

7 日間における燃料の対応について (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)

プラント取説: 6 号及び 7 号炉運転中、1~5 号炉停止中。事業: 燃料供給停止・過温破損は 6 号及び 7 号炉を想定。保守: 保守期間中の 6 号及び 7 号炉を想定。保守期間中の 6 号及び 7 号炉を想定。保守期間中の 6 号及び 7 号炉を想定。

Table with 4 columns: 時系列 (Time Series), 合計 (Total), 判定 (Judgment). Rows include: 緊急発生直後 (Emergency), 緊急発生直後 2 日目 (Emergency Day 2), 緊急発生直後 3 日目 (Emergency Day 3), 緊急発生直後 4 日目 (Emergency Day 4), 緊急発生直後 5 日目 (Emergency Day 5), 緊急発生直後 6 日目 (Emergency Day 6), 緊急発生直後 7 日目 (Emergency Day 7). Details include fuel consumption and equipment status for various systems like cooling pumps and power generators.

添付資料 3.1.2.10-1

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉 (2017. 12. 20 版)

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

7 日間における燃料の対応について (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却を使用する場合))

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

Table with 3 columns: 時系列 (Time Series), 合計 (Total), 判定 (Judgment). Rows include: 常設代替高圧電源装置 (Permanent backup high-pressure power supply), 室素供給装置用電源車 (Ventilation supply vehicle), 緊急時対策用発電機 (Emergency countermeasure generator).

添付資料 3.1.2.14

7 日間における燃料の対応について (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (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))

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。

Table with 3 columns: 時系列 (Time Series), 合計 (Total), 判定 (Judgment). Rows include: 大量送水車 (Large water transport vehicle), 大型送水ポンプ車 (Large water pump vehicle), 可搬式室素供給装置 (Portable ventilation supply vehicle), ガスタービン発電機 (Gas turbine generator), 緊急時対策用発電機 (Emergency countermeasure generator).

添付資料 3.1.2.9

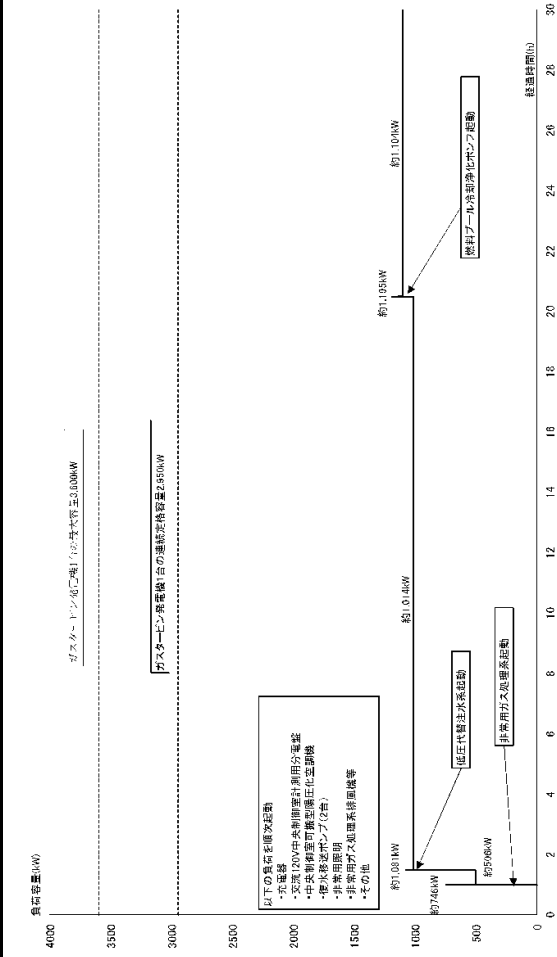
設備設計の相違【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、緊急時対策所用発電機用の燃料タンクを有している。また、モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。

評価結果の相違【柏崎 6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)

添付資料 3.1.2.11

常設代替交流電源設備の負荷 (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)



負荷積算イメージ

※非常用ガス処理系脱分除去装置, 及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。

6号炉	負荷容量(kW)
直流125V充電器盤A	約94kW
直流125V充電器盤A・2	約56kW
AM用直流125V充電器盤	約41kW
直流125V充電器盤B	約98kW
交流120V中央制御室計測用分電盤A・B	約12kW
非常用照明	約100kW
中央制御室可搬型扇圧圧空調機	3kW
復水移送ポンプ	55kW
復水移送ポンプ	55kW
燃料プールの希釈浄化ポンプ (起動時)	90kW (181kW)
非常用ガス処理系排風機等*	約37kW
その他必要な設備	約98kW
その他必要な設備	約366kW
合計 (連続最大容量) (最大容量)	約1104kW (約1195kW)

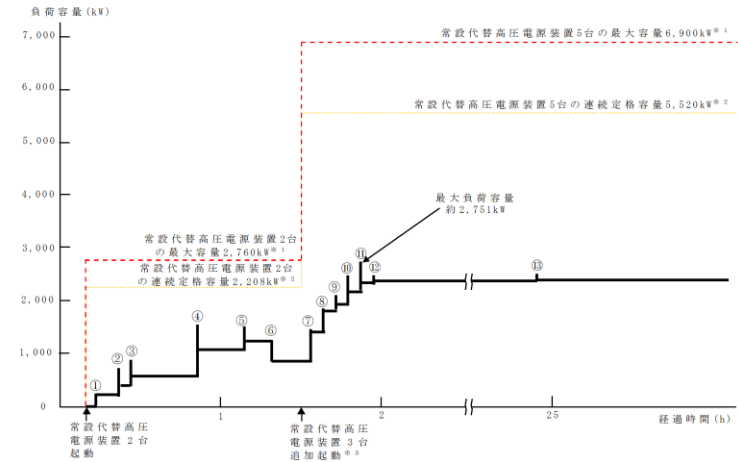
東海第二発電所 (2018.9.12版)

添付資料 3.1.2.15

常設代替交流電源設備の負荷 (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))

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245	約217
②	常設低圧代替注水ポンプ	約190	約702	約407
③	常設低圧代替注水ポンプ	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1,579	約1,111
⑤	代替循環冷却系ポンプ	約140	約1,468	約1,251
⑥	停止負荷 常設低圧代替注水ポンプ2台 非常用母線2C自動起動負荷 ・直流125V充電器A ・非常用照明等*	約-380	-	約871
⑦	非常用母線2D自動起動負荷 ・直流125V充電器B ・非常用照明等* ・120/240V計測用主母線盤2A ・その他必要な負荷 ・その他必要な負荷*	約79 約108 約134 約14 約234	約1,453	約1,440
⑧	非常用母線2D自動起動負荷 ・直流125V充電器B ・非常用照明等* ・120/240V計測用主母線盤2B ・その他必要な負荷*	約60 約66 約134 約135	約1,860	約1,855
⑨	非常用ガス再循環系排風機 非常用ガス処理系排風機 その他必要な負荷 停止負荷	約55 約8 約95 約-52	約2,149	約1,901
⑩	中央制御室空調機系空調和機ファン 中央制御室空調機系フィルタ系ファン その他必要な負荷	約45 約8 約183	約2,538	約2,197
⑪	非常用母線2E自動起動負荷 その他必要な負荷	約8 約154	約2,751	約2,359
⑫	ほう酸水注入ポンプ	約37	約2,486	約2,396
⑬	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約2,505	約2,426



※1 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量 (1,350kW×運転台数=最大容量)
 ※2 非常用母線の負荷容量は定格出力運転時の80%の容量 (1,350kW×0.8×運転台数=連続定格容量)
 ※3 非常用母線の負荷容量は定格出力運転時の80%の容量 (1,350kW×0.8×運転台数=連続定格容量)
 ※4 有効性評価で期待していないが電源供給される不要な負荷

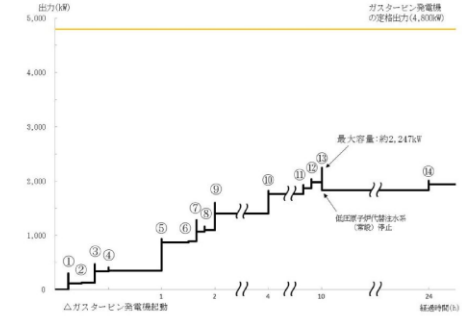
島根原子力発電所 2号炉

添付資料 3.1.2.10

常設代替交流電源設備の負荷 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (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))

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常設備	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
⑤	充電器, 非常用照明, 非常用ガス処理系, モニタリング・ポスト他 (D系高圧母線自動投入負荷)	約518	約938	約872
⑥	格納容器水素濃度 (SA), 格納容器酸素濃度 (SA) 監視設備	約20	約892	約892
⑦	B-中央制御室送風機	約180	約1,287	約1,072
⑧	B-中央制御室非常用再循環送風機	約30	約1,164	約1,102
⑨	B-中央制御室冷凍機	約300	約1,604	約1,402
⑩	充電器, 非常用照明, 非常用ガス処理系他 (C系高圧母線自動投入負荷)	約359	約1,823	約1,761
⑪	A-淡水ポンプ (移動式代替熱交換設備)	約110	約1,931	約1,871
⑫	B-淡水ポンプ (移動式代替熱交換設備)	約110	約2,041	約1,981
⑬	残留熱代替除去ポンプ	約75	約2,247	約1,831
⑭	B-燃料プール冷却ポンプ	約110	約2,006	約1,941



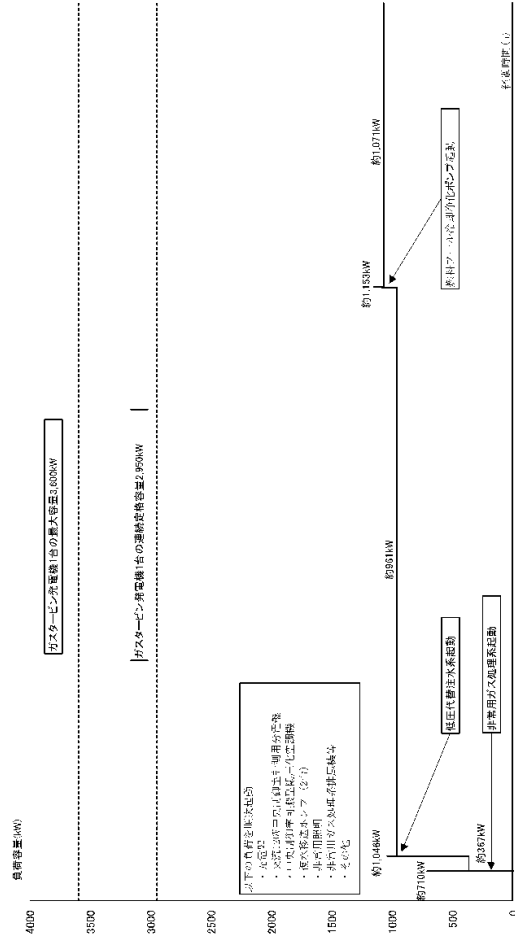
常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

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

常設代替交流電源設備の負荷 (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)

<7号炉>

	7号炉
直流 125V 充電器盤 A	約 94kW
直流 125V 充電器盤 A-2	約 56kW
AM 用直流 125V 充電器盤	約 41kW
直流 125V 充電器盤 B	約 98kW
交流 120V 中央制御室計測用分電盤 A,B	約 6kW
非常用照明	約 100kW
中央制御室可搬型陽圧化学調機	3kW
復水移送ポンプ	55kW
燃料プールの冷却ポンプ (起動時)	110kW (192kW)
非常用ガス処理系排風機等*	約 20kW
その他必要な設備	約 113kW
合計 (連続最大容量)	約 321kW
	約 1071kW (約 1153kW)



負荷概算イメージ

*: 非常用ガス処理系温分除去装置, 及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。

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 3.1.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷（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）]

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>3.1.3 <u>代替循環冷却系を使用しない場合</u></p> <p>3.1.3.1 格納容器破損防止対策</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」で想定される事故シーケンスに対して、<u>代替循環冷却系を使用しない場合を想定し、代替循環冷却系以外の設備による格納容器破損防止対策の有効性を評価する。</u></p> <p>本格納容器破損モードの重大事故等対策の概略系統図を第3.1.3.1図から第3.1.3.3図に、対応手順の概要を第3.1.3.4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手順の関係を第3.1.3.1表に示す。</p> <p>本格納容器破損モードにおける評価事故シーケンスにおいて、<u>事象発生10時間までの6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計28名^{*1}である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長1名（6号及び7号炉兼任）、当直副長2名、運転操作対応を行う運転員12名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名、緊急時対策要員（現場）は8名^{*1}である。</u></p> <p><u>また、事象発生10時間以降に追加に必要な要員は、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。</u></p> <p>必要な要員と作業項目について第3.1.3.5図に示す。</p>	<p>3.1.3 <u>代替循環冷却系を使用できない場合</u></p> <p>3.1.3.1 格納容器破損防止対策</p> <p><u>「3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」では、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」で想定される事故シーケンスに対して、代替循環冷却系を使用する場合を想定し、期待する格納容器破損防止対策の有効性を評価している。代替循環冷却系は多重化設計とした上で、さらなる後段の対策として格納容器圧力逃がし装置を整備するため、重大事故時の事象発生後短期に格納容器圧力逃がし装置を使用することは実質的には考えられないが、本格納容器破損モードで想定される事故シーケンスに対して、代替循環冷却系を使用できない場合を想定し、格納容器圧力逃がし装置の有効性を評価する観点から、格納容器破損防止対策の有効性を評価する。</u></p> <p><u>(添付資料3.1.3.1)</u></p> <p>本格納容器破損モードの重大事故等対策の概略系統図を第3.1.3-1図に、対応手順の概要を第3.1.3-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第3.1.3-1表に示す。</p> <p><u>(添付資料3.1.2.1)</u></p> <p>本格納容器破損モードにおける評価事故シーケンスにおいて、<u>事象発生2時間までの重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員（初動）20名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直発電長1名、当直副発電長1名及び運転操作対応を行う当直運転員4名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は4名、現場操作を行う重大事故等対応要員は10名である。</u></p> <p><u>また、事象発生2時間以降に追加に必要な参集要員は、タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員2名及び格納容器圧力逃がし装置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。</u></p> <p>必要な要員と作業項目について第3.1.3-3図に示す。</p>	<p>3.1.3 <u>残留熱代替除去系を使用しない場合</u></p> <p>3.1.3.1 格納容器破損防止対策</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」で想定される事故シーケンスに対して、<u>残留熱代替除去系を使用しない場合を想定し、残留熱代替除去系以外の設備による格納容器破損防止対策の有効性を評価する。</u></p> <p>本格納容器破損モードの重大事故等対策の概略系統図を第3.1.3.1-1(1)図から第3.1.3.1-1(3)図に、対応手順の概要を第3.1.3.1-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第3.1.3.1-1表に示す。</p> <p>本格納容器破損モードにおける評価事故シーケンスにおいて、<u>重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計31名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長1名、当直副長1名、運転操作対応を行う運転員5名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名、緊急時対策要員（現場）は19名である。</u></p> <p>必要な要員と作業項目について第3.1.3.1-3図に示す。</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違 【東海第二】東海第二では、格納容器ベント開始時間が早期のため、代替循環冷却系を多重化している東海第二の特徴を踏まえた記載。 ・運用及び体制の相違 【柏崎6/7、東海第二】島根2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。 ・運用の相違 【柏崎6/7、東海第二】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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>なお、評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を評価事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>28名</u>で対処可能である。</p> <p>※1 <u>有効性評価で考慮しない作業（原子炉ウェル注水）に必要な要員4名を含めると、緊急時対策要員（現場）が12名、合計が32名になる。</u></p> <p>a. <u>原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系機能喪失確認</u></p> <p>原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系機能喪失確認については、「3.1.2.1 a. 原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系機能喪失確認」と同じ。</p> <p>b. <u>全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備</u></p> <p>全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備については、「3.1.2.1 b. 全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備」と同じ。</p>	<p>なお、評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を評価事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>20名</u>で対処可能である。</p> <p>a. <u>原子炉スクラム、LOCA発生及び全交流動力電源喪失の確認</u></p> <p>原子炉スクラム、<u>LOCA発生及び全交流動力電源喪失の確認</u>については、「3.1.2.1 a. 原子炉スクラム、<u>LOCA発生及び全交流動力電源喪失の確認</u>」と同じ。</p>	<p>なお、評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を評価事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>31名</u>で対処可能である。</p> <p>(1) <u>原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系等機能喪失確認</u></p> <p>原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系等機能喪失確認については、「3.1.2.1 (1) <u>原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系等機能喪失確認</u>」と同じ。</p> <p>(2) <u>全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備</u></p> <p>全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備については、「3.1.2.1 (2) <u>全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備</u>」と同じ。</p>	<p>している。なお、これら要員31名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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。 ・記載方針の相違 【柏崎6/7、東海第二】島根2号炉は、解析上考慮していない要員も含めた要員数を記載している。 ・a～d及びeの一部の相違点の理由は、残留熱代替除去系を使用する場合と同じ。 ・運用の相違 【東海第二】島根2号炉は、本シーケンスの対応としてLOCA発生による事象初期の格納容器スプレイを実施しないが、東海第二では実施することから項目に追加している。 ・記載箇所の相違 【東海第二】島根2号炉は、全交流動力電源喪失の確認を「b. 全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備」で記載している。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>c. 炉心損傷確認</u> 炉心損傷確認については、「3.1.2.1 c. 炉心損傷確認」と同じ。</p> <p><u>d. 水素濃度監視</u> 水素濃度監視については、「3.1.2.1 d. 水素濃度監視」と同じ。</p>	<p><u>b. 原子炉への注水機能喪失の確認</u> 原子炉への注水機能喪失の確認については、「3.1.2.1 b. 原子炉への注水機能喪失の確認」と同じ。</p> <p>c. 炉心損傷確認 炉心損傷確認については、「3.1.2.1 c. 炉心損傷確認」と同じ。 <u>(添付資料 3.1.3.2)</u></p> <p><u>d. 早期の電源回復不能判断及び対応準備</u> 早期の電源回復不能判断及び対応準備については、「3.1.2.1 d. 早期の電源回復不能判断及び対応準備」と同じ。</p>	<p>(3) 炉心損傷確認 炉心損傷確認については、「3.1.2.1 (3) 炉心損傷確認」と同じ。</p>	<p>・記載箇所の相違 【東海第二】 島根2号炉は、「a. 原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系等機能喪失確認」で非常用炉心冷却系等の機能喪失を記載しているが、東海第二では、SBOで非常用炉心冷却系の機能喪失を確認しているため、「a. 原子炉スクラム、LOCA発生及び全交流動力電源喪失の確認」で非常用炉心冷却系の機能喪失、「b. 原子炉への注水機能喪失の確認」でRCICの機能喪失を記載している。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、水素濃度及び酸素濃度監視設備の電源が交流電源であるため、「e. 水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動」に記載している。</p> <p>・記載箇所の相違 【東海第二】 島根2号炉は、早期の電源回復不能判断を「b. 全交流動力電源喪失」で記載している。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>e. <u>常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水</u></p> <p>常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水については、「3.1.2.1 e. 常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水」と同じ。</p> <p>【比較のため、「d.」を記載】</p> <p>d. <u>水素濃度監視</u></p> <p>水素濃度監視については、「3.1.2.1 d. 水素濃度監視」と同じ。</p> <p>【ここまで】</p> <p>f. <u>代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器冷却</u></p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器冷却については、「3.1.2.1 f. 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」と同じ。</p>	<p>e. <u>常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電並び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及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水</u></p> <p>常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電並び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及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水については、「3.1.2.1 e. 常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電並び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及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水」と同じ。</p> <p><u>なお、代替循環冷却系が使用できない場合の評価であることから、原子炉水位LOまで冠水した後は、低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の流量を崩壊熱相当に調整し、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を停止する。</u></p> <p><u>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、低圧代替注水系原子炉注水流量 (常設ライン用) 等である。</u></p> <p>(添付資料 3.1.2.2, 3.1.3.3)</p> <p>f. <u>水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動</u></p> <p>水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動については、「3.1.2.1 h. 水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動」と同じ。</p> <p>g. <u>代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却</u></p>	<p>(4) <u>常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧原子炉代替注水系 (常設) による原子炉注水</u></p> <p>常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧原子炉代替注水系 (常設) による原子炉注水については、「3.1.2.1 (4) 常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧原子炉代替注水系 (常設) による原子炉注水」と同じ。</p> <p>(5) <u>水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動</u></p> <p>水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動については、「3.1.2.1 (5) 水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動」と同じ。</p> <p>(6) <u>格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却</u></p>	<p>失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備」で記載している。</p> <p>・運用の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、本シーケンスの対応としてLOCA発生による事象初期の格納容器スプレイを実施しないが、東海第二では実施することから項目に追加している。</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、原子炉注水による記載を「3.1.2.1 d. 常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧原子炉代替注水系 (常設) による原子炉注水」で記載している。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、水素濃度及び酸素濃度監視設備を同時に起動する。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>【比較のため、代替循環冷却系を使用する場合の「f.」を記載】</p> <p>原子炉格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため、格納容器圧力及び温度が徐々に上昇する。<u>崩壊熱及び原子炉注水流量による原子炉水位推定により炉心の冠水を確認した後、ドライウエル雰囲気温度計を用いて格納容器温度が 190℃超過を確認した場合又は格納容器内圧力を用いて格納容器圧力が 0.465MPa[gage]到達を確認した場合は、中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ 2 台を使用した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。また、格納容器圧力 0.465MPa[gage]到達によって開始した場合は格納容器圧力が 0.39MPa[gage]以下となった時点で停止する。</u></p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、<u>格納容器内圧力、復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）</u>等である。</p> <p>また、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却と同時に原子炉格納容器内の pH 制御のため薬品注入を実施する。</u></p> <p><u>炉心を冠水維持できる範囲（原子炉水位低（レベル 1）から破断口高さ）を、崩壊熱及び原子炉注水流量からの推定手段により確認し、原子炉注水と格納容器スプレイの切替を繰り返し行う。</u></p> <p>【ここまで】</p> <p>格納容器スプレイを継続することによりサプレッション・チェンバ・プール水位が上昇するため、<u>格納容器ベントに伴うサプレッション・チェンバ・プール水位の上昇を考慮（約 2m）し、サプレッション・チェンバ・プール水位がベントライン-1m を超えないように格納容器スプレイを停止する。</u></p> <p>格納容器スプレイの停止を確認するために必要な計装設備は、<u>サプレッション・チェンバ・プール水位</u>である。</p> <p><u>g. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱</u></p>	<p>格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため、格納容器圧力及び雰囲気温度が徐々に上昇する。<u>ドライウエル圧力を用いて格納容器圧力が 0.465MPa [gage] 到達を確認した場合は、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 台を使用した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し、格納容器圧力を 0.400MPa[gage]から 0.465MPa [gage] の範囲で制御する。</u></p> <p>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、<u>低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用）</u>等である。</p> <p>格納容器スプレイを継続することによりサプレッション・プール水位が上昇するため、<u>格納容器ベントに伴うサプレッション・プール水位の上昇（約 1.3m）を考慮し、サプレッション・プール水位がベントライン下端位置を超えないように格納容器スプレイを停止する。</u></p> <p>格納容器スプレイの停止を確認するために必要な計装設備は、<u>サプレッション・プール水位</u>である。</p> <p><u>h. 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱</u></p>	<p>原子炉格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため、格納容器圧力及び温度が徐々に上昇する。<u>原子炉格納容器の雰囲気冷却するため、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。ドライウエル温度（SA）を用いて格納容器温度が約 190℃超過を確認した場合又はドライウエル圧力（SA）等を用いて格納容器圧力が 640kPa[gage]に到達を確認した場合、格納容器代替スプレイ系（可搬型）により格納容器冷却を実施する。また、格納容器圧力 640kPa[gage]到達によって開始した場合、格納容器圧力が 588kPa[gage]以下となった時点で停止する。</u></p> <p>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、<u>ドライウエル圧力（SA）、格納容器代替スプレイ流量</u>等である。</p> <p>格納容器スプレイを継続することによりサプレッション・プール水位が上昇するため、<u>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、中央制御室からの遠隔操作により格納容器スプレイを停止する。</u></p> <p>格納容器スプレイの停止を確認するために必要な計装設備は、<u>サプレッション・プール水位（SA）</u>である。</p> <p><u>(7) 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱</u></p>	<p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイを別のポンプにて実施しているが、柏崎 6/7 は復水移送ポンプにて原子炉注水と格納容器スプレイを交互に実施している。</p> <p>【東海第二】 東海第二では、常設低圧代替注水系ポンプにて、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施している。</p> <p>・運用の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】 格納容器スプレイ停止基準の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器除熱の準備として、<u>原子炉格納容器二次隔離弁</u>を中央制御室からの遠隔操作により開する。</p> <p><u>格納容器圧力が原子炉格納容器の限界圧力0.62MPa[gage]に接近した場合又はサブプレッション・チェンバ・プール水位が格納容器真空破壊弁高さに到達した場合、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って全開することで、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を実施する。</u></p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、<u>格納容器内圧力</u>等である。</p> <p><u>サブプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・チェンバ・プール水位</u>等である。</p> <p>以降、損傷炉心の冷却は、<u>低圧代替注水系(常設)</u>による注水により継続的に行い、また、原子炉格納容器除熱は、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>により継続的に行う。</p>	<p><u>格納容器圧力逃がし装置</u>による格納容器除熱の準備として、<u>第一弁</u>を中央制御室からの遠隔操作により開する。</p> <p><u>サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5mに到達した場合、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、第二弁を中央制御室からの遠隔操作によって全開することで、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施する。</u></p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置</u>による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、<u>サブプレッション・チェンバ圧力</u>等である。</p> <p><u>サブプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・プール水位</u>である。</p> <p>以降、損傷炉心の冷却は、<u>低圧代替注水系(常設)</u>による注水により継続的に行い、また、<u>格納容器除熱は、格納容器圧力逃がし装置</u>により継続的に行う。</p>	<p><u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱の準備として、<u>第2弁</u>を中央制御室からの遠隔操作により開する。<u>また、FCVS排気ラインドレン排出弁を現場操作により開する。</u></p> <p><u>サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した場合、第1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。</u></p> <p><u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、<u>ドライウエル圧力(SA)</u>等である。</p> <p><u>サブプレッション・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、サブプレッション・プール水位(SA)</u>である。</p> <p>以降、損傷炉心の冷却は、<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>による注水により継続的に行い、また、<u>原子炉格納容器除熱は、格納容器フィルタベント系</u>により継続的に行う。</p>	<p>・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。</p> <p>・記載方針の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、排気管へ流入した雨水の排出のため、FCVS排気ラインドレン排出弁を常時全開運用とし、格納容器ベント前に全閉することを記載。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は電源がある場合、中央制御室で操作可能である。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>3.1.3.2 格納容器破損防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過圧及び過温への対策の有効性を総合的に評価する観点から、プラント損傷状態を LOCA に全交流動力電源喪失事象を加えた状態とし、中小破断 LOCA に比べて破断口径が大きいことから事象進展が早く、格納容器圧力及び温度上昇の観点で厳しい大破断 LOCA を起因とする、「<u>大破断 LOCA + ECCS 注水機能喪失 + 全交流動力電源喪失</u>」である。</p> <p>本評価事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、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、原子炉圧力容器における ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）、炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション、構造材との熱伝達、原子炉圧力容器内 FP 挙動、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、格納容器ベント並びに炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内 FP 挙動が重要現象となる。</p> <p>よって、これらの現象を適切に評価することが可能であり、原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の熱水力モデルを備</p>	<p>3.1.3.2 格納容器破損防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過圧及び過温への対策の有効性を総合的に評価する観点から、プラント損傷状態を LOCA とし、中小破断 LOCA に比べて破断口径が大きいことから事象進展が早く、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>上昇の観点で厳しい大破断 LOCA を起因とする、「<u>大破断 LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗</u>」である。</p> <p><u>なお、本評価事故シーケンスにおいては、電源の復旧、注水機能の確保等、必要となる事故対処設備が多く、格納容器への注水・除熱を実施するまでの対応時間を厳しく評価する観点から、全交流動力電源喪失の重畳を考慮する。</u></p> <p>本評価事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化及び<u>気液分離</u>（水位変化）・対向流、原子炉圧力容器における ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）、炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション、構造材との熱伝達及び原子炉圧力容器内 FP 挙動、<u>格納容器</u>における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却及び<u>格納容器ベント並びに炉心損傷後の格納容器</u>における<u>格納容器内 FP 挙動</u>が重要現象となる。</p> <p>よって、これらの現象を適切に評価することが可能であり、原子炉圧力容器内及び<u>格納容器内</u>の熱水力モデルを備え、か</p>	<p>3.1.3.2 格納容器破損防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過圧及び過温への対策の有効性を総合的に評価する観点から、プラント損傷状態を LOCA に全交流動力電源喪失事象を加えた状態とし、中小破断 LOCA に比べて破断口径が大きいことから事象進展が早く、格納容器圧力及び温度上昇の観点で厳しい大破断 LOCA を起因とする、「<u>冷却材喪失（大破断 LOCA） + ECCS 注水機能喪失 + 全交流動力電源喪失</u>」である。</p> <p>本評価事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、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（炉心水位）・対向流、原子炉圧力容器における ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）、炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション、構造材との熱伝達、<u>原子炉圧力容器内 FP 挙動</u>、<u>原子炉格納容器</u>における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却、<u>格納容器ベント並びに炉心損傷後の原子炉格納容器</u>における<u>原子炉格納容器内 FP 挙動</u>が重要事象となる。</p> <p>よって、これらの現象を適切に評価することが可能であり、原子炉圧力容器内及び<u>原子炉格納容器内</u>の熱水力モデルを備</p>	<p>・評価方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根 2 号炉、柏崎 6/7 は、シーケンス選定段階から全交流動力電源喪失を含めたシーケンスとしているが、東海第二では、シーケンス選定上は全交流動力電源喪失を含めず、有効性評価の条件として全交流動力電源喪失を重畳させている。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>え、かつ、炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有するシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉水位、燃料最高温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本評価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3.1.3.2表に示す。また、主要な解析条件について、本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、大破断LOCAが発生するものとする。破断箇所は、原子炉圧力容器内の保有水量を厳しく評価するため、<u>残留熱除去系の吸込配管</u>とする。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料1.5.2)</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、全交流動力電源が喪失するものとする。さらに非常用炉心冷却系が機能喪失するものとする。なお、<u>代替循環冷却系</u>は使用しないものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定する。</p> <p>送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定する。</p> <p>(d) 水素ガスの発生</p> <p>水素ガスの発生については、ジルコニウム-水反応を</p>	<p>つ、炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有するシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉水位、燃料最高温度、格納容器圧力、<u>格納容器雰囲気温度</u>等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本評価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3.1.3-2表に示す。また、主要な解析条件について、本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、大破断LOCAが発生するものとする。破断箇所は、原子炉圧力容器内の保有水量を厳しく評価し、かつ、格納容器内の圧力上昇及び温度上昇の観点で厳しい設定として、<u>再循環系配管(出口ノズル)</u>とする。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料1.5.2)</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源が喪失するものとする。さらに非常用炉心冷却系等が機能喪失するものとする。なお、<u>代替循環冷却系</u>は使用できないものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定する。</p> <p>送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するとともに、非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定する。</p> <p>(d) <u>水素</u>の発生</p> <p><u>水素</u>の発生については、ジルコニウム-水反応を考慮</p>	<p>え、かつ、炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有するシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉水位、燃料最高温度、格納容器圧力、<u>格納容器温度</u>等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本評価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3.1.3.2-1表に示す。また、主要な解析条件について、本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、大破断LOCAが発生するものとする。破断箇所は、原子炉圧力容器内の保有水量を厳しく評価し、<u>かつ、原子炉格納容器内の圧力上昇及び温度上昇の観点で厳しい設定として、再循環配管(出口ノズル)</u>とする。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料1.5.2)</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源が喪失するものとする。さらに非常用炉心冷却系が機能喪失するものとする。なお、<u>残留熱代替除去系</u>は使用しないものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定する。</p> <p>送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するとともに、非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定する。</p> <p>(d) <u>水素ガス</u>の発生</p> <p><u>水素ガス</u>の発生については、ジルコニウム-水反応を</p>	<p>備考</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 BWR-5とABWRの設計の相違による破断箇所の設定の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>考慮するものとする。なお、解析コード MAA P の評価結果では水の放射線分解等による水素ガス発生は考慮していないため、「(4)有効性評価の結果」にてその影響を評価する。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、事象の発生と同時に発生するものとする。</p> <p>(b) 主蒸気隔離弁 主蒸気隔離弁は、事象発生と同時に閉止するものとする。</p> <p>(c) 再循環系ポンプ 再循環系ポンプは、事象発生と同時に停止するものとする。</p> <p>(d) <u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水 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。</p> <p>なお、<u>低圧代替注水系(常設)による原子炉注水は、格納容器スプレイと同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。</u></p>	<p>考慮するものとする。なお、解析コード MAA P の評価結果では水の放射線分解等による水素発生は考慮していないため、「(4)有効性評価の結果」にてその影響を評価する。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、<u>原子炉水位低(レベル3)信号によるものとする。</u></p> <p>(b) 主蒸気隔離弁 主蒸気隔離弁は、事象発生と同時に閉止するものとする。</p> <p>(c) 再循環系ポンプ 再循環系ポンプは、事象発生と同時に停止するものとする。</p> <p>(d) <u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水 230m³/h にて原子炉注水し、<u>原子炉水位LOまで回復後は、崩壊熱による蒸発量相当の注水流量(最大50m³/h)で注水する。</u></p> <p>なお、<u>低圧代替注水系(常設)による原子炉注水は、格納容器スプレイと同じ常設低圧代替注水系ポンプを用いて流量分配することで実施する。</u></p>	<p>考慮するものとする。なお、解析コード MAA P の解析結果では水の放射線分解等による水素ガス発生は考慮していないため、「(4)有効性評価の結果」にてその影響を評価する。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、<u>事象の発生と同時に発生するものとする。</u></p> <p>(b) 主蒸気隔離弁 主蒸気隔離弁は、事象発生と同時に閉止するものとする。</p> <p>(c) 再循環ポンプ 再循環ポンプは、事象発生と同時に停止するものとする。</p> <p>(d) <u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>による原子炉注水 最大 250m³/h にて原子炉注水し、<u>その後は炉心を冠水維持するように注水する。</u></p>	<p>備考</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、外部電源がないことから事象発生と同時にスクラムすることとしているが、東海第二では、原子炉水位の低下を厳しくする条件として、原子炉水位低(レベル3)信号によるスクラムを設定している。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、本評価</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(c) <u>代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)</u> による原子炉格納容器冷却</p> <p>格納容器圧力及び温度上昇の抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、<u>140m³/h</u>にて原子炉格納容器内にスプレイする。</p> <p><u>なお、格納容器スプレイは、原子炉注水と同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。</u></p> <p>(d) <u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器除熱 格納容器圧力 <u>0.62MPa[gage]</u>における最大排出流量</p>	<p>(添付資料 3.1.2.3)</p> <p>(e) <u>代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)</u> による格納容器冷却</p> <p><u>事象初期の原子炉注水実施時の格納容器スプレイ流量は、格納容器圧力及び雰囲気温度上昇の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。また、0.465MPa [gage] 到達時の格納容器スプレイは、運転手順における調整範囲の上限である 130m³/hにて格納容器内にスプレイする。</u></p> <p><u>なお、格納容器スプレイは、原子炉注水と同じ常設低圧代替注水系ポンプを用いて流量分配することで実施する。</u></p> <p>(添付資料 3.1.2.3)</p> <p>(f) <u>格納容器下部注水系 (常設)</u></p> <p><u>格納容器雰囲気温度の挙動を厳しく評価するため、初期条件としてペDESTAL (ドライウェル部) のプール水を考慮していないことから、格納容器下部注水系 (常設) によるペDESTAL (ドライウェル部) 水位の確保操作についても考慮しない。</u></p> <p>(g) <u>格納容器圧力逃がし装置</u>による格納容器除熱 格納容器圧力 <u>0.31MPa [gage]</u>における排気流量 <u>13.4kg</u></p>	<p>(e) <u>格納容器代替スプレイ系 (可搬型)</u> による原子炉格納容器冷却</p> <p>格納容器圧力及び温度上昇の抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、<u>120 m³/h</u>にて原子炉格納容器内にスプレイする。</p> <p>(f) <u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱 <u>格納容器フィルタベント系により、格納容器圧力</u></p>	<p>事故シーケンスにおいて、事象初期に原子炉注水を実施するポンプを用いて格納容器スプレイを実施しない。</p> <p>・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、事象初期に格納容器スプレイを実施しないことから、個別に記載していない。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、本評価事故シーケンスにおいて、事象初期に原子炉注水を実施するポンプを用いて格納容器スプレイを実施しない。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、通常運転中はペDESTALに水張りをしておらず、本シーケンスにおいてペDESTAL注水を実施しないため、ペDESTALの水の影響については記載していない。</p> <p>・設備設計の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>31.6kg/s</u> に対して、<u>原子炉格納容器二次隔離弁の中央制御室からの遠隔操作による中間開操作（流路面積50%開）にて原子炉格納容器除熱を実施する。</u></p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 交流電源は、常設代替交流電源設備によって供給を開始し、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水操作は、<u>事象発生70分後から開始する。</u></p> <p>(b) <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格納容器冷却操作は、<u>原子炉水位が破断口高さまで水位回復後、格納容器温度が190℃に到達した場合に開始する。</u></p> <p>なお、<u>格納容器ベントに伴うサプレッション・チェンバ・プール水位の上昇（約2m）を考慮し、サプレッション・チェンバ・プール水位がベントライン-1mを超えないように格納容器スプレイを停止する。</u></p>	<p><u>／s</u> に対して、<u>第二弁の中央制御室からの遠隔操作による全開操作にて格納容器除熱を実施する。</u></p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 交流電源は、常設代替交流電源設備によって供給を開始し、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による格納容器冷却操作及び<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水操作は、<u>事象発生25分後から開始する。また、代替循環冷却系による格納容器除熱操作ができないことから、原子炉水位L0まで回復したことを確認した場合、原子炉注水流量を崩壊熱相当に調整し、格納容器冷却を停止する。</u></p> <p>(b) <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による格納容器冷却操作は、<u>格納容器圧力が0.465MPa [gage] に到達した場合に開始し、0.400MPa [gage] に到達した場合は停止する。</u></p> <p>なお、<u>格納容器ベントに伴うサプレッション・プール水位の上昇（約1.3m）を考慮し、サプレッション・プール水位が通常水位+6.5mに到達した以降は格納容器スプレイを停止する。</u></p>	<p><u>427kPa[gage]</u>における最大排出流量<u>9.8 kg/s</u> に対して、<u>第1弁の中央制御室からの遠隔操作による全開操作にて原子炉格納容器除熱を実施する。</u></p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 交流電源は、常設代替交流電源設備によって供給を開始し、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水操作は、<u>事象発生30分後から開始する。原子炉への注水量は、注水開始後30分までは最大流量とし、その後は炉心を冠水維持するように注水する。</u></p> <p>(b) <u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による原子炉格納容器冷却操作は、<u>格納容器圧力が最高使用圧力427kPa[gage]の1.5倍である640kPa[gage]に到達した場合に開始し、640kPa[gage]以下になるよう制御（640～588kPa[gage]の範囲で維持）する。</u></p> <p>なお、<u>サプレッション・プール水位が通常運転水位+約1.3m（真空破壊装置下端-0.45m）に到達した以降は格納容器スプレイを停止する。</u></p>	<p>【柏崎6/7，東海第二】 ・運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、第1弁を全開操作することにより格納容器ベントを実施。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 ・運用の相違 【柏崎6/7，東海第二】 注水設備の準備時間の相違。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、有効性評価上、温度基準の代替格納容器スプレイ基準には至らず、圧力基準で実施している。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、ベント管等に水が蓄積しないため、格納容器ベント実施に伴うサプレッション・プール水位の有意な上昇はない。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(c) <u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器除熱操作は、<u>格納容器圧力が 0.62MPa[gage]に接近した場合</u>に実施する。</p> <p>(3) 有効性評価 (Cs-137 の放出量評価) の条件</p> <p>a. 事象発生直前まで、定格出力の 100%で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は、燃料を約 1/4 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考え、最高 50,000 時間とする。</p> <p>b. <u>格納容器圧力逃がし装置</u>を用いた場合の環境中への総放出量の評価においては、原子炉内に内蔵されている核分裂生成物が事象進展に応じた割合で、原子炉格納容器内に放出^{※2}され、サブプレッション・チェンバ又はドライウエルのベントラインを通じて<u>格納容器圧力逃がし装置</u>に至るものとする。</p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置</u>に到達した核分裂生成物は、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>内のフィルタによって除去された後、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>排気管から放出される。</p> <p>※2 セシウムの原子炉格納容器内への放出割合については、本評価事故シーケンスにおいては解析コード MAAP の評価結果の方が NUREG-1465 より大きく算出する。</p> <p>c. <u>格納容器圧力逃がし装置</u>を用いた場合の Cs-137 放出量</p>	<p>(c) <u>格納容器圧力逃がし装置</u>による<u>格納容器除熱操作</u>は、サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m 到達から <u>5 分後</u>に実施する。</p> <p>(3) 有効性評価 (Cs-137 の放出量評価) の条件</p> <p>a. 事象発生直前まで、定格出力の 100%で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は、燃料を約 1/4 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考え、最高 50,000 時間とする。</p> <p>b. <u>格納容器圧力逃がし装置</u>を用いた場合の環境中への総放出量の評価においては、原子炉内に内蔵されている核分裂生成物が事象進展に応じた割合で、<u>格納容器内</u>に放出[※]され、サブプレッション・チェンバ又はドライウエルのベントラインを通じて<u>格納容器圧力逃がし装置</u>に至るものとする。</p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置</u>に到達した核分裂生成物は、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>内のフィルタによって除去された後、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>出口配管から放出される。</p> <p>※ セシウムの<u>格納容器内</u>への放出割合については、本評価事故シーケンスにおいては解析コード MAAP の評価結果の方が<u>代表的なソースタームに関する報告書である NUREG-1465</u> より大きく算出する。</p> <p>c. <u>格納容器圧力逃がし装置</u>を用いた場合の Cs-137 放出</p>	<p>(c) <u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱操作は、サブプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m (真空破壊装置下端-0.45m) 到達から 10 分後に実施する。</p> <p>(3) 有効性評価 (Cs-137 の放出量の評価) の条件</p> <p>a. 事象発生直前まで、定格出力の100%で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は、燃料を約1/4 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考え、最高50,000 時間とする。</p> <p>b. <u>格納容器フィルタベント系</u>を用いた場合の環境中への総放出量の評価においては、原子炉内に内蔵されている核分裂生成物が事象進展に応じた割合で、<u>原子炉格納容器内</u>に放出^{※1}され、サブプレッション・チェンバ又はドライウエルのベントラインを通じて<u>格納容器フィルタベント系</u>に至るものとする。</p> <p><u>格納容器フィルタベント系</u>に到達した核分裂生成物は、<u>格納容器フィルタベント系</u>内のフィルタによって除去された後、<u>格納容器フィルタベント系</u>排気管から放出される。</p> <p>※1セシウムの<u>原子炉格納容器内</u>への放出割合については、本評価事故シーケンスにおいては解析コード MAAP の評価結果の方が NUREG-1465 より大きく算出する。</p> <p>c. <u>格納容器フィルタベント系</u>を用いた場合の Cs-137 放出</p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 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。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、中央制御室での格納容器ベント操作に 10 分要することを想定している。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>は、以下の式で計算される。</p> $Cs-137 \text{ の放出量 (Bq)} = f_{Cs} \times Bq_{Cs-137} \times (1/DF)$ $f_{Cs} = f_{CsOH} + (M_I / M_{Cs}) \times (W_{Cs} / W_I) \times (f_{CsI} - f_{CsOH})$ <p>f_{Cs} : 原子炉格納容器からのセシウムの放出割合 f_{CsI} : 原子炉格納容器からのCsIの放出割合 (MAAPコードでの評価値) f_{CsOH} : 原子炉格納容器からのCsOHの放出割合 (MAAPコードでの評価値) M_I : よう素の初期重量 (kg) M_{Cs} : セシウムの初期重量 (kg) W_I : よう素の分子量 (kg/kmol) W_{Cs} : セシウムの分子量 (kg/kmol) Bq_{Cs-137} : Cs-137の炉内内蔵量 (Bq) DF : <u>格納容器圧力逃がし装置</u>の除染係数</p> <p>d. 原子炉格納容器内に放出されたCs-137については、格納容器スプレィやサプレッション・チェンバのプール水でのスクラビングによる除去効果を考慮する。</p> <p>e. <u>格納容器圧力逃がし装置</u>による粒子状放射性物質に対する除染係数は1,000とする。</p> <p>f. <u>原子炉建屋</u>から大気中への放射性物質の漏えいについても考慮する。 漏えい量の評価条件は以下のとおりとする。 (a) 原子炉格納容器からの漏えい量は、格納容器圧力に応じた設計漏えい率をもとに評価する。</p>	<p>量は、以下の式で計算される。</p> $Cs-137 \text{ の放出量 (Bq)} = f_{Cs} \times Bq_{Cs-137} \times (1/DF)$ $f_{Cs} = f_{CsOH} + (M_I / M_{Cs}) \times (W_{Cs} / W_I) \times (f_{CsI} - f_{CsOH})$ <p>f_{Cs} : <u>格納容器</u>からのセシウムの放出割合 f_{CsI} : <u>格納容器</u>からのCsIの放出割合 (MAAPコードでの評価値) f_{CsOH} : <u>格納容器</u>からのCsOHの放出割合 (MAAPコードでの評価値) M_I : よう素の初期重量 (kg) M_{Cs} : セシウムの初期重量 (kg) W_I : よう素の分子量 (kg/kmol) W_{Cs} : セシウムの分子量 (kg/kmol) Bq_{Cs-137} : Cs-137の炉内内蔵量 (Bq) DF : <u>格納容器圧力逃がし装置</u>の除染係数</p> <p>d. <u>格納容器内</u>に放出されたCs-137については、格納容器スプレィやサプレッション・チェンバのプール水でのスクラビング等による除去効果を考慮する。</p> <p>e. <u>格納容器圧力逃がし装置</u>を介して大気中へ放出されるCs-137の放出量評価条件は以下のとおりとする。 (a) 格納容器内から<u>原子炉建屋</u>への漏えいはないものとする。 (b) <u>格納容器圧力逃がし装置</u>による粒子状放射性物質に対する除染係数は1,000とする。</p> <p>f. <u>原子炉建屋</u>から大気中への放射性物質の漏えいについても考慮する。 漏えい量の評価条件は以下のとおりとする。 (a) <u>格納容器</u>からの漏えい量は、格納容器圧力に応じた設計漏えい率を基に評価する。</p>	<p>量は、以下の式で計算される。</p> $Cs-137 \text{ の放出量 (Bq)} = f_{Cs} \times Bq_{Cs-137} \times (1/DF)$ $f_{Cs} = f_{CsOH} + (M_I / M_{Cs}) \times (W_{Cs} / W_I) \times (f_{CsI} - f_{CsOH})$ <p>f_{Cs} : <u>原子炉格納容器</u>からのセシウム放出割合 f_{CsI} : <u>原子炉格納容器</u>からのCsIの放出割合 (MAAPコードでの評価値) f_{CsOH} : <u>原子炉格納容器</u>からのCsOHの放出割合 (MAAPコードでの評価値) M_I : よう素の初期重量 (kg) M_{Cs} : セシウムの初期重量 (kg) W_I : よう素の分子量 (kg/kmol) W_{Cs} : セシウムの分子量 (kg/kmol) Bq_{Cs-137} : Cs-137の炉内内蔵量 (Bq) DF : <u>格納容器フィルタベント系</u>の除染係数</p> <p>d. <u>原子炉格納容器内</u>に放出されたCs-137については、格納容器スプレィやサプレッション・チェンバのプール水でのスクラビング等による除去効果を考慮する。</p> <p>e. <u>格納容器フィルタベント系</u>を介して大気中へ放出されるCs-137の放出量評価条件は以下のとおりとする。 (a) 格納容器内から<u>原子炉建物</u>への漏えいはないものとする。 (b) <u>格納容器フィルタベント系</u>による粒子状放射性物質に対する除染係数は1,000とする。</p> <p>f. <u>原子炉建物</u>から大気中への放射性物質の漏えいについても考慮する。 漏えい量の評価条件は以下のとおりとする。 (a) <u>原子炉格納容器</u>からの漏えい量は、格納容器圧力に応じた設計漏えい率をもとに評価する。<u>なお、エアロゾル粒子は原子炉格納容器外に放出される前に貫通部内で捕集されることが実験的に確認されていることから、原子炉格納容器の漏えい孔におけるエアロゾルの</u></p>	<p>備考</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、最確条件として原子炉格納容</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(b) <u>原子炉建屋</u>から大気中に漏えいする放射性物質を保守的に見積もるため、非常用ガス処理系により<u>原子炉建屋</u>の設計負圧が達成されるまでの期間は、<u>原子炉建屋</u>内の放射性物質の保持機能に期待しないものとする。非常用ガス処理系により設計負圧を達成した後は設計換気率 <u>0.5 回/日</u>相当を考慮する。なお、<u>非常用ガス処理系フィルタ装置</u>による放射性物質の除去効果については、期待しないものとする。</p> <p>非常用ガス処理系は、事象発生 <u>30 分</u>後から、常設代替交流電源設備からの交流電源の供給を受け自動起動し、起動後 <u>10 分</u>間で設計負圧が達成されることを想定する。</p> <p>(c) <u>原子炉建屋</u>内での放射能の時間減衰は考慮せず、また、<u>原子炉建屋</u>内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 3.1.3.3, 3.1.3.4)</p> <p>(4) 有効性評価の結果</p> <p>本評価事故シーケンスにおける原子炉水位（シュラウド内外水位）、注水流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 3.1.3.6 図から第 3.1.3.8 図に、燃料最高温度の推移を第 3.1.3.9 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 3.1.3.10 図から第 3.1.3.13 図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急速に低下する。</p>	<p>(b) <u>原子炉建屋</u>から大気中に漏えいする放射性物質を保守的に見積もるため、<u>原子炉建屋</u>ガス処理系により<u>原子炉建屋</u>原子炉棟内の負圧が達成されるまでの期間は、<u>原子炉建屋</u>内の放射性物質の保持機能に期待しないものとする。<u>原子炉建屋</u>ガス処理系により負圧を達成した後は非常用ガス処理系の設計換気率 1 回/d 相当を考慮する。なお、<u>非常用ガス処理系フィルタトレイン</u>及び<u>非常用ガス再循環系フィルタトレイン</u>による放射性物質の除去効果については、期待しないものとする。</p> <p><u>原子炉建屋</u>ガス処理系は、事象発生 <u>115 分</u>後から、常設代替交流電源設備からの交流電源の供給を受け<u>中央制御室</u>からの遠隔操作により起動し、起動後 <u>5 分</u>間で負圧が達成されることを想定する。</p> <p>(c) <u>原子炉建屋</u>内での放射能の時間減衰は考慮せず、また、<u>原子炉建屋</u>内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 3.1.3.4, 3.1.3.5, 3.1.3.6)</p> <p>(4) 有効性評価の結果</p> <p>本評価事故シーケンスにおける原子炉水位（シュラウド内外水位）、注水流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 3.1.3-4 図から第 3.1.3-8 図に、燃料最高温度の推移を第 3.1.3-9 図に、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度、サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温の推移を第 3.1.3-10 図から第 3.1.3-15 図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>大破断 LOCA 時に<u>高圧・低圧注水機能</u>及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急速に低下する。</p>	<p><u>捕集の効果 (DF=10) を考慮する。</u></p> <p>(b) <u>原子炉建物</u>から大気中に漏えいする放射性物質を保守的に見積もるため、<u>非常用ガス処理系</u>により<u>原子炉建物</u>原子炉棟内の負圧が達成されるまでの期間は、<u>原子炉建物</u>内の放射性物質の保持機能に期待しないものとする。<u>非常用ガス処理系</u>により設計負圧を達成した後は設計換気率 <u>1 回/日</u>相当を考慮する。なお、<u>非常用ガス処理系ガス処理装置</u>による放射性物質の除去効果については、期待しないものとする。</p> <p><u>非常用ガス処理系</u>は、事象発生後 <u>60 分</u>後から、常設代替交流電源設備からの交流電源の供給を受け<u>自動</u>起動し、起動後 <u>10 分</u>間で設計負圧が達成されることを想定する。</p> <p>(c) <u>原子炉建物</u>内での放射能の時間減衰は考慮せず、また、<u>原子炉建物</u>内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 3.1.3.3, 3.1.3.4)</p> <p>(4) 有効性評価の結果</p> <p>本評価事故シーケンスにおける原子炉水位（シュラウド内外水位）、注水流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 3.1.3.2-1(1) 図から第 3.1.3.2-1(3) 図に、燃料最高温度の推移を第 3.1.3.2-1(4) 図に、格納容器圧力、格納容器温度、サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温の推移を第 3.1.3.2-1(5) 図から第 3.1.3.2-1(8) 図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>大破断 LOCA 時に<u>非常用炉心冷却系等</u>の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急速に低下する。</p>	<p>器貫通部の捕集効果を考慮した評価としている。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 設計換気率の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、設備設計の相違により、非常用ガス処理系は自動起動する。（東海第二では中央制御室からの遠隔操作により起動）</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、原子炉隔離時冷却系と非常用炉心冷却系を合わせて「非常用炉心冷却系等」と記載。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>水位低下により炉心は露出し、事象発生から約0.3時間後に燃料被覆管の最高温度は1,000K(約727℃)に到達し、炉心損傷が開始する。燃料被覆管の最高温度は事象発生から約0.4時間後に1,200℃に到達し、また、事象発生から約0.7時間後に燃料温度は2,500K(約2,227℃)に到達する。事象発生から70分後、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、<u>復水移送ポンプ2台を用いた低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水を開始することによって、原子炉圧力容器破損に至ることなく、原子炉水位は回復し、炉心は再冠水する。</p> <p>原子炉格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、格納容器スプレイを間欠的に実施することによって、格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する。</p>	<p>水位低下により炉心は露出し、事象発生から約4分後に燃料被覆管の最高温度は1,000K(約727℃)に到達し、炉心損傷が開始する。燃料被覆管の最高温度は事象発生から約9分後に1,200℃に到達し、また、事象発生から約27分後に燃料温度は2,500K(約2,227℃)に到達する。事象発生から25分後、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、<u>常設低圧代替注水系ポンプ2台を用いた低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水を開始することによって、原子炉圧力容器破損に至ることなく、<u>原子炉水位L0以上まで原子炉水位は回復し、炉心は冠水する。</u></p> <p style="text-align: center;">(添付資料3.1.2.6)</p> <p>格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>は上昇する。そのため、<u>原子炉注水と同時に格納容器スプレイを実施することによって、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制する。</u></p> <p><u>原子炉水位が原子炉水位L0に回復後、サプレッション・プール水位の上昇を抑制するため、原子炉注水を崩壊熱による蒸発量相当の注水流量とし、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を停止する。</u></p> <p><u>その後、崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等の格納</u></p>	<p>水位低下により炉心は露出し、事象発生から約5分後に燃料被覆管の最高温度は1,000K(約727℃)に到達し、炉心損傷が開始する。燃料被覆管の最高温度は事象発生から約10分後に1,200℃に到達し、また、事象発生から約28分後に燃料温度は約2,500K(約2,227℃)に到達する。事象発生から30分後、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>による原子炉注水を開始することによって、原子炉圧力容器破損に至ることなく、原子炉水位は回復し、炉心は再冠水する。</p> <p>原子炉格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、格納容器スプレイを間欠的に実施することによって、格納容器圧力及び<u>温度</u>の上昇を抑制する。</p>	<p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 1,000K到達時間等の相違。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 注水設備の準備時間の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、低圧原子炉代替注水ポンプ1台運転の設計であるため、ポンプ台数の記載をしていない。</p> <p>・解析結果の相違 【東海第二】 島根2号炉は、低圧原子炉代替注水系により原子炉水位は、TAFまで回復することから、「L0以上」という記載をしていない。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、事象初期に原子炉注水と同時に格納容器スプレイは実施しない。</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、操作開始基準の格納容器圧力に至るまでは、格納容器</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>ベントラインの水没防止のために、格納容器ベントに伴うサブプレッション・チェンバ・プール水位の上昇(約2m)を考慮し、サブプレッション・チェンバ・プール水位がベントライン-1mを超えないように格納容器スプレイを停止することから、格納容器圧力は上昇し、事象発生から約38時間経過した時点で原子炉格納容器の限界圧力に接近する。</u></p> <p><u>原子炉格納容器の限界圧力接近時点で、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を実施し、格納容器圧力及び温度を低下させる。</u></p> <p><u>格納容器温度は、格納容器ベントによる格納容器温度低下後、熔融炉心からの放熱によって数時間は上昇傾向となるが、崩壊熱の減少に伴い低下傾向に転じて、その後は徐々に低下する。格納容器圧力については格納容器ベントによる格納容器圧力低下後、徐々に低下する。</u> (添付資料3.1.2.1,3.1.2.2)</p>	<p><u>容器内への放出により、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、再度、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ことによって、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は抑制される。</u></p> <p><u>ベントラインの水没防止のために、格納容器ベントに伴うサブプレッション・プール水位の上昇(約1.3m)を考慮し、サブプレッション・プール水位がベントライン下端を超えないように、事象発生から約19時間後にサブプレッション・プール水位が通常水位+6.5mに到達した時点で、格納容器スプレイを停止する。</u></p> <p><u>格納容器スプレイを停止後、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施し、格納容器圧力及び雰囲気温度を低下させる。</u></p> <p><u>格納容器雰囲気温度は、格納容器ベントによる格納容器雰囲気温度低下後、熔融炉心からの放熱によって数十時間は上昇傾向となるが、崩壊熱の減少に伴い低下傾向に転じて、その後は徐々に低下する。格納容器圧力については格納容器ベントによる格納容器圧力低下後、サブプレッション・プールの減圧沸騰により数十時間は圧力が上昇傾向となるが、崩壊熱の減少に伴い低下傾向に転じて、その後は徐々に低下する。</u></p>	<p><u>事象発生から約32時間後にサブプレッション・プール水位が通常運転水位+約1.3m(真空破壊装置下端-0.45m)に到達した時点で格納容器スプレイを停止する。</u></p> <p><u>格納容器スプレイを停止後、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、格納容器圧力及び温度を低下させる。</u></p> <p><u>格納容器圧力及び温度は、格納容器ベントによる原子炉格納容器除熱実施後、徐々に低下する。</u></p> <p><u>なお、格納容器除熱時のサブプレッション・プール水位は、約4.9mであり、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。</u></p> <p>(添付資料3.1.2.1)</p>	<p>スプレイを実施しないため、停止、格納容器スプレイの再開について記載していない。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 格納容器スプレイ停止基準の相違</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、実運用に合わせてサブプレッション・プール水位通常運転水位+約1.3mに到達後格納容器ベントを実施する評価としている。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、格納容器ベント実施後、格納容器温度は上昇することなく徐々に低下する。 【東海第二】 島根2号炉は、格納容器ベント実施後、格納容器圧力は上昇することなく徐々に低下する。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>b. 評価項目等</p> <p>格納容器圧力は、<u>第 3.1.3.10 図</u>に示すとおり、原子炉格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため徐々に上昇するが、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び原子炉格納容器の限界圧力に接近した場合に格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を行うこと</u>によって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値は、原子炉格納容器の限界圧力 <u>0.62MPa [gage]</u> を超えない。</p> <p>なお、<u>原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が最大となる事象開始約 38 時間後</u>において、水の放射線分解によって発生する水素ガス及び酸素ガスは、原子炉格納容器内の非凝縮ガスに占める割合の 2%以下であるため、その影響は無視し得る程度である。</p> <p>格納容器温度は、<u>第 3.1.3.11 図</u>に示すとおり、原子炉格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため徐々に上昇するが、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を行うこと</u>によって、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）の最高値は<u>約 165℃</u>となり、原子炉格納容器の限界温度 200℃を超えない。なお、事象開始直後、破断口から流出する過熱蒸気により一時的に格納容器温度は<u>約 207℃</u>となるが、この時の原子炉格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）は<u>約 144℃</u>であり、原子炉格納容器の限界温度 200℃を超えない。</p>	<p>b. 評価項目等</p> <p>格納容器圧力は、<u>第 3.1.3-10 図</u>に示すとおり、格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため上昇するが、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及びサプレッション・プール水位が通常水位+6.5m に到達し代替格納容器スプレイを停止した場合に格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を行うこと</u>によって、<u>格納容器バウンダリ</u>にかかる圧力の最大値は、格納容器の限界圧力 <u>0.62MPa [gage]</u> を超えない。</p> <p>なお、<u>格納容器バウンダリにかかる圧力が最大となる事象発生約 18 時間後（最も遅く最大値に到達する時間）</u>において、水の放射線分解によって発生する水素及び酸素は、<u>格納容器内の非凝縮性ガスに占める割合の 2%未満</u>であるため、その影響は無視し得る程度である。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 3.1.2.7)</p> <p>格納容器雰囲気温度は、<u>第 3.1.3-11 図</u>に示すとおり、格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため徐々に上昇するが、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を行うこと</u>によって、<u>格納容器バウンダリ</u>にかかる温度（壁面温度）の最高値は<u>約 157℃</u>となり、格納容器の限界温度 200℃を超えない。なお、事象発生直後、破断口から流出する過熱蒸気により一時的に格納容器雰囲気温度は<u>約 202℃</u>となるが、このときの<u>格納容器バウンダリ</u>にかかる温度（壁面温度）は<u>約 137℃</u>であり、格納容器の限界温度 200℃を超えない。</p>	<p>b. 評価項目等</p> <p>格納容器圧力は、<u>第 3.1.3.2-1(5)図</u>に示すとおり、原子炉格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため徐々に上昇するが、<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及びサプレッション・プール水位が通常運転水位+約 1.3m に到達し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した場合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行うこと</u>によって、<u>原子炉格納容器バウンダリ</u>にかかる圧力の最大値は<u>約 659kPa [gage]</u>となり、<u>原子炉格納容器の限界圧力 853kPa [gage]</u>を超えない。</p> <p>なお、<u>原子炉格納容器圧力が最大となる事象発生約 32 時間後</u>において、水の放射線分解によって発生する水素ガス及び酸素ガスは、<u>原子炉格納容器の非凝縮性ガスに占める割合の 2%以下</u>であるため、その影響は無視し得る程度である。</p> <p>格納容器温度は、<u>第 3.1.3.2-1(6)図</u>に示すとおり、原子炉格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため徐々に上昇するが、<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び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</u>によって、格納容器雰囲気温度の最大値は<u>約 197℃</u>、<u>原子炉格納容器バウンダリ</u>にかかる温度（壁面温度）の最大値は<u>約 181℃</u>となり、<u>原子炉格納容器の限界温度 200℃</u>を超えない。</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、実運用に合わせてサプレッション・プール水位通常運転水位+約 1.3m に到達後格納容器ベントを実施する評価としている。 ・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】 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 格納容器温度の最大値等の相違。また、島根 2 号炉は、格納容器雰囲気温度最高値が 200℃

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>サプレッション・チェンバのベントラインを経由した場合の格納容器圧力逃がし装置による大気中へのCs-137の総放出量は約 $1.4 \times 10^{-3} \text{TBq}$ (7日間) であり、100TBqを下回る。</p> <p>ドライウエルのベントラインを経由した場合の格納容器圧力逃がし装置による大気中へのCs-137の総放出量は約 2.0TBq (7日間) であり、100TBqを下回る。</p> <p>なお、原子炉格納容器が健全であるため、原子炉格納容器から原子炉建屋への放射性物質の漏えい量は制限され、また、大気中へはほとんど放出されないものと考えられる。これは、原子炉建屋内に漏えいした放射性物質は、原子炉建屋内で時間減衰し、また、粒子状放射性物質は、原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い、原子炉建屋内に沈着すると考えられるためである。原子炉建屋内での放射性物質の時間減衰及び粒子状放射性物質の除去効果等を保守的に考慮せず、原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいを想定した場合、漏えい量は約 14TBq (7日間) となる。原子炉建屋から大気中へのCs-137の漏えい量に、ドライウエ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Cs-137の放出量を加えた場合でも、約 16TBq (7日間) であり、100TBqを下回る。</p> <p>事象発生からの7日間以降、Cs-137の放出が継続した場合の影響評価を行ったところ、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圧力逃がし装置による総放出量は、約 $4.0 \times 10^{-3} \text{TBq}$ (30日間) 及び約 $8.5 \times 10^{-3} \text{TBq}$ (100日間) である。ドライウエルのベントラインを経由した場合には、約 3.1TBq (30日間) 及び約 3.2TBq (100日間) である。原子炉建屋から大気中へのCs-137の漏えい量にドライウエ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Cs-137の放出量を加えた場合でも、約 18TBq (30日間) 及び約 18TBq (100日間) であり、100TBqを下回る。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 3.1.3.3, 3.1.3.4)</p> <p>第 3.1.3.6 図に示すとおり、<u>低圧代替注水系(常設)</u>による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持され</p>	<p style="text-align: center;">(添付資料 3.1.2.8)</p> <p>サプレッション・チェンバのベントラインを経由した場合の格納容器圧力逃がし装置による大気中へのCs-137の総放出量は約 $1.2 \times 10^{-4} \text{TBq}$ (7日間) であり、100TBqを下回る。</p> <p>ドライウエルのベントラインを経由した場合の格納容器圧力逃がし装置による大気中へのCs-137の総放出量は約 3.7TBq (7日間) であり、100TBqを下回る。</p> <p>なお、格納容器が健全であるため、格納容器から原子炉建屋への放射性物質の漏えい量は制限され、また、大気中へはほとんど放出されないものと考えられる。これは、原子炉建屋内に漏えいした放射性物質は、原子炉建屋内で時間減衰し、また、粒子状放射性物質は、原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い、原子炉建屋内に沈着すると考えられるためである。原子炉建屋内での放射性物質の時間減衰及び粒子状放射性物質の除去効果等を保守的に考慮せず、原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいを想定した場合、漏えい量は約 14.3TBq (7日間) となる。原子炉建屋から大気中へのCs-137の漏えい量に、ドライウエ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Cs-137の放出量を加えた場合でも、約 18TBq (7日間) であり、100TBqを下回る。</p> <p>事象発生からの7日間以降、Cs-137の放出が継続した場合の影響評価を行ったところ、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圧力逃がし装置による総放出量は、約 $1.3 \times 10^{-4} \text{TBq}$ (30日間) 及び約 $1.5 \times 10^{-4} \text{TBq}$ (100日間) である。ドライウエルのベントラインを経由した場合には、約 4.1TBq (30日間) 及び約 4.1TBq (100日間) である。原子炉建屋から大気中へのCs-137の漏えい量にドライウエ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Cs-137の放出量を加えた場合でも、約 19TBq (30日間) 及び約 20TBq (100日間) であり、100TBqを下回る。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 3.1.3.4, 3.1.3.5, 3.1.3.6)</p> <p>第 3.1.3-4 図及び第 3.1.3-6 図に示すとおり、<u>低圧代替注水系(常設)</u>による注水継続により炉心が冠水し、炉</p>	<p>サプレッション・チェンバのベントラインを経由した場合の格納容器フィルタベント系による大気中へのCs-137の総放出量は約 $2.1 \times 10^{-3} \text{TBq}$ (7日間) であり、100TBqを下回る。</p> <p>ドライウエルのベントラインを経由した場合の格納容器フィルタベント系による大気中へのCs-137の総放出量は約 3.4TBq (7日間) であり、100TBqを下回る。</p> <p>なお、原子炉格納容器が健全であるため、原子炉格納容器から原子炉建物への放射性物質の漏えい量は制限され、また、大気中へはほとんど放出されないものと考えられる。これは、原子炉建物内に漏えいした放射性物質は、原子炉建物内で時間減衰し、また、粒子状放射性物質は、原子炉建物内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い、原子炉建物内に沈着すると考えられるためである。原子炉建物内での放射性物質の時間減衰及び粒子状放射性物質の除去効果等を保守的に考慮せず、原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えいを想定した場合、漏えい量は約 1.4TBq (7日間) となる。原子炉建物から大気中へのCs-137の漏えい量に、ドライウエル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Cs-137の放出量を加えた場合でも、約 4.8TBq (7日間) であり、100TBqを下回る。</p> <p>事象発生からの7日間以降、Cs-137の放出が継続した場合の影響評価を行ったところ、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総放出量は、約 $4.0 \times 10^{-3} \text{TBq}$ (30日間) 及び約 $6.5 \times 10^{-3} \text{TBq}$ (100日間) である。ドライウエルのベントラインを経由した場合には、約 5.3TBq (30日間) 及び約 5.4TBq (100日間) である。原子炉建物から大気中へのCs-137の漏えい量にドライウエル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Cs-137の放出量を加えた場合でも、約 6.8TBq (30日間) 及び約 6.9TBq (100日間) であり、100TBqを下回る。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 3.1.3.3, 3.1.3.4)</p> <p>第 3.1.3.2-1(1) 図に示すとおり、<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷</p>	<p>を超えない。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>る。その後は、<u>第 3.1.3.10 図</u>に示すとおり、<u>原子炉格納容器の限界圧力接近時点</u>で、<u>約 38 時間後に格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>本評価では、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)、(2)及び(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。 (添付資料 3.1.3.5)</p> <p>3.1.3.3 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。 格納容器破損モード「<u>雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）</u>」（<u>代替循環冷却系</u>を使用しない場合）では、原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や熔融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、ジルコニウム-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することが特徴である。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、<u>事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、常設代替交流電源設備からの受電操作、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作、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による原子炉格納容器除熱操作</u>とする。</p>	<p>心の冷却が維持される。その後は、<u>第 3.1.3-14 図</u>に示すとおり、<u>約 19 時間後にサプレッション・プール水位が通常水位+6.5m に到達した時点</u>で、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱</u>を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>本評価では、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)及び(7)の評価項目について、対策の有効性を確認した。 (添付資料 3.1.3.7)</p> <p>3.1.3.3 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。 格納容器破損モード「<u>雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）</u>」（<u>代替循環冷却系</u>を使用できない場合）では、<u>格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や熔融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、ジルコニウム-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することが特徴である。</u></p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、<u>常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作並び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及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作</u>とする。</p>	<p>却が維持される。その後は、<u>第 3.1.3.2-1(5)図</u>に示すとおり、<u>約 32 時間後にサプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m に到達した時点</u>で、<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を停止し、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱</u>を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>本評価では、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」のうち、(1)、(2)及び(3)の評価項目について対策の有効性を確認した。 (添付資料 3.1.3.5)</p> <p>3.1.3.3 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。 格納容器破損モード「<u>雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）</u>」（<u>残留熱代替除去系</u>を使用しない場合）では、<u>原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や熔融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、ジルコニウム-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することが特徴である。</u></p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作</u>とする。</p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、実運用に合わせてサプレッション・プール水位通常運転水位+約 1.3m に到達後格納容器ベントを実施する評価としている。</p> <p>・整理方針の相違 【東海第二】 各シーケンスで確認対象となる評価項目の整理の相違。</p> <p>・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、事象発生から 12 時間までの操作に限らず、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作を抽出。</p> <p>・記載方針の相違 【柏崎 6/7、東海第二】 島根 2号炉は、低圧原子炉代替注水系（常設）</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本格納容器破損モードにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム-水反応速度の係数についての感度解析）では、炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認している。原子炉注水操作については、非常用炉心冷却系による原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、燃料被覆管温度等を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>また、格納容器スプレイ操作については、炉心ヒートアップの感度解析では、格納容器圧力及び温度への影響は小さ</p>	<p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p><u>本評価事故シーケンス</u>において不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム-水反応速度の係数についての感度解析）では、炉心溶融開始時間に与える影響は小さいことを確認している。原子炉注水操作については、<u>LOCAが発生し、高圧・低圧注水機能の喪失により炉心損傷したと判断した場合、速やか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に併せ、低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、燃料被覆管温度等を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>また、<u>格納容器圧力が0.465MPa [gage] に到達した場合の格納容器スプレイ操作</u>については、炉心ヒートアップの感</p>	<p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p><u>本格納容器破損モード</u>において不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム-水反応速度の係数についての感度解析）では、炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認している。原子炉注水操作については、非常用炉心冷却系等による<u>原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、燃料被覆管温度等を操作開始の起点としている運転員操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>また、格納容器スプレイ操作については、炉心ヒートアップの感度解析では、格納容器圧力及び<u>温度</u>への影響は小さ</p>	<p>による原子炉注水操作の一環として、常設代替交流電源設備の受電操作を実施することから、記載していない。</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、非常用炉心冷却系等の注水機能が喪失した時点で、速やかに低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を行う手順としている。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、事象初期に原子炉注水と同時の格納容器スプレイは実施しない。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>いことを確認していることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして、炉心モデル（炉心水位計算モデル）は、原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が保守的であり、注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は解析コード SAFER の評価結果との差異は小さいことを確認している。原子炉注水操作については、非常用炉心冷却系による原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、原子炉水位を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>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<u>温度</u>の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置</u>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<u>温度</u>を操作開始の起点</p>	<p>度解析では、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>への影響は小さいことを確認していることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして、炉心モデル（炉心水位計算モデル）は、原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が大きく、解析コード SAFER に対して保守的であり、注水操作による<u>燃料有効長頂部</u>までの水位回復時刻は解析コード SAFER の評価結果との差異は小さいことを確認している。原子炉注水操作については、<u>LOCAが発生し、高圧・低圧注水機能の喪失により炉心損傷したと判断した場合、速やか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及び低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、原子炉水位を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>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<u>雰囲気温度</u>の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力を操作開始の起点としている<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>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<u>雰囲気温度</u>及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力を操作開始の起点としている<u>代替格納容器ス</u></p>	<p>いことを確認していることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして、炉心モデル（炉心水位計算モデル）は、原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が保守的であり、注水操作による<u>燃料棒有効長頂部</u>までの水位回復時刻は解析コード SAFER の評価結果との差異は小さいことを確認している。原子炉注水操作については、非常用炉心冷却系等による原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、原子炉水位を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>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<u>温度</u>の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び<u>温度</u>を操作開始の起点としている<u>格納容器代替スプレイ（可搬型）</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。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<u>温度</u>及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び<u>温度</u>を操作開始の起点としている<u>格納容器代替</u></p>	<p>島根2号炉は、事象初期に格納容器スプレイを実施しない。</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、非常用炉心冷却系等の注水機能が喪失した時点で、速やかに低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を行う手順としている。</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】 島根2号炉は、有効性評価上、温度基準の格納容器スプレイ基準には至らないが、実運用を考慮した記載としている。</p> <p>・運用の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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し装置に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルはTMI 事故についての再現性を確認している。本評価事故シーケンスでは、炉心の損傷状態を起点に操作開始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。</p> <p>炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内FP 挙動の不確かさとして、核分裂生成物(FP) 挙動モデルはPHEBUS-FP 実験解析により原子炉圧力容器内へのFP 放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。PHEBUS-FP 実験解析では、燃料被覆管破裂後のFP 放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが、小規模体系の模擬性が原因と推測され、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると推定される。本評価事故シーケンスでは、炉心損傷後の原子炉圧力容器内FP 放出を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内FP 挙動の不確かさとして、核分裂生成物(FP) 挙動モデルはABCOVE 実験解析により原子炉格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認している。本評価事故シーケンスでは、炉心損傷後の原子炉格納容器内FP 挙動を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料3.1.3.6)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心</p>	<p>プレイ冷却系(常設)に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルはTMI 事故についての再現性を確認している。本評価事故シーケンスでは、炉心の損傷状態を起点に操作開始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。</p> <p>炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内FP 挙動の不確かさとして、核分裂生成物(FP) 挙動モデルはPHEBUS-FP 実験解析により原子炉圧力容器内へのFP 放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。PHEBUS-FP 実験解析では、燃料被覆管破裂後のFP 放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが、小規模体系の模擬性が原因と推測され、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると推定される。本評価事故シーケンスでは、炉心損傷後の原子炉圧力容器内FP 放出を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心損傷後の格納容器における格納容器内FP 挙動の不確かさとして、核分裂生成物(FP) 挙動モデルはABCOVE 実験解析により格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認している。本評価事故シーケンスでは、炉心損傷後の格納容器内FP 挙動を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料3.1.3.8)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心</p>	<p>スプレイ(可搬型)に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルはTMI 事故についての再現性を確認している。本評価事故シーケンスでは、炉心の損傷状態を起点に操作開始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。</p> <p>炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内FP 挙動の不確かさとして、核分裂生成物(FP) 挙動モデルはPHEBUS-FP 実験解析により原子炉圧力容器内へのFP 放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。PHEBUS-FP 実験解析では、燃料被覆管破裂後のFP 放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが、小規模体系の模擬性が原因と推測され、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると推定される。本評価事故シーケンスでは、炉心損傷後の原子炉圧力容器内FP 放出を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内FP 挙動の不確かさとして、核分裂生成物(FP) 挙動モデルはABCOVE 実験解析により原子炉格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認している。本評価事故シーケンスでは、炉心損傷後の原子炉格納容器内FP を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料3.1.3.6)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心</p>	<p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、格納容器フィルタベント系によるベント操作をサブレーション・プール水位起点としていることから記載していない。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム-水反応速度の係数についての感度解析）では、格納容器圧力及び温度への影響は小さいことを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして、炉心モデル（炉心水位計算モデル）は、原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が保守的であり、注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は解析コード SAFER の評価結果との差異は小さいことを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>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、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おり、その差異は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により炉心熔融時間に与える影響は小さいことを確認しており、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラ</p>	<p>ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム-水反応速度の係数についての感度解析）では、格納容器圧力及び<u>雰囲気</u>温度への影響は小さいことを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして、炉心モデル（炉心水位計算モデル）は、原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が大きく、<u>解析コード SAFER に対して保守的</u>であり、注水操作による<u>燃料有効長頂部</u>までの水位回復時刻は解析コード SAFER の評価結果との差異は小さいことを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p><u>格納容器</u>における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、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<u>雰囲気</u>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<u>雰囲気</u>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<u>格納容器雰囲気</u>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、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により炉心熔融開始時間に与える影響は小さいことを確認しており、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラ</p>	<p>ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム-水反応速度の係数についての感度解析）では、格納容器圧力及び温度への影響は小さいことを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして、炉心モデル（炉心水位計算モデル）では、原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が保守的であり、注水操作による<u>燃料棒有効長頂部</u>までの水位回復時刻は解析コード SAFER の評価結果との差異は小さいことを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p><u>原子炉格納容器</u>における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、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<u>温度</u>の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により<u>格納容器</u>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、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により炉心熔融時間に与える影響は小さいことを確認しており、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラ</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>メータに与える影響はない。</p> <p>炉心損傷後の原子炉压力容器における原子炉压力容器内FP挙動の不確かさとして、核分裂生成物(FP)挙動モデルはPHEBUS-FP実験解析により原子炉压力容器内へのFP放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。PHEBUS-FP実験解析では、燃料被覆管破裂後のFP放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが、小規模体系の模擬性が原因と推測され、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると推定される。炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内FP挙動の不確かさとして、核分裂生成物(FP)挙動モデルはABCOVE実験解析により原子炉格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認している。したがって、大気中へのCs-137の総放出量の観点で評価項目となるパラメータに与える影響はない。なお、本評価事故シナシスにおける格納容器圧力逃がし装置による大気中へのCs-137の総放出量は、評価項目(100TBqを下回っていること)に対して、サプレッション・チェンバのベントラインを経由した場合は約1.4×10^{-3} TBq(7日間)、ドライウエルのベントラインを経由した場合は約2.0 TBq(7日間)であり、評価項目に対して余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料3.1.3.6)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、<u>第3.1.3.2表</u>に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の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</p>	<p>パラメータに与える影響はない。</p> <p>炉心損傷後の原子炉压力容器における原子炉压力容器内FP挙動の不確かさとして、核分裂生成物(FP)挙動モデルはPHEBUS-FP実験解析により原子炉压力容器内へのFP放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。PHEBUS-FP実験解析では、燃料被覆管破裂後のFP放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが、小規模体系の模擬性が原因と推測され、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると推定される。炉心損傷後の格納容器における格納容器内FP挙動の不確かさとして、核分裂生成物(FP)挙動モデルはABCOVE実験解析により格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認している。したがって、大気中へのCs-137の総放出量の観点で評価項目となるパラメータに与える影響はない。なお、本評価事故シナシスにおける格納容器圧力逃がし装置による大気中へのCs-137の総放出量は、評価項目(100TBqを下回っていること)に対して、サプレッション・チェンバのベントラインを経由した場合は約1.2×10^{-4} TBq(7日間)、ドライウエルのベントラインを経由した場合は約3.7 TBq(7日間)であり、評価項目に対して余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料3.1.3.8)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、<u>第3.1.3-2表</u>に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の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</p>	<p>メータに与える影響はない。</p> <p>炉心損傷後の原子炉压力容器における原子炉压力容器内FP挙動の不確かさとして、核分裂生成物(FP)挙動モデルはPHEBUS-FP実験解析により原子炉压力容器内へのFP放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。PHEBUS-FP実験解析では、燃料被覆管破裂後のFP放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが、小規模体系の模擬性が原因と推測され、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると推定される。炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内FP挙動の不確かさとして、核分裂生成物(FP)挙動モデルはABCOVE実験解析により原子炉格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認している。したがって、大気中へのCs-137の総放出量の観点で評価項目となるパラメータに与える影響はない。なお、本評価事故シナシスにおける格納容器フィルタベント系によるCs-137の総放出量は、評価項目(100TBqを下回っていること)に対して、サプレッション・チェンバのベントラインを経由した場合は約2.1×10^{-3} TBq(7日間)、ドライウエルのベントラインを経由した場合は約3.4 TBq(7日間)であり、評価項目に対して余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料3.1.3.6)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、<u>第3.1.3.2-1表</u>に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の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</p>	<p>・解析結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順(原子炉水位が破断口高さまで水位回復後に原子炉注水から格納容器スプレイへ切り替えること及び格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること)に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器容積(ウェットウェル)の空間部及び液相部</u>、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水位</u>、格納容器圧力及び格納容器温度は、解析条件の不確かさとして、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の起因事象は、解析条件の不確かさとして、Excessive LOCA を考慮した場合、原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが、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。</p> <p>機器条件の<u>低圧代替注水系(常設)</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。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</p>	<p>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、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>の上昇が遅くなるが、操作手順(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による格納容器除熱を実施すること)に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器体積(サブプレッション・チェンバ)の空間部及び液相部</u>、サブプレッション・プール水位、格納容器圧力並びに<u>格納容器雰囲気温度</u>は、解析条件の不確かさとして、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の起因事象は、解析条件の不確かさとして、Excessive LOCA を考慮した場合、原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが、操作手順(速やかに格納容器冷却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。</p> <p>機器条件の<u>低圧代替注水系(常設)</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。<u>溶融炉心の冠水後の操作として崩壊熱による蒸発を補う</u></p>	<p>炉心平均燃焼度約 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、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び<u>温度</u>の上昇が遅くなるが、操作手順(格納容器スプレイを格納容器圧力が 640kPa[gage]以下になるよう制御(640~588kPa[gage]の範囲で維持)すること)に変わりはないことから運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>サブプレッション・プール水位</u>、格納容器圧力及び<u>格納容器温度</u>は、解析条件の不確かさとして、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の起因事象は、解析条件の不確かさとして、Excessive LOCA を考慮した場合、原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが、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。</p> <p>機器条件の<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(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<u>冠水維持可能な注水量</u>を制</p>	<p>・実績値の相違 【東海第二】 島根 2 号炉の最確条件を記載。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 格納容器圧力及び温度を起点とした運転操作の差異。</p> <p>・整理方針の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は、サブプレッション・チェンバの空間部及び液相部のゆらぎを、サブプレッション・プール水位のゆらぎで代表させていることから、記載していない。</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は、Excessive LOCA であっても速やかに実施する操作は原子炉注水であることから原子炉への注水操作を記載している。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p><u>機器条件の格納容器圧力逃がし装置は、解析条件の不確かさとして、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。</u></p> <p>(添付資料3.1.3.6, 3.1.2.8)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したのとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器スプレイ及び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対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器容積 (ウェットウェル) の空間部及び液相部、サプレッション・チェンバ・プール水位</u>、格納容器圧力及び格納容器温度は、解析条件の不確かさとして、ゆらぎに</p>	<p>注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p><u>機器条件の代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) は、解析条件で設定したスプレイ流量 (130m³/h 一定) に対して、最確条件は運転手順における流量調整の範囲 (102m³/h~130m³/h) となる。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格納容器圧力逃がし装置を用いた格納容器除熱操作の開始時間が遅くなり、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</u></p> <p><u>機器条件の格納容器圧力逃がし装置は、解析条件の不確かさとして、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。</u></p> <p>(添付資料3.1.2.12, 3.1.3.8)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したのとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 31GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は格納容器スプレイ及び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対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器体積 (サプレッション・チェンバ) の空間部及び液相部</u>、サプレッション・プール水位、格納容器圧力及び<u>格納容器雰囲気温度</u>は、解析条件の不確かさとして、</p>	<p>御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(添付資料3.1.3.6, 3.1.2.7)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したのとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度上昇が遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器スプレイ及び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対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>サプレッション・プール水位</u>、格納容器圧力及び<u>格納容器温度</u>は、解析条件の不確かさとして、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</p>	<p>備考</p> <p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、解析条件と最確条件が同じであるため、不確かさを記載していない。</p> <p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、解析条件と最確条件が同じであるため、不確かさを記載していない。</p> <p>・実績値の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉の最確条件を記載。</p> <p>・整理方針の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>島根2号炉は、サプレッション・チェンバの空</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>より解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の起因事象は、解析条件の不確かさとして、Excessive LOCAを考慮した場合、原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーは大破断 LOCA の場合と同程度であり、第 3.1.2.15 図及び第 3.1.2.16 図に示すとおり、格納容器圧力は <u>0.62MPa[gage]</u> を下回っていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の<u>低圧代替注水系（常設）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなり、格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが、格納容器圧力及び温度の上昇に有意な影響を与えないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の起因事象は、解析条件の不確かさとして、Excessive LOCAを考慮した場合、原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが、<u>格納容器</u>へ放出されるエネルギーは大破断 LOCA の場合と同程度であり、第 3.1.2-18 図及び第 3.1.2-19 図に示すとおり、格納容器圧力は <u>0.62MPa [gage]</u>、<u>格納容器バウンダリ</u>にかかる温度は 200℃を下回っていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の<u>低圧代替注水系（常設）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなり、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、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇に有意な影響を与えないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p><u>機器条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は、解析条件で設定したスプレイ流量（130m³/h 一定）に対して、最確条件は運転手順における流量調整の範囲（102m</u></p>	<p>小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の起因事象は、解析条件の不確かさとして、Excessive LOCAを考慮した場合、原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが、<u>原子炉格納容器</u>へ放出されるエネルギーは大破断 LOCA の場合と同程度であり、第 3.1.2.3-1(1)図及び第 3.1.2.3-1(2)図に示すとおり、格納容器圧力は <u>853kPa[gage]</u>、<u>原子炉格納容器バウンダリ</u>にかかる温度は 200℃を下回っていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなり、格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが、格納容器圧力及び温度上昇に有意な影響を与えないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料3.1.3.6, 3.1.2.7)</p>	<p>間部及び液相部のゆらぎを、サブプレッション・プール水位のゆらぎで代表させていることから、記載していない。</p> <p>・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。</p> <p>・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、第 3.1.2.2.-1(10) 図に原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最高値を示しているため、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度についても追記。</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、解析条</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>機器条件の格納容器圧力逃がし装置は、解析条件の不確かさとして、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。</u></p> <p>(添付資料 3.1.3.6, 3.1.2.8)</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の<u>常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から <u>70分後</u>を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、<u>常設代替交流電源設備からの受電操作について、実態の運転操作時間に基づき解析上の想定時間を設定していることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p>	<p><u>$3/h \sim 130m^3/h$となる。最確条件とした場合でも、格納容器圧力を 0.400MPa [gage] から 0.465MPa [gage] の範囲内に維持することにより変化はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p><u>機器条件の格納容器圧力逃がし装置は、解析条件の不確かさとして、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、格納容器圧力の最大値は代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却時の操作開始圧力であり、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作時のピーク圧力は格納容器圧力の最大値を下回ることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</u></p> <p>(添付資料 3.1.2.12, 3.1.3.8)</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の<u>常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電並びに代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>による格納容器冷却操作及び<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から <u>25分後</u>を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、<u>状況判断から原子炉注水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、操作所要時間を踏まえて解析上の想定時間を設定していることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p><u>また、原子炉注水によって原子炉水位が原子炉水位LOまで回復した場合、低圧代替注水系(常設)による原子</u></p>	<p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作に係る不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>による原子炉注水操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から <u>30分後</u>を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、<u>低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水操作について、早期の電源回復不可の判断、常設代替交流電源設備の起動、受電操作、低圧原子炉代替注水系(常設)の系統構成を、実態の運転操作時間に基づき解析上の想定時間を設定していることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p>	<p>件と最確条件が同じであるため、不確かさを記載していない。</p> <p>・記載方針の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、解析条件と最確条件が同じであるため、不確かさを記載していない。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、事象初期に原子炉注水と同時の格納容器スプレイは実施しない。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 注水設備の準備時間の相違。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>なお、有効性評価では2系列の非常用高圧母線の電源回復を想定しているが、<u>低圧代替注水系(常設)は非常用高圧母線D系の電源回復後に実施可能であり、この場合も原子炉注水の開始時間が早くなる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作については、復水移送ポンプの起動操作が常設代替交流電源設備からの受電操作の影響を受けるが、低圧代替注水系(常設)は非常用高圧母線D系の電源回復後に実施可能であり、この場合も原子炉注水の開始時間が早くなる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</u></p> <p>操作条件の<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として<u>原子炉水位が破断口高さまで水位回復後、格納容器温度が190℃超過を確認した時点</u>を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、<u>解析結果は原子炉水位が破断口高さまで水位回復前に既に格納容器温度は190℃を超えており、実態の操作も原子炉水位が破断口高さまで水位回復後に低圧代替注水系(常設)から代替格納容器スプレイへ切り替えることとしており、実態の操作開始時間は、解析上の設定とほぼ同等であるため、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、他の操作との重複もないことから、他の操作</u></p>	<p><u>炉注水流量を崩壊熱による蒸発を補う流量に変更するとともに、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を停止する。運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は、解析上の想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、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</u></p> <p>操作条件の<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>による格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.465MPa [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0.465MPa [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、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p>	<p>操作条件の<u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)</u>による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力が640kPa[gage]に到達した時点を設定している。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640kPa[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、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p>	<p>島根2号炉は、事象初期の原子炉注水と同時の格納容器スプレイを実施しない。(東海第二では、事象初期の原子炉注水と同時の格納容器スプレイ実施後、原子炉水位がLOに回復した時点で一度停止することとしている。)</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、解析上の想定と実態の運転操作が同等であるため、記載していない。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイの切り替えをしない。 ・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、格納容器圧力の挙動を確認しながら操作開始する。(柏崎6/7では、操作開始時点で既に開始基準(190℃)を超えてい</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>に与える影響はない。<u>代替格納容器スプレイへの切替え後、原子炉水位が原子炉水位低（レベル1）まで低下した場合、</u>低圧代替注水系（常設）へ切り替えを行う。当該操作開始時間は、解析上の想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。また、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置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 0.62MPa[gage]接近時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、格納容器圧力が 0.62MPa[gage]に接近するのは、事象発生から約 38 時間後である。また、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が可能であり、格納容器ベント操作の操作所要時間は時間余裕を含めて設定されていることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、格納容器圧力 0.62MPa[gage]に至るまでに確実に原子炉格納容器除熱操作をすることが可能であるため、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、<u>中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員（現場）を配置しており、</u>他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 3.1.3.6)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、<u>常設代替交流電源設備からの受電操作について、</u>解析上の原子炉注水開始時間（70 分後）は準備操作に時間余裕を含めて設定されており、原子炉水位の回復は早くなる可能性があるが、ジルコニウ</p>	<p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置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、<u>サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m 到達から 5 分後</u>を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m に到達するのは、事象発生から約 19 時間後である。また、格納容器ベントの準備操作は<u>サブプレッション・プール水位の上昇傾向を監視しながら</u>あらかじめ操作が可能であり、格納容器ベント操作の操作所要時間は時間余裕を含めて設定されていることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、<u>サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m 到達時に速やかに格納容器除熱操作</u>をすることが可能であるため、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、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 3.1.3.8)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電並びに<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、</u>運転員等操作時間に与える影響として、<u>解析条件は操作所要時間に時間余裕を含めて設定されており、</u>原子炉水位の回復は早くなる可能性があるが、ジ</p>	<p>操作条件の格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として<u>サブプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m に到達から 10 分後</u>を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、<u>サブプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m に到達するのは、</u>事象発生から約 32 時間後である。また、格納容器ベントの準備操作は<u>格納容器圧力の上昇傾向を監視しながら</u>あらかじめ操作が可能であり、格納容器ベント操作の操作所要時間は時間余裕を含めて設定されていることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、<u>サブプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m に到達時に確実に原子炉格納容器除熱操作</u>をすることが可能であるため、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、<u>中央制御室で行う操作であり、</u>他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 3.1.3.6)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作について、</u>実態の操作開始時間に基づき解析上の想定時間を設定している。実態の操作開始時間が解析上の設定よりも早くなった場合に、<u>原子炉水位の回復は早くなる可</u></p>	<p>る。)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、実運用に合わせて外部水源からの注水量限界に到達後格納容器ベントを実施する評価としている。 ・運用の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は、格納容器ベントの準備操作を格納容器圧力を基に実施する手順としている。 ・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。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は、事象初期に原子炉注水と同時の格納容器スプレイ実

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
<p>ムー水反応量により発熱量が増加する等の影響があるため、格納容器圧力及び温度の上昇に大きな差異はない。また、<u>原子炉注水操作は、代替格納容器スプレイとの切替え操作であり、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</u></p> <p>操作条件の<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、<u>代替格納容器スプレイの操作開始は原子炉水位が破断口高さまで水位回復後、格納容器温度が190℃に到達時となり、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。</u></p> <p>操作条件の<u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料3.1.3.6)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作及び<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水操作については、<u>第3.1.3.14 図から第3.1.3.16 図</u>に示すとおり、事象発生から<u>90分後</u>(操作開始時間<u>20分</u>程度の遅れ)までに常設代替交流電源設備からの受電操作を行い<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水が開始できれば、損傷炉心は炉心位置に保持され、評価項目を満足する結果となることから、時間余裕がある。なお、格納容器ベント時におけるCs放出量は炉心損傷の程度の影響を受けるが、格納容器ベント開始時間はほぼ同等であることから、放出量に与える影響は小さい。</p>	<p>ルコニウムー水反応量により発熱量が増加する等の影響があるため、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>の上昇に大きな差異はない。また、<u>代替格納容器スプレイ操作と原子炉注水操作は、流量分配により同時に実施する操作であり、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p>操作条件の<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>による格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、<u>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0.465MPa [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。</u></p> <p>操作条件の<u>格納容器圧力逃がし装置</u>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。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料3.1.3.8)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の常設代替交流電源設備による<u>緊急用母線の受電操作並びに代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>による格納容器冷却操作及び<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水操作については、<u>第3.1.3-16 図から第3.1.3-18 図</u>に示すとおり、事象発生から<u>50分後</u>(操作開始時間<u>25分</u>の遅れ)までに常設代替交流電源設備からの受電操作を行い<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>による原子炉注水が開始できれば、損傷炉心は炉心位置に保持され、評価項目を満足する結果となることから、時間余裕がある。なお、格納容器ベント時における</p>	<p>能性があるが、ジルコニウムー水反応量により発熱量が増加する等の影響があるため、格納容器圧力及び<u>温度</u>の上昇に大きな差異はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の<u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)</u>による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、<u>格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力が640kPa [gage]に到達時となり、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ることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p>操作条件の<u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料3.1.3.6)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作及び<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>による原子炉注水操作については、<u>第3.1.3.3-(1) 図から第3.1.3.3-(3) 図</u>に示すとおり、事象発生から<u>60分後</u>(操作開始時間<u>30分</u>程度の遅れ)までに常設代替交流電源設備からの受電操作を行い、<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>による原子炉注水が開始できれば、損傷炉心は炉心位置に保持され、評価項目を満足する結果となることから、時間余裕がある。なお、格納容器ベント時におけるCs放出量は炉心損傷の程度の影響を受けるが、格納容器ベント開始時間はほぼ同等であることから、放出量に与える影響は</p>	<p>施しないことから、原子炉注水との切替え操作(柏崎6/7)あるいは原子炉注水との同時実施(東海第二)をしない。</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、有効性評価上、温度基準の代替格納容器スプレイ基準には至らず、圧力基準で実施している。</p> <p>・設備設計及び運用の相違</p> <p>【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>操作開始遅れ時間は、リロケーション防止可能な操作開始時間を設定しており、設備、運用の相違により異なる。</p> <p>・運用の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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、<u>事象発生から90分後（操作開始時間20分程度の遅れ）に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始した場合の解析では、格納容器スプレイ開始のタイミングは約2.3時間後であるため、現行の2時間に対して約20分程度の準備時間を確保できることから、時間余裕がある。</u></p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱操作については、<u>格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約38時間後の操作であり、準備時間が確保できるた</u></p>	<p>Cs放出量は炉心損傷の程度の影響を受けるが、格納容器ベント開始時間はほぼ同等であることから、放出量に与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作については、<u>操作開始までの時間は事象発生から約3.9時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。なお、本操作が大幅に遅れるような場合でも、格納容器圧力が限界圧力0.62MPa [gage] に到達するまでの時間は事象発生後約14時間後であり、時間余裕がある。</u></p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作については、<u>格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約19時間後の操作であり、準備時間が確保できるため、</u></p>	<p>小さい。</p> <p>操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作については、<u>格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約27時間後の操作であり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</u></p> <p>操作条件の格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作については、<u>格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約32時間後の操作であり、準備時間が確保できる</u></p>	<p>【東海第二】 島根2号炉は、非常用炉心冷却系等の注水機能が喪失した時点で、速やかに低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を行う手順としている。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7】 島根2号炉は、格納容器圧力を操作開始基準として格納容器スプレイを実施することから、圧力基準での格納容器スプレイまでの時間余裕を評価している。（柏崎6/7では、原子炉注水と格納容器スプレイの切り替え操作を実施するため、原子炉注水操作が遅れた場合の評価を記載している。）</p> <p>【東海第二】 島根2号炉で、格納容器圧力の基準で実施する格納容器スプレイ開始までの時間余裕が十分確保されていることから、原子炉格納容器の限界圧力の到達時間を記載していない。</p> <p>・解析結果の相違</p>

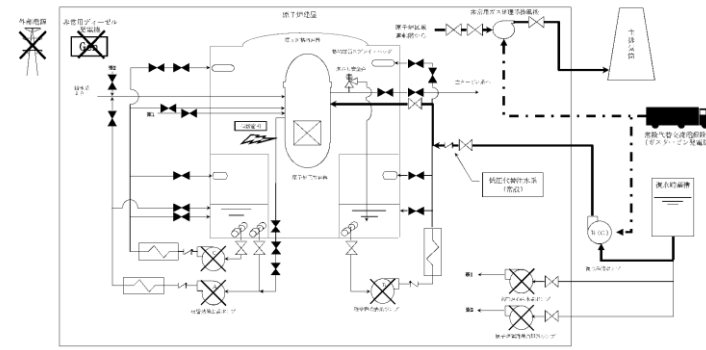
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>め、時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 3.1.3.6, 3.1.3.7)</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>3.1.3.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>格納容器破損モード「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、<u>6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における事象発生 10 時間までに必要な要員は、「3.1.3.1 格納容器破損防止対策」に示すとおり 28名</u>である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している<u>運転員及び緊急時対策要員等の 72名</u>で対処可能である。</p>	<p>時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 3.1.3.8, 3.1.3.9)</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>3.1.3.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>格納容器破損モード「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、重大事故等対策時における<u>事象発生 2 時間までに必要な要員は、「3.1.3.1 格納容器破損防止対策」に示すとおり 20名</u>である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している<u>災害対策要員(初動)の 39名</u>で対処可能である。</p>	<p>ため、時間余裕がある。また、<u>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は、格納容器圧力は 659kPa[gage]から上昇するが、原子炉格納容器の限界圧力 853kPa[gage]に至るのは、事象発生から約 35 時間後以降であり、約 3 時間の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</u></p> <p>(添付資料 3.1.3.6, 3.1.3.7, 3.1.3.8)</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>3.1.3.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>格納容器破損モード「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、重大事故等対策時における必要な要員は「3.1.3.1 格納容器破損防止対策」に示すとおり <u>31名</u>である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している<u>運転員、緊急時対策要員等の 45名</u>で対処可能である。</p>	<p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・運用の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。</p> <p>・運用及び設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>プラント基数、設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお、これら要員 31名は夜間・休日</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>有効性評価で考慮しない作業（原子炉ウェル注水）に必要な要員を4名含めた場合でも対処可能である。</u></p> <p><u>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。</u></p> <p>(2) 必要な資源の評価 格納容器破損モード「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、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源 <u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水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は、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり約7,400m³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14,800m³の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）により復水貯蔵槽へ給水することで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能である。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</u></p>	<p><u>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。</u></p> <p>(2) 必要な資源の評価 格納容器破損モード「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、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源 <u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水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は、7日間の対応を考慮すると、合計約5,490m³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。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。</u> <u>(添付資料3.1.3.10)</u></p>	<p>(2) 必要な資源の評価 格納容器破損モード「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、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源 <u>低圧原子炉代替注水系（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3,200m³の水が必要となる。水源として、低圧原子炉代替注水槽に約740m³及び輪谷貯水槽（西1／西2）に約7,000m³の水を保有している。これにより必要な水源は確保可能である。また、事象発生2時間30分以降に輪谷貯水槽（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。</u> <u>(添付資料3.1.3.9)</u></p>	<p>を含め発電所に常駐している要員である。</p> <p>・記載方針の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、解析上考慮していない要員も含めた要員数を記載している。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。</p> <p>・水量評価結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、事象発生後から必要な可搬型</p>

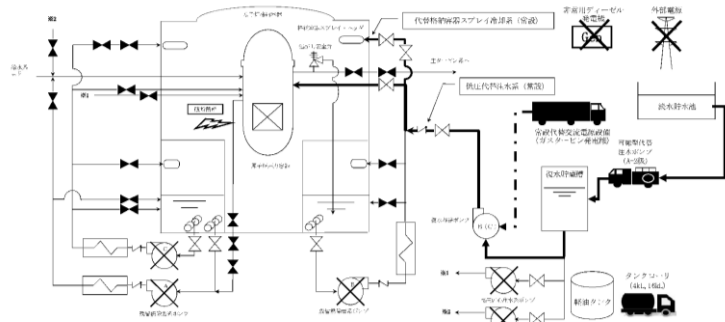
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>う設定しているものである。</u> (添付資料 3.1.3.8)</p> <p>b. 燃料 常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に<u>6号及び7号炉において合計約504kL</u>の軽油が必要となる。<u>可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による復水貯蔵槽への給水</u>については、保守的に事象発生直後からの<u>可搬型代替注水ポンプ(A-2級)</u>の運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約<u>15kL</u>の軽油が必要となる。</p> <p><u>5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機</u>による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に<u>合計約13kL</u>の軽油が必要となる。(6号及び7号炉合計約547kL)</p> <p><u>6号及び7号炉の各軽油タンク(約1,020kL)及び常設代替交流電源設備用燃料タンク(約100kL)</u>にて合計約<u>2,140kL</u>の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給、<u>可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による復水貯蔵槽への給水</u>、<u>5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備</u>による電源供給及び<u>モニタリング・ポスト用発電機</u>による電源供給について、7日間の継続が可能である。 (添付資料 3.1.3.9)</p>	<p>b. 燃料 常設代替交流電源設備(常設代替高圧電源装置5台)による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に<u>合計約352.8kL</u>の軽油が必要となる。<u>軽油貯蔵タンクにて約800kL</u>の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、常設代替交流電源設備(常設代替高圧電源装置5台)による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p><u>可搬型代替注水中型ポンプ(1台)による代替淡水貯蔵槽への給水</u>については、保守的に事象発生直後からの<u>可搬型代替注水中型ポンプ(1台)</u>の運転を想定すると、7日間の運転継続に約<u>6.0kL</u>の軽油が必要となる。</p> <p><u>可搬型設備用軽油タンクにて約210kL</u>の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、<u>可搬型代替注水中型ポンプ(1台)による代替淡水貯蔵槽への給水</u>について、7日間の継続が可能である。</p> <p>緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約<u>70.0kL</u>の軽油が必要となる。<u>緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約75kL</u>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 3.1.3.11)</p>	<p>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<u>最大負荷</u>での運転を想定すると、7日間の運転継続に約<u>352m³</u>の軽油が必要となる。<u>ガスタービン発電機用軽油タンクにて約450m³</u>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<u>運転継続</u>が可能である。</p> <p><u>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</u>については、保守的に事象発生直後からの<u>大量送水車</u>の運転を想定すると、7日間の運転継続に約<u>12m³</u>の軽油が必要となる。<u>原子炉補機代替冷却系の大型送水ポンプ車</u>については、保守的に事象発生直後からの<u>大型送水ポンプ車</u>の運転を想定すると、7日間の運転継続に約<u>53m³</u>の軽油が必要となる。<u>合計約65m³</u>の軽油が必要となる。<u>非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約730m³</u>の軽油を保有しており、この使用が可能であることから<u>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</u>、<u>原子炉補機代替冷却系の運転</u>について、7日間の<u>運転継続</u>が可能である。</p> <p><u>緊急時対策所用発電機</u>による電源供給については、保守的に事象発生直後から<u>最大負荷</u>での運転を想定すると、7日間の運転継続に約<u>8m³</u>の軽油が必要となる。<u>緊急時対策所用燃料地下タンク</u>にて約<u>45m³</u>の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、<u>緊急時対策所用発電機</u>による電源供給について、7日間の継続が可能である。 (添付資料 3.1.3.10)</p>	<p>設備を準備し、使用することを想定。</p> <p>・燃料評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、燃料プール等の冷却に使用する原子炉補機代替冷却系の燃料評価を実施。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、緊急時対策所用発電機は専用の燃料タンクを有している。また、モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>c. 電源</p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、<u>6号炉で約1,104kW</u>、<u>7号炉で約1,071kW</u>必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が1台あたり<u>2,950kW</u>であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、<u>5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機</u>についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。 (添付資料3.1.3.10)</p> <p>3.1.3.5 結論</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」では、原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、ジルコニウム-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することによって、格納容器内雰囲気圧力・温度が徐々に上昇し、原子炉格納容器の過圧・過温により原子炉格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に対する<u>格納容器破損防止対策</u>としては、初期の対策として<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格納容器冷却手段及び<u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンス「<u>大破断LOCA+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失</u>」について、<u>代替循環冷却系</u>を使用しない場合を想定し、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>を使用する場</p>	<p>c. 電源</p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、<u>約2,666kW</u>必要となるが、常設代替交流電源設備（<u>常設代替高圧電源装置5台</u>）の連続定格容量は<u>約5,520kW</u>であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。 (添付資料3.1.3.12)</p> <p>3.1.3.5 結論</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」では、格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、ジルコニウム-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することによって、格納容器内雰囲気圧力・温度が徐々に上昇し、格納容器の過圧・過温により格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に対する<u>格納容器破損防止対策</u>としては、初期の対策として<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水手段及び<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による格納容器冷却手段、安定状態に向けた対策として<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による<u>格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置</u>による格納容器除熱手段を整備している。</p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置は、多重化設計とする代替循環冷却系のさらなる後段の対策であり、重大事故時に事象発生後短期に格納容器圧力逃がし装置を使用することは実質的には考えられないが、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンス「大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」について、代替循環冷却系を使用できない場合を想定し、格納容器圧力逃がし装置を使</u></p>	<p>c. 電源</p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、<u>約2,091kW</u>必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が<u>約4,800kW</u>であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。 (添付資料3.1.3.11)</p> <p>3.1.3.5 結論</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」では、原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、ジルコニウム-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することによって、格納容器内雰囲気圧力・温度が徐々に上昇し、原子炉格納容器の過圧・過温により原子炉格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に対する<u>原子炉格納容器破損防止対策</u>としては、初期の対策として<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による<u>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</u>による<u>原子炉格納容器除熱手段</u>を整備している。</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンス「<u>冷却材喪失（大破断LOCA）+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失</u>」について、<u>残留熱代替除去系</u>を使用しない場合を想定し、格納容</p>	<p>・電源設備容量の相違 【柏崎6/7、東海第二】 常設代替交流電源設備から電源供給が必要となる負荷が異なる。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、事象初期の原子炉注水と同時の格納容器スプレイを実施しない。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>合の有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格納容器冷却、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器除熱を実施することにより、原子炉格納容器雰囲気冷却及び除熱が可能である。</p> <p>その結果、ジルコニウム-水反応等により可燃性ガスの蓄積が生じた場合においても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度、放射性物質の総放出量は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<u>運転員及び緊急時対策要員</u>にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格納容器冷却、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器除熱等の格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に対して有効である。</p>	<p>用する場合の有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することにより、<u>格納容器雰囲気</u>の冷却及び除熱が可能である。</p> <p>その結果、ジルコニウム-水反応等により可燃性ガスの蓄積が生じた場合においても格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度、放射性物質の総放出量は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<u>災害対策要員</u>にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による格納容器冷却、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>による格納容器除熱等の格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に対して有効である。</p>	<p><u>器フィルタベント系</u>を使用する場合の有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水、<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による原子炉格納容器冷却、<u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱を実施することにより、<u>原子炉格納容器雰囲気</u>の冷却及び除熱が可能である。</p> <p>その結果、ジルコニウム-水反応等により可燃性ガスの蓄積が生じた場合においても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度、放射性物質の総放出量は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<u>運転員及び緊急時対策要員</u>にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水、<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による原子炉格納容器冷却、<u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱等による格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に対して有効である。</p>	

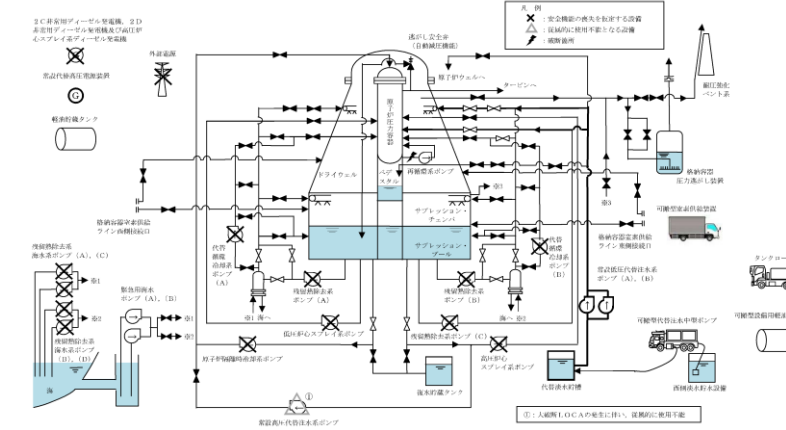


第3.1.3.1図 「蒸気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策の概略系統図 (代替循環冷却系を使用しない場合) (1/3) (原子炉注水)

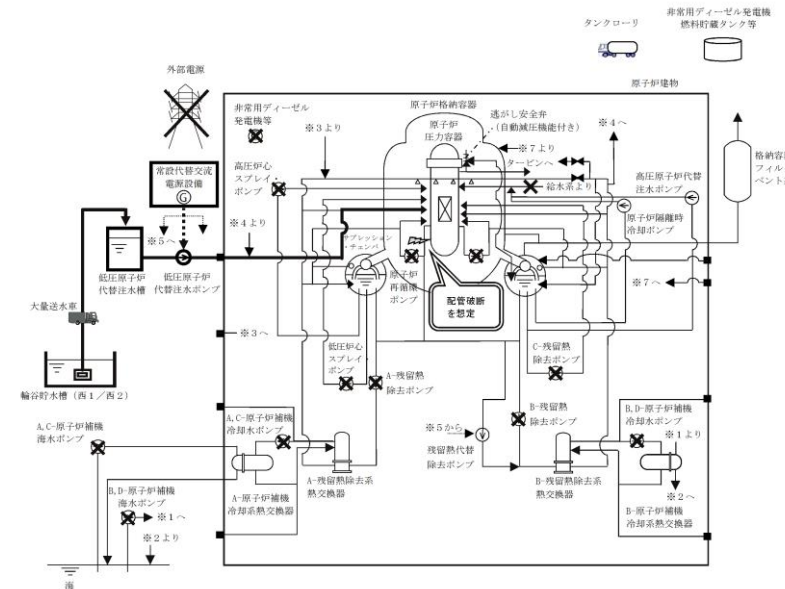


※低圧代替注水系 (常設) と代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) は、同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにより実施する。

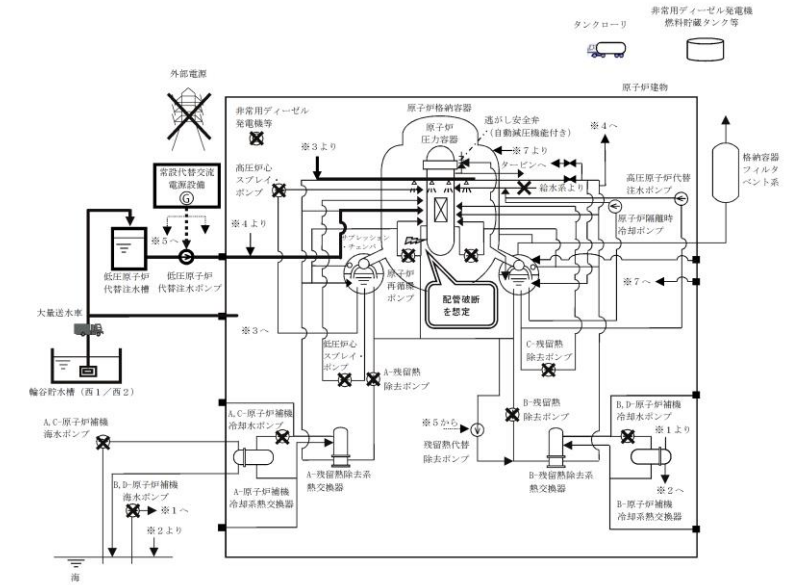
第3.1.3.2図 「蒸気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策の概略系統図 (代替循環冷却系を使用しない場合) (2/3) (原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)



第3.1.3-1図 「蒸気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策の概略系統図 (代替循環冷却系を使用できない場合) (1/2) (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段階)



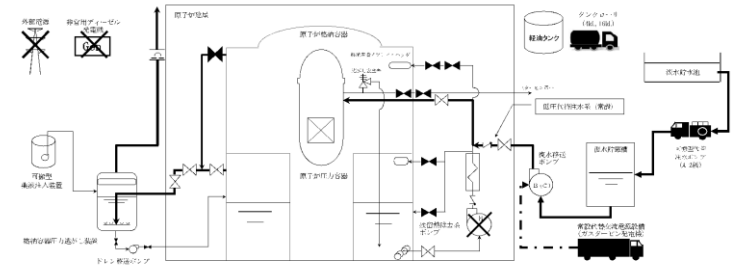
第3.1.3.1-1(1)図 「蒸気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策の概略系統図 (残留熱代替除去系を使用しない場合) (原子炉注水)



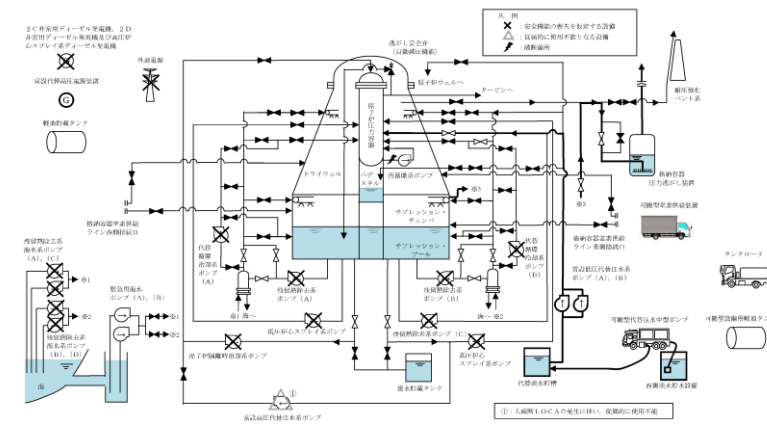
第3.1.3.1-1(2)図 「蒸気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策の概略系統図 (残留熱代替除去系を使用しない場合) (原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)

- ・設備設計の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
- ・記載箇所の相違
【東海第二】
島根2号炉は、事象初期の格納容器スプレイを実施しないため、格納容器スプレイは、第3.1.3.1-1(2)図に記載。

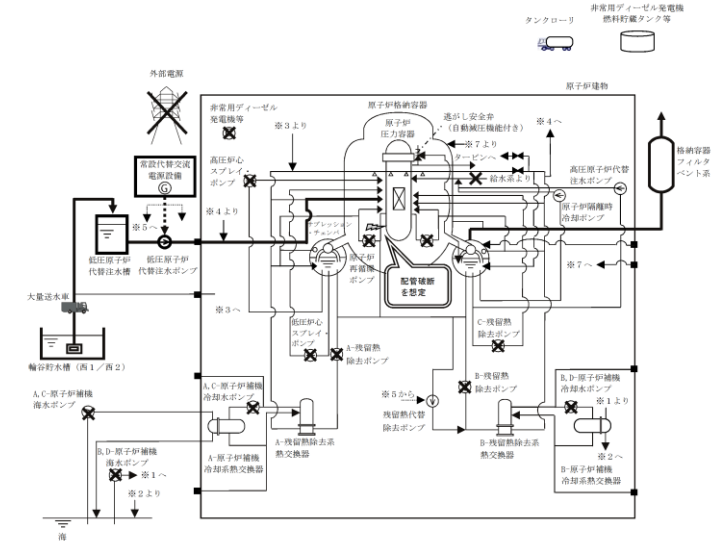
- ・解析条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
島根2号炉は、原子炉注水を行うポンプとは別の可搬型の大量送水車を用いて格納容器スプレイを実施 (柏崎6/7及び東海第二は原子炉注水を行うポンプと同じ常設のポンプにより格納容器スプレイを実施)。



第 3.1.3.3 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)」の重大事故等対策の概略系統図 (代替循環冷却系を使用しない場合) (3/3) (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

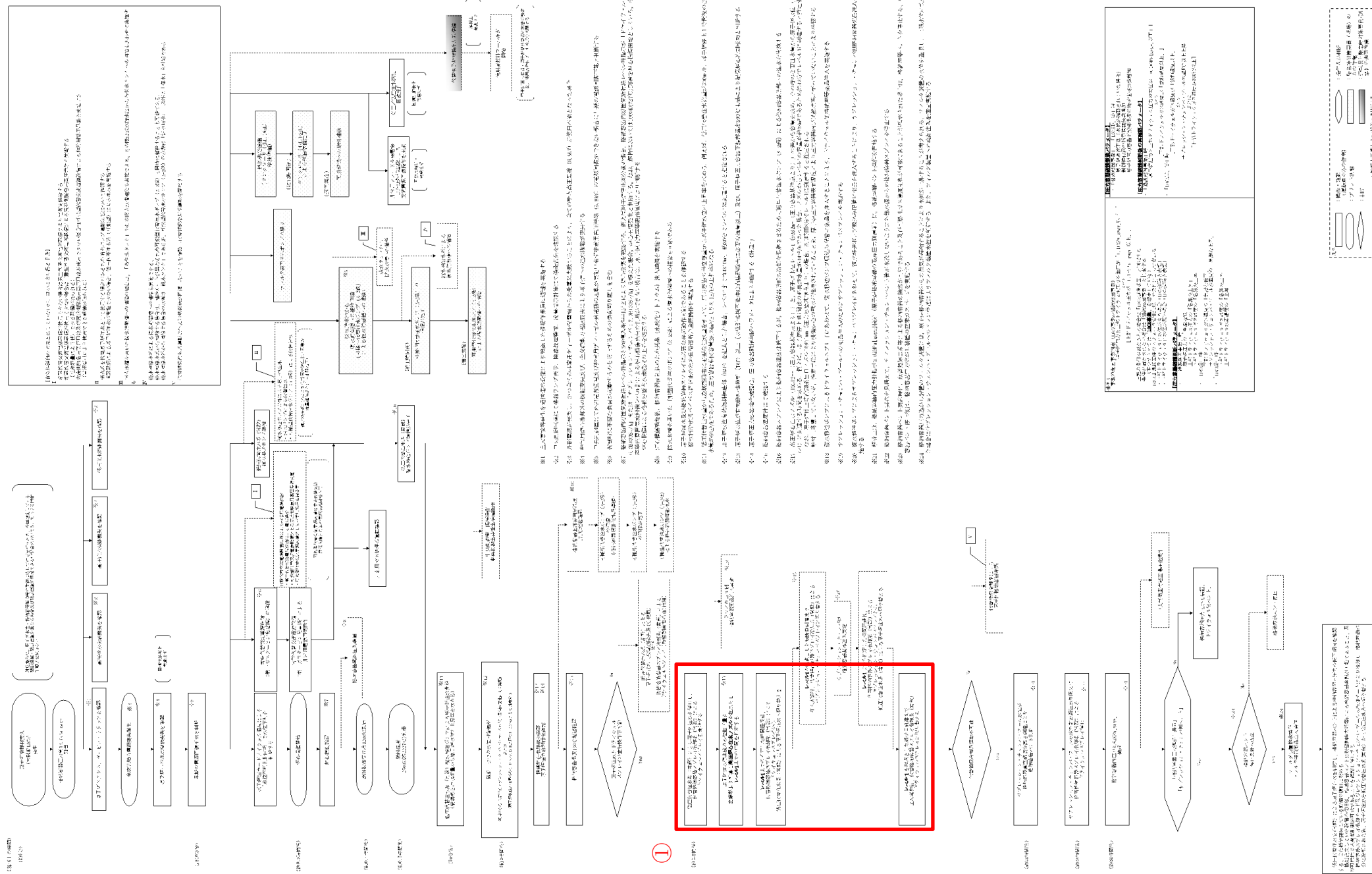


第 3.1.3-1 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策の概略系統図 (代替循環冷却系を使用できない場合) (2/2) (低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水, 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱段階)



第 3.1.3.1-1(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)」の重大事故等対策の概略系統図 (残留熱代替除去系を使用しない場合) (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

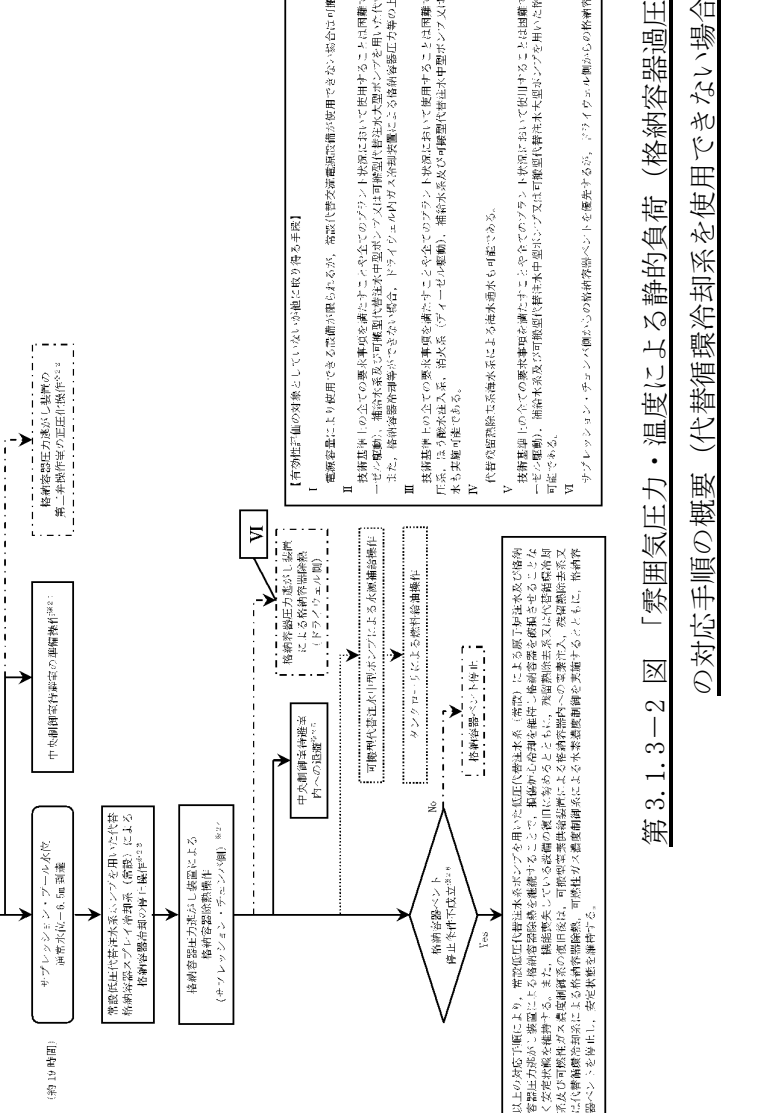
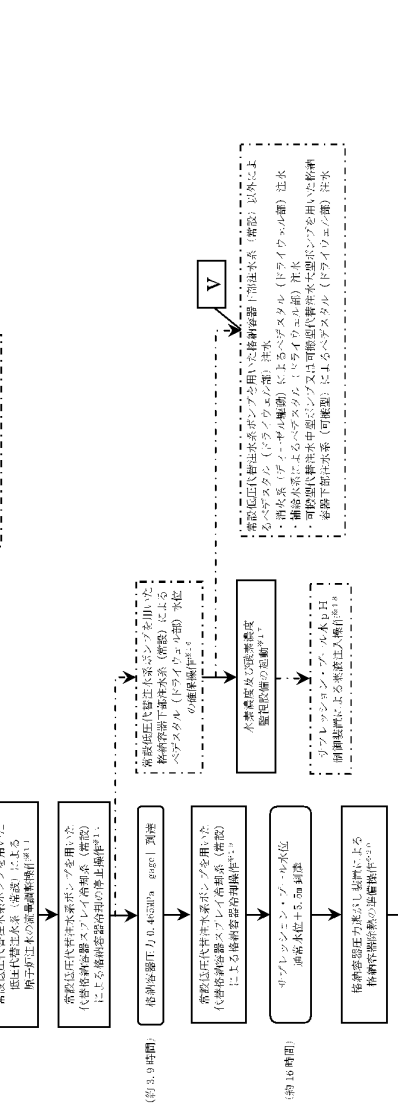
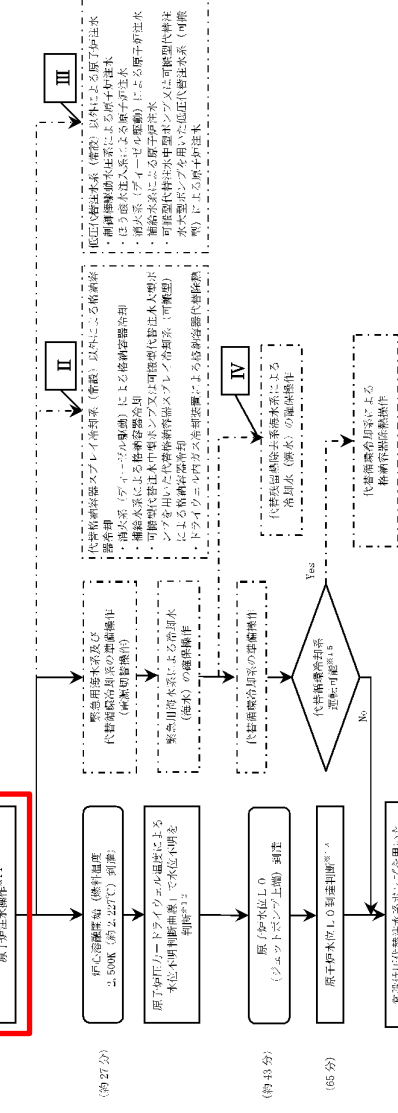
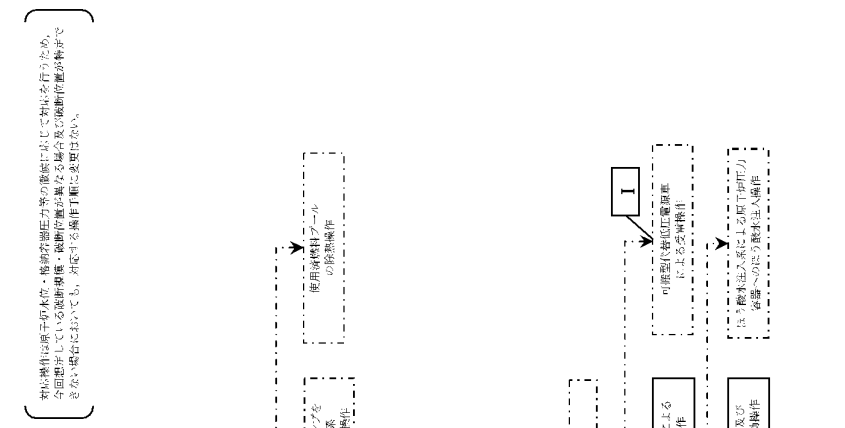
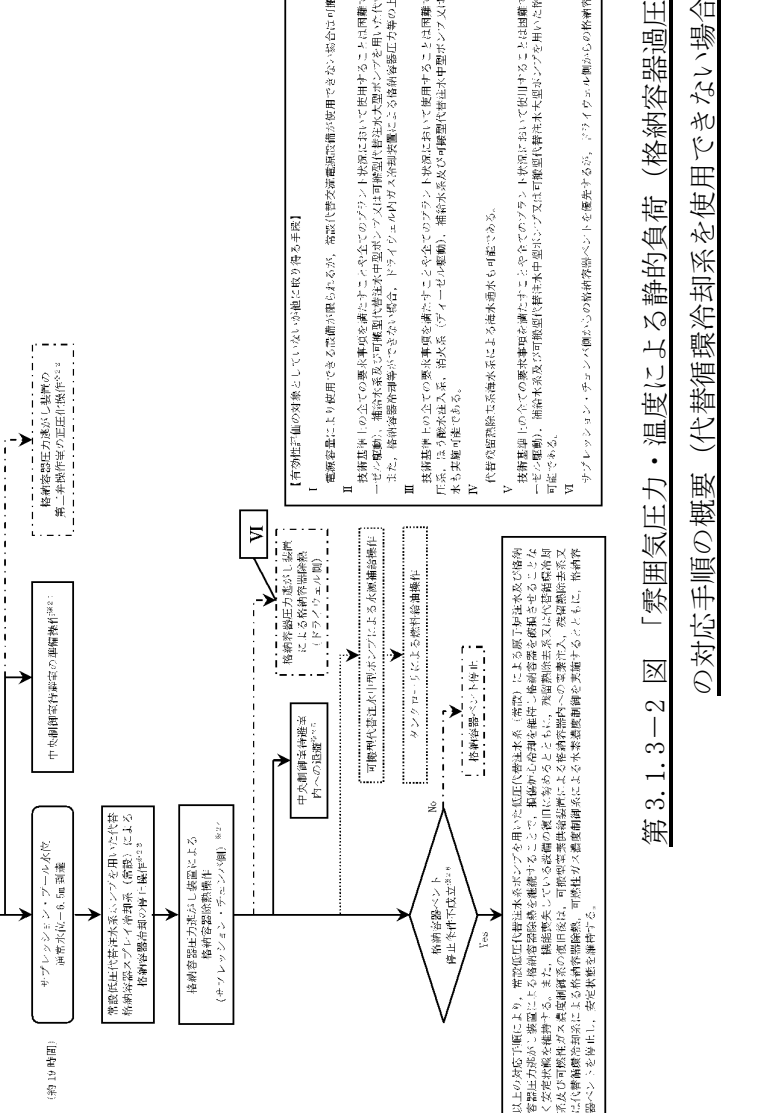
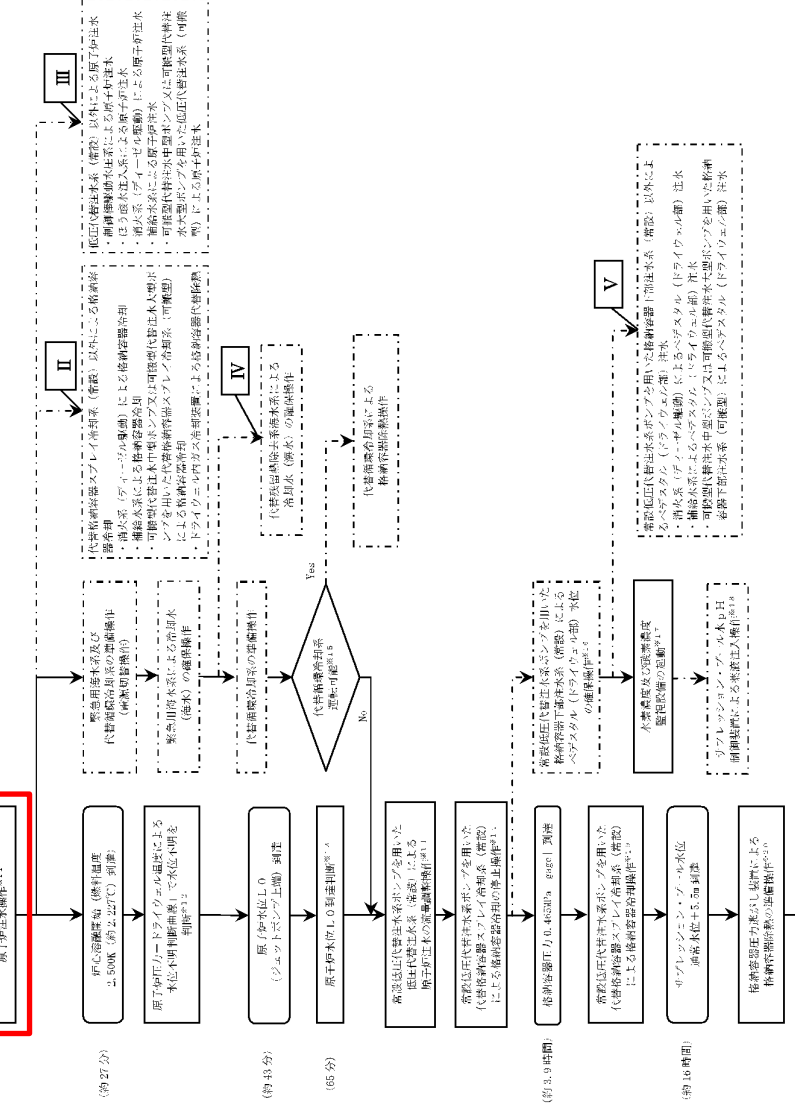
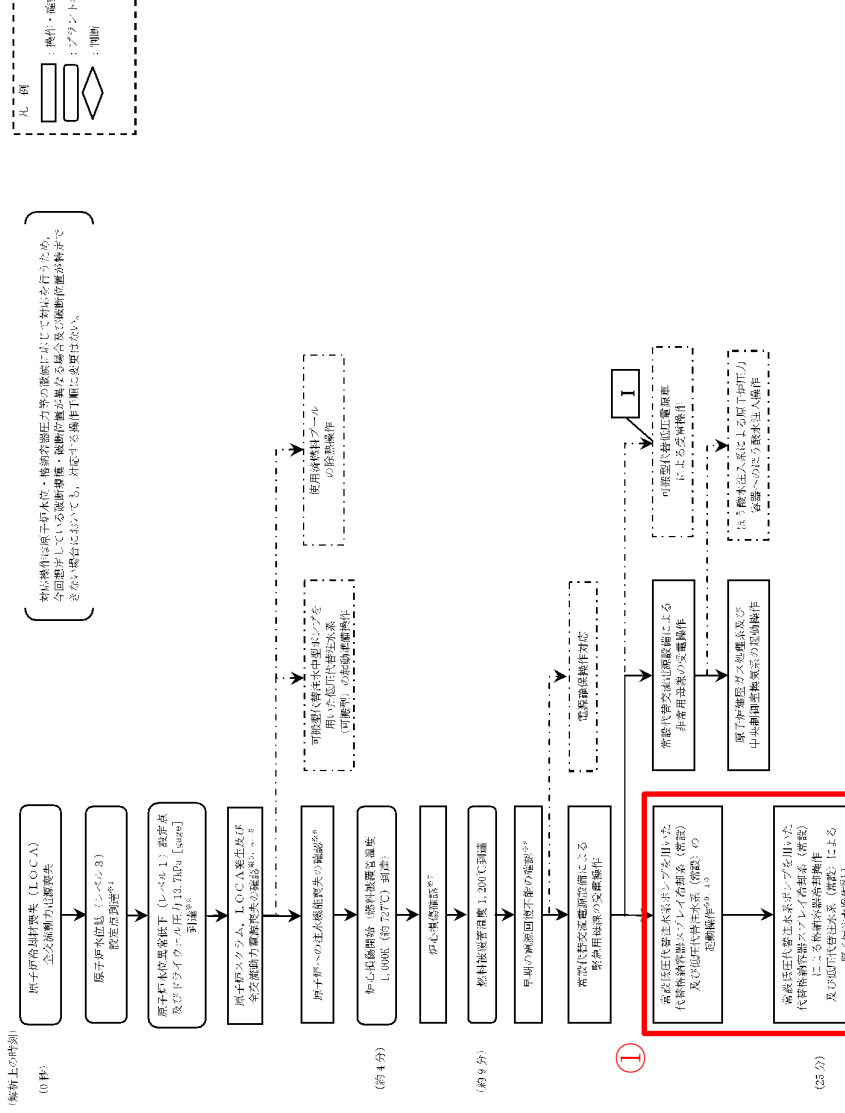
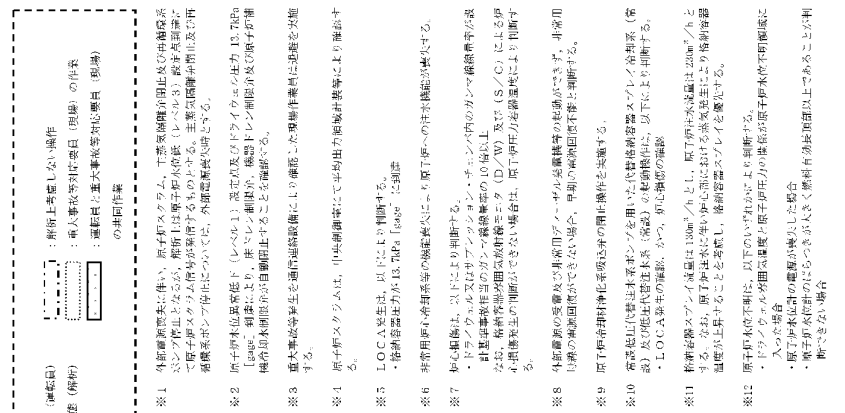
・設備設計の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



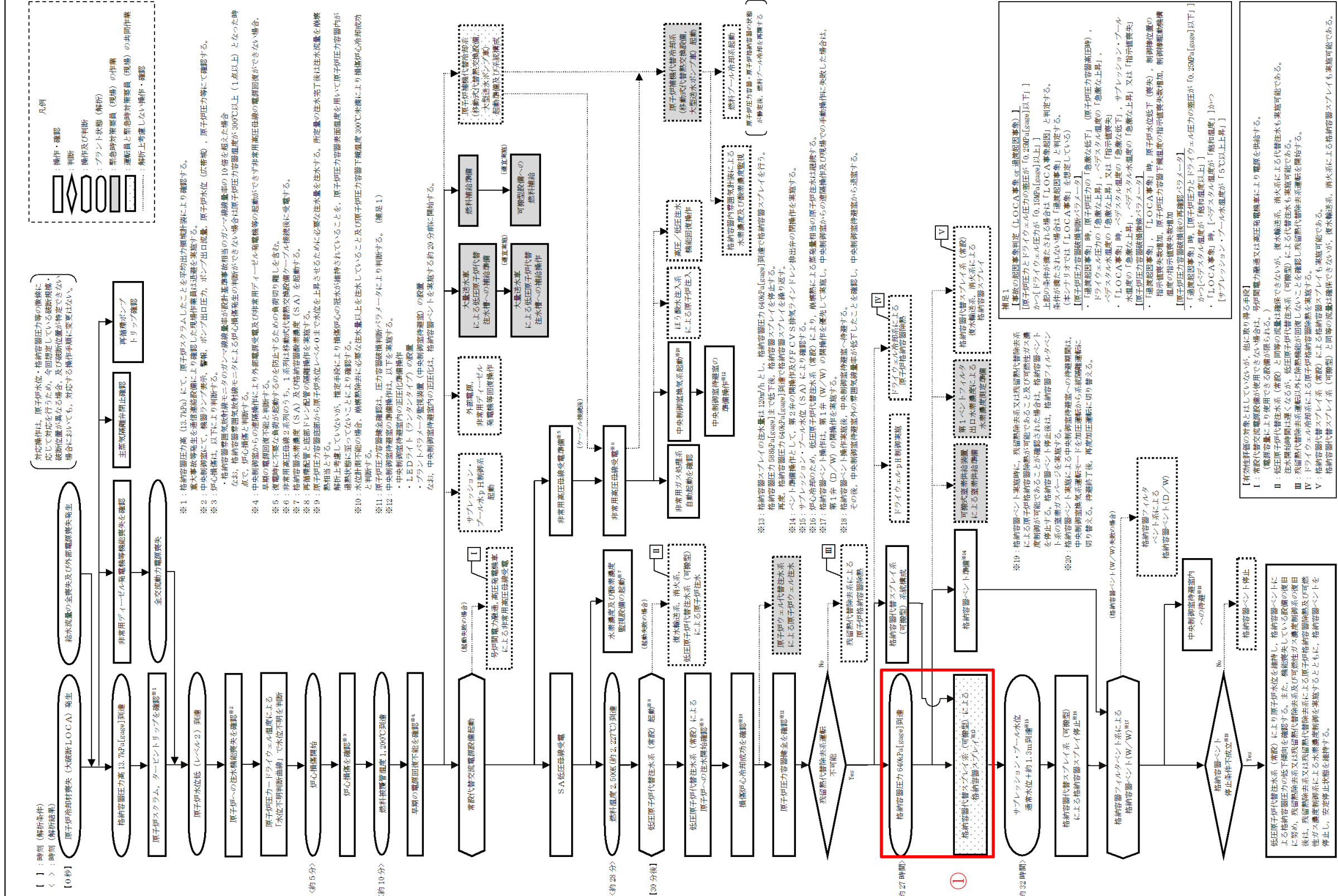
第 3.1.3.4 図 「静荷気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) の対応手順の概要 (代替循環冷却系を使用しない場合)」

備考
差異理由は、島根 2 号炉「第 3.1.3.1-2 図 「静荷気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) の対応手順の概要 (残留熱代替除去系を使用しない場合)」の備考欄参照。

備考
差異理由は、島根 2 号炉「第 3.1.3.1-2 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）」の概要（残留熱代替除去系を使用しない場合）」の備考欄参照。



第 3.1.3-2 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）」の対応手順の概要（代替循環冷却系を使用できない場合）

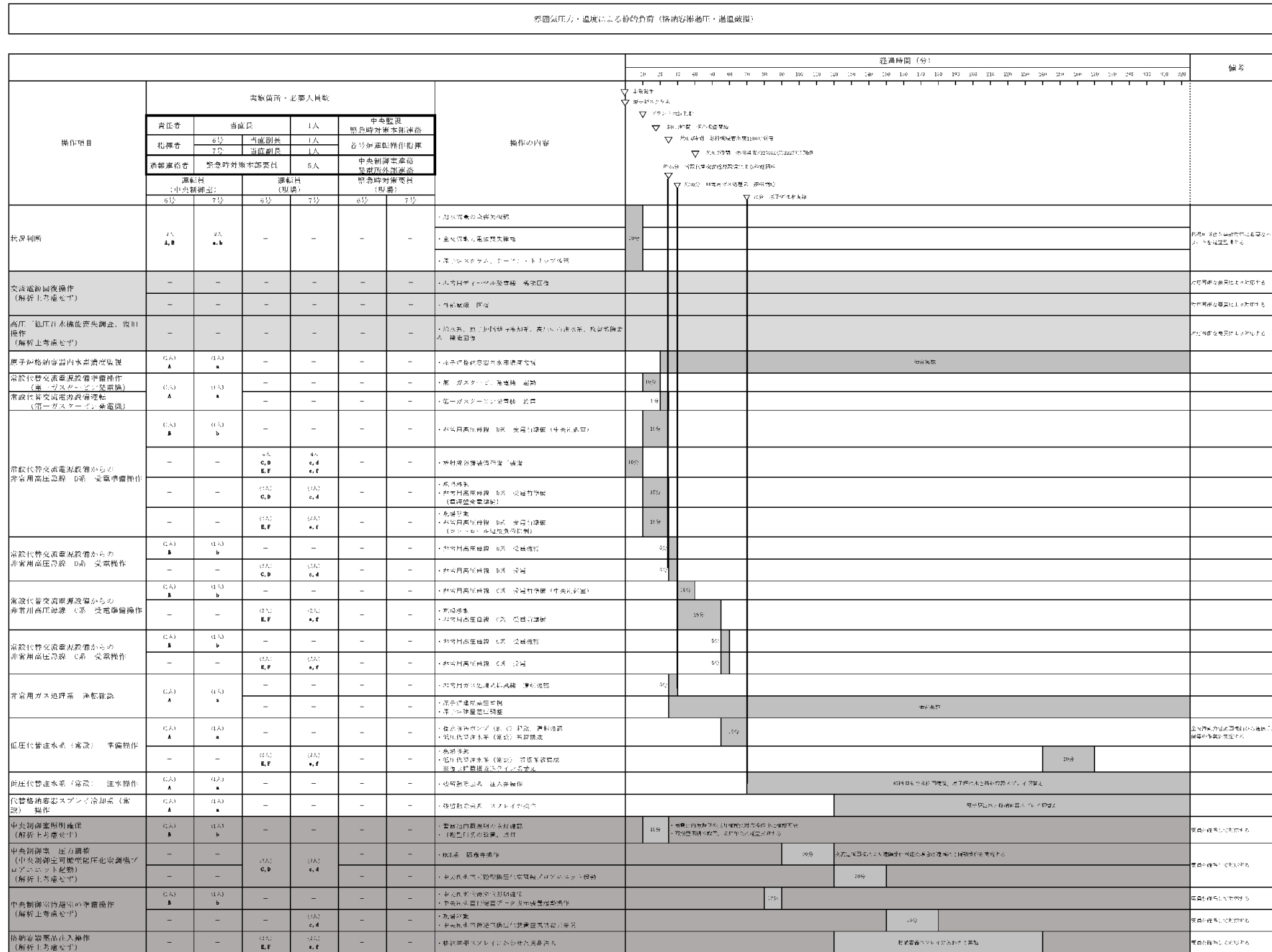


3.1.3.1-2 図 「蒸気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」の対応手順の概要(残留熱代替除去系を使用しない場合)

備考

- ・解析条件の相違
- 【柏崎6/7】
- ①島根2号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイを別々のポンプにて実施しているが、柏崎6/7は復水移送ポンプにて原子炉注水と格納容器スプレイを交互運転している。
- 【東海第二】
- ①東海第二は、常設低圧代替注水系ポンプにて、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施している。

差異理由は、島根2号炉「第3.1.3.1-3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）」の作業と所要時間」の備考欄参照。



第3.1.3.5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）」の作業と所要時間（代替循環冷却系を使用しない場合）(1/2)

差異理由は、島根2号炉「第3.1.3.1-3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）」の作業と所要時間」の備考欄参照。

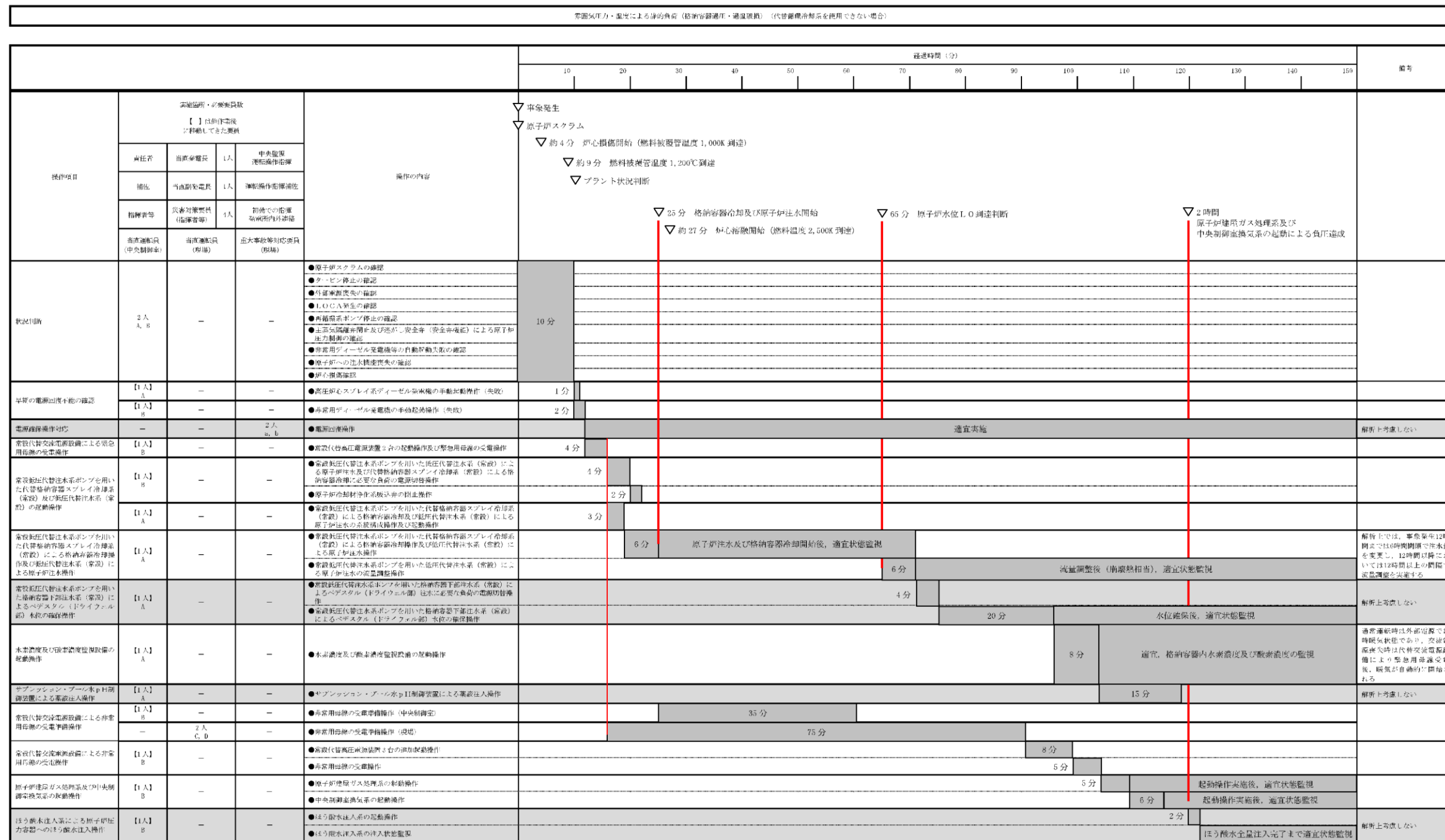
作業項目	要員数						要員の配置	作業の内容	経過時間(時刻)											備考																				
	運転員(中央制御室)		運転員(現場)		安全確認作業員(現場)				5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32																															
	5時	7時	8時	9時	6時	7時			5時	6時	7時	8時	9時	10時	11時	12時	13時	14時	15時		16時	17時	18時	19時	20時	21時	22時	23時	24時	25時	26時	27時	28時	29時	30時	31時	32時			
低圧側放水(3段) 放水操作	(1人) a	(1人) a	—	—	—	—	—	低圧側放水 (1人) a																																
代替循环冷却系アンイオン装置(浮遊) 運転	(1人) A	(1人) a	—	—	—	—	—	代替循环冷却系アンイオン装置(浮遊) 運転 (1人) A																																
代替循环冷却系アンイオン装置(浮遊) 運転	(1人) A	(1人) a	—	—	—	—	—	代替循环冷却系アンイオン装置(浮遊) 運転 (1人) A																																
原子炉燃料投入(燃料上乗せ)	(1人) A	(1人) a	—	—	—	—	—	原子炉燃料投入(燃料上乗せ) (1人) A																																
	—	—	—	—	—	—	—	燃料投入準備(2人)																																
	—	—	—	—	—	—	—	燃料投入準備(2人)																																
代替循环冷却系アンイオン装置(浮遊) 運転	—	—	—	—	—	—	—	代替循环冷却系アンイオン装置(浮遊) 運転 (2人) B, F																																
代替循环冷却系アンイオン装置(浮遊) 運転	—	—	—	—	—	—	—	代替循环冷却系アンイオン装置(浮遊) 運転 (2人) (交替)																																
代替循环冷却系アンイオン装置(浮遊) 運転	—	—	—	—	—	—	—	代替循环冷却系アンイオン装置(浮遊) 運転 (2人)																																
燃料(高濃度)燃料投入 再詰(燃料上乗せ)	(1人) B	(1人) b	—	—	—	—	—	燃料(高濃度)燃料投入 再詰 (1人) B																																
	(1人) B	(1人) b	—	—	—	—	—	燃料(高濃度)燃料投入 再詰 (1人) B																																
代替循环冷却系アンイオン装置(浮遊) 運転	—	—	—	—	—	—	—	代替循环冷却系アンイオン装置(浮遊) 運転 (2人)																																
	—	—	—	—	—	—	—	代替循环冷却系アンイオン装置(浮遊) 運転 (2人)																																
	—	—	—	—	—	—	—	代替循环冷却系アンイオン装置(浮遊) 運転 (2人)																																
燃料(高濃度)燃料投入 再詰(燃料上乗せ)	—	—	—	—	—	—	—	燃料(高濃度)燃料投入 再詰 (2人) c, d																																
燃料(高濃度)燃料投入 再詰(燃料上乗せ)	—	—	—	—	—	—	—	燃料(高濃度)燃料投入 再詰 (2人) c, d																																
代替循环冷却系アンイオン装置(浮遊) 運転	(1人) B	(1人) b	—	—	—	—	—	代替循环冷却系アンイオン装置(浮遊) 運転 (1人) B																																
	—	—	(2人) B, F	(2人) e, F	—	—	—	代替循环冷却系アンイオン装置(浮遊) 運転 (2人) B, F																																
	—	—	—	—	(2人) 交替, 交替	(2人) 1, 2交替	—	代替循环冷却系アンイオン装置(浮遊) 運転 (2人) 交替, 交替																																
燃料(高濃度)燃料投入 再詰(燃料上乗せ)	(1人) B	(1人) b	—	—	—	—	—	燃料(高濃度)燃料投入 再詰 (1人) B																																
	—	—	(2人) B, F	(2人) e, F	—	—	—	燃料(高濃度)燃料投入 再詰 (2人) B, F																																
燃料(高濃度)燃料投入 再詰(燃料上乗せ)	(1人) B	(1人) b	—	—	—	—	—	燃料(高濃度)燃料投入 再詰 (3人, 交替)																																
	—	—	(2人) B, F	(2人) e, F	—	—	—	燃料(高濃度)燃料投入 再詰 (3人, 交替)																																
燃料(高濃度)燃料投入 再詰(燃料上乗せ)	—	—	—	—	—	—	—	燃料(高濃度)燃料投入 再詰 (2人)																																
	—	—	—	—	—	—	—	燃料(高濃度)燃料投入 再詰 (2人)																																

第3.1.3.5 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）」の作業と所要時間（代替循環冷却系を使用しない場合）(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3.1.3.1-3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）」の作業と所要時間」の備考欄参照。



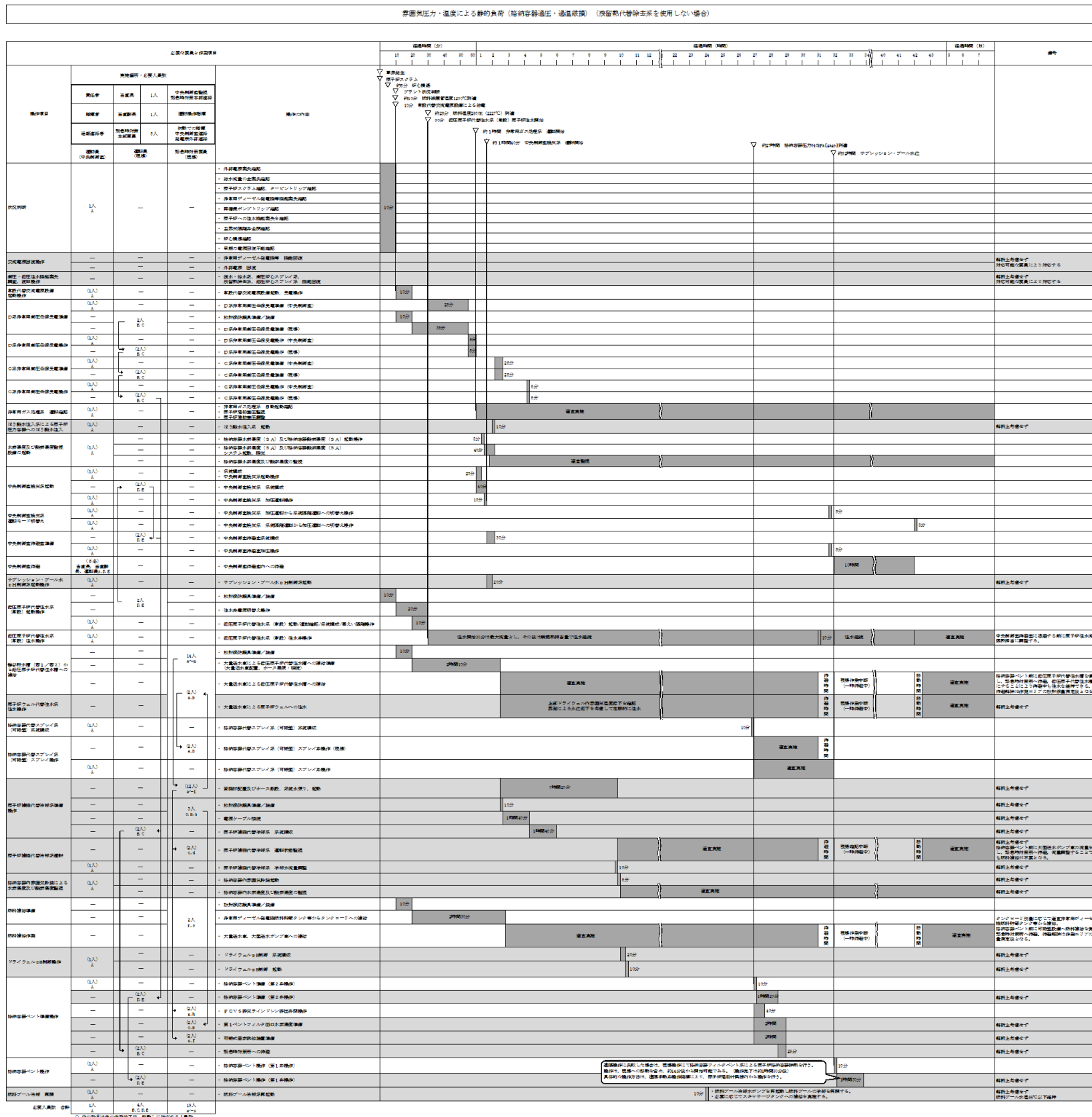
第 3.1.3-3 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の作業と所要時間（代替循環冷却系を使用できない場合）（1/2）

差異理由は、島根 2 号炉「第 3.1.3.1-3 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）」の作業と所要時間」の備考欄参照。

				経過時間 (時間)										備考		
				4	8	12	16	20	24	28	32	36	40		44	48
				▼ 約 3.9 時間 格納容器圧力 0.465MPa [gauge] 到達												
				▼ 約 16 時間 サブプレッション・プール水位 通常水位 + 5.5m 到達												
				▼ 約 19 時間 サブプレッション・プール水位 通常水位 + 6.5m 到達												
				▼ 約 42.6 時間 代替淡水貯槽残量 1,000m ³ 到達												
<p>零囲気圧力・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)</p>																
作業項目	大層階層・必要要員数 【 】は格納容器稼働時 に必要要員数			作業の内容		経過時間 (時間)										備考
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)													
原子炉水位の調整操作 (格納代替注水系 (常設))	【1人】 A	-	-	●常設格納代替注水ポンプを用いた格納代替注水系 (常設) による原子炉水位の調整操作		流量調整後 (横炭熟相当) 適宜状態監視										解折上では、事後発生は時間まで16時間間隔で注水量を調整し、12時間以降においては12時間以上の間隔で注水量を調整する
常設格納代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイン冷却系 (常設) による格納容器冷却操作	【1人】 A	-	-	●常設格納代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイン冷却系 (常設) による格納容器冷却操作		間欠スプレインにより格納容器圧力を 0.400MPa [gauge] から 0.465MPa [gauge] の間に維持										解折上では、約6分以上の間隔で格納容器圧力が変動するが、実運用上ではスプレイン流量を調整することで可能な限り蒸気スプレインする事期とし、実行した操作を極力減らすこととする
格納容器圧力過剰装置による格納容器除熱の準備操作	【1人】 A	-	-	●格納容器圧力過剰装置による格納容器除熱の準備操作 (中央制御室での蒸気発生)		5分										
	-	【2人】 C, D, E	-	●第一現場操作場所への移動 ●格納容器圧力過剰装置による格納容器除熱の準備操作 (現場での第一準備操作)		125分										解折上考慮しない
	1人 副班交代	-	-	●緊急時対応場所への退避		35分										第一準備操作完了後、緊急時対応場所に退避する
中央制御室待機室の準備操作	【1人】 B	-	-	●中央制御室待機室内の正任化準備操作		20分										
	-	-	-	●可搬型照明 (S.A.) の設置		15分										
	-	-	-	●データ表示装置 (待機室) の起動操作		15分										
	-	-	-	●新監視設備 (可搬型) (待機室) の設置		5分										
格納容器圧力過剰装置による格納容器除熱操作 (サブプレッション・プール側)	【1人】 A	-	-	●常設格納代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイン冷却系 (常設) による格納容器除熱の停止操作 ●格納容器圧力過剰装置による格納容器除熱操作 (中央制御室での第二準備操作)		3分										
	-	-	-	●格納容器圧力過剰装置による格納容器除熱操作 (中央制御室での第二準備操作)		2分										
	-	-	-	●格納容器圧力過剰装置による格納容器除熱操作実施後の状態監視		格納容器除熱実施後、適宜状態監視										
格納容器圧力過剰装置による格納容器除熱操作 (サブプレッション・プール側)	-	-	【3人】 (歩調)	●第二準備操作の正任化操作 ●格納容器圧力過剰装置による格納容器除熱操作 (現場での第二準備操作)		10分										
	-	-	-	●第二準備操作への退避		30分										サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.4m到達時に待機室の加圧操作を行う
	【1人】 B	-	-	●緊急時対応場所への帰還		240分										
使用済燃料プールの除熱操作	【1人】 A	-	-	●常設格納代替注水ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水操作		5分										
	1人+【1人】 発電員 A, B	-	-	●中央制御室待機室内への退避		300分										サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.4m到達時に待機室の加圧操作を行う
使用済燃料プールの除熱操作	【1人】 A	-	-	●常設格納代替注水ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水操作		適宜実施										解折上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
	-	-	-	●緊急時発生による海水連水の系統構成操作及び起動操作 ●代替燃料プールの冷却系の起動操作		20分										解折上考慮しない 約25時間までに実施する
可搬型代替注水中型ポンプを用いた格納代替注水系 (可搬型) の起動準備操作	-	-	8人 c~	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、パース設置等の操作		170分										
西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替注水ポンプへの準備操作	-	-	【8人】 c~	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、パース設置等の操作		180分										
	-	-	【5人】 c, d	●可搬型代替注水中型ポンプの起動操作及び水源確認操作		適宜実施										水源枯渇までは十分余裕がある
タンクローリによる燃料給油操作	-	-	2人 (歩調)	●可搬型燃料給油タンクからタンクローリへの給油操作		90分										
	-	-	-	●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作		適宜実施										タンクローリ稼働に応じて適宜給油タンクから給油する
	2人 A, B	3人 C, D, E	10人 (歩調) 及び必要5人													

第 3.1.3-3 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)」の作業と所要時間 (代替循環冷却系を使用できない場合) (2/2)

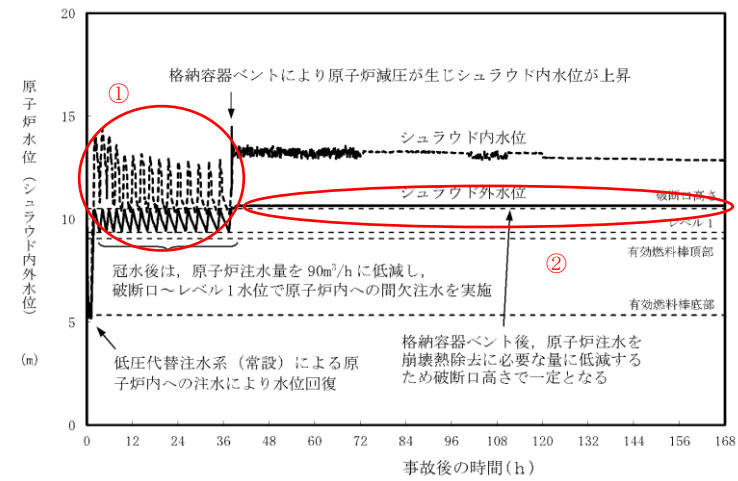
島根原子力発電所 2号炉



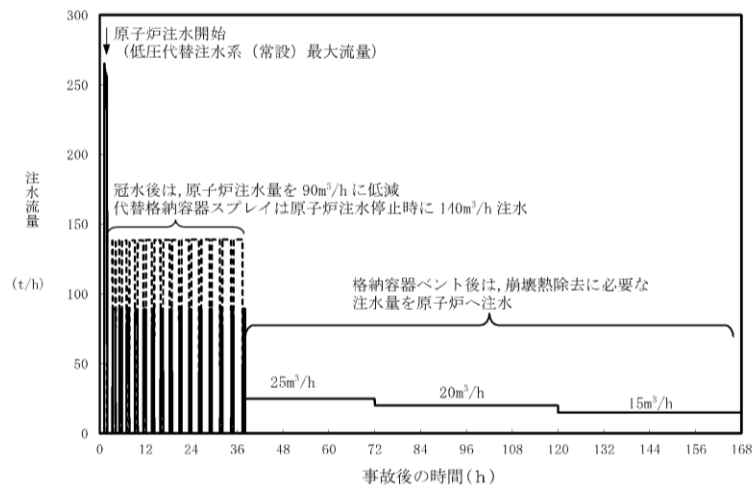
第 3.1.3.1-3 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の作業と所要時間 (残留熱代替除去系を使用しない場合)

備考

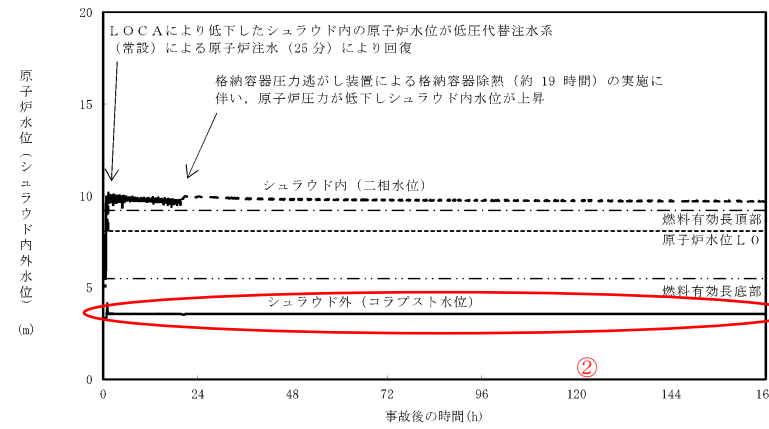
- 解析結果の相違に基づく差異 (炉心損傷開始時間, 炉心溶融開始時間)。
 - 設備設計・手順に基づく想定時間の差異。
 - 解析上考慮しない操作を含めて実際に実施する操作について要員の充足性を確認 (原子炉ウエル注水等) ただし, 事前に対応する要員を定めることが難しい機能回復操作を除く)。
 - 体制の相違
- 【柏崎 6/7, 東海第二】
- 島根 2号炉は, シミュレータ訓練等において, 中央制御室の対応を 1名にて実施可能なことを確認している。



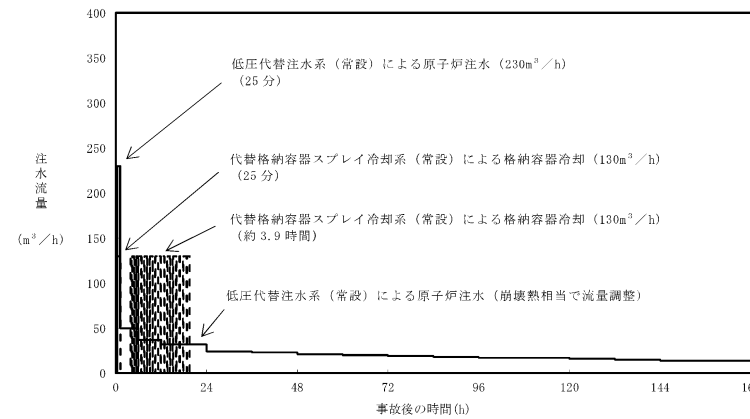
第 3.1.3.6 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



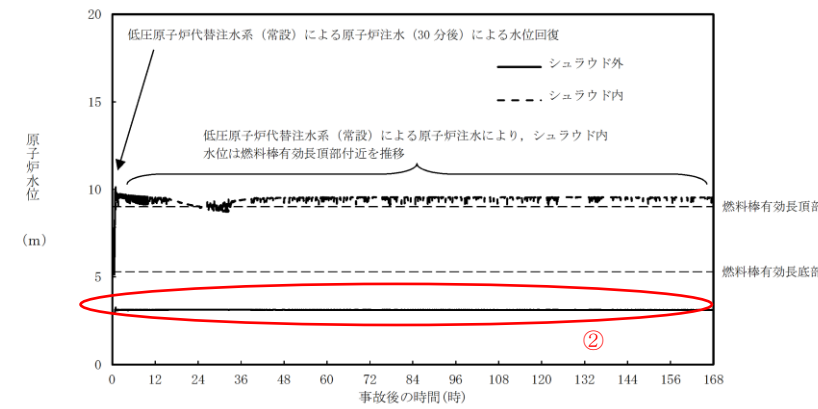
第 3.1.3.7 図 注水流量の推移



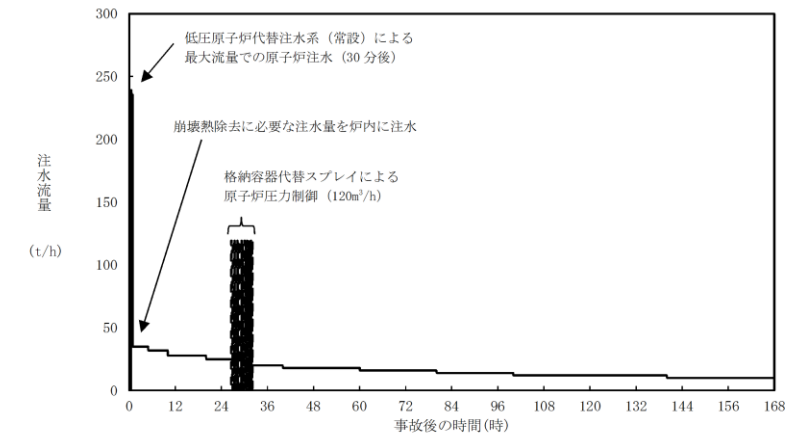
第 3.1.3-4 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



第 3.1.3-5 図 注水流量の推移



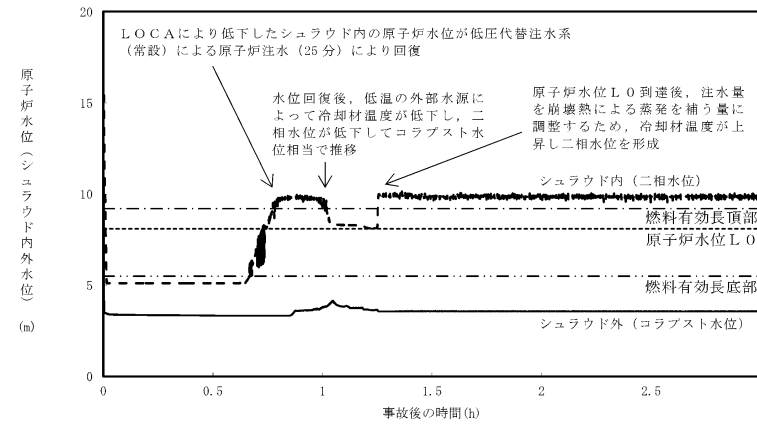
第 3.1.3.2-1(1) 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



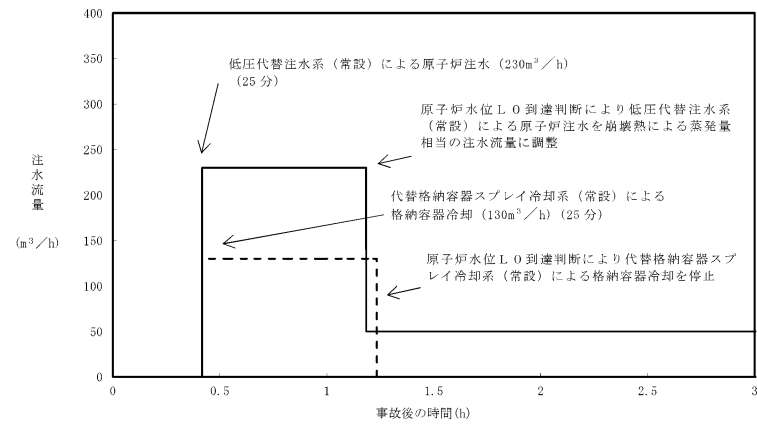
第 3.1.3.2-1(2) 図 注水流量の推移

・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
 ①島根 2号炉は、格納容器スプレイを実施していないが、柏崎 6/7では原子炉注水と格納容器スプレイを交互に実施することによる挙動の相違。
 ②島根 2号炉及び東海第二では P L R 配管破断を想定しておりシュラウド外水位はほぼない状態。柏崎 6/7は、R H R 配管破断を想定しており破断口位置で推移。

【柏崎 6/7, 東海第二】
 設備及びマネジメントの差異による注水量及び継続時間の差異。



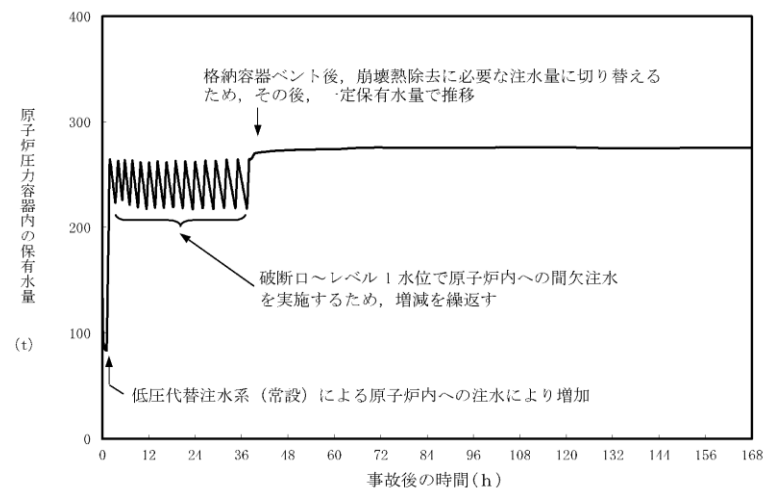
第 3.1.3-6 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移（～3 時間）



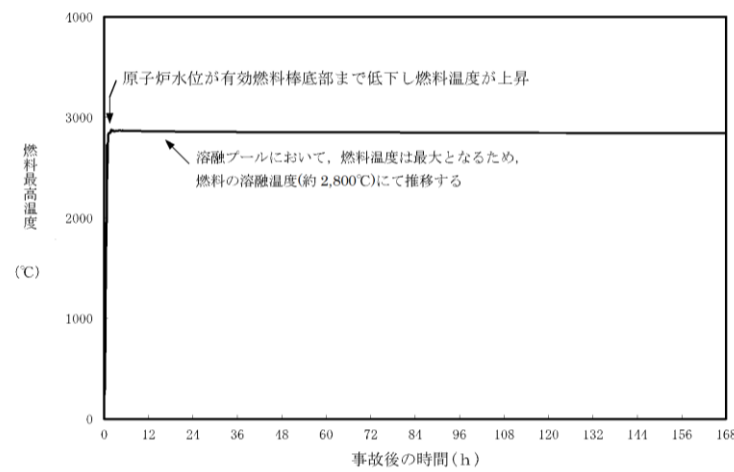
第 3.1.3-7 図 注水流量の推移（～3 時間）

・記載方針の相違
【東海第二】
島根2号炉は、事象初期の対応として、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水しか実施していないことから、原子炉水位の短時間グラフは記載していない。

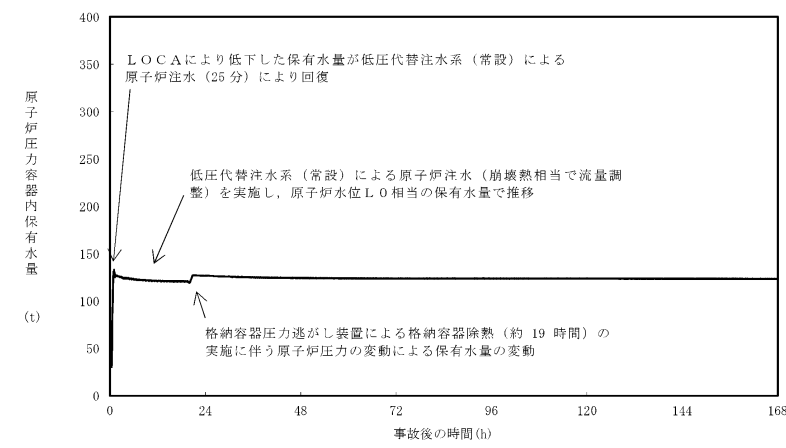
・記載方針の相違
【東海第二】
島根2号炉は、事象初期に格納容器スプレイの実施による格納容器側のマネジメントは実施しないため、注水流量の短時間グラフは記載していない。



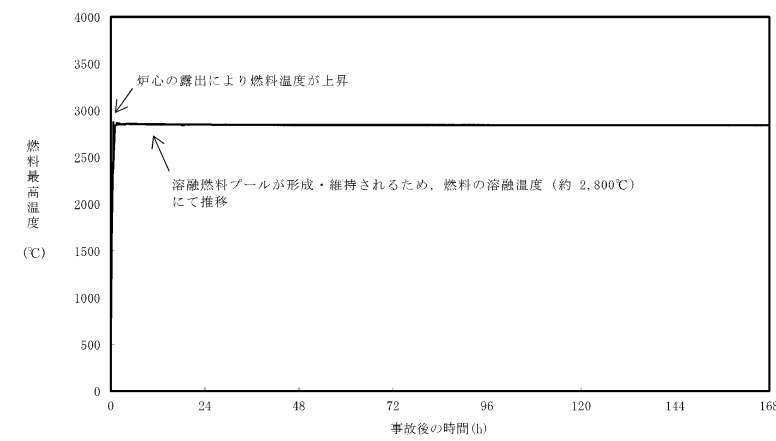
第 3. 1. 3. 8 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



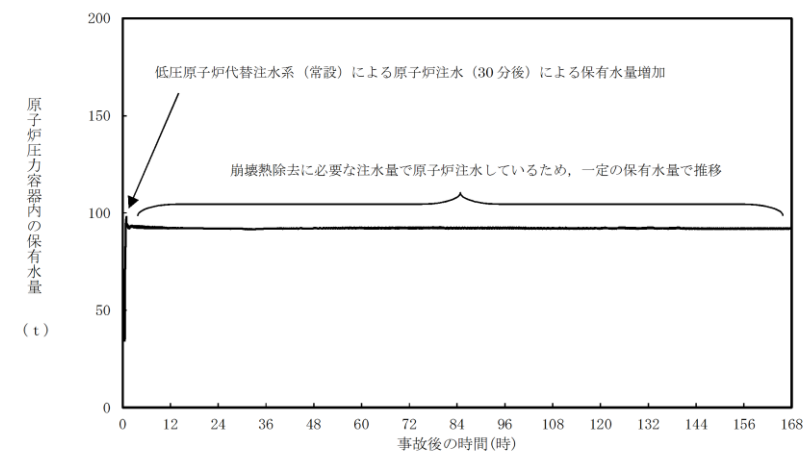
第 3. 1. 3. 9 図 燃料最高温度の推移



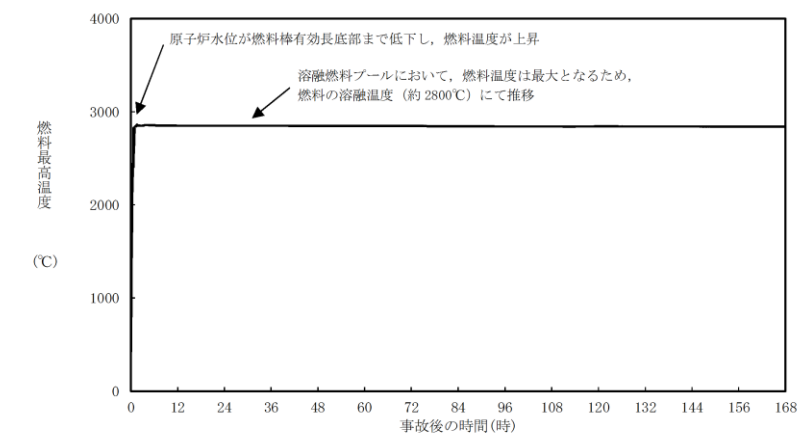
第 3. 1. 3-8 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



第 3. 1. 3-9 図 燃料最高温度の推移



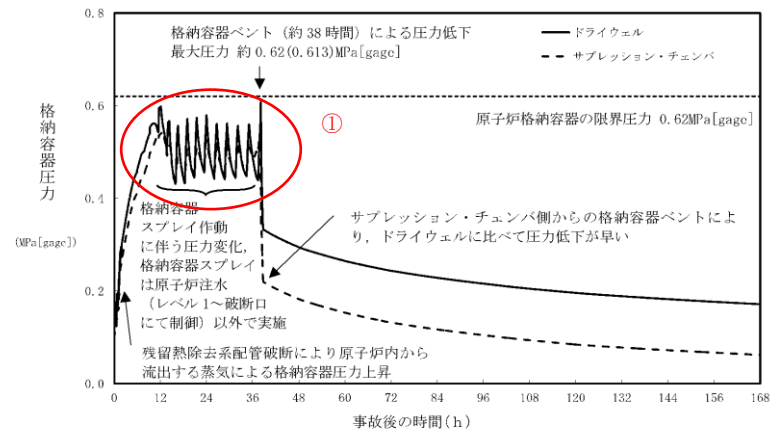
第 3. 1. 3. 2-1 (3) 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



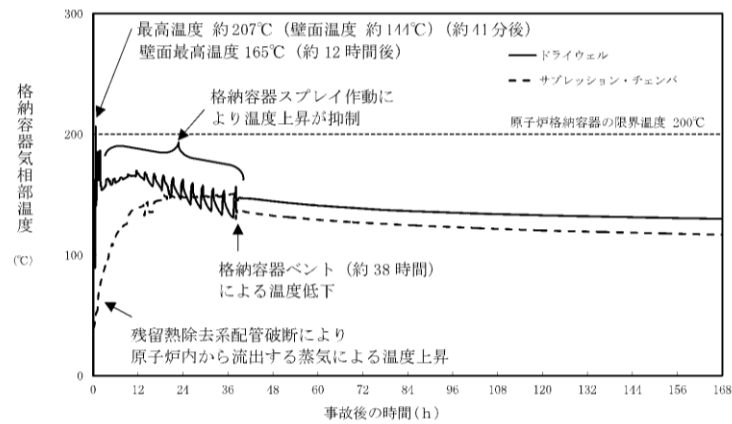
第 3. 1. 3. 2-1 (4) 図 燃料最高温度の推移

(・崩壊熱相当の注水を実施後は3プラントとも同様の挙動)

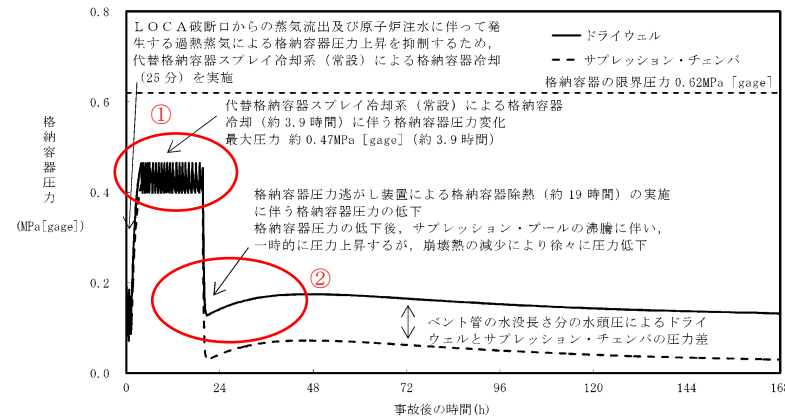
(・3プラントとも同様の挙動。)



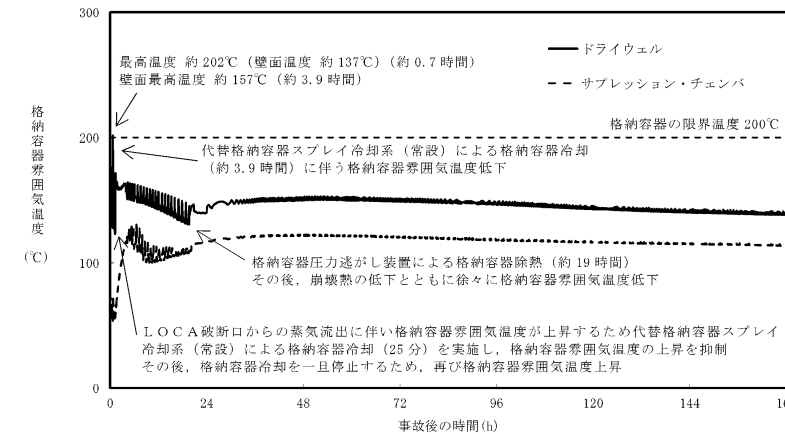
第 3. 1. 3. 10 図 格納容器圧力の推移



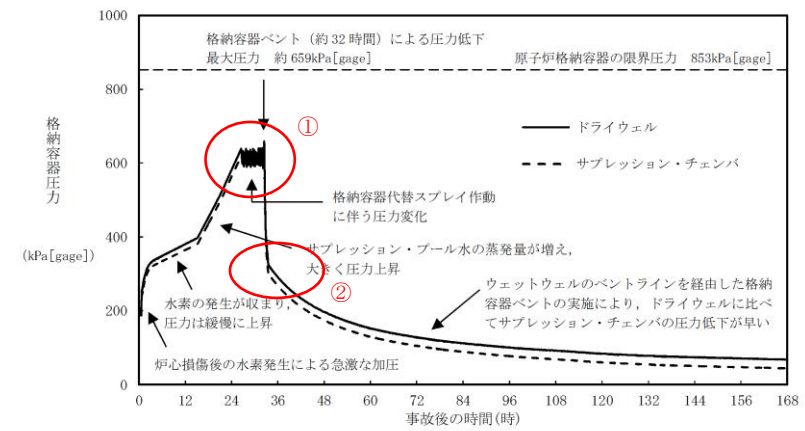
第 3. 1. 3. 11 図 格納容器気相部温度の推移



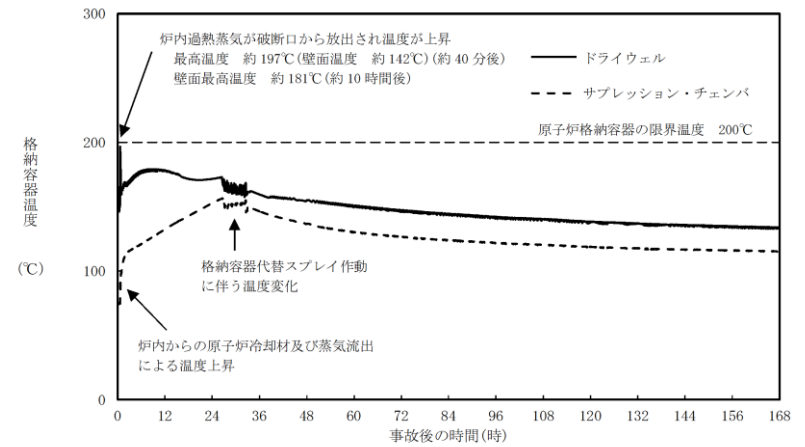
第 3. 1. 3-10 図 格納容器圧力の推移



第 3. 1. 3-11 図 格納容器気相部温度の推移



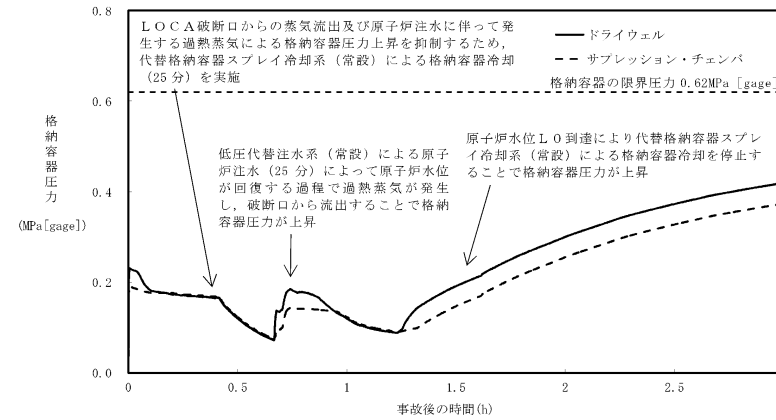
第 3. 1. 3. 2-1(5) 図 格納容器圧力の推移



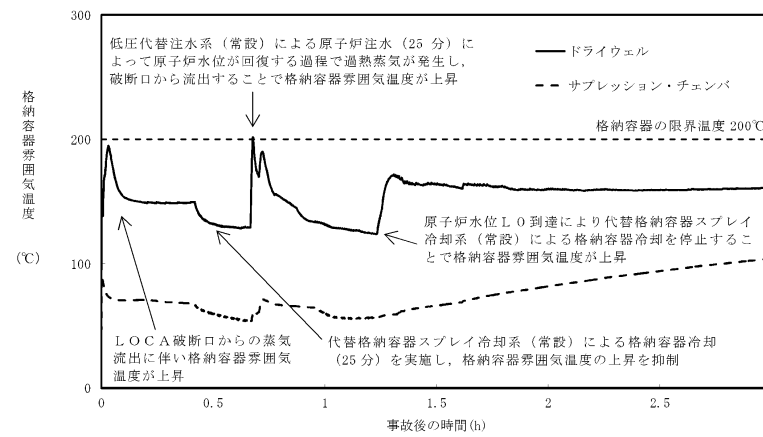
第 3. 1. 3. 2-1(6) 図 格納容器温度の推移

・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
 ①島根 2号炉は, 格納容器圧力を 588kPa [gage] ~ 640kPa [gage] に制御する挙動であり, 柏崎 6/7 では原子炉注水と格納容器スプレイを実施することによる差異。
【東海第二】
 ②島根 2号炉は, 格納容器ベント実施後, 格納容器圧力が低下するが, 東海第二では, 格納容器ベント開始時点において, 発生蒸気量と排気蒸気量の関係により一時的に圧力が上昇する。

【柏崎 6/7, 東海第二】
 格納容器圧力挙動と同様の理由によって格納容器温度にも差異が生じる。



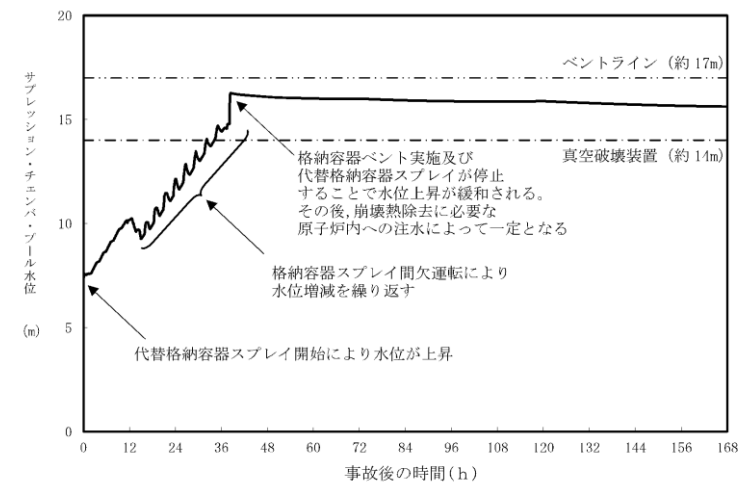
第 3.1.3-12 図 格納容器圧力の推移（～3 時間）



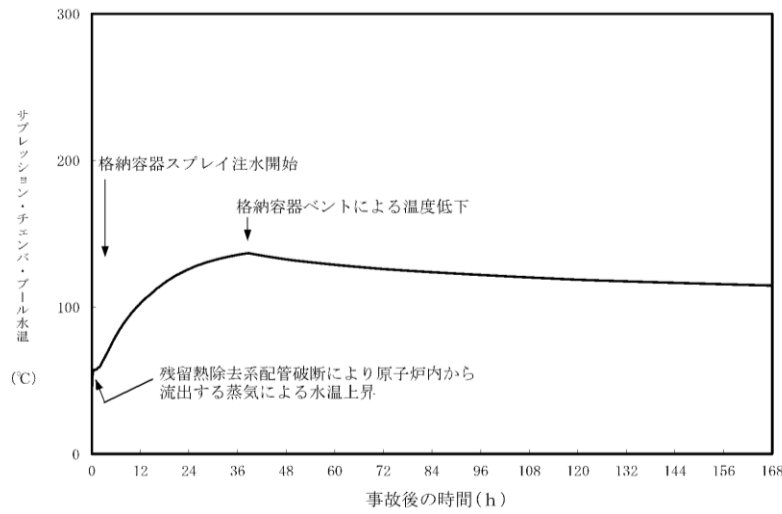
第 3.1.3-13 図 格納容器雰囲気温度の推移（～3 時間）

・記載方針の相違
【東海第二】
 島根2号炉は、事象初期に格納容器スプレイの実施による原子炉格納容器側のマネジメントは実施しないため、挙動の移り変わりが少ないことから、格納容器圧力の短時間グラフは記載していない。

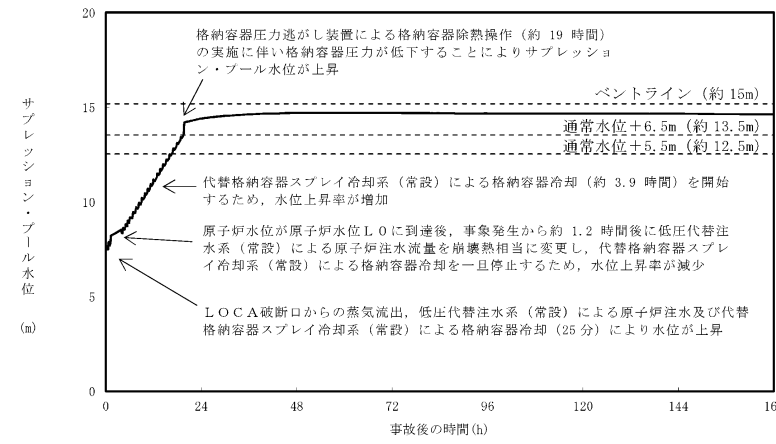
・記載方針の相違
【東海第二】
 島根2号炉は、事象初期に格納容器スプレイの実施による原子炉格納容器側のマネジメントは実施しないため、挙動の移り変わりが少ないことから、格納容器温度の短時間グラフは記載していない。



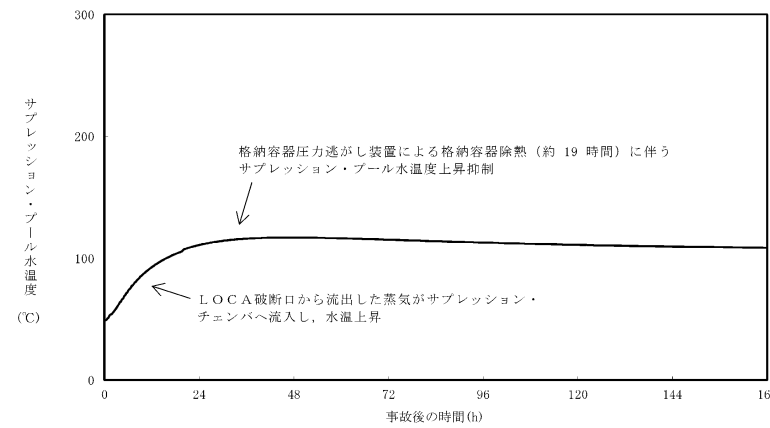
第3.1.3.12図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移



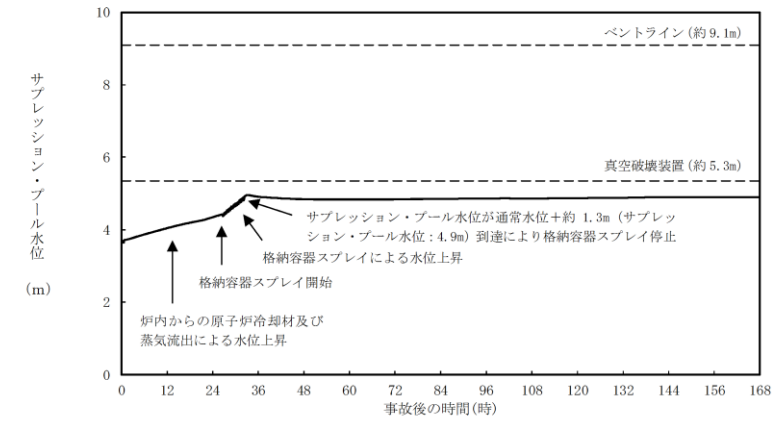
第3.1.3.13図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移



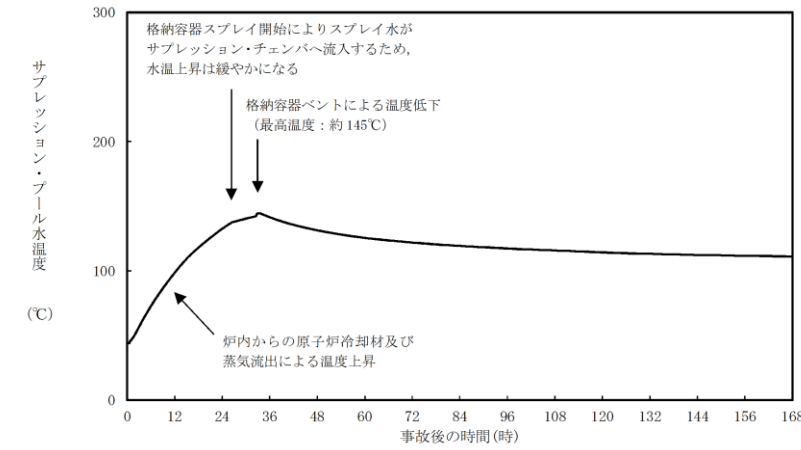
第3.1.3-14図 サプレッション・プール水位の推移



第3.1.3-15図 サプレッション・プール水温度の推移



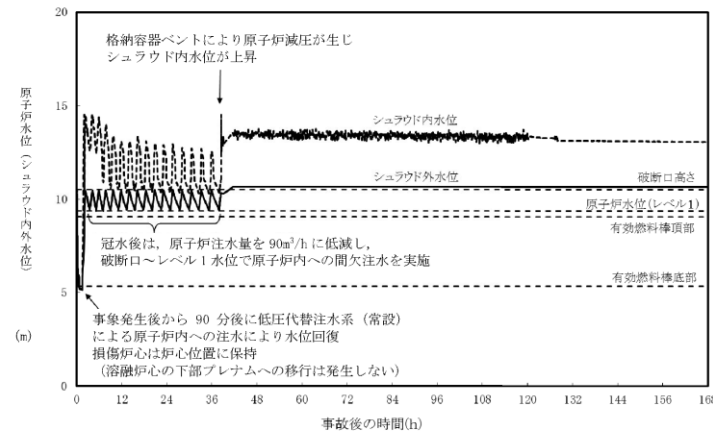
第3.1.3.2-1(7)図 サプレッション・プール水位の推移



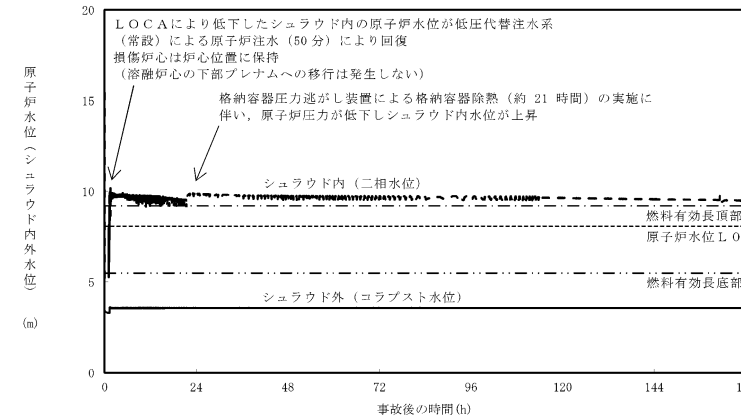
第3.1.3.2-1(8)図 サプレッション・プール水温度の推移

・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

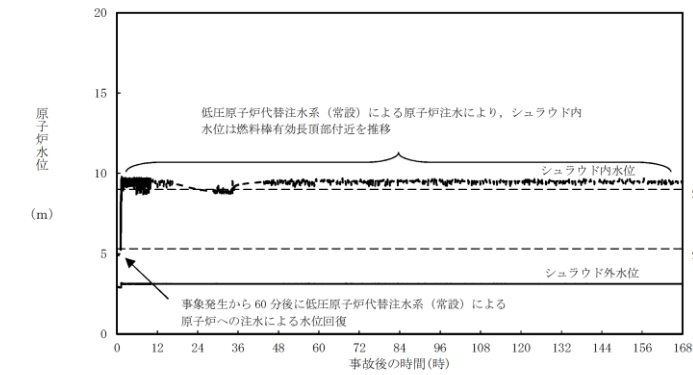
【東海第二】
③東海第二では、格納容器ベント後(19時間後)に一時的な圧力上昇を伴うため、その挙動に応じた飽和温度の推移となっている。



第3.1.3.14図 操作開始時間20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

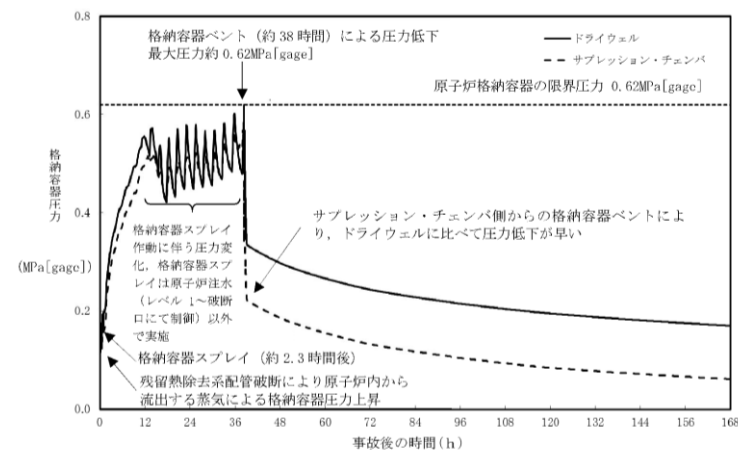


第3.1.3-16図 事象発生から50分後に原子炉注水を開始した場合の原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移

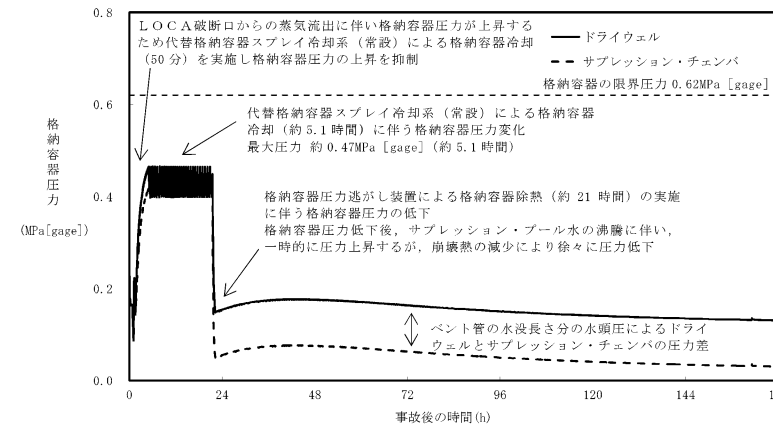


第3.1.3.3-1(1)図 操作開始時間30分遅れのケースにおける原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移

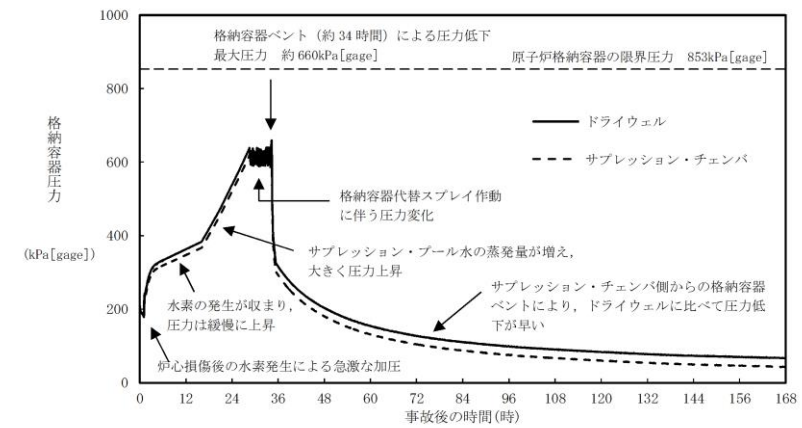
(・ベースケースと同様の差異)



第3.1.3.15図 操作開始時間20分遅れのケースにおける格納容器圧力の推移

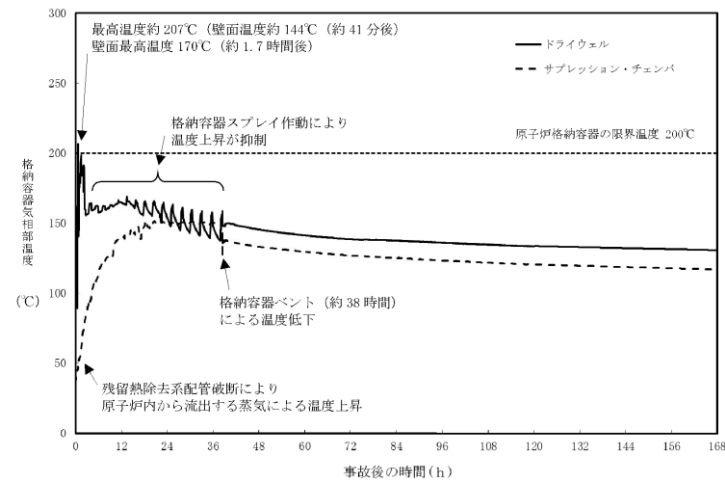


第3.1.3-17図 事象発生から50分後に原子炉注水を開始した場合の格納容器圧力の推移

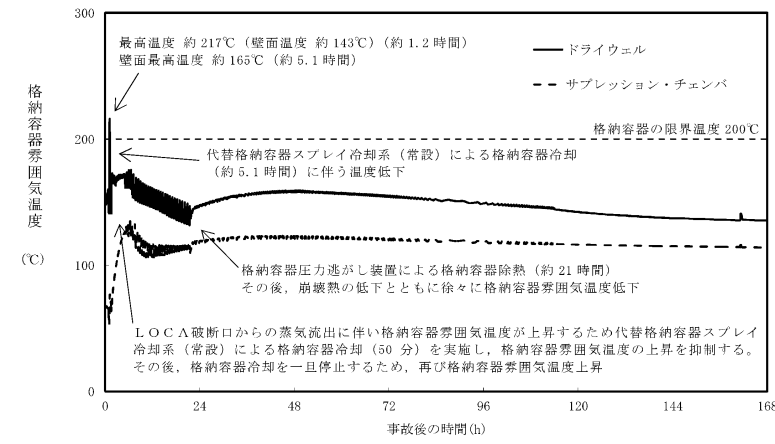


第3.1.3.3-1(2)図 操作開始時間30分遅れのケースにおける格納容器圧力の推移

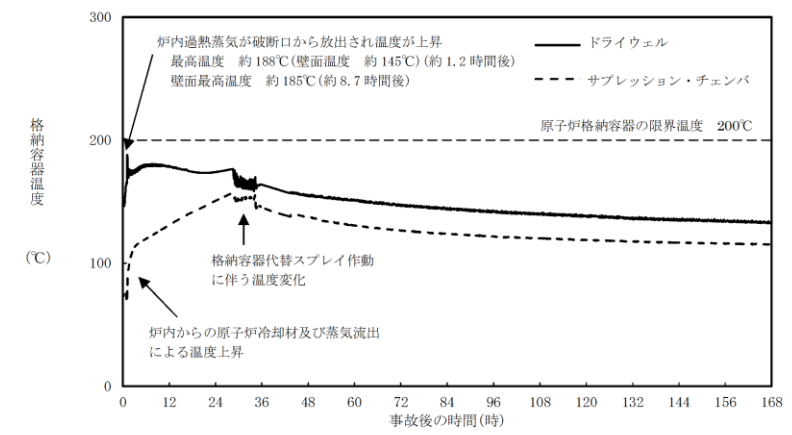
(・ベースケースと同様の差異)



第 3. 1. 3. 16 図 操作開始時間 20 分遅れのケースにおける格納容器気相部温度の推移



第 3. 1. 3-18 図 事象発生から 50 分後に原子炉注水を開始した場合の格納容器雰囲気温度の推移



第 3. 1. 3. 3-1(3) 図 操作開始時間 30 分遅れのケースにおける格納容器温度の推移

(・ベースケースと同様の差異)

第 3.1.3.1 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について
(代替循環冷却系を使用しない場合) (1/2)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20版)

判断及び操作	手順	有放射状態に期待する事故対処設備	
		常設設備	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失又は全交流動力電源喪失が発生して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
非常用炉心冷却系機能喪失確認	非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失を確認する。	-	【原子炉隔離時冷却系系統監視】 【高圧炉心注水系統監視】 【残留熱除去系統監視】
全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに早期の電源回復不能判断並びに早期の電源回復不能判断	外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより所内高圧系統 (6.9kV) の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず、非常用高圧母線 (6.9kV) の電源回復ができな い場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設 代替電源設備、代替原子炉補機冷却系、低圧代替注水系 (常設) の準備を開始する。	-	-
炉心損傷確認	大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失する。原子炉水位は急激に低下し炉心が露出すること により炉心損傷に至ることを格納容器内雰囲気放射線モニタ により確認する。 炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム-水反応により水素ガ スが生成することから、原子炉格納容器内の水素濃度の状況 を確認する。	-	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) 格納容器内水素濃度 (SA)
常設代替電源設備による交流電源設備、低圧代替注水系統 (常設) による原子炉注水	常設代替電源設備による交流電源設備、低圧代替注水系統 (常設) による原子炉注水を開始する。 ドライウェル雰囲気温度が原子炉圧力の飽和温度を超えた場 合水位不明と判断し、母線喪失及び原子炉注水量から推定して 把握する。	可搬型代替注水ポンプ (A-2線) タンクローリ (4kL, 16kL)	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 【高圧炉心注水系統監視】 【残留熱除去系統監視】 ドライウェル水素濃度 (SA) 格納容器内水素濃度 (SA)

① 1: 重大事故等対処設備 (設計基準比準)

第 3.1.3-1 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について
(代替循環冷却系を使用できない場合) (1/3)

東海第二発電所 (2018. 9. 12版)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	計装設備
原子炉スクラム、LOC A発生及び全交流動力電源喪失の確認	運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失 (LOC A) 又は全交流動力電源喪失が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。 格納容器圧力が 13.7kPa 「gauge」に到達したことにより LOCA が発生したことを確認する。 外部電源が喪失するとともに、非常用ディーゼル発電機等が機能喪失する。これにより、所内高圧系統 (6.9kV) の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失を確認する。	125V 系蓄電池A系 125V 系蓄電池B系	平均出力領域計装* 起動領域計装* M/C 2C電圧* M/C 2D電圧* 緊急M/C電圧 ドライウェル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
原子炉への注水機能喪失の確認	原子炉水位が原子炉水位異常低下 (レベル2) 設定点に到達後、原子炉隔離時冷却系が自動起動に失敗したこと を確認する。	-	原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉水位 (燃料域) 格納容器雰囲気冷却系系統流量* (D/W) 格納容器雰囲気冷却系モニタ (S/C)
炉心損傷確認	大破断 LOCA時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急激に低下し炉心が露出すること により炉心損傷に至ることを格納容器内雰囲気放射線モニタにより確認する。 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線 (6.9kV) の電源回復不能と判断する。 これにより、常設代替電源設備、代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) 及び低圧代替注水系統 (常設) の準備を開始する。	-	-
早期の電源回復不能判断及び対処準備	中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線 (6.9kV) の電源回復不能と判断する。 これにより、常設代替電源設備、代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) 及び低圧代替注水系統 (常設) の準備を開始する。	-	-

② * 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 3.1.3.1-1 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について
(残留熱代替除去系を使用しない場合) (1/3)

島根原子力発電所 2号炉

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失又は全交流動力電源喪失が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。	B-115V 系蓄電池	平均出力領域計装*
非常用炉心冷却系機能喪失確認	非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失を確認する。	B-115V 系蓄電池* SA用 115V 系蓄電池	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 【原子炉隔離時冷却系出口流量】* 【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流量】* 【低圧炉心スプレイポンプ出口流量】*
全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに早期の電源回復不能判断	外部電源が喪失するとともに、すべての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失する。これにより非常用高圧母線 (6.9kV) が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線 (6.9kV) の電源回復ができな い場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替電源設備、低圧原子炉代替注水系統 (常設) 及び原子炉補機代替冷却系の準備を開始する。	-	-

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

備考

本文比較表に記載の差異以外で主要な差異について記載。
・記載方針の相違
【柏崎 6/7】
①島根 2号炉は、既許可の対象設備を重大事故等対処設備として位置付けるものを明確化している。
【東海第二】
②島根 2号炉は、重大事故等時に設計基準対象施設としての機能を期待する設備を「重大事故等対処設備 (設計基準比準)」と位置付けている。
・運用の相違
【東海第二】
③島根 2号炉は、原子炉スクラム確認と同時に原子炉格納容器の圧力を確認する必要はない (東海第二では、LOC A時に炉心損傷した場合に原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施することから確認事項として原子炉格納容器の圧力を記載している)。

第3.1.3.1表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について
(代替循環冷却系を使用しない場合) (2/2)

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	計装設備
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	格納容器温度が190℃に到達した場合、推定手段により原子炉水位が破断口高さまで水位回復を確認後、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。 推定手段により炉心を冠水維持できる範囲で、原子炉注水と代替格納容器スプレイを交互に実施する。 格納容器ベントに伴うサブプレッション・チェンバ・プール水位上昇を考慮しても、サブプレッション・チェンバ・プール水位がベントライオン-1mを超えないように格納容器スプレイを停止する。	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	ドライウエル雰囲気温度 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 復水補給水流量 (NIR B系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA) サブプレッション・チェンバ・プール水位
格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が0.62MPa [gage]に達した場合、格納容器圧力逃がし装置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	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) サブプレッション・チェンバ・プール水位 フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口圧力 フィルタ装置出口圧力モニタ フィルタ装置急流フィルタ差圧

【 ① 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第3.1.3-1表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について
(代替循環冷却系を使用できない場合) (2/3)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	計装設備
常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電並び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及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	早期の電源回復不能の確認後、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から緊急用母線を受電する。 緊急用母線の受電を確認後、代替格納容器冷却を実施する。 冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。	常設代替交流電源設備 軽油貯蔵タンク	緊急用M/C電圧
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開始した後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。 ドライウエル雰囲気温度が原子炉圧力の飽和温度を超えた場合水位不明と判断し、原子炉底部から原子炉水位L0まで冠水させるために必要な注水量及び崩壊熱分の注水量を考慮し、原子炉注水流量に応じた必要注水時間の原子炉注水を実施する。	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開始した後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。 ドライウエル雰囲気温度が原子炉圧力の飽和温度を超えた場合水位不明と判断し、原子炉底部から原子炉水位L0まで冠水させるために必要な注水量及び崩壊熱分の注水量を考慮し、原子炉注水流量に応じた必要注水時間の原子炉注水を実施する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 可搬型設備用軽油タンク	ドライウエル雰囲気温度 ドライウエル圧力 サブプレッション・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） 代替淡水貯槽水位 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力* 低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用） 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)* 代替淡水貯槽水位 ドライウエル雰囲気温度

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

②

第3.1.3.1-1表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について
(残留熱代替除去系を使用しない場合) (2/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	計装設備
炉心損傷確認	大破断LOCA時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急激に低下し炉心が露出することで炉心損傷に至ることを確認する。	B-115V系蓄電池*	格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル)* 格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ)*
常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、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。 ドライウエル温度が原子炉圧力の飽和温度を超えた場合水位不明と判断し、原子炉底部から原子炉水位L0まで冠水させるために必要な注水量及び崩壊熱分の注水量を考慮し、原子炉注水流量に応じた必要注水時間の原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等* 低圧原子炉代替注水ポンプ 低圧原子炉代替注水槽	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 ドライウエル温度 (SA)
水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動	炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム-水反応等により水素ガス及び酸素ガスが発生することから、中央制御室からの遠隔操作により水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動し、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を監視する。	常設代替交流電源設備	格納容器水素濃度 (SA) 格納容器酸素濃度 (SA)

* 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, ②

【 ① 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第3.1.3-1表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について
(代替循環冷却系を使用できない場合) (3/3)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	計装設備
水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動	炉心損傷が発生すべし、ジルコニウム-水反応等により水素が発生し、水の放射線分解により水素及び酸素が発生することから、格納容器下部注水系（常設）によるペダスタル（ドライウエル部）水位の確保を実施後、中央制御室からの遠隔操作により水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動し、格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する。	常設代替交流電源設備 軽油貯蔵タンク	格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内酸素濃度 (SA)
代替格納容器スプレィ冷却系（常設）による格納容器冷却	格納容器圧力が 0.465MPa [gage] に到達した場合、代替格納容器スプレィ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。 以降、代替格納容器スプレィ冷却系（常設）の運転により格納容器圧力を 0.400MPa [gage] から 0.465MPa [gage] の範囲で制御する。 格納容器ベントに伴うサブプレッション・プール水位上昇を考慮しても、サブプレッション・プール水位がベントライン下端位置を超えないように格納容器スプレィを停止する。	常設代替交流電源設備 常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯蔵タンク 軽油貯蔵タンク	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力 低圧代替注水系格納容器スプレィ流量（常設ライン用） 代替淡水貯蔵水位 サブプレッション・プール水位
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱	サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m に到達した場合、代替格納容器スプレィ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止後、格納容器圧力逃がし装置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	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力 サブプレッション・プール水位 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)

第3.1.3.1-1表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について
(残留熱代替除去系を使用しない場合) (3/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	計装設備
格納容器代替スプレィ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却	格納容器温度が約190℃超過を確認した場合又は格納容器圧力が640kPa[gage]到達を確認した場合、格納容器代替スプレィ系（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588kPa[gage]まで低下した場合、又はサブプレッション・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ィ系（可搬型）による格納容器スプレィを停止する。	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等*	ドライウエル温度 (SA) ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA) 格納容器代替スプレィ流量 サブプレッション・プール水位 (SA)
格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱	サブプレッション・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	ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA) サブプレッション・プール水位 (SA) スクラバ容器水位 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)

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

・運用の相違
【東海第二】
④島根2号炉は、格納容器ベントに伴い変動が想定されるスクラバ容器水位を監視対象としている。

第3.1.3.2表 主要解析条件 (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しない場合) (1/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解折コード	MAAP	-
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 [gauge]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレーター下 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
燃料	9×9燃料 (A型)	-
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定
格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m ³	ドライウエル内体積の設計値 (全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)
格納容器容積 (ウエットウエル)	空間部: 5,960m ³ 液相部: 3,580m ³	ウエットウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m (通常運転水位)	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定
サブプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
格納容器圧力	5.2kPa [gauge]	通常運転時の格納容器圧力として設定
格納容器温度	57℃	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

第3.1.3-2表 主要解析条件 (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) (1/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解折コード	MAAP	-
原子炉熱出力	3,293MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6.93MPa [gauge]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレーター 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
燃料	9×9燃料 (A型)	-
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	1サイクルの運転期間 (13ヶ月) に調整運転期間 (約1ヶ月) を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m ³	設計値
格納容器体積 (サブプレッション・チェンバ)	空間部: 4,100m ³ 液相部: 3,300m ³	設計値 (通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値に基づき設定)
真空破壊装置作動差圧	3.45kPa (ドライウエル-サブプレ ッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
サブプレッション・プール水位	6.983m (通常運転範囲の下限値)	通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値として設定
サブプレッション・プール水温	32℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温の上限値として設定
格納容器圧力	5kPa [gauge]	通常運転時の格納容器圧力を包含する値
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 (ドライウエル内ガス希薄装置の設計温度)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めの水温を設定
ベデスタル (ドライウエル部) の プール水	考慮しない	ベデスタル (ドライウエル部) には通常運転時からプール水が存在するが、格納容器の熱容量に寄与することから、格納容器雰囲気温度の挙動を厳しく評価する設定として、ベデスタル (ドライウエル部) のプール水を考慮しない

第3.1.3.2-1表 主要解析条件 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (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) (1/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解折コード	MAAP	-
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa [gauge]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6×10 ⁴ t/h	定格炉心流量として設定
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
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定
格納容器容積 (ドライウエル)	7,900m ³	ドライウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定
格納容器容積 (サブプレッション・チェンバ)	空間部: 4,700m ³ 液相部: 2,800m ³	サブプレッション・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブ プレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
サブプレッション・プール水位	3.61m (NWL)	通常運転時のサブプレッション・プール水位として設定
サブプレッション・プール水温	35℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温の上限値として設定
格納容器圧力	5kPa [gauge]	通常運転時の格納容器圧力として設定
格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
外部水源の温度	35℃	屋外貯水槽の水温温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定

備考

- 解析条件の相違
- 【東海第二】
- ①条件設定は同じだが、設定プロセスが異なり、平行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。
- ②島根2号炉及び柏崎6/7は、格納容器体積 (サブプレッション・チェンバ) 及びサブプレッション・プール水位の解析条件を通常運転水位で設定。東海第二では圧力抑制効果を厳しくする観点で、通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値を設定。
- ③島根2号炉においても、通常運転時の格納容器温度はドライウエル冷却系にて制御されており、条件設定の考え方としては同様。
- ④東海第二の固有条件設定。

第3.1.3.2表 主要解析条件 (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しない場合) (2/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	大破断 LOCA 残留熱除去系の吸込配管の破断	原子炉圧力容器内の保有水量が厳しい箇所として設定
安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、設定 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の機能喪失を、低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を設定
外部電源	外部電源なし	過圧及び過温への対策の有効性を総合的に判断する観点から、プラント損傷状態である LOCA に全交流動力電源喪失を重量することから、外部電源が喪失するものとして設定
水素ガスの発生	ジルコニウム-水反応を考慮	水の放射線分解等による水素ガス発生については、格納容器圧力及び温度に与える影響が軽微であることから考慮していない

事故条件

第3.1.3-2表 主要解析条件 (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) (2/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	大破断 LOCA 再循環系配管 (出口ノズル) の破断	原子炉圧力容器から格納容器への冷却材流出を大きく見積もり、格納容器内の圧力上昇及び温度上昇の観点から厳しい設定として、原子炉圧力容器パウンドリに接続する配管のうち、口径が最大である再循環系配管 (出口ノズル) における両端破断を設定
安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 高圧注水機能喪失及び低圧注水機能喪失	非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、設定 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ス系、低圧注水機能として残留熱除去系 (低圧注水系) 及び低圧炉心スプレイス系の機能喪失を設定
外部電源	外部電源なし	過圧及び過温への対策の有効性を総合的に判断する観点から、プラント損傷状態である LOCA に全交流動力電源喪失を重量することから、外部電源が喪失するものとして設定 ただし、原子炉スクラムについては、外部電源ありの場合を包括する条件として、機器条件に示すとおり設定
水素の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	水の放射線分解等による水素発生については、格納容器圧力及び雰囲気温度に与える影響が軽微であることから考慮していない

⑤

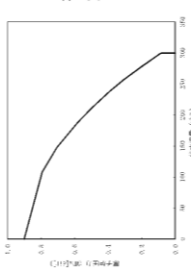
第3.1.3.2-1表 主要解析条件 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損))
(残留熱代替除去系を使用しない場合) (2/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	大破断 LOCA 再循環配管 (出口ノズル) の破断	原子炉圧力容器から原子炉格納容器への冷却材流量を大きく見積もり、原子炉格納容器内の圧力上昇及び温度上昇の観点から厳しい設定として、原子炉圧力容器パウンドリに接続する配管のうち、口径が最大である再循環配管 (出口ノズル) の両端破断を設定
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 全交流動力電源喪失	すべての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、設定 高圧注水機能として高圧炉心スプレイス系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧炉心スプレイス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	過圧及び過温への対策の有効性を総合的に判断する観点から、プラント損傷状態である LOCA に全交流動力電源喪失を重量することから、外部電源が喪失するものとして設定
水素ガスの発生	ジルコニウム-水反応を考慮	水の放射線分解等による水素ガス発生については、格納容器圧力及び温度に与える影響が軽微であることから考慮していない

⑤

・解析条件の相違
【東海第二】
⑤島根2号炉は、事象発生と同時にスクラムする解析条件としているが、東海第二では事象を厳しくする観点から原子炉水位低 (レベル3) でスクラムする解析条件としており、外部電源喪失に伴いスクラムする条件としていないことから記載している。

第3.1.3.2表 主要解析条件 (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しない場合) (3/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定
低圧代替注水系 (常設)	最大 300m ³ /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管路圧損を考慮した値として設定 
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	140m ³ /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	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 50%開) にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置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

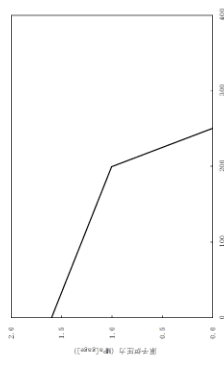
重大事故対策に関連する機器条件

第3.1.3-2表 主要解析条件 (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) (3/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) 信号	短時間であるが原子炉熱出力が維持される厳しい設定として, 外部電源喪失時のタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず, 原子炉水位低 (レベル3) 信号にてスクラムするものとして設定
主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	短時間であるが主蒸気が格納容器内に維持される厳しい設定として, 原子炉保護系電源喪失及び原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号による主蒸気隔離弁閉止については保守的に考慮せず, 事象発生と同時に主蒸気隔離弁が閉止するものとして設定
再循環系ポンプ	事象発生と同時に停止	事象進展に与える影響は軽微であることから, 全交流動力電源喪失によるポンプ停止を踏まえて設定
低圧代替注水系 (常設)	事象初期の原子炉注水実施時: 230m ³ /h (一定) 原子炉水位LO到達判断後: 崩壊熱による蒸発を補う注水量 (最大 50m ³ /h) に制御	炉心冷却の維持に必要な流量として設定
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	事象初期の原子炉注水実施時: 130m ³ /h (一定) 格納容器圧力制御: 130m ³ /h (一定)	格納容器閉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 サブレーション・プール水位の上昇が早くなり, 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作までの操作時間余裕の観点で厳しい条件として, 運転手順の流量調整範囲 (102m ³ /h~130m ³ /h) における上限を設定
格納容器下部注水系 (常設)	解析上考慮しない	格納容器閉気温度の挙動を厳しく評価するため, 初期条件としてベデスタル (ドライウエル部) のプール水を考慮していないことから, 常設低圧代替注水系を用いた格納容器下部注水系 (常設) によるベデスタル (ドライウエル部) 水位の確保操作についても考慮しない
格納容器圧力逃がし装置	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

重大事故対策に関連する機器条件

第3.1.3.2-1表 主要解析条件 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (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) (3/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定
主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	主蒸気が原子炉格納容器内に保持される厳しい条件として設定
再循環系ポンプ	事象発生と同時に停止	全交流動力電源喪失によるポンプ停止を踏まえて設定 低圧原子炉代替注水系 (常設) の設計値として設定
低圧原子炉代替注水系 (常設)	最大 250m ³ /h で注水, その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	
格納容器代替スプレイ系 (可搬型)	150m ³ /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
格納容器フィルタバント系	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, 第一弁の中央制御室からの遠隔操作による全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器フィルタバント系の設計値として設定

重大事故対策に関連する機器条件

- ・解析条件の相違
- 【東海第二】
- ⑥島根2号炉は, 事象発生と同時にスクラムする解析条件としているが, 東海第二では事象を厳しくする観点から原子炉水位低 (レベル3) でスクラムする解析条件としている。
- ⑦島根2号炉は, 柏崎6/7と同様に注水特性に基づき原子炉注水の条件を設定しているため, 注水特性を記載している。
- ⑧東海第二固有の条件設定。

第 3.1.3.2 表 主要解析条件 (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しない場合) (4/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定
	代替格納容器スブレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器冷却操作	原子炉水位が破断口高さまで水位回復後、格納容器温度が 190℃到達時
	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱操作	原子炉格納容器の限界圧力到達防止を踏まえて設定

第 3.1.3-2 表 主要解析条件 (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) (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による緊急用母線の受電操作並びに代替格納容器スブレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作	中央制御室における常設代替交流電源設備、代替格納容器スブレイ冷却系 (常設) 及び低圧代替注水系 (常設) の準備時間を考慮して設定
	代替格納容器スブレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作	格納容器圧力の抑制効果を踏まえて設定
	格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作	中央制御室における操作所要時間を考慮して設定 操作開始条件は現場操作時間を考慮しても格納容器の限界圧力到達防止が可能な条件として設定

第 3.1.3.2-1 表 主要解析条件 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (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) (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	低圧原子炉代替注水系 (常設) による原子炉注水操作	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) の準備時間を考慮して設定
	格納容器代替スブレイ系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却操作	原子炉格納容器の限界圧力到達防止を踏まえて設定
	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	原子炉格納容器の限界圧力到達防止を踏まえて設定

・解析条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

まとめ資料比較表 [有効性評価 添付資料 3.1.3.1]

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料3.1.3.1</p> <p style="text-align: center;">炉心損傷の判断基準及び炉心損傷判断前後の 運転操作の差異について</p> <p>1. 炉心損傷の判断基準</p> <p>1.1 炉心損傷の判断基準について</p> <p>炉心損傷に至るケースとしては、注水機能喪失により原子炉水位が有効燃料棒頂部 (TAF) 以上に維持できない場合において、原子炉水位が低下し、炉心が露出し冷却不全となる場合が考えられる。</p> <p>事故時運転操作手順書 (徴候ベース) では、原子炉への注水システムを十分に確保できず原子炉水位がTAF 未満となった際に、格納容器内雰囲気放射線レベル計 (CAMS) を用いて、ドライウェル内又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率の状況を確認し、図1 に示す設計基準事故相当のガンマ線線量率の10 倍を超えた場合を、炉心損傷開始の判断としている。</p> <p>炉心損傷等により燃料被覆管から原子炉内に放出される希ガス等の核分裂生成物が、逃がし安全弁等を介して原子炉格納容器内に流入する事象進展をふまえて、原子炉格納容器内のガンマ線線量率の値の上昇を、運転操作における炉心損傷の判断及び炉心損傷の進展割合の推定に用いているものである。</p> <p>また、福島第一原子力発電所の事故時に原子炉水位計、格納容器内雰囲気放射線レベル計等の計装設備が使用不能となり、炉心損傷を迅速に判断できなかったことに鑑み、格納容器内雰囲気放射線レベル計に頼らない炉心損傷の判断基準について検討しており、その結果、格納容器内雰囲気放射線レベル計の使用不能の場合は、「原子炉圧力容器表面温度：300℃以上」を炉心損傷の判断基準として手順に追加する方針である。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 3.1.3.2</p> <p style="text-align: center;">炉心損傷の判断基準及び炉心損傷判断前後の 運転操作の差異について</p> <p>1. 炉心損傷の判断基準</p> <p>1.1 炉心損傷の判断基準について</p> <p>炉心損傷に至るケースとしては、注水機能喪失により原子炉水位が燃料有効長頂部 (以下「TAF」という。) 以上に維持できない場合において、原子炉水位が低下し、炉心が露出し冷却不全となる場合が考えられる。</p> <p>炉心損傷の判断基準は非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) において、原子炉への注水システムを十分に確保できず原子炉水位がTAF 未満となった場合、格納容器雰囲気放射線モニタを用いてドライウェル及びサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率の状況を確認し、第1 図に示す設計基準事故における原子炉冷却材喪失^{※1}時の追加放出量 (以下「追加放出量」という。) に相当する指示値の10 倍以上となった場合を、炉心損傷の判断としている。炉心損傷により燃料被覆管から原子炉内に放出される希ガス等の核分裂生成物 (以下「FP」という。) が、逃がし安全弁等を介して格納容器内に流入する事象進展を踏まえて、格納容器内のガンマ線線量率の値の上昇を、運転操作における炉心損傷の判断及び炉心損傷の進展割合の推定に用いる。</p> <p>※1 設計基準事故の中で格納容器内の核分裂生成物の存在量が最大となる事象</p> <p>また、格納容器内雰囲気放射線モニタが使用不能の場合は、原子炉圧力容器温度 300℃以上を炉心損傷判断基準として手順に追加する。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 3.1.3.1</p> <p style="text-align: center;">炉心損傷の判断基準及び炉心損傷判断前後の 運転操作の差異について</p> <p>1. 炉心損傷の判断基準</p> <p>1.1 炉心損傷の判断基準について</p> <p>炉心損傷に至るケースとしては、注水機能喪失により原子炉水位が燃料棒有効長頂部 (TAF) 以上に維持できない場合において、原子炉水位が低下し、炉心が露出し冷却不全となる場合が考えられる。</p> <p>事故時操作要領書 (徴候ベース) では、原子炉への注水システムを十分に確保できず原子炉水位がTAF 未満となった際に、格納容器雰囲気放射線モニタを用いて、ドライウェル内又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率の状況を確認し、図1、図2 に示す設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合を、炉心損傷開始の判断としている。</p> <p>炉心損傷等により燃料被覆管から原子炉内に放出される希ガス等の核分裂生成物が、逃がし安全弁等を介して原子炉格納容器内に流入する事象進展を踏まえて、原子炉格納容器内のガンマ線線量率の値の上昇を、運転操作における炉心損傷の判断及び炉心損傷の進展割合の推定に用いているものである。</p> <p>また、東京電力株式会社福島第一原子力発電所の事故時に原子炉水位計、格納容器雰囲気放射線モニタ等の計装設備が使用不能となり、炉心損傷を迅速に判断できなかったことに鑑み、格納容器雰囲気放射線モニタに頼らない炉心損傷の判断基準について検討しており、その結果、格納容器雰囲気放射線モニタの使用不能の場合は、「原子炉圧力容器表面温度：300℃以上 (1点以上)」を炉心損傷の判断基準として手順に追加する。</p> <p>なお、300℃以上の判断に当たっては、近接の原子炉圧力容器表面温度との比較、炉心への注水状況により、計器の</p>	<p>・運用の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、10倍を超えた場合を炉心損傷の判断としているが、東海第二は、10倍を含めて炉心損傷と判断するため、「以上」としている。</p> <p>・記載表現の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>・記載方針の相違</p> <p>【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>島根2号炉は判断基準として1点の温度計</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>原子炉圧力容器表面温度は、炉心が冠水している場合には、逃がし安全弁の動作圧力（安全弁機能の最大<u>8.20MPa [gage]</u>）における飽和温度約<u>298℃</u>を超えることはなく、300℃以上にはならない。一方、原子炉水位の低下により炉心が露出した場合には過熱蒸気雰囲気となり、温度は飽和温度を超えて上昇するため、300℃以上になると考えられる。上記より、炉心損傷の判断基準を300℃以上としている。</p> <p>なお、炉心損傷判断は格納容器内雰囲気放射線レベル計が使用可能な場合は、当該計装設備にて判断を行う。</p>	<p>原子炉圧力容器温度は、炉心が冠水している場合には、逃がし安全弁動作圧力（安全弁機能の最大約 <u>8.31MPa[gage]</u>）における飽和温度約 299℃を超えることなく、300℃以上にはならない。一方、炉心損傷が進展し、<u>熔融炉心が原子炉圧力容器下部に移行する場合には、原子炉圧力容器温度は飽和温度を超えて上昇するため、300℃以上になると考えられる。</u>上記より、炉心損傷の判断基準を 300℃以上としている。</p> <p>なお、炉心損傷判断は格納容器内雰囲気放射線モニタが使用可能な場合には、当該計装設備にて判断を行う。</p>	<p><u>単一故障による指示値の上昇でないことを確認する。</u></p> <p>原子炉圧力容器表面温度は、炉心が冠水している場合には、逃がし安全弁の動作圧力（安全弁機能の最大<u>8.35MPa [gage]</u>）における飽和温度約<u>299℃</u>を超えることはなく、300℃以上にはならない。一方、<u>原子炉水位の低下により炉心が露出した場合には過熱蒸気雰囲気となり、温度は飽和温度を超えて上昇するため、300℃以上になると考えられる。</u>上記より、炉心損傷の判断基準を300℃以上としている。</p> <p>なお、炉心損傷判断は格納容器雰囲気放射線モニタが使用可能な場合は、当該計装設備にて判断を行う。</p>	<p>で確認することを記載している。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 安全弁機能の最大圧力（その時の飽和御温度）の相違。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<div data-bbox="184 254 899 718" data-label="Image"> </div> <p data-bbox="320 747 747 783">(1) ドライウエルのガンマ線線量率</p> <div data-bbox="184 835 899 1304" data-label="Image"> </div> <p data-bbox="246 1333 825 1369">(2) サプレッション・チェンバのガンマ線線量率</p> <p data-bbox="350 1423 718 1459">図1 重大事故導入条件判断図</p>		<div data-bbox="1774 226 2454 814" data-label="Image"> </div> <p data-bbox="1893 842 2350 877">図1 ドライウエルのガンマ線線量率</p> <div data-bbox="1774 915 2454 1482" data-label="Image"> </div> <p data-bbox="1813 1514 2421 1549">図2 サプレッション・チェンバのガンマ線線量率</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>1. 2 炉心損傷の判断基準の根拠について</p> <p>炉心損傷の判断基準は、設計基準事故時の格納容器内雰囲気放射線レベル計ガンマ線線量率（追加放出時）以上でなければならない。一方、基準を高め設定すると判定が遅れることが懸念されるため、高すぎる設定値は判断基準として適さない。</p> <p>炉心損傷開始の判断は、上述のとおり格納容器内雰囲気放射線レベル計のガンマ線線量率が設計基準事故（追加放出）の10倍を超えた場合であり、この設定値は、全燃料中に含まれる希ガスの0.1%相当が原子炉格納容器内に放出された場合のガンマ線線量率よりも低い、余裕のある値となっている。</p> <p>上記より炉心損傷判断としては、設計基準事故を超える事象について、設計基準事故のガンマ線線量率より高く、かつ判定遅れが生じない基準として、設計基準事故（追加放出）の10倍を判断目安としている。</p>	<p>1. 2 炉心損傷の判断基準の根拠について</p> <p>炉心損傷の判断基準は、設計基準事故の状態を有意に超えるとともに、炉心損傷の判断が遅くならないよう、追加放出量の10倍に相当するF Pが燃料から放出された状態を設定しており、以下の理由から妥当と考えている。</p> <p>① 東海第二発電所では、設計基準事故における原子炉冷却材喪失時の評価では燃料棒の破裂は発生していない。そのため、設計基準事故時の追加放出量を超える放出量を確認した場合には、設計基準事故を超える状態と判断されること。</p> <p>② 炉心冷却が不十分な事象において、格納容器雰囲気モニタのガンマ線線量率が追加放出量の10倍に相当する値に至る場合には、その後、ごく短時間で10倍に相当する値を大きく上回る線量率に至っていること。また、これは、大量のF Pが格納容器内に放出されたことを意味しており、これ以降、格納容器の健全性を確保することが極めて重要となること（第1図の線量率の上昇を参考^{*2}）。</p> <p>③ 追加放出量の10倍のF Pが放出された時点では、有効性評価における評価項目（燃料被覆管最高温度1,200℃以下、酸化量15%以下）に至っていない可能性もあるが、上記②のとおり、炉心冷却が不十分な事象において、追加放出量の10倍に相当するF Pが放出された以降の事象進展は非常に早く、有効性評価において炉心損傷と判断する時間との差異が小さいと考えられること。</p>	<p>1. 2 炉心損傷の判断基準の根拠について</p> <p>炉心損傷の判断基準は、設計基準事故時の格納容器雰囲気放射線モニタのガンマ線線量率（追加放出時）以上でなければならない。一方、基準を高め設定すると判定が遅れることが懸念されるため、高すぎる設定値は判断基準として適さない。</p> <p>炉心損傷開始の判断は、上述のとおり格納容器雰囲気放射線モニタのガンマ線線量率が設計基準事故（追加放出）の10倍を越えた場合であり、この設定値は、全燃料中に含まれる希ガスの0.1%相当が原子炉格納容器内に放出された場合のガンマ線線量率よりも低い、余裕のある値となっている。</p> <p>上記より炉心損傷判断としては、設計基準事故を超える事象について、設計基準事故のガンマ線線量率より高く、かつ判定遅れが生じない基準として、設計基準事故（追加放出）の10倍を判断目安としている。</p> <p>なお、設計基準事故としては原子炉冷却材喪失を想定しており、破裂の発生する燃料棒はない。D/WとW/Wの設計基準事故時の格納容器雰囲気放射線モニタのガンマ線線量率（追加放出時）は、燃料棒から追加放出される希ガスがD/W及びW/Wに各100%移行すると仮定し、時間による減衰を考慮して算出した。</p>	<p>・記載表現の相違 【東海第二】</p> <p>・記載方針の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、設計基準事故時の線量率の算出方法について記載している。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>1. 3 <u>格納容器内雰囲気放射線レベル計</u>について</p> <p><u>格納容器内雰囲気放射線レベル計</u>のガンマ線線量率の測定レンジは、$10^{-2} \sim 10^5 \text{Sv/h}$であり、この測定レンジにおいて、「設計基準事故における燃料からの追加放出による放射線量率」、「重大事故時の炉心損傷の判断目安（追加放出の10倍）」及び「<u>大破断LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失</u>のシーケンスにおける最大放射線量率」を測定可能である。（表1 参照）</p> <p><u>格納容器内雰囲気放射線レベル計</u>は、連続計測しており、計装設備の指示値は換算不要で図1 の炉心損傷の判断目安と対比可能であるため、指示値が上昇すれば、すぐに炉心損傷を判断可能と考える。<u>格納容器内雰囲気放射線レベル計</u>の検出器は、ドライウエル内の対角位置に2カ所、サブプレッション・チェンバ内の気相部の対角位置に2カ所の合計4カ所に設置している。炉心損傷後の核分裂生成物の原子炉内から原子炉格納容器への移行は、大破断LOCA等、直接ドライウエル側に放出される場合と、原子炉圧力容器が健全で逃がし安全弁を介してサブプレッション・チェンバ側</p>	<div data-bbox="973 216 1673 1010" style="border: 1px solid black; width: 100%; height: 100%;"></div> <p style="text-align: center;">第1図 炉心損傷判定図</p> <p>1. 3 <u>格納容器雰囲気放射線モニタ</u>について</p> <p><u>格納容器雰囲気放射線モニタ</u>のガンマ線線量率の測定レンジは、$10^{-2} \sim 10^5 \text{Sv/h}$であり、この測定レンジにおいて「設計基準事故における燃料からの追加放出による放射線量率」、「炉心損傷の判断目安（追加放出量相当の10倍）」並びに「<u>大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗</u>」の評価事故シーケンスにおける最大放射線量率を測定可能である（第1表参照）。</p> <p><u>格納容器雰囲気放射線モニタ</u>は連続計測しており、計器の指示値は換算不要で第1図の炉心損傷の判断目安と対比可能であるため、指示値が上昇すればすぐに炉心損傷を判断可能と考える。<u>格納容器雰囲気放射線モニタ</u>の検出器は、ドライウエル内の対角位置に2カ所、サブプレッション・チェンバ内の雰囲気気の対角位置に2カ所の合計4カ所に設置している。炉心損傷後のFPの原子炉圧力容器内から格納容器への移行は、大破断LOCA等の直接ドライウエル側に放出される場合と、原子炉圧力容器が健全で逃がし安全弁を介してサブプレッション・チェンバ側</p>	<p>1. 3 <u>格納容器雰囲気放射線モニタ</u>について</p> <p><u>格納容器雰囲気放射線モニタ</u>のガンマ線線量率の測定レンジは、$10^{-2} \sim 10^5 \text{Sv/h}$であり、この測定レンジにおいて、「設計基準事故における燃料からの追加放出による放射線量率」、「重大事故時の炉心損傷の判断目安（追加放出の10倍）」及び「<u>冷却材喪失（大破断LOCA）+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失</u>のシーケンスにおける最大放射線量率」を測定可能である。（表1 参照）</p> <p><u>格納容器雰囲気放射線モニタ</u>は、連続計測しており、計装設備の指示値は換算不要で図1 の炉心損傷の判断目安と対比可能であるため、指示値が上昇すれば、すぐに炉心損傷を判断可能と考える。<u>格納容器雰囲気放射線モニタ</u>の検出器は、ドライウエル内の対角位置に2箇所、サブプレッション・チェンバ内の気相部の対角位置に2箇所の合計4箇所に設置している。炉心損傷後の核分裂生成物の原子炉内から原子炉格納容器への移行は、大破断LOCA等、直接ドライウエル側に放出される場合と、原子炉圧力容器が健全で逃がし安全弁を介してサブプレッション・チェンバ側</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>に放出される場合があるが、いずれの場合においても、炉心損傷時は希ガス等が急激に放出されるため、<u>格納容器内雰囲気放射線レベル計</u>にて炉心損傷に伴うガンマ線線量率の上昇を測定可能と考える。</p> <p>また、炉心の損傷割合と燃料被覆管から放出される希ガス等の放出割合は比例すると仮定し、手順では原子炉停止後の経過時間とガンマ線線量率により炉心損傷の進展割合を推定することとしている。</p>	<p>容器雰囲気放射線モニタにて炉心損傷に伴うガンマ線線量率の上昇を測定可能である。</p> <p>また、炉心の損傷割合と燃料被覆管から放出される希ガス等の放出割合は比例すると仮定し、手順では原子炉停止後の経過時間とガンマ線線量率により炉心損傷の進展割合を推定することとしている。</p>	<p>放出される場合があるが、いずれの場合においても、<u>炉心損傷時は希ガス等が急激に放出されるため、格納容器雰囲気放射線モニタ</u>にて炉心損傷に伴うガンマ線線量率の上昇を測定可能と考える。</p> <p>また、炉心の損傷割合と燃料被覆管から放出される希ガス等の放出割合は比例すると仮定し、手順では原子炉停止後の経過時間とガンマ線線量率により炉心損傷の進展割合を推定することとしている。</p>	<p>備考</p> <p>・記載表現の相違【東海第二】</p>

表1. 格納容器内雰囲気放射線レベル計による炉心損傷の判断

検出パラメータ及び検出方法		炉心損傷の判断	格納容器ベント
設計基準事故の追加放出	10 ⁻² ~10 ⁰ Sv/h 程度 〔原子炉停止後の経過時間が、0.1時間後から100時間後の値〕	CAMS※	0.31MPa〔gauge〕到達
炉心損傷の判断目安 (設計基準事故の10倍)	10 ⁻¹ ~10 ¹ Sv/h 程度 〔原子炉停止後の経過時間が、0.1時間後から100時間後の値〕	CAMS※	0.62MPa〔gauge〕接近時
審査ガイドによる制限	敷地境界での実効線量を評価し、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 (発生事故あたりおおむね5mSv以下)	—	—
CAMS使用不能時の炉心損傷判断の基準	300℃以上	RPV表面温度	0.62MPa〔gauge〕接近時
「大破断LOCA+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失」のシナシナにおける最大放射線量率 (早期に炉心損傷した方が核分裂生成物の減衰が少なく放射線量率は高くなる傾向にあり、重大事故の中でも早期に炉心損傷する例)	10 ⁴ Sv/h 程度 (事故後の最大値)	CAMS※	0.62MPa〔gauge〕接近時

※CAMS計測レンジ (計表設備の仕様): 10⁻²~10⁶ Sv/h

第1表 事故時の放射線量と炉心損傷判断の関係

項目	放射線量	計器	炉心損傷の判断
設計基準事故の追加放出	10 ⁻¹ ~10 ¹ Sv/h 未満 (原子炉停止後の経過時間が、0.1時間後から100時間後の値)	格納容器雰囲気放射線モニタ※	無
炉心損傷の判断目安 (設計基準事故の追加放出量相当10倍)	10 ⁰ ~10 ² Sv/h 程度 (原子炉停止後の経過時間が、0.1時間後から100時間後の値)	格納容器雰囲気放射線モニタ※	有
【参考】 審査ガイドによる制限	敷地境界での実効線量を評価し、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 (発生事故あたりおおむね5mSv以下)	—	—
【参考】 格納容器雰囲気放射線モニタ使用不能時の炉心損傷判断の基準	300℃以上	原子炉圧力容器温度	有
「大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」の評価事故シナシナにおける最大放射線量率 (早期に炉心損傷した方が核分裂生成物の減衰が少なく放射線量率は高くなる傾向にあり、重大事故の中でも早期に炉心損傷する例)	10 ⁴ Sv/h 程度 (事故時の最大値)	格納容器雰囲気放射線モニタ※	有

※ 格納容器雰囲気放射線モニタ計測レンジ (計器の仕様): 10⁻²~10⁵ Sv/h

表1 格納容器内雰囲気放射線モニタによる炉心損傷の判断

検出パラメータ及び検出方法		炉心損傷の判断	格納容器ベント
設計基準事故の追加放出	10 ⁻² ~10 ⁰ 程度 [Sv/h] 〔原子炉停止後の経過時間が、0時間後から100時間後の値〕	格納容器雰囲気放射線モニタ※	サブレッション・プールの通常水位+約1.3m
炉心損傷の判断目安 (設計基準事故の10倍)	10 ⁻¹ ~10 ¹ 程度 [Sv/h] 〔原子炉停止後の経過時間が、0時間後から100時間後の値〕	格納容器雰囲気放射線モニタ※	サブレッション・プールの通常水位+約1.3m
審査ガイドによる制限	敷地境界での実効線量を評価し、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 (発生事故あたり概ね5mSv以下)	—	—
格納容器雰囲気放射線モニタ使用不能時の炉心損傷判断の基準	300℃以上	原子炉圧力容器表面温度	サブレッション・プールの通常水位+約1.3m
「冷却材喪失(大破断LOCA)+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失」のシナシナにおける最大放射線量率 (早期に炉心損傷した方が核分裂生成物の減衰が少なく放射線量率は高くなる傾向にあり、シビアアクシデントの中でも早期に炉心損傷する例)	1.5×10 ⁴ Sv/h 程度 (事故後の最大値)	格納容器雰囲気放射線モニタ※	サブレッション・プールの通常水位+約1.3m

※格納容器雰囲気放射線モニタ計測レンジ (計器の仕様): 10⁻²~10⁶ Sv/h

- ・記載表現の相違
【柏崎6/7】
格納容器ベント実施基準について記載。
- ・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
事故時の最大放射線量の相違。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>2. 炉心損傷判断前後における運転操作の差異</p> <p>2.1 原子炉への注水について</p> <p>BWRの場合、事故時の対応は、原子炉注水が最優先であり、炉心損傷の判断の前後でその対応の<u>マネージメント</u>が大きく変わるものではない。原子炉に注水することで、炉心損傷前であれば、冷却による炉心損傷の発生防止が図られ、また、炉心損傷後であれば、冷却による炉心損傷の進展の抑制及び原子炉圧力容器破損防止が図られる。</p> <p>2.2 格納容器ベント及び格納容器スプレイについて</p> <p><u>炉心損傷後の格納容器ベントは、その実施の判断基準は、炉心損傷前の0.31MPa[gage] (格納容器最高使用圧力) 到達に対し、炉心損傷後は0.62MPa[gage] (原子炉格納容器の限界圧力) 接近時に変更となる。炉心損傷前は環境へ放出される核分裂生成物の放出量が低く、原子炉格納容器の健全性を確保することを目的に設計上の最高使用圧力到達を実施基準としているが、炉心損傷後は、より長く原子炉格納容器内で核分裂生成物を保持した方が減衰により環境へ放出する放射エネルギーを低減できることから、原子炉格納容器の限界圧力接近時を実施基準としているためである。</u></p> <p>また、<u>格納容器ベントの判断基準が変わることで、格納容器スプレイの判断基準も変更となる。原子炉スクラム後における、炉心損傷の前後の格納容器ベント及び格納容器スプレイの実施基準の差異を表2に示す。</u></p>	<p>2. 炉心損傷判断前後における運転操作の差異</p> <p>2.1 原子炉圧力容器への注水について</p> <p>BWRの場合、<u>炉心損傷判断後においても、炉心損傷前と同様に原子炉注水を実施するマネージメントを実施する。原子炉注水により、炉心損傷前であれば、冷却による炉心損傷の発生防止が図られ、また、炉心損傷後であれば、冷却による炉心損傷の進展の抑制及び原子炉圧力容器の破損防止が図られる。</u></p> <p>2.2 格納容器ベント及び格納容器スプレイについて</p> <p><u>格納容器ベント及び格納容器スプレイについては、炉心損傷を判断基準に運転操作を変更する(第2表)。</u></p> <p><u>格納容器ベントについて、炉心損傷前の実施判断基準である1Pd (格納容器最高使用圧力 0.31MPa [gage]) 到達に対し、炉心損傷後はサブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m 到達により格納容器スプレイを停止した時点に変更となり、格納容器ベントのタイミングは2Pd (最高使用圧力の2倍 (0.62MPa [gage])) 到達前となる。炉心損傷前は環境へ放出される核分裂生成物の放出量が低く、格納容器の健全性を確保することを目的に設計上の最高使用圧力 (1Pd) を実施基準としているが、炉心損傷後は、燃料に何らかの破損が生じ、設計基準事故の追加放出量相当を超えるF Pが格納容器内に移行している可能性が高く、より長く格納容器内でF Pを保持した方が減衰により環境へ放出する放射エネルギーを低減できることから、2Pd 到達前であるサブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m に到達した時点を実施基準としている。</u></p> <p>また、<u>格納容器ベントの判断基準が変わることで、格納容器スプレイの判断基準も変更となる。原子炉スクラム後における、炉心損傷の前後の格納容器ベント及び格納容器スプレイの実施基準の差異を第2表に示す。</u></p>	<p>2. 炉心損傷判断前後における運転操作の差異</p> <p>2.1 原子炉への注水について</p> <p>BWRの場合、<u>事故時の対応は、原子炉注水が最優先であり、炉心損傷の判断の前後でその対応のマネージメントが大きく変わるものではない。原子炉に注水することで、炉心損傷前であれば、冷却による炉心損傷の発生防止が図られ、また、炉心損傷後であれば、冷却による炉心損傷の進展の抑制及び原子炉圧力容器破損防止が図られる。</u></p> <p>2.2 格納容器ベント及び格納容器スプレイについて</p> <p><u>格納容器スプレイについては、炉心損傷を判断基準に運転操作を変更し、格納容器ベントについては炉心損傷の有無によらず、運転操作の変更はない(表2)。</u></p> <p><u>炉心損傷前の格納容器スプレイは、格納容器圧力が384kPa[gage]から334kPa[gage]の範囲で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(間欠)を実施し、サブプレッション・プール通常水位+約1.3mに到達すれば格納容器スプレイを停止後にベントを実施する。炉心損傷前は環境へ放出される核分裂生成物の放出量が低く、原子炉格納容器の健全性を確保することを目的としている。炉心損傷を判断した場合は、格納容器スプレイの運転操作が変更となり、640kPa [gage] から588kPa [gage] の範囲で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(間欠)を実施し、サブプレッション・プール通常水位+約1.3mに到達すれば格納容器スプレイを停止後にベントを実施する。</u></p> <p>原子炉スクラム後における、炉心損傷の前後の格納容器ベント及び格納容器スプレイの実施基準の差異を表2に示す。</p>	<p>・記載表現の相違 【東海第二】</p> <p>・記載表現の相違 【柏崎6/7】</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 ベント実施基準の相違。</p> <p>・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。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 ベント実施基準の相違。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>なお、炉心損傷前の格納容器ベント中には、炉心の健全性を確認するため、格納容器内雰囲気放射線レベル計のガンマ線線量率を監視し、ガンマ線線量率が設計基準事故(追加放出)と同等の値を示した場合には、一旦、格納容器ベント操作を中断し、その後は炉心損傷後の実施基準に基づき対応する。</u></p>			<p>・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、炉心損傷前後でベント実施基準が同じであるため、炉心損傷以降もベントを継続する。</p>

表2 炉心損傷判断前後における格納容器スプレィ及び格納容器ベントの実施基準の差異

	炉心損傷前	炉心損傷後
格納容器スプレィ	<p>(圧力基準) 設計基準事故時の最高圧力は、ドライウエル：0.25MPa [gage]、サブプレッション・チェンバ：0.18MPa [gage]であり、これらの圧力以下に維持できない場合は、原子炉格納容器の健全性を維持し、原子炉格納容器からの放射性物質の漏えいを可能な限り抑えるために、格納容器スプレィを行う。</p> <p>(温度基準) 格納容器最高使用温度は、ドライウエル：171℃、サブプレッション・チェンバ：104℃であり、空間温度がこれらの温度に到達する前に格納容器スプレィを行う。</p>	<p>(圧力基準) 炉心損傷後の格納容器スプレィは、原子炉格納容器の限界圧力が0.62MPa [gage]未満に制御することを目的に、格納容器圧力が0.465MPa [gage]に到達した時点で開始し、0.39MPa [gage]に低下した時点で停止する。間欠運転とするのは、格納容器スプレィにより原子炉格納容器内の水位を上昇させることで、ベントラインの閉塞等が生じること及び原子炉格納容器の空間容積を減少させ圧力の上昇を早めることから、結果として、格納容器ベントに至る時間が早まるためである。</p> <p>また、原子炉への注水機能が喪失し原子炉圧力容器下流部温度が300℃に到達した場合は、原子炉圧力容器からの放熱による格納容器温度の上昇を抑制するため格納容器スプレィを実施する。</p> <p>(温度基準) 原子炉格納容器の限界温度の200℃に達しないように、ドライウエル及びサブプレッション・チェンバ・プールの空間温度が190℃以上となった場合に、格納容器スプレィを行う。</p> <p>加えて、炉心損傷後は、原子炉格納容器内で発生する無機性物質の発生を抑制を目的に、格納容器スプレィ時に水酸化ナトリウムを注入する。</p>
格納容器ベント	<p>サブプレッション・チェンバ圧力が0.279MPa [gage] (格納容器圧力制限値)以下に維持できなければ、原子炉格納容器前部へ直接放出される熱を抑制することを目的に、原子炉を満水とし、さらに格納容器圧力が上昇し、格納容器最高使用圧力の0.31MPa [gage]に到達する場合には、原子炉格納容器の健全性を維持するために、ウェットウェルベントを優先して格納容器圧力逃がし装置等により格納容器ベントを行う。</p>	<p>(圧力基準) 炉心損傷後の格納容器スプレィは、格納容器の最高使用圧力の2倍 (0.62MPa [gage]) 未満に維持しつつ、可能な限り格納容器ベントを遅延させることを目的に、格納容器圧力0.465MPa [gage] (1.5Pd) に到達した時点で開始する。この基準は炉心損傷前に比べて高い圧力での格納容器スプレィの実施になるが、格納容器スプレィ効率が高くなることで、格納容器への持ち込み水量を抑制できる。</p> <p>(温度基準) 格納容器最高使用温度は、ドライウエル171℃、サブプレッション・チェンバ104℃であり、空間温度がこれらの温度に到達する前に、格納容器スプレィを行う。</p>

第2表 炉心損傷判断前後における格納容器スプレィ及び格納容器ベントの実施基準の差異

	炉心損傷前	炉心損傷後
格納容器スプレィ	<p>(圧力基準) 格納容器の健全性を維持し、格納容器からの放射性物質の漏えいを可能な限り抑えるために格納容器の最高使用圧力(0.31MPa [gage]) 以下で制御することを目的に、格納容器圧力が設計圧力 (0.279MPa [gage]) に到達した時点で開始する。</p> <p>(温度基準) 格納容器最高使用温度は、ドライウエル171℃、サブプレッション・チェンバ104℃であり、空間温度がこれらの温度に到達する前に、格納容器スプレィを行う。</p>	<p>(圧力基準) 炉心損傷後の格納容器スプレィは、格納容器の最高使用圧力の2倍 (0.62MPa [gage]) 未満に維持しつつ、可能な限り格納容器ベントを遅延させることを目的に、格納容器圧力0.465MPa [gage] (1.5Pd) に到達した時点で開始する。この基準は炉心損傷前に比べて高い圧力での格納容器スプレィの実施になるが、格納容器スプレィ効率が高くなることで、格納容器への持ち込み水量を抑制できる。</p> <p>(温度基準) 評価項目である200℃に至らないように、ドライウエル又はサブプレッション・チェンバの空間温度が171℃以上になった場合に、格納容器スプレィを行う。</p>
格納容器ベント	<p>格納容器圧力が上昇し、格納容器最高使用圧力の0.31MPa [gage]に到達する場合には、格納容器の健全性を維持するために、サブプレッション・チェンバからの格納容器ベントを優先して格納容器圧力逃がし装置等により格納容器ベントを行う。</p>	<p>サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m到達により格納容器スプレィを停止した時点で、格納容器の過圧による破損を防止することを目的に、サブプレッション・チェンバからの格納容器ベントを優先して格納容器圧力逃がし装置により格納容器ベントを行う。</p>

表2 炉心損傷判断前後における格納容器スプレィ及び格納容器ベントの実施基準の差異

	炉心損傷前	炉心損傷後
炉心損傷前	<p>(圧力基準) 炉心損傷前の格納容器スプレィは、原子炉格納容器最高使用圧力の427kPa [gage] 以下に制御することを目的に、原子炉格納容器圧力が384kPa [gage]^{*2}に到達した時点で開始し、334kPa [gage]^{*2}に低下した場合、又はサブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した時点で停止する。間欠運転とするのは、格納容器スプレィにより原子炉格納容器内の水位を上昇させることで、原子炉格納容器の空間容積を減少させ圧力の上昇を早めることから、結果として、格納容器ベントに至る時間が早まるためである。</p> <p>(温度基準) 格納容器最高使用温度は、ドライウエル：171℃であり、空間温度がこれらの温度に到達する前に格納容器スプレィを行い、150℃以下に低下した場合、又はサブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した時点で停止する。</p>	<p>(圧力基準) 炉心損傷後の格納容器スプレィは、原子炉格納容器限界圧力の853kPa [gage] 未満に制御することを目的に、原子炉格納容器圧力が640kPa [gage]^{*1}に到達した時点で開始し、588kPa [gage]^{*1}に低下した場合、又はサブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した時点で停止する。間欠運転とするのは、格納容器スプレィにより原子炉格納容器内の水位を上昇させることで、原子炉格納容器の空間容積を減少させ圧力の上昇を早めることから、結果として、格納容器ベントに至る時間が早まるためである。</p> <p>(温度基準) 原子炉格納容器の限界温度の200℃に至らないように、ドライウエル及びサブプレッション・チェンバの空間温度が190℃以上となった場合に開始し、171℃以下に低下した場合、又はサブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した時点で停止する。</p>
炉心損傷後	<p>サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m到達により格納容器スプレィを停止した時点で、格納容器の健全性を維持することを目的に、ウェットウェルベントを優先して格納容器フィルタベント系により格納容器ベントを行う。</p>	<p>サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m到達により格納容器スプレィを停止した時点で、格納容器の過圧による破損を防止することを目的に、ウェットウェルベントを優先して格納容器フィルタベント系により格納容器ベントを行う。</p>

※1 炉心損傷後における格納容器スプレィの間欠運転幅は外部水源注水量の抑制及び運転操作間隔を考慮 (約30分) し設定
 ※2 炉心損傷前における格納容器スプレィの間欠運転幅は炉心損傷後と同等な圧力差を設定

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
<p>3. MAAP 解析における炉心損傷の開始と運転操作における炉心損傷判断基準について</p> <p>有効性評価のうち、シビアアクシデント総合解析コード MAAP を用いた解析においては、炉心損傷の開始を、1,000K (約 727°C) に到達した時点としており、有効性評価の評価項目(「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」を踏まえた要件)の 1,200°C (約 1,473K) よりも低い温度としている。</p> <p>この 1,000K は、PHEBUS-FPTO 実験で、燃料被覆管温度が約 1,000K に達したときに核分裂生成物 (FP) の放出開始が観察されたことを踏まえ、被覆管温度が 1,000K に到達すると、被覆管の破裂により FP が放出され、物理現象モデルにより FP 挙動の計算が開始される温度である。なお、燃料温度上昇によるヒートアップ・熱水力モデルの内部処理切替え等の特段の処置は行われるわけではない。</p> <p>一方、実際の運転操作においては、炉心損傷の状況を直接的に監視可能な計装設備は原子炉内に設置されておらず、このため、燃料の損傷により放出される希ガス等のガンマ線線量率の上昇を、格納容器内雰囲気放射線レベル計によって監視し、運転操作における炉心損傷の判断に用いている。</p> <p>よって、解析において炉心損傷の開始を 1,000K (約 727°C) に到達した時点としていることは、運転操作の炉心損傷の判断に影響を与えるものではない。</p>	<p>3. MAAP 解析における炉心損傷判定値と運転操作における炉心損傷判断基準について</p> <p>有効性評価の MAAP 解析においては、炉心損傷の解析上の判定基準を、有効性評価の評価項目(「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」を踏まえた要件)の燃料被覆管最高温度 1,200°C (約 1,473K) よりも低い、1,000K (約 727°C) と設定している。</p> <p>この 1,000K は、PHEBUS-FPTO 実験で、燃料被覆管温度が約 1,000K に達したときに FP の放出が開始されたことを踏まえて設定されたものであり、MAAP 解析上の判定基準である。</p> <p>一方、実際の運転操作においては、炉心損傷の状況を直接的に監視可能な計装設備は原子炉内に設置されておらず、このため、燃料の損傷により放出される希ガス等のガンマ線線量率の上昇を格納容器雰囲気放射線モニタによって監視し、運転操作における炉心損傷の判断に用いている。上記より、MAAP 解析上の炉心損傷の判定基準である 1,000K (約 727°C) は、その後の運転操作に影響を与えるものではない。</p> <p>なお、MAAP 解析において、約 727°C (MAAP 解析における炉心損傷判定温度) から 1200°C (審査ガイドにおける炉心の著しい損傷の評価項目における要件) に上昇するまでの時間は 5 分程度であり、炉心損傷判断の時間に有意な差異が生じることはない。</p>	<p>3. MAAP 解析における炉心損傷の開始と運転操作における炉心損傷判断基準について</p> <p>有効性評価のうち、シビアアクシデント総合解析コード MAAP を用いた解析においては、炉心損傷の開始を、1,000K (約 727°C) に到達した時点としており、有効性評価の評価項目(「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」を踏まえた要件)の 1,200°C (約 1,473K) よりも低い温度としている。</p> <p>この 1,000K は、PHEBUS-FPTO 実験で、燃料被覆管温度が約 1,000K に達したときに核分裂生成物 (FP) の放出開始が観察されたことを踏まえ、被覆管温度が 1,000K に到達すると、被覆管の破裂により FP が放出され、物理現象モデルにより FP 挙動の計算が開始される温度である。なお、燃料温度上昇によるヒートアップ・熱水力モデルの内部処理切替え等の特段の処置は行われるわけではない。</p> <p>一方、実際の運転操作においては、炉心損傷の状況を直接的に監視可能な計装設備は原子炉内に設置されておらず、このため、燃料の損傷により放出される希ガス等のガンマ線線量率の上昇を、格納容器雰囲気放射線モニタによって監視し、運転操作における炉心損傷の判断に用いている。</p> <p>よって、解析において炉心損傷の開始を 1,000K (約 727°C) に到達した時点としていることは、運転操作の炉心損傷の判断に影響を与えるものではない。</p>	

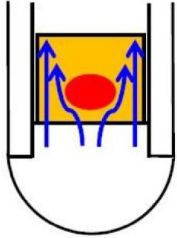
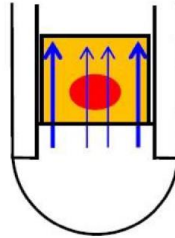
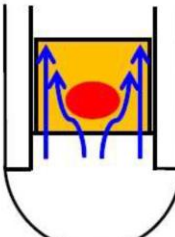
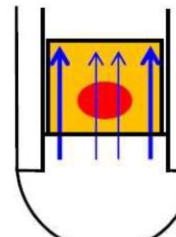
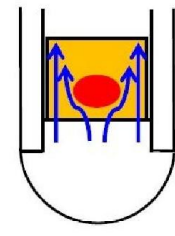
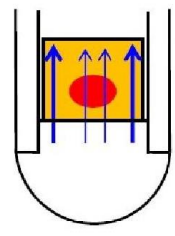
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																												
<p>(補足) 炉心損傷の判定時間に係る解析結果について 「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失」 における事象発生後の燃料被覆管温度推移の解析結果を表3に示す。</p> <p>MAAP 解析において、約 727℃ (MAAP 解析における炉心損傷判定温度) から 1,200℃ (審査ガイドにおける炉心の著しい損傷の評価項目における要件) に上昇するまでの時間は <u>7 分程度</u> であり、炉心損傷判断の時間に有意な差異が生じることはない。</p> <p>また、MAAP 解析による炉心損傷の判定時間は約 <u>0.3 時間</u> であるが、これは SAFER 解析の結果と比較しても、炉心損傷の判定時間として早期すぎる結果とはなっていない。</p> <p style="text-align: center;"><u>表3 炉心損傷の判定時間に係る解析結果</u></p> <table border="1" data-bbox="172 787 869 1260"> <thead> <tr> <th rowspan="2">燃料被覆管温度</th> <th colspan="2">事象発生後の時間</th> <th rowspan="2">備考</th> </tr> <tr> <th>MAAP 解析</th> <th>SAFER 解析</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>約 727℃ (1,000K)</td> <td>約 0.3h (約 17分)</td> <td>約 0.15h (約 9分)</td> <td>MAAP 解析における炉心損傷判定温度 (PHEBUS-FPTO 実験にて核分裂生成物が放出された温度)</td> </tr> <tr> <td>—</td> <td>約 0.3~0.4h (参考)</td> <td>約 0.15~0.2h (参考)</td> <td>手順書上の炉心損傷判断 (CAMS のガンマ線線量率が設計基準事故相当の 10 倍を超えた場合)</td> </tr> <tr> <td>1,200℃</td> <td>約 0.4h (約 24分)</td> <td>約 0.2h (約 12分)</td> <td>審査ガイドにおける炉心の著しい損傷の評価項目における要件</td> </tr> <tr> <td>約 2,227℃ (2,500K)</td> <td>約 0.7h (約 41分)</td> <td>—*</td> <td>炉心溶融</td> </tr> </tbody> </table> <p>※高川方燃料集合体において、燃料被覆管温度が 1,200℃ を大きく超過するため、SAFER では計算ができない。</p>	燃料被覆管温度	事象発生後の時間		備考	MAAP 解析	SAFER 解析	約 727℃ (1,000K)	約 0.3h (約 17分)	約 0.15h (約 9分)	MAAP 解析における炉心損傷判定温度 (PHEBUS-FPTO 実験にて核分裂生成物が放出された温度)	—	約 0.3~0.4h (参考)	約 0.15~0.2h (参考)	手順書上の炉心損傷判断 (CAMS のガンマ線線量率が設計基準事故相当の 10 倍を超えた場合)	1,200℃	約 0.4h (約 24分)	約 0.2h (約 12分)	審査ガイドにおける炉心の著しい損傷の評価項目における要件	約 2,227℃ (2,500K)	約 0.7h (約 41分)	—*	炉心溶融		<p>(補足) 炉心損傷の判定時間に係る解析結果について 「冷却材喪失 (大破断 LOCA) +ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失」 における事象発生後の燃料被覆管温度推移の解析結果を表3に示す。</p> <p>MAAP 解析において、約 727℃ (MAAP 解析における炉心損傷判定温度) から 1,200℃ (審査ガイドにおける炉心の著しい損傷の評価項目における要件) に上昇するまでの時間は <u>5 分程度</u> であり、炉心損傷判断の時間に有意な差異が生じることはない。</p> <p>また、MAAP 解析による炉心損傷の判定時間は約 <u>5 分</u> であるが、これは SAFER 解析の結果と比較しても、炉心損傷の判定時間として早期すぎる結果とはなっていない。</p> <p style="text-align: center;"><u>表3 炉心損傷の判定時間に係る解析結果</u></p> <table border="1" data-bbox="1736 840 2493 1375"> <thead> <tr> <th rowspan="2">燃料被覆管温度</th> <th colspan="2">事象発生後の時間</th> <th rowspan="2">備考</th> </tr> <tr> <th>MAAP 解析</th> <th>SAFER 解析</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>約 727℃ (1,000K)</td> <td>約 5分</td> <td>約 2分</td> <td>MAAP 解析における炉心損傷判定温度 (PHEBUS-FPTO 実験にて核分裂生成物が放出された温度)</td> </tr> <tr> <td>—</td> <td>約 5~10分 (参考)</td> <td>約 2~4分 (参考)</td> <td>手順書の炉心損傷判断 (CAMS のガンマ線線量率が設計基準事故相当の 10 倍を超えた場合)</td> </tr> <tr> <td>1,200℃</td> <td>約 10分</td> <td>約 4分</td> <td>審査ガイド上における炉心の著しい損傷の評価項目における要件</td> </tr> <tr> <td>約 2,227℃ (2,500K)</td> <td>約 28分</td> <td>—*</td> <td>炉心溶融</td> </tr> </tbody> </table> <p>※高出力燃料集合体において、燃料被覆管温度が 1,200℃ を大きく超過するため、SAFER では計算できない。</p>	燃料被覆管温度	事象発生後の時間		備考	MAAP 解析	SAFER 解析	約 727℃ (1,000K)	約 5分	約 2分	MAAP 解析における炉心損傷判定温度 (PHEBUS-FPTO 実験にて核分裂生成物が放出された温度)	—	約 5~10分 (参考)	約 2~4分 (参考)	手順書の炉心損傷判断 (CAMS のガンマ線線量率が設計基準事故相当の 10 倍を超えた場合)	1,200℃	約 10分	約 4分	審査ガイド上における炉心の著しい損傷の評価項目における要件	約 2,227℃ (2,500K)	約 28分	—*	炉心溶融	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> 解析結果の相違 <p>【柏崎 6/7】 運用, 設備, 解析条件等の相違による解析結果の相違。</p>
燃料被覆管温度		事象発生後の時間			備考																																										
	MAAP 解析	SAFER 解析																																													
約 727℃ (1,000K)	約 0.3h (約 17分)	約 0.15h (約 9分)	MAAP 解析における炉心損傷判定温度 (PHEBUS-FPTO 実験にて核分裂生成物が放出された温度)																																												
—	約 0.3~0.4h (参考)	約 0.15~0.2h (参考)	手順書上の炉心損傷判断 (CAMS のガンマ線線量率が設計基準事故相当の 10 倍を超えた場合)																																												
1,200℃	約 0.4h (約 24分)	約 0.2h (約 12分)	審査ガイドにおける炉心の著しい損傷の評価項目における要件																																												
約 2,227℃ (2,500K)	約 0.7h (約 41分)	—*	炉心溶融																																												
燃料被覆管温度	事象発生後の時間		備考																																												
	MAAP 解析	SAFER 解析																																													
約 727℃ (1,000K)	約 5分	約 2分	MAAP 解析における炉心損傷判定温度 (PHEBUS-FPTO 実験にて核分裂生成物が放出された温度)																																												
—	約 5~10分 (参考)	約 2~4分 (参考)	手順書の炉心損傷判断 (CAMS のガンマ線線量率が設計基準事故相当の 10 倍を超えた場合)																																												
1,200℃	約 10分	約 4分	審査ガイド上における炉心の著しい損傷の評価項目における要件																																												
約 2,227℃ (2,500K)	約 28分	—*	炉心溶融																																												

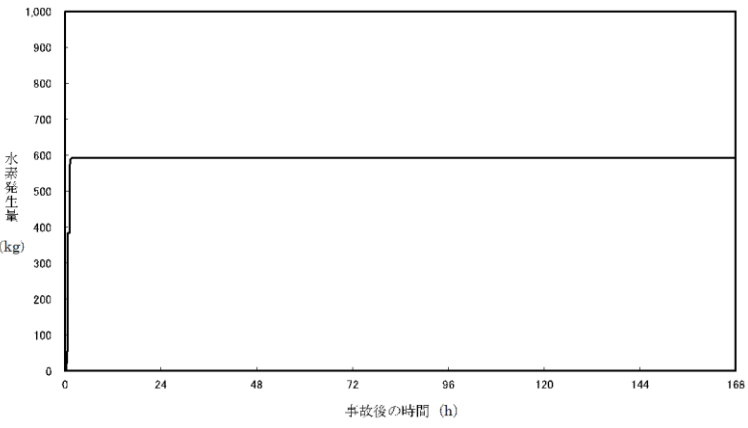
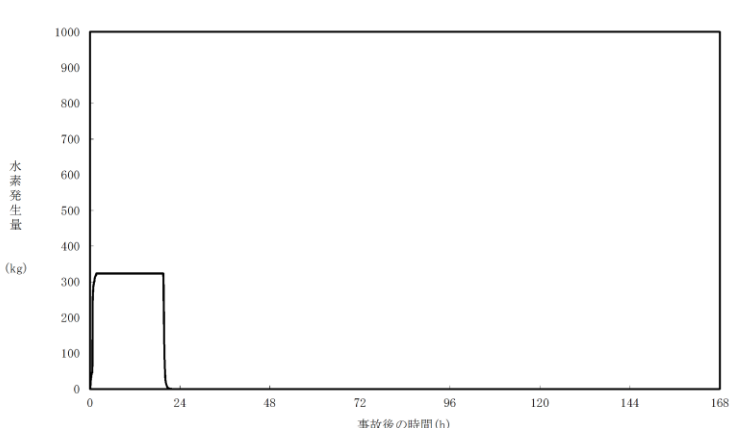
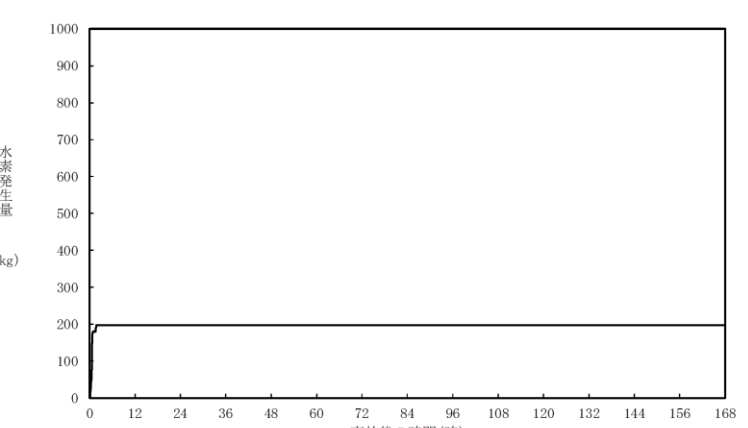
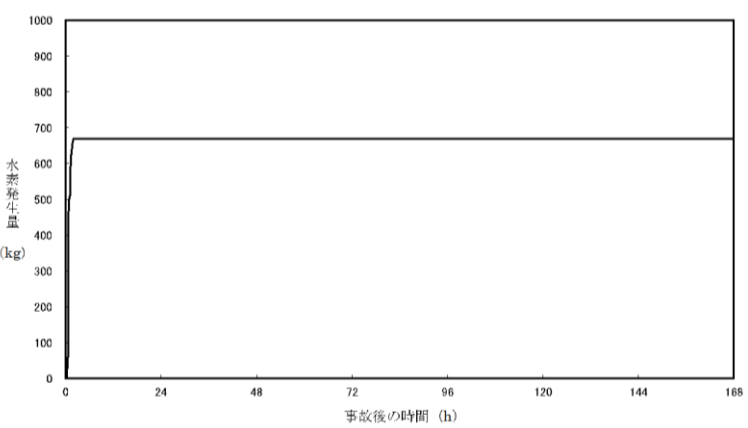
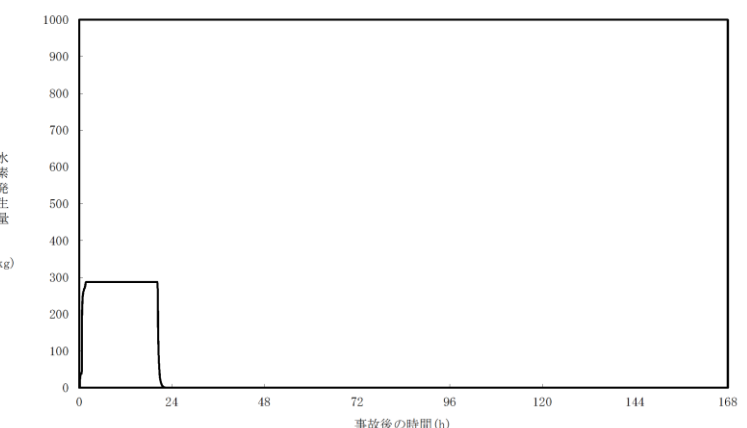
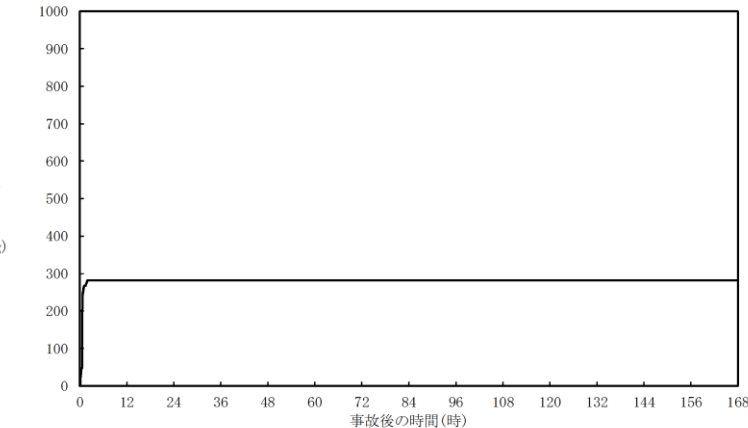
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p style="text-align: right;">別添</p> <p style="text-align: center;"><u>炉心損傷判定図及び炉心損傷割合の推定図について</u></p> <p><u>炉心損傷判定図における追加放出相当のガンマ線線量率の推移は、設計基準事故の中で格納容器内の核分裂生成物の存在量が最大となる原子炉冷却材喪失時を想定したものであり、線量率として支配的である希ガスの追加放出量を基に評価されたものである。炉心損傷はドライウエル又はサプレッション・チェンバのγ線線量率が追加放出量相当のガンマ線線量率の 10 倍以上の領域に到達した場合に判断する。</u></p> <p><u>また、炉心損傷割合の推定図における炉心損傷割合は、希ガスの炉内内蔵量に対する格納容器への放出割合を示しており、ドライウエル及びサプレッション・チェンバにそれぞれ希ガスが放出されたものとして、各炉心損傷割合のガンマ線線量率の推移を示している。</u></p> <p><u>第 1 図に炉心損傷判定図及び炉心損傷割合の推定図を示す。</u></p> <div style="text-align: center; border: 1px solid black; height: 300px; width: 100%;"></div> <p style="text-align: center;">第 1 図 炉心損傷判定図及び炉心損傷割合の推定図 (ドライウエル)</p>		<p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>東海第二は、炉心損傷割合の推定図を記載している。</p>

まとめ資料比較表 [有効性評価 添付資料 3.1.3.2]

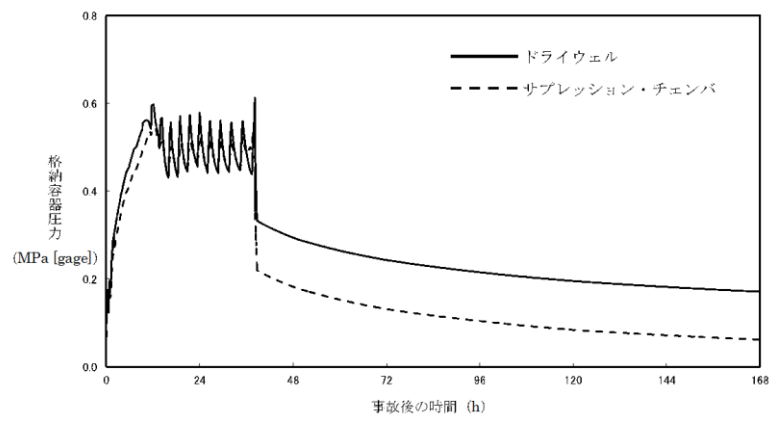
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料3.1.3.2</p> <p style="text-align: center;">非凝縮性ガスの影響について</p> <p>1. はじめに</p> <p>格納容器過圧・過温破損を防止するための対策の確認においては、MAAP コードを使用して「<u>大破断LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失</u>」を仮定したシナリオにて評価を実施している。MAAP コードの水素ガス発生量に関する妥当性については、TMI 及びPHEBUS試験により確認しており、当該解析にMAAP コードを用いることは妥当である[1]。</p> <p>ただし、MELCOR コードのように、流路閉塞が発生しにくい（水素ガスが発生しやすい）と仮定した場合においても、評価に有意な影響がないことを確認するため、感度解析を実施した。</p> <p>2. 解析条件</p> <ul style="list-style-type: none"> 流体が流路減少部分を通過できなくなるとするノードの空隙率（ポロシティ）：0.0 （申請解析ではポロシティ：0.1 以下） <p>図1 に示すように、炉心内でデブリの移行が発生し、それが冷却材流路に堆積して流路が減少した場合、MAAP 解析では流路減少を起こしたノードの空隙率（ポロシティ）が0.1以下になるとそのノードは閉塞したものとみなされ、それ以降は流体が閉塞部分を通過することができなくなる。一方MELCOR 解析の場合、流路減少を起こしたノードの空隙率の最小値は0.05 に設定されており、閉塞は発生しない。</p> <p>したがって、炉心で発生する非凝縮性ガスはMAAP の方が少なくなる傾向にある。このため、上記の条件にて、水素ガス発生量を多めに見積もる感度解析を行うこととする。なお、ポロシティの設定以外については申請解析と同様とした。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 3.1.3.13</p> <p style="text-align: center;">非凝縮性ガスの影響について</p> <p>1. はじめに</p> <p>格納容器過圧・過温破損を防止するための対策の確認においては、MAAPコードを使用して「<u>大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗</u>」(全交流動力電源喪失の重量を考慮)を評価事故シーケンスとして選定している。MAAPコードの水素発生量に関する妥当性については、TMI 及びPHEBUS試験により確認しており、当該解析にMAAPコードを用いることは妥当である^[1]。</p> <p><u>一方、MELCORコードでは流路閉鎖が発生しにくいモデルとなっており、その場合には炉心内を通過する冷却材流量が増えるため、ジルコニウム-水反応による水素が発生しやすい傾向となる。</u></p> <p><u>MELCORコードとMAAPコードにおける流路閉塞モデルの差異の影響を確認するため、以下のとおり感度解析を実施した。</u></p> <p>2. 解析条件</p> <p><u>MAAPコードとMELCORコードにおける流路閉塞モデルの差異を第1図に示す。炉心内で溶融炉心の移行（リロケーション）が発生し、それが冷却材流路に堆積して閉塞を起こした場合、MAAP解析では流路閉塞を起こしたノードの空隙率（ポロシティ）が0.1以下になるとそのノードは完全に閉塞したものとみなされ、それ以降は流体が閉塞部分を通過することができなくなる。一方、MELCORの場合、流路閉塞を起こしたノードの空隙率の最小値は0.05 に設定されており、完全閉塞は発生しない。したがって、流路閉塞した場合、炉心で発生する非凝縮性ガスはMAAPの方が少なくなる傾向にある。</u></p> <p><u>水素発生量に対する感度を確認するため、MAAPにおいて流路の完全閉塞が発生しない条件として、流体が閉鎖部分を通過できなくなるノードの空隙率（ポロシティ）を0.0以下と設定し感度解析を行う。なお、ポロシティの設定以外についてはベースケースと同様とした。</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料 3.1.3.2</p> <p style="text-align: center;">非凝縮性ガスの影響について</p> <p>1. はじめに</p> <p>格納容器過圧・過温破損を防止するための対策の確認においては、MAAPコードを使用して「<u>冷却材喪失（大破断LOCA）+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失</u>」を仮定したシナリオにて評価を実施している。MAAPコードの水素ガス発生量に関する妥当性については、TMI 及びPHEBUS試験により確認しており、当該解析にMAAPコードを用いることは妥当である^[1]。</p> <p>ただし、MELCORコードのように、流路閉塞が発生しにくい（水素ガスが発生しやすい）と仮定した場合においても、評価に有意な影響がないことを確認するため、感度解析を実施した。</p> <p>2. 解析条件</p> <ul style="list-style-type: none"> 流体が流路減少部分を通過できなくなるとするノードの空隙率（ポロシティ）：0.0 （申請解析ではポロシティ：0.1 以下） <p>図1 に示すように、炉心内でデブリの移行が発生し、それが冷却材流路に堆積して流路が減少した場合、MAAP解析では流路減少を起こしたノードの空隙率（ポロシティ）が0.1以下になるとそのノードは閉塞したものとみなされ、それ以降は流体が閉塞部分を通過することができなくなる。一方MELCOR解析の場合、流路減少を起こしたノードの空隙率の最小値は0.05 に設定されており、閉塞は発生しない。</p> <p>したがって、炉心で発生する非凝縮性ガスはMAAPの方が少なくなる傾向にある。このため、上記の条件にて、水素ガス発生量を多めに見積もる感度解析を行うこととする。なお、ポロシティの設定以外については申請解析と同様とした。</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>3. 解析結果</p> <p>図2 から図6 に評価結果を示す。図2 より、申請解析でのジルコニウム-水反応による水素ガス発生量が約592kg に対して感度解析では約670kg と水素ガス発生量は約12%増加しているが、図3 に示すとおり格納容器圧力の制御は可能であり、保守的な条件として非凝縮性ガスが増加するような場合においても、評価結果に対する当該操作に大きな影響はない。</p> <p>[1] <u>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5 部MAAP)</u></p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>3. 解析結果</p> <p>第2 図から第6 図に解析結果を示す。第2 図より、ベースケースでの水素発生量が約 324kg に対して感度解析では約 288kg となり、水素発生量は約 11%減少している。これは、感度解析ではより炉心部への蒸気流入量は多くなる一方で、<u>熔融炉心の冷却効果により、ジルコニウム-水反応が抑えられたためと考えられる。</u>なお、第3 図に示すとおり格納容器圧力の制御は可能であり、保守的な条件として非凝縮性ガスが<u>変化するような場合においても、当該操作に大きな影響はない。</u></p> <p>[1] <u>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5 部 MAAP)</u></p>	<p>3. 解析結果</p> <p>図2 から図6 に解析結果を示す。図2 より、申請解析でのジルコニウム-水反応による水素ガス発生量が約 198kg に対して感度解析では約 283kg と水素ガス発生量は約 43%増加しているが、図3 に示すとおり格納容器圧力の制御は可能であり、保守的な条件として非凝縮性ガスが<u>増加するような場合においても、評価結果に対する当該操作に大きな影響はない。</u></p> <p>[1] <u>「沸騰水型原子力発電所 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(MAAP)について」, 東芝エネルギーシステムズ株式会社, TLR-094, 日立GEニュークリア・エナジー株式会社, HLR-123, 平成 30 年 5 月</u></p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>備考</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>島根 2 号炉は、炉心部への蒸気流入量が多くなることにより、ジルコニウム-水反応が促進され、ベース解析よりも水素ガス発生量が増加したと考えられる。</p>

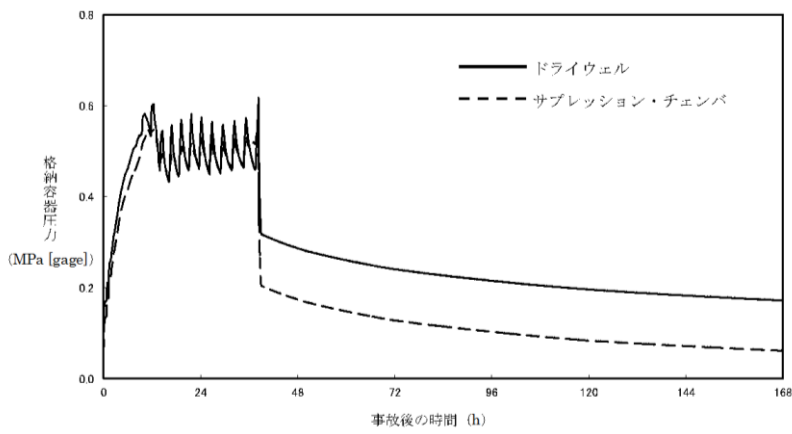
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: center;"> <div style="text-align: center;">  <p>MAAP</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; width: 80px; margin: 0 auto;"> ポロシティ≤ 0.1で 完全閉塞 </div> </div> <div style="text-align: center;">  <p>MELCOR</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; width: 100px; margin: 0 auto;"> ポロシティの最小値は 0.05(完全閉塞せず) </div> </div> </div> <p style="text-align: center; margin-top: 20px;">図1 炉心内流路閉塞モデルの概念図 (「MAAP5.01 及び MELCOR2.1 を用いた軽水炉代表プラントの過酷事故解析」, 電力中央研究所, 平成 26 年 6 月 抜粋)</p>	<div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: center;"> <div style="text-align: center;">  <p>MAAP</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; width: 80px; margin: 0 auto;"> ポロシティ≤ 0.1で 完全閉塞 </div> </div> <div style="text-align: center;">  <p>MELCOR</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; width: 100px; margin: 0 auto;"> ポロシティの最小値は 0.05(完全閉塞せず) </div> </div> </div> <p style="text-align: center; margin-top: 20px;">第1図 炉心内流路閉鎖モデルの概念図 (「MAAP5.01 及び MELCOR2.1 を用いた軽水炉プラントの苛酷事故解析」, 電力中央研究所, 平成 26 年 6 月 抜粋)</p>	<div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: center;"> <div style="text-align: center;">  <p>MAAP</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; width: 80px; margin: 0 auto;"> ポロシティ≤ 0.1で 完全閉塞 </div> </div> <div style="text-align: center;">  <p>MELCOR</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; width: 100px; margin: 0 auto;"> ポロシティの最小値は 0.05(完全閉塞せず) </div> </div> </div> <p style="text-align: center; margin-top: 20px;">図1 炉心内流路閉塞モデルの概念図 (「MAAP5.01 及び MELCOR2.1 を用いた軽水炉代表プラントの過酷事故解析」, 電力中央研究所, 平成 26 年 6 月 抜粋)</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
 <p>大破断LOCA (申請解析: 空隙率 0.1 以下で完全閉塞)</p>	 <p>大破断LOCA解析 (ベースケース: 空隙率 0.1 以下で完全閉塞)</p>	 <p>大破断LOCA (申請解析: 空隙率 0.1 以下で完全閉塞)</p>	<p>・記載方針の相違 【東海第二】 島根2号炉は、水-ジルコニウム反応による水素発生量の推移を示すため、格納容器ベントによる水素の低下は考慮していない。</p>
 <p>大破断LOCA (感度解析: 空隙率 0.0 で完全閉塞)</p>	 <p>大破断LOCA解析 (感度解析: 空隙率 0.0 で完全閉塞)</p>	 <p>大破断LOCA (感度解析: 空隙率 0.0 で完全閉塞)</p>	
<p>図2 水素発生量比較</p>	<p>第2図 水素発生量の比較</p>	<p>図2 水素発生量比較</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)



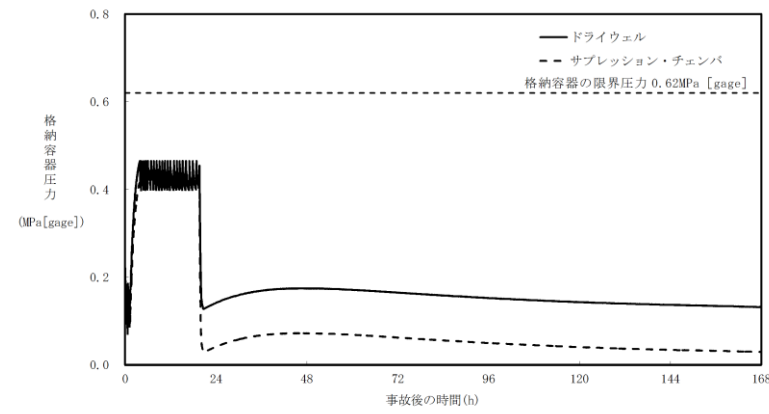
大破断LOCA (申請解析: 空隙率 0.1 以下で完全閉塞)



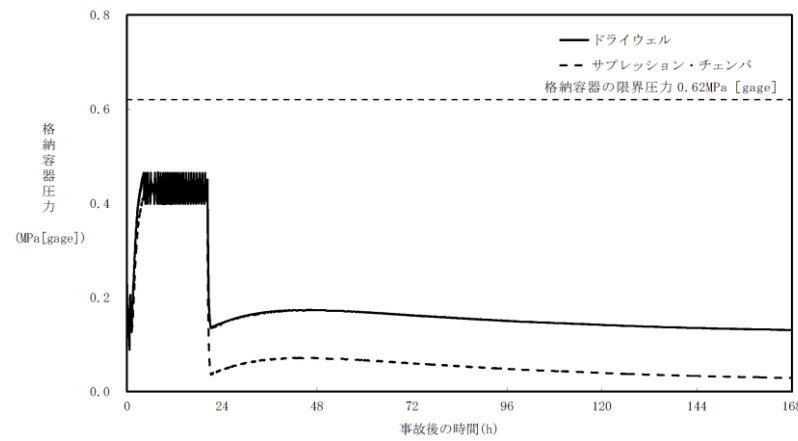
大破断LOCA (感度解析: 空隙率 0.0 で完全閉塞)

図3 格納容器圧力の比較

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)



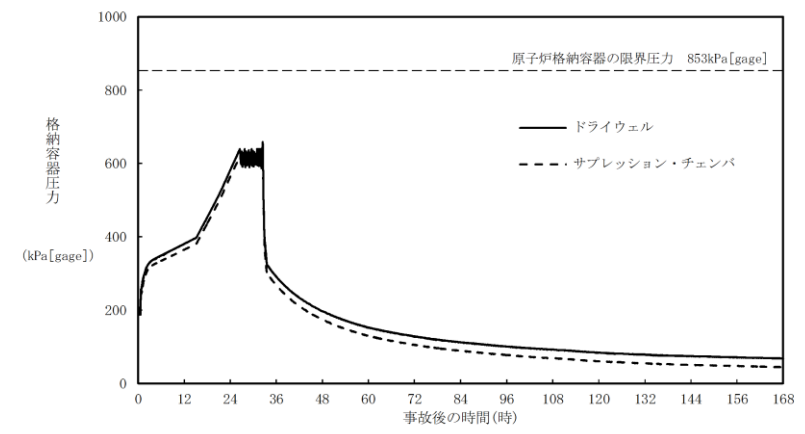
大破断LOCA解析 (ベースケース: 空隙率 0.1 以下で完全閉塞)



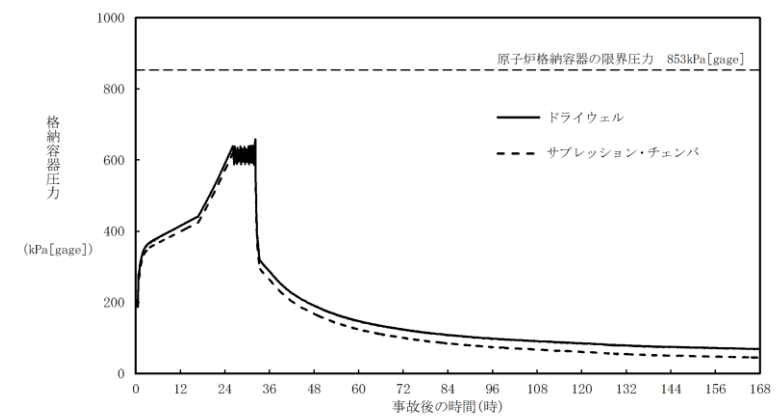
大破断LOCA解析 (感度解析: 空隙率 0.0 で完全閉塞)

第3図 格納容器圧力の比較

島根原子力発電所 2号炉



大破断LOCA (申請解析: 空隙率 0.1 以下で完全閉塞)



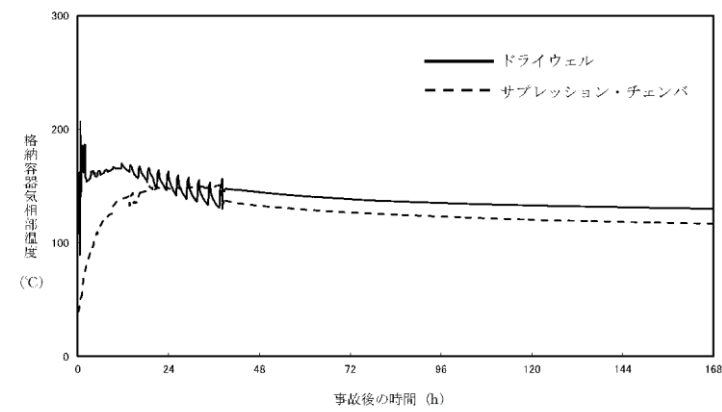
大破断LOCA (感度解析: 空隙率 0.0 で完全閉塞)

図3 格納容器圧力の比較

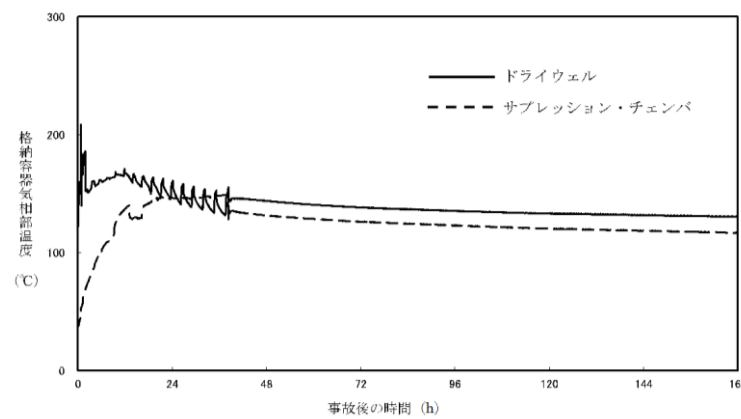
備考

(ベースケースと同様の相違)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)



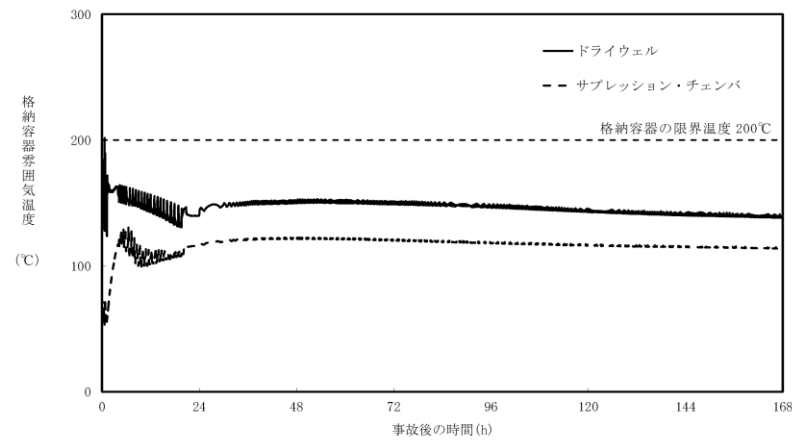
大破断LOCA (申請解析: 空隙率 0.1 以下で完全閉塞)



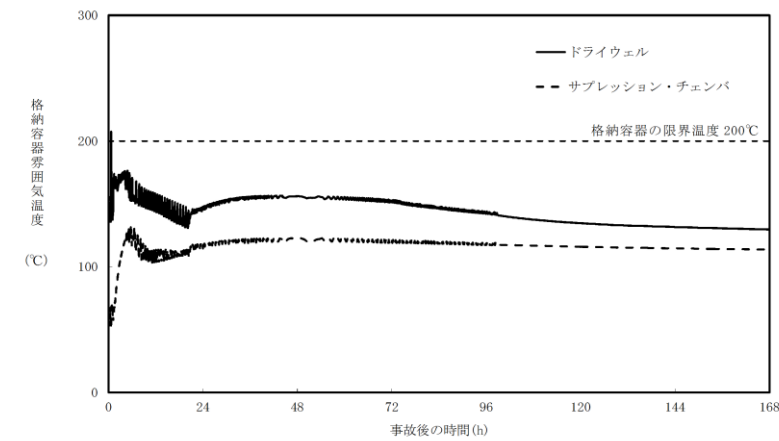
大破断LOCA (感度解析: 空隙率 0.0 で完全閉塞)

図4 格納容器気相部温度の比較

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)



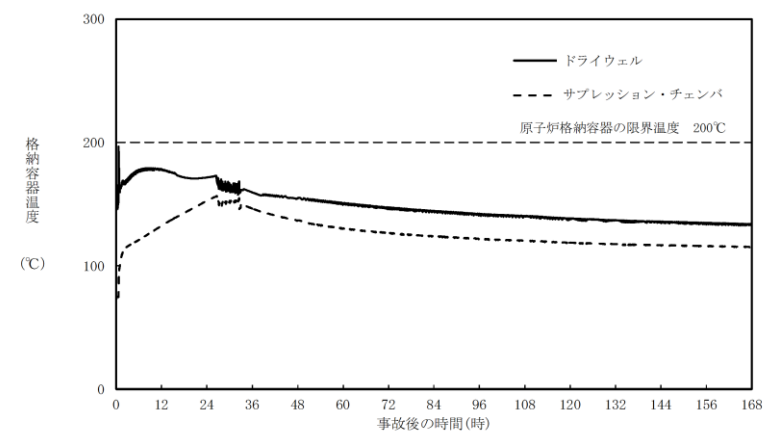
大破断LOCA解析 (ベースケース: 空隙率 0.1 以下で完全閉塞)



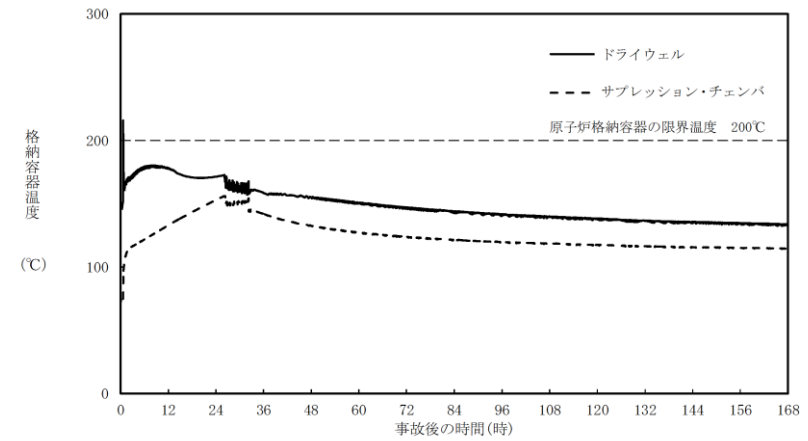
大破断LOCA解析 (感度解析: 空隙率 0.0 で完全閉塞)

第4図 格納容器気相部温度の比較

島根原子力発電所 2号炉



大破断LOCA (申請解析: 空隙率 0.1 以下で完全閉塞)

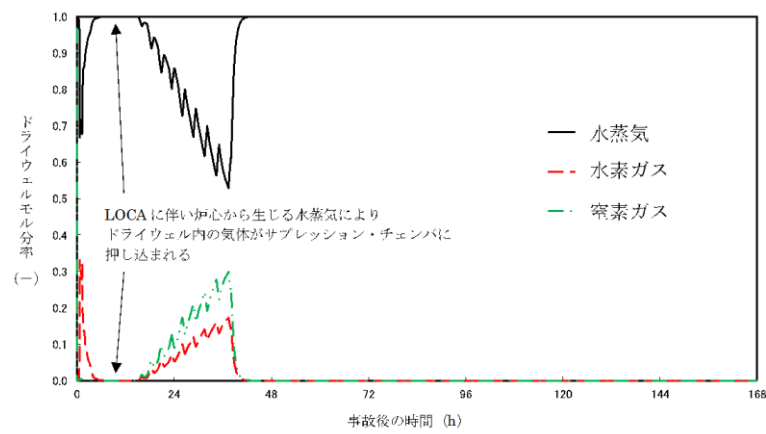


大破断LOCA (感度解析: 空隙率 0.0 で完全閉塞)

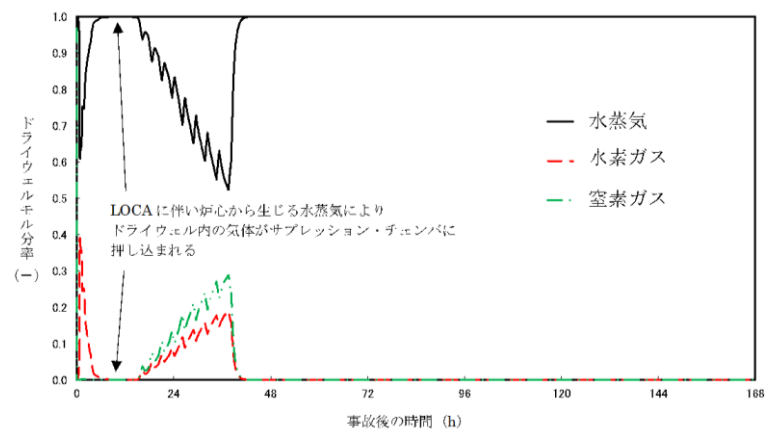
図4 格納容器温度の比較

備考

(ベースケースと同様の相違)

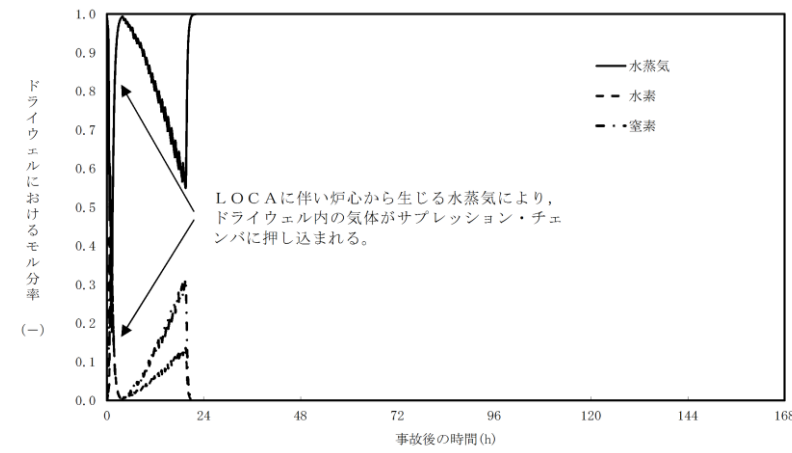


大破断LOCA (申請解析: 空隙率 0.1 以下で完全閉塞)

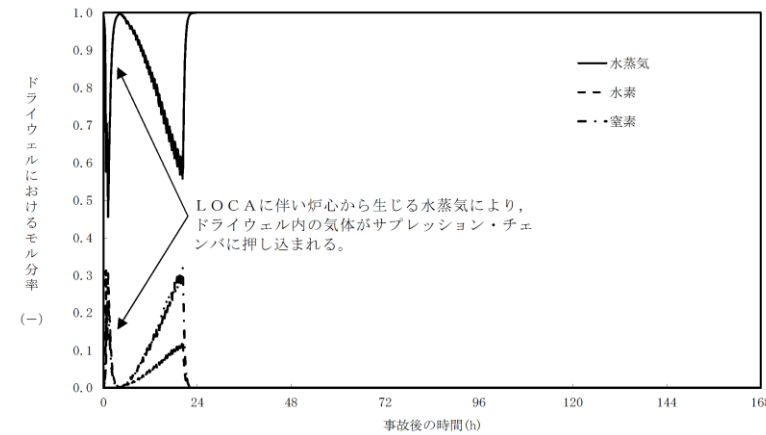


大破断LOCA (感度解析: 空隙率 0.0 で完全閉塞)

図5 ドライウエル気相濃度の比較

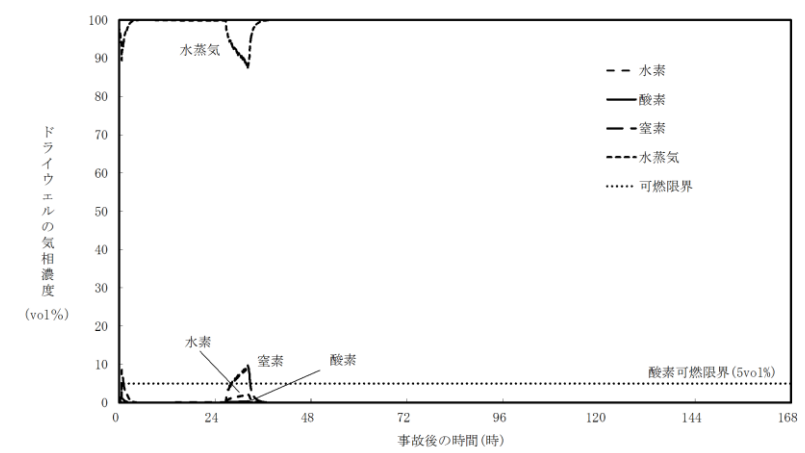


大破断LOCA解析 (ベースケース: 空隙率 0.1 以下で完全閉塞)

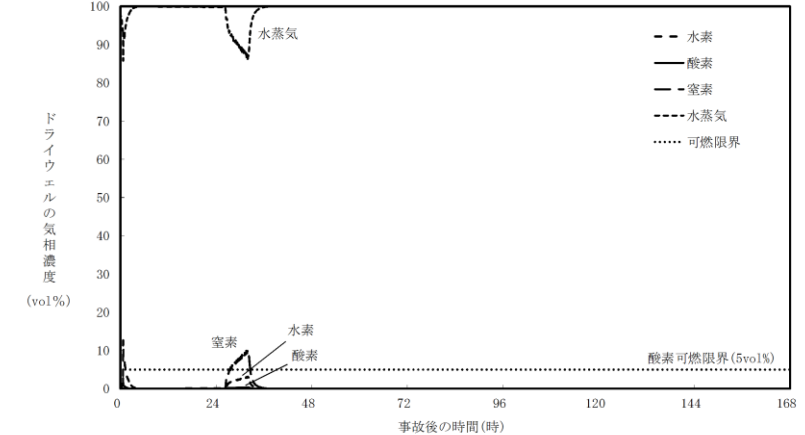


大破断LOCA解析 (感度解析: 空隙率 0.0 以下で完全閉塞)

第5図 ドライウエル気相濃度の比較



大破断LOCA (申請解析: 空隙率 0.1 以下で完全閉塞)

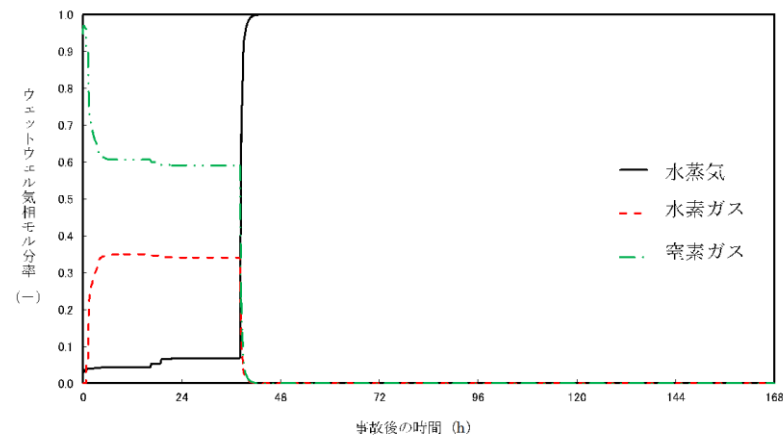


大破断LOCA (感度解析: 空隙率 0.0 で完全閉塞)

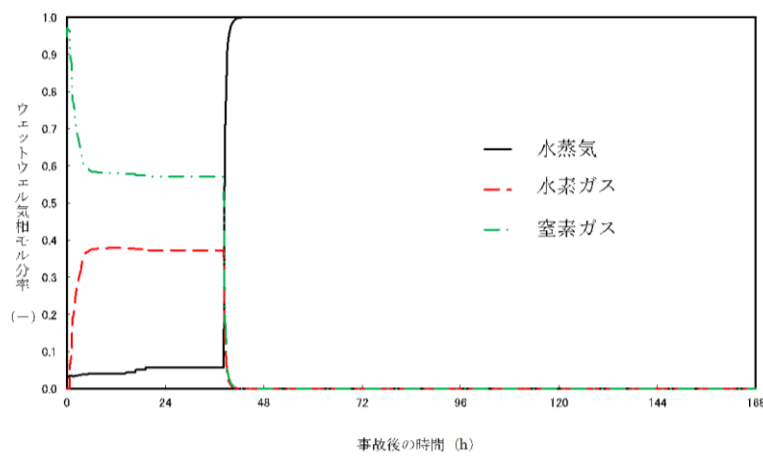
図5 ドライウエル気相濃度の比較

(格納容器ベント実施以降は、水蒸気濃度が支配的となり、3プラントとも同様の挙動)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)



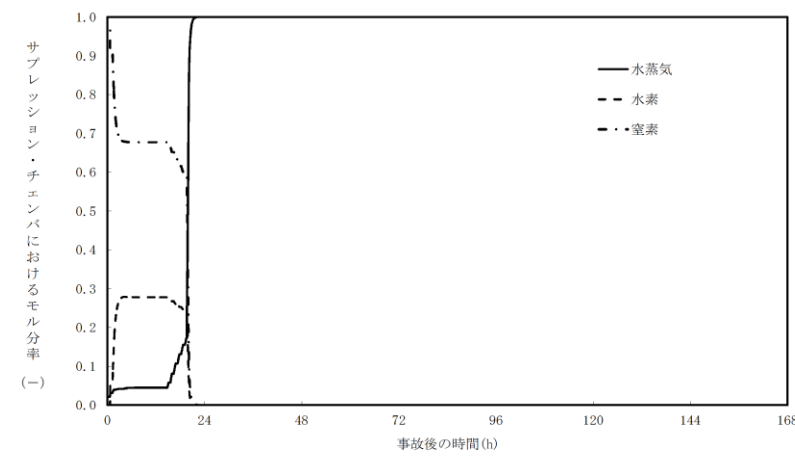
大破断LOCA (申請解析: 空隙率0.1以下で完全閉塞)



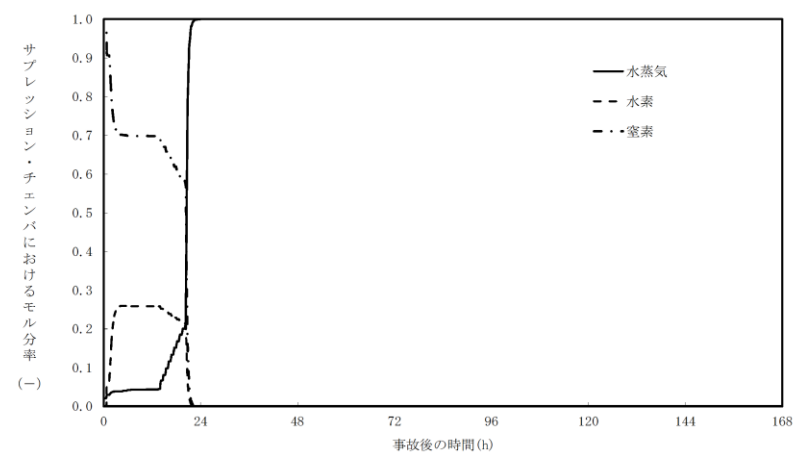
大破断LOCA (感度解析: 空隙率0.0で完全閉塞)

図6 ウェットウェル気相濃度の比較

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)



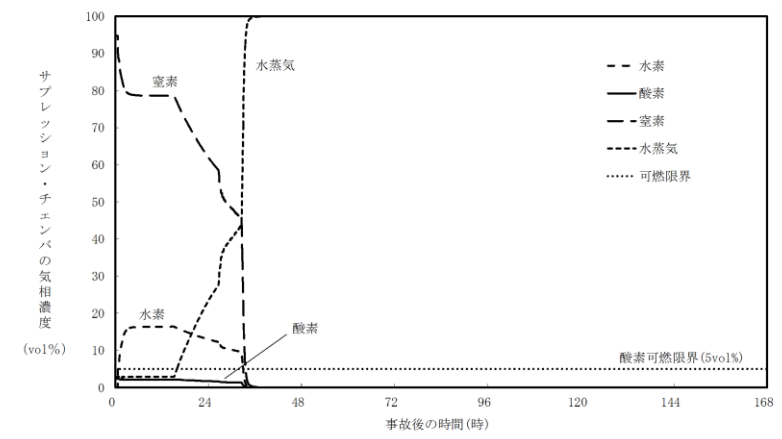
大破断LOCA解析 (ベースケース: 空隙率0.1以下で完全閉塞)



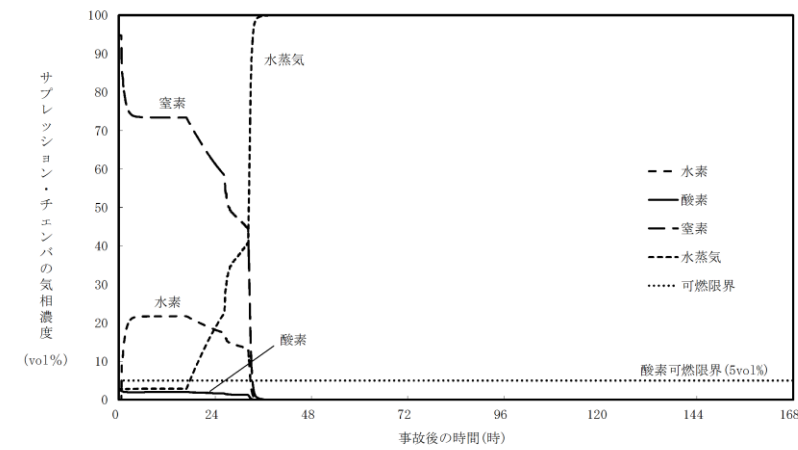
大破断LOCA解析 (感度解析: 空隙率0.0で完全閉塞)

第6図 サプレッション・チェンバ気相濃度の比較

島根原子力発電所 2号炉



大破断LOCA (申請解析: 空隙率0.1以下で完全閉塞)



大破断LOCA (感度解析: 空隙率0.0で完全閉塞)

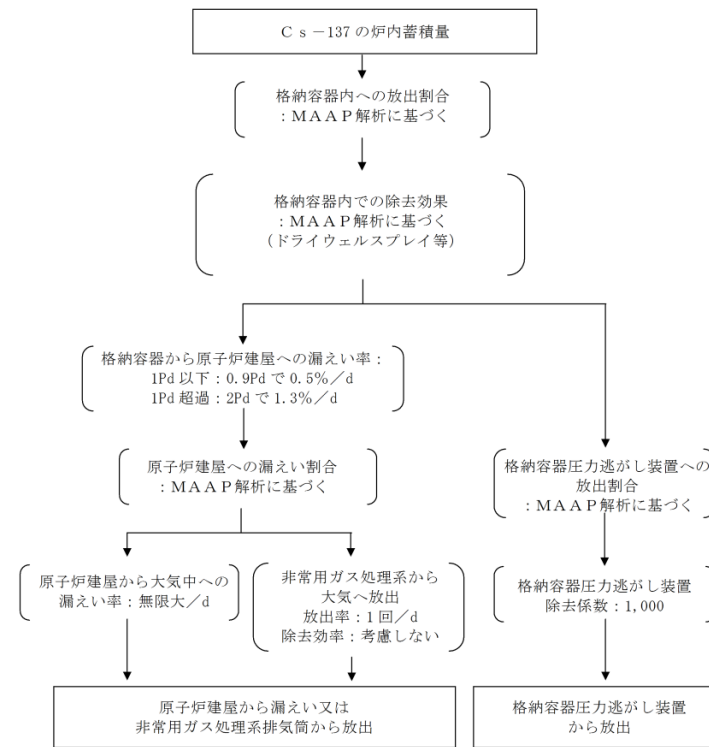
図6 サプレッション・チェンバ気相濃度の比較

備考

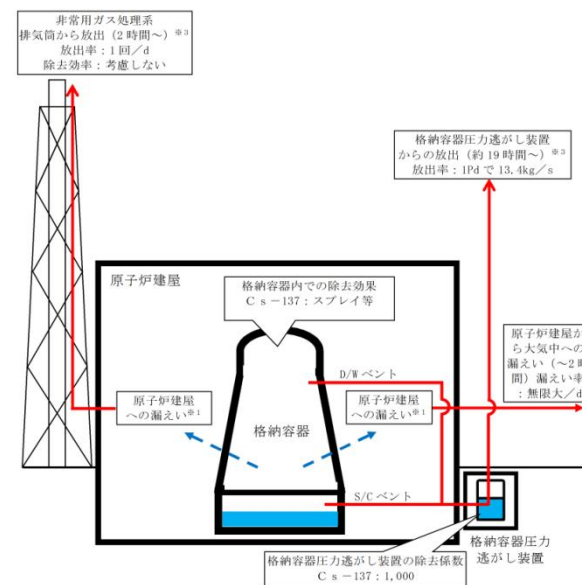
(格納容器ベント実施以降は, 水蒸気濃度が支配的となり, 3プラントとも同様の挙動)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料3.1.3.3</p> <p>雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時において代替循環冷却系を使用しない場合における格納容器圧力逃がし装置からのCs-137 放出量評価について</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 3.1.3.4</p> <p style="text-align: center;"><u>格納容器圧力逃がし装置を用いて大気中へ放出される Cs-137 の放出量評価</u></p> <p><u>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Cs-137の放出量評価に当たっては、「格納容器圧力逃がし装置を用いて大気中へ放出されるCs-137」及び「原子炉建屋から大気中へ漏えいするCs-137」の放出量をそれぞれ評価し、評価結果を合計することで算出している。本資料では、「格納容器圧力逃がし装置を用いて大気中へ放出されるCs-137」の放出量評価について示す（「原子炉建屋から大気中へ漏えいするCs-137」の放出量評価は、添付資料3.1.3.5参照）。なお、「格納容器圧力逃がし装置を用いて大気中へ放出されるCs-137」の放出量評価では、格納容器から原子炉建屋への漏えいがないものとして評価した方が、漏えいがある場合と比べて、格納容器から格納容器圧力逃がし装置への移行量が増加（大気中への放出量も増加）するため、保守的に漏えいがないものとして評価した。</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料 3.1.3.3</p> <p>雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時において残留熱代替除去系を使用しない場合における格納容器フィルタベント系からのCs-137 放出量評価について</p>	<p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉も、格納容器からの漏えいがないものとして評価を行っている。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																										
	<p>1. 評価条件</p> <p><u>放出量評価条件（格納容器圧力逃がし装置から放出）を第1表、大気中への放出過程及び概略図を第1図及び第2図に示す。</u></p> <p style="text-align: center;"><u>第1表 放出量評価条件 (1/2)</u></p> <table border="1" data-bbox="958 457 1668 674"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>評価条件</th> <th>選定理由</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>評価事象</td> <td>「大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」（代替循環冷却系を使用できない場合）（全交流動力電源喪失の重量を考慮）</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>炉心熱出力</td> <td>3,293MW</td> <td>定格熱出力</td> </tr> <tr> <td>運転時間</td> <td>1サイクル当たり 10,000時間（416日）</td> <td>1サイクル13ヶ月 (395日)を考慮して 設定</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;"><u>第1表 放出量評価条件 (2/2)</u></p> <table border="1" data-bbox="973 814 1659 1749"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>評価条件</th> <th>選定理由</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>取替炉心の燃料装荷割合</td> <td>1サイクル：0.229 2サイクル：0.229 3サイクル：0.229 4サイクル：0.229 5サイクル：0.084</td> <td>取替炉心の燃料装荷割合に基づき設定</td> </tr> <tr> <td>炉内蓄積量 (Cs-137) (BqCs137)</td> <td>約4.36×10^{17}Bq</td> <td>「単位熱出力当たりの炉内蓄積量 (Bq/MW)」×「3,293MW (定格熱出力)」(単位熱出力当たりの炉内蓄積量 (Bq/MW) は、BWR共通条件として、東海第二と同じ装荷燃料 (9×9燃料 (A型))、上記の運転時間及び取替炉心の燃料装荷割合で算出したABWRのサイクル末期の値[※]を使用)</td> </tr> <tr> <td>放出開始時間</td> <td>格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（以下「格納容器ベント」という。）：事象発生から約19時間後</td> <td>MAAP解析結果</td> </tr> <tr> <td>格納容器内への放出割合 (Cs-137)</td> <td>0.37</td> <td>MAAP解析結果</td> </tr> <tr> <td>格納容器内での除去効果</td> <td>MAAP解析に基づく（沈着、サブプレッション・プールでのスクラビング及びドライウエルスプレイ）</td> <td>MAAPのFP挙動モデル</td> </tr> <tr> <td>格納容器内pH制御の効果</td> <td>考慮しない</td> <td>サブプレッション・プール水pH制御設備は、重大事故等対処設備と位置付けていないため、保守的に設定</td> </tr> <tr> <td>格納容器から原子炉建屋への漏えい率</td> <td>考慮しない</td> <td>格納容器圧力逃がし装置への移行量を多く評価するため保守的に設定</td> </tr> <tr> <td>格納容器圧力逃がし装置への放出割合 (F_{Cs})</td> <td>【S/Cベント】 CsI類：4.33×10^{-7} CsOH類：2.42×10^{-7} 【D/Wベント】 CsI類：1.13×10^{-4} CsOH類：9.05×10^{-3}</td> <td>MAAP解析結果</td> </tr> <tr> <td>格納容器圧力逃がし装置の除去係数 (DF)</td> <td>1,000</td> <td>設計値に基づき設定</td> </tr> </tbody> </table> <p>※ 東海第二発電所 (BWR5) に比べて炉心比出力が大きく、単位熱出力当たりの炉内蓄積量を保守的に評価するABWRの値を使用。</p>	項目	評価条件	選定理由	評価事象	「大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」（代替循環冷却系を使用できない場合）（全交流動力電源喪失の重量を考慮）	—	炉心熱出力	3,293MW	定格熱出力	運転時間	1サイクル当たり 10,000時間（416日）	1サイクル13ヶ月 (395日)を考慮して 設定	項目	評価条件	選定理由	取替炉心の燃料装荷割合	1サイクル：0.229 2サイクル：0.229 3サイクル：0.229 4サイクル：0.229 5サイクル：0.084	取替炉心の燃料装荷割合に基づき設定	炉内蓄積量 (Cs-137) (BqCs137)	約 4.36×10^{17} Bq	「単位熱出力当たりの炉内蓄積量 (Bq/MW)」×「3,293MW (定格熱出力)」(単位熱出力当たりの炉内蓄積量 (Bq/MW) は、BWR共通条件として、東海第二と同じ装荷燃料 (9×9燃料 (A型))、上記の運転時間及び取替炉心の燃料装荷割合で算出したABWRのサイクル末期の値 [※] を使用)	放出開始時間	格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（以下「格納容器ベント」という。）：事象発生から約19時間後	MAAP解析結果	格納容器内への放出割合 (Cs-137)	0.37	MAAP解析結果	格納容器内での除去効果	MAAP解析に基づく（沈着、サブプレッション・プールでのスクラビング及びドライウエルスプレイ）	MAAPのFP挙動モデル	格納容器内pH制御の効果	考慮しない	サブプレッション・プール水pH制御設備は、重大事故等対処設備と位置付けていないため、保守的に設定	格納容器から原子炉建屋への漏えい率	考慮しない	格納容器圧力逃がし装置への移行量を多く評価するため保守的に設定	格納容器圧力逃がし装置への放出割合 (F _{Cs})	【S/Cベント】 CsI類： 4.33×10^{-7} CsOH類： 2.42×10^{-7} 【D/Wベント】 CsI類： 1.13×10^{-4} CsOH類： 9.05×10^{-3}	MAAP解析結果	格納容器圧力逃がし装置の除去係数 (DF)	1,000	設計値に基づき設定		<p>・資料構成の相違 【東海第二】 島根2号炉は、Cs-137の炉内内蔵量の評価の前提条件について、「表1」にて記載。</p> <p>・資料構成の相違 【東海第二】 島根2号炉は、Cs-137の放出量評価条件について、「表2」にて記載。</p>
項目	評価条件	選定理由																																											
評価事象	「大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」（代替循環冷却系を使用できない場合）（全交流動力電源喪失の重量を考慮）	—																																											
炉心熱出力	3,293MW	定格熱出力																																											
運転時間	1サイクル当たり 10,000時間（416日）	1サイクル13ヶ月 (395日)を考慮して 設定																																											
項目	評価条件	選定理由																																											
取替炉心の燃料装荷割合	1サイクル：0.229 2サイクル：0.229 3サイクル：0.229 4サイクル：0.229 5サイクル：0.084	取替炉心の燃料装荷割合に基づき設定																																											
炉内蓄積量 (Cs-137) (BqCs137)	約 4.36×10^{17} Bq	「単位熱出力当たりの炉内蓄積量 (Bq/MW)」×「3,293MW (定格熱出力)」(単位熱出力当たりの炉内蓄積量 (Bq/MW) は、BWR共通条件として、東海第二と同じ装荷燃料 (9×9燃料 (A型))、上記の運転時間及び取替炉心の燃料装荷割合で算出したABWRのサイクル末期の値 [※] を使用)																																											
放出開始時間	格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（以下「格納容器ベント」という。）：事象発生から約19時間後	MAAP解析結果																																											
格納容器内への放出割合 (Cs-137)	0.37	MAAP解析結果																																											
格納容器内での除去効果	MAAP解析に基づく（沈着、サブプレッション・プールでのスクラビング及びドライウエルスプレイ）	MAAPのFP挙動モデル																																											
格納容器内pH制御の効果	考慮しない	サブプレッション・プール水pH制御設備は、重大事故等対処設備と位置付けていないため、保守的に設定																																											
格納容器から原子炉建屋への漏えい率	考慮しない	格納容器圧力逃がし装置への移行量を多く評価するため保守的に設定																																											
格納容器圧力逃がし装置への放出割合 (F _{Cs})	【S/Cベント】 CsI類： 4.33×10^{-7} CsOH類： 2.42×10^{-7} 【D/Wベント】 CsI類： 1.13×10^{-4} CsOH類： 9.05×10^{-3}	MAAP解析結果																																											
格納容器圧力逃がし装置の除去係数 (DF)	1,000	設計値に基づき設定																																											



第1図 Cs-137の大気放出過程



※1 格納容器から原子炉建屋への漏えい率
(原子炉建屋から大気中へ漏えいするCs-137の漏えい量評価時のみ)
1Pd以下: 0.9Pdで0.5%/d、1Pd超過: 2Pdで1.3%/d

大気への放出経路	0h	▼2h*2	▼19h*3	168h▼
原子炉建屋から大気中への漏えい				
非常用ガス処理系排気筒からの放出				
格納容器圧力逃がし装置からの放出				

※2 非常用ガス処理系の起動により原子炉建屋原子炉種内は負圧となるため、事象発生2h以降は原子炉建屋から大気中への漏えいはなくなる。
※3 事象発生後19時間以降は、「非常用ガス処理系排気筒からの放出」及び「格納容器圧力逃がし装置からの放出」の両経路から放射性物質を放出する。

第2図 大気放出過程概略図 (イメージ)

・記載方針の相違
【東海第二】
島根2号炉は、ベントラインからの放出量の評価条件について表2に示している。
また、原子炉建物からの漏えいに関する評価結果については添付資料3.1.3.4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
<p>雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時において代替循環冷却系を使用しない場合におけるCs-137の放出量は以下のとおりとなる。</p> <p>なお、Cs-137の炉内内蔵量の評価の前提条件を表1に示す。</p> <p>(1) Cs-137の放出量(TBq)の算出 Cs-137の放出量は、以下の式により算出する。 大気中へのCs-137の放出量(Bq) = $f_{Cs} \times Bq_{Cs-137} \times (1/DF)$ …… (1)</p> <p>一方、原子炉格納容器からのセシウム放出割合(f_{Cs})は、CsI及びCsOHの放出割合より、以下の式により算出する。なお、Cs-137の炉内内蔵量はORIGENコード、原子炉格納容器からのCsI及びCsOHの放出割合はMAAPコードにて算出している。</p> $f_{Cs} = (M_{CsI} + M_{CsOH}) / M_{Cs} \quad \dots\dots (2)$ $M_{CsI} = W_{Cs} \times (M_I / W_I) \times f_{CsI} \quad \dots\dots (3)$ $M_{CsOH} = (M_{Cs} - W_{Cs} \times (M_I / W_I)) \times f_{CsOH} \quad \dots\dots (4)$ <p>(2) ~ (4) 式より $f_{Cs} = f_{CsOH} + (M_I / M_{Cs}) \times (W_{Cs} / W_I) \times (f_{CsI} - f_{CsOH})$ …… (5)</p> <p>f_{Cs}: 原子炉格納容器からのセシウムの放出割合 f_{CsI}: 原子炉格納容器からのCsIの放出割合* f_{CsOH}: 原子炉格納容器からのCsOHの放出割合* M_{CsI}: CsIに含まれるCs量 M_{CsOH}: CsOHに含まれるCs量 M_I: よう素の初期重量 = 29.1 kg M_{Cs}: セシウムの初期重量 = 382.9 kg W_I: よう素の分子量 = 131 (kg/kmol) W_{Cs}: セシウムの分子量 = 133 (kg/kmol) Bq_{Cs-137}: Cs-137の原子炉圧力容器内内蔵量(Bq) = 5.2×10^{17} DF: 格納容器圧力逃がし装置の除染係数 = 1,000</p> <p>※原子炉格納容器内のエアロゾル状の放射性物質の低減効果(サブプレッション・チェンバのスクラビングによる除染係数等)を考慮したMAAPコードでの評価値(別紙参照)</p>	<p>2. 放出量評価</p> <p>(1) 評価方法</p> <p>格納容器圧力逃がし装置を介して放出される大気中へのCs-137の放出量は、第1表の放出量評価条件及び以下の式により算出する。</p> $[Cs-137の放出量] = F_{Cs} \cdot Bq_{Cs137} \cdot (1/DF) \cdot \dots (1)$ <p>F_{Cs}: 格納容器から格納容器圧力逃がし装置へ放出されるCs-137の放出割合 Bq_{Cs137}: Cs-137の炉内蓄積量 [4.36×10^{17} Bq] DF: 格納容器圧力逃がし装置の除去係数 [1,000]</p> <p>F_{Cs}について、MAAP解析では、CsはCsI又はCsOHとして存在しているため、以下の式によりF_{Cs}を算出する。</p> $F_{Cs} = (M_{CsI} + M_{CsOH}) / M_{Cs} \quad \dots\dots (2)$ $M_{CsI} = M_I \cdot W_{Cs} / W_I \cdot F_{CsI} \quad \dots\dots (3)$ $M_{CsOH} = (M_{Cs} - M_I \cdot W_{Cs} / W_I) \cdot F_{CsOH} \quad \dots\dots (4)$ <p>(2), (3)及び(4)式により、 $F_{Cs} = F_{CsOH} + M_I / M_{Cs} \cdot W_{Cs} / W_I \cdot (F_{CsI} - F_{CsOH}) \quad \dots\dots (5)$</p> <p>$F_{CsI}$: 格納容器から格納容器圧力逃がし装置へ放出されるCsIの放出割合[S/Cベント: 4.33×10^{-7}, D/Wベント: 1.13×10^{-4}] F_{CsOH}: 格納容器から格納容器圧力逃がし装置へ放出されるCsOHの放出割合[S/Cベント: 2.42×10^{-7}, D/Wベント: 9.05×10^{-3}] M_{CsI}: 格納容器から格納容器圧力逃がし装置へ放出されるCsIに含まれるCs量[kg] M_{CsOH}: 格納容器から格納容器圧力逃がし装置へ放出されるCsOHに含まれるCs量[kg] M_{Cs}: Csの初期重量[321.2kg] M_I: Iの初期重量[24.4kg] W_I: Iの分子量[131g/mol] W_{Cs}: Csの分子量[133g/mol]</p>	<p>雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時において残留熱代替除去系を使用しない場合におけるCs-137の放出量は以下のとおりとなる。</p> <p>なお、Cs-137の炉内内蔵量の評価の前提条件を表1に、Cs-137の放出量評価条件を表2に示す。</p> <p>1. Cs-137の放出量(TBq)の算出 Cs-137の放出量は、以下の式により算出される。 大気中へのCs-137の放出量(Bq) = $f_{Cs} \times Bq_{Cs-137} \times (1/DF)$ …… (1)</p> <p>一方、原子炉格納容器からのセシウムの放出割合(f_{Cs})は、CsI及びCsOHの放出割合より、以下の式により算出される。なお、Cs-137の炉内内蔵量はORIGENコード、原子炉格納容器からのCsI及びCsOHの放出割合はMAAPコードにて算出している。</p> $f_{Cs} = (M_{CsI} + M_{CsOH}) / M_{Cs} \quad \dots\dots (2)$ $M_{CsI} = W_{Cs} \times (M_I / W_I) \times f_{CsI} \quad \dots\dots (3)$ $M_{CsOH} = (M_{Cs} - W_{Cs} \times (M_I / W_I)) \times f_{CsOH} \quad \dots\dots (4)$ <p>(2) ~ (4) 式より $f_{Cs} = f_{CsOH} + (M_I / M_{Cs}) \times (W_{Cs} / W_I) \times (f_{CsI} - f_{CsOH}) \quad \dots\dots (5)$</p> <p>$f_{Cs}$: 格納容器からのセシウムの放出割合 f_{CsI}: 格納容器からのCsIの放出割合* f_{CsOH}: 格納容器からのCsOHの放出割合* M_{CsI}: CsIに含まれるCs量 M_{CsOH}: CsOHに含まれるCs量 M_I: よう素の初期重量 = 18.1 (kg) M_{Cs}: セシウムの初期重量 = 237.6 (kg) W_I: よう素の分子量 = 131 (kg/kmol) W_{Cs}: セシウムの分子量 = 133 (kg/kmol) Bq_{Cs-137}: Cs-137の原子炉圧力容器内内蔵量 = 3.22×10^{17} (Bq) DF: 格納容器フィルタベント系による粒子状放射性物質に対する除染係数 = 1000</p> <p>※格納容器内のエアロゾル状の放射性物質の低減効果(サブプレッション・チェンバのスクラビングによる除染係数等)を考慮したMAAPコードでの評価値(別紙参照)</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(2) 計算結果</p> <p>サプレッション・チェンバのラインを経由し、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の7日間のCs-137の放出量は(1)、(5)式より以下のとおりとなる。</p> $f_{Cs} = f_{CsOH} + (M_I / M_{Cs}) \times (W_{Cs} / W_I) \times (f_{CsI} - f_{CsOH})$ $f_{Cs} = 2.706 \times 10^{-6} + (29.1 / 382.9) \times (133 / 131) \times (1.308 \times 10^{-6} - 2.706 \times 10^{-6})$ $= 2.60 \times 10^{-6}$ <p>Cs-137の放出量(Bq) = $f_{Cs} \times Bq_{Cs-137} \times (1/DF)$ = $2.60 \times 10^{-6} \times 5.2 \times 10^{17} \times (1/1,000)$ = <u>約 1.4×10^{-3} TBq (7日間)</u></p> <p>ドライウエルのラインを経由し、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の7日間のCs-137の放出量は(1)、(5)式より以下のとおりとなる。</p> $f_{Cs} = f_{CsOH} + (M_I / M_{Cs}) \times (W_{Cs} / W_I) \times (f_{CsI} - f_{CsOH})$ $f_{Cs} = 3.908 \times 10^{-2} + (29.1 / 382.9) \times (133 / 131) \times (2.503 \times 10^{-3} - 3.908 \times 10^{-2})$ $= 3.80 \times 10^{-2}$ <p>Cs-137の放出量(Bq) = $f_{Cs} \times Bq_{Cs-137} \times (1/DF)$ = $3.80 \times 10^{-2} \times 5.2 \times 10^{17} \times (1/1,000)$ = <u>約 2.0 TBq (7日間)</u></p> <p>同様に、30日間及び100日間のCs-137の放出量は(1)、(5)式より以下のとおりとなる。</p> <p>サプレッション・チェンバのラインを経由し、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合</p> <p>Cs-137の放出量(Bq) = <u>約 4.0×10^{-3} TBq (30日間)</u> Cs-137の放出量(Bq) = <u>約 8.5×10^{-3} TBq (100日間)</u></p> <p>ドライウエルのラインを経由し、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合</p> <p>Cs-137の放出量(Bq) = <u>約 3.1 TBq (30日間)</u></p>	<p>(2) 評価結果</p> <p>サプレッション・チェンバから格納容器圧力逃がし装置を介して大気中に放出されるCs-137の放出量は、(1)式及び(5)式により、以下のとおりとなる。</p> $F_{Cs} = F_{CsOH} + M_I / M_{Cs} \cdot W_{Cs} / W_I \cdot (F_{CsI} - F_{CsOH})$ $= 2.42 \times 10^{-7} + (24.4 / 321.2) \cdot (133 / 131) \cdot (4.33 \times 10^{-7} - 2.42 \times 10^{-7})$ $= 2.57 \times 10^{-7}$ <p>[Cs-137の放出量] = $F_{Cs} \cdot Bq_{Cs137} \cdot (1/DF)$ = $2.57 \times 10^{-7} \cdot 4.36 \times 10^{17} \cdot (1/1,000)$ = 1.2×10^8 [Bq] = <u>約 1.2×10^{-4} [TBq]</u></p> <p>また、ドライウエルから格納容器圧力逃がし装置を介して大気中に放出されるCs-137の放出量は、(1)式及び(5)式により、以下のとおりとなる。</p> $F_{Cs} = F_{CsOH} + M_I / M_{Cs} \cdot W_{Cs} / W_I \cdot (F_{CsI} - F_{CsOH})$ $= 9.05 \times 10^{-3} + (24.4 / 321.2) \cdot (133 / 131) \cdot (1.13 \times 10^{-4} - 9.05 \times 10^{-3})$ $= 8.36 \times 10^{-3}$ <p>[Cs-137の放出量] = $F_{Cs} \cdot Bq_{Cs137} \cdot (1/DF)$ = $8.36 \times 10^{-3} \cdot 4.36 \times 10^{17} \cdot (1/1,000)$ = 3.7×10^{12} [Bq] = <u>約 3.7 [TBq]</u></p> <p>事象発生7日間以降の影響を確認するために評価した、事象発生30日間及び100日間における格納容器圧力逃がし装置を用いて大気中へ放出されるCs-137の放出量は、サプレッション・チェンバからのベントの場合は約 1.3×10^{-4} TBq (事象発生30日間) 及び約 1.5×10^{-4} TBq (事象発生100日間)、ドライウエルからのベントの場合は約 4.1 TBq (事象発生30日間) 及び約 4.1 TBq (事象発生100日間) である*1。</p>	<p>2. 計算結果</p> <p>サプレッション・チェンバのラインを経由し、格納容器フィルタベント系を用いた場合の7日間のCs-137の放出量は(1)、(5)式より以下のとおりとなる。</p> $f_{Cs} = f_{CsOH} + (M_I / M_{Cs}) \times (W_{Cs} / W_I) \times (f_{CsI} - f_{CsOH})$ $f_{Cs} = 6.54 \times 10^{-6} + (18.1 / 237.6) \times (133 / 131) \times (3.51 \times 10^{-6} - 6.54 \times 10^{-6})$ $= 6.31 \times 10^{-6}$ <p>Cs-137の放出量(Bq) = $f_{Cs} \times Bq_{Cs137} \times (1/DF)$ = $6.31 \times 10^{-6} \times 3.22 \times 10^{17} \times (1/1000)$ = 2.03×10^9 [Bq] = <u>約 2.1×10^{-3} [TBq]</u></p> <p>ドライウエルのラインを経由し、格納容器フィルタベント系を用いた場合の7日間のCs-137の放出量は(1)、(5)式より以下のとおりとなる。</p> $f_{Cs} = f_{CsOH} + (M_I / M_{Cs}) \times (W_{Cs} / W_I) \times (f_{CsI} - f_{CsOH})$ $f_{Cs} = 1.11 \times 10^{-2} + (18.1 / 237.6) \times (133 / 131) \times (2.62 \times 10^{-3} - 1.11 \times 10^{-2})$ $= 1.05 \times 10^{-2}$ <p>Cs-137の放出量(Bq) = $f_{Cs} \times Bq_{Cs137} \times (1/DF)$ = $1.05 \times 10^{-2} \times 3.22 \times 10^{17} \times (1/1000)$ = 3.38×10^{12} [Bq] = <u>約 3.4 [TBq]</u></p> <p>同様に、30日間及び100日間のCs-137の放出量は(1)、(5)式より以下のとおりとなる。</p> <p>サプレッション・チェンバのラインを経由し、格納容器フィルタベント系を用いた場合</p> <p>Cs-137の放出量(Bq) = <u>約 4.0×10^{-3} TBq (30日間)</u> Cs-137の放出量(Bq) = <u>約 6.5×10^{-3} TBq (100日間)</u></p> <p>ドライウエルのラインを経由し、格納容器フィルタベント系を用いた場合</p> <p>Cs-137の放出量(Bq) = <u>約 5.3 TBq (30日間)</u></p>	<p>備考</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>Cs-137 の放出量 (Bq) = <u>約3.2TBq</u> (100日間)</p>	<p>なお、<u>事象発生7日以降の長期解析においては、事象発生約19時間後に格納容器ベントを実施し、事象発生100日まで格納容器ベントを継続しているが、格納容器の除熱機能、格納容器への窒素注入機能及び格納容器内の可燃性ガスの濃度制御系機能が確保できた場合には、格納容器ベントを停止する運用とする。</u></p> <p><u>※1 Cs-137は長半減期核種となるが、事象発生30日間及び100日間におけるCs-137の放出量は、長期的な放出量を評価する観点から、減衰効果を考慮し評価した。</u></p>	<p>Cs-137 の放出量 (Bq) = <u>約5.4TBq</u> (100日間)</p>	<p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号は、保守側に減衰効果を考慮せず評価した。</p>

【比較のため、「1. 評価条件」を記載】

1. 評価条件

放出量評価条件(格納容器圧力逃がし装置から放出)を第1表、大気中への放出過程及び概略図を第1図及び第2図に示す。

第1表 放出量評価条件 (1/2)

項目	評価条件	選定理由
評価事象	「大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」(代替循環冷却系を使用できない場合)(全交流動力電源喪失の重量を考慮)	—
炉心熱出力	3,293MW	定格熱出力
運転時間	1サイクル当たり 10,000時間(416日)	1サイクル13ヶ月(395日)を考慮して設定

第1表 放出量評価条件 (2/2)

項目	評価条件	選定理由
取替炉心の燃料装荷割合	1サイクル:0.229 2サイクル:0.229 3サイクル:0.229 4サイクル:0.229 5サイクル:0.084	取替炉心の燃料装荷割合に基づき設定
炉内蓄積量 (Cs-137) (Bq _{Cs137})	約4.36×10 ¹⁷ Bq	「単位熱出力当たりの炉内蓄積量(Bq/MW)」×「3,293MW(定格熱出力)」(単位熱出力当たりの炉内蓄積量(Bq/MW)は、BWR共通条件として、東海第二と同じ装荷燃料(9×9燃料(A型))、上記の運転時間及び取替炉心の燃料装荷割合で算出したABWRのサイクル末期の値 [※] を使用)
放出開始時間	格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱(以下「格納容器ベント」という。):事象発生から約19時間後	MAAP解析結果
格納容器内への放出割合 (Cs-137)	0.37	MAAP解析結果
格納容器内での除去効果	MAAP解析に基づく(沈着、サブプレッション・プールでのスクラビング及びドライウェルスプレイ)	MAAPのFP挙動モデル
格納容器内pH制御の効果	考慮しない	サブプレッション・プール水pH制御設備は、重大事故等対処設備と位置付けていないため、保守的に設定
格納容器から原子炉建屋への漏えい率	考慮しない	格納容器圧力逃がし装置への移行量を多く評価するため保守的に設定
格納容器圧力逃がし装置への放出割合 (F _{Cs})	【S/Cベント】 CsI類:4.33×10 ⁻⁷ CsOH類:2.42×10 ⁻⁷ 【D/Wベント】 CsI類:1.13×10 ⁻⁴ CsOH類:9.05×10 ⁻³	MAAP解析結果
格納容器圧力逃がし装置の除去係数 (DF)	1,000	設計値に基づき設定

※ 東海第二発電所(BWR5)に比べて炉心比出力が大きく、単位熱出力当たりの炉内蓄積量を保守的に評価するABWRの値を使用。

表1 Cs-137の炉内内蔵量の評価の前提条件

項目	値	設定根拠
運転時間 (h)	1サイクル:10,000h(416日)	1サイクル13ヶ月(395日)を考慮して、燃料の最高取出燃焼度に余裕を持たせ長めに設定
	2サイクル:20,000h	
	3サイクル:30,000h	
	4サイクル:40,000h	
	5サイクル:50,000h(平均燃焼度:約30Gwd/t)	
取替炉心の燃料装荷割合	1サイクル:0.229(200体)	取替炉心の燃料装荷割合に基づく(ABWRの値を用いて、炉心内蔵量を計算し、熱出力3,926MWで規格化する。)
	2サイクル:0.229(200体)	
	3サイクル:0.229(200体)	
	4サイクル:0.229(200体)	
	5サイクル:0.084(72体)	

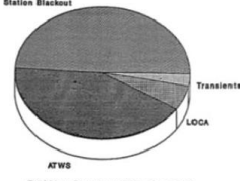
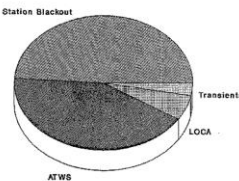
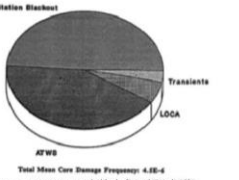
表1 Cs-137の炉内内蔵量の評価の前提条件

項目	評価条件	選定理由
運転時間 (h)	1サイクル:10,000h(416日) 2サイクル:20,000h 3サイクル:30,000h 4サイクル:40,000h 5サイクル:50,000h	1サイクル13ヶ月(395日)を考慮して、燃料の最高取出燃焼度に余裕を持たせ長めに設定
取替炉心の燃料装荷割合	1サイクル:0.229(200体) 2サイクル:0.229(200体) 3サイクル:0.229(200体) 4サイクル:0.229(200体) 5サイクル:0.084(72体)	取替炉心の燃料装荷割合に基づく

表2 放出量評価条件

項目	評価条件	選定理由
炉内内蔵量 (Cs-137)	3.22×10 ¹⁷	「単位熱出力当たりの炉内蓄積量(Bq/MW)」に「2,436MW(定格熱出力)」を乗じて算出
放出開始時間	事象発生から約32時間(格納容器フィルタベント使用時)	MAAP解析結果
格納容器内での除去効果	MAAP解析に基づく(沈着、ドライウェルスプレイ及びサブプレッション・プールにおけるスクラビング)	MAAPのFP挙動モデル
格納容器内pH制御の効果	考慮しない	保守的に考慮しないものとした
格納容器から原子炉建屋への漏えい	考慮しない	保守的に考慮しないものとした
格納容器フィルタベント系への放出割合	【S/Cベント】 CsI類:3.51×10 ⁻⁶ CsOH類:6.54×10 ⁻⁶ 【D/Wベント】 CsI類:2.62×10 ⁻³ CsOH類:1.11×10 ⁻²	MAAP解析結果
格納容器フィルタベント系における粒子状放射放射性物質の除去係数	粒子状物質:1,000	設計値に基づき設定

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
<p style="text-align: center;">添付資料3.1.3.3 (別紙)</p> <p style="text-align: center;">大破断LOCA 時における放射性物質の原子炉格納容器内への放出割合について</p> <p>大破断LOCA 時における環境中へのセシウムの放出量の評価では、原子炉格納容器内へのセシウムの放出割合としてMAAP 解析結果を適用している。</p> <p>原子炉格納容器内への放射性物質の放出割合は米国の代表的なソースタームであるNUREG-1465※1 においても整理されており、NUREG-1465 で整理された値を使用することでも環境中へのセシウムの放出量を評価することができると考えられる。</p> <p>以下では、原子炉格納容器内へのセシウムの放出割合についてMAAP 解析結果とNUREG-1465 を比較し、MAAP 解析結果の適用性を検討した。</p> <p>※1 NUREG-1465 では、NUREG-1150 (米国の代表プラントのPRA) で検討された<u>全ての</u>事故シーケンスについてレビューを行い、更にいくつかのシーケンスに対するソースタームコードパッケージ (STCP) やMELCOR コードによる追加解析が行われて、ソースタームが検討されている (表1 参照)。検討された</p>	<p style="text-align: center;">添付資料3.1.3.3 (別紙)</p> <p style="text-align: center;">大破断LOCA 時における放射性物質の原子炉格納容器内への放出割合について</p> <p>大破断LOCA 時における環境中へのセシウムの放出量の評価では、原子炉格納容器内へのセシウムの放出割合としてMAAP 解析結果を適用している。</p> <p>原子炉格納容器内への放射性物質の放出割合は米国の代表的なソースタームであるNUREG-1465※1 においても整理されており、NUREG-1465 で整理された値を使用することでも環境中へのセシウムの放出量を評価することができると考えられる。</p> <p>以下では、原子炉格納容器内へのセシウムの放出割合についてMAAP 解析結果とNUREG-1465 を比較し、MAAP 解析結果の適用性を検討した。</p> <p>また、<u>大気へのCs-137 の放出量の評価において、格納容器内へのCs-137 の放出割合としてMAAP 解析結果を用いている。</u></p> <p><u>第3図のとおり、米国の代表的なソースタームであるNUREG-1465※2 で示された値 (BWRプラント、「Gap Release」及び「Early In-Vessel」の値の和) とMAAP 解析結果を比較すると、よう素及びセシウムの放出割合については、MAAP 解析の方が大きい結果となる。希ガスについては、NUREG-1465 の方が大きい。これは東海第二の想定シナリオでは原子炉注水により炉心を再冠水させることで、炉心の終状態においても炉心内に自立した状態の燃料が一部存在するためである (添付資料3.1.2.6 参照)。</u></p> <p><u>仮にセシウムの格納容器内への放出割合としてNUREG-1465 の値を参照した場合、セシウムの放出量として代表的又は典型的な値が評価されることが考えられるが、本評価では、評価対象とする事故シーケンス「大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」のMAAP 解析結果が得られており、また、その値がNUREG-1465 と比べて大きいことから、MAAP 解析結果を参照することは適切であると考えられる。</u></p> <p>※2 NUREG-1465 では、NUREG-1150 (米国の代表プラントのPRA) で検討された<u>全ての</u>事故シーケンスについてレビューを行い、<u>さらに、</u>いくつかのシーケンスに対するソースタームコードパッケージ (STCP) やMELCOR コードによる追加解析が行われて、ソー</p>	<p style="text-align: center;">添付資料3.1.3.3 (別紙)</p> <p style="text-align: center;">大破断LOCA 時における放射性物質の原子炉格納容器内への放出割合について</p> <p>大破断LOCA 時における環境中へのセシウムの放出量の評価では、原子炉格納容器内へのセシウムの放出割合としてMAAP 解析結果を適用している。</p> <p>原子炉格納容器内への放射性物質の放出割合は米国の代表的なソースタームであるNUREG-1465※1 においても整理されており、NUREG-1465 で整理された値を使用することでも環境中へのセシウムの放出量を評価することができると考えられる。</p> <p>以下では、原子炉格納容器内へのセシウムの放出割合についてMAAP 解析結果とNUREG-1465 を比較し、MAAP 解析結果の適用性を検討した。</p> <p>※1 NUREG-1465 では、NUREG-1150 (米国の代表プラントのPRA) で検討された<u>すべての</u>事故シーケンスについてレビューを行い、<u>更に</u>いくつかのシーケンスに対するソースタームコードパッケージ (STCP) やMELCOR コードによる追加解析が行われて、ソースタームが検討</p>	<p>・資料構成の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、「(1) NUREG-1465 との比較」にて記載。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																																																																																												
<p>事故シーケンスは、本評価で対象としている「大破断LOCA+ ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失」シナリオと同様、炉心が溶融し原子炉圧力容器が低圧で破損する事故シーケンスである。</p> <p>また、NUREG-1465では、当該文書中に示された原子炉格納容器への放出割合は、保守的に選ばれた損傷燃料からの放射性物質の初期放出を除いて、低圧での炉心溶融事故に関する保守的又は限界的な値を意図しているものではなく、代表的又は典型的な値を意図しているものとしている。</p>	<p>スタームが検討されている(第2表参照)。検討された事故シーケンスは、本評価で対象としている「大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」シナリオと同様、炉心が溶融し原子炉圧力容器が低圧で破損する事故シーケンスである。</p> <p>また、NUREG-1465では、当該文書中に示された格納容器への放出割合は、保守的に選ばれた損傷燃料からの放射性物質の初期放出を除いて、低圧での炉心溶融事故に関する保守的又は限界的な値を意図しているものではなく、代表的又は典型的な値を意図しているものとしている。</p>	<p>されている(別表1参照)。検討された事故シーケンスは、本評価で対象としている「冷却材喪失(大破断LOCA)+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失」シナリオと同様、炉心が溶融し原子炉圧力容器が低圧で破損する事故シーケンスである。</p> <p>また、NUREG-1465では、当該文書中に示された原子炉格納容器への放出割合は、保守的に選ばれた損傷燃料からの放射性物質の初期放出を除いて、低圧での炉心溶融事故に関する保守的又は限界的な値を意図しているものではなく、代表的又は典型的な値を意図しているものとしている。</p>																																																																																																													
<p>表1 NUREG-1465で検討された事故シーケンス(BWR)</p> <table border="1" data-bbox="172 798 652 1155"> <thead> <tr> <th>プラント</th> <th>シーケンス</th> <th>説明</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="10">Peach Bottom</td> <td>TC1</td> <td>ATWS(原子炉減圧なし)</td> </tr> <tr> <td>TC2</td> <td>ATWS(原子炉減圧あり)</td> </tr> <tr> <td>TC3</td> <td>TC2(ウェットウェルベントあり)</td> </tr> <tr> <td>TB1</td> <td>SBO(バッテリー枯渇)</td> </tr> <tr> <td>TB2</td> <td>TB1(ベッセル破損時に格納容器破損)</td> </tr> <tr> <td>S2E1</td> <td>LOCA(2), ECCS及びADS不動作</td> </tr> <tr> <td>S2E2</td> <td>S2E1, 玄武岩系コンクリート</td> </tr> <tr> <td>V</td> <td>格納容器外圧配管破断</td> </tr> <tr> <td>TBUX</td> <td>SBO(全DC電源喪失)</td> </tr> <tr> <td>LaSalle</td> <td>TB</td> <td>SBO(後期格納容器破損)</td> </tr> <tr> <td rowspan="5">Grand Gulf</td> <td>TC</td> <td>ATWS(早期格納容器破損によるECCS故障)</td> </tr> <tr> <td>TB1</td> <td>SBO(バッテリー枯渇)</td> </tr> <tr> <td>TB2</td> <td>TB1, H₂燃焼による格納容器破損</td> </tr> <tr> <td>TBS</td> <td>SBO(ECCS不動作, 原子炉減圧あり)</td> </tr> <tr> <td>TBR</td> <td>TBS, ベッセル破損後のAC復旧</td> </tr> </tbody> </table>  <p>Total Mean Core Damage Frequency: 4.0E-6 Peach Bottomの内的事象の炉心損傷頻度平均値の内訳(NUREG-1150)</p>	プラント	シーケンス	説明	Peach Bottom	TC1	ATWS(原子炉減圧なし)	TC2	ATWS(原子炉減圧あり)	TC3	TC2(ウェットウェルベントあり)	TB1	SBO(バッテリー枯渇)	TB2	TB1(ベッセル破損時に格納容器破損)	S2E1	LOCA(2), ECCS及びADS不動作	S2E2	S2E1, 玄武岩系コンクリート	V	格納容器外圧配管破断	TBUX	SBO(全DC電源喪失)	LaSalle	TB	SBO(後期格納容器破損)	Grand Gulf	TC	ATWS(早期格納容器破損によるECCS故障)	TB1	SBO(バッテリー枯渇)	TB2	TB1, H ₂ 燃焼による格納容器破損	TBS	SBO(ECCS不動作, 原子炉減圧あり)	TBR	TBS, ベッセル破損後のAC復旧	<p>【比較のため、「第2表」を記載】</p> <p>第2表 NUREG-1465で検討された事故シーケンス(BWR)</p> <table border="1" data-bbox="979 861 1439 1144"> <thead> <tr> <th>プラント</th> <th>シーケンス</th> <th>説明</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="10">Peach Bottom</td> <td>TC1</td> <td>ATWS(原子炉減圧なし)</td> </tr> <tr> <td>TC2</td> <td>ATWS(原子炉減圧あり)</td> </tr> <tr> <td>TC3</td> <td>TC2(ウェットウェルベントあり)</td> </tr> <tr> <td>TB1</td> <td>SBO(バッテリー枯渇)</td> </tr> <tr> <td>TB2</td> <td>TB1(ベッセル破損時に格納容器破損)</td> </tr> <tr> <td>S2E1</td> <td>LOCA(2), ECCS及びADS不動作</td> </tr> <tr> <td>S2E2</td> <td>S2E1, 玄武岩系コンクリート</td> </tr> <tr> <td>V</td> <td>格納容器外圧配管破断</td> </tr> <tr> <td>TBUX</td> <td>SBO(全DC電源喪失)</td> </tr> <tr> <td>LaSalle</td> <td>TB</td> <td>SBO(後期格納容器破損)</td> </tr> <tr> <td rowspan="5">Grand Gulf</td> <td>TC</td> <td>ATWS(早期格納容器破損によるECCS故障)</td> </tr> <tr> <td>TB1</td> <td>SBO(バッテリー枯渇)</td> </tr> <tr> <td>TB2</td> <td>TB1, H₂燃焼による格納容器破損</td> </tr> <tr> <td>TBS</td> <td>SBO(ECCS不動作, 原子炉減圧あり)</td> </tr> <tr> <td>TBR</td> <td>TBS, ベッセル破損後のAC復旧</td> </tr> </tbody> </table>  <p>Total Mean Core Damage Frequency: 4.0E-6 Peach Bottomの内的事象の炉心損傷頻度平均値の内訳(NUREG-1150)</p>	プラント	シーケンス	説明	Peach Bottom	TC1	ATWS(原子炉減圧なし)	TC2	ATWS(原子炉減圧あり)	TC3	TC2(ウェットウェルベントあり)	TB1	SBO(バッテリー枯渇)	TB2	TB1(ベッセル破損時に格納容器破損)	S2E1	LOCA(2), ECCS及びADS不動作	S2E2	S2E1, 玄武岩系コンクリート	V	格納容器外圧配管破断	TBUX	SBO(全DC電源喪失)	LaSalle	TB	SBO(後期格納容器破損)	Grand Gulf	TC	ATWS(早期格納容器破損によるECCS故障)	TB1	SBO(バッテリー枯渇)	TB2	TB1, H ₂ 燃焼による格納容器破損	TBS	SBO(ECCS不動作, 原子炉減圧あり)	TBR	TBS, ベッセル破損後のAC復旧	<p>別表1 NUREG-1465で検討された事故シーケンス(BWR)</p> <table border="1" data-bbox="1765 840 2196 1155"> <thead> <tr> <th>プラント</th> <th>シーケンス</th> <th>説明</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="10">Peach Bottom</td> <td>TC1</td> <td>ATWS(原子炉減圧なし)</td> </tr> <tr> <td>TC2</td> <td>ATWS(原子炉減圧あり)</td> </tr> <tr> <td>TC3</td> <td>TC2(ウェットウェルベントあり)</td> </tr> <tr> <td>TB1</td> <td>SBO(バッテリー枯渇)</td> </tr> <tr> <td>TB2</td> <td>TB1(ベッセル破損時に格納容器破損)</td> </tr> <tr> <td>S2E1</td> <td>LOCA(2), ECCS及びADS不動作</td> </tr> <tr> <td>S2E2</td> <td>S2E1, 玄武岩系コンクリート</td> </tr> <tr> <td>V</td> <td>格納容器外圧配管破断</td> </tr> <tr> <td>TBUX</td> <td>SBO(全DC電源喪失)</td> </tr> <tr> <td>LaSalle</td> <td>TB</td> <td>SBO(後期格納容器破損)</td> </tr> <tr> <td rowspan="5">Grand Gulf</td> <td>TC</td> <td>ATWS(早期格納容器破損によるECCS故障)</td> </tr> <tr> <td>TB1</td> <td>SBO(バッテリー枯渇)</td> </tr> <tr> <td>TB2</td> <td>TB1, H₂燃焼による格納容器破損</td> </tr> <tr> <td>TBS</td> <td>SBO(ECCS不動作, 原子炉減圧あり)</td> </tr> <tr> <td>TBR</td> <td>TBS, ベッセル破損後のAC復旧</td> </tr> </tbody> </table>  <p>Total Mean Core Damage Frequency: 4.0E-6 Peach Bottomの内的事象の炉心損傷頻度平均値の内訳(NUREG-1150)</p>	プラント	シーケンス	説明	Peach Bottom	TC1	ATWS(原子炉減圧なし)	TC2	ATWS(原子炉減圧あり)	TC3	TC2(ウェットウェルベントあり)	TB1	SBO(バッテリー枯渇)	TB2	TB1(ベッセル破損時に格納容器破損)	S2E1	LOCA(2), ECCS及びADS不動作	S2E2	S2E1, 玄武岩系コンクリート	V	格納容器外圧配管破断	TBUX	SBO(全DC電源喪失)	LaSalle	TB	SBO(後期格納容器破損)	Grand Gulf	TC	ATWS(早期格納容器破損によるECCS故障)	TB1	SBO(バッテリー枯渇)	TB2	TB1, H ₂ 燃焼による格納容器破損	TBS	SBO(ECCS不動作, 原子炉減圧あり)	TBR	TBS, ベッセル破損後のAC復旧	
プラント	シーケンス	説明																																																																																																													
Peach Bottom	TC1	ATWS(原子炉減圧なし)																																																																																																													
	TC2	ATWS(原子炉減圧あり)																																																																																																													
	TC3	TC2(ウェットウェルベントあり)																																																																																																													
	TB1	SBO(バッテリー枯渇)																																																																																																													
	TB2	TB1(ベッセル破損時に格納容器破損)																																																																																																													
	S2E1	LOCA(2), ECCS及びADS不動作																																																																																																													
	S2E2	S2E1, 玄武岩系コンクリート																																																																																																													
	V	格納容器外圧配管破断																																																																																																													
	TBUX	SBO(全DC電源喪失)																																																																																																													
	LaSalle	TB	SBO(後期格納容器破損)																																																																																																												
Grand Gulf	TC	ATWS(早期格納容器破損によるECCS故障)																																																																																																													
	TB1	SBO(バッテリー枯渇)																																																																																																													
	TB2	TB1, H ₂ 燃焼による格納容器破損																																																																																																													
	TBS	SBO(ECCS不動作, 原子炉減圧あり)																																																																																																													
	TBR	TBS, ベッセル破損後のAC復旧																																																																																																													
プラント	シーケンス	説明																																																																																																													
Peach Bottom	TC1	ATWS(原子炉減圧なし)																																																																																																													
	TC2	ATWS(原子炉減圧あり)																																																																																																													
	TC3	TC2(ウェットウェルベントあり)																																																																																																													
	TB1	SBO(バッテリー枯渇)																																																																																																													
	TB2	TB1(ベッセル破損時に格納容器破損)																																																																																																													
	S2E1	LOCA(2), ECCS及びADS不動作																																																																																																													
	S2E2	S2E1, 玄武岩系コンクリート																																																																																																													
	V	格納容器外圧配管破断																																																																																																													
	TBUX	SBO(全DC電源喪失)																																																																																																													
	LaSalle	TB	SBO(後期格納容器破損)																																																																																																												
Grand Gulf	TC	ATWS(早期格納容器破損によるECCS故障)																																																																																																													
	TB1	SBO(バッテリー枯渇)																																																																																																													
	TB2	TB1, H ₂ 燃焼による格納容器破損																																																																																																													
	TBS	SBO(ECCS不動作, 原子炉減圧あり)																																																																																																													
	TBR	TBS, ベッセル破損後のAC復旧																																																																																																													
プラント	シーケンス	説明																																																																																																													
Peach Bottom	TC1	ATWS(原子炉減圧なし)																																																																																																													
	TC2	ATWS(原子炉減圧あり)																																																																																																													
	TC3	TC2(ウェットウェルベントあり)																																																																																																													
	TB1	SBO(バッテリー枯渇)																																																																																																													
	TB2	TB1(ベッセル破損時に格納容器破損)																																																																																																													
	S2E1	LOCA(2), ECCS及びADS不動作																																																																																																													
	S2E2	S2E1, 玄武岩系コンクリート																																																																																																													
	V	格納容器外圧配管破断																																																																																																													
	TBUX	SBO(全DC電源喪失)																																																																																																													
	LaSalle	TB	SBO(後期格納容器破損)																																																																																																												
Grand Gulf	TC	ATWS(早期格納容器破損によるECCS故障)																																																																																																													
	TB1	SBO(バッテリー枯渇)																																																																																																													
	TB2	TB1, H ₂ 燃焼による格納容器破損																																																																																																													
	TBS	SBO(ECCS不動作, 原子炉減圧あり)																																																																																																													
	TBR	TBS, ベッセル破損後のAC復旧																																																																																																													
<p>(1) NUREG-1465 との比較</p> <p>放射性物質の原子炉格納容器内への放出割合について、NUREG-1465に示された値(BWRプラント, Gap ReleaseとEarly In-Vesselの和)と、「大破断LOCA+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失」シナリオのMAAP解析結果※2を図1に示す。</p> <p>※2 放射性物質の原子炉格納容器内への放出割合は、代替循環冷却系を用いて事象収束に成功する場合と格納容器ベントを実施する場合とでほとんど同じMAAP解析結果となる。</p> <p>図1では、代替循環冷却系を用いて事象収束に成功する場合</p>	<p>【ここまで】</p> <p>【比較のため、前段の該当箇所を記載】</p> <p>第3図のとおり、米国の代表的なソースタームであるNUREG-1465※2で示された値(BWRプラント, 「Gap Release」及び「Early In-Vessel」の値の和)とMAAP解析結果を比較すると、よう素及びセシウムの放出割合については、MAAP解析の方が大きい結果となる。希ガスについては、NUREG-1465の方が大きい。これは東海第二の想定シナリオでは原子炉注水により炉心を再冠水させることで、炉心の終状態においても炉心内に自立した状態の燃料が一部存在するためである(添付資料3.1.2.6参照)。</p>	<p>(1) NUREG-1465 との比較</p> <p>放射性物質の原子炉格納容器内への放出割合について、NUREG-1465に示された値(BWRプラント, Gap ReleaseとEarly In-Vesselの和)と、「冷却材喪失(大破断LOCA)+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失」シナリオのMAAP解析結果※2を別図1に示す。</p> <p>※2 放射性物質の原子炉格納容器内への放出割合は、残留熱代替除去系を用いて事象収束に成功する場合と格納容器ベントを実施する場合とでほとんど同じMAAP解析結果となる。別図1では、格納容器フィルタベント系を用いて事象</p>																																																																																																													

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>のMAAP 解析結果を代表として示した。</p> <p>図1より、セシウム及びよう素の原子炉格納容器内への放出割合については、MAAP 解析とNUREG-1465 とともに数割程度となっており、MAAP 解析結果の方が大きくなっている。また、希ガスについては両者に差はあまりなく、NUREG-1465 では全量、MAAP 解析結果においてもほぼ全量となっている。</p> <p>仮にセシウムの原子炉格納容器内への放出割合としてNUREG-1465 の値を参照した場合、セシウムの放出量として代表的又は典型的な値が評価されることが考えられるが、本評価では、評価対象とする事故シナリオ「大破断LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失」シナリオのMAAP 解析結果が得られており、また、その値がNUREG-1465 と比べて大きいことから、MAAP 解析結果を参照することは適切であると考えられる。</p>  <p>図1 原子炉格納容器内への放出割合の比較 (MAAP 解析結果は代替循環冷却系を用いて事象収束に成功する場合のものを参照)</p>	<p>仮にセシウムの格納容器内への放出割合としてNUREG-1465 の値を参照した場合、セシウムの放出量として代表的又は典型的な値が評価されることが考えられるが、本評価では、評価対象とする事故シナリオ「大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」のMAAP 解析結果が得られており、また、その値がNUREG-1465 と比べて大きいことから、MAAP 解析結果を参照することは適切であると考えられる。</p> <p>【ここまで】</p>  <p>第3図 格納容器内への放出割合の比較</p>	<p>収束に成功する場合のMAAP 解析結果を代表として示した。</p> <p>別図1より、セシウム及びよう素の原子炉格納容器内への放出割合については、MAAP 解析とNUREG-1465 とともに数割程度となっており、MAAP 解析結果の方が大きくなっている。また、希ガスについては両者に差はあまりなく、NUREG-1465 では全量、MAAP 解析結果においてもほぼ全量となっている。</p> <p>仮にセシウムの原子炉格納容器内への放出割合としてNUREG-1465 の値を参照した場合、セシウムの放出量として代表的又は典型的な値が評価されることが考えられるが、本評価では、評価対象とする事故シナリオ「冷却材喪失(大破断LOCA)+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失」シナリオのMAAP 解析結果が得られており、また、その値がNUREG-1465 と比べて大きいことから、MAAP 解析結果を参照することは適切であると考えられる。</p>  <p>別図1 原子炉格納容器内への放出割合の比較 (MAAP 解析結果は格納容器フィルタベント系を用いて事象収束に成功する場合のものを参照)</p>	<p>備考</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p>

第2表 NUREG-1465 で検討された事故シーケンス(BWR)

プラント	シーケンス	説明	
Peach Bottom	TC1	ATWS (原子炉減圧なし)	
	TC2	ATWS (原子炉減圧あり)	
	TC3	TC2 (ジェットウェルベントあり)	
	TB1	SBO (バッテリー枯渇)	
	TB2	TB1 (ベッセル破損時に格納容器破損)	
	S2E1	LOCA (破), ECCS及びADS不動作	
	S2F2	S2E1, 変換器系コンタクト	
	V	格納容器外RHR配管破断	
	TBUX	SBO (全DC電源喪失)	
	LaSalle	TB	SBO (電源供給回路破損)
Grand Gulf	TC	ATWS (単相断線故障によるECCS故障)	
	TB1	SBO (バッテリー枯渇)	
	TB2	TB1, H ₂ 系統による燃焼容器破損	
	TBS	SBO (ECCS不動作, 原子炉減圧あり)	
	TBR	TBS, ベッセル破損後のAC復旧	
SBO	全交流動力電源喪失	LOCA	原子炉(再)燃料喪失事故
RCP	原子炉冷却系ポンプ	RHR	格納容器系
ADS	自動減圧系	ATWS	スクラム事故



・資料構成の相違
【東海第二】
 島根2号炉は、「別紙別表1」にて記載。

<p>柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)</p>	<p>東海第二発電所 (2018.9.12版)</p>	<p>島根原子力発電所 2号炉</p>	<p>備考</p>
<p style="text-align: right;">添付資料3.1.3.4</p> <p><u>原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量について</u></p> <p>格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では、厳しい事象を想定した場合でも、原子炉格納容器が破損することなく安定状態に至る結果が得られている。この評価結果に照らして原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量を考える。</p> <p>格納容器破損防止対策の有効性評価では、通常運転時に用いている原子炉区域・タービン区域換気空調系が全交流動力電源喪失により停止し、交流電源が回復した後に非常用ガス処理系が起動する状況を想定している。ここで、原子炉区域・タービン区域換気空調系の停止から非常用ガス処理系が起動するまでの時間遅れを考慮し、非常用ガス処理系によって原子炉建屋の設計負圧が達成されるまで事象発生から40分かかると想定している。</p> <p>格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では原子炉格納容器は健全であると評価していることから、原子炉格納容器から漏えいした水蒸気は原子炉建屋内で凝縮され原子炉建屋空間部が加圧されることはないと考えられる。また、原子炉建屋内の換気空調系は停止しているため、原子炉建屋内空間部と外気との圧力差が生じにくく、原子炉建屋内外での空気のやりとりはほとんどないものと考えられる。さらに、原子炉格納容器内から原子炉建屋に漏えいした粒子状放射性物質は、原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い、原子炉建屋内に沈着するものと考えられる。</p> <p>これらのことから、原子炉格納容器の健全性が維持されており、原子炉区域・タービン区域換気空調系が停止している場合は、原子炉格納容器から原子炉建屋内に漏えいした放射性物質は、原子炉建屋内で時間減衰し、また、原子炉建屋内で除去されるため、大気中へはほとんど放出されないものと考えられる。</p> <p>本評価では、上述の状況に係わらず、非常用ガス処理系が起動し、原子炉建屋の設計負圧が達成されるまでの間、原子炉格納容器から原子炉建屋に漏えいした放射性物質は保守的に全量原子炉建屋から大気中へ漏えいすることを想定した場合の放出量を示す。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 3.1.3.5</p> <p><u>原子炉建屋から大気中へ漏えいするCs-137の漏えい量評価等について</u></p> <p>本資料では、「<u>原子炉建屋から大気中へ漏えいするCs-137の放出量評価及び「格納容器圧力逃がし装置を用いて大気中へ放出されるCs-137」の放出量評価結果</u>（添付資料3.1.3.4参照）を合計した結果について示す。</p> <p>なお、本評価では、原子炉建屋ガス処理系が起動するまでの間、格納容器から原子炉建屋に漏えいした放射性物質は、瞬時に原子炉建屋から大気中へ漏えいするものとして、放出量を保守的に評価しているが、下記のとおり、格納容器の健全性が維持されており、原子炉建屋の換気空調系が停止している場合は、格納容器から原子炉建屋に漏えいした放射性物質の一部は、原子炉建屋内で沈着又は時間減衰するため、大気中への放出量は本評価結果より少なくなると考えられる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・格納容器が健全な場合、格納容器内の放射性物質は、格納容器圧力に応じて原子炉建屋へ漏えいするものとしている。漏えいした放射性物質の一部は、原子炉建屋内での重力沈降等に伴い、原子炉建屋内に沈着すると考えられる。 ・原子炉建屋内の換気空調系が停止している場合、原子炉建屋内外における圧力差が生じにくく、原子炉建屋内外での空気のやりとりは多くないと考えられるため、漏えいした放射性物質の一部は原子炉建屋内に滞留し、時間減衰すると考えられる。 	<p style="text-align: right;">添付資料 3.1.3.4</p> <p><u>原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えい量について</u> (<u>雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）</u>)</p> <p>本格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では、厳しい事象を想定した場合でも、原子炉格納容器が破損することなく安定状態に至る結果が得られている。この評価結果に照らして原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えい量を考える。</p> <p>格納容器破損防止対策の有効性評価では、通常運転時に用いている原子炉棟の換気系が全交流動力電源喪失により停止し、交流電源が回復した後に非常用ガス処理系が起動する状況を想定している。ここで、原子炉棟の換気系の停止から非常用ガス処理系が起動するまでの時間遅れを考慮し、非常用ガス処理系によって原子炉建物原子炉棟の設計負圧が達成されるまで事象発生から70分かかると想定している。</p> <p>本格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では原子炉格納容器は健全であると評価していることから、原子炉格納容器から漏えいした水蒸気は原子炉建物内で凝縮され原子炉建物空間部が加圧されることはないと考えられる。また、原子炉建物内の換気系は停止しているため、原子炉建物内空間部と外気との圧力差が生じにくく、原子炉建物内外での空気のやりとりはほとんどないものと考えられる。さらに、原子炉格納容器内から原子炉建物に漏えいした粒子状放射性物質は、原子炉建物内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い、原子炉建物内に沈着するものと考えられる。</p> <p>これらのことから、原子炉格納容器の健全性が維持されており、原子炉棟の換気系が停止している場合は、原子炉格納容器から原子炉建物内に漏えいした放射性物質は、原子炉建物内で時間減衰し、また、原子炉建物内で除去されるため、大気中へは殆ど放出されないものと考えられる。</p> <p>本評価では、上述の状況にかかわらず、非常用ガス処理系が起動し、原子炉建物原子炉棟の設計負圧が達成されるまでの間、原子炉格納容器から原子炉建物に漏えいした放射性物質は、保守的に全量原子炉建物から大気中へ漏えいすることを想定した場合の放出量を示す。</p>	<p>・運用の相違</p> <p>【柏崎6/7,東海第二】</p> <p>島根2号炉は、非常用ガス処理系の起動操作時間（60分）＋負圧達成時間（10分）を想定して設定。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																																								
<p>1. 評価条件</p> <p>(1) 格納容器破損モードの評価事故シーケンスである「大破断LOCA+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失」に対し、格納容器ベントによって原子炉格納容器除熱を実施する場合について評価する。</p> <p>(2) 原子炉格納容器からの漏えい量は、MAAP解析上で原子炉格納容器内圧力に応じて漏えい率が変化するものとし、開口面積は以下のとおり設定する。(添付資料3.1.2.6参照)</p> <ul style="list-style-type: none"> 1Pd以下 : 0.9Pdで0.4%/日相当 1~2Pd : 2.0Pdで1.3%/日相当 <p>なお、エアロゾル粒子は原子炉格納容器外に放出される前に貫通部内で捕集されることが実験的に確認されていることから、原子炉格納容器の漏えい孔におけるエアロゾルの捕集の効果を期待できるが、本評価では保守的に考慮しないこととする。</p> <p>(3) 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいについては、非常用ガス処理系により負圧が達成される事象発生40分後までは原子炉建屋内の放射性物質の保持機能に期待しないこととし(換気率無限)、非常用ガス処理系により設計負圧を達成した後は設計換気率0.5回/日相当を考慮する。</p> <p>(4) 非常用ガス処理系はフィルタを通して原子炉区域内の空気を外気に放出するためフィルタの放射性物質の除去性能に期待できるが、本評価では保守的に期待しないこととする(Df=1)。</p> <p>(5) 原子炉建屋内での放射エネルギーの時間減衰は考慮せず、また、原子炉建屋内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。</p>	<p>1. 評価条件</p> <p>放出量評価条件を第1表に示す。(大気中への放出過程及び概略図は、添付資料3.1.3.4の第1図及び第2図参照)</p> <p>第1表 放出量評価条件 (1/2)</p> <table border="1" data-bbox="1113 394 1558 1018"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>評価条件</th> <th>選定理由</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>評価事象</td> <td>「大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」(代替循環冷却系を使用できない場合)(全交流動力電源喪失の重畳を考慮)</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>炉心熱出力</td> <td>3,293MW</td> <td>定格熱出力</td> </tr> <tr> <td>運転時間</td> <td>1サイクル当たり 10,000時間(116日)</td> <td>1サイクル13ヶ月(395日)を考慮して設定</td> </tr> <tr> <td>取替炉心の燃料装荷割合</td> <td>1サイクル:0.229 2サイクル:0.229 3サイクル:0.229 4サイクル:0.229 5サイクル:0.084</td> <td>取替炉心の燃料装荷割合に基づき設定</td> </tr> <tr> <td>炉内蓄積量(Cs-137)</td> <td>約4.36×10¹³Bq</td> <td>「単位熱出力当たりの炉内蓄積量(Bq/MW)×[3,293MW(定格熱出力)]」(単位熱出力当たりの炉内蓄積量(Bq/MW)は、BWR共通条件として、東海第二と同じ装荷燃料(9×燃料(A型))、上記の運転時間及び取替炉心の燃料装荷割合で算出したA BWRのサイクル末期の値^{※1}を使用)</td> </tr> <tr> <td>放出開始時間</td> <td>格納容器漏えい:事象発生直後 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱(以下「格納容器ベント」という。):事象発生から約20時間後^{※2}</td> <td>MAAP解析結果</td> </tr> <tr> <td>格納容器内への放出割合</td> <td>0.37</td> <td>MAAP解析結果</td> </tr> <tr> <td>格納容器の漏えい孔における捕集効果</td> <td>考慮しない</td> <td>保守的に設定</td> </tr> <tr> <td>格納容器内での除去効果</td> <td>MAAP解析に基づく(注者、サブプレッション・プールでのスクラビング及びドライウェルスプレイ)</td> <td>MAAPのFP駆動モデル(添付資料3.1.3.6参照)</td> </tr> <tr> <td>格納容器内pH制御の効果</td> <td>考慮しない</td> <td>サブプレッション・プール水pH制御設備は、重大事故等対策設備と位置付けていないため、保守的に設定</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 東海第二発電所(BWR5)に比べて炉心熱出力が大きく、単位熱出力当たりの炉内蓄積量を保守的に評価するA BWRの値を使用。</p> <p>※2 格納容器から原子炉建屋への漏えいを考慮しない「格納容器圧力逃がし装置を用いて大気中へ放出されるCs-137の放出量評価」と比べて、原子炉建屋へ漏えいする分格納容器圧力の上昇が抑制され、結果として格納容器ベント開始タイミングが遅くなる(格納容器圧力逃がし装置を用いて大気中へ放出されるCs-137の放出量評価における格納容器ベント開始タイミング:約19時間後)。</p> <p>第1表 放出量評価条件 (2/2)</p> <table border="1" data-bbox="1062 1234 1587 1858"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>評価条件</th> <th>選定理由</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>格納容器から原子炉建屋への漏えい率</td> <td>1Pd以下:0.9Pdで0.5%/日 1Pd超過:2Pdで1.3%/日</td> <td>MAAP解析にて格納容器の閉口圧力を設定し格納容器下方向に放射線量が増加するものとし、格納容器の設計漏えい率(0.9Pdで0.5%/日)及びAECの式等に基づき設定(添付資料3.1.2.5参照)</td> </tr> <tr> <td>格納容器から原子炉建屋への漏えい割合</td> <td>CsI類:約0.15/10³ CsOH類:約3.05/10³</td> <td>MAAP解析結果</td> </tr> <tr> <td>原子炉建屋から大気への漏えい率(非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の起動時)</td> <td>無限大(地上放出) (格納容器から原子炉建屋へ漏えいした放射性物質は、瞬時に大気へ漏えいするものとして評価)</td> <td>保守的に設定</td> </tr> <tr> <td>非常用ガス処理系から大気への放出率(非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の起動時)</td> <td>1回/日(排気管放出)</td> <td>設計値に基づき設定(非常用ガス処理系のファン容量)</td> </tr> <tr> <td>非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の起動時間</td> <td>事象発生から2時間後</td> <td>起動準備時間(115分) 負圧達成時間(5分)(起動に伴い原子炉建屋原子炉建屋内に負圧になるが、保守的に負圧達成時間として3分を想定)</td> </tr> <tr> <td>非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系のフィルタ除去効果</td> <td>考慮しない</td> <td>保守的に設定</td> </tr> <tr> <td>ブローアウトパネルの開閉状態</td> <td>閉状態</td> <td>原子炉建屋原子炉建屋内の急激な圧力上昇等によるブローアウトパネルの開閉がないため</td> </tr> </tbody> </table> <p>(1) 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスである「冷却材喪失(大破断LOCA)+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失」に対し、格納容器ベントによって原子炉格納容器除熱を実施する場合について評価する。</p> <p>(2) 原子炉格納容器からの漏えい量は、MAAP解析上で原子炉格納容器圧力に応じて漏えい率が変化するものとし、開口面積は以下のように設定する。(添付資料3.1.2.5参照)</p> <ul style="list-style-type: none"> 1Pd以下 : 0.9Pdで0.5%/日相当 1~2Pd : 2.0Pdで1.3%/日相当 <p>(3) エアロゾル粒子は原子炉格納容器外に放出される前に貫通部内で捕集されることが実験的に確認されていることから原子炉格納容器の漏えい孔におけるエアロゾルの捕集の効果を考慮する(Df=10)^{※1}。</p> <p>(4) 原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えいについては、非常用ガス処理系により負圧が達成される事象発生70分後までは原子炉建物原子炉棟内の放射性物質の保持機能に期待しないこととし(換気率無限)、非常用ガス処理系により設計負圧を達成した後は設計換気率1回/日相当を考慮する。</p> <p>(5) 非常用ガス処理系はフィルタを通して原子炉建物原子炉棟内の空気を外気に放出するためフィルタの放射性物質の除去性能に期待できるが、本評価では保守的に期待しないこととする(Df=1)。</p> <p>(6) 原子炉建物内での放射エネルギーの時間減衰は考慮せず、また、原子炉建物内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。</p>	項目	評価条件	選定理由	評価事象	「大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」(代替循環冷却系を使用できない場合)(全交流動力電源喪失の重畳を考慮)	—	炉心熱出力	3,293MW	定格熱出力	運転時間	1サイクル当たり 10,000時間(116日)	1サイクル13ヶ月(395日)を考慮して設定	取替炉心の燃料装荷割合	1サイクル:0.229 2サイクル:0.229 3サイクル:0.229 4サイクル:0.229 5サイクル:0.084	取替炉心の燃料装荷割合に基づき設定	炉内蓄積量(Cs-137)	約4.36×10 ¹³ Bq	「単位熱出力当たりの炉内蓄積量(Bq/MW)×[3,293MW(定格熱出力)]」(単位熱出力当たりの炉内蓄積量(Bq/MW)は、BWR共通条件として、東海第二と同じ装荷燃料(9×燃料(A型))、上記の運転時間及び取替炉心の燃料装荷割合で算出したA BWRのサイクル末期の値 ^{※1} を使用)	放出開始時間	格納容器漏えい:事象発生直後 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱(以下「格納容器ベント」という。):事象発生から約20時間後 ^{※2}	MAAP解析結果	格納容器内への放出割合	0.37	MAAP解析結果	格納容器の漏えい孔における捕集効果	考慮しない	保守的に設定	格納容器内での除去効果	MAAP解析に基づく(注者、サブプレッション・プールでのスクラビング及びドライウェルスプレイ)	MAAPのFP駆動モデル(添付資料3.1.3.6参照)	格納容器内pH制御の効果	考慮しない	サブプレッション・プール水pH制御設備は、重大事故等対策設備と位置付けていないため、保守的に設定	項目	評価条件	選定理由	格納容器から原子炉建屋への漏えい率	1Pd以下:0.9Pdで0.5%/日 1Pd超過:2Pdで1.3%/日	MAAP解析にて格納容器の閉口圧力を設定し格納容器下方向に放射線量が増加するものとし、格納容器の設計漏えい率(0.9Pdで0.5%/日)及びAECの式等に基づき設定(添付資料3.1.2.5参照)	格納容器から原子炉建屋への漏えい割合	CsI類:約0.15/10 ³ CsOH類:約3.05/10 ³	MAAP解析結果	原子炉建屋から大気への漏えい率(非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の起動時)	無限大(地上放出) (格納容器から原子炉建屋へ漏えいした放射性物質は、瞬時に大気へ漏えいするものとして評価)	保守的に設定	非常用ガス処理系から大気への放出率(非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の起動時)	1回/日(排気管放出)	設計値に基づき設定(非常用ガス処理系のファン容量)	非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の起動時間	事象発生から2時間後	起動準備時間(115分) 負圧達成時間(5分)(起動に伴い原子炉建屋原子炉建屋内に負圧になるが、保守的に負圧達成時間として3分を想定)	非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系のフィルタ除去効果	考慮しない	保守的に設定	ブローアウトパネルの開閉状態	閉状態	原子炉建屋原子炉建屋内の急激な圧力上昇等によるブローアウトパネルの開閉がないため	<p>・設計漏えい率の相違【柏崎6/7】</p> <p>・解析条件の相違【柏崎6/7,東海第二】</p> <p>①島根2号炉は、最確条件として格納容器貫通部の捕集効果を考慮した評価としている。</p> <p>・運用の相違【柏崎6/7,東海第二】</p> <p>②島根2号炉は、非常用ガス処理系の起動操作時間(60分)+負圧達成時間(10分)を想定して設定。</p> <p>・設計換気率の相違【柏崎6/7】</p>
項目	評価条件	選定理由																																																									
評価事象	「大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」(代替循環冷却系を使用できない場合)(全交流動力電源喪失の重畳を考慮)	—																																																									
炉心熱出力	3,293MW	定格熱出力																																																									
運転時間	1サイクル当たり 10,000時間(116日)	1サイクル13ヶ月(395日)を考慮して設定																																																									
取替炉心の燃料装荷割合	1サイクル:0.229 2サイクル:0.229 3サイクル:0.229 4サイクル:0.229 5サイクル:0.084	取替炉心の燃料装荷割合に基づき設定																																																									
炉内蓄積量(Cs-137)	約4.36×10 ¹³ Bq	「単位熱出力当たりの炉内蓄積量(Bq/MW)×[3,293MW(定格熱出力)]」(単位熱出力当たりの炉内蓄積量(Bq/MW)は、BWR共通条件として、東海第二と同じ装荷燃料(9×燃料(A型))、上記の運転時間及び取替炉心の燃料装荷割合で算出したA BWRのサイクル末期の値 ^{※1} を使用)																																																									
放出開始時間	格納容器漏えい:事象発生直後 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱(以下「格納容器ベント」という。):事象発生から約20時間後 ^{※2}	MAAP解析結果																																																									
格納容器内への放出割合	0.37	MAAP解析結果																																																									
格納容器の漏えい孔における捕集効果	考慮しない	保守的に設定																																																									
格納容器内での除去効果	MAAP解析に基づく(注者、サブプレッション・プールでのスクラビング及びドライウェルスプレイ)	MAAPのFP駆動モデル(添付資料3.1.3.6参照)																																																									
格納容器内pH制御の効果	考慮しない	サブプレッション・プール水pH制御設備は、重大事故等対策設備と位置付けていないため、保守的に設定																																																									
項目	評価条件	選定理由																																																									
格納容器から原子炉建屋への漏えい率	1Pd以下:0.9Pdで0.5%/日 1Pd超過:2Pdで1.3%/日	MAAP解析にて格納容器の閉口圧力を設定し格納容器下方向に放射線量が増加するものとし、格納容器の設計漏えい率(0.9Pdで0.5%/日)及びAECの式等に基づき設定(添付資料3.1.2.5参照)																																																									
格納容器から原子炉建屋への漏えい割合	CsI類:約0.15/10 ³ CsOH類:約3.05/10 ³	MAAP解析結果																																																									
原子炉建屋から大気への漏えい率(非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の起動時)	無限大(地上放出) (格納容器から原子炉建屋へ漏えいした放射性物質は、瞬時に大気へ漏えいするものとして評価)	保守的に設定																																																									
非常用ガス処理系から大気への放出率(非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の起動時)	1回/日(排気管放出)	設計値に基づき設定(非常用ガス処理系のファン容量)																																																									
非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の起動時間	事象発生から2時間後	起動準備時間(115分) 負圧達成時間(5分)(起動に伴い原子炉建屋原子炉建屋内に負圧になるが、保守的に負圧達成時間として3分を想定)																																																									
非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系のフィルタ除去効果	考慮しない	保守的に設定																																																									
ブローアウトパネルの開閉状態	閉状態	原子炉建屋原子炉建屋内の急激な圧力上昇等によるブローアウトパネルの開閉がないため																																																									

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>2. 評価結果</p>	<p>2. 評価結果 (原子炉建屋から大気中へ漏えいするCs-137)</p> <p><u>原子炉建屋から大気中へのCs-137の漏えい量は、約14.3TBq(事象発生7日間)である。なお、添付資料3.1.2.4に示す「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」において代替循環冷却系を使用する場合のCs-137の漏えい量(約7.5TBq)より2倍程度大きい結果となっているが、これは格納容器ベント実施(約19時間)までの格納容器圧力(格納容器から原子炉建屋への漏えい率に寄与)の違いによる影響が大きい(下記参照)。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・代替循環冷却系を使用する場合 <u>代替循環冷却系による格納容器除熱操作により圧力抑制されるため、0.31MPa [gage] (約1Pd) 以下で推移(第3.1.2-11 図参照)</u> ・代替循環冷却系を使用できない場合 <u>0.465MPa [gage] 到達後(約3.9時間)、格納容器ベント実施(約19時間)まで格納容器圧力を0.400MPa [gage] ~ 0.465MPa [gage] の範囲で維持(第3.1.3-10 図参照)</u> <p><u>また、事象発生7日間以降の影響を確認するために評価した、事象発生30日間、100日間における原子炉建屋から大気中へのCs-137の漏えい量は、約14.4TBq(事象発生30日間)及び約15.5TBq(事象発生100日間)である。</u></p> <p><u>なお、事象発生7日以降の長期解析においては、事象発生約20時間後に格納容器ベントを実施し、事象発生100日まで格納容器ベントを継続しているが、格納容器の除熱機能、格納容器への窒素注入機能及び格納容器内の可燃性ガスの濃度制御系機能が確保できた場合には、格納容器ベントを停止する運用とする。</u></p>	<p>※1「<u>原子炉格納容器からの漏えいに関するエアロゾル粒子の捕集効果の設定について</u>」 <u>東北電力株式会社, 東京電力ホールディングス株式会社, 中部電力株式会社, 北陸電力株式会社, 中国電力株式会社, 日本原子力発電株式会社, 電源開発株式会社,</u> 2019年12月</p> <p>2. 評価結果</p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 ①島根2号炉は、最確条件として格納容器貫通部の捕集効果を考慮した評価としている。</p> <p>・解析結果の相違 【東海第二】 東海第二では、代替循環冷却系を使用するシナリオとの漏えい量の差異の理由を記載。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																																
<p>原子炉建屋から大気中へ漏えいするCs-137の評価結果を表1に示す。</p> <p>原子炉建屋から大気中へ漏えいするCs-137は7日間で約14TBqであり、格納容器圧力逃がし装置によって大気中へ放出されるCs-137の7日間の最大約2TBq(ドライウエルのライン経由)とあわせても約16TBqと基準の100TBqを下回っている。</p> <p>なお、事象発生7日間以降の影響を確認するため、事象発生後30日間、100日間における大気へのCs-137の放出量を確認している。</p> <p>原子炉建屋から大気中へのCs-137の漏えい量に格納容器圧力逃がし装置(ドライウエルのライン経由)から大気中へ放出するCs-137の放出量を加えた場合でも、約18TBq(30日間)及び約18TBq(100日間)であり、放出量も100TBqを下回る。</p> <p>表1 原子炉建屋から大気中への放射性物質(Cs-137)の漏えい量</p> <table border="1" data-bbox="172 1339 863 1461"> <thead> <tr> <th colspan="4">(単位: TBq)</th> </tr> <tr> <th></th> <th>漏えい量(7日間)</th> <th>漏えい量(30日間)</th> <th>漏えい量(100日間)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>大破断LOCA(代替循環冷却系を使用しない場合)</td> <td>約14</td> <td>約15</td> <td>約15</td> </tr> </tbody> </table>	(単位: TBq)					漏えい量(7日間)	漏えい量(30日間)	漏えい量(100日間)	大破断LOCA(代替循環冷却系を使用しない場合)	約14	約15	約15	<p>3. Cs-137の放出量</p> <p>「格納容器圧力逃がし装置」を用いて大気中へ放出されるCs-137及び「原子炉建屋から大気中へ漏えいするCs-137」の放出量評価結果を第2表に示す。</p> <p>原子炉建屋から大気中へのCs-137の漏えい量(約14.3TBq)にサブプレッション・チェンバのラインを経由した場合の格納容器圧力逃がし装置から大気への放出量(約1.2×10^{-4} TBq)を加えた場合の放出量は約15TBqであり、評価項目である100TBqを下回っている。なお、ドライウエルのラインを経由した場合の格納容器圧力逃がし装置から大気への放出量(約3.7TBq)を加えた場合でも約18TBqであり、100TBqを下回っている。</p> <p>また、事象発生7日間以降の影響について、原子炉建屋から大気中へのCs-137の漏えい量に、サブプレッション・チェンバのラインを経由した場合の格納容器圧力逃がし装置から大気への放出量を加えた場合の放出量は、事象発生30日間で約15TBq、事象発生100日間で約16TBqであり、いずれの場合においても100TBqを下回っている。</p> <p>第2表 大気中へのCs-137の放出量</p> <table border="1" data-bbox="958 1339 1694 1528"> <thead> <tr> <th></th> <th>事象発生7日間</th> <th>事象発生30日間</th> <th>事象発生100日間</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>建屋漏えい</td> <td>約14.3TBq</td> <td>約14.4TBq</td> <td>約15.5TBq</td> </tr> <tr> <td>ベント放出^{※1}</td> <td>約1.2×10^{-4} TBq^{※2} (約3.7TBq^{※3})</td> <td>約1.3×10^{-4} TBq^{※2} (約4.1TBq^{※3})</td> <td>約1.5×10^{-4} TBq^{※2} (約4.1TBq^{※3})</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>約15TBq^{※2} (約18TBq^{※3})</td> <td>約15TBq^{※2} (約19TBq^{※3})</td> <td>約16TBq^{※2} (約20TBq^{※3})</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 ベント放出量においては、保守的に格納容器からの漏えいをしない場合のMAAP解析により算出している。 ※2 サプレッション・チェンバのラインを経由した場合の評価結果 ※3 ドライウエルのラインを経由した場合の評価結果</p>		事象発生7日間	事象発生30日間	事象発生100日間	建屋漏えい	約14.3TBq	約14.4TBq	約15.5TBq	ベント放出 ^{※1}	約 1.2×10^{-4} TBq ^{※2} (約3.7TBq ^{※3})	約 1.3×10^{-4} TBq ^{※2} (約4.1TBq ^{※3})	約 1.5×10^{-4} TBq ^{※2} (約4.1TBq ^{※3})	合計	約15TBq ^{※2} (約18TBq ^{※3})	約15TBq ^{※2} (約19TBq ^{※3})	約16TBq ^{※2} (約20TBq ^{※3})	<p>「格納容器フィルタベント系」を用いて大気中へ放出されるCs-137及び「原子炉建屋から大気中へ漏えいするCs-137」の放出量評価結果を表1に示す。</p> <p>原子炉建屋から大気中へのCs-137の漏えい量(約1.4TBq)にサブプレッション・チェンバのラインを経由した場合の格納容器フィルタベント系から大気への放出量(約2.1×10^{-3} TBq)を加えた場合の放出量は約1.4TBqであり、評価項目である100TBqを下回っている。なお、ドライウエルのラインを経由した場合の格納容器フィルタベント系から大気への放出量(約3.4TBq)を加えた場合でも約4.8TBqであり、100TBqを下回っている。</p> <p>また、事象発生7日間以降の影響について、原子炉建屋から大気中へのCs-137の漏えい量に格納容器フィルタベント系(サブプレッション・チェンバのライン経由)から大気中へ放出するCs-137の放出量を加えた場合の放出量は、事象発生30日間で約1.5TBq、事象発生100日間で約1.5TBqであり、いずれの場合においても100TBqを下回っている。</p> <p>表1 大気中への放射性物質(Cs-137)の放出量</p> <table border="1" data-bbox="1748 1339 2502 1539"> <thead> <tr> <th colspan="4">(単位: TBq)</th> </tr> <tr> <th></th> <th>事象発生7日間</th> <th>事象発生30日間</th> <th>事象発生100日間</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>建物漏えい</td> <td>約1.4</td> <td>約1.5</td> <td>約1.5</td> </tr> <tr> <td>ベント放出^{※1}</td> <td>約2.1×10^{-3} ^{※2} (約3.4) ^{※3}</td> <td>約4.0×10^{-3} ^{※2} (約5.3) ^{※3}</td> <td>約6.5×10^{-3} ^{※2} (約5.4) ^{※3}</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>約1.4 ^{※2} (約4.8) ^{※3}</td> <td>約1.5 ^{※2} (約6.8) ^{※3}</td> <td>約1.5 ^{※2} (約6.9) ^{※3}</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 ベント放出量においては、保守的に格納容器からの漏えいをしない場合のMAAP解析により算出している。 ※2 サプレッションチェンバのラインを経由した場合の評価結果 ※3 ドライウエルのラインを経由した場合の評価結果</p>	(単位: TBq)					事象発生7日間	事象発生30日間	事象発生100日間	建物漏えい	約1.4	約1.5	約1.5	ベント放出 ^{※1}	約 2.1×10^{-3} ^{※2} (約3.4) ^{※3}	約 4.0×10^{-3} ^{※2} (約5.3) ^{※3}	約 6.5×10^{-3} ^{※2} (約5.4) ^{※3}	合計	約1.4 ^{※2} (約4.8) ^{※3}	約1.5 ^{※2} (約6.8) ^{※3}	約1.5 ^{※2} (約6.9) ^{※3}	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違【柏崎6/7, 東海第二】 ・解析結果の相違【柏崎6/7, 東海第二】 ・解析結果の相違【柏崎6/7, 東海第二】 ・解析結果の相違【柏崎6/7, 東海第二】
(単位: TBq)																																																			
	漏えい量(7日間)	漏えい量(30日間)	漏えい量(100日間)																																																
大破断LOCA(代替循環冷却系を使用しない場合)	約14	約15	約15																																																
	事象発生7日間	事象発生30日間	事象発生100日間																																																
建屋漏えい	約14.3TBq	約14.4TBq	約15.5TBq																																																
ベント放出 ^{※1}	約 1.2×10^{-4} TBq ^{※2} (約3.7TBq ^{※3})	約 1.3×10^{-4} TBq ^{※2} (約4.1TBq ^{※3})	約 1.5×10^{-4} TBq ^{※2} (約4.1TBq ^{※3})																																																
合計	約15TBq ^{※2} (約18TBq ^{※3})	約15TBq ^{※2} (約19TBq ^{※3})	約16TBq ^{※2} (約20TBq ^{※3})																																																
(単位: TBq)																																																			
	事象発生7日間	事象発生30日間	事象発生100日間																																																
建物漏えい	約1.4	約1.5	約1.5																																																
ベント放出 ^{※1}	約 2.1×10^{-3} ^{※2} (約3.4) ^{※3}	約 4.0×10^{-3} ^{※2} (約5.3) ^{※3}	約 6.5×10^{-3} ^{※2} (約5.4) ^{※3}																																																
合計	約1.4 ^{※2} (約4.8) ^{※3}	約1.5 ^{※2} (約6.8) ^{※3}	約1.5 ^{※2} (約6.9) ^{※3}																																																

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料3.1.3.5</p> <p>安定状態について (代替循環冷却系を使用しない場合)</p> <p>雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) 時において代替循環冷却系を使用しない場合における安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、重大事故等対処設備を用いた損傷炉心冷却により、損傷炉心の冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>原子炉格納容器安定状態：損傷炉心を冠水させた後に、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、除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料3.1.3.7</p> <p>安定状態について (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))</p> <p>「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)」時の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態： 事象発生後、重大事故等対処設備を用いた損傷炉心冷却により、損傷炉心の冠水が維持可能であり、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>格納容器安定状態： 損傷炉心を冠水させた後に、重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱機能 (代替循環冷却系又は格納容器圧力逃がし装置) により、格納容器圧力及び雰囲気温度が安定又は低下傾向に転じ、また、除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料3.1.3.5</p> <p>安定状態について (残留熱代替除去系を使用しない場合)</p> <p>雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) 時において残留熱代替除去系を使用しない場合における安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、重大事故等対処設備を用いた損傷炉心冷却により、損傷炉心の冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>原子炉格納容器安定状態：損傷炉心を冠水させた後に、重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能 (残留熱代替除去系又は格納容器フィルタベント系) 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、除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。</p>	
<p>【安定状態の確立について】</p> <p>原子炉安定停止状態の確立について</p> <p>低圧代替注水系 (常設) による注水継続により損傷炉心が冠水し、損傷炉心の冷却が維持され、原子炉安定停止状態が確立される。</p> <p>原子炉格納容器安定状態の確立について</p> <p>炉心冷却を継続し、格納容器圧力0.62MPa [gage]到達までに格納容器圧力逃がし装置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</p>	<p>【安定停止状態の確立について】</p> <p>原子炉安定状態の確立について</p> <p>低圧代替注水系 (常設) における注水継続により損傷炉心が冠水し、損傷炉心の冷却が維持され、原子炉安定停止状態が確立される。</p> <p>格納容器安定状態の確立について</p> <p>炉心冷却を継続し、格納容器圧力0.62MPa [gage]到達までに格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を開始することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向になり、</p>	<p>【安定状態の確立について】</p> <p>原子炉安定停止状態の確立について</p> <p>低圧原子炉代替注水系 (常設) による注水継続により損傷炉心が冠水し、損傷炉心の冷却が維持され、原子炉安定停止状態が確立される。</p> <p>原子炉格納容器安定状態の確立について</p> <p>炉心冷却を継続し、格納容器圧力853kPa [gage]到達まで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</p>	<p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>島根 2号炉 (Mark-I)</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>器温度は150℃を下回り、原子炉格納容器安定状態が確立される。</p> <p>また、重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】</p> <p>上記の格納容器破損防止対策により安定状態を維持できる。<u>代替循環冷却系又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行い、原子炉格納容器を隔離することによって、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。安定状態の維持に関する具体的な要件は以下のとおり。</u></p> <p>① 原子炉格納容器除熱機能として<u>代替循環冷却系又は残留熱除去系の復旧による冷却への移行</u></p> <p>② 原子炉格納容器内の水素・酸素濃度の制御を目的とした可燃性ガス濃度制御系の復旧及び原子炉格納容器内への窒素ガス封入（パージ）</p> <p>③ 上記の安全機能の維持に必要な電源（外部電源）、冷却水系等の復旧</p> <p>④ 長期的に維持される原子炉格納容器の状態（温度・圧力）に対し、適切な地震力に対する原子炉格納容器の頑健性の確保</p> <p>(添付資料2.1.1 別紙1 参照)</p>	<p>格納容器雰囲気温度は150℃を下回り、格納容器安定状態が確立される。</p> <p>また、重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】</p> <p>上記の格納容器破損防止対策により安定状態を確立できる。<u>代替循環冷却系を用いて又は残留熱除去系を復旧させ、除熱を行うことにより、安定状態の維持が可能となる。安定状態の維持に関する具体的な要件は以下のとおり。</u></p> <p>①格納容器除熱機能として<u>代替循環冷却系又は残留熱除去系の復旧による冷却への移行</u></p> <p>②格納容器内の水素・酸素濃度の制御を目的とした可燃性ガス濃度制御系の復旧及び格納容器内への窒素注入</p> <p>③上記の安全機能の維持に必要な電源（外部電源）、冷却水等の確保</p> <p>④長期的に維持される格納容器の状態（圧力・温度）に対し、適切な地震力に対する格納容器の頑健性の確保</p> <p>(添付資料3.1.2.9別紙参照)</p>	<p>容器温度は150℃を下回り、原子炉格納容器安定状態が確立される。</p> <p>また、重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】</p> <p>上記の格納容器破損防止対策により安定状態を維持できる。<u>残留熱代替除去系又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行い、原子炉格納容器を隔離することによって、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。安定状態の維持に関する具体的な要件は以下のとおり。</u></p> <p>① 原子炉格納容器除熱機能として<u>残留熱代替除去系又は残留熱除去系の復旧による冷却への移行</u></p> <p>② 原子炉格納容器内の水素・酸素濃度の制御を目的とした可燃性ガス濃度制御系の復旧及び原子炉格納容器内への窒素ガス注入（パージ）</p> <p>③ 上記の安全機能の維持に必要な電源（外部電源）、冷却水系等の復旧</p> <p>④ 長期的に維持される原子炉格納容器の状態（温度・圧力）に対し、適切な地震力に対する原子炉格納容器の頑健性の確保</p> <p>(添付資料2.1.1 別紙1参照)</p>	<p>改)と柏崎6/7 (ABWR)、東海第二 (Mark-II) の最高使用圧力の相違。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備 考												
<p>表 1 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となる静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (3/3)</p> <p>【MAAP】</p> <table border="1" data-bbox="1819 247 2116 1850"> <thead> <tr> <th data-bbox="1819 1654 1843 1850">分類</th> <th data-bbox="1819 1497 1843 1654">重要現象</th> <th data-bbox="1819 1339 1843 1497">解析モデル</th> <th data-bbox="1819 1182 1843 1339">不確かさ</th> <th data-bbox="1819 1024 1843 1182">運転員等操作時間に与える影響</th> <th data-bbox="1819 247 1843 1024">評価項目となるパラメータに与える影響</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="1843 1654 1952 1850"> 原子炉格納容器 (炉心損傷後) </td> <td data-bbox="1843 1497 1952 1654"> 原子炉格納容器内PP奉動 </td> <td data-bbox="1843 1339 1952 1497"> 核分裂生成物 (FP) 奉動モデル </td> <td data-bbox="1843 1182 1952 1339"> ABCOVE運転解析により、原子炉格納容器内のエアロゾル沈着率を適正に評価できることを確認した。 </td> <td data-bbox="1843 1024 1952 1182"> 核分裂生成物 (FP) 奉動モデルはARCOVE運転解析により、原子炉格納容器内のエアロゾル沈着率を適正に評価できることを確認している。本評価解析の起点としている運転員等操作時間には影響はない。 </td> <td data-bbox="1843 247 1952 1024"> 核分裂生成物 (FP) 奉動モデルは、ARCOVE運転解析により原子炉格納容器内のエアロゾル沈着率を適正に評価できることが確認されている。したがってCs-137の総放出量の観点で評価項目となるパラメータに与える影響はない。なお、本評価解析シナリオにおける格納容器フィルタベント系による大気中へのCs-137の総放出量は、評価項目 (100TBqを下回っていること) に対して、サブレンジョン・チェンバのベントラインを經由した場合は、約2.1×10⁴TBq (7日間)、トワイフェルのベントラインを經由した場合は約3.4TBq (7日間) であり、評価項目に対して余裕がある。 </td> </tr> </tbody> </table>				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	原子炉格納容器 (炉心損傷後)	原子炉格納容器内PP奉動	核分裂生成物 (FP) 奉動モデル	ABCOVE運転解析により、原子炉格納容器内のエアロゾル沈着率を適正に評価できることを確認した。	核分裂生成物 (FP) 奉動モデルはARCOVE運転解析により、原子炉格納容器内のエアロゾル沈着率を適正に評価できることを確認している。本評価解析の起点としている運転員等操作時間には影響はない。	核分裂生成物 (FP) 奉動モデルは、ARCOVE運転解析により原子炉格納容器内のエアロゾル沈着率を適正に評価できることが確認されている。したがってCs-137の総放出量の観点で評価項目となるパラメータに与える影響はない。なお、本評価解析シナリオにおける格納容器フィルタベント系による大気中へのCs-137の総放出量は、評価項目 (100TBqを下回っていること) に対して、サブレンジョン・チェンバのベントラインを經由した場合は、約2.1×10 ⁴ TBq (7日間)、トワイフェルのベントラインを經由した場合は約3.4TBq (7日間) であり、評価項目に対して余裕がある。
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										
原子炉格納容器 (炉心損傷後)	原子炉格納容器内PP奉動	核分裂生成物 (FP) 奉動モデル	ABCOVE運転解析により、原子炉格納容器内のエアロゾル沈着率を適正に評価できることを確認した。	核分裂生成物 (FP) 奉動モデルはARCOVE運転解析により、原子炉格納容器内のエアロゾル沈着率を適正に評価できることを確認している。本評価解析の起点としている運転員等操作時間には影響はない。	核分裂生成物 (FP) 奉動モデルは、ARCOVE運転解析により原子炉格納容器内のエアロゾル沈着率を適正に評価できることが確認されている。したがってCs-137の総放出量の観点で評価項目となるパラメータに与える影響はない。なお、本評価解析シナリオにおける格納容器フィルタベント系による大気中へのCs-137の総放出量は、評価項目 (100TBqを下回っていること) に対して、サブレンジョン・チェンバのベントラインを經由した場合は、約2.1×10 ⁴ TBq (7日間)、トワイフェルのベントラインを經由した場合は約3.4TBq (7日間) であり、評価項目に対して余裕がある。										

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

項目	解析条件(初期条件、事故条件及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
低圧代替注水系(常設)	事故初期の原子炉注水 実施時: 230m ³ /h (一定) 原子炉水位1.0到達判 断後: 崩壊熱による蒸 気を補う注水量(最大 50m ³ /h)に制御	事故初期の原子炉注水 実施時: 130m ³ /h (一定)	炉心冷却の維持に必要な流量として設定	実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復が早くなる。崩壊熱による蒸気後水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り、格納容器圧力及び空温気温度の上昇に有意な影響を与えないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	事故初期の原子炉注水 実施時: 130m ³ /h (一定)	事故初期の原子炉注水 実施時: 130m ³ /h (一定)	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定	解析条件と最確条件が同様であり、事故進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件が同様であり、事故進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	格納容器圧力常設系(常設)	格納容器圧力常設系(常設) 130m ³ /h (一定)	サプレッション・プール水位のトランプアップ、格納容器圧力及び除熱機動作(サプレッション・ポンプ(常設))までの操作時間余裕の観点で厳しい条件として、運転手順の流量調整操作期間(102m ³ /h~130m ³ /h)における上限を設定	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認められることから、格納容器圧力及び除熱機動作の開始が遅くなることにより、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	最確条件とした場合でも、格納容器圧力を0.400MPa[gage]から0.465MPa[gage]の範囲内に維持すること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小さい。
	格納容器下部注水系(常設)	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	ベダスタル(ドライウェル部)には通常運転時からプール水が存在するため、初期条件としてベダスタル(ドライウェル部)のプール水を考慮していないことから、常設低圧代替注水系(常設)によるベダスタル(ドライウェル部)水位の確保は小さい。	ベダスタル(ドライウェル部)には通常運転時からプール水が存在するため、格納容器の熱容量が増え、格納容器圧力及び空温気温度の上昇が緩和されることにより、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
格納容器圧力常設系(常設)	格納容器圧力常設系(常設) 130m ³ /h (一定)	格納容器圧力常設系(常設)の設計値を考慮し、格納容器圧力及び空温気温度を低下させるのに必要と排出流量として設定	格納容器圧力及び空温気温度の上昇を抑え、格納容器圧力常設系(常設)による格納容器下部注水系(常設)によるベダスタル(ドライウェル部)水位の確保は小さい。	実際の流量が解析より多い場合、格納容器圧力及び空温気温度の上昇の抑制効果は大きくなるが、操作手順(代替格納容器スプレッド冷却系(常設))による格納容器スプレッド冷却操作時のピーク圧力は格納容器圧力の最大値を下回ることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間となるパラメータに与える影響
(空温気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))(4/4)

項目	解析条件(初期条件、事故条件)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			
原子炉スクラム信号	事故発生と同時に原子炉スクラム	事故発生と同時に原子炉スクラム	事故発生と同時に原子炉スクラムとするものとして設定	解析条件と最確条件が同様であり、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り、事故進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	主蒸気隔離弁	事故発生と同時に閉止	主蒸気が格納容器内に保持される厳しい条件として設定	最確条件とした場合には、逃がし安全弁を通じて格納容器内に放出される蒸気量が減少することから、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小さい。	最確条件とした場合には、逃がし安全弁を通じて格納容器内に放出される蒸気量が減少することから、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。
機器条件	再循環ポンプ	事故発生と同時に停止	全交流動力電流喪失によるポンプ停止を前提として設定	解析条件と最確条件が同様であり、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り、事故進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	低圧原子炉代替注水系(常設)	最大250m ³ /hで注水、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(注水特性の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。冠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(注水特性の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。格納容器圧力及び温度の上昇に有意な影響を与えないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
格納容器代替スプレッド冷却系(可搬型)	120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレッド冷却系(可搬型)を投入	120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレッド冷却系(可搬型)を投入	格納容器代替スプレッド冷却系(可搬型)の設計値として設定	解析条件と最確条件が同様であり、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り、事故進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
格納容器フィルタバント系	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、第一弁を全開操作にて格納容器除熱	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、第一弁を全開操作にて格納容器除熱	格納容器フィルタバント系の設計値として設定	解析条件と最確条件が同様であり、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り、事故進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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、評価項目となるパラメータに与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用しない場合）(1/4)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ	解析条件 (操作条件) の不確かさ	評価項目となるパラメータに与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
運転員等	運転員等 運転員等 運転員等	運転員等 運転員等 運転員等	運転員等 運転員等 運転員等	運転員等 運転員等 運転員等	運転員等 運転員等 運転員等

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、評価項目となるパラメータに与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用しない場合) (1/4)

表3. 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響 (1/4)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		評価項目となるパラメータに与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	訓練実績等
	解析条件	条件設定の考え方			
運転員等	運転員等 運転員等 運転員等	運転員等 運転員等 運転員等	運転員等 運転員等 運転員等	運転員等 運転員等 運転員等	運転員等 運転員等 運転員等

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、評価項目となるパラメータに与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響 (1/4)

表3. 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響 (格納容器過圧・過温破損) (1/3)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		評価項目となるパラメータに与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	訓練実績等
	解析条件	条件設定の考え方			
運転員等	運転員等 運転員等 運転員等	運転員等 運転員等 運転員等	運転員等 運転員等 運転員等	運転員等 運転員等 運転員等	運転員等 運転員等 運転員等

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、評価項目となるパラメータに与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響 (1/3)

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、評価項目となるパラメータに与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響 (1/3)

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(券閉気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)) (代替静置冷却泵を使用しない場合) (3/4)

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
	解析条件	条件設定の考え方					
格納容器への 格納容器への注油は、解熱 操作ではないが、解熱で 想定している格納容器の 注油に必要な操作(作 業)は、その機能に起因しな いと想定 格納容器への注油は、解熱 操作ではないが、解熱で 想定している格納容器の 注油に必要な操作(作 業)は、その機能に起因しな いと想定 格納容器への注油は、解熱 操作ではないが、解熱で 想定している格納容器の 注油に必要な操作(作 業)は、その機能に起因しな いと想定	運転員等 操作時間 からの12分 前後	可視化監視に準じて、事 象発生から12時間まで は、その機能に起因しな いと想定	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響
	格納容器への注油は、解熱 操作ではないが、解熱で 想定している格納容器の 注油に必要な操作(作 業)は、その機能に起因しな いと想定	運転員等 操作時間 からの12分 前後	可視化監視に準じて、事 象発生から12時間まで は、その機能に起因しな いと想定	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響

第3表 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕(3/4)

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
	解析条件	条件設定の考え方					
格納容器への注油は、解熱 操作ではないが、解熱で 想定している格納容器の 注油に必要な操作(作 業)は、その機能に起因しな いと想定	運転員等 操作時間 からの12分 前後	可視化監視に準じて、事 象発生から12時間まで は、その機能に起因しな いと想定	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響
格納容器への注油は、解熱 操作ではないが、解熱で 想定している格納容器の 注油に必要な操作(作 業)は、その機能に起因しな いと想定	運転員等 操作時間 からの12分 前後	可視化監視に準じて、事 象発生から12時間まで は、その機能に起因しな いと想定	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響

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、静的負荷(券閉気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)) (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
	解析条件	条件設定の考え方					
格納容器 フィールド系 ベント系 による格 納容器除 熱操作	サプレッション システム 常水位+約 1.3m(異常 高水位下)に 到達する 時刻から10分 後	可視化監視に準じて、事 象発生から12時間まで は、その機能に起因しな いと想定	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響
格納容器 フィールド系 ベント系 による格 納容器除 熱操作	サプレッション システム 常水位+約 1.3m(異常 高水位下)に 到達する 時刻から10分 後	可視化監視に準じて、事 象発生から12時間まで は、その機能に起因しな いと想定	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料3.1.3.7</p> <p style="text-align: center;">注水操作が遅れる場合の影響について</p> <p>1. はじめに 評価事故シーケンス「<u>大破断LOCA+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失</u>」では、大破断LOCA時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低下により炉心は露出し、事象発生約0.3時間後に燃料被覆管の最高温度は1,000K(約727℃)に到達し、炉心損傷が開始する。</p> <p>有効性評価では、事象発生から70分経過した時点で、常設代替交流電源設備による電源供給を開始し、<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水を開始することによって、原子炉压力容器破損に至ることなく、原子炉水位は回復し、炉心は再冠水する評価結果となっている。</p> <p>本事象進展について、運転員による原子炉注水操作が有効性評価よりも遅れた場合の評価項目への影響について評価した。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 3.1.3.9</p> <p style="text-align: center;">注水操作が遅れる場合の影響について</p> <p>1. はじめに 評価事故シーケンス「<u>大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗</u>」(全交流動力電源喪失の重畳を考慮)では、大破断LOCA時に非常用炉心冷却系等の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心は露出し、事象発生約9分後に燃料被覆管の最高温度は1,200℃に到達する。</p> <p>有効性評価では、事象発生から25分経過した時点で、<u>常設代替高圧電源装置からの給電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及び低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水を開始することで、原子炉压力容器破損に至ることなく、<u>水位は回復し、炉心は冠水する</u>評価結果となっている。</p> <p>本事象進展について、運転員による<u>格納容器冷却操作及び原子炉注水操作</u>が有効性評価よりも遅れた場合の評価項目への影響について評価した。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 3.1.3.7</p> <p style="text-align: center;">注水操作が遅れる場合の影響について</p> <p>1. はじめに 評価事故シーケンス「<u>冷却材喪失(大破断LOCA)+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失</u>」では、大破断LOCA時に非常用炉心冷却系等の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急速に低下する。<u>原子炉水位低下により炉心は露出し、事象発生約5分後に燃料被覆管の最高温度は1,000K(約727℃)に到達し、炉心損傷が開始する。</u></p> <p>有効性評価では、事象発生から30分経過した時点で、<u>常設代替交流電源設備による電源供給を開始し、低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水を開始することによって</u>、原子炉压力容器破損に至ることなく、<u>原子炉水位は回復し、炉心は再冠水する</u>評価結果となっている。</p> <p>本事象進展について、運転員による原子炉注水操作が有効性評価よりも遅れた場合の評価項目への影響について評価した。</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系と非常用炉心冷却系を合わせて「非常用炉心冷却系等」と記載。 ・記載方針の相違 【東海第二】 島根2号炉は、1,000K到達時間を記載している。 ・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。 ・解析結果の相違 【東海第二】 島根2号炉は、事象発生から残留熱代替除去系を開始するまでの期間において、格納容器スプレイの実施基準に到達しない。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>2. 評価項目への影響</p> <p>操作遅れを想定し、注水開始時間を有効性評価における設定よりも<u>20分遅延</u>（事象発生<u>90分後</u>に原子炉注水を開始）した場合について、原子炉圧力容器の健全性及び格納容器破損防止対策の有効性に係る感度解析を行った。</p> <p>(1) 原子炉圧力容器の健全性への影響</p> <p>原子炉圧力容器の健全性の観点から、炉心内でのデブリの移行（リロケーション）※の発生有無を評価した。表1に感度解析の評価結果を示す。また、操作<u>20分遅れ</u>のケースの原子炉水位及び注水流量の推移を図1, 2に示す。</p> <p>操作<u>20分遅れ</u>の場合においても、損傷炉心は炉心位置に保持され、リロケーションは発生しないことから、原子炉圧力容器の健全性は確保される。</p> <p>※ここで言うリロケーションとは、炉心損傷後、溶融炉心が炉心下部プレナムに移行した状態を指す。</p> <p>(2) 格納容器破損防止対策の有効性への影響</p> <p>格納容器破損防止対策の有効性の観点から、格納容器スプレイ開始時間及び格納容器限界圧力・限界温度の到達時間を評価した。表2に感度解析の評価結果を示す。また、操作<u>20分遅れ</u>のケースにおける格納容器圧力及び格納容器温度の推移を図3, 4に示す。</p> <p>操作<u>20分遅れ</u>の場合において、原子炉注水開始の遅れに伴い格納容器スプレイの開始時間は遅くなるが、図3, 4に示すとおり、格納容器スプレイ開始後は格納容器の圧力及び温度は制御される。また、操作<u>20分遅れ</u>の場合においても、<u>原子炉格納容器の限界圧力に到達する時間は、有効性評価のケースと同じ約38時間後</u>であり、格納容器圧力及び温度の上昇傾向への影響は</p>	<p>2. 評価項目への影響</p> <p>操作遅れを想定し、注水開始時間をベースケースにおける設定よりも<u>25分遅延</u>（事象発生<u>50分後</u>に原子炉注水開始）した場合について、原子炉圧力容器の健全性及び格納容器破損防止対策の有効性に係る感度解析を行った。</p> <p>(1) 原子炉圧力容器の健全性への影響</p> <p>原子炉圧力容器の健全性の観点から、炉心内でのデブリの移行（リロケーション）※の発生有無を評価した。<u>第1表</u>に感度解析の評価結果を示す。また、操作<u>25分遅れ</u>ケースの<u>炉心損傷状態を第1図</u>に示す。</p> <p>操作<u>25分遅れ</u>の場合においても、<u>損傷した燃料</u>は炉心位置に保持され、リロケーションは発生しないことから、原子炉圧力容器の健全性は確保される。</p> <p>※ <u>ここでのリロケーションとは、炉心損傷後、溶融炉心が炉心下部プレナムへ移行した状態を指す。</u></p> <p>(2) 格納容器破損防止対策の有効性への影響</p> <p>格納容器破損防止対策の有効性の観点から、<u>格納容器冷却開始時間及び評価項目となる格納容器圧力・温度の到達時間</u>を評価した。<u>第2表</u>に感度解析の評価結果を示す。</p> <p>また、操作<u>25分遅れ</u>ケースにおいても、<u>格納容器冷却開始後は格納容器圧力及び雰囲気温度は制御され、評価項目となる格納容器限界圧力・限界温度に到達することはない。</u>また、<u>サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5mに到達する時間は約21時間後</u>であり、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇傾向への影響は<u>ほとんどない。</u></p>	<p>2. 評価項目への影響</p> <p>操作遅れを想定し、注水開始時間を<u>有効性評価</u>における設定よりも<u>30分遅延</u>（事象発生<u>60分後</u>に原子炉注水を開始）した場合について、原子炉圧力容器の健全性及び格納容器破損防止対策の有効性に係る感度解析を行った。</p> <p>(1) 原子炉圧力容器の健全性への影響</p> <p>原子炉圧力容器の健全性の観点から、炉心内でのデブリの移行（リロケーション）※の発生有無を評価した。<u>表1</u>に感度解析の評価結果を示す。また、操作<u>30分遅れ</u>のケースの原子炉水位及び注水流量の推移を図1, 2に示す。</p> <p>操作<u>30分遅れ</u>の場合においても、<u>損傷炉心</u>は炉心位置に保持され、リロケーションは発生しないことから、原子炉圧力容器の健全性は確保される。</p> <p>※ここで言うリロケーションとは、炉心損傷後、溶融炉心が炉心下部プレナムに移行した状態を指す。</p> <p>(2) 格納容器破損防止対策の有効性への影響</p> <p>格納容器破損防止対策の有効性の観点から、<u>格納容器スプレイ開始時間及び格納容器ベント開始時間</u>を評価した。<u>表2</u>に感度解析の評価結果を示す。また、操作<u>30分遅れ</u>ケースにおける格納容器圧力及び格納容器温度の推移を図3, 4に示す。</p> <p>操作<u>30分遅れ</u>の場合においても、原子炉注水開始の遅れに伴い格納容器スプレイの開始時間は遅くなるが、図3, 4に示すとおり、<u>格納容器スプレイ開始後は原子炉格納容器の圧力及び温度は制御される。</u>また、操作<u>30分遅れ</u>の場合においても、<u>サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m（真空破壊装置下端-0.45m）に到達する時間は、約34時間後</u>で</p>	<p>備考</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 注水遅れ時間の設定。 (以降, 同様な相違については記載省略)</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】 島根2号炉は、リロケーションが発生しないことを確認しており、炉心の損傷状態の図は記載していない。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																											
<p>ほぼない。</p> <p>3. まとめ</p> <p>操作<u>20分</u>遅れの場合においても、有効性評価のケースと同様に、原子炉圧力容器の健全性及び格納容器破損防止対策の有効性は維持される。したがって、原子炉注水操作は、有効性の確認された申請解析ケースに対して<u>20分</u>程度の遅れの余裕がある。</p> <p>表1 原子炉圧力容器の健全性に関する感度解析結果</p> <table border="1" data-bbox="178 724 890 871"> <thead> <tr> <th>ケース</th> <th>損傷炉心の位置</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>有効性評価のケース (事象発生70分後に原子炉注水開始)</td> <td>炉心位置に保持 (リロケーションは発生しない)</td> </tr> <tr> <td>操作20分遅れのケース (事象発生90分後に原子炉注水開始)</td> <td>炉心位置に保持 (リロケーションは発生しない)</td> </tr> </tbody> </table>	ケース	損傷炉心の位置	有効性評価のケース (事象発生70分後に原子炉注水開始)	炉心位置に保持 (リロケーションは発生しない)	操作20分遅れのケース (事象発生90分後に原子炉注水開始)	炉心位置に保持 (リロケーションは発生しない)	<p>3. まとめ</p> <p>操作<u>25分</u>遅れケースにおいても、<u>ベースケース</u>と同様に原子炉圧力容器の健全性及び格納容器破損防止対策の有効性は維持される。したがって、原子炉注水操作は、<u>ベースケース</u>に対して<u>25分</u>の遅れの余裕があることを確認した。</p> <p>第1表 原子炉圧力容器の健全性に関する感度解析結果</p> <table border="1" data-bbox="973 724 1685 945"> <thead> <tr> <th>ケース</th> <th>損傷炉心の位置</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ベースケース (事象発生25分後に注水)</td> <td>炉心位置に保持 (リロケーション発生せず)</td> </tr> <tr> <td>操作25分遅れ (事象発生50分後に注水)</td> <td>炉心位置に保持 (リロケーション発生せず)</td> </tr> </tbody> </table>	ケース	損傷炉心の位置	ベースケース (事象発生25分後に注水)	炉心位置に保持 (リロケーション発生せず)	操作25分遅れ (事象発生50分後に注水)	炉心位置に保持 (リロケーション発生せず)	<p>あり、格納容器圧力及び<u>温度の上昇傾向への影響はほぼない。</u></p> <p>3. まとめ</p> <p>操作<u>30分</u>遅れの場合においても、<u>有効性評価</u>のケースと同様に、原子炉圧力容器の健全性及び格納容器破損防止対策の有効性は維持される。したがって、原子炉注水操作は、<u>有効性の確認された申請解析</u>ケースに対して<u>30分</u>程度の遅れの余裕がある。</p> <p>表1 原子炉圧力容器の健全性に関する感度解析結果</p> <table border="1" data-bbox="1762 724 2475 850"> <thead> <tr> <th>ケース</th> <th>損傷炉心の位置</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>有効性評価のケース (事象発生30分後に原子炉注水開始)</td> <td>炉心位置に保持 (リロケーションは発生しない)</td> </tr> <tr> <td>操作30分遅れのケース (事象発生60分後に原子炉注水開始)</td> <td>炉心位置に保持 (リロケーションは発生しない)</td> </tr> </tbody> </table>	ケース	損傷炉心の位置	有効性評価のケース (事象発生30分後に原子炉注水開始)	炉心位置に保持 (リロケーションは発生しない)	操作30分遅れのケース (事象発生60分後に原子炉注水開始)	炉心位置に保持 (リロケーションは発生しない)	<p>格納容器ベント開始時間の相違。</p>									
ケース	損傷炉心の位置																													
有効性評価のケース (事象発生70分後に原子炉注水開始)	炉心位置に保持 (リロケーションは発生しない)																													
操作20分遅れのケース (事象発生90分後に原子炉注水開始)	炉心位置に保持 (リロケーションは発生しない)																													
ケース	損傷炉心の位置																													
ベースケース (事象発生25分後に注水)	炉心位置に保持 (リロケーション発生せず)																													
操作25分遅れ (事象発生50分後に注水)	炉心位置に保持 (リロケーション発生せず)																													
ケース	損傷炉心の位置																													
有効性評価のケース (事象発生30分後に原子炉注水開始)	炉心位置に保持 (リロケーションは発生しない)																													
操作30分遅れのケース (事象発生60分後に原子炉注水開始)	炉心位置に保持 (リロケーションは発生しない)																													
<p>表2 格納容器破損防止対策の有効性に関する感度解析結果</p> <table border="1" data-bbox="178 1018 890 1291"> <thead> <tr> <th>ケース</th> <th>格納容器スプレイ開始時間</th> <th>格納容器限界圧力・限界温度の到達時間 (格納容器ベント開始時間)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>有効性評価のケース (事象発生70分後に原子炉注水開始)</td> <td>約2.0時間後</td> <td>約38時間後 (格納容器圧力が0.62MPa[gage]に到達)</td> </tr> <tr> <td>操作20分遅れのケース (事象発生90分後に原子炉注水開始)</td> <td>約2.3時間後</td> <td>約38時間後 (格納容器圧力が0.62MPa[gage]に到達)</td> </tr> </tbody> </table>	ケース	格納容器スプレイ開始時間	格納容器限界圧力・限界温度の到達時間 (格納容器ベント開始時間)	有効性評価のケース (事象発生70分後に原子炉注水開始)	約2.0時間後	約38時間後 (格納容器圧力が0.62MPa[gage]に到達)	操作20分遅れのケース (事象発生90分後に原子炉注水開始)	約2.3時間後	約38時間後 (格納容器圧力が0.62MPa[gage]に到達)	<p>第2表 格納容器破損防止対策の有効性に関する感度解析結果</p> <table border="1" data-bbox="973 1018 1685 1218"> <thead> <tr> <th>ケース</th> <th>代替格納容器スプレイ開始時間</th> <th>通常水位+6.5m到達時間 (ベント開始時間)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ベースケース</td> <td>約3.9時間</td> <td>約19時間</td> </tr> <tr> <td>操作25分遅れ</td> <td>約5.1時間</td> <td>約21時間</td> </tr> </tbody> </table>	ケース	代替格納容器スプレイ開始時間	通常水位+6.5m到達時間 (ベント開始時間)	ベースケース	約3.9時間	約19時間	操作25分遅れ	約5.1時間	約21時間	<p>表2 格納容器破損防止対策の有効性に関する感度解析結果</p> <table border="1" data-bbox="1762 1018 2475 1260"> <thead> <tr> <th>ケース</th> <th>格納容器代替スプレイ開始時間</th> <th>格納容器ベント開始時間 (サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m到達)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>有効性評価ケース (事象発生30分後に原子炉注水開始)</td> <td>約27時間後</td> <td>約32時間後</td> </tr> <tr> <td>操作30分遅れのケース (事象発生60分後に原子炉注水開始)</td> <td>約29時間後</td> <td>約34時間後</td> </tr> </tbody> </table>	ケース	格納容器代替スプレイ開始時間	格納容器ベント開始時間 (サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m到達)	有効性評価ケース (事象発生30分後に原子炉注水開始)	約27時間後	約32時間後	操作30分遅れのケース (事象発生60分後に原子炉注水開始)	約29時間後	約34時間後	<p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】 格納容器代替スプレイ開始時間及び格納容器ベント開始時間の相違。</p>
ケース	格納容器スプレイ開始時間	格納容器限界圧力・限界温度の到達時間 (格納容器ベント開始時間)																												
有効性評価のケース (事象発生70分後に原子炉注水開始)	約2.0時間後	約38時間後 (格納容器圧力が0.62MPa[gage]に到達)																												
操作20分遅れのケース (事象発生90分後に原子炉注水開始)	約2.3時間後	約38時間後 (格納容器圧力が0.62MPa[gage]に到達)																												
ケース	代替格納容器スプレイ開始時間	通常水位+6.5m到達時間 (ベント開始時間)																												
ベースケース	約3.9時間	約19時間																												
操作25分遅れ	約5.1時間	約21時間																												
ケース	格納容器代替スプレイ開始時間	格納容器ベント開始時間 (サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m到達)																												
有効性評価ケース (事象発生30分後に原子炉注水開始)	約27時間後	約32時間後																												
操作30分遅れのケース (事象発生60分後に原子炉注水開始)	約29時間後	約34時間後																												
<p>3.1-238</p>	<p>第1図 炉心の損傷状態</p>  <p>損傷状態のモデル 0：空洞 1：燃料が自立した状態 2：燃料が崩壊した状態 3：流路が減少した状態 4：流路が閉塞した状態 5：溶融プール状態</p>	<p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】 島根2号炉は、リロケーションが発生しないことを確認しており、炉心の損傷状態の図は記載していない。</p>																												

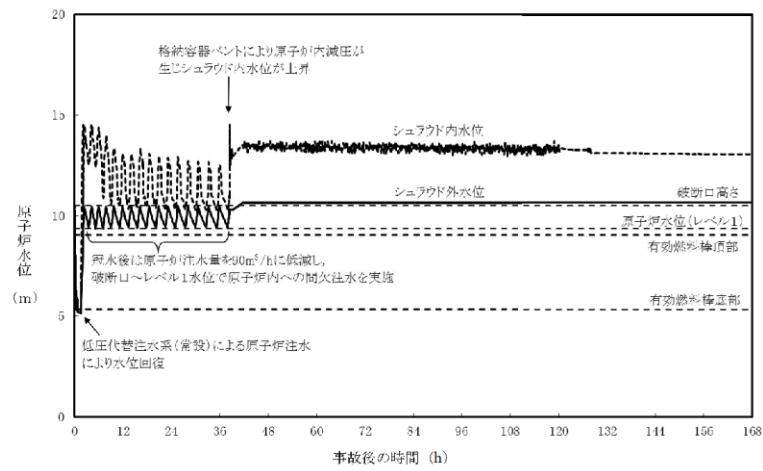


図1. 操作20分遅れのケースにおける原子炉水位の推移

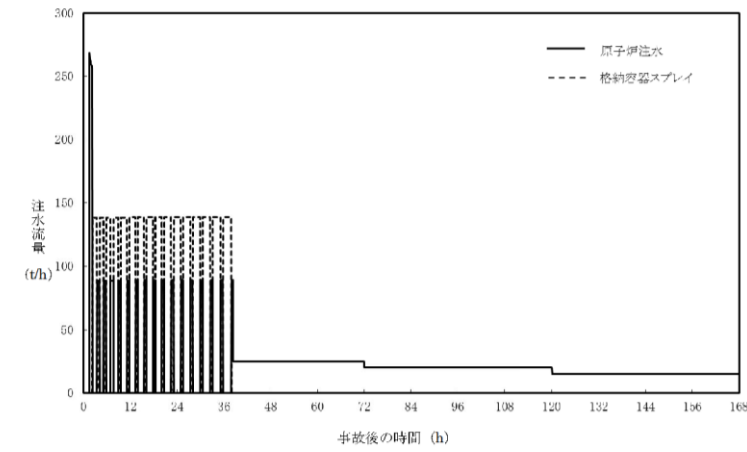
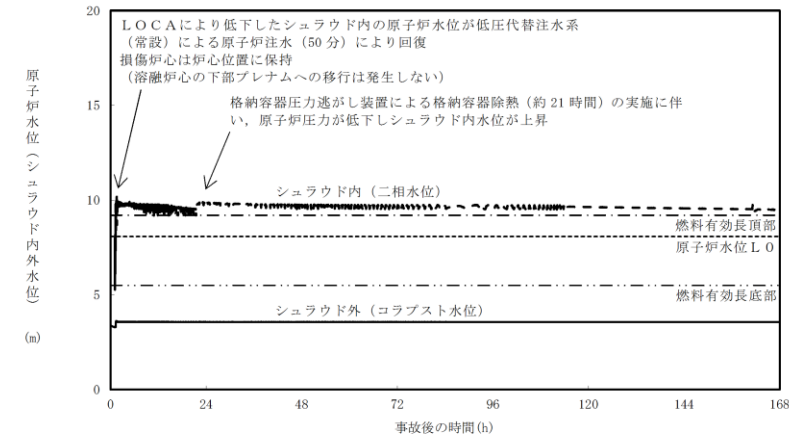
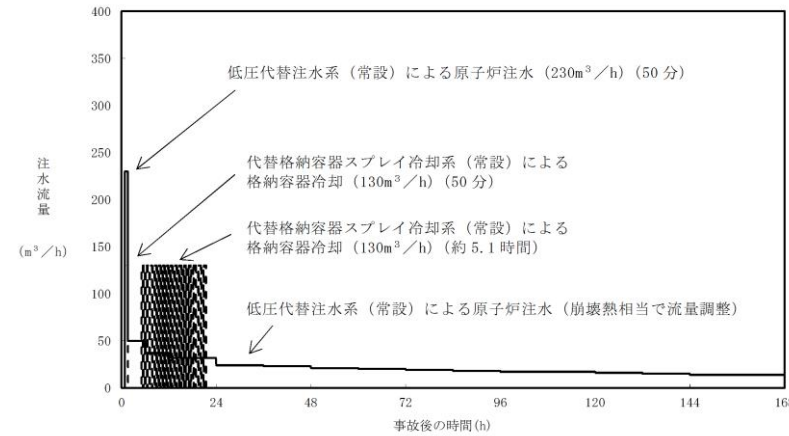


図2. 操作20分遅れのケースにおける注水流量の推移



第2図 操作25分遅れにおける原子炉水位の推移



第3図 操作25分遅れにおける注水流量の推移

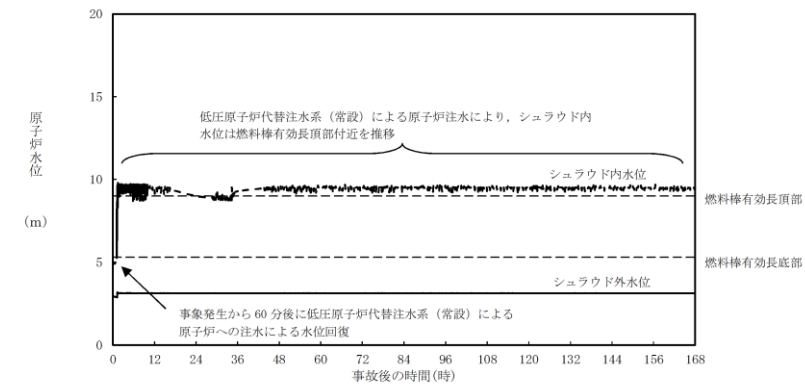


図1 操作30分遅れのケースにおける原子炉水位の推移

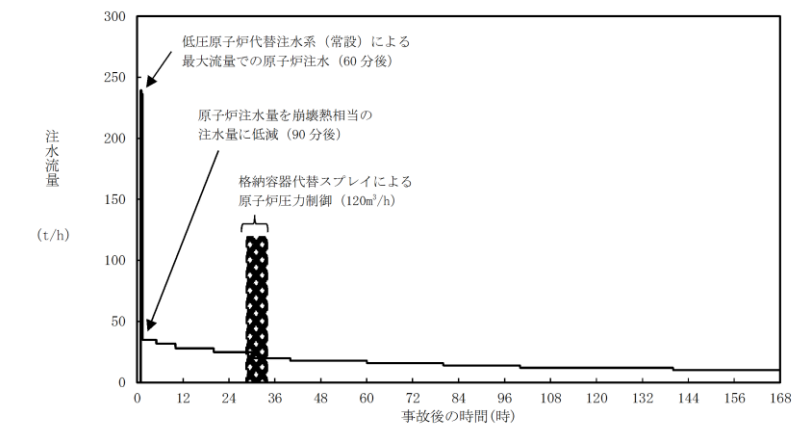


図2 操作30分遅れのケースにおける注水流量の推移

(ベースケースと同様の相違)

(ベースケースと同様の相違)

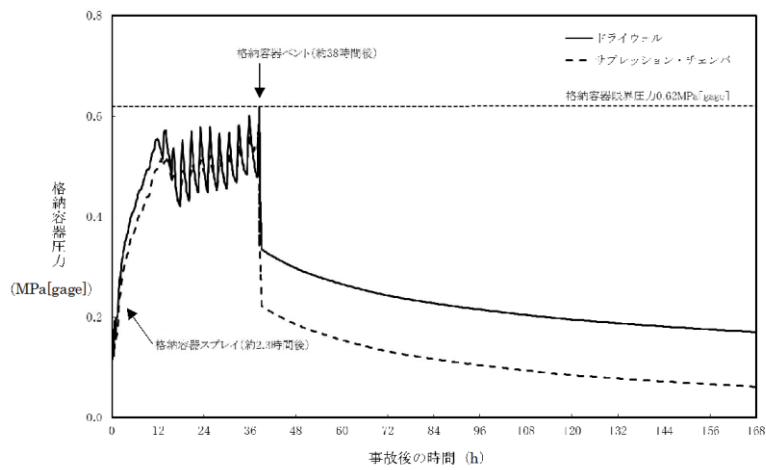


図3. 操作20分遅れのケースにおける格納容器圧力の推移

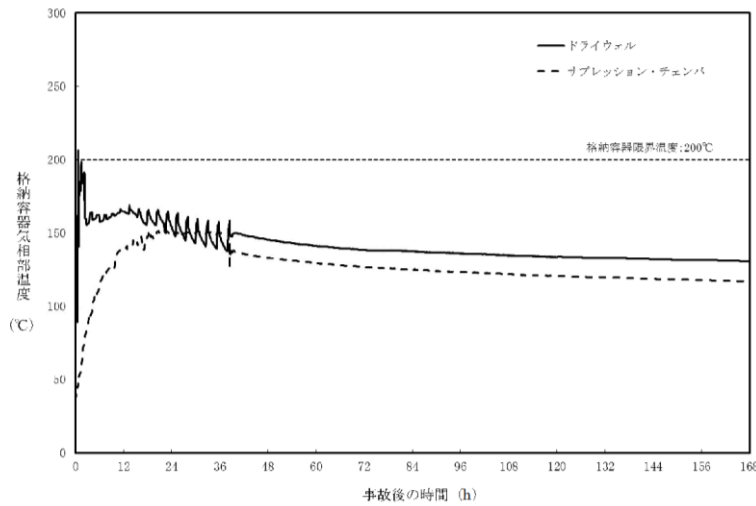
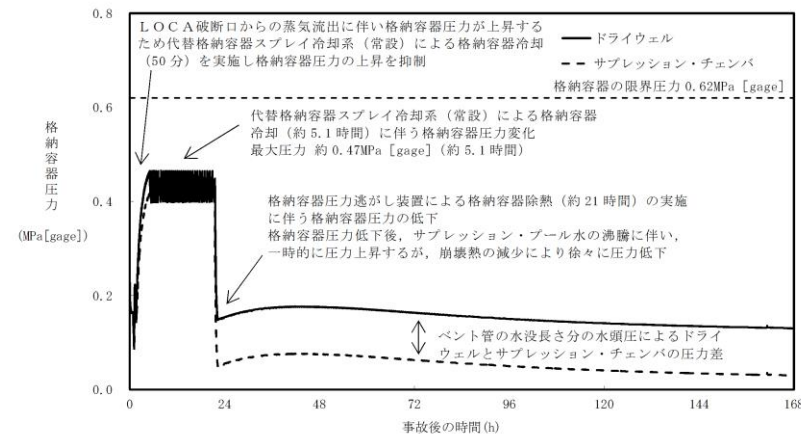
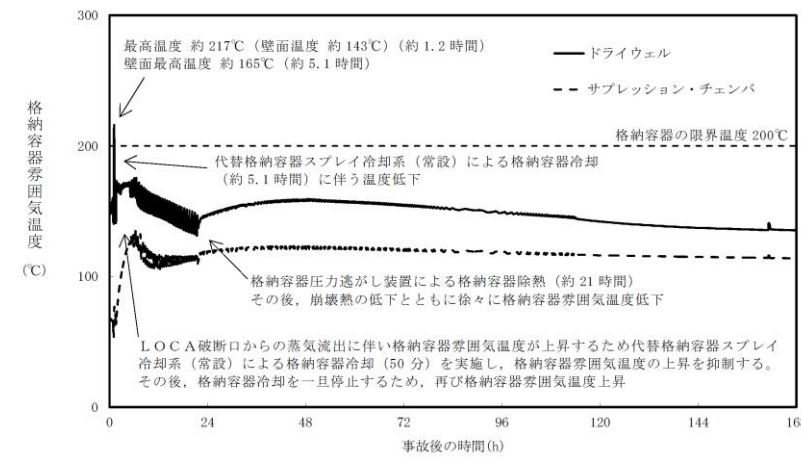


図4. 操作20分遅れのケースにおける格納容器気相部温度の推移



第4図 操作25分遅れにおける格納容器圧力の推移



第5図 操作25分遅れにおける格納容器雰囲気温度の推移

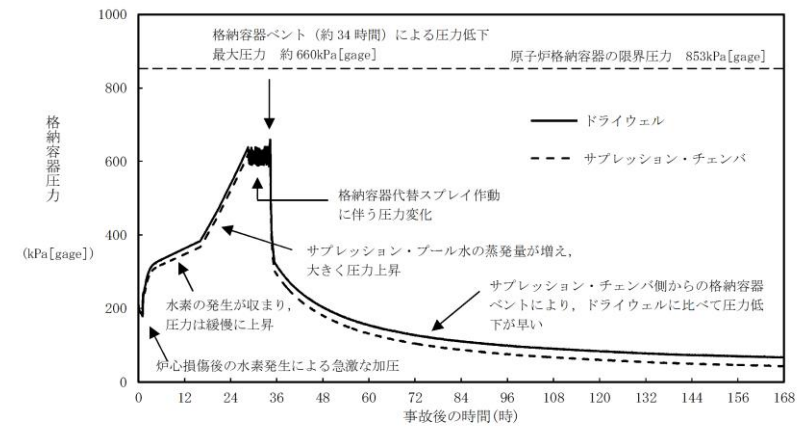


図3 操作30分遅れのケースにおける格納容器圧力の推移

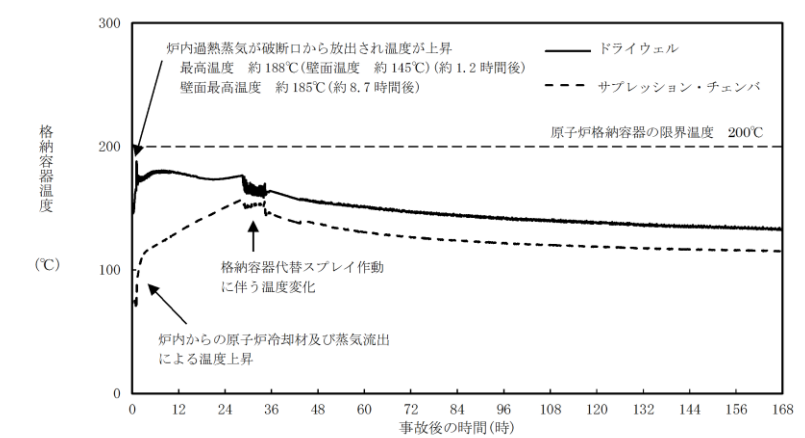


図4 操作30分遅れのケースにおける格納容器温度の推移

(ベースケースと同様の相違)

(ベースケースと同様の相違)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p style="text-align: right;">添付資料 3.1.3.8</p> <p>格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作開始を限界圧力接近時とした場合の影響</p> <p>1. はじめに</p> <p>今回の申請において示した解析ケース（以下「ベースケース」という。）では、事象発生約 32 時間後にサプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m（真空破壊装置下端－0.45m）に到達する。手順上、サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m（真空破壊装置下端－0.45m）到達によ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を実施することから、第 1 弁の中央制御室からの遠隔操作にかかる時間を踏まえ、サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m（真空破壊装置下端－0.45m）到達から 10 分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操作を実施している。</p> <p>ここでは、格納容器圧力が限界圧力 853kPa [gage] に近接した場合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操作を実施しても、格納容器過圧及び過温破損にかかる評価項目が判断基準を満足することを以下のとおり確認した。</p> <p>2. 評価条件</p> <p>ベースケースの評価条件に対する変更点は以下のとおり。このほかの評価条件は、ベースケースの評価条件と同等である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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、格納容器圧力が限界圧力 853kPa [gage] に接近した場合に実施する。 <p>3. 評価結果</p> <p>図 1 から図 3 に格納容器圧力、格納容器温度及びサプレッション・プール水位の推移を示す。</p> <p>事象発生約 32 時間後にサプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m（真空破壊装置下端－0.45m）に到達し、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ことから、格納容器圧力は上昇する。その後、事象発生約 35 時間後に格納容器圧力が限界圧力 853kPa [gage] に接近したとき</p>	

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操作を実施することで格納容器圧力は低下するため、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値は原子炉格納容器の限界圧力 853kPa [gage] を超えない。また、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最高値は約 197℃ となり、原子炉格納容器の限界温度 200℃ を超えない。なお、図3のサブプレッション・プール水位の推移は、格納容器ベント実施後のベントクリア（ダウンカメラ部からサブプレッション・チェンバへの水の移行）及びサブプレッション・チェンバ圧力の低下による体積膨張によるサブプレッション・プール水位上昇を考慮した結果となっており、サブプレッション・プール水位は最大で約 5.03m となる。

以上により、格納容器圧力が限界圧力 853kPa [gage] に近接した場合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操作を実施しても、格納容器過圧及び過温破損にかかる評価項目が判断基準を満足することを確認した。

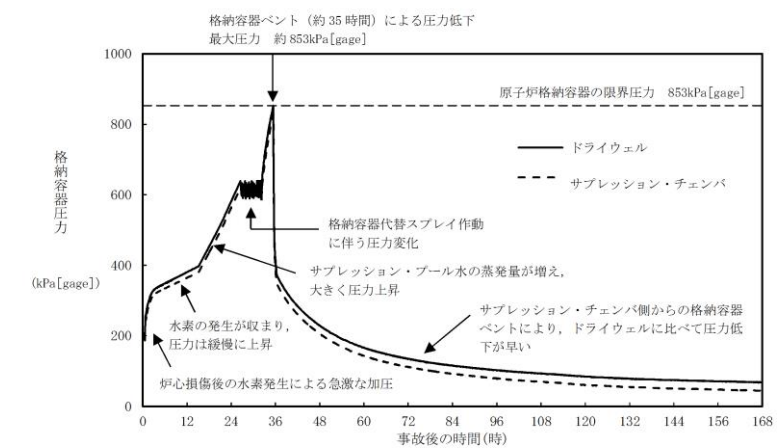


図1 格納容器圧力の推移

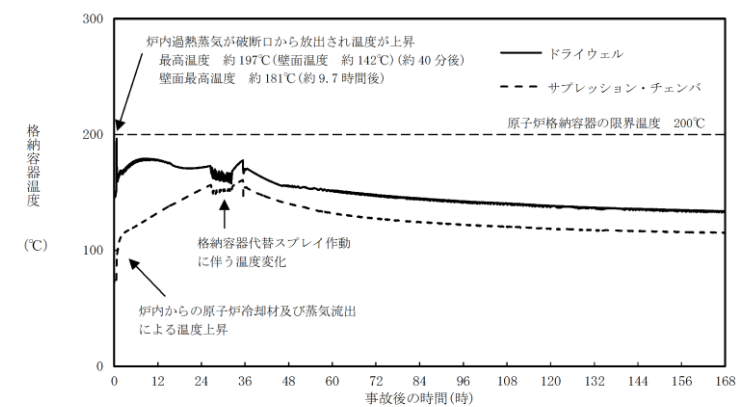
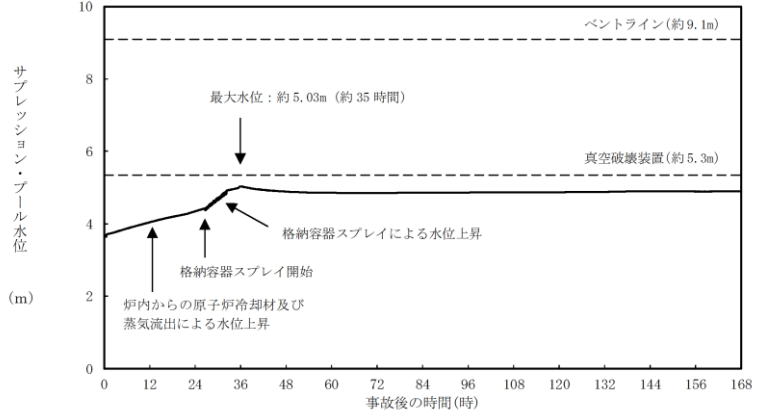
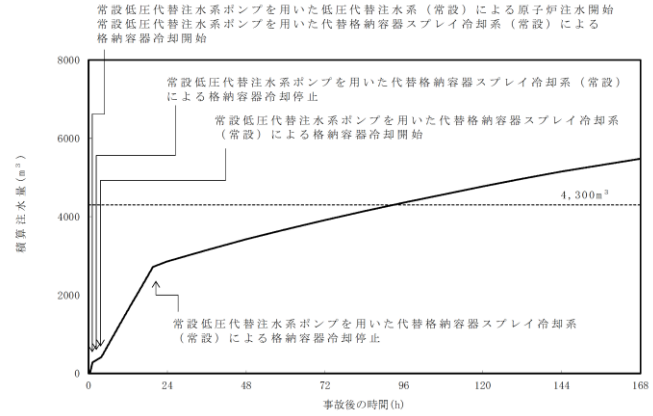


図2 格納容器温度の推移

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
		 <p data-bbox="1855 703 2374 735">図3 サプレッション・プール水位の推移</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>7日間における水源の対応について (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しない場合)</p> <p>添付資料 3.1.3.8</p> <p>○水源 復水貯蔵槽水量：約 1,700m³ 淡水貯水池：約 18,000m³</p> <p>○水使用パターン ① 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水 事象発生 70 分後から低圧代替注水系 (常設) により注水する。 冠水後は、破断口～原子炉水位低 (レベル1) の範囲で注水する (約 90m³/h)。 ② 代替格納容器スプレィ冷却系 (常設) による格納容器スプレィ 原子炉水位が破断口～原子炉水位低 (レベル1) の範囲で、 格納容器スプレィを実施 (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給水する。 ○時間評価 (右上図) 事象発生 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ィを実施するため、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。格納容器スプレィ停止後に格納容器ベントを実施し、その後は崩壊熱相当で注水することから復水貯蔵槽の水位は回復し、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 7,400m³ 必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると、約 14,800m³ 必要とされる。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を確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。</p>	<p>添付資料 3.1.3.10</p> <p>7日間における水源の対応について (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))</p> <p>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</p> <p>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、定格流量で代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を実施する。 炉心水位回復後は、崩壊熱除去に相当する流量で注水する。 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ィ冷却系 (常設) による格納容器冷却 事象発生 25 分後から炉心水位回復まで、代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系 (常設) による格納容器冷却を実施する。 格納容器圧力が 0.465MPa[gage] に到達する事象発生約 3.9 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ィ冷却系 (常設) による格納容器冷却を実施する。その後、格納容器圧力 0.465MPa[gage] 到達で冷却開始、0.400MPa[gage] で停止の操作を継続する。 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ィ冷却系 (常設) による格納容器冷却を停止する。</p>	<p>添付資料 3.1.3.9</p> <p>7日間における水源の対応について (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (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))</p> <p>○水源 低圧原子炉代替注水槽：約 740m³ 輪谷貯水池 (西1/西2) 等：約 7,000 m³ (約 3,500m³ × 2) ※設置許可基準規則 56 条【解釈】1b) 項を満足するための代替淡水源 (措置)</p> <p>○水使用パターン ① 低圧原子炉代替注水系 (常設) による原子炉注水 事象発生後、最大流量 (250m³/h) で注水する。 冠水後は、崩壊熱に応じた注水量で注水する。 ② 輪谷貯水池 (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 格納容器代替注水系 (可搬型) による格納容器スプレィ 事象発生 27 時間後から格納容器圧力に応じ、120 m³/h で間欠運転を実施。</p> <p>○時間評価 (右上図) 事象発生後から 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 27 時間後から格納容器圧力に応じた格納容器スプレィを実施するため、低圧原子炉代替注水槽への移送を一旦停止するが、格納容器スプレィは間欠運転であるため、格納容器スプレィ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 3,200m³ 必要となる。低圧原子炉代替注水槽に約 740m³ 及び輪谷貯水池 (西1/西2) に約 7,000m³ の水を保有することから、必要水量は確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。</p>	<p>・ 評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・ 解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、事象発生後から必要な可搬型設備を準備し、使用することを想定。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>③ 西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給 事象発生約 42.6 時間（代替淡水貯槽の残量 1,000m³到達時点）以降から可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給準備を開始し，準備完了後に西側淡水貯水設備の水を代替淡水貯槽へ補給する。</p> <p>3. 時間評価 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 45.6 時間時点で代替淡水貯槽は枯渇していない。その後，西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給を実施するため，代替淡水貯槽は枯渇することがない。</p>  <p>第1図 外部水源による積算注水量 (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))</p> <p>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 5,490m³の水が必要となる。代替淡水貯槽及び西側淡水貯水設備に合計約 8,600m³の水を保有することから必要水量を確保している。このため，安定して冷却を継続することが可能である。</p>		

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)

7日間における燃料の対応について (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しない場合)

炉	時系列	判定
7号炉	<p>緊急発生直後～緊急発生後7日間</p> <p>4台起動 1,998.0kWh×24h×7日×3台=604,008kWh 1,998.0kWh×24h×7日×2台=658,560kWh</p>	<p>6号及び7号が軽油タンク外約1,000L(50L)及び炉内約100L(50L)の軽油を7日間貯蔵可能(合計約1,100L)であり、7日間対応可能。</p>
6号炉	<p>緊急発生直後～緊急発生後7日間</p> <p>4台起動 1,998.0kWh×24h×7日×3台=604,008kWh 1,998.0kWh×24h×7日×2台=658,560kWh</p>	<p>1号が軽油タンク外約1,000L(50L)及び炉内約100L(50L)の軽油を7日間貯蔵可能(合計約1,100L)であり、7日間対応可能。</p>
1号炉	<p>緊急発生直後～緊急発生後7日間</p> <p>4台起動 1,998.0kWh×24h×7日×3台=604,008kWh 1,998.0kWh×24h×7日×2台=658,560kWh</p>	<p>2号が軽油タンク外約1,000L(50L)及び炉内約100L(50L)の軽油を7日間貯蔵可能(合計約1,100L)であり、7日間対応可能。</p>
2号炉	<p>緊急発生直後～緊急発生後7日間</p> <p>4台起動 1,998.0kWh×24h×7日×3台=604,008kWh 1,998.0kWh×24h×7日×2台=658,560kWh</p>	<p>3号が軽油タンク外約1,000L(50L)及び炉内約100L(50L)の軽油を7日間貯蔵可能(合計約1,100L)であり、7日間対応可能。</p>
3号炉	<p>緊急発生直後～緊急発生後7日間</p> <p>4台起動 1,998.0kWh×24h×7日×3台=604,008kWh 1,998.0kWh×24h×7日×2台=658,560kWh</p>	<p>4号が軽油タンク外約1,000L(50L)及び炉内約100L(50L)の軽油を7日間貯蔵可能(合計約1,100L)であり、7日間対応可能。</p>
4号炉	<p>緊急発生直後～緊急発生後7日間</p> <p>4台起動 1,998.0kWh×24h×7日×3台=604,008kWh 1,998.0kWh×24h×7日×2台=658,560kWh</p>	<p>5号が軽油タンク外約1,000L(50L)及び炉内約100L(50L)の軽油を7日間貯蔵可能(合計約1,100L)であり、7日間対応可能。</p>
5号炉	<p>緊急発生直後～緊急発生後7日間</p> <p>4台起動 1,998.0kWh×24h×7日×3台=604,008kWh 1,998.0kWh×24h×7日×2台=658,560kWh</p>	<p>6号が軽油タンク外約1,000L(50L)及び炉内約100L(50L)の軽油を7日間貯蔵可能(合計約1,100L)であり、7日間対応可能。</p>
その他	<p>緊急発生直後～緊急発生後7日間</p> <p>4台起動 1,998.0kWh×24h×7日×3台=604,008kWh 1,998.0kWh×24h×7日×2台=658,560kWh</p>	<p>7号が軽油タンク外約1,000L(50L)及び炉内約100L(50L)の軽油を7日間貯蔵可能(合計約1,100L)であり、7日間対応可能。</p>

添付資料 3.1.3.9

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)

添付資料 3.1.3.11

7日間における燃料の対応について
 (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))

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

時系列	合計	判定
常設代替高圧電源装置 5台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 420.0L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 5台 (運転台数) =約 352.8kL	7日間の 軽油消費量 約 352.8kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kLであり、7日間対応可能
可搬型代替注水中型ポンプ 1台起動 (西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給) 35.7L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 1台 (運転台数) =約 6.0kL	7日間の 軽油消費量 約 6.0kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約 210kLであり、7日間対応可能
緊急時対策用発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 411L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 1台 (運転台数) =約 70.0kL	7日間の 軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策用発電機燃料貯蔵タンクの容量は約 75kLであり、7日間対応可能

島根原子力発電所 2号炉

添付資料 3.1.3.10

7日間における燃料の対応について
 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (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))

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

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

備考

・設備設計の相違
【柏崎 6/7】
 島根 2号炉は、緊急時対策用発電機用の燃料タンクを有している。また、モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。

・評価結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)

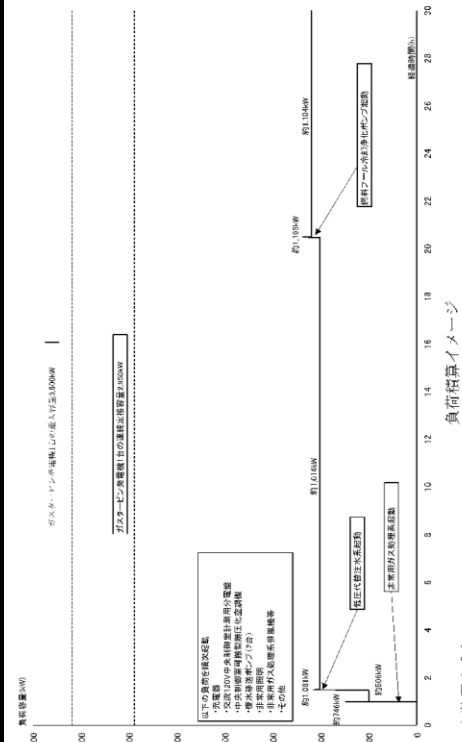
東海第二発電所 (2018.9.12版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

常設代替交流電源設備の負荷 (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しない場合)

添付資料 3.1.3.10



6号炉	6号炉
直流125V充電器A	約94kW
直流125V充電器A-2	約56kW
AM用直流125V充電器	約41kW
直流125V充電器B	約98kW
交流120V中央制御室計測用分電盤A/B	約12kW
非常用照明	約100kW
山形制御室可搬型揚圧化設備	3kW
復水器送水ポンプ	55kW
復水器送水ポンプ	55kW
燃料プール冷却浄化ポンプ (起動時)	90kW (181kW)
非常用ガス処理系排風機等	約37kW
その他必要な設備	約98kW
その他必要な設備	約366kW
合計 (運転最大容量)	約1104kW (約1195kW)

※非常用ガス処理系減分除圧装置、及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。

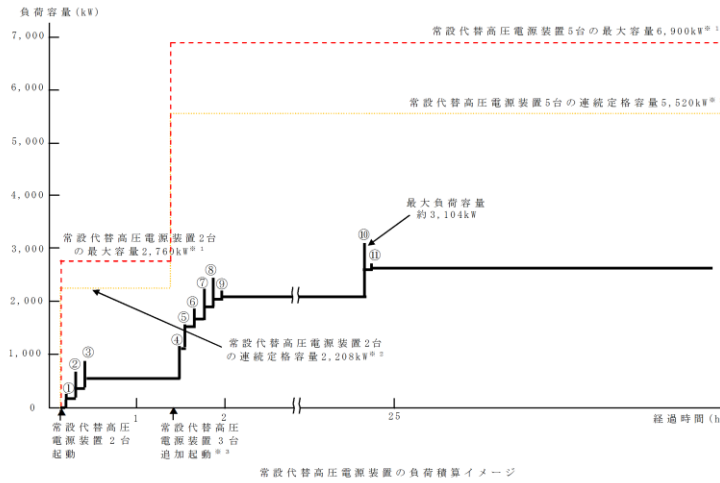
常設代替交流電源設備の負荷
(雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)
(代替循環冷却系を使用できない場合))

添付資料 3.1.3.12

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	常設低圧代替注水ポンプ	約190	約702	約407
③	常設低圧代替注水ポンプ	約190	約892	約597
④	非常用母線2C自動起動負荷 ・直流125V充電器A ・非常用照明* ・120/240V計装用主母線盤2A ・その他必要な負荷 ・その他必要な負荷*	約79 約108 約134 約14 約234	約1,179	約1,166
⑤	非常用母線2D自動起動負荷 ・直流125V充電器B ・非常用照明* ・120/240V計装用主母線盤2B ・その他必要な負荷 ・その他必要な負荷*	約60 約86 約134 約14 約135	約1,586	約1,581
⑥	非常用ガス再循環系排風機 非常用ガス処理系排風機 その他必要な負荷	約55 約8 約95	約1,875	約1,687
⑦	停止負荷 中央制御室換気系空気調和機ファン 中央制御室換気系フィルタ系ファン その他必要な負荷	約45 約8 約183	約2,264	約1,923
⑧	蓄電池送排気ファン その他必要な負荷	約8 約154	約2,477	約2,085
⑨	ほう酸水注入ポンプ	約37	約2,212	約2,122
⑩	緊急用海水ポンプ その他必要な負荷	約510 約4	約3,104	約2,636
⑪	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約2,745	約2,666



※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90%の容量 (1,380kW×0.9×運転台数=連続定格容量)
 ※3 非常用母線の負荷への給電に伴い、負荷容量が増加するため、常設代替高圧電源装置を3台追加起動する
 ※4 有効性評価で期待していないが電源供給される不要な負荷

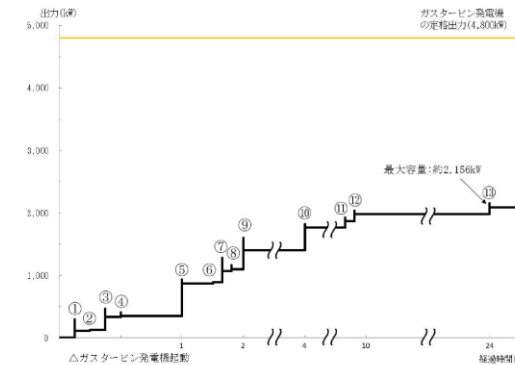
常設代替交流電源設備の負荷
(雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)
(残留熱代替除去系を使用しない場合))

添付資料 3.1.3.11

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
⑤	充電器, 非常用照明, 非常用ガス処理系, モニタリング・ポスト他 (D系高圧母線自動投入負荷)	約518	約938	約872
⑥	格納容器水素濃度 (SA), 格納容器酸素濃度 (SA) 監視設備	約20	約892	約892
⑦	B-中央制御室送風機	約180	約1,287	約1,072
⑧	B-中央制御室非常用再循環送風機	約30	約1,164	約1,102
⑨	B-中央制御室冷凍機	約300	約1,604	約1,402
⑩	充電器, 非常用照明, 非常用ガス処理系他 (C系高圧母線自動投入負荷)	約359	約1,823	約1,761
⑪	A-淡水ポンプ (移動式代替熱交換設備)	約110	約1,931	約1,871
⑫	B-淡水ポンプ (移動式代替熱交換設備)	約110	約2,041	約1,981
⑬	B-燃料プール冷却ポンプ	約110	約2,156	約2,091



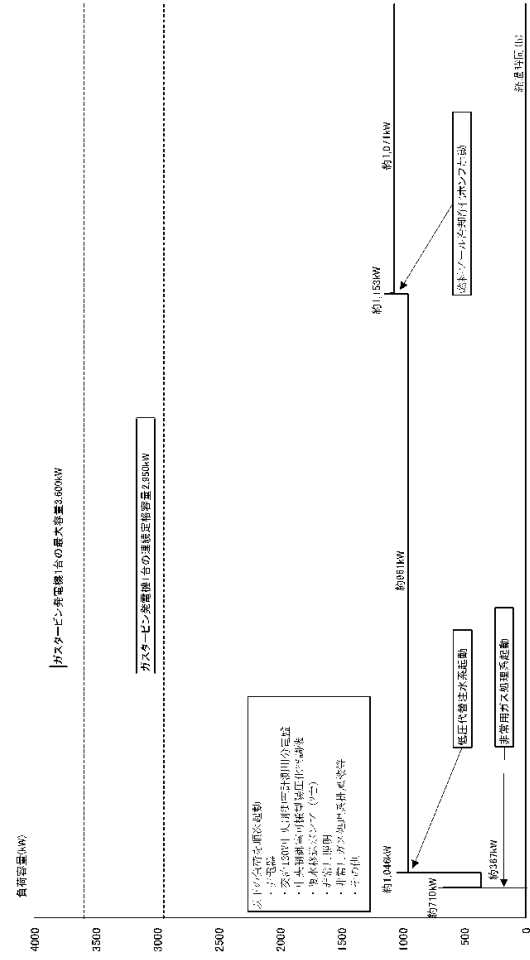
常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

常設代替交流電源設備の負荷 (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しない場合)

<7号炉>

	7号炉
直流 125V 充電器盤 A	約 94kW
直流 125V 充電器盤 A-2	約 56kW
AM 用直流 125V 充電器盤	約 41kW
直流 125V 充電器盤 B	約 98kW
交流 120V 中央制御室計測用分電盤 A,B	約 6kW
非常用照明	約 100kW
中央制御室可搬型扇圧化空調機	3kW
復水移送ポンプ	55kW
復水移送ポンプ	55kW
燃料プールの冷却浄化ポンプ (配動時)	110kW (192kW)
非常用ガス処理系排風機等*	約 20kW
その他必要な設備	約 113kW
その他不要な設備	約 321kW
合計 (連続最大容量) (最大容量)	約 1071kW (約 1153kW)

※非常用ガス処理系湿分除去装置、及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。



負荷横算イメージ