位設定点（島根２号炉：L2，柏崎 6/7：L1.5）の違いにより，原子炉圧力上昇のタイミングが異なり，またタイミングの早い島根２号炉及び東海第二では，原子炉圧力の停滞は発生しない。 【柏崎 6/7，東海第二】 ②ポンプ特性（流量及び吐出圧）の違いにより原子炉圧力の低下が一時的に緩やかになるタイミングが異なる。

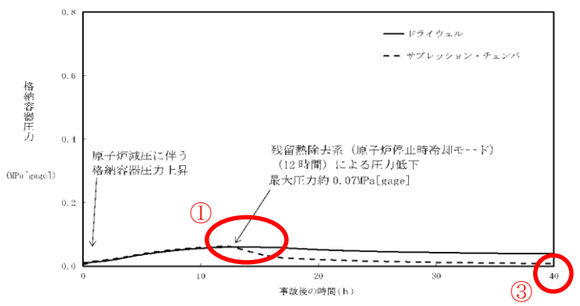
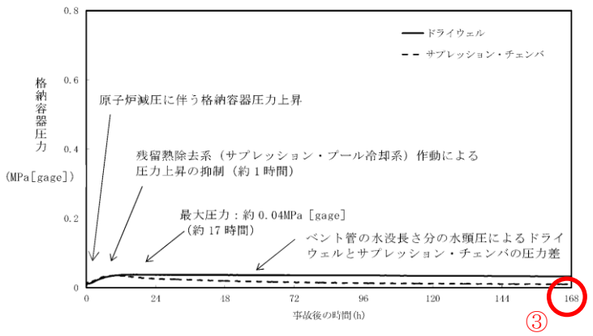
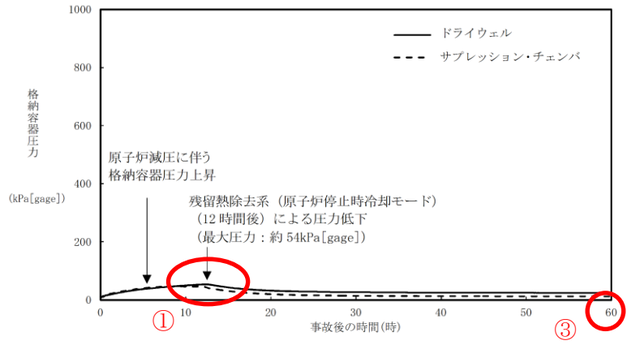
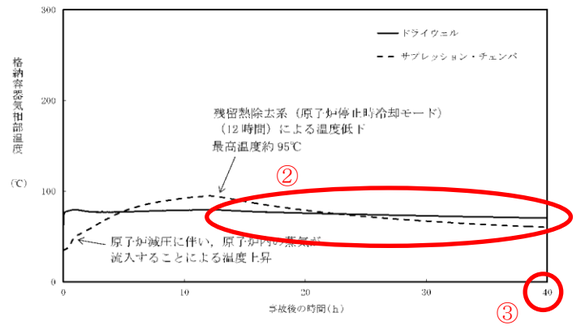
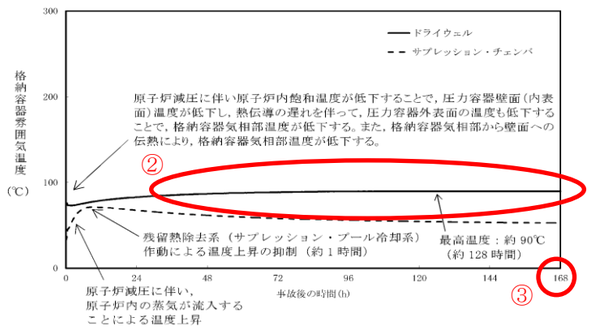
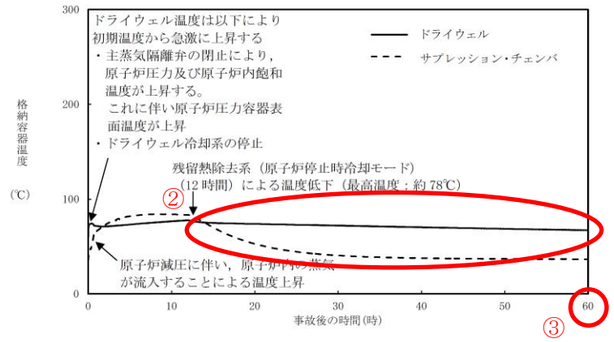
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
 第 2.2.6 図 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移	 第 2.2－5 図 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移	 第 2.2.2－1(2)図　原子炉水位（シュラウド内水位）の推移	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ①ポンプ特性（流量及び吐出圧），注水系統の系統数（島根２号炉・柏崎 6/7：１系統，東海第二：４系統）等の違いによる原子炉水位回復の速さの相違。
 第 2.2.7 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移	 第 2.2－6 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移	 第 2.2.2－1(3)図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移	

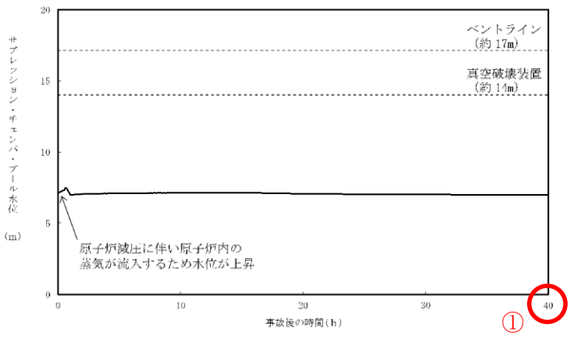
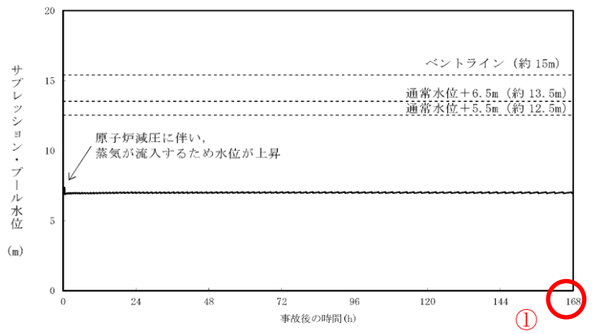
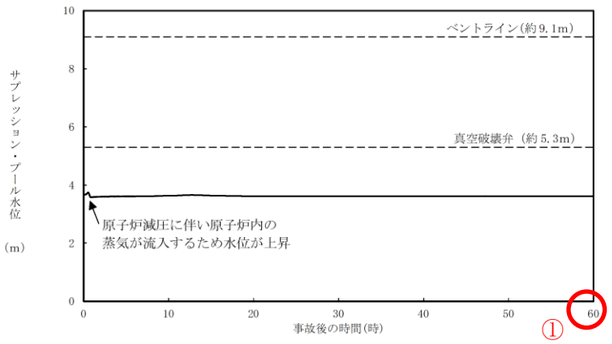
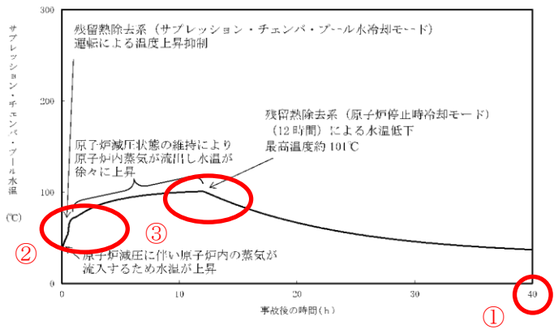
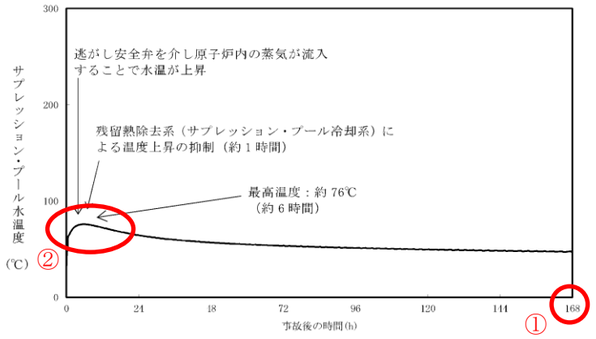
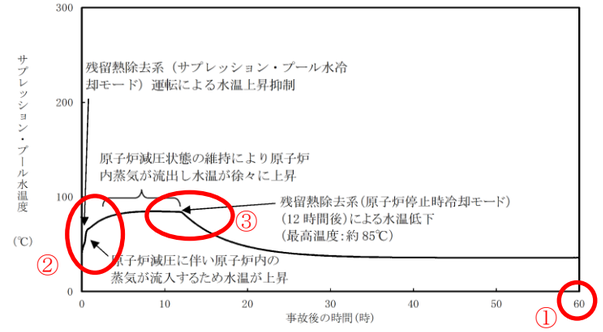
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
 第 2.2.8 図 注水流量の推移	 第 2.2－7 図 注水流量の推移	 第 2.2.2－1(4)図　注水流量の推移	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ①注水系統の系統数（島根２号炉・柏崎 6/7：１系統，東海第二：４系統）等の差異による原子炉水位回復の早さの相違。
 第 2.2.9 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移	 第 2.2－8 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移	 第 2.2.2－1(5)図　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移	【柏崎 6/7，東海第二】 ②作動する逃がし安全弁の弁数（島根２号炉・東海第二：２個，柏崎 6/7：４個）等の差異による蒸気流量の違い。 【東海第二】 ③東海第二では原子炉の減圧に伴い，ダウンカマ部にボイドが発生し，シュラウド外の水位が急上昇し，逃がし安全弁から冷却材が流出する。
 第 2.2.10 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移	 第 2.2－9 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移	 第 2.2.2－1(6)図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移	

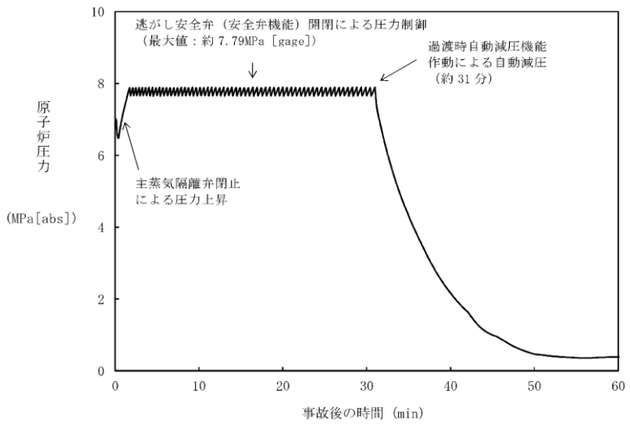
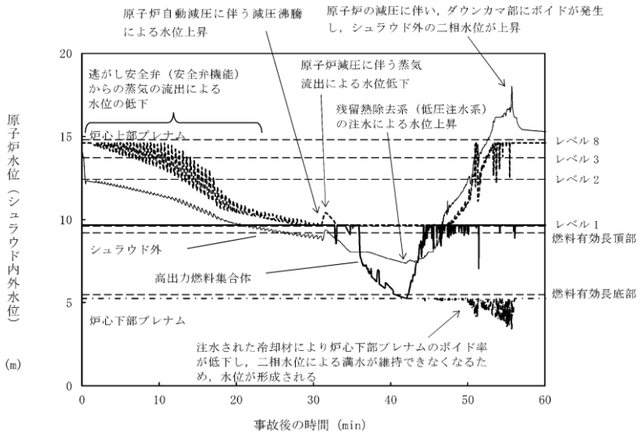
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
 第 2.2.11 図 燃料被覆管温度の推移	 第 2.2－10 図 燃料被覆管温度の推移	 第 2.2.2－1(7)図　燃料被覆管温度の推移	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ポンプ特性（流量及び吐出圧），注水系統の系統数（島根２号炉・柏崎 6/7：１系統，東海第二：４系統）等の違いにより炉心露出時間に違いがあるため燃料被覆管温度の挙動が異なる。
 第 2.2.12 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移	 第 2.2－11 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移	 第 2.2.2－1(8)図　燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移	【柏崎 6/7，東海第二】 ポンプ特性（流量及び吐出圧），注水系統の系統数（島根２号炉・柏崎 6/7：１系統，東海第二：４系統）等の違いにより炉心露出時間に違いがあるため熱伝達係数の推移が異なる。

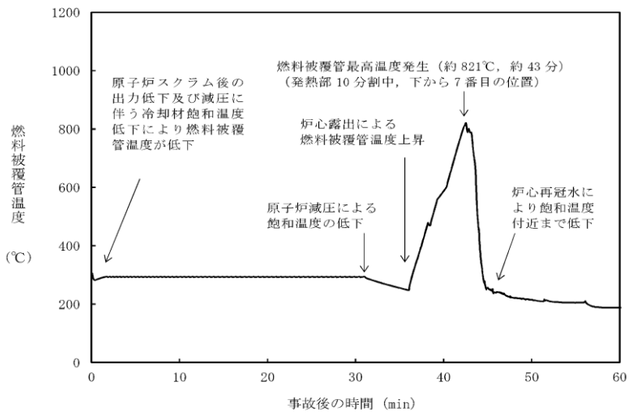
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
 第 2.2.13 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移	 第 2.2－12 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移	 第 2.2.2－1(9)図　燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ポンプ特性（流量及び吐出圧），注水系統の系統数（島根２号炉・柏崎 6/7：１系統，東海第二：４系統）等の違いにより炉心露出時間に違いがあるためボイド率の推移が異なる。
 第 2.2.14 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移	 第 2.2－13 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移	 第 2.2.2－1(10)図　高出力燃料集合体のボイド率の推移	【柏崎 6/7，東海第二】 ポンプ特性（流量及び吐出圧），注水系統の系統数（島根２号炉・柏崎 6/7：１系統，東海第二：４系統）等の違いにより炉心露出時間に違いがあるためボイド率の推移が異なる。
 第 2.2.15 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移	 第 2.2－14 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移	 第 2.2.2－1(11)図　炉心下部プレナム部のボイド率の推移	【柏崎 6/7，東海第二】 ポンプ特性（流量及び吐出圧），注水系統の系統数（島根２号炉・柏崎 6/7：１系統，東海第二：４系統）等の違いにより炉心露出時間に違いがあるためボイド率の推移が異なる。

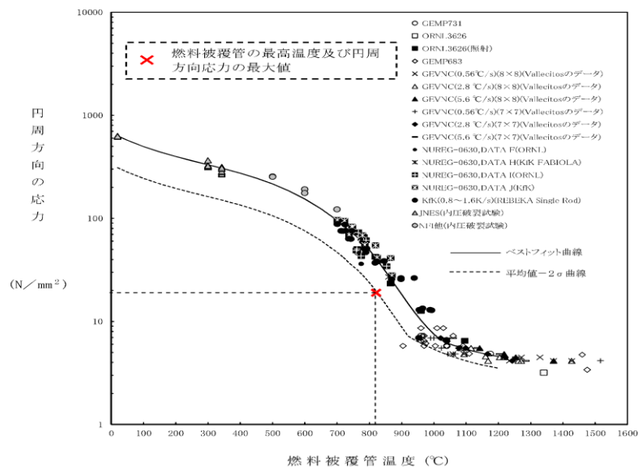
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
 第2.2.16 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係	 第 2.2－15 図 燃料被覆管破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係	 第2.2.2－1(12)図　燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
 第2.2.17 図 格納容器圧力の推移	 第 2.2－16 図 格納容器圧力の推移	 第 2.2.2－1(13)図　格納容器圧力の推移	・解析結果の相違 【東海第二】 ①残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）の伝熱容量の違いにより，島根２号炉及び柏崎 6/7 は，サプレッション・プール冷却実施以降に格納容器の最大圧力が発生する。
 第 2.2.18 図 格納容器気相部温度の推移	 第 2.2－17 図 格納容器雰囲気温度の推移	 第 2.2.2－1(14)図　格納容器温度の推移	【東海第二】 ②島根２号炉及び柏崎 6/7 は，12 時間後に原子炉停止時冷却モードを動作させることにより格納容器圧力及び温度の低下が促進される。 【柏崎 6/7，東海第二】 ③解析時間の相違。

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
 第 2.2.19 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移	 第 2.2－18 図 サプレッション・プール水位の推移	 第 2.2.2－1(15)図　サプレッション・プール水位の推移	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ①解析時間の相違。
 第 2.2.20 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移	 第 2.2－19 図 サプレッション・プール水温度の推移	 第 2.2.2－1(16)図　サプレッション・プール水温度の推移	【柏崎 6/7，東海第二】 ②残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）の伝熱容量の違いによる S/P 水温の挙動の違い。 【東海第二】 ③島根 2 号炉及び柏崎 6/7 は，12 時間後に原子炉停止時冷却モードを動作させることにより，S/P への蒸気流入が抑制され，S/C 圧力及び温度の低下が促進される。

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
	 第 2.2－20 図 原子炉圧力の推移 （残留熱除去系（低圧注水系）1 系統）  第 2.2－21 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移 （残留熱除去系（低圧注水系）1 系統）		・解析条件の相違 【東海第二】 東海第二では，低圧 ECCS４系統に期待した有効性評価を実施しており，低圧 ECCS１系統のみに期待した場合の感度解析を記載。島根２号炉及び柏崎 6/7 は，低圧 ECCS１系統での有効性評価を実施している。

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
	 第 2.2－22 図 燃料被覆管温度の推移 （残留熱除去系（低圧注水系）1 系統）		・解析条件の相違 【東海第二】 東海第二では，低圧 ECCS４系統に期待した有効性評価を実施しており，低圧 ECCS１系統のみに期待した場合の感度解析を記載。島根２号炉及び柏崎 6/7 は，低圧 ECCS １系統での有効性評価を実施している。

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
	 第 2.2－23 図 燃料被覆管破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係 （残留熱除去系（低圧注水系）１ 系統）		・解析条件の相違 【東海第二】 東海第二では，低圧 ECCS４系統に期待した有効性評価を実施しており，低圧 ECCS１系統のみに期待した場合の感度解析を記載。島根２号炉及び柏崎 6/7 は，低圧 ECCS１系統での有効性評価を実施している。

柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　（2017.12.20版）

第2.2.1表　「高圧注水・減圧機能喪失」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
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し，原子炉がスクラムしたことを確認する。	－	－	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
高圧注水機能喪失確認	原子炉水位による自動起動信号が発生するが，各ポンプの起動失敗又は各ポンプの系統流量計の指示が上昇しないことにより高圧注水機能喪失を確認する。残留熱除去系（低圧注水モード）は原子炉水位低（レベル1）にて自動起動するが，原子炉圧力が高いため原子炉注水はできない。	【残留熱除去系（低圧注水モード）】	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系系統流量】 【残留熱除去系系統流量】
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後，高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位（SA）
代替自動減圧ロジック動作確認	原子炉水位低（レベル1）到達の10分後及び残留熱除去系ポンプ運転時に代替自動減圧ロジックにより，逃がし安全弁4個が開き，原子炉急速減圧する。	逃がし安全弁 代替自動減圧ロジック	－	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉圧力の急速減圧により，残留熱除去系（低圧注水モード）の系統圧力が同じく原子炉圧力が測定され，原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で推移する。	【残留熱除去系（低圧注水モード）】	－	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 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（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位維持を確認後，異なる残留熱除去系によりサプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの運転を開始する。	【残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）】	－	【残留熱除去系系統流量】 サプレッション・チェンバ・プール水温度
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転	残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の運転により，サプレッション・チェンバ・プール水温度が安定することを確認後，サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転以外の残留熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転に切り替える。	【残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）】	－	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 【残留熱除去系系統流量】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】

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

東海第二発電所　（2018.9.12版）

第2.2－1表 高圧注水・減圧機能喪失における重大事故等対策について（1／2）

操作及び確認	手　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し，原子炉がスクラムしたことを確認する。	－	－	平均出力領域計装* 起動領域計装*
高圧注水機能喪失確認	原子炉水位異常低下（レベル２）による自動起動信号が発生するが，各ポンプの起動失敗又は各ポンプの系統流量の指示が上昇しないことにより高圧注水機能喪失を確認する。低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）３系統は原子炉水位異常低下（レベル１）にて自動起動するが，原子炉圧力が高いため原子炉注水はできない。	低圧炉心スプレイ系* 残留熱除去系（低圧注水系）*	－	原子炉水位（ＳＡ広帯域） 原子炉水位（ＳＡ燃料域） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉圧力（ＳＡ） 原子炉圧力* 原子炉隔離時冷却系系統流量* 高圧炉心スプレイ系系統流量* 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力* 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後，高圧代替注水系を起動し，原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 サプレッション・チェンバ*	－	原子炉水位（ＳＡ広帯域） 原子炉水位（ＳＡ燃料域） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 高圧代替注水系系統流量
過渡時自動減圧機能動作確認	原子炉水位異常低下（レベル１）到達の10分後及び低圧炉心スプレイ系ポンプ又は残留熱除去系ポンプ運転時に過渡時自動減圧機能により，逃がし安全弁２個が開き，原子炉急速減圧する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）* 過渡時自動減圧機能	－	原子炉圧力（ＳＡ） 原子炉圧力* 原子炉水位（ＳＡ広帯域） 原子炉水位（ＳＡ燃料域） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）*

* 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
①
：有効性評価上考慮しない操作

島根原子力発電所　2号炉

第2.2.1－1表　「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策について（1／2）

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
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	原子炉の出力運転中に外部電源喪失となり，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【ディーゼル燃料貯蔵タンク】	－	平均出力領域計装
高圧注水・減圧機能喪失確認	各ポンプの起動失敗又は各ポンプの出口流量の指示が上昇しないことにより高圧注水機能喪失を確認する。残留熱除去系（低圧注水モード）を起動するが，原子炉圧力が高いため原子炉注水はできない。	【残留熱除去系 （低圧注水モード）】	－	原子炉水位（ＳＡ） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉圧力（ＳＡ） 原子炉圧力 【原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量】 【高圧炉心スプレイポンプ出口流量】 【残留熱除去ポンプ出口圧力】
高圧原子炉代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後，高圧原子炉代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧原子炉代替注水系 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） 原子炉水位（燃料域） 高圧原子炉代替注水流量
代替自動減圧機能動作確認	原子炉水位低（レベル１）到達の10分後及び残留熱除去ポンプ運転時に代替自動減圧機能により，自動減圧機能付き逃がし安全弁２個が開き，原子炉急速減圧する。	自動減圧機能付き逃がし安全弁 代替自動減圧機能	－	原子炉圧力（ＳＡ） 原子炉圧力 原子炉水位（ＳＡ） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域）

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

備　考

本文比較表に記載の差異以外で主要な差異について記載

・記載表現の相違

①島根２号炉は，重大事故等時に設計基準対処施設としての機能を期待する設備を「重大事故等対処設備（設計基準拡張）」と位置付けている。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

第 2.2－1 表 高圧注水・減圧機能喪失における重大事故等対策について（2／2）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	原子炉の急速減圧により，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）のそれぞれの系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され,原子炉水位が回復する。原子炉水位は低圧炉心スプレイ系により，原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）の間で維持する。	低圧炉心スプレイ系* 残留熱除去系（低圧注水系）* サプレッション・チェンバ*	－	原子炉圧力（ＳＡ） 原子炉圧力* 原子炉水位（ＳＡ広帯域） 原子炉水位（ＳＡ燃料域） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 低圧炉心スプレイ系系統流量* 残留熱除去系系統流量*
残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）運転	低圧炉心スプレイ系による原子炉水位維持を確認後，残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）の運転を開始する。	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）* サプレッション・チェンバ*	－	残留熱除去系系統流量* サプレッション・プール水温度

① *　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

東海第二発電所　（2018.9.12 版）

第 2.2.1－1 表　「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策について（２／２）

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（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉圧力の急速減圧により，残留熱除去系（低圧注水モード）の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）の間で維持する。	【残留熱除去系（低圧注水モード）】 サプレッション・チェンバ	－	原子炉圧力（ＳＡ） 原子炉圧力 原子炉水位（ＳＡ） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 【残留熱除去ポンプ出口流量】
残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位維持を確認後，異なる残留熱除去系によりサプレッション・プール水冷却モードの運転を開始する。	【残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）】	－	【残留熱除去ポンプ出口流量】 サプレッション・プール水温度（ＳＡ）
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）の運転により，プール水温度が静定することを確認後，サプレッション・プール水冷却モード運転以外の残留熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転に切り替える。	【残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）】	－	原子炉圧力（ＳＡ） 原子炉圧力 【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 【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

島根原子力発電所　２号炉

備　考

・記載表現の相違
①島根２号炉は，重大事故等時に設計基準対処施設としての機能を期待する設備を「重大事故等対処設備（設計基準拡張）」と位置付けている。

柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　（2017.12.20版）

第2.2.2 表 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（1/4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	－
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
	炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約10℃	熱平衡計算による値
	燃料	9×9燃料（A型）	－
	最大線出力密度	44.0kW/m ①	設計限界値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度33GWd/t ②	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を考慮して設定
	格納容器容積（ドライウェル）	7,350m³	ドライウェル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	格納容器容積（ウェットウェル）	空間部：5,960m³ 液相部：3,580m³ ③	ウェットウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	真空破壊装置	3.43kPa（ドライウェル－サプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（通常運転水位） ③	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.2kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃ ④	通常運転時の格納容器温度として設定

東海第二発電所　（2018.9.12版）

第2.2－2 表 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（1／5）

項　目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：ＳＡＦＥＲ 格納容器側：ＭＡＡＰ	－
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa［gage］	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から＋126cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	48,300t／h	定格流量として設定
	炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
	燃　料	９×９燃料（Ａ型）	－
	最大線出力密度	44.0kW／m ①	通常運転時の熱的制限値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI／ANS-5.1-1979 燃焼度33GWd／t ②	１サイクルの運転期間（13ヶ月）に調整運転期間（約１ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器体積 （ドライウェル）	5,700m³	設計値
	格納容器体積 （サプレッション・チェンバ）	空間部：4,100m³ 液相部：3,300m³ ③	設計値（通常運転時のサプレッション・プール水位の下限値として設定）

島根原子力発電所　２号炉

第2.2.2－1表　主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（１／４）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：ＳＡＦＥＲ 格納容器側：ＭＡＡＰ	－
初期条件	原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位 （気水分離器下端から+83 cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	35.6×10³t/h	定格炉心流量として設定
	炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
	燃料	９×９燃料（Ａ型）	９×９燃料（Ａ型），９×９燃料（Ｂ型）は熱水力的な特性は同等であり，その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること，また，９×９燃料の方がＭＯＸ燃料よりも崩壊熱が大きく，燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため，ＭＯＸ燃料の評価は９×９燃料（Ａ型）の評価に包絡されることを考慮し，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m ①	通常運転時の熱的制限値を設定（高出力燃料集合体）
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 （燃焼度33GWd/t） ②	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を考慮
	格納容器容積（ドライウェル）	7,900m³	ドライウェル内容積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定
	格納容器容積（サプレッション・チェンバ）	空間部：4,700m³ 液相部：2,800m³ ③	サプレッション・チェンバ内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定
	真空破壊装置	3.43kPa（ドライウェル－サプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値

備　考

・解析条件の相違

【柏崎6/7】

①条件設定は同じだが，通常運転時の熱的制限値を設定していることを明確に記載。

【東海第二】

②条件設定は同じだが，設定プロセスが異なり，平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対して，ばらつきとして10%の保守性を考慮し設定。

③島根２号炉及び柏崎6/7は，格納容器容積（サプレッション・チェンバ）及びサプレッション・プール水位の解析条件を通常水位で設定。東海第二では圧力抑制効果を厳しくする観点で，通常運転時のサプレッション・プール水位の下限値を設定。

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

柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　(2017.12.20版)

第2.2.2 表 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）(2/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能及び原子炉減圧機能喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を，原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，炉心冷却上厳しくなる

東海第二発電所　(2018.9.12版)

第2.2－2 表 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）(2／5)

項　目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	真空破壊装置	3.45kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値
	サプレッション・プール水位	6.983m（通常運転範囲の下限値）	通常運転時のサプレッション・プール水位の下限値として設定 ③
	サプレッション・プール水温度	32℃	通常運転時のサプレッション・プール水温度の上限値として設定
	格納容器圧力	5kPa［gage］	通常運転時の格納容器圧力を包含する値
	格納容器雰囲気温度	57℃	通常運転時の格納容器雰囲気温度（ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度）として設定 ④
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失及び原子炉減圧機能喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を，原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル３）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，炉心冷却上厳しくなる

島根原子力発電所　2号炉

第2.2.2－1表　主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（２／４）

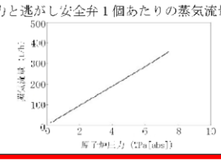
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サプレッション・プール水位	3.61m（通常運転水位） ③	通常運転時のサプレッション・プール水位として設定
	サプレッション・プール水温度	35℃	通常運転時のサプレッション・プール水温度の上限値として設定
	格納容器圧力	５kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃ ④	通常運転時の格納容器温度として設定
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 原子炉減圧機能喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を，原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失及び原子炉の手動減圧の失敗を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源なしの場合は，必要燃料量の観点で厳しくなることから，外部電源なしを設定 また，原子炉スクラムまで炉心の冷却の観点で厳しくなり，外部電源がある場合を包含する条件として，再循環ポンプトリップは，原子炉水位低（レベル２）信号にて発生するものとする

備　考

・解析条件の相違
【柏崎6/7，東海第二】

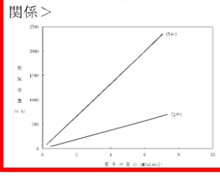
柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　（2017.12.20版）

第2.2.2 表 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（3/4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3） （遅れ時間：1.05秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	再循環ポンプが，原子炉水位低（レベル3）で4台，原子炉水位低（レベル2）で残りの6台がトリップ	原子炉冷却材再循環系のインターロックとして設定
	原子炉減圧機能	逃がし弁機能 7.51 MPa[gage]×1 個，363 t/h/個 7.58 MPa[gage]×1 個，367 t/h/個 7.65 MPa[gage]×4 個，370 t/h/個 7.72 MPa[gage]×4 個，373 t/h/個 7.79 MPa[gage]×4 個，377 t/h/個 7.86 MPa[gage]×4 個，380 t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
		代替自動減圧ロジックにより自動減圧機能付き逃がし安全弁の4個を開することによる原子炉急速減圧 作動時間：原子炉水位低（レベル1）到達から10分後 ⑤ 作動数　：4個 <原子炉圧力と逃がし安全弁1個あたりの蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定

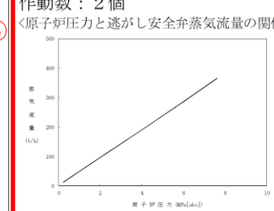
東海第二発電所　（2018.9.12版）

第2.2－2 表 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（3／5）

項　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル３）信号 （遅れ時間：1.05秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	ＡＴＷＳ緩和設備 （代替再循環系ポンプトリップ機能）	再循環系ポンプが，原子炉水位異常低下（レベル２）信号で２台全てがトリップ	ＡＴＷＳ緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）のインターロックとして設定
	原子炉減圧機能	安全弁機能 7.79MPa［gage］×2個，385.2t／h（1個当たり） 8.10MPa［gage］×4個，400.5t／h（1個当たり） 8.17MPa［gage］×4個，403.9t／h（1個当たり） 8.24MPa［gage］×4個，407.2t／h（1個当たり） 8.31MPa［gage］×4個，410.6t／h（1個当たり）	逃がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定
		過渡時自動減圧機能により逃がし安全弁（自動減圧機能）の2個を開することによる原子炉急速減圧 作動時間：原子炉水位異常低下（レベル１）到達から10分後 ⑤ 作動数　：2個 <原子炉圧力と逃がし安全弁2個の蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定

島根原子力発電所　2号炉

第2.2.2－1表　主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（３／４）

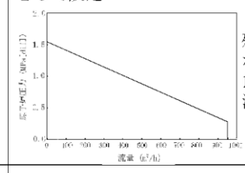
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル３） （遅れ時間：1.05秒）	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
	原子炉減圧機能	逃がし弁機能 7.58MPa[gage]×２個，367t/h/個 7.65MPa[gage]×３個，370t/h/個 7.72MPa[gage]×３個，373t/h/個 7.79MPa[gage]×４個，377t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
		代替自動減圧機能による自動減圧機能付き逃がし安全弁の２個を開することによる原子炉急速減圧 作動時間：原子炉水位低（レベル１）到達10分後 ⑤ 作動数：２個 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定

備　考

・解析条件の相違
【東海第二】
⑤島根２号炉及び柏崎6/7は，逃がし安全弁1個あたりの蒸気流量をグラフに記載。

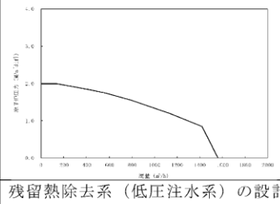
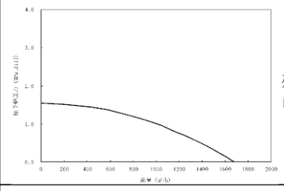
柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　（2017.12.20版）

第2.2.2 表 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（4/4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	原子炉水位低（レベル1）にて自動起動 954m³/h（0.27MPa[dif]において）にて注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定  残留熱除去系ポンプ1台による注水特性
	残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び原子炉停止時冷却モード）	熱交換器1基あたり約8MW（サプレッション・チェンバ・プール水温又は原子炉冷却材温度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
重大事故等対策に関連する操作条件	残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作	原子炉水位高（レベル8）到達後	原子炉水位制御（レベル3～レベル8）を踏まえ，原子炉注水による炉心冠水確認後の操作として設定
	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12時間後	運転停止後の原子炉停止時冷却モードの運転開始時間の実績に基づき設定

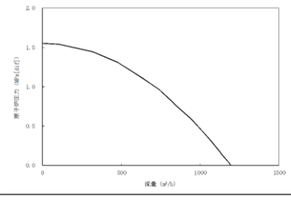
東海第二発電所　（2018.9.12版）

第2.2－2 表 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（4／5）

項　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧炉心スプレイ系	原子炉水位異常低下（レベル１）にて自動起動 1,419m³／h（0.84MPa［dif］において）（最大1,561m³／h）にて注水	低圧炉心スプレイ系の設計値として設定  低圧炉心スプレイ系ポンプによる注水特性
	残留熱除去系（低圧注水系）	原子炉水位異常低下（レベル１）信号で自動起動し３系統で注水 1,605m³／h（0.14MPa［dif］において）（最大1,676m³／h）（1系統当たり） 原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）まで回復し，低圧炉心スプレイ系のみにより原子炉水位の維持が可能な場合は，注水を停止	残留熱除去系（低圧注水系）の設計値として設定  残留熱除去系ポンプ1台による注水特性
	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）	熱交換器1基当たり約43MW （サプレッション・プール水温度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

島根原子力発電所　２号炉

第2.2.2－1表　主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（４／４）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	原子炉水位低（レベル１）にて自動起動 1,136m³/h(0.14MPa[dif]において)にて注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定 
	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード及び原子炉停止時冷却モード）	熱交換器１基あたり約９MW（サプレッション・プール水温度又は原子炉冷却材温度 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
重大事故等対策に関連する操作条件	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱開始	原子炉水位高（レベル８）到達後	原子炉水位制御（レベル３～レベル８）を踏まえ，原子炉注水による炉心冠水確認後の操作として設定
	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12時間後	サプレッション・プール水温度上昇が緩やかになるか，静定した後の操作として設定

備　考

・解析条件の相違
【柏崎6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
	第2.2－2 表 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（5／5） 項　目 ／ 主要解析条件 ／ 条件設定の考え方 重大事故等対策に関連する操作条件 ／ 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）運転操作 ／ 原子炉水位高（レベル８）到達から５分後 ／ 原子炉水位制御（原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８））を踏まえ，原子炉注水による炉心冠水確認後の操作として切替えに要する時間を考慮して設定		・解析条件の相違 【東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
添付資料 2.2.1 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転実績について	資料なし	添付資料 2.2.1 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転実績について	・整理方針の相違 【東海第二】 東海第二では，「添付資料 2.1.2　安定状態について（高圧・低圧注水機能喪失）」において，事象発生７日後から SDC 運転とする解析により時間余裕が大きいことを示しており，当該資料は作成していない。
1. はじめに 事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」においては，原子炉圧力が 0.93MPa[gage]まで低下したことを確認した後，事象発生 12 時間後に残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転を開始することとしている。これは，過去の運転経験に基づき設定したものである。ここでは，平成 19 年 7 月 16 日に発生した新潟県中越沖地震時における柏崎刈羽原子力発電所 7 号炉の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転実績について示す。		１．はじめに 事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」においては，原子炉圧力が 0.80MPa[gage]まで低下したことを確認した後，事象発生 12 時間後に残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転を開始することとしている。これは，過去の運転経験に基づき設定したものである。ここでは，平成７年１月 30 日に発生した島根２号炉の原子炉自動スクラム事象時の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転実績について示す。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 ・実績値の相違 【柏崎 6/7】
2. 新潟県中越沖地震時の実績 以下に新潟県中越沖地震時の柏崎刈羽原子力発電所 7 号炉における残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転開始までの時系列を示す。 10：13　地震発生，原子炉スクラム 18：54 ～ 19：28　RHR(A)起動（剥離運転）（フラッシング） 20：17 ～ 20：59　RHR(A)配管ウォーミング 23：59　RHR(A)SHC 起動 } 残留熱除去系の起動準備操作 上記に示すとおり，起動準備から約５時間で残留熱除去系（停止時冷却モード）の運転を開始している。		２．事象発生時の実績 以下に原子炉自動スクラム事象発生時の島根２号炉における残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転開始までの時系列を示す。 1/30　9：29　事象発生，原子炉スクラム 23：05～1:05　Ａ－ＲＨＲ起動（フラッシング）　－残留熱除去系の起動準備操作 1/31　3：23～　Ａ－ＲＨＲ原子炉停止時冷却モードによる冷却開始 上記に示すとおり，起動準備から約 4.3 時間で残留熱除去系（停止時冷却モード）の運転を開始している。	・実績値の相違 【柏崎 6/7】 ・運用の相違 【柏崎 6/7】 ・実績値の相違 【柏崎 6/7】
3. まとめ 2. に示した通り，新潟県中越沖地震時の原子炉スクラム停止時においても，柏崎刈羽原子力発電所 7 号炉においては，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の起動準備から約 5 時間		３．まとめ ２．に示したとおり，原子炉自動スクラム事象発生時においても，島根２号炉においては，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の起動準備から約 4.3 時間で運転を開始している実	・実績値の相違

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
で運転を開始している実績がある。 　したがって，本解析で操作開始時間として設定している事象発生 12 時間以内に，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転操作は行えるものと考えられる。 以上		績がある。 　したがって，本解析で操作開始時間として設定している事象発生 12 時間以内に，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転操作は行えるものと考えられる。 以上	【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 2.2.2 安定状態について 高圧注水・減圧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，安定停止状態が確立されたものとする。 原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器圧力逃がし装置等，残留熱除去系又は代替循環冷却系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。	添付資料 2.2.1 安定状態について（高圧注水・減圧機能喪失） 高圧注水･減圧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が維持可能であり，また，冷却のための設備がその後も機能維持でき，かつ必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定停止状態が確立されたものとする。 格納容器安定状態　：炉心冷却が維持された後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱により格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定状態が確立されたものとする。	添付資料 2.2.2 安定状態について（高圧注水・減圧機能喪失） 高圧注水・減圧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，安定停止状態が確立されたものとする。 原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系，残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。	・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，耐圧強化ベントを使用しない。
【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 逃がし安全弁を開維持することで，残留熱除去系（低圧注水モード）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。 原子炉格納容器安定状態の確立について 炉心冷却を継続し，事象発生から 12 時間後に残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり，格納容器温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維	【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 逃がし安全弁により原子炉減圧状態を維持し，低圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水を継続することで，炉心の冷却は維持され原子炉安定停止状態が確立される。 格納容器安定状態の確立について 炉心冷却を継続し，事象発生の約 1 時間後に残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は 150℃を下回るとともに，ドライウ	【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 逃がし安全弁を開維持することで，残留熱除去系（低圧注水モード）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。 原子炉格納容器安定状態の確立について 炉心冷却を継続し，事象発生から約 12 時間後に残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり，格納容器温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル温度は，低圧注水継続のための逃がし安全	・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心冷却を継続。 ・運用の相違 【東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
持が確認されている 126℃を上回ることはなく，原子炉格納容器安定状態が確立される。 また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 【安定状態の維持について】 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。 また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことによって，安定状態の維持が可能となる。	エル雰囲気温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることはなく，格納容器安定状態が確立される。 また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 【安定状態の維持について】 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。 また，残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで，安定状態の維持が可能となる。 （添付資料 2.1.2 別紙 1）	弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることはなく，原子炉格納容器安定状態が確立される。 また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 【安定状態の維持について】 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。 また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことにより，安定状態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）

添付資料 2.2.3

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧注水・減圧機能喪失）

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

（高圧注水・減圧機能喪失）　(1/2)

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL，ROSA-Ⅲの実験解析において，熱伝達係数を低めに評価する可能性があり，他の解析モデルの不確かさともあいまってコード全体として，炉心が露出し，スプレイ冷却のない場合には実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し，スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて 10℃～150℃程度高めに評価する。また，炉心が冠水維持する場合においては，FIST-ABWR の実験解析において燃料被覆管温度の上昇はないため，不確かさは小さい。また，低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは 20℃～40℃程度である。	解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが，原子炉注水は代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧及び残留熱除去系の自動起動により行われ，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており，保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが，操作手順（冠水後の流量調整操作）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは燃料被覆管の酸化について，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え，燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は，燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され，燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され，円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって，ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードは燃料被覆管温度を高めに評価することから，破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においてもおおむね保守的な判定結果を与えるものと考える。仮に格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）を用いて，設計基準事故相当のγ線線量率の 10 倍を超える大量の燃料被覆管破裂を計測した場合には，炉心損傷後の運転操作を適用する必要があり，格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作の起点が，格納容器圧力が限界圧力に到達するまでとなる。しかしながら，本解析においてはサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転により格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	破裂発生前の燃料被覆管の膨れ及び破裂発生の有無は，伝熱面積やギャップ熱伝達係数，破裂後のジルコニウム－水反応熱に影響を与え，燃料被覆管の最高温度及び酸化割合に影響を与えることとなる。解析コードは前述の判定を行うための燃料被覆管温度を高めに評価することから，おおむね保守的な結果を与えるものと考える。
	沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，二相水位変化は，実験結果に重畳する水位振動成分を除いて，実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは 20℃～40℃程度である。また，原子炉圧力の評価において，ROSA-Ⅲでは 2MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており，解析上，低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし，実験で圧力低下が遅れた理由は，水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し，LPCS スプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり，低圧注水系を注水手段として用いる事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。このため，燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化をおおむね同等に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

東海第二発電所　（2018.9.12 版）

添付資料 2.2.2

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧注水・減圧機能喪失）

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

（ＳＡＦＥＲ）（1／2）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移，気液熱非平衡	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL，ROSA-Ⅲの実験解析において，熱伝達係数を低めに評価する可能性があり，他の解析モデルの不確かさとあいまってコード全体として，炉心が露出し，スプレイ冷却のない場合には実験結果の燃料被覆管温度に比べて＋50℃程度高めに評価し，スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて 10℃～150℃程度高めに評価する。また，炉心が冠水維持する場合においては，FIST-ABWR の実験解析において燃料被覆管温度の上昇はないため，不確かさは小さい。低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは 20℃～40℃程度である。	解析コードは，実験結果の燃料被覆管温度に比べて＋50℃高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり，燃料被覆管温度は低くなるが，原子炉注水は低圧炉心スプレイ系等の自動起動及び過渡時自動減圧機能による原子炉自動減圧により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは，実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もるBaker-Just式による計算モデルを採用しており，保守的な結果を与える。	解析コードは，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが，操作手順（冠水後の流量調整操作）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない	解析コードは，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高く評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は，燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され，燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され，円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって，ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードは，燃料被覆管温度を高めに評価することから，破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合でもおおむね保守的な結果を与えるものと考える。仮に格納容器雰囲気放射線モニタにより炉心損傷を確認した場合には，炉心損傷後の運転操作に移行し，格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作の起点が変更される。しかしながら，本解析においては残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）に期待し，格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱は実施しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	破裂発生前の被覆管の膨れ及び破裂発生の有無は，伝熱面積やギャップ熱伝達係数，破裂後の金属－水反応熱に影響を与え，燃料被覆管最高温度に影響を与える。解析コードは，前述の判定を行うための燃料被覆管温度を高めに評価することから，おおむね保守的な結果を与えるものと考える。

島根原子力発電所　２号炉

添付資料 2.2.3

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧注水・減圧機能喪失）

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

（高圧注水・減圧機能喪失）　（１／２）

【ＳＡＦＥＲ】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	ＴＢＬ，ＲＯＳＡ－Ⅲの実験解析において，熱伝達係数を低めに評価する可能性があり，他の解析モデルの不確かさともあいまってコード全体として，炉心が露出し，スプレイ冷却のない場合には実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し，スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて，10℃～150℃程度高めに評価する。また，炉心が冠水維持する場合においてはＦＩＳＴ－ＡＢＷＲの実験解析において燃料被覆管温度の上昇はないため，不確かさは小さい。また，低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃～40℃程度である。	解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが，原子炉注水は代替自動減圧機能を用いた自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧及び残留熱除去系の起動により行われ，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もるＢａｋｅｒ－Ｊｕｓｔ式による計算モデルを採用しており，保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが，操作手順（冠水後の流量調整操作）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは燃料被覆管の酸化について，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え，燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は，燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され，燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され，円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって，ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定は概ね保守的となる。	解析コードは燃料被覆管温度を高めに評価することから，破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においても概ね保守的な判定結果を与えるものと考える。仮に格納容器内雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）を用いて，設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超える大量の燃料被覆管破裂を計測した場合には，炉心損傷後の運転操作を適用する必要があり，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作の起点が，サプレッション・プール水位が通常水位＋1.3mに到達した時点となる。しかしながら，本解析においてはサプレッション・プール水冷却モード運転により原子炉格納容器除熱を行い，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	破裂発生前の燃料被覆管の膨れ及び破裂発生の有無は，伝熱面積やギャップ熱伝達係数，破裂後の金属－水反応熱に影響を与え，燃料被覆管の最高温度及び酸化割合に影響を与えることとなる。解析コードは前述の判定を行うための燃料被覆管温度を高めに評価することから，概ね保守的な結果を与えるものと考える。
	沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果	二相流体の流動モデル	ＴＢＬ，ＲＯＳＡ－Ⅲ，ＦＩＳＴ－ＡＢＷＲの実験解析において，二相水位変化は，実験結果に重畳する水位振動成分を除いて，実験結果と概ね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは20℃～40℃程度である。 また，原子炉圧力の評価において，ＲＯＳＡ－Ⅲでは２MPaより低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており，解析上，低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし，実験で圧力低下が遅れた理由は，水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し，ＬＰＣＳスプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり，低圧注水系を注水手段として用いる事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。このため，燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化を概ね同等に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

備考

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

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き，ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については，燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく，質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプス水位が取り扱えれば十分である。このため，特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉減圧及び注水開始は自動起動であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	シュラウド外水位を適切に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWRの実験解析において，圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており，臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。 なお，原子炉減圧及び注水開始は自動起動であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	主蒸気逃がし弁流量は，設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し，原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 破断口及び主蒸気逃がし弁からの流出流量は，圧力容器ノズルまたはノズルに接続する配管を通過し，平衡均質流に達するのに十分な長さであることから，管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ，平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており，実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え，燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

東海第二発電所　（2018.9.12版）

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

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWRの実験解析において，二相水位変化は，解析結果に重畳する水位振動成分を除いて，実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは 20℃～40℃程度である。 また，原子炉圧力の評価において，ROSA-Ⅲでは，LPCS スプレイの影響により 2MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており，解析上，低圧注水系等の注水開始タイミングを早める可能性があるが，この場合でも解析コードは被覆管温度を高めに評価しており，評価項目となるパラメータに対しては保守的な結果を与える。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから，運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	解析コードは，燃料被覆管温度に対して，解析結果に重畳する水位振動に伴う燃料棒冷却の不確かさの影響を考慮すると 20℃～40℃程度低めに評価する可能性があるが，有効性評価解析における燃料被覆管の最高温度は約 711℃であり，評価項目に対して十分な余裕があることから，その影響は非常に小さい。また，低圧炉心スプレイ系に期待する場合，原子炉圧力の評価において，解析コードは，2MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており，低圧注水系等の注水開始タイミングを早める可能性があるが，この場合でも解析コードは被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き，ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については，燃料被覆管温度及び運転員等操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく，質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプスト水位が取り扱えれば十分である。このため，特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは，ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは，ダウンカマ部の二相水位（シュラウド外水位）を適切に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWRの実験解析において，圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており，臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは，原子炉圧力変化を適切に評価することから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は，圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し，平衡均質流に達するのに十分な長さであることから，管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ，平衡均質臨界流モデルを適用可能である。	解析コードは，原子炉圧力変化を適切に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は，圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し，平衡均質流に達するのに十分な長さであることから，管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ，平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ECCS 注水（給水系・代替注水系含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。 各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており，実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え，燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

島根原子力発電所　2号炉

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

【ＳＡＦＥＲ】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き，ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については，燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく，質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプス水位が取り扱えれば十分である。このため，特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉減圧及び注水開始は自動起動であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	シュラウド外水位を適切に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	ＴＢＬ，ＲＯＳＡ－Ⅲ，ＦＩＳＴ－ＡＢＷＲの実験解析において，圧力変化は実験結果と概ね同等の解析結果が得られており，臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。 なお，原子炉減圧及び注水開始は自動起動であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	逃がし安全弁流量は，設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し，原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 破断口及び逃がし安全弁からの流出流量は，圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し，平衡均質流に達するのに十分な長さであることから，管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ，平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており，実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え，燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

備考

柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　（2017.12.20版）

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

【MAAP】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉圧力容器	ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）	安全系モデル（非常用炉心冷却系） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR実験解析では，格納容器圧力及び温度について，温度成層化を含めて傾向を良く再現できることを確認した。 格納容器温度を十数℃程度高めに，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されたが，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなると考えられる。 また，非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと良く一致することを確認した。 格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF実験解析では，格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	HDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWRの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できており，また，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さく，また，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	HDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWRの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	サプレッション・プール冷却	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

東海第二発電所　（2018.9.12版）

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

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる。 保守的な崩壊熱を入力値に用いており，解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉圧力容器	ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	入力値に含まれる。 保守的な注水特性を入力値に用いており，解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR実験解析では，格納容器圧力及び雰囲気温度について，温度成層化を含めて傾向を良く再現できることを確認した。格納容器雰囲気温度を十数℃程度高めに，格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されたが，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また，非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データとよく一致することを確認した。 格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析では，格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データとよく一致することを確認した。	解析コードは，HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できており，また，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析において格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さく，また，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは，HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	サプレッション・プール冷却	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	入力値に含まれる。 ポンプ流量及び除熱量は，設計値に基づき与えられており，解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

島根原子力発電所　2号炉

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

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉圧力容器	ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）	安全系モデル（非常用炉心冷却系） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	ＨＤＲ実験解析では，格納容器圧力及び温度について，温度成層化を含めて傾向を良く再現できることを確認した。 格納容器温度を十数℃程度高めに，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されたが，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなると考えられる。また，非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと良く一致することを確認した。 格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析では，格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	ＨＤＲ実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，ＢＷＲの原子炉格納容器内の区画とは異なる等，実機体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できており，また，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さく，また，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	ＨＤＲ実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，ＢＷＲの原子炉格納容器内の区画とは異なる等，実機体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	サプレッション・プール冷却	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

備考

柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　（2017.12.20版）

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

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MW	3,925MW以下 （実績値）	定格原子炉熱出力として設定 原子炉熱出力のゆらぎを考慮した最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約7.05MPa[gage]～ 約7.12MPa[gage] （実測値）	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため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。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため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。
	原子炉水位	通常運転水位 （セパレータスカート下端から約+116cm～約+119cm）	通常運転水位 （セパレータスカート下端から約+116cm～約+119cm） （実測値）	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。 例えば，原子炉スクラム10分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下幾は，高圧が維持された状態でも通常運転水位約-4mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は約30mmであり非常に小さい。したがって，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。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。 例えば，原子炉スクラム10分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下幾は，高圧が維持された状態でも通常運転水位約-4mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は約30mmであり非常に小さい。したがって，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。
	ゆ心流量	52,200t/h （定格流量（100%））	定格流量の約91%～ 約110% （実測値）	定格流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量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。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量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	9×9燃料（A型）	装荷炉心ごと	9×9燃料（A型）と9×9燃料（B型）は，熱水的な特性ははぼ同等であり，燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されることから，代表的に9×9燃料（A型）を設定	最確条件とした場合は，9×9燃料のA型又はB型のゆ心となるが，それらの混在ゆ心となるが，いずれの燃料の熱水力特性ははぼ同等であり，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。	最確条件とした場合は，9×9燃料のA型又はB型のゆ心となるが，それらの混在ゆ心となるが，いずれの型式も燃料の熱水力特性ははぼ同等であり，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。
	最大線出力密度	44.0kW/m	約42kW/m以下 （実績値）	設計限界値として設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，原子炉注水は代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧及び残留熱除去系の自動起動により行われ，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度33GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約30GWd/t （実績値）	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を考慮して設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，また，ゆ心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子ゆ冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが，残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）への移行は冠水後の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，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，また，ゆ心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子ゆ冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	格納容器容積（ドライウェル）	7,350m³	7,350m³ （設計値）	ドライウェル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）	解析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。	解析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。
	格納容器容積（ウェットウェル）	空間部：5,960m³ 液相部：3,580m³	空間部： 約5,980m³～約5,945m³ 液相部： 約3,560m³～約3,595m³ （実測値）	ウェットウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによる格納容器容積（ウェットウェル）の液相部（空間部）の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば，通常時の液相部の熱容量は約3,600m³相当分であるのに対して，ゆらぎによる容積減少分の熱容量は約20m³相当分であり，その減少割合は通常時の約0.6%程度と非常に小さい。したがって，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。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによる格納容器容積（ウェットウェル）の液相部（空間部）の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば，通常時の液相部の熱容量は約3,600m³相当分であるのに対して，ゆらぎによる容積減少分の熱容量は約20m³相当分であり，その減少割合は通常時の約0.6%程度と非常に小さい。したがって，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。
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（通常運転水位）	約7.01m～約7.08m （実測値）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・プール水位低下分の熱容量は通常水位時に対して非常に小さい。例えば，通常水位時（7.05m）の熱容量は約3600m³相当分であるのに対して，ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.04m分）の熱容量は約20m³相当分であり，その低下割合は通常水位時の約0.6%程度と非常に小さい。したがって，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。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・プール水位低下分の熱容量は通常水位時に対して非常に小さい。例えば，通常水位時（7.05m）の熱容量は約3600m³相当分であるのに対して，ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.04m分）の熱容量は約20m³相当分であり，その低下割合は通常水位時の約0.6%程度と非常に小さい。したがって，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。

東海第二発電所　(2018.9.12版)

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

項　目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	約3,279MW～ 約3,293MW （実績値）	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。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は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。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は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	約6.91MPa[gage]～ 約6.94MPa[gage] （実績値）	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため，事象進展に及ぼす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 約－4cm～約＋6cm （セパレータスカート下端から＋122cm～約＋132cm） （実績値）	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下（レベル２）までの原子炉水位の低下量は約2mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は約4cmであり非常に小さい。したがって，事象進展に及ぼす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ない。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下（レベル２）までの原子炉水位の低下量は約2mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は約4cmであり非常に小さい。したがって，事象進展に及ぼす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ない。
	炉心流量	48,300t／h （定格流量 （100%流量））	定格流量の 約86%～約104% （実績値）	定格流量として設定	最確条件とした場合には，炉心流量の運転範囲において解析条件から変動し得るが，事故初期において原子炉がスクラムするとともに，再循環系ポンプがトリップするため，初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，炉心流量の運転範囲において解析条件から変動し得るが，事故初期において原子炉がスクラムするとともに，再循環系ポンプがトリップするため，初期炉心流量が事象進展に及ぼす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	9×9燃料 （A型）	装荷炉心ごと	9×9燃料（A型）と9×9燃料（B型）は，熱水力的な特性ははぼ同等であり，その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから，代表的に9×9燃料（A型）を設定	最確条件とした場合には，9×9燃料（A型）及び9×9燃料（B型）の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが，両型式の燃料の特性はほぼ同等であり，事象進展に及ぼす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ない。	最確条件とした場合には，9×9燃料（A型）及び9×9燃料（B型）の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが，両型式の燃料の特性はほぼ同等であるり，炉心冷却性に大きな差は無いことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	最大線出力密度	44.0kW／m	約33kW／m～ 約41kW／m （実績値）	通常運転時の熱的制限値として設定	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため，燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，原子炉注水は低圧炉心スプレイ系等の自動起動及び過渡時自動減圧機能による原子炉自動減圧により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため，燃料被覆管温度の上昇が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。

島根原子力発電所　２号炉

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

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	2,436MW	2,435MW以下 （実績値）	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力	6.93MPa[gage]	約6.77～6.79MPa[gage] （実績値）	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため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。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため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。
	原子炉水位	通常運転水位 （気水分離器下端から＋83cm）	通常運転水位（気水分離器下端から約＋83cm～約＋85cm）（実績値）	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，原子炉スクラム25分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は，高圧が維持された状態でも通常運転水位から約4.6mであるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約2cmであり非常に小さい。従って，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。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，スクラム25分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は，高圧が維持された状態でも通常運転水位から約4.6mであるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約2cmであり非常に小さい。従って，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。
	ゆ心流量	35.6×10^3t/h	定格流量の85～104% （実測値）	定格ゆ心流量として設定	ゆ心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子ゆはスクラムするため，初期ゆ心流量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。	ゆ心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子ゆはスクラムするため，初期ゆ心流量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	9×9燃料（A型）	装荷ゆ心毎	9×9燃料（A型），9×9燃料（B型）は熱水力的な特性は同等であり，その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること，また，9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく，燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため，MOX燃料の評価は9×9燃料（A型）の評価に包絡されることを考慮し，代表的に9×9燃料（A型）を設定	最確条件とした場合は，ゆ心に装荷される燃料は装荷ゆ心毎に異なることとなるが，装荷される燃料である9×9燃料（A型），9×9燃料（B型），MOX燃料について，9×9燃料（A型），9×9燃料（B型）は熱水力的な特性は同等であり，また，MOX燃料の評価は9×9燃料（A型）の評価に包絡され，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。	最確条件とした場合には，ゆ心に装荷される燃料は装荷ゆ心毎に異なることとなるが，装荷される燃料である9×9燃料（A型），9×9燃料（B型），MOX燃料のうち，9×9燃料（A型），9×9燃料（B型）は熱水力的な特性は同等であり，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。MOX燃料の評価は9×9燃料（A型）の評価に包絡され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	約40.6kW/m以下 （実績値）	通常運転時の熱的制限値	最確条件とした場合は，燃料被覆管温度上昇が緩和されるが，原子ゆ注水は代替自動減圧機能を用いた逃がし安全弁による原子ゆ減圧及び残留熱除去系の自動起動により行われ，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，燃料被覆管温度上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 （燃焼度33GWd/t）	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約30GWd/t （実績値）	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	最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子ゆ水位の低下は緩和され，また，ゆ心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子ゆ冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）への移行は炉心冠水後の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，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子ゆ水位の低下は緩和され，また，ゆ心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子ゆ冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

備考

柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　（2017.12.20版）

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

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	約30℃～約35℃（実測値）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は，解析条件で設定している水温よりも低くなるため，格納容器圧力上昇が遅くなる。サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転への移行は冠水後の操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件は，解析条件で設定している水温よりも低くなり，格納容器圧力は僅かに低くなるが，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器圧力	5.2kPa[gage]	約3kPa[gage]～約7kPa[gage]（実測値）	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば，事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率（平均）は 12 時間あたり約 59kPa であるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約 2kPa であり非常に小さい。したがって，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。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば，事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率（平均）は 12 時間あたり約 59kPa であるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約 2kPa であり非常に小さい。したがって，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。
	格納容器温度	57℃	約43℃～約62℃（実測値）	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから，初期温度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。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから，初期温度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。
	真空破壊装置	3.43kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	3.43kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）（設計値）	真空破壊装置の設定値	解析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。	解析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。
	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，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。	－

東海第二発電所　(2018.9.12版)

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

項　目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd／t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度 約 31GWd／t（実績値）	1サイクルの運転期間（13ヶ月）に調整運転期間（約1ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度として設定	最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが，残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）への移行は冠水後の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，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	格納容器圧力	5kPa[gage]	約2.2kPa[gage]～約4.7kPa[gage]（実績値）	通常運転時の格納容器圧力を包含する値として設定	最確条件とした場合には，解析条件で設定している圧力よりも小さくなるため，格納容器圧力が低めに推移することから，格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。ただし，ゆらぎによる格納容器圧力の変動は3kPa 程度と非常に小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，解析条件で設定している圧力よりも小さくなるため，格納容器圧力が低めに推移することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし，ゆらぎによる格納容器圧力の変動は3kPa 程度と非常に小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器雰囲気温度	57℃	約25℃～約58℃（実績値）	通常運転時の格納容器雰囲気温度（ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度）として設定	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，格納容器雰囲気温度は，格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となり，初期温度のゆらぎ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。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，格納容器雰囲気温度は，格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となり，初期温度のゆらぎ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。
	格納容器体積（ドライウェル）	5,700m³	5,700m³（設計値）	設計値	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器体積（サプレッション・チェンバ）	空間部：4,100m³ 液相部：3,300m³	空間部：約4,058 m³～約4,092m³ 液相部：約3,308m³～約3,342m³（実績値）	設計値（通常運転時のサプレッション・プール水位の下限値に基づき設定）	最確条件とした場合には，格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の液相部の運転範囲において解析条件より大きめの水量となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・チェンバ液相部の水量は 3,300m³であるのに対し，ゆらぎによる水量変化は約 42m³であり，その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって，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。	最確条件とした場合には，格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の液相部の運転範囲において解析条件より大きめの水量となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プールの水量は 3,300m³であるのに対し，ゆらぎによる水量変化は約 42m³であり，その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって，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。

島根原子力発電所　２号炉

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

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	格納容器空間容積（ドライウェル）	7,900m³	7,900m³（設計値）	ドライウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）	解析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。	解析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。
	格納容器空間容積(サプレッション・チェンバ)	空間部：4,700m³ 液相部：2,800m³	空間部：4,700m³ 液相部：2,800m³（設計値）	サプレッション・チェンバ内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）	解析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。	解析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。
	真空破壊装置	3.43kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	3.43kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）（設計値）	真空破壊装置の設定値	解析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。	解析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。
	サプレッション・プール水位	3.61m（通常運転水位）	約3.59m～約3.63m（実測値）	通常運転時のサプレッション・プール水位として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによるサプレッション・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば，通常水位の熱容量は約2,800m³相当であるのに対して，ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.02m分）の熱容量は約20m³程度であり，その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。従って，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。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによるサプレッション・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば，通常水位の熱容量は約2,800m³相当であるのに対して，ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.02m分）の熱容量は約20m³程度であり，その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。従って，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。
	サプレッション・プール水温度	35℃	約19℃～約35℃（実測値）	通常運転時のサプレッション・プール水温度の上限値として設定	最確条件とした場合は，解析条件で設定している水温よりも低くなるため，サプレッション・プール水温度上昇が遅くなる。サプレッション・プール冷却モード運転への移行は冠水後の操作であるため，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，最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなるが，評価項目となるパラメータに与える影響小さい。
	格納容器圧力	5kPa[gage]	約5kPa[gage]～約7kPa[gage]（実測値）	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば，事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率（平均）は12時間あたり約49kPaであるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。したがって，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。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば，事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率（平均）は12時間あたり約49kPaであるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。したがって，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。
	格納容器温度	57℃	約45℃～約54℃程度（実測値）	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，格納容器温度を起点とする運転員等操作はないため，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，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，サプレッション・プール冷却モードにより格納容器は十分に除熱されるため，初期温度が事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	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。また，事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料が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。	－

備考

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20版）

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

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	－	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定	－	－
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能及び減圧機能喪失	－	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を，減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定		
	外部電源	外部電源あり	－	外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル３）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，炉心冷却上厳しくなる	炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給されるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は，外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップするため，原子炉水位の低下が遅くなり，炉心露出時間も短くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給される。
機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル３）（遅れ時間：1.05秒）	原子炉水位低（レベル３）（遅れ時間：1.05秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	解析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。	解析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。
	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	再循環ポンプが，原子炉水位低（レベル３）で４台，原子炉水位低（レベル２）で残りの６台がトリップ	再循環ポンプが，原子炉水位低（レベル３）で４台，原子炉水位低（レベル２）で残りの６台がトリップ	原子炉冷却材再循環系のインターロックとして設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析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。
	原子炉減圧機能	逃がし弁機能 7.51MPa[gage]～7.86MPa[gage] 363t/h/個～380t/h/個	逃がし弁機能 7.51MPa[gage]～7.86MPa[gage] 363t/h/個～380t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	解析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。	解析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。
		代替自動減圧ロジックによる逃がし安全弁の４個開による原子炉急速減圧	代替自動減圧ロジックによる逃がし安全弁の４個開による原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件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。	解析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（低圧注水モード）	原子炉水位低（レベル１）にて自動起動 954m³/h（0.27MPa[dif]において）にて注水	原子炉水位低（レベル１）にて自動起動 954m³/h（0.27MPa[dif]において）にて注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び原子炉停止時冷却モード）	熱交換器１基あたり約8MW（サプレッション・チェンバ・プール水温又は原子炉冷却材温度52℃，海水温度30℃において）	熱交換器１基あたり約8MW（サプレッション・チェンバ・プール水温又は原子炉冷却材温度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	解析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。	解析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。

東海第二発電所　（2018.9.12版）

第２表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（3／5）

項　目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	サプレッション・プール水位	6.983m （通常運転範囲の下限値）	7.000m～7.070m （実績値）	通常運転時のサプレッション・プール水位の下限値として設定	最確条件とした場合には，サプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プール水位が6.983mの時の水量は3,300m³であるのに対し，ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約42m³であり，その割合は初期保有水量の1.3%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，サプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プール水位が6.983mの時の水量は3,300m³であるのに対し，ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約42m³であり，その割合は初期保有水量の1.3%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・プール水温度	32℃	約15℃～約32℃ （実績値）	通常運転時のサプレッション・プール水温度の上限値として設定	最確条件とした場合には，解析条件で設定しているサプレッション・プール水温度と同等以下となる。32℃の場合は，解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。32℃未満の場合は，格納容器の熱容量は大きくなり，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなる。本評価事故シーケンスでは，格納容器圧力及び雰囲気温度を起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には，解析条件で設定しているサプレッション・プール水温度と同等以下となる。32℃の場合は，解析条件と最確条件は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ない。32℃未満の場合は，格納容器の熱容量は大きくなり，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は遅くなるが，その影響は小さいことから，評価項目となるパラメータのパラメータに与える影響は小さい。
	真空破壊装置	作動差圧：3.45kPa （ドライウェル－サプレッション・チェンバ間差圧）	作動差圧：3.45kPa （ドライウェル－サプレッション・チェンバ間差圧） （設計値）	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同等であることから，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。	解析条件と最確条件は同等であり，事象進展に影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料の容量	約1,010kL	約1,010kL以上 （軽油貯蔵タンク＋可搬型設備用軽油タンク）	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には，解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。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。	－

島根原子力発電所　２号炉

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

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	－	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定	－	－
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 原子炉減圧機能喪失	－	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を，原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失及び原子炉の手動減圧の失敗を設定		
	外部電源	外部電源なし	－	外部電源なしの場合は，必要燃料量の観点で厳しくなることから，外部電源なしを設定 また，原子炉スクラムまでの炉心の冷却の観点で厳しくなり，外部電源がある場合を包含する条件として，再循環ポンプトリップは，原子炉水位低（レベル２）信号にて発生するものとする	必要燃料量の観点で厳しい外部電源がない状態を設定しているが，炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低（レベル２）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を包含する条件を設定している。なお，外部電源がある場合は外部電源により電源が供給されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	必要燃料量の観点で厳しい外部電源がない状態を設定しているが，炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低（レベル２）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を包含する条件を設定している。仮に事象発生と同時に再循環ポンプがトリップする条件を設定した場合は，原子炉水位の低下が遅くなり，炉心露出時間も短くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル３） （遅れ時間：1.05秒）	原子炉水位低（レベル３）等	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定	実態が解析上の想定より早くスクラムした場合，事象進展は緩やかになり，原子炉注水開始までの運転員等操作時間に対する余裕が大きくなる。	実態が解析上の想定より早くスクラムした場合，燃料被覆管温度は低めの結果を与えることになるため，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	原子炉減圧機能	逃がし弁機能 7.58～7.79MPa[gage] 367～377t/h/個	逃がし弁機能 7.58～7.79MPa[gage] 367～377t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	解析条件と最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。	解析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。
		代替自動減圧機能による自動減圧機能付き逃がし安全弁の２個を開することによる原子炉急速減圧	代替自動減圧機能による自動減圧機能付き逃がし安全弁の２個を開することによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件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。	解析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（低圧注水モード）	原子炉水位低（レベル１）にて自動起動 1,136m³/h（0.14MPa[dif]において）にて注水	原子炉水位低（レベル１）にて自動起動 1,136m³/h（0.14MPa[dif]において）にて注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード及び原子炉停止時冷却モード）	熱交換器１基あたり約９MW（サプレッション・プール水温度又は原子炉冷却材温度52℃，海水温度30℃において）	熱交換器１基あたり約９MW（サプレッション・プール水温度又は原子炉冷却材温度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	解析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。	解析条件と最確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。

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

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

項　目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	－	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定	－	－
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 減圧機能喪失	－	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系，原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定		
	外部電源	外部電源あり	－	外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル３）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，炉心冷却上厳しくなる	炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップせず原子炉水位異常低下（レベル２）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備により電源が供給され，運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップせず原子炉水位異常低下（レベル２）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は，外部電源喪失と同時に再循環系ポンプがトリップするため，原子炉水位の低下が遅くなり，炉心露出時間も短くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備により電源が供給される。
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低 （レベル３）信号 （遅れ時間 1.05 秒）	原子炉水位低 （レベル３）信号 （遅れ時間 1.05 秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	ＡＴＷＳ緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）	原子炉水位異常低下 （レベル２）信号 で２台全てがトリップ	原子炉水位異常低下 （レベル２）信号 で２台全てがトリップ	設計値を設定	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa[gage]～ 8.31MPa[gage] 385.2t／h（１個当たり） ～ 410.6t／h（１個当たり）	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa[gage]～ 8.31MPa[gage] 385.2t／h(１個当たり) ～ 410.6t／h（１個当たり） （設計値）	逃がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		（原子炉自動減圧時） 過渡時自動減圧機能により逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）２個を自動開放することで原子炉を減圧	（原子炉自動減圧時） 過渡時自動減圧機能により逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）２個を自動開放することで原子炉を減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定	解析条件は最確条件と同等であり，事象進展に影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であり，事象進展に影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　（2017.12.20版）

東海第二発電所　（2018.9.12版）

島根原子力発電所　2号炉

備考

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

項　目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧炉心スプレイ系	原子炉水位異常低下（レベル１）にて自動起動 1,419m³／h（0.84MPa［dif］において）（最大 1,561m³／h）にて注水	原子炉水位異常低下（レベル１）にて自動起動 1,419m³／h（0.84MPa［dif］において）（最大 1,561m³／h）にて注水	設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	残留熱除去系（低圧注水系）	原子炉水位異常低下（レベル１）信号で自動起動し３系統で注水 1,605m³／h（0.14MPa［dif］において）（最大 1,676m³／h）（1系統当たり）	原子炉水位異常低下（レベル１）信号で自動起動し３系統で注水 1,605m³／h（0.14MPa［dif］において）（最大 1,676m³／h）（1系統当たり）			
	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）	熱交換器１基当たり約 43MW （サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）	熱交換器１基当たり約 43MW （サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）	残留熱除去系の設計値として設定 伝熱容量は，熱交換器の設計性能に基づき，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	解析条件は最確条件と同等であり，事象進展に影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であり，事象進展に影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　（2017.12.20版）

表３　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（高圧注水・減圧機能喪失）

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
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作	原子炉水位高（レベル８）到達後	原子炉水位制御（レベル３-レベル８）を踏まえ，原子炉注水による炉心冠水確認後の操作として設定	【認知】 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位の上昇を継続監視することにより，原子炉水位高（レベル８）到達を十分に認知することができたため，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【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はなし。 【操作所要時間】 残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作は，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。電動弁「２弁」の操作が必要ではあるが，サプレッション・チェンバ・プール水温度の上昇に対して操作所要時間は十分に短い。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】 異なる区分の残留熱除去系の低圧注水モードで原子炉水位維持操作を実施しており，同じ運転員が低圧注水モードによる原子炉水位維持操作とサプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの運転操作を実施することから，サプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの操作開始時間は変動し得る。 【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，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	複数の残留熱除去系を用いて低圧注水モードによる原子炉水位維持操作とサプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの運転操作を同じ運転員が行うことから，サプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの操作開始時間は変動し得るが，その時間は短く，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は早まる可能性があるが，中央制御室で行う操作であることから，他の操作に与える影響はない。	－	サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転開始までの時間は事象発生から約60分後であり，操作開始が遅れる場合においても，格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達するまでの時間は，事象進展が同様となる「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」に示すとおり約17時間であり，約16時間以上の時間余裕がある。また，原子炉格納容器の限界圧力0.62MPa［gage］に至るまでの時間は，過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約38時間後であり，約37時間以上の時間余裕がある。	中央制御室における操作のため，シミュレータにて訓練実施を取得。訓練では，原子炉水位高（レベル８）到達から８分後に残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作を開始，電動弁「２弁」の操作は約２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。
	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12時間後	運転停止後の原子炉停止時冷却モードの運転開始時間の実績に基づき設定	残留熱除去系の原子炉停止時冷却モード開始までの時間は，事象発生から12時間あり，十分な時間余裕がある。	－	－	－	プラント停止時の実績から，配管の緩気運転を含め約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。
	残留熱除去系の低圧注水モードから原子炉停止時冷却モードへの切替操作	事象発生から13.5時間後	運転停止後の原子炉停止時冷却モードの運転開始時間の実績に基づき設定	残留熱除去系を低圧注水モードから原子炉停止時冷却モードに切り替える操作開始までの時間は，事象発生から12時間以上あり，十分な時間余裕がある。	－	－	－	プラント停止時の実績から，配管の緩気運転を含め約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３表　操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響

項　目		解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）運転操作	原子炉水位高（レベル８）到達から５分後	原子炉水位制御（原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８））を踏まえ，原子炉注水による炉心冠水確認後の操作として切替えに要する時間を考慮して設定	【認知】 事故時には重要監視パラメータである原子炉水位を継続監視しているため，認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。さらに，当直運転員の認知を助けるために原子炉水位の上昇に伴い複数の警報が消灯又は点灯することから，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，当直運転員は中央制御室に常駐していることから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 残留熱除去系（低圧注水系）から残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）への切換え操作として余裕時間を含めて４分を設定している。中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり，操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 並列操作とは異なる当直運転員による対応が可能であることから，操作開始時間に与える影響はない。なお，低圧炉心スプレイ系及び複数の残留熱除去系を用いて原子炉水位維持操作とサプレッション・プール冷却の運転操作を同じ運転員が行う場合には，サプレッション・プール冷却の操作開始時間は変動し得る。 【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作のため，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。	低圧炉心スプレイ系及び複数の残留熱除去系を用いて原子炉水位維持操作とサプレッション・プール冷却の運転操作を同じ運転員が行う場合には，サプレッション・プール冷却の操作開始時間は変動し得るが，その時間は短く，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は早まる可能性があるが，中央制御室で行う操作であることから，他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	サプレッション・プール冷却運転開始までの時間は事象発生から約41分後であり，操作開始が遅れる場合においても，格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達するまでの時間は，事象進展が同様となる「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」に示すとおり約28時間であり，約27時間以上の時間余裕がある。また，格納容器の限界圧力0.62MPa［gage］に至るまでの時間は，「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」に示すとおり事象発生約33時間後であり，約32時間以上の時間余裕がある。	中央制御室における操作のため，シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。残留熱除去系（低圧注水系）から残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）への切替操作は所要時間を４分想定しているところ，訓練実績では約４分。想定の範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

島根原子力発電所　２号炉

表３　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（高圧注水・減圧機能喪失）

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
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	残留熱除去系(サプレッション・プール水冷却モード)による原子炉格納容器除熱開始	原子炉水位高（レベル８）到達後	原子炉水位制御（レベル３～レベル８）を踏まえ，原子炉注水による炉心冠水確認後の操作として設定	【認知】 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位の上昇を継続監視することにより，原子炉水位高（レベル８）到達を十分に認知することができるため，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【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はなし。 【操作所要時間】 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転操作は，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。電動弁の操作が必要ではあるが，サプレッション・プール水温度の上昇に対して操作所要時間は十分に短い。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】 異なる区分の残留熱除去系の低圧注水モードで原子炉水位維持操作を実施しており，同じ運転員が低圧注水モードによる原子炉水位維持操作とサプレッション・プール水冷却モードの運転操作を実施することから，サプレッション・プール水冷却モードの操作開始時間は変動し得る。 【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，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	複数の残留熱除去系を用いて低圧注水モードによる原子炉水位維持操作とサプレッション・プール水冷却モードの運転操作を同じ運転員が操作することから，サプレッション・プール水冷却モードの操作開始時間は変動しうるが，その時間は短く，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。 当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は早まる可能性があるが，中央制御室で行う操作であることから，他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	サプレッション・プール水冷却モード運転開始までの時間は，事象発生から約１時間後であり，運転操作が遅れる場合においても，格納容器圧力が384kPa[gage]に到達するまでの時間は，事象進展が同様となる「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」に示す通り約22時間であり，約21時間以上の時間余裕がある。また，原子炉格納容器の限界圧力853kPa［gage］に到達するまでの時間は，過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約35時間後であり，約34時間以上の時間余裕がある。	中央制御室における操作のため，シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では，原子炉水位高（レベル８）到達から約３分後に残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転操作を開始。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。
	残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転操作	事象発生から12時間後	サプレッション・プール水温上昇が緩やかになるか，静定した後の操作として設定	残留熱除去系の原子炉停止時冷却モード開始までの時間は，事象発生から12時間あり，十分な時間余裕がある。	－	－	－	プラント停止時の実績から，原子炉停止時冷却モードの起動準備から約4.3時間で運転を開始している実績がある。また，訓練実績等により，系統構成及びポンプの起動は約16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。

備考