

東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p style="text-align: right;">別紙 43</p> <p style="text-align: center;"><u>格納容器 pH制御について</u></p> <p>格納容器フィルタベント系を使用する際、格納容器内が酸性化することを防止し、サブプレッション・プール水中に捕集されたよう素の再揮発を抑制するために、サブプレッション・プール水 pH制御系等により格納容器内に薬液を注入する手段を整備している。</p> <p>サブプレッション・プール水 pH制御系は、図1に示すように、圧送用窒素ポンベにより薬液タンクから水酸化ナトリウムを圧送し、サブプレッション・チェンバにスプレイする構成とする。</p> <p>サブプレッション・プール水 pH制御系使用後に、残留熱代替除去ポンプを使用することにより、サブプレッション・プール水を薬液として、ドライウェルスプレイ配管からドライウェルにスプレイすることが可能である。また、通常運転中より予めペDESTAL内にアルカリ薬剤を設置することにより、原子炉冷却材喪失事故発生直後においても格納容器内の酸性化を防止することが可能である。</p> <p>更に、次項に示す通り、格納容器内に水酸化ナトリウムを注入することにより、格納容器へ及ぼす悪影響はないことを確認している。</p> <p>薬液タンクに貯蔵する薬液は、格納容器内に敷設されたすべてのケーブルが溶融し、ケーブルに含まれる酸性物質（塩素）が溶出した際でも、格納容器内のサブプレッション・プール水が酸性化することを防止するために必要な容量を想定し、水酸化ナトリウム（<input type="text"/>[wt%] 水溶液）<input type="text"/>m³とする。また、ペDESTAL内に設置するアルカリ薬剤は、ペDESTAL内に敷設されたすべてのケーブルが溶融し、ケーブルに含まれる酸性物質（塩素）が溶出した際でも、ペDESTAL内の蓄水が酸性化することを防止するために必要な容量とする。</p>	<p>・資料構成の相違</p>

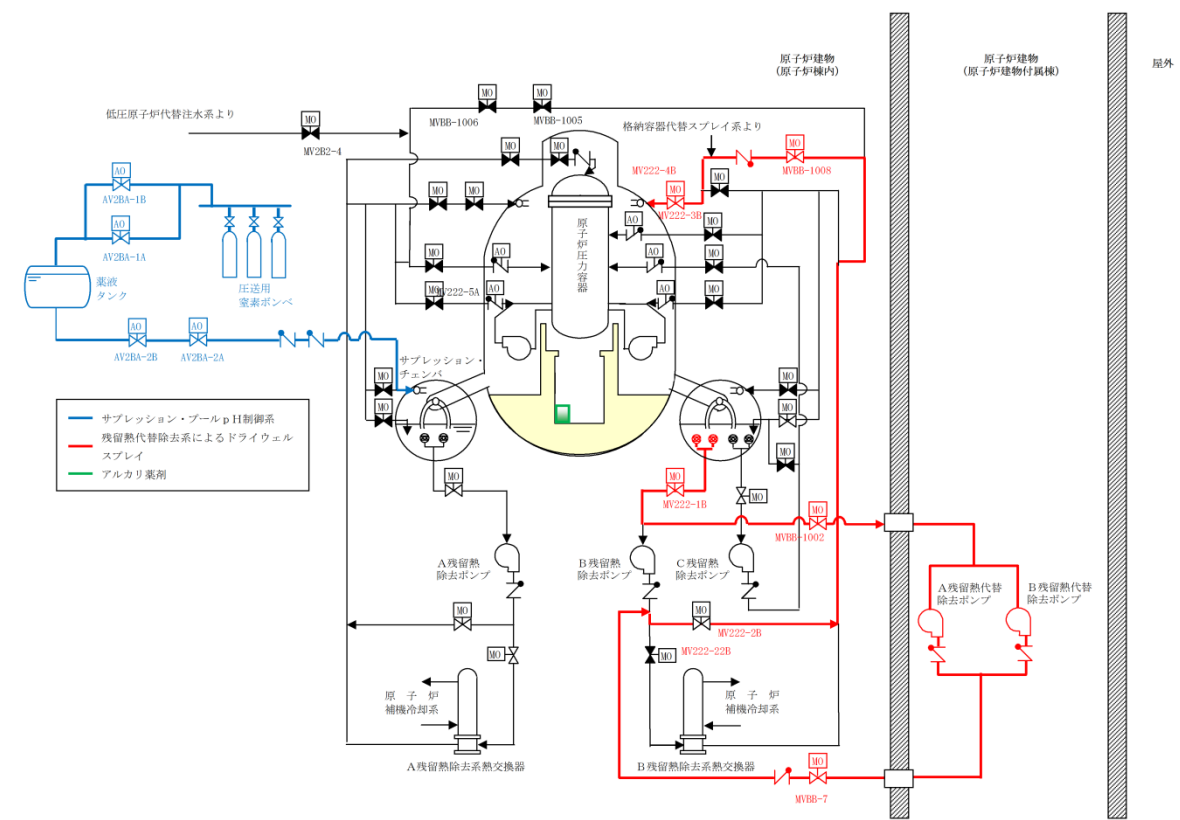


図1 格納容器 pH制御 概略系統図

東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>(1) 格納容器バウンダリに対する影響</p> <p>薬液をサブプレッション・チェンバに注入した場合、サブプレッション・プール水の水酸化ナトリウム濃度は最大で <input type="text"/> wt%, pHは約 <input type="text"/> となる。</p> <p>またサブプレッション・チェンバへ所定量の薬液を注入した後は、薬液を含まない低圧原子炉代替注水槽、輪谷貯水槽（西1）及び輪谷貯水槽（西2）の水を低圧原子炉代替注水ポンプ又は大量送水車により注水することで、薬液注入配管のうち材質が炭素鋼である残留熱除去系配管について、薬液が局所的に滞留・濃縮することはない。</p> <p>格納容器の鋼材として使用している炭素鋼のアルカリ腐食への耐性を図2、3に示す。pH制御操作時の濃度ではアルカリ腐食割れは発生せず、また、塩化物による孔食、すきま腐食、SCCの発生を抑制することができる。</p> <p>また、格納容器バウンダリで主に使用しているシール材は、耐熱性能に優れた改良EPDM材に変更しているが、この改良EPDM材について事故環境下でのシール性能を確認するため、表1の条件で蒸気暴露後の気密試験を実施し、耐アルカリ性能を確認した。</p> <p>なお、サブプレッション・チェンバにある電気配線貫通部は低圧用のみであり、モジュール部がサブプレッション・チェンバ外にあること及びサブプレッション・チェンバ内外とも接続箱に覆われていることから、pH制御による影響はない。</p> <p>一方、ドライウエルに設置されている高圧用電気配線貫通部については、低圧用電気配線貫通部と同様に、格納容器内外とも接続箱に覆われていることから、pH制御による影響はない。</p> <p style="text-align: center;">表1 改良EPDM材耐アルカリ性確認試験</p> <div style="border: 1px solid black; height: 40px; width: 100%;"></div> <p>これらから、pH制御薬液による格納容器バウンダリへの悪影響は無いことを確認した。</p> <p>なお、水酸化ナトリウムの相平衡を図4に示すが、本システム使用後の濃度である <input type="text"/> wt%では、水温が0℃以上であれば相変化は起こらず、析出することはない。</p>	

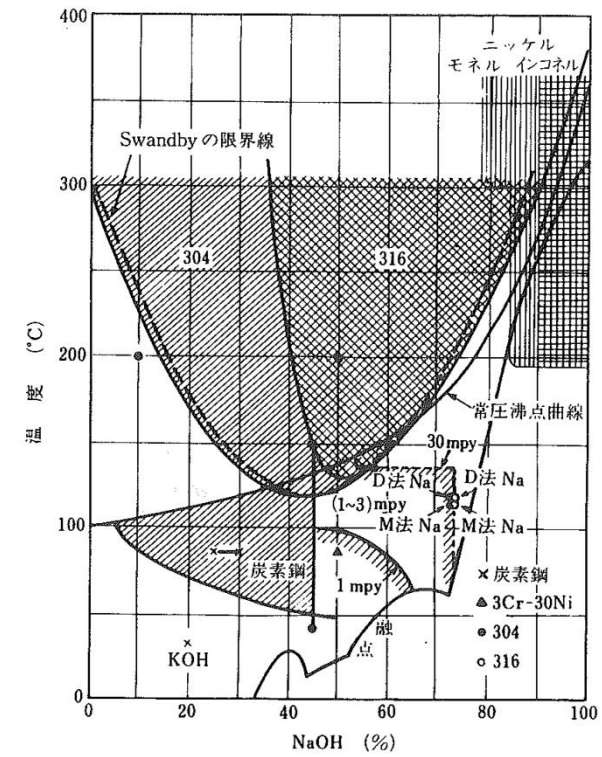


図2 アルカリ腐食割れに及ぼす温度、濃度の影響^[1]

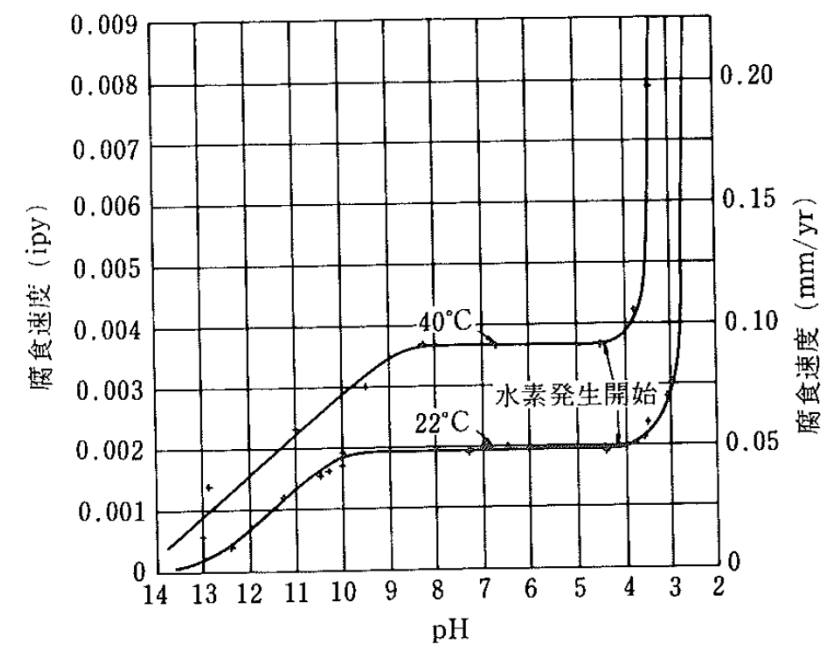


図3 炭素鋼の腐食に及ぼす pH の影響^[1]

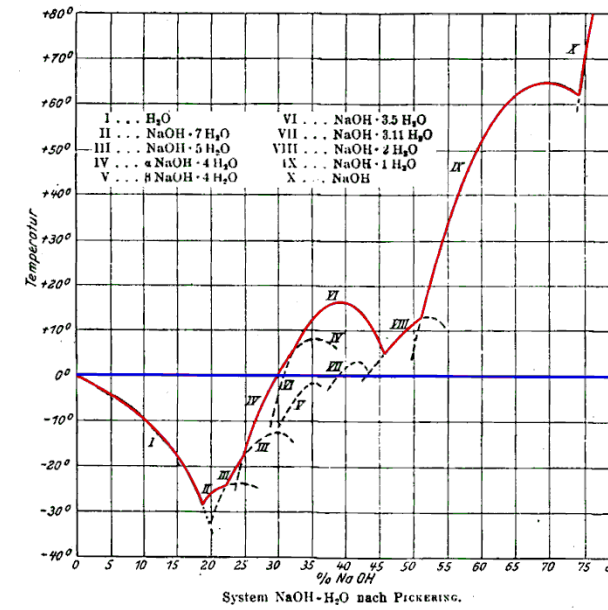


図4 水酸化ナトリウムの水系相平衡図^[2]

(2) 水素の発生について

格納容器内では、配管の保温材等にアルミニウムを使用している。アルミニウムは両性金属であり、水酸化ナトリウムに被水すると式①に示す反応により水素が発生する。

また、格納容器内のグレーチングには、亜鉛によるめっきが施されている。亜鉛も両性金属であり、式②に示すとおり、水酸化ナトリウムと反応することで水素が発生する。

これらを踏まえ、事故時に想定されるサブプレッション・チェンバ内の水素の発生量を評価する。なお、実際に薬液と反応する金属はスプレイの飛散範囲内と考えられるが、保守的に格納容器内のすべての亜鉛とアルミニウムが反応し水素が発生するとして評価を行う。



a. 亜鉛による水素発生量

格納容器内の亜鉛の使用用途はグレーチングの亜鉛メッキである。そのためグレーチングの亜鉛メッキ量を調査し、これらの亜鉛の全量が薬液と反応した場合の水素発生量を評価した。

【算出条件】

- ・ドライウェル グレーチング表面積：約 3,135m²

東海第二発電所 (2018.9.18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 グレーチング表面積：約 930m²</p> <p>・亜鉛メッキ膜厚：80 μ m</p> <p>(JIS H8641-2007 溶解亜鉛メッキ厚判定基準値(最大値)76 μ m より)</p> <p>・亜鉛密度：7.2g/cm³</p> <p>・亜鉛原子量：65.38</p> <p>【計算結果】</p> <p>上記条件より、亜鉛量はドライウエルで約 1,806 kg, サプレッション・チェンバで約 536 kg となり、合計約 2,350 kg となる。そして、式②よりこの亜鉛が全量反応すると、水素の発生量は約 73 kg となる。</p> <p>b. アルミニウムによる水素発生量</p> <p>格納容器内のアルミニウムの使用用途は保温材の外装材やドライウエルクーラー (DWC) のアルミフィンである。そのため、これらのアルミニウムの全量が薬液と反応した場合の水素発生量を評価した。</p> <p>【算出条件】</p> <p>・保温材に含まれるアルミニウムの体積:約 0.5843m³</p> <p>・アルミニウム密度:2.7g/m³</p> <p>・DWCに含まれるアルミニウムの質量:約 1,761kg</p> <p>【計算結果】</p> <p>上記条件より、原子力格納容器内に存在するアルミニウム量は、約 3,339 kg となる。そして、式①よりこのアルミニウムが全量反応すると、水素の発生量は約 374 kg となる。</p> <p>c. 水素発生による影響について</p> <p>ジルコニウム-水反応等により格納容器内で発生する水素量は、有効性評価上の大LOCAシナリオで約 210 kg であり、薬液注入により亜鉛とアルミニウムが全量反応したとしても、事故時の格納容器内の気相は水蒸気が多くを占めていることから、格納容器の圧力制御には影響がない。</p> <p>また、格納容器内は窒素ガスにより不活性化されており、本反応では酸素の発生がないことから、水素の燃焼は発生しない。</p> <p>これらのことから、pH制御に伴って格納容器内に水素が発生することを考慮しても、影響はないものとする。</p>	

東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>《参考文献》</p> <p>[1] 小若正倫「金属の腐食損傷と防食技術」アグネ承風社, 2000年</p> <p>[2] Gmelins Handbuch der anorganischer Chemie, Natrium, 8 Auflage, Verlag Chemie, Berlin 1928</p>	

別紙 44

・記載方針の相違

設備の維持管理についての補足事項

1. 機能確認における外観点検の確認内容について
機能確認における外観点検の確認内容を表1に示す。

表1 開放点検における点検の確認内容

対象機器	機能	点検の確認内容
ベンチュリノズル	フィルタ性能	<ul style="list-style-type: none"> ■表面に強度に影響を及ぼす恐れのあるき裂, 変形, 腐食及び摩耗がないこと。 ■性能に影響を及ぼす恐れのあるノズル穴の異物による閉塞, ノズル穴の変形がないこと。
金属フィルタ		<ul style="list-style-type: none"> ■表面に強度に影響を及ぼす恐れのあるき裂, 変形, 腐食及び摩耗がないこと。 ■性能に影響を及ぼす恐れのある金属フィルタの異物による閉塞, 溶接部の割れ, 腐食がないこと。
多孔板	整流機能	<ul style="list-style-type: none"> ■表面に強度に影響を及ぼす恐れのあるき裂, 変形, 腐食及び摩耗がないこと。 ■性能に影響を及ぼす恐れのある整流板穴の異物による閉塞, 穴の変形がないこと。
オリフィス	流量調整機能	<ul style="list-style-type: none"> ■表面に強度に影響を及ぼす恐れのあるき裂, 変形, 腐食及び摩耗がないこと。 ■性能に影響を及ぼす恐れのあるオリフィス穴の異物による閉塞, 穴の変形がないこと。

2. フィルタ性能の確認方法

待機中, 定期的に, 以下の(1)～(3)の項目を確認することでのフィルタ性能が維持されていることを確認する。

(1) 窒素封入圧力確認

窒素封入圧力を [gage]程度に維持することで, 容器内部の不活性状態が維持され, ベンチュリノズル及び金属フィルタの腐食の発生を防止していることを確認する。

(2) スクラビング水位確認

スクラビング水位が通常水位(1700mm～1900mm)で維持されていることを確認する。

(3) スクラビング水性状確認

スクラビング水をサンプリング測定することで, 水酸化ナトリウムが規定のpHを維持している事を確認する。

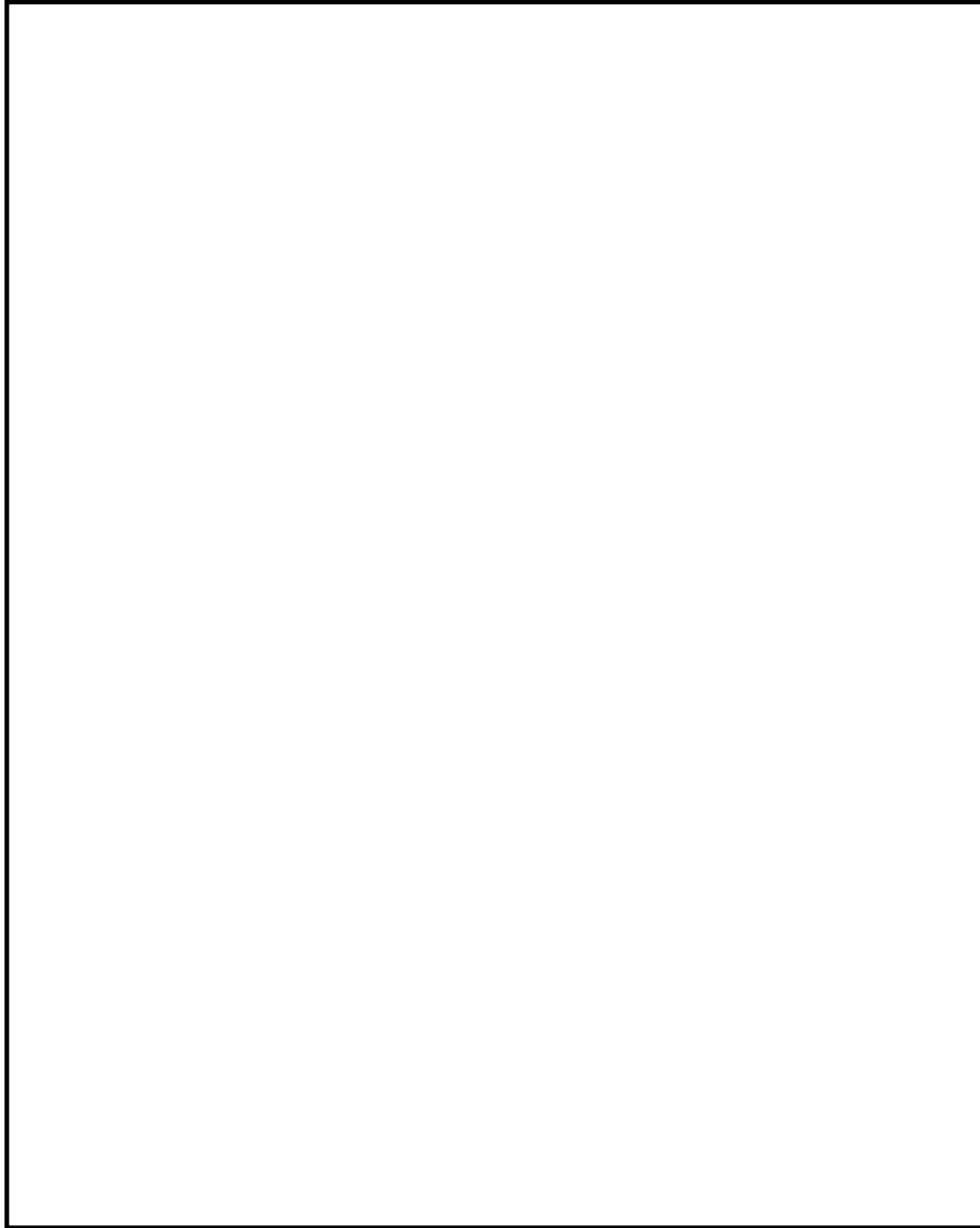
東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>3. 点検周期の考え方</p> <p>4.5 格納容器フィルタベント系の維持管理の表 4.5-1 に示す点検周期は、表 2 に示すように機能や設置環境の類似した既設類似機器を踏襲して決定する。なお、この点検周期は、今後の保全活動を実施する中で適切な周期の見直しを行うこととする。</p> <p>容器及び容器内部構造物に対する、アルカリ性の薬液を注入することによる腐食の影響対策としては、本装置が通常待機状態であること、及び、耐腐食にすぐれたステンレス材等の材料を使用していることから、窒素封入による不活性状態を維持することにより容器内部構造物の腐食の発生を防止していることの確認を定期的に行うことで適切に維持できると考えられる。</p>	

表2 点検周期の決定根拠

対象機器	機能/設置環境			類似機器	点検周期
	型式/機能	材料	内部流体		
スクラバ容器	フィルタ等	ステンレス鋼	スクラビング水/窒素ガス	原子炉冷却材浄化系 ろ過脱塩器	65M
内部構造物 ・ベンチュリノズル ・金属フィルタ ・多孔板	フィルタ等	ステンレス鋼	スクラビング水/窒素ガス	原子炉冷却材浄化系 ろ過脱塩器 内部構造物	65M
銀ゼオライト容器	フィルタ等	銀ゼオライト	窒素ガス	非常用ガス処理系 活性炭フィルタ	1C (機能確認)
伸縮継手	変位吸収機構	ステンレス鋼	窒素ガス/外気	—	10C
流量制限オリフィス	配管類	ステンレス鋼	窒素ガス	—	10C
圧力開放板	弁類	ステンレス鋼	窒素ガス/外気	窒素ガス制御系 圧力開放板	5C
配管	配管類	炭素鋼	窒素ガス/外気	窒素ガス制御系 配管	10C
		ステンレス鋼	スクラビング水/窒素ガス	気体廃棄物処理系 配管	10C
弁	弁類	炭素鋼	窒素ガス/外気	窒素ガス制御系 弁類	1C (機能確認) 78M (分解点検)
		ステンレス鋼	スクラビング水/窒素ガス	気体廃棄物処理系 弁類	1C (機能確認) 78M (分解点検)

※点検周期のMは「月」、Cは「サイクル」を示す。

東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">別紙14</p> <p style="text-align: center;">よう素除去部へのスクラビング水の影響について</p> <p>よう素除去部は、<u>硝酸銀を添加した吸着材（銀ゼオライト）が充填されており、硝酸銀との化学反応で放射性よう素を除去する。</u></p> <p><u>ベント中のよう素除去部へのスクラビング水の影響として、スウェリングにより、よう素除去部の位置までスクラビング水位が上昇し、よう素除去部において蒸気が凝縮し、銀ゼオライトの表面に水が付着することでよう素の除去性能が低下することがないかを確認する。</u></p> <p>また、<u>格納容器圧力逃がし装置の待機時のフィルタ装置内の環境が、スクラビング水により飽和蒸気となることが想定されるが、この環境でよう素の除去性能が低下することがないかを確認する。</u></p> <p><u>(1) スウェリングの影響について</u></p> <p><u>スクラビング水に蒸気が流入すると、スウェリングにより水位が上昇するとともに、スクラビング水の水温も上昇する。その結果、定常状態（スクラビング水が飽和した状態）では、スクラビング水は待機時に比べ上昇しており、よう素除去部の外壁はスクラビング水に接することとなる。この場合、スクラビング水からよう素除去部へ入熱されるため、よう素除去部で蒸気が凝縮することはなく、よう素の除去性能への悪影響はない。</u></p> <p><u>スクラビング水が飽和した状態においては、スクラビング水の温度はフィルタ装置内の圧力（スクラビング水部の圧力）により決まる。ベントガスの温度はこのベンチュリスクラバ（スクラビング水）を通過することで、スクラビング水の水温と同じになっているものと考えられる。</u></p> <div style="border: 1px solid black; height: 80px; width: 100%; margin: 10px 0;"></div> <p><u>したがって、よう素除去部の外壁がスクラビング水に接する場合、スクラビング水の温度はよう素除去部を通過するベントガスの温度よりも高いこととなり、スクラビング水からの入熱が期待でき、よう素除去部において蒸気が凝縮し、銀ゼオライトの表面に水が付着することはないため、よう素の除去性能への悪影響はない。</u></p> <p><u>フィルタ装置内のガスの流れと温度の関係を第1図に示す。</u></p>	<p style="text-align: right;">別紙45</p> <p style="text-align: center;">銀ゼオライトフィルタへのスクラビング水の影響について</p> <p><u>格納容器フィルタベント系の待機時のフィルタ装置内の環境が、スクラビング水により飽和蒸気となることが想定されるが、この環境で銀ゼオライトフィルタの有機よう素の除去性能が低下することがないかを確認する。</u></p>	<p>・設備の相違</p> <p>島根2号炉の銀ゼオライトフィルタは、スクラバ容器と別容器であり、スクラビング水に接しない構造のため、スウェリングは考慮しない</p> <p>・設備の相違</p> <p>島根2号炉の銀ゼオライトフィルタは、分離型であり、外壁がスクラビング水に接しない構成のため、スウェリングは考慮しない</p>



第1図 フィルタ装置内のガスの流れと温度の関係

(2) 系統待機時におけるよう素除去部へのスクラビング水の影響について

(1) 系統待機時における銀ゼオライトフィルタへのスクラビング水の影響について

プラント運転中を通して格納容器圧力逃がし装置の系統待機時は、フィルタ装置内がスクラビング水によって飽和蒸気環境となり、銀ゼオライトは長期間、飽和蒸気環境下で保管される。

プラント運転中を通して格納容器フィルタベント系の系統待機時は、スクラバ容器内がスクラビング水によって飽和蒸気環境となり、銀ゼオライトは長期間、湿分環境下で保管される。

この保管状況において湿分による銀ゼオライトのよう素除去性能への影響を確認するため、密閉容器内にスクラビング水 [] と銀ゼオライトを第1表に示す環境で保管し、よう素除去効率を6カ月後及び15カ月後に測定を実施した結果と銀ゼオライトの保管の様子を各々第2表と第2図に示す。

この保管状況において湿分による銀ゼオライトのよう素除去性能への影響を確認するため、密閉容器内にスクラビング水（水酸化ナトリウム及び [] ）と銀ゼオライトを表1に示す環境で保管し、よう素除去効率を6カ月後及び15カ月後に測定を実施した結果と銀ゼオライトの保管の様子を各々表2と図1に示す。

第1表 銀ゼオライトの試験条件

項目	試験条件	実機環境を考慮した適用性

表1 銀ゼオライトの試験条件

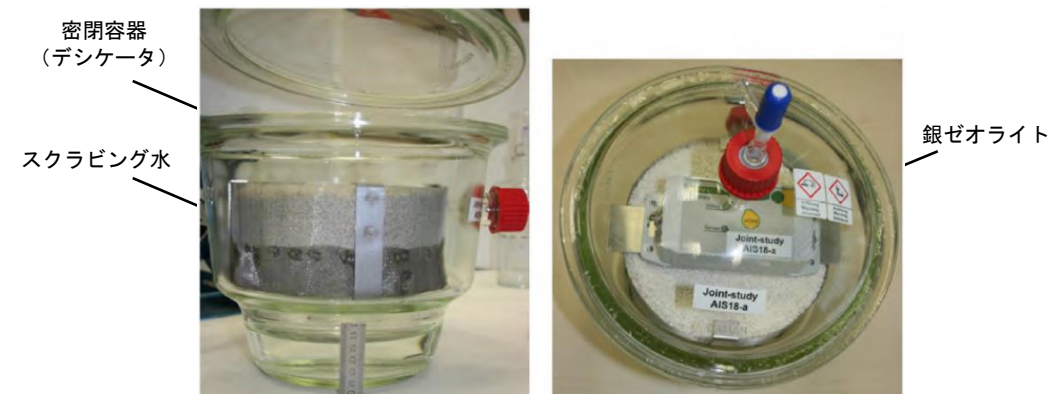
項目	試験条件	実機環境を考慮した適用性
温度	室温	実機のフィルタ装置は、地下の第1ベントフィルタ格納槽に設置され、温度変化は小さいと考えられることから、実機を包絡する条件であり、適用性がある。
圧力	大気圧	実機の圧力は [] 程度であり、圧力が低い方がスクラビング水が蒸発しやすく湿度が高くなると考えられることから、実機を包絡する条件であり、適用性がある。
封入ガス組成	窒素 95%以上 (酸素 5%未満)	実機の系統は、格納容器内雰囲気と同等の酸素濃度 4%以下と考えられることから、実機を包絡する条件であり、適用性がある。
スクラビング水組成	NaOH 水溶液 []	実機の濃度は [] であり、濃度が低い方がスクラビング水は蒸発しやすく湿度が高くなると考えられることから、実機を包絡する条件であり、適用性がある。
	[]	実機の濃度と同等であり適用性がある。

第2表 銀ゼオライトの除去効率の経時変化

有機よう素の除去効率 (%)		
初期	6 カ月後	15 カ月後

表2 銀ゼオライトの除去効率経時変化

有機よう素の除去効率		
初期	6 か月後	15 か月後



第2図 銀ゼオライトの保管の様子

試験結果によると、6 カ月及び 15 カ月後における銀ゼオライトの除去効率は、性能基準 [] を満たしており、実機においてもプラント運転中を通して性能は維持されると考える。

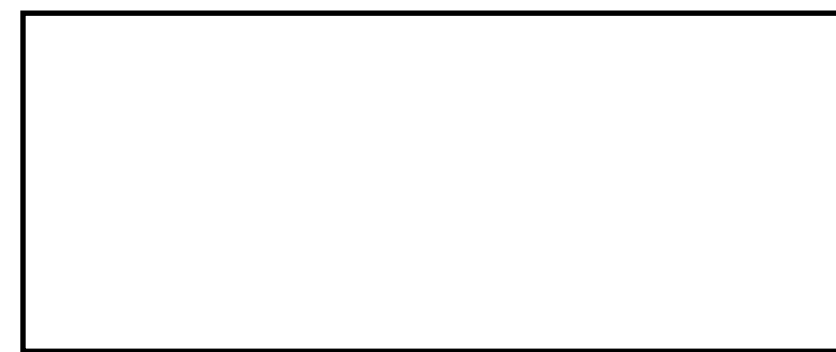


図1 銀ゼオライトの保管の様子

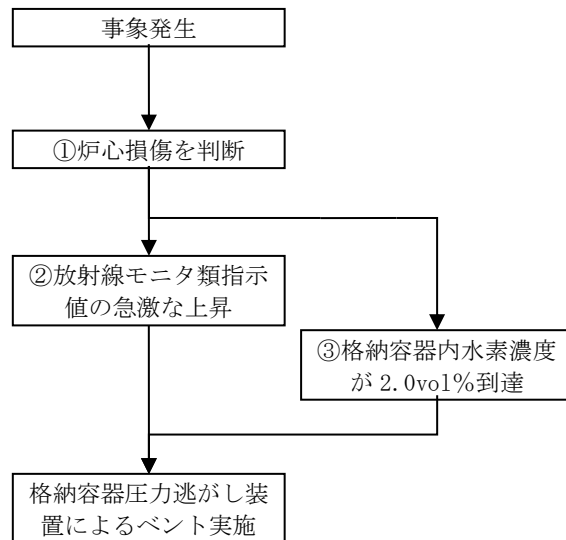
試験結果によると 6 カ月及び 15 カ月後における銀ゼオライトの除去効率は、性能基準（除去効率 99%）を満たしており、実機においてもプラント運転中を通して性能は維持されると考える。

東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">別紙 24</p> <p style="text-align: center;">格納容器からの異常漏えい時における対応について</p> <p>(1) 格納容器からの異常漏えい時における対応方針</p> <p>事故時に炉心損傷を判断した際は、格納容器の過圧破損の防止又は格納容器内での水素燃焼を防止するため、<u>サプレッション・プール水位が通常水位+6.5mに到達した場合又は格納容器酸素濃度がドライ条件で4.3vol%に到達した場合は、格納容器圧力逃がし装置におけるベントを実施することとしている。</u></p> <p>一方、万が一、ベントを実施する前に、格納容器からの異常な漏えいにより、原子炉建屋原子炉棟（以下「R/B」という。）内に放射性物質が放出されるような状況になれば、大気へ放出される放射性物質の総量を可能な限り防止する対応として、<u>格納容器圧力逃がし装置によるベントを実施することとしている。</u>この対応により、フィルタ装置を介した放射性物質の放出経路を形成することで、大気へ放出される放射性物質の総量を低減し、公衆への影響を緩和する運用とする。</p> <p>また、異常な漏えい発生時において、格納容器から漏えいする水素により、R/B水素濃度が上昇する場合には、原子炉建屋水素爆発を防止する観点から、<u>格納容器圧力逃がし装置によるベントを実施し、格納容器内の水素を排出することによって水素漏えいを抑制し、水素爆発防止を図る運用とする。</u></p> <p>(2) 格納容器の異常漏えい時における運用方法</p> <p><u>可搬型モニタリング・ポスト及び原子炉建屋内放射線モニタの指示値が急激な上昇が発生した場合又は原子炉建屋水素濃度計指示値が2.0vol%に到達した場合は、格納容器からの異常な漏えいが発生していると判断し、格納容器圧力逃がし装置によるベントを実施する。</u></p> <p>ベントについては、ドライウェル内に存在する粒子状物質のサプレッション・プール水でのスクラビングによる捕集効果に期待するため、サプレッション・チェンバ側からのベントを実施する。仮に格納容器からの漏えい発生個所がドライウェル側であっても、サプレッション・チェンバからのベントによりドライウェル圧力を低下させることで、格納容器からの漏えいを抑制することが可能である。</p> <p>また、<u>原子炉建屋ガス処理系</u>については、当該系統内での水素爆発発生防止の観点から、R/B水素濃度計指示値が<u>2.0vol%に到達した時点で停止する。</u></p> <p>(3) ベント実施基準設定の考え方</p> <p><u>可搬型モニタリング・ポスト及び原子炉建屋内放射線モニタの指示値が急激に上昇する場合には、格納容器から異常な漏えいが発生していると判断する。また、R/B水素爆発防止の観点からは、PAR動作開始水素濃度(1.5vol%)、R/B水素濃度計の誤差(±0.25vol%)及び評価の不確かさを踏まえ、R/B水素濃度計指示値が2.0vol%に到達した時点でベント実施を判断する。</u></p>	<p style="text-align: right;">別紙 46</p> <p style="text-align: center;">格納容器からの異常漏えい時における対応について</p> <p>(1) 格納容器からの異常漏えい時における対応方針</p> <p>事故時に炉心損傷を判断した際は、格納容器の過圧破損の防止又は格納容器内での水素燃焼を防止するため、<u>サプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した場合又は格納容器酸素濃度がドライ条件で4.4vol%及びウェット条件で1.5vol%に到達した場合は、格納容器フィルタベント系におけるベントを実施することとしている。</u></p> <p>一方、万が一、ベントを実施する前に、格納容器からの異常な漏えいにより、原子炉建屋原子炉棟（以下「R/B」という。）内に放射性物質が放出されるような状況になれば、大気へ放出される放射性物質の総量を可能な限り防止する対応として、<u>格納容器フィルタベント系によるベントを実施することとしている。</u>この対応により、フィルタ装置を介した放射性物質の放出経路を形成することで、大気へ放出される放射性物質の総量を低減し、公衆への影響を緩和する運用とする。</p> <p>また、異常な漏えい発生時において、格納容器から漏えいする水素により、R/B水素濃度が上昇する場合には、原子炉建屋水素爆発を防止する観点から、<u>格納容器フィルタベント系によるベントを実施し、格納容器内の水素を排出することによって水素漏えいを抑制し、水素爆発防止を図る運用とする。</u></p> <p>(2) 格納容器の異常漏えい時における運用方法</p> <p><u>可搬式モニタリング・ポスト及び原子炉建屋原子炉棟内の放射線モニタの指示値が急激な上昇が発生した場合又は原子炉建屋水素濃度指示値が2.5vol%に到達した場合は、格納容器からの異常な漏えいが発生していると判断し、格納容器フィルタベント系によるベントを実施する。</u></p> <p>ベントについては、ドライウェル内に存在する粒子状物質のサプレッション・プール水でのスクラビングによる捕集効果に期待するため、サプレッション・チェンバ側からのベントを実施する。仮に格納容器からの漏えい発生個所がドライウェル側であっても、サプレッション・チェンバからのベントによりドライウェル圧力を低下させることで、格納容器からの漏えいを抑制することが可能である。</p> <p>また、<u>非常用ガス処理系</u>については、当該系統内での水素爆発発生防止の観点から、原子炉建屋水素濃度指示値が<u>1.8vol%に到達した時点で停止する。</u></p> <p>(3) ベント実施基準設定の考え方</p> <p><u>可搬式モニタリング・ポスト及び原子炉建屋原子炉棟内の放射線モニタの指示値が急激に上昇する場合には、格納容器から異常な漏えいが発生していると判断する。</u></p> <p>R/B水素爆発防止の観点からは、<u>水素の可燃限界(4vol%)に計器誤差(±1.1vol%)及び運転操作の余裕時間(0.4vol%=3時間)を踏まえ、原子炉建屋水素濃度指示値が2.5vol%に到達した時点でベント実施を判断する。また、ベント実施基準の2.5vol%に対し、</u></p>	<p>・運用の相違 ベント実施基準の相違</p> <p>・運用の相違 ベント実施基準の相違</p> <p>・運用の相違 非常用ガス処理系の停止基準の相違</p> <p>・運用の相違 水素濃度ベント実施基準の考え方の相違</p>

運転操作の余裕時間 (0.4vol%=3時間) を踏まえ、原子炉建物水素濃度指示値が2.1vol%に到達した時点でベント準備を判断する。

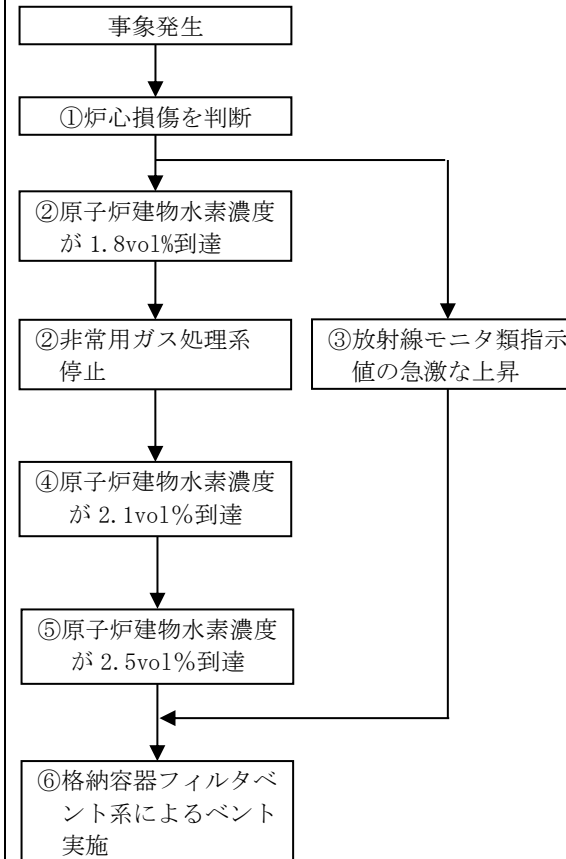
・記載方針の相違
島根2号炉は、ベント準備操作の考え方を記載

・運用の相違
ベント実施基準の相違



①	炉心損傷は、格納容器内雰囲気モニタの指示値が設計基準事故の冷却材喪失時における追加放出量に相当する値の10倍以上となっていることにより判断する。
②	放射線モニタ類の指示値が急激に上昇する場合には、格納容器から異常な漏えいが発生していると判断し、格納容器ベント実施判断を行う。
③	格納容器内水素・酸素濃度計指示値の上昇を確認し、R/B水素濃度2.0vol%到達によりベント実施判断を行う。
④	<ul style="list-style-type: none"> ・サプレッション・チェンバからのベントを優先しベント操作を実施する。 ・原子炉建屋ガス処理系を停止する。

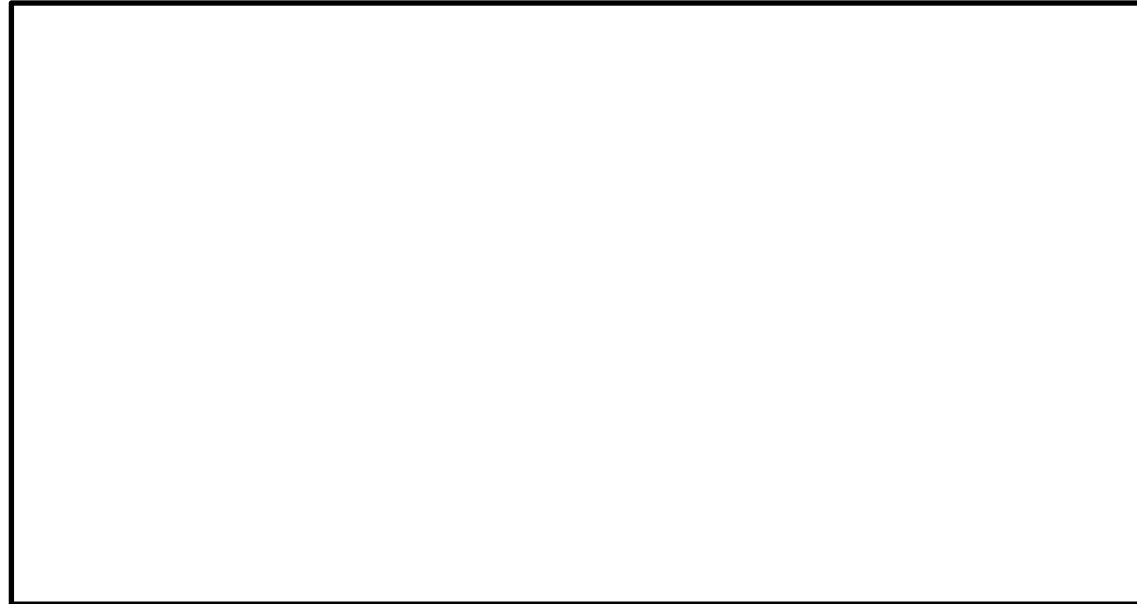
第1図 格納容器の異常な漏えいによるベント実施フロー



①	炉心損傷は、格納容器内雰囲気放射線モニタの指示値が設計基準事故の冷却材喪失時における追加放出量に相当する値の10倍を超えた場合に判断する。
②	原子炉建物水素濃度1.8vol%到達により非常用ガス処理系を停止する。
③	放射線モニタ類の指示値が急激に上昇する場合には、格納容器から異常な漏えいが発生していると判断し、格納容器ベント実施判断を行う。
④	格納容器内水素・酸素濃度計指示値の上昇を確認し、原子炉建物水素濃度2.1vol%到達によりベント準備判断を行う。
⑤	原子炉建物水素濃度2.5vol%到達によりベント実施判断を行う。
⑥	サプレッション・チェンバからのベントを優先しベント操作を実施する。

図1 格納容器の異常な漏えいによるベント実施フロー

東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">別紙 35</p> <p style="text-align: center;">ベント実施によるプルーム通過時の要員退避について</p> <p>(1) プルーム通過時における要員退避の考え方 炉心損傷後のベント実施時には、放出されるプルームの影響によって発電所周辺の放射線線量率が上昇する。そのため、プルーム通過時において、<u>災害対策要員</u>は、緊急時対策所及び中央制御室待避室等^等で待避又は発電所構外へ一時退避する。緊急時対策所及び中央制御室待避室等^等については、空気加圧することでプルームの流入を抑え、放射線影響を低減させる。発電所構外への一時退避については、発電所から離れることでプルームの拡散効果により放射線影響を低減させる。</p> <p>(2) 必要要員数 <u>災害対策本部（全体体制）の要員は111名であるが、8名についてはオフサイトセンターへ派遣されるため、発電所にて重大事故等対応を行う要員は103名である。</u>プルーム通過時の必要要員である <u>72名</u>は緊急時対策所又は中央制御室待機室等で待機することとしており、それ以外の <u>31名</u>については発電所構外へ退避する。</p> <p>(3) 移動時間 発電所構外へ一時退避する場合には、原子力事業所災害対策支援拠点へ退避することとしている。<u>原子力事業所災害対策支援拠点の候補として6施設あり、事象発生後に風向等に基づいて選定する。</u>これらの施設は、発電所から <u>10km～20km</u> の地点に立地しており、最も遠い施設まで徒歩による一時退避を行う場合の所要時間は<u>約6時間</u>と評価している。 緊急時対策所へ待避する場合の移動時間については、アクセスルートのうち、緊急時対策所から最も距離のある地点（<u>放水口</u>）から緊急時対策所へ第1図に示すアクセスルートを徒歩移動によって退避した場合の移動時間は<u>約24分</u>である。</p>	<p style="text-align: right;">別紙 47</p> <p style="text-align: center;">ベント実施によるプルーム通過時の要員退避について</p> <p>(1) プルーム通過時における要員退避の考え方 炉心損傷後のベント実施時には、放出されるプルームの影響によって発電所周辺の放射線線量率が上昇する。そのため、プルーム通過時において、<u>重大事故等に対処する要員</u>は、緊急時対策所及び中央制御室待避室で待避又は発電所構外へ一時退避する。緊急時対策所及び中央制御室待避室については、空気加圧することでプルームの流入を抑え、放射線影響を低減させる。発電所構外への一時退避については、発電所から離れることでプルームの拡散効果により放射線影響を低減させる。</p> <p>(2) 必要要員数 発電所にて重大事故等に対処する要員は <u>101名</u>である。プルーム通過時の必要要員である <u>69名</u>は緊急時対策所又は中央制御室待避室で待機することとしており、それ以外の <u>32名</u>については発電所構外へ退避する。</p> <p>(3) 移動時間 発電所構外へ一時退避する場合には、原子力事業所災害対策支援拠点等^等へ退避することとしている。これらの施設は、発電所から<u>約12～13km</u>の地点に立地しており、最も遠い施設まで徒歩による一時退避を行う場合の所要時間は<u>約4時間</u>と評価している。 緊急時対策所へ待避する場合の移動時間については、アクセスルートのうち、緊急時対策所から最も距離のある地点（<u>放水接合槽</u>）から緊急時対策所へ図1に示すアクセスルートを徒歩移動によって待避した場合の移動時間は<u>約50分</u>である。</p>	<p>・体制の相違 ・運用の相違 島根2号炉は、ベント実施後、中央制御室に待避する。東海第二は、現場でのベント実施者が現場に待機する運用</p> <p>・体制の相違 オフサイトセンター派遣要員は、緊急時対策要員とは別の要員で構成</p> <p>・運用の相違 一時退避箇所の選定箇所の相違及び発電所からの距離の相違</p>



第1図 放水口から緊急時対策所への最も距離のあるアクセスルート

(4) 有効性評価シナリオでの退避タイミング

a. サプレッション・プール水位通常水位+6.5m 到達によるベント

有効性評価のうち、炉心損傷後のベントシナリオである「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）」における要員一時退避及び待避開始時間及びベント時間の関係を第1表に示す。

第1表 静的負荷におけるベント準備時間及びベント時間の退避

項目	基準	事象発生からの到達時間
発電所構外への一時退避	S/P 水位通常水位+4.5m	約 13 時間後
緊急時対策所への待避	S/P 水位通常水位+5.5m	約 16.5 時間後
ベント操作	S/P 水位通常水位+6.5m	約 19.5 時間後

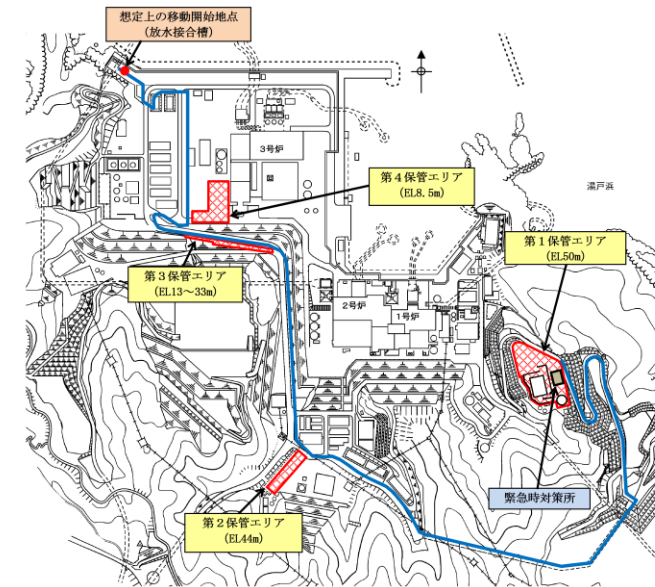


図1 放水接合槽から緊急時対策所への最も距離のあるアクセスルート

(4) 有効性評価シナリオでの退避タイミング

a. サプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m 到達によるベント

有効性評価のうち、炉心損傷後のベントシナリオである「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）」における要員一時退避及び待避開始時間及びベント時間の関係を表1に、ベント実施に係る対応の流れを図2に示す。

表1 静的負荷におけるベント準備時間及びベント時間の退避

項目	基準	事象発生からの到達時間
発電所構外への一時退避	格納容器圧力 640kPa [gage] 到達	約 27 時間後
緊急時対策所への待避	サプレッション・プール水位が通常水位+約 1.2m 到達	約 31 時間後
ベント操作	サプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m 到達	約 32 時間後

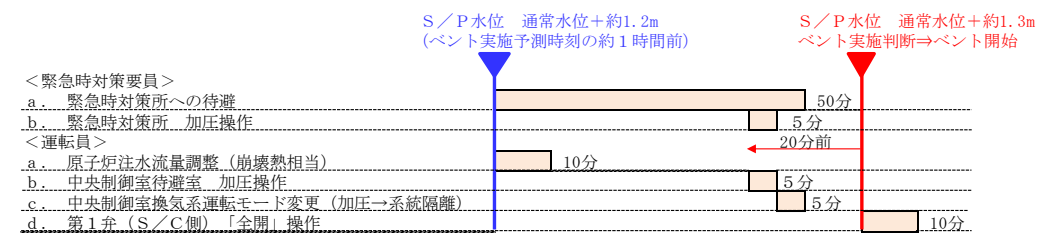


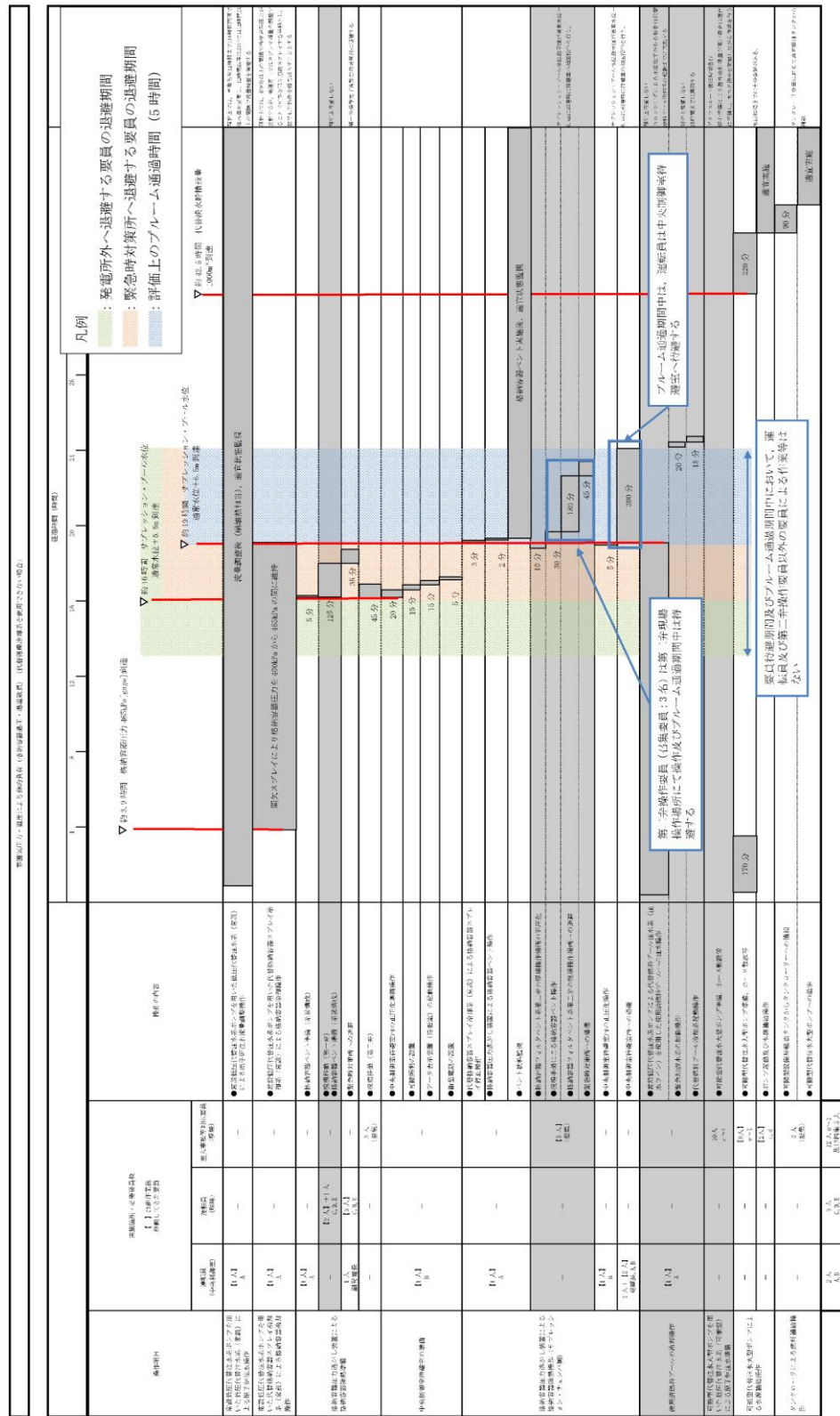
図2 ベント実施に係る対応の流れ

・運用の相違
ベント実施基準の相違

・運用の相違
ベント準備基準の相違による退避基準の相違

・記載方針の相違
島根2号炉は、ベント実施前の発電所構内の要員の動きについて記載

東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																				
<p>第1表に示すとおり、発電所構外への一時退避については、移動開始からベント操作まで約6.5時間あることから最も遠い退避施設への退避が可能であり、緊急時対策所への待避については、移動開始からベント操作まで約3時間あることからベント実施判断基準到達までに緊急時対策所への待避可能である。そのため、ベント操作開始に影響を与えることはない。また、中央制御室の運転員については、ベント実施後速やかに中央制御室待避室へ退避する。</p> <p>第2表及び第2図に示すとおり、プルーム通過時の屋内待避期間(評価上5時間)において、実施する必要のある現場操作及び作業がないため、要員が退避することに対する影響はない。</p> <p>第2表 ベント実施の待避期間中における格納容器の状態及び操作</p> <table border="1" data-bbox="166 919 1258 1411"> <thead> <tr> <th>作業項目</th> <th>待避期間中における状況</th> <th>作業の要否</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>原子炉注水</td> <td>低圧代替注水系(常設)による注水を継続</td> <td>待避期間における流量調整は不要</td> </tr> <tr> <td>格納容器スプレイ</td> <td>ベント実施前に停止</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>電源</td> <td>常設代替高圧電源装置により給電</td> <td>自動燃料補給により作業不要</td> </tr> <tr> <td>水源</td> <td>代替淡水貯槽の水を使用</td> <td>待避期間中における補給は不要</td> </tr> <tr> <td>燃料</td> <td>可搬型設備を使用していない</td> <td>—</td> </tr> </tbody> </table> <p>b. <u>格納容器酸素濃度4.3vol%到達によるベント</u> 炉心損傷後においては、格納容器内での水素燃焼を防止する観点から、格納容器酸素濃度がドライ条件において4.3vol%に到達した場合、ベント操作を実施することとしている。 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)(代替循環冷却系を使用する場合)においては、水素及び酸素の発生割合(G値)の不確かさが大きく、あらかじめ待避基準を設定できないため、酸素濃度の上昇速度から4.3vol%到達時間を予測し、退避を実施する。また、退避開始からプルーム通過時の退避時において、実施する必要のある現場操作及び作業がないため、要員が退避することに対する影響はない。</p>	作業項目	待避期間中における状況	作業の要否	原子炉注水	低圧代替注水系(常設)による注水を継続	待避期間における流量調整は不要	格納容器スプレイ	ベント実施前に停止	—	電源	常設代替高圧電源装置により給電	自動燃料補給により作業不要	水源	代替淡水貯槽の水を使用	待避期間中における補給は不要	燃料	可搬型設備を使用していない	—	<p>表1に示すとおり、発電所構外への一時退避については、移動開始からベント操作まで約5時間あることから最も遠い退避施設への退避が可能であり、緊急時対策所への待避については、移動開始からベント操作まで約1時間*あることからベント実施判断基準到達までに緊急時対策所への待避可能である。そのため、ベント操作開始に影響を与えることはない。また、中央制御室の運転員については、ベント実施後速やかに中央制御室待避室へ待避する。</p> <p>※緊急時対策要員：待避時間(約50分)及び緊急時対策所の加圧操作時間(約5分)に余裕を考慮し設定</p> <p>運転員：原子炉への注水流量調整(約10分)及び中央制御室待避室の加圧操作時間(約5分)を踏まえ、緊急時対策要員の待避開始と同じタイミングに設定</p> <p>表2及び図3に示すとおり、プルーム通過時の待避期間(評価上10時間)において、実施する必要のある現場操作及び作業がないため、要員が待避することに対する影響はない。</p> <p>表2 ベント実施の待避期間中における格納容器の状態及び操作</p> <table border="1" data-bbox="1299 919 2392 1411"> <thead> <tr> <th>作業項目</th> <th>待避期間中における状況</th> <th>作業の要否</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>原子炉注水</td> <td>低圧原子炉代替注水系(常設)による注水を継続</td> <td>待避期間における流量調整(崩壊熱相当)は不要</td> </tr> <tr> <td>格納容器スプレイ</td> <td>ベント実施前に停止</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>電源</td> <td>ガスタービン発電機により給電</td> <td>自動燃料補給により作業不要</td> </tr> <tr> <td>水源</td> <td>低圧原子炉代替注水槽の水を使用</td> <td>待避期間中における補給は不要</td> </tr> <tr> <td>燃料</td> <td>大型送水ポンプ車を使用</td> <td>流量調整により待避期間における燃料補給は不要</td> </tr> </tbody> </table> <p>b. <u>格納容器酸素濃度ドライ条件で4.4vol%及びウェット条件で1.5vol%到達によるベント</u> 炉心損傷後においては、格納容器内での水素燃焼を防止する観点から、格納容器酸素濃度がドライ条件において4.4vol%及びウェット条件で1.5vol%に到達した場合、ベント操作を実施することとしている。 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)においては、水素及び酸素の発生割合(G値)の不確かさが大きく、あらかじめ待避基準を設定できないため、酸素濃度の上昇速度からドライ条件で4.4vol%及びウェット条件で1.5vol%到達時間を予測し、退避を実施する。また、退避開始からプルーム通過時の退避時において、実施する必要のある現場操作及び作業がないため、要員が退避することに対する影響はない。</p>	作業項目	待避期間中における状況	作業の要否	原子炉注水	低圧原子炉代替注水系(常設)による注水を継続	待避期間における流量調整(崩壊熱相当)は不要	格納容器スプレイ	ベント実施前に停止	—	電源	ガスタービン発電機により給電	自動燃料補給により作業不要	水源	低圧原子炉代替注水槽の水を使用	待避期間中における補給は不要	燃料	大型送水ポンプ車を使用	流量調整により待避期間における燃料補給は不要	<p>・運用の相違 格納容器酸素ベント基準の相違</p>
作業項目	待避期間中における状況	作業の要否																																				
原子炉注水	低圧代替注水系(常設)による注水を継続	待避期間における流量調整は不要																																				
格納容器スプレイ	ベント実施前に停止	—																																				
電源	常設代替高圧電源装置により給電	自動燃料補給により作業不要																																				
水源	代替淡水貯槽の水を使用	待避期間中における補給は不要																																				
燃料	可搬型設備を使用していない	—																																				
作業項目	待避期間中における状況	作業の要否																																				
原子炉注水	低圧原子炉代替注水系(常設)による注水を継続	待避期間における流量調整(崩壊熱相当)は不要																																				
格納容器スプレイ	ベント実施前に停止	—																																				
電源	ガスタービン発電機により給電	自動燃料補給により作業不要																																				
水源	低圧原子炉代替注水槽の水を使用	待避期間中における補給は不要																																				
燃料	大型送水ポンプ車を使用	流量調整により待避期間における燃料補給は不要																																				



第2図 待避時及びプルーム通過時における要員の整理
 (「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)の作業と所要時間」抜粋)

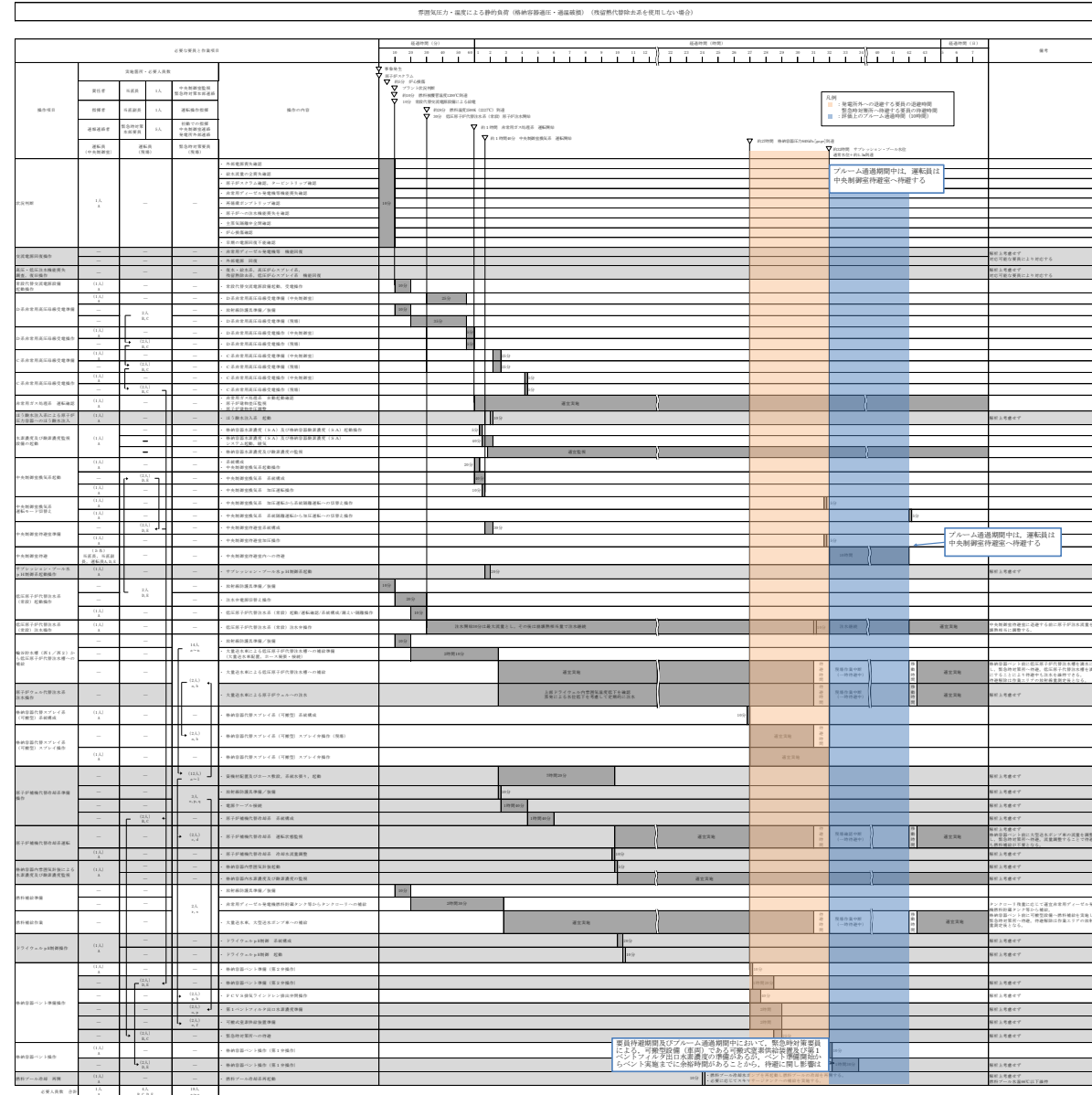


図3 待避時及びプルーム通過時における要員の整理
 (「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)
 (残留熱代替除去系を使用しない場合)の作業と所要時間」抜粋)

エアロゾルの粒径分布が除去性能に与える影響について

JAVA 試験における試験用エアロゾルの粒径は、JAVA 試験装置からエアロゾルをサンプリングし、で観察することにより、粒径分布を測定している。過酷事故解析コード (MAAPコード) より得られる粒径について、JAVA 試験において得られたエアロゾルの粒径との比較検証を行い、想定される粒径分布の全域を包絡できていることを確認することで、重大事故等時に想定されるエアロゾルの粒径分布においても、JAVA 試験と同様の除去性能 (DF1,000 以上) が適用可能であることを確認した。

(1) JAVA 試験におけるエアロゾルの粒径分布

JAVA 試験においては、エアロゾルの除去性能を評価するため、を試験用エアロゾルとして用いている。それぞれの試験用エアロゾルの質量中央径 (以下、「MMD」という。) を以下に示す。

<input type="text"/>	μ m
<input type="text"/>	μ m
<input type="text"/>	μ m
<input type="text"/>	μ m

これらの試験用エアロゾルの粒径分布はを使用した測定を行っており、ベンチュリスクラバ上流側より採取したガスを粒径測定用フィルタに通過させ、粒径測定用フィルタ表面の粒子をエアロゾルの量及び粒径を確認している。

JAVA 試験装置のサンプリングラインを第 1 図に、サンプルガスの取出し部分の概要を第 2 図に示す。

エアロゾルの粒径分布が除去性能に与える影響について

JAVA 試験における試験用エアロゾルの粒径は、JAVA 試験装置からエアロゾルをサンプリングし、で観察することにより、粒径分布を測定している。過酷事故解析コード (MAAPコード) より得られる粒径について、JAVA 試験において得られたエアロゾルの粒径との比較検証を行い、想定される粒径分布の全域を包絡できていることを確認することで、重大事故等時に想定されるエアロゾルの粒径分布においても、JAVA 試験と同様の除去性能 (DF1,000 以上) が適用可能であることを確認した。

(1) エアロゾルの粒径分布の妥当性

a. JAVA 試験における粒径分布

JAVA 試験においてはを試験用エアロゾルとして用いており、それぞれの質量中央径 (MMD) は以下のとおりである。

<input type="text"/>

JAVA 試験に用いられた試験用エアロゾルの粒径の測定は、JAVA 試験装置のフィルタ装置前段の配管部からサンプリングしたエアロゾルを、観測を用いてエアロゾル粒子の量と粒径を測定し、粒径分布を求めている。による測定誤差は、

である。試験用エアロゾルの粒径分布を図 1 に、JAVA 試験装置のサンプリングラインを図 2 に、サンプルガスの取出し部分の概要を図 3 に示す。

・資料構成の相違



第1図 JAVA試験装置サンプリングライン

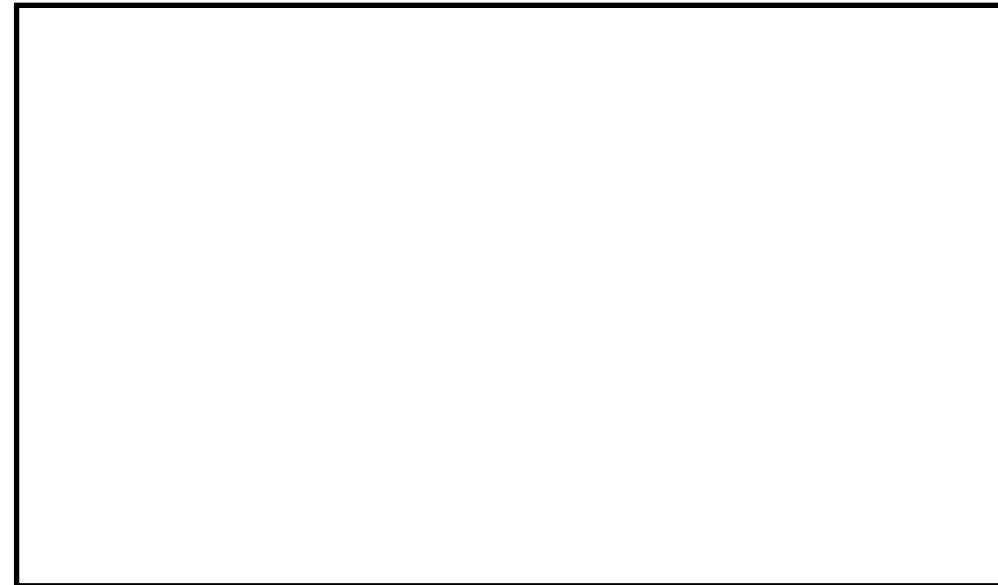


図1 試験用エアロゾルの粒径分布



図2 JAVA試験装置のサンプリングライン

・資料構成の相違



第2図 サンプルガスの取出し部分概要図

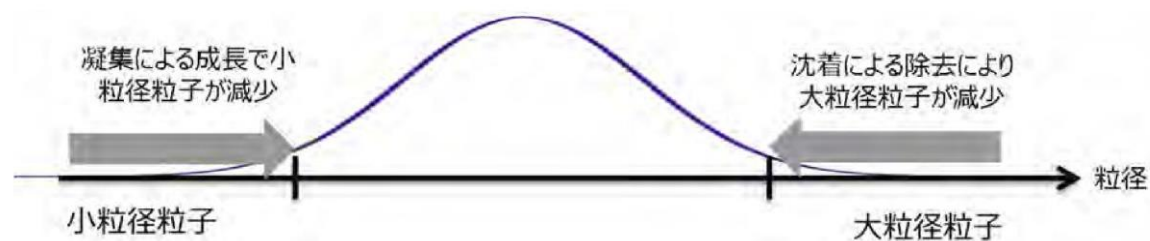
(2) 重大事故等時に想定される粒径分布

重大事故等時におけるエアロゾルの粒径分布はMAAPコードによる解析にて得ることができる。エアロゾルの粒径分布は凝集効果及び沈着効果の自然現象に加えて、格納容器スプレイ効果やサプレッション・プール水でのスクラビング効果によって、粒径分布の幅が限定される。MAAPコードではこれらの効果を考慮してエアロゾルの粒径分布を評価している。

a. 粒径分布の収束効果

1) 凝集効果と沈着効果

エアロゾルの粒径分布は、凝集効果及び沈着効果によりある粒径を中心を持つような分布が形成される(参考図書1)。第3図に、エアロゾル分布形成のイメージを示す。また、以下に凝集効果及び沈着効果の内容を示す。



第3図 エアロゾル分布形成のイメージ

(a) 凝集による成長

小粒径のランダムな運動(ブラウン運動: Brownian Diffusion)により、他の粒子と衝突し凝集することでより大きな粒子へと成長する。小粒径の粒子は、特に大粒径の粒子と衝突し凝集する傾向が見られる。凝集効果の例を第4図に示す。

第4図の横軸は粒径(D_{p1})で、縦軸ブラウン運動による凝集係数を示しており、この値が大きい場合に凝集効果が大きくなる。凝集係数は凝集する相手の粒子径(D_{p2})により変化するため、 D_{p2} を変化させた場合の凝集係数として複数の曲線が示されている。



図3 サンプルガスの取出し部分概要図

(2) 重大事故時に想定される粒径分布

重大事故が発生した際に格納容器に放出されるエアロゾルの粒径は、凝集効果及び沈着効果の自然現象に加えて、格納容器スプレイ効果やサプレッション・プール水におけるスクラビング効果といった除去機構により粒径分布の幅が限定される。

MAAPコードではこれらの効果を考慮してエアロゾルの粒径分布を評価している。

a. 凝集効果及び沈着効果

エアロゾルの粒径分布は、凝集効果及び沈着効果により、安定状態では、ある粒径を中心をもつような分布が形成される(参考図書1)。エアロゾルの粒径分布形成のイメージを図4に示す。以下に、凝集効果及び沈着効果について示す。

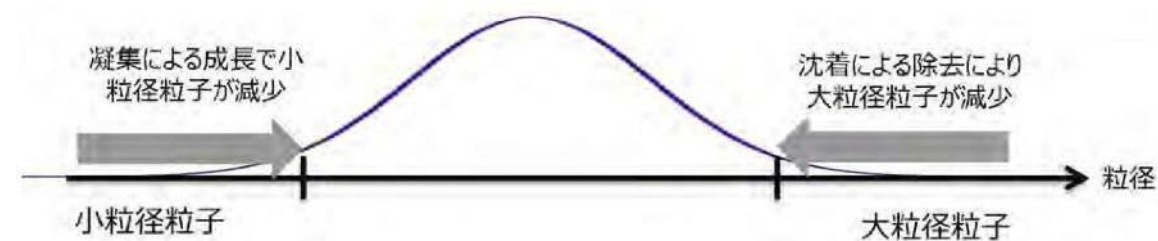


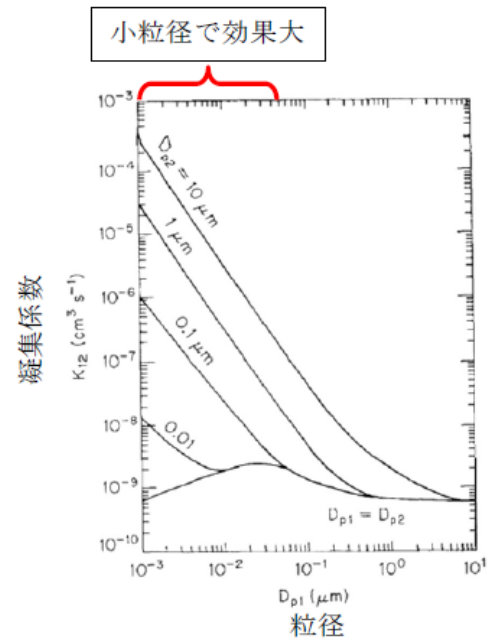
図4 エアロゾル分布形成のイメージ

(a) 凝集効果

小粒径の粒子はランダムな運動(ブラウン運動: Brownian Diffusion)により、他の粒子と衝突し凝集することでより大きな粒子へと成長する。小粒径の粒子は特に大粒径の粒子と衝突し凝集する傾向が見られる。凝集効果の例を図5に示す。

横軸は粒径(D_{p1})、縦軸はブラウン運動による凝集係数(Brownian coagulation coefficient)を表しており、凝集係数が大きい場合に凝集効果が大きいことを意味する。凝集係数は凝集する相手の粒子の粒径(D_{p2})により変化するため、 D_{p2} の違い

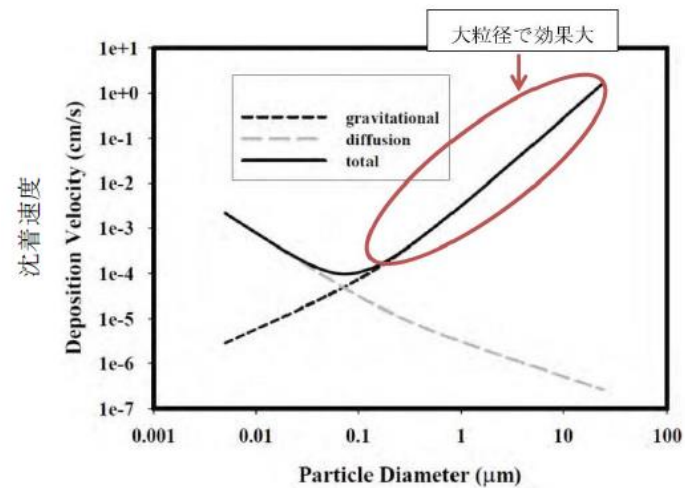
相手の粒径による差はあるものの、小粒径の場合に効果が大きいことがわかる。



第4図 凝集効果の例 (参考図書2)

(b) 沈着による除去

沈着による除去効果は重量が大きいほど沈着しやすく、床・壁に付着することで減少する傾向が見られる。粒子の密度が一定と仮定した場合には、粒子径が大きいほど沈着効果を期待することができる。沈着効果の例を第5図に示す。



第5図 沈着効果の例 (参考図書1)

による凝集係数が複数の曲線で示されている。Dp2 > Dp1 の場合、Dp1 が小さくなると凝集係数は大きくなる。

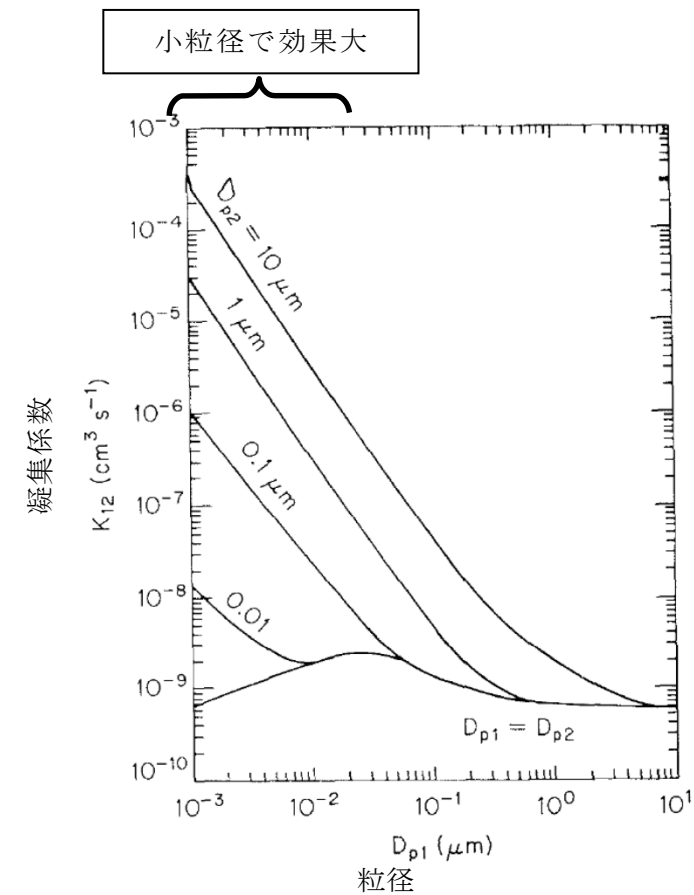


図5 凝集効果の例 (参考図書2)

(b) 沈着効果

大粒径の粒子は重力の影響によって比較的沈着し易く、床・壁に付着することで減少する傾向が見られる。粒子の密度が一定と仮定した場合には、粒子径が大きいほど沈着効果を期待することができる。沈着効果の例を図6に示す。

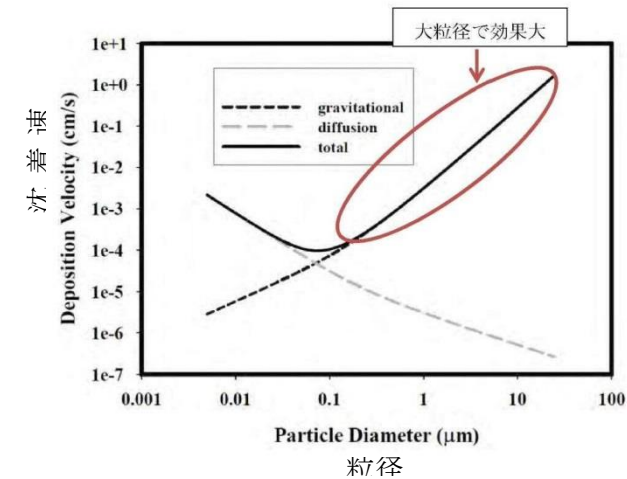


図6 沈着効果の例 (参考図書1)

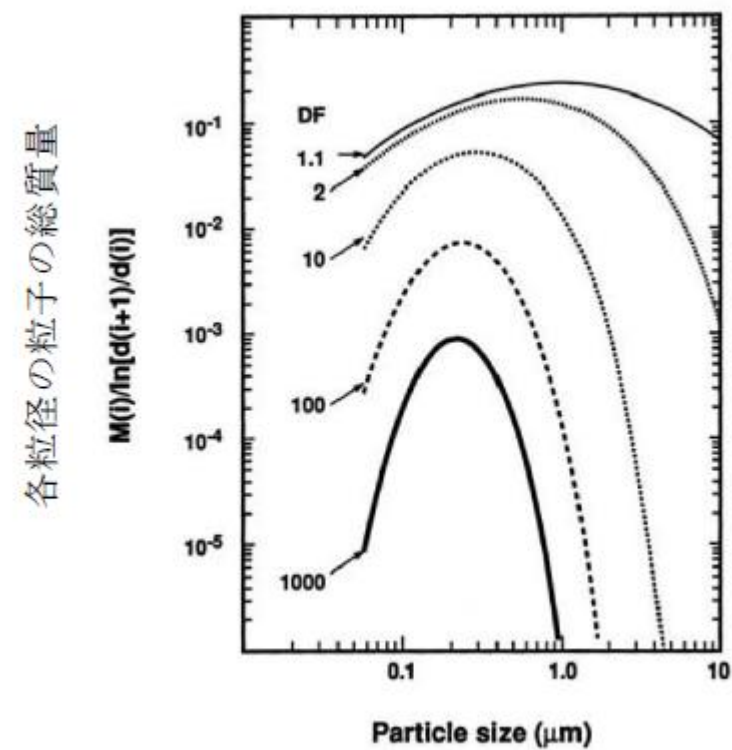
2) 格納容器内のエアロゾル除去機構の影響

格納容器内では、重大事故等対処設備による格納容器スプレイ効果やサプレッション・プール水でのスクラビング効果によって、エアロゾルが除去される。以下に格納容器スプレイ効果及びサプレッション・プール水でのスクラビング効果を示す。

(a) 格納容器スプレイ効果

格納容器スプレイでは、水滴が落下する際に、慣性効果、さえぎり効果、拡散効果等の除去メカニズムが働く。

第6図に格納容器スプレイを継続することによる格納容器内のエアロゾル粒子の粒径分布の変化の例を示す。初期の段階 (DF: 1.1) では、エアロゾル粒子は最大値が約1 μ mで幅の広い分布を持っているが、格納容器スプレイを継続し積算の除去効果が大きくなると、大粒径の粒子と小粒径の粒子が効果的に除去され、粒径分布の最大値は小さくなり、また分布の幅も小さくなる傾向が見られる。



第6図 格納容器スプレイを継続することによる格納容器内のエアロゾル粒径分布の変化 (参考図書1)

b. 格納容器内でのエアロゾル除去

格納容器内では、格納容器スプレイ効果やサプレッション・プール水におけるスクラビング効果によって、エアロゾルが除去される。以下に、格納容器スプレイ効果及びサプレッション・プール水におけるスクラビング効果について示す。

(a) 格納容器スプレイ効果

格納容器スプレイでは、水滴が落下する間に、さえぎり効果、拡散効果及び慣性衝突効果の除去メカニズムが働く。

図7では格納容器スプレイを継続することによる格納容器内のエアロゾルの粒径分布の変化の例を示す。初期の段階 (DF=1.1) では、エアロゾル粒径は最大値が約1 μ mで幅の広い分布を持っているが、格納容器スプレイを継続すると、大粒径の粒子と小粒径の粒子が効果的に除去され、粒径分布の最大値は小さくなり、また分布の幅も小さくなる。

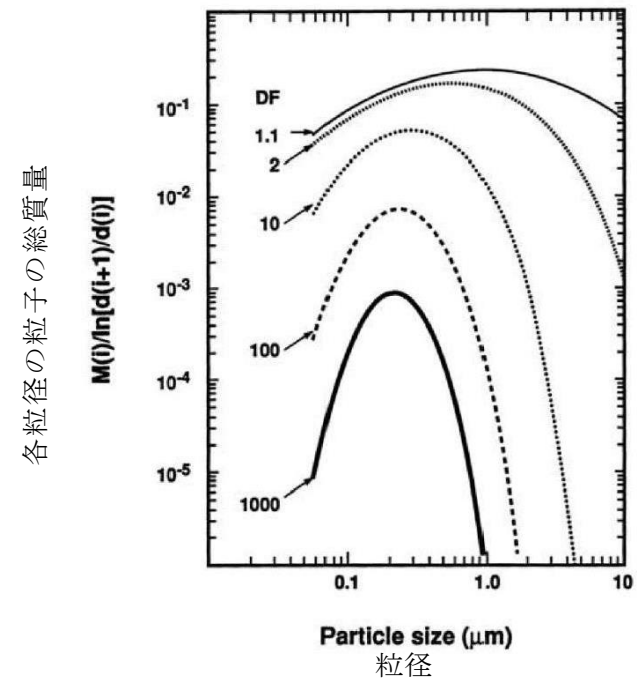
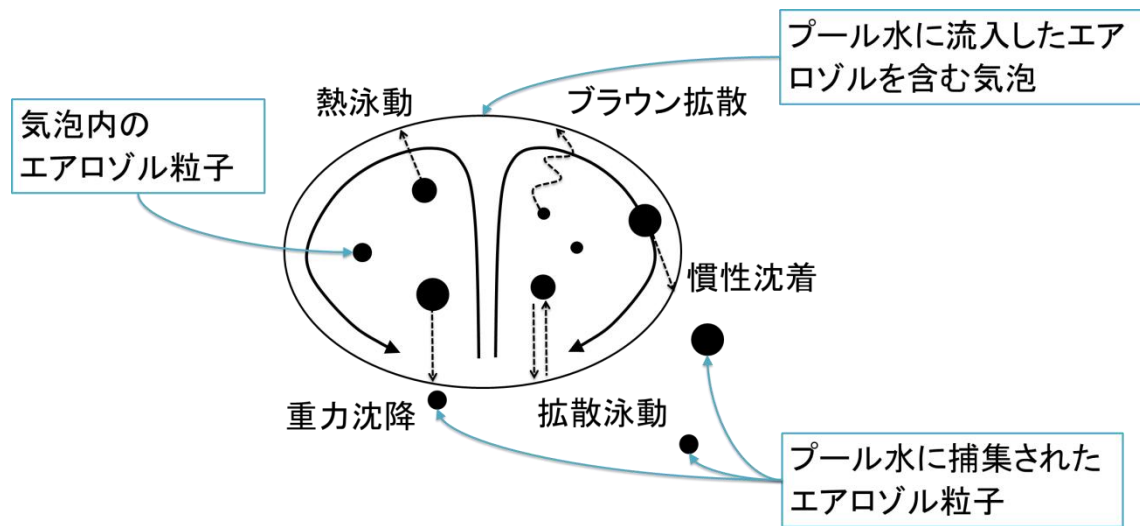


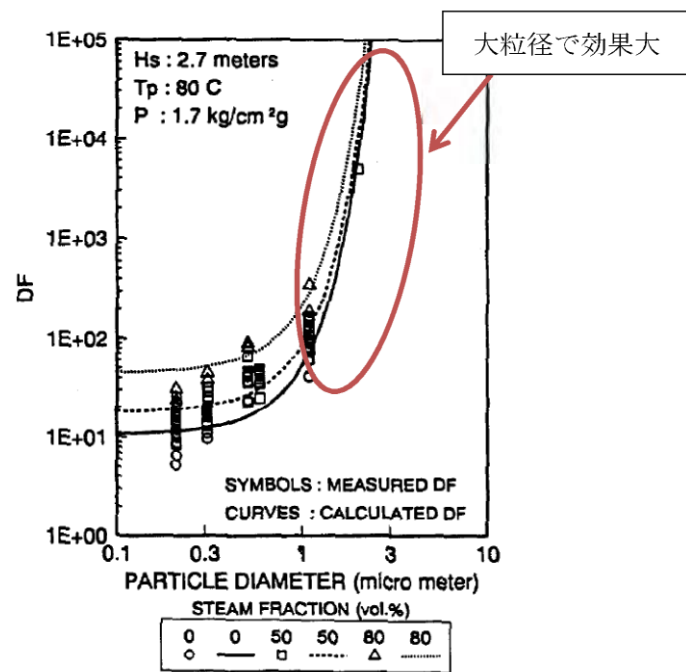
図7 格納容器スプレイ継続による格納容器内の粒径分布の変化 (参考図書1)

(b) サプレッション・プール水でのスクラビング効果

サプレッション・プール水でのスクラビングでは、気泡が上昇する間に第7図に示すような種々の除去メカニズムが働き、第8図の実験結果に示すように、粒径の大きいエアロゾルが効果的に除去される。



第7図 スクラビング気泡内でのガスの働きとエアロゾル除去メカニズム



第8図 プールスクラビングによる除去性能の例 (参考図書3)

(b) サプレッション・プール水におけるスクラビング効果

サプレッション・プール水におけるスクラビングでは、気泡が上昇する間に図8に示すような種々の除去メカニズムが働く。安定した気泡内のエアロゾル除去は、重力沈降、慣性衝突が支配的となるため、粒径の大きいエアロゾルが効果的に除去される。サプレッション・プール水におけるスクラビングによるエアロゾル除去原理のイメージを図8に、サプレッション・プール水におけるスクラビングによる除去性能の実験結果の例を図9に示す。

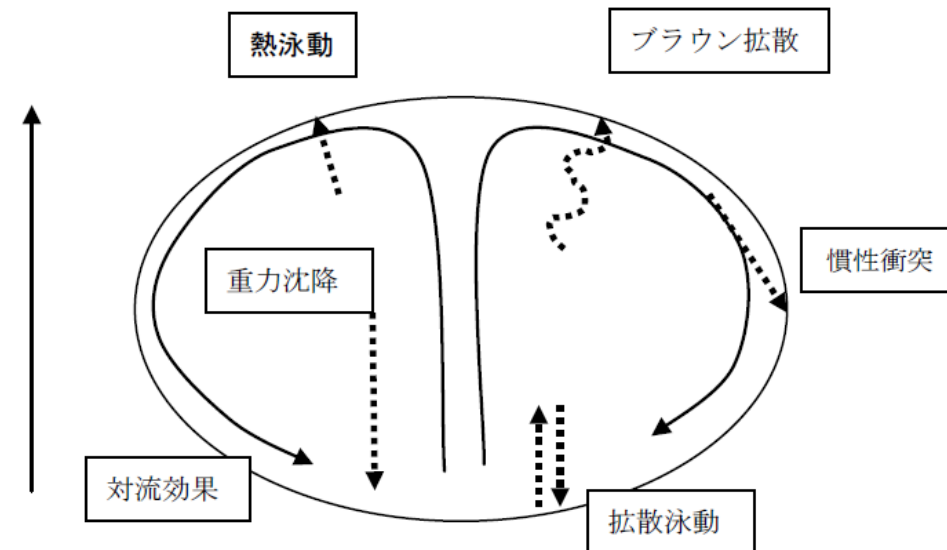


図8 サプレッション・プール水におけるスクラビングによるエアロゾル除去原理

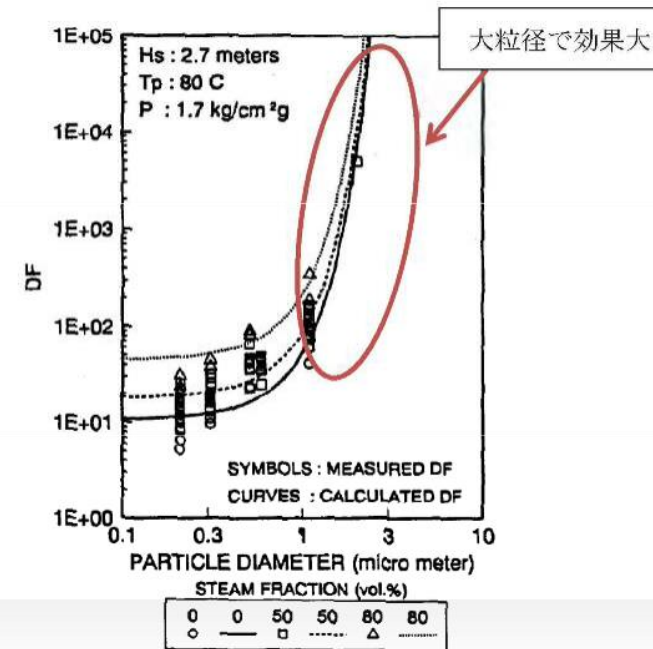


図9 サプレッション・プール水のスクラビングによる除去性能の例 (参考図書3)

・資料構成の相違

3) 重大事故等時に想定される粒径分布

重大事故等時に想定される粒径は、上記1), 2)に示したエアロゾルの除去効果により主にサブミクロン (0.1から1μm程度) になると考えられる。その代表径として、粒径分布のMMDを0.5μmにもつ粒径分布を重大事故等時に想定される粒径分布とした。

b. MAAPコードにより得られる粒径分布

有効性評価で用いるMAAPコードより得られるベントの際のエアロゾルは、 μm (MAAPコードで得られた μmを丸めた値) 程度に質量中央径を持つ分布 (ウェットウェルベント) となることを確認している。また、同じタイミングでドライウェルよりベントした場合、エアロゾルは μm程度に質量中央径を持つ分布となる。第1表にベント位置の違いによる粒径分布を示す。

第1表 想定事故シナリオのエアロゾル粒径分布

想定事故シナリオ	ベント時間[h]	ベント位置	質量中央径(MMD)[μm]	幾何標準偏差σg[-]	エアロゾル量[g]
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)	19	W/W	<input type="text"/>	0.32	1
		D/W	<input type="text"/>	0.36	5,000

ドライウェルベントと比較してウェットウェルベントではエアロゾル量が少なくなる。これはウェットウェルベントでは、サプレッション・プール水でのクラビング効果により、エアロゾルが除去されるためと考えられる。また、ドライウェルベントではウェットウェルベントと比較してMMDが大きくなっているが、エアロゾル量が多いことから、エアロゾル同士の衝突頻度が高くなり、より大きい粒径のエアロゾル粒子が生成されやすくなるためと考えられる。

c. 重大事故等時に想定される粒径分布

重大事故等時に想定される粒径は、上記a., b. に示したエアロゾルの除去効果により主にサブミクロン (0.1から1μm程度) になると考えられる。その代表径として、粒径分布のMMDを0.5μmにもつ粒径分布を重大事故等時に想定される粒径分布とした。

(参考1) エアロゾル粒径と除去係数の関係

除去係数 (以下、「DF」という。) は、フィルタ装置に流入したエアロゾル重量とフィルタ装置から放出したエアロゾル重量の比として、以下の式で表される。また、表1にベント位置の違いによる粒径分布を示す。

$$DF = \frac{M_{\text{流入したエアロゾル重量}}}{M_{\text{放出したエアロゾル重量}}} = \frac{\int M(\phi)_{\text{流入したエアロゾル粒径}} d\phi}{\int M(\phi)_{\text{放出したエアロゾル粒径}} d\phi}$$

表1 想定事故シナリオのエアロゾル粒径分布

想定事故シナリオ	ベント時間[h]	ベント位置	質量中央径(MMD)[μm]	幾何標準偏差σg[-]	エアロゾル量[g]
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)	32	W/W	<input type="text"/>	0.19	1.8
		D/W	<input type="text"/>	0.27	3,500

ドライウェルからのベントを行う場合は、サプレッション・プール水におけるスクラビング効果による大粒径のエアロゾルの除去が行われないことから、上式のフィルタ装置に流入したエアロゾルの重量が大きくなる。このため、ドライウェルからのベントを行う場合は、サプレッション・チェンバからのベントを行う場合と比較して、高いDFが確保される。

・資料構成の相違

(3) 試験用エアロゾルの粒径分布の妥当性と除去性能

ドライウェルベントでは全体的に粒径が大きくなるが、粒径が大きいほど、慣性衝突効果やさえぎり効果によるエアロゾルの除去効果が見込めるため、より高いDFを期待することができる。

一方、ウェットウェルベントでは、サプレッション・プール水でのスクラビング効果により粒径の大きいエアロゾルが除去されるため、ドライウェルベントに比べフィルタ装置のDFが低くなることが考えられる。

このため、JAVA試験では、様々な粒径分布を持つ [] を試験用エアロゾルとしてDFを確認している。これらの試験用エアロゾルとMAAPコードより想定されるドライウェルベント時及びウェットウェルベント時の粒径分布の比較を第9図に示す。

第9図に示すとおり、JAVA試験に使用した試験用エアロゾルの粒径分布はMAAPコードより想定される粒径分布の全域を包絡できていることが確認できることから、これらの試験エアロゾルで試験を行うことで、想定粒径全体の性能を確認することができる。



第9図 試験用エアロゾルとMAAPコードより想定される粒径分布

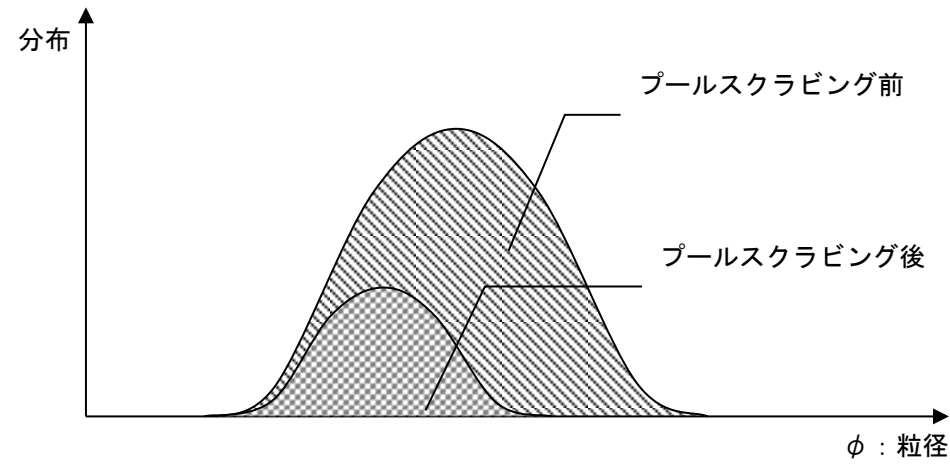


図1 プールスクラビングによる粒径分布の変化のイメージ

(1) 試験用エアロゾル粒径分布の妥当性

JAVA試験では、様々な分布を持つ複数のエアロゾルを使用している。これらの試験用エアロゾルとMAAPにより想定される粒径分布の比較を図2に示す。

一方、ウェットウェルベントでは、サプレッション・プール水でのスクラビング効果により粒径の大きいエアロゾルが除去されるため、ドライウェルベントに比べフィルタ装置のDFが低くなることが考えられる。

この比較により、使用した試験用エアロゾルにて、MAAPにより想定される粒径分布の全域を包絡できていることが確認でき、これらの試験用エアロゾルで試験を行うことで、想定粒径全体の性能を確認することができる。また、図2からサプレッション・チェンバからのベントと比較し、ドライウェルからのベントでは、より大きな粒径のエアロゾルが存在することから、高いDFが期待できる。

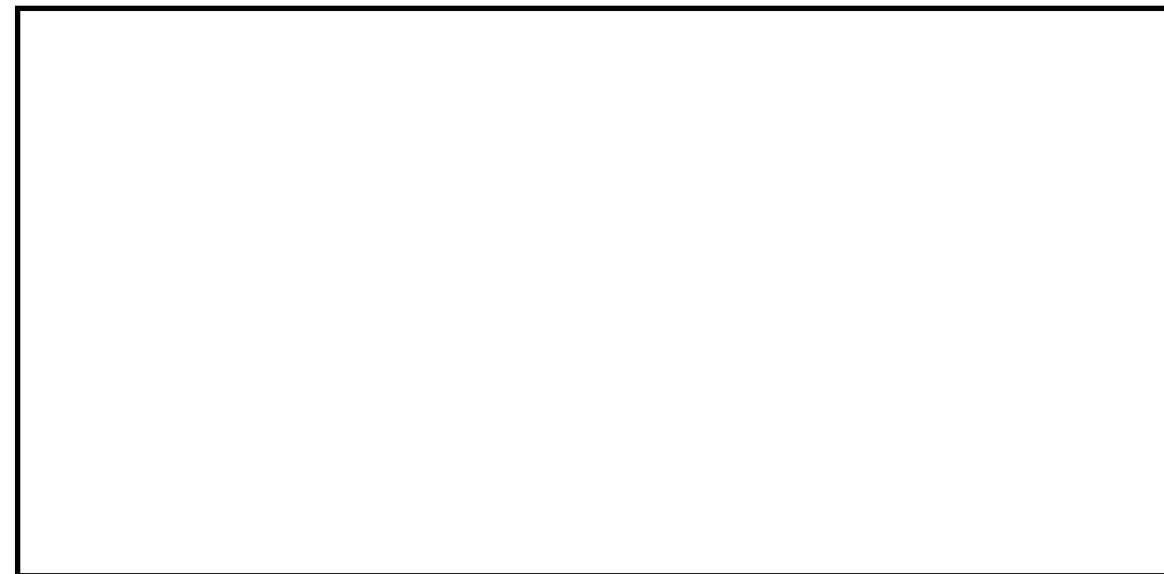


図2 試験用エアロゾルとMAAPより想定される粒径分布の比較

東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><参考図書></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. NEA/CSNI/R(2009)5 STATE-OF-THE-ART REPORT ON NUCLEAR AEROSOLS 2. California Institute of Technology FUNDAMENTALS OF AIR POLLUTION ENGINEERING 3. 22nd DOSE/NRC Nuclear Air Cleaning and Treatment Conference Experimental study on Aerosol removal effect by pool scrubbing, Kaneko et al. (TOSHIBA) 4. <u>A Simplified Model of Aerosol Removal by Containment Sprays (NUREG/CR-5966)</u> 5. <u>A Simplified Model of Decontamination by BWR Steam Suppression Pools (NUREG/CR-6153 SAND93-2588)</u> 6. <u>Overview of Main Results Concerning the Behaviour of Fission Products and Structural Materials in the Containment (NUCLEAR ENERGY FOR NEW EUROPE 2011)</u> 	<p><<参考図書>></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. NEA/CSNI/R(2009)5 STATE-OF-THE-ART REPORT ON NUCLEAR AEROSOLS 2. California Institute of Technology FUNDAMENTALS OF AIR POLLUTION ENGINEERING 3. 22nd DOE/NRC Nuclear Air Cleaning and Treatment Conference Experimental study on Aerosol removal effect by pool scrubbing, Kaneko et al. (TOSHIBA) <p><u>(参考2) 粒径分布の妥当性について</u></p> <p>JAVA 試験の試験用エアロゾルと MAAP により想定される粒径分布を, 図1のとおり比較することにより, 使用した試験用エアロゾルにて MAAP により想定される粒径分布の全域を包絡できていることを確認している。</p> <p>一方, MAAP により想定される粒径分布は, 炉心状態, 事故後の経過時間及び格納容器内におけるエアロゾル粒子の濃度の違いにより, 変化することが考えられるため, その影響について考察した。</p> <div data-bbox="1308 1083 2401 1587" style="border: 1px solid black; height: 240px; width: 100%;"></div> <p>図1 試験用エアロゾルと MAAP より想定される粒径分布</p>	<p>・記載方針の相違</p>

東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>(1) 炉心状態</p> <p>MAAP 解析においては、エアロゾル量を保守的に評価するため、炉心状態として燃焼サイクル末期を想定している。</p> <p>炉心状態としてサイクル末期を想定した場合、初装荷炉心と比べ、格納容器内に放出される核分裂生成物の総量は大きくなり、格納容器内のエアロゾル粒子の濃度が高くなる。エアロゾル粒子の濃度が高くなると、エアロゾル粒子同士の衝突の頻度が高くなり、より大きい粒径のエアロゾル粒子が生成されやすくなる。その結果として、格納容器内の粒径分布はより大きい方向にシフトすることになる。</p> <p>ウェットウェルベントの場合、エアロゾルはスクラバ容器に流入する前にサブプレッション・プールでスクラビングされ、より粒径の大きい粒子が特に多く除去されるため、初装荷炉心の粒径分布との差異が小さくなることから、炉心状態が粒径分布に与える影響は限定的と考える。</p> <p>(2) 事故後の経過時刻</p> <p>エアロゾルの流入量が多い時間帯はベント直後であることから、粒径分布としてベント直後を想定している。</p> <p>ベント後長期においては、ベント直後と比較して、格納容器内の粒径分布が変化することが考えられるが、前項に示したとおり、ウェットウェルベントの場合、エアロゾルはスクラバ容器に流入する前にサブプレッション・プールでスクラビングされ、より粒径の大きい粒子が特に多く除去されるため、スクラビング前の粒径分布の差異が、スクラビング後はより小さくなることとなる。</p> <p>したがって、ベント時間帯の違いが粒径分布に与える影響は限定的と考える。</p> <p>(3) 中・低揮発性核種の放出割合の変更</p> <p>別紙 33 (参考 4) に示したとおり、スクラバ容器に流入するエアロゾル量を評価する際、放出割合として単に MAAP 解析により得られた放出割合の評価結果を採用するのではなく、NUREG-1465 の知見を利用している。このことは、原子炉圧力容器から格納容器内に流入する中・低揮発性核種のエアロゾル量をより少なく評価していることに相当している。そのため、上記の評価手法を取り入れることで、格納容器内のエアロゾル濃度は小さく評価され、エアロゾル粒子の粒径分布は小さい方向にシフトすると考えられるが、前項に示したとおり、ウェットウェルベントの場合、エアロゾルはスクラバ容器に流入する前にサブプレッション・プールでスクラビングされ、より粒径の大きい粒子が特に多く除去されるため、スクラビング前の粒径分布の差異が、スクラビング後はより小さくなることとなる。</p> <p>したがって、中・低揮発性核種の放出割合の変更することが粒径分布に与える影響は限定的と考える。</p>	

東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p style="text-align: right;">別紙 49</p> <p style="text-align: center;"><u>適合性審査において確認を行う事項 (第50条等, FCVS)</u> <u>に対する記載事項について</u></p> <p>適合性審査において確認を行う事項に対する各資料の回答記載箇所について次項に示す。</p>	<p>・資料構成の相違</p>

目次 (概要)

基準規則 (本文)	基準規則 (解釈)	確認ポイント
50条	第1項 a) 設置	a-1. 設置目的
		a-2. 位置、構造、設備
		a-3. 設計条件 a-3-1. 条件 a-3-2. 材料 a-3-3. 必要となる資器材
		a-4. 隔離弁等の信頼性 ・ 隔離弁としての信頼性 ・ ベント弁としての信頼性
		a-5. ベント手順 a-5-1. 手順書の判断基準 a-5-2. ベント実施の判断基準 a-5-3. 操作手順
		a-6. 操作性
		a-7. 使用後の考慮事項
		a-8. 監視・計測
		a-9. 保守管理
		a-10. 海外の先進事例との比較
		a-11. 引用文献、品質保証の妥当性
		a-12. その他 ・ ヨウ素対策の許認可上の位置付け ・ CV減圧速度の確認 ・ 基数の違いによる考察 ・ 凝縮水の排水 ・ 間欠運転実施時の考慮事項
第1項 b) i) 低減		b-1-1. 除去対象及び除去原理
		b-1-2. 性能試験方法 ・ 試験条件 ・ 試験粒子 ・ 計測器
		b-1-3. 性能試験結果 ・ 条件毎の除去効率 ・ 部位毎の除去効率 ・ 粒径分布による影響 ・ 運転範囲との関係の確認。

Dサブチーム

基準規則 (本文)	基準規則 (解釈)	確認ポイント
		b-1-4. 試験のスケール性
		b-1-5. 待機中の除去性能維持 ・ 水位、pH
		b-1-6. 使用時の除去性能維持 ・ 水位、pH ・ 目詰まり、圧損
		b-1-7. 長時間使用時の性能維持 ・ 長期使用時の検討事項 ・ 崩壊熱の影響
		b-1-8. 使用後の保持性能の維持 ・ 再揮発、再浮遊
		b-1-9. その他
		b-2-1. 防爆に対する基本方針
		b-2-2. 系統内の可燃性ガスの滞留防止 ・ 配管の設計 ・ 容器の設計 ・ 監視設備 ・ 窒素供給設備
		b-2-3. ベント使用前 ・ 窒素バージ ・ 計測
		b-2-4. ベント使用初期 ・ 系統内の水蒸気凝縮 ・ 装置下流側の対向流
		b-2-5. ベント使用長期及び使用後
		第1項 b) iii) 悪影響
第1項 b) iv) 負圧破損	b-4-1. 負圧破損防止の確認	

基準規則 (本文)	基準規則 (解釈)	確認ポイント
48条 43条 1項1号 1項2号 1項3号 1項4号 1項5号 1項6号 2項1号 2項2号 2項3号	第1項 b) v) 人力 第1項 b) vi) 人力 放射線防護 第1項 b) vi) 圧力 開放板 第1項 b) vi) CVと水の接続 第1項 b) ix) 使用後の放射線防護 審査会合 主な論点 d) 43条 1項1号 1項2号 2項 1項3号 1項4号 1項5号 1項6号 2項1号 2項2号 2項3号	b-5-1. 対象弁
		b-5-2. アクセシビリティ及び作業環境
		b-5-3. 人力操作の妥当性
		b-6-1. 放射線防護対策
		b-6-2. 線量評価
		b-7-1. ラブチャータイスの設定圧の確認
		b-8-1. ベントラインの取り出し位置及び水没評価
		b-9-1. フィルタ装置の放射線防護対策 ・ 線量低減目標 ・ 線量低減対策
		b-9-2. 線量評価
		一般公衆被ばく低減対策 外的事象に対する耐性 事故後の周辺作業の成立性
		48-1. 敷地境界での線量評価
		43-1-1. 環境条件
43-1-2. 操作性		
43-1-3. 試験又は検査		
43-1-4. 切り替え性		
43-1-5. 悪影響防止		
43-1-6-1. 使用時の操作性		
43-1-6-2. 使用後の放射線防護対策		
43-2-1. 容量の妥当性		
43-2-2. 共用の禁止		
43-2-3. DB設備との同時の機能喪失		

N.P設置許可基準規則 (本文)	設置許可基準規則 (解説)	確認ポイント	具体的な確認内容	審査資料記載箇所
<p>(原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備)</p> <p>第五十条 発電用原子炉施設には、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な設備を設けなければならない。</p>	<p>第五十条(原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備)</p> <p>1 第五十条に規定する「原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p> <p>a) 格納容器圧力逃がし装置又は格納容器再循環ユニットを設置すること。</p>	<p>a-3. 設計条件</p> <ul style="list-style-type: none"> 設計条件がリスト化され、設定根拠の妥当が適切か。特に、フィルタベントの最高使用温度及び圧力、設計流量、静的・動的の負荷を確認。 	<p>①原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために格納容器圧力逃がし装置を設置する方針を確認。 →具体的な低下は、有効性評価で確認。</p> <p>① 設備範囲が特定された上で設備構成が妥当なものか。</p> <p>②設置場所、排気位置、原子炉建屋との接合関係を確認。</p> <p>③基本仕様(主配管、主要弁、フィルタ装置、圧力開放板、オリフィス、伸縮継手のスベック)の確認。</p>	<p>①本文1 概要</p> <p>① 本文2 設計方針</p> <p>② 本文2.1 系統設計 本文2.7.3 配管及び弁類</p> <p>③ 本文2.7 格納容器フィルタベント系</p>
<p>い。</p>	<p>a) 格納容器圧力逃がし装置又は格納容器再循環ユニットを設置すること。</p>	<p>a-3. 設計条件</p> <ul style="list-style-type: none"> 設計条件がリスト化され、設定根拠の妥当が適切か。特に、フィルタベントの最高使用温度及び圧力、設計流量、静的・動的の負荷を確認。 	<p>①設計条件として、以下の項目が示されているか。</p> <ul style="list-style-type: none"> ☆フィルタベント装置のスベック ・フィルタベントの最高使用温度 ・静的・動的負荷を踏まえたフィルタベントの最高使用圧力及び耐圧設計方針 ・設計流量 ・除去性能 ・フィルタ装置のエアロゾル最大保持量 ・フィルタ装置の有縁、無機ヨウ素最大保持量 ・熱負荷条件(設置区画のコンクリートの耐久性、局所的な温度上昇含む) ・機器クラス ・耐震クラス ☆格納容器側の条件 ・格納容器内の雰囲気抑制 ・格納容器内で発生する最大熱量及び水蒸気量 ・発生最大エアロゾル量及びガス状態物質の量 ・発生可燃性ガスの種類と最大量 ・発生化学種の種類 	<p>①</p> <ul style="list-style-type: none"> ☆フィルタベント装置のスベック ・本文2.6 設計条件 【最高使用温度・圧力、耐圧設計方針、設計流量、熱負荷条件】 ・本文2.7.2 フィルタ装置【除去性能】 ・別紙36 エアロゾルの再浮遊・フィルタの閉塞について【エアロゾル保持量】 ・別紙37 ベンチュリスクラバにおける無機よう素保持再揮発・薬剤の容量不足について【無機よう素保持量】 ・別紙38 銀セオライトフィルタにおけるよう素の再揮発、吸着飽和及び吸着材の変質について【有機よう素保持量】 ・別紙14 格納容器フィルタベント系の漏えいに対する考慮について【機器・耐震クラス】 <p>☆格納容器側の条件</p> <ul style="list-style-type: none"> ・別紙9 格納容器フィルタベント系の系統設計条件の考え方について【雰囲気抑制・熱量・水蒸気量】 ・別紙36【発生エアロゾル量】 ・別紙37,38【ガス状態物質の量】 ・別紙2 水素の滞留に対する設計上の考慮について【発生可燃性ガスの種類と最大量】 ・別紙9 格納容器フィルタベント系の系統設計条件の考え方について【発生化学種の種類】

<p>a-3-2. 材料 ・強度 ・耐食性</p>	<p>②各設計条件の設定根拠を確認し、妥当なものとなっているか。 特に、以下を確認。 ②-1 フィルタメントの最高使用温度の設定の考え方の妥当性の確認。 ②-2 耐圧設計方針において、対象部位がリスト化され(配管、容器、内部構造物)、動的・静的負荷が適切に考慮する方針(部品の固定を含む)としているか。(特に、低温のスクラビング水、低温の入口及び出口配管、ウオーターハンマーなどの蒸気凝縮の効果の考慮が妥当か。)また、フィルタメントを長期使用した場合の振動を考慮したスクラビングノズルの構造健全性を確認。 ②-3 格納容器圧力逃がし装置の排出可能な蒸気量が重大事故等の発生時に格納容器内で発生する蒸気量よりも大きいことを確認。 ②-4 ベント系の圧損 格納容器圧力が最高使用圧力において要求流量以上確保できることを確認。 ②-5 格納容器側の条件の不確かさを踏まえた最高使用温度及び圧力となっているか。 ②-6 熱が設置区画に移行する場合には、区画の温度制限、他の機器への悪影響を考慮しているか。</p>	<p>②-1 別紙9 格納容器フィルタメント系の系統設計条件の考え方について ②-2 本文2.7 格納容器フィルタメント系【耐圧対象部位】 別紙9 格納容器フィルタメント系の系統設計条件の考え方について【荷重の考慮】 別紙36 エアロゾルの再浮遊・フィルタの閉塞について【スクラビングノズルの健全性】 ②-3 別紙9 格納容器フィルタメント系の系統設計条件の考え方について ②-4 別紙25 流量制限オリフィスの設定方法について ②-5 別紙9 格納容器フィルタメント系の系統設計条件の考え方について ②-6 本文2.6 設計条件</p>
<p>a-3-3. 必要となる責職材</p>	<p>① 既設のとおりあい部等に放棄調整管を使用する場合は、腐食等の影響の検討がなされ、適切に対応しているか。</p>	<p>① 本文2.7.1 系統構成 別紙14 格納容器フィルタメント系の漏えいに対する考慮について 別紙20 ステレンレス構造材、膨張黒鉛パッキンの妥当性について ② 別紙14 格納容器フィルタメント系の漏えいに対する考慮について 別紙44 設備の維持管理についての補足事項</p>
<p>a-4. 隔離弁等の信頼性 ・隔離弁としての信頼性 ・ベント弁としての信頼性</p>	<p>① 運転に必要な動力源(電源、加圧空気)、水源、薬剤などが適切に準備されるか。 ① 隔離弁として信頼性の高い構造であるか、多重化されていることを確認。 ② ベント弁として信頼性の高い構造、並列化。 ・開放手段をリスト化し、各々について信頼性を確認。 ・並列化(例：ウェットウエルラインとドライウエルライン、各弁でバイパスラインを設ける)</p>	<p>① 本文2.8.3 補給設備 別紙21 スクラビング水の保有水量について 別紙31 電源構成の考え方について ① 本文2.6 設計条件 本文2.7.3 配管及び弁類 ② 別紙7 主ライン・弁の構成について</p>

<p>a-5. ベント手順 a-5-1. 手順着手の判断基準</p>	<p>①ベント手順着手の判断基準が適切に設定されているか。 以下の観点から確認を行う。 ・利用可能なパラメータを使用しているか。 ・余裕時間を考慮して作業可能な時間に手順着手の判断が可能か。 ②炉心損傷の判断根拠が妥当であるか。</p>	<p>①本文4 運用方法 4.1.1 炉心が損傷していない場合 4.1.2 炉心が損傷している場合 4.1.3 格納容器フィルタベント系操作手順について ②別紙40 有効性評価における炉心損傷の判断根拠について ③本文4.1.3 格納容器フィルタベント系操作手順について</p>
<p>a-5-2. ベント実施の判断基準</p>	<p>①ベント実施の判断の考え方が適切に設定されているか。 特に、事象発生からの時間的な観点と、炉心損傷前か後かの観点。 ☆炉心損傷前の判断の妥当性。→ (その後に炉心損傷にいたってしまった場合、再度隔離弁を閉められるか。) ☆炉心損傷後の判断の妥当性。</p>	<p>①本文4.1.3 格納容器フィルタベント系操作手順について</p>
<p>a-5-3. 操作手順 ・事前準備 ・ベント実施 ・ベント実施後</p>	<p>①ベント準備手順が妥当か。 ・ベント実施後の状況を考慮した窒素供給設備の準備 ・スクラパバ水供給準備 ・pHの確認 ・ベント使用時に他系統と隔離する弁が確実に閉とする手順とになっているか。 ②耐圧強化ベント、フィルタベント、代替フィルタベントの運用方法、優先順位が妥当か確認。(調整開運用又は全開。限界圧力までに実施される手順となっているか。 ③隔離弁操作の順番が示され、その順番が妥当か。 ④隔離弁の操作内容の確認。(調整開運用又は全開。限界圧力までに実施される手順となっているか)。 ⑤ベント停止までの流れが示され、それが妥当か。</p>	<p>①本文4.1.3 格納容器フィルタベント系操作手順について ②別紙7 主ライン・弁の構成について ③、④本文4.1.3 格納容器フィルタベント系操作手順について ⑤別紙42 ベント停止手順について</p>
<p>a-6. 操作性</p>	<p>①手順上必要な作業の妥当性が掲げられているか確認。主な作業は次のとおり。 ・可搬設備の移動(寄りつき) ・可搬設備の接続作業 ・現場で計器を確認する作業 ②隔離弁の人力操作以外の作業(可搬設備の寄りつき、接続作業)のアクセス性、作業環境(温度、湿度、線量)が示されているか。 ③②の作業環境を踏まえて給水操作、pH管理の作業性を確認。及び予想される注水、補充等の作業に要する時間とベント操作への影響評価の確認。</p>	<p>①本文4.2 現場における操作について 別紙53 ベント実施時の影響を踏まえた接続口の優先順位について ②別紙8 ベント実施に伴う現場操作地点等における被ばく評価について ③別紙8 ベント実施に伴う現場操作地点等における被ばく評価について</p>

<p>a-7. 使用後の考慮事項</p>	<p>④中央制御室からの操作の妥当性を確認。 ①使用後のスクラバ水のS/Cへの移送方針を確認。 ②フィルタメントからの漏えい対策（排水を含めて）が適切に検討されているか確認。また、フィルタメント装置の漏えい対策として配管接続部や弁などに用いられるガスケットについて材質などの選定の考え方を確認。 ③格納容器内に水が溜まっている状態において、耐震上の考慮から格納容器内の水を抜く場合の排水口が設けられているかを確認。 ④窒素供給設備の使用のタイミング、使用期間の確認。</p>	<p>④本文 4.1.3 格納容器フィルタメント系操作手順について ①別紙 17 格納容器フィルタメント系使用後の保管管理 ②別紙 14 格納容器フィルタメント系の漏えいに対する考慮について ③サブレーション・プール水を廃棄物処理建物に送るための手順を整備している。なお、事象収束後においては、耐震上の要求はないものと考えている。 ④別紙 2 水素の滞留に対する設計上の考慮について</p>
<p>a-8. 監視・計測 ・測定項目 ・測定位置 ・多重性、多様性 ・中核以外での監視 ・計装電源</p>	<p>①監視項目毎の目的が挙げられ、以下の項目がリスト化されているか。 ☆フィルタ装置の性能を確認するための監視 ・フィルタ装置水位、圧力、温度、スクラバ水のpH、保持されたFFの確認のためのフィルタ装置の放射線量、通気されているかの確認のためのラプチャータスク前後の圧力 ☆放出量の監視 ・装置下流側の放射線量、装置下流側の流量 ☆防振のための監視 ・水素濃度 ②測定位置、計測範囲が妥当か。 ③監視計器について、多重性・多様性の観点で適切に検討されているか。 ④中央制御室以外での状態監視の考え方を確認。 ⑤計装設備の電源について、容量を踏まえ必要な期間にわたり測定が可能であることを確認。 ①点検及び試験方法（弁開閉試験、ドレンポンプ作動試験、漏えい試験）が妥当であることを確認。</p>	<p>① ☆フィルタ装置の性能を確認するための監視 ☆放出量の監視 ☆防振のための監視 ・別紙 26 格納容器フィルタメント系の計装設備の網羅性について ・別紙 30 ベント実施時の放射線監視測定の考え方について ②、③ ・別紙 26 格納容器フィルタメント系の計装設備の網羅性について ・別紙 30 ベント実施時の放射線監視測定の考え方について ④本文 2.8.1 計装設備 ⑤別紙 31 電源構成の考え方について</p>
<p>a-9. 保守管理</p>	<p>②点検周期の考え方を確認。特にラプチャータスクの交換頻度が妥当か。 ③どの程度の寿命を想定しているか。(減肉発生時の対処方針等)</p>	<p>・本文 4.5 格納容器フィルタメント系の維持管理 ・別紙 44 設備の維持管理についての補足事項</p>

<p>b) 上記a)の格納容器圧力逃がし装置とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p> <p>1) 格納容器圧力逃がし装置は、排気中に含まれる放射性物質を低減すること。</p>	<p>a-10. 海外の先進事例との比較</p> <p>a-11. 引用文献、品質保証の妥当性</p> <p>a-12. その他</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ヨウ素対策の許認可上の位置付け ・CV減圧速度 ・基数の速いによる考察 ・凝縮水の排水 ・間欠運転実施時の考慮事項 	<p>①海外のFOVSと比べて、選色ない設備となっているか確認。(NEAレポート(例: フィルタベント装置上流側の逆止弁、パイプラインのラプチャータイスク)、諸外国の規制基準との比較)</p> <p>①引用している文献が適切なのか。</p> <p>②性能検証等にかかる品質保証は確立されているか。</p> <p>①検討していくとしたヨウ素放出低減対策は、今回の審査範囲に含まれているか。</p> <p>②フィルタへの熱吸収(スクラバタイブの水への熱吸収など)やフィルタ容器、配管での熱損失などを考慮(ベント時の水蒸気/非凝縮性ガス生成、出力、圧カレベルなどに依存)して、OV減圧速度の評価が妥当か。</p> <p>③系統内にフィルタ容器が複数ある場合の考慮事項の確認。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・スクラバ水のpHの均一性 ・水位(連結管) ・容器毎の非均一なエアロゾルの流入による影響(線量の偏り。) <p>④管内の凝縮水の排水対策を確認。</p> <p>⑤間欠運転を実施する場合には、一般公衆被ばくの可能な限りの低減や再浮遊の観点などが考慮されているか。</p> <p>①除去対象核種と形態を明確にしているか。</p> <p>②エアロゾル除去プロセスを複数のステージに分解し、それぞれについて物理メカニズムを考慮した除去原理となっているか。</p> <p>③②と同様にヨウ素の除去についても物理メカニズムを考慮した除去原理となっているか。</p>	<p>①別紙7 主ライン・弁の構成について</p> <p>①引用文献は適切なものを使用し、適宜記載している</p> <p>②別紙34-JAVA試験及びJAVA PLUS試験の適用性について</p> <p>①本文1 概要</p> <p>②有効性評価、解析コードで回答</p> <p>別紙25 流量制限オリフィスの設定方法について</p> <p>③別紙13 フィルタ装置(スクラバ容器)の基数の違いによる影響について</p> <p>④本文2.8.5 排水設備</p> <p>別紙53 ベント実施時の影響を踏まえた接続口の優先順位について</p> <p>⑤対象外(間欠運転は想定していない)</p> <p>①別紙22 フィルタ装置の各構成要素における機能について</p> <p>②別紙22 フィルタ装置の各構成要素における機能について</p> <p>③別紙22 フィルタ装置の各構成要素における機能について</p> <p>別紙35 JAVA PLUS 試験結果を踏まえた鎮静化ポートフィルタの設計</p> <p>①本文3.2 運転範囲</p> <p>本文3.3.1 性能検証試験の概要</p> <p>別紙34-JAVA試験及びJAVA PLUS試験の適用性について</p>
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p>b-1-3. 性能試験結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ・条件毎の除去効率 ・部位毎の除去効率 ・粒径分布による影響 ・運転範囲との関係の確認。 	<p>②試験用エアロゾルの妥当性の確認。特に、実験に用いたエアロゾル粒径について、不確かさを踏まえてエアロゾルの粒径分布の妥当性を確認。また、ドライウェルベントを想定した粒径分布も確認。(エアロゾル負荷量も同様を確認。)</p> <p>③粒径同じでも質量が違くと慣性衝突効果がDFに及ぼす影響についての考え方を確認。</p> <p>④試験における微粒子の粒径測定等について確認。</p>	<p>②、③、④</p> <p>・別紙 48 エアロゾルの粒径分布が除去性能に与える影響について</p>
<p>b-1-4. 試験のスケール性</p>	<p>①流量、蒸気割合、水位、水温、エアロゾル粒子特性の関数としてのエアロゾル除去効率を示しているか。</p> <p>②フィルタベント装置の性能に関し、各部位毎の除去効率を確認。</p> <p>③エアロゾル除去性能について、DFの粒径依存性(低粒径でDFが下がると)や粒径分布の影響も踏まえて、確実に目標DF値を確保できることを確認。</p> <p>④試験範囲と運転範囲が整合しているか確認。工学的な判断で運転範囲の妥当性を判断している場合、その根拠が示されているか確認。</p> <p>⑤間欠運転を行う場合には、浮遊/溶解エアロゾルが除去効率に与える影響を検討し、妥当な対応をしているか。配管への付着または配管内の凝縮水の影響について検討し、妥当な対応をしているか。</p> <p>⑥ベント開始時に流入する酸性物質(硫酸、亜硫酸化物、二酸化炭素)に対するpHへの影響。</p> <p>⑦海外における実験結果との比較を行っている場合、適切な比較となっているか確認。</p>	<p>①本文 3.3.2 粒子状放射性物質の除去性能検証試験結果及び評価</p> <p>別紙 22 フィルタ装置の各構成要素における機能について</p> <p>②別紙 22 フィルタ装置の各構成要素における機能について</p> <p>③別紙 48 エアロゾルの粒径分布が除去性能に与える影響について</p> <p>④別紙 48 エアロゾルの粒径分布が除去性能に与える影響について</p> <p>⑤対象外(間欠運転は想定していない)</p> <p>⑥別紙 23 スクラビング水のpHについて</p> <p>⑦対象外(海外における実験結果との比較を行っていない。)</p>
<p>b-1-4. 試験のスケール性</p>	<p>①実際の運用方法を考慮しても当該試験の結果が成立するかを確認。また、試験規模から実規模へスケールアップした際に想定される問題点及びその対策が整理されているか確認。</p> <p>②スクラビング水の吹き出しが隣接ノズルに影響を与えないか確認。</p>	<p>別紙 34 JAVA 試験及び JAVA PLUS 試験の適用性について</p>

<p>b-1-5. 待機中の除去性能維持 ・水位、pH</p>	<p>①スクラビング水のpH、水位の管理を確認。(蒸液補給によるpH管理値を設け、適切に管理可能か確認。) ②13ヶ月の待機状態を考えたスクラバ水質の経時変化を考慮したフィルタメント装置の性能の維持の妥当性を確認。 ①不介入時間(例:24時間)についての考え方を確認。</p>	<p>①別紙23 スクラビング水のpHについて 別紙21 スクラビング水の保有水量の設定根拠について ②本文4.5 格納容器フィルタメント系の維持管理</p>
<p>b-1-6. 使用時の除去性能維持 ・水位、pH ・目詰まり、圧損</p>	<p>②使用時の凝縮、蒸発による水位変動を考慮したpH管理に対する考え方を確認。 ③スクラビング水の水位上昇に与える悪影響を適切に検討し、液滴セパレータ及び金属フィルタが水没しない設計となっているか。 ④フィルタの目詰まりの発生の可能性を検討し、適切な容量等を設定していることを確認。(スクラバノズルや金属フィルタ表面積の妥当性も確認。)また、空中に漂った断熱材も考慮し、フィルタメント装置の入口及び出口の閉塞がないことが示されているか。さらに、保持されたエアロゾルに埋まったスパーチャユニットの除去可能性について検討しているか。 ⑤液滴セパレータを用いる場合、いかなる流動条件においても、液滴セパレータの能力を超える液滴を発生しないことを確認。さらに、液滴セパレータの液滴除去性能を全運転条件範囲で示しているか確認。 ⑥金属フィルタでの水分による圧損への影響を検討し、問題がないことを確認。 ⑦駆セオライトを使用する場合、通常運転条件よりも、面速度がかなり速い熱流動条件を含めて、蒸気の凝縮/水分による吸収特性への影響を検討しているか。(駆セオライトを使用する場合、高温やウエット運転での不調がないことを確認。)</p>	<p>①本文2.2 機器設計 別紙21 スクラビング水の保有水量の設定根拠について ②別紙23 スクラビング水のpHについて ③別紙21 スクラビング水の保有水量の設定根拠について ④別紙36 エアロゾルの再浮遊・フィルタの閉塞について ⑤別紙36 エアロゾルの再浮遊・フィルタの閉塞について ⑥別紙36 エアロゾルの再浮遊・フィルタの閉塞について ⑦別紙35 JAVA PLUS 試験結果を踏まえた駆セオライトフィルタの設計</p>
<p>b-1-7. 長時間使用時の除去性能の維持 ・長期使用時の影響 ・崩壊熱の影響</p>	<p>①長時間使用し続けた場合のDFへの影響、耐久時間等のスペックについて確認。 ②フィルタメントを長期に使用する場合に検討すべき項目(例えば、スクラバ水の粘性のDFへの影響、水位変動によるpHへの影響等)について考慮されているか。</p>	<p>①本文3.3.4 フィルタ装置に関する留意事項 ②別紙12 スクラビング水の粘性の変化が除去性能に与える影響について【粘性のDFへの影響】 別紙23 スクラビング水のpHについて【水位変動によるpHへの影響】</p>

	<p>ii) 格納容器圧力減がし装置は、可燃性ガスの爆発防止等の対策が講じられていること。</p>	<p>b-1-8. 使用後の保持性能の維持 ・再揮発、再浮遊</p> <p>b-2-1. 防燥に対する基本方針</p> <p>b-2-2. 系統内の可燃性ガスの滞留防止 ・配管の設計 ・容器の設計</p>	<p>③ペント継続最長時間を検討されているか。(フィルタペントの使用時間の想定も確認。)</p> <p>④銀ゼオライトを使用する場合、長期連続運転においても蒸気の凝縮/温分による吸収特性への影響を検討しているか。(銀ゼオライトを使用する場合、高温やウェット運転での不調がないことを確認。)</p> <p>⑤FP保持部での前燃熱の温度上昇、局所的な温度上昇による影響が設備、除去性能に悪影響を及ぼさないことを検討しているか。本影響を検討する際に、格納容器圧力が急上昇、ペント流量が大幅に増加すること、水スクラバを想定し、感度解析を実施しているか。</p> <p>①捕集若しくは吸着したFPの再揮発、再浮遊の可能性(移動特性)を検討し、それらへの対応が適切になされているか。(特に、物理特性、化学特性に言及し、検討していることを確認。また、銀と化学的に結びついたヨウ素の水系による剥離効果、放射性ヨウ素と希ガスの局所β線照射による影響も考慮しているか。)</p> <p>①エアロゾルの非均一な沈着はないか、仮にあった場合、どのように対応しているか。</p> <p>②装置内での化学反応について、発熱反応が吸熱反応を示すとともに、装置の性能への影響について評価し、適切な対応がとられているか。また、反応生成物の影響の有無も確認する。</p> <p>③格納容器からの最大のエアロゾル発生量(MCCI)を考慮しても除去性能が維持されることを確認。</p> <p>④異なる圧力における流量、そして種々の気体組成に対して感度を評価しているか。</p> <p>⑤除去性能の結果を示す上で、ウェットウェルベント条件、ドレイウェルベント条件、格納容器スプレイ条件(スプレイあり、なし、沈着率など含め。)を明確化しているか。</p> <p>①防燥に対する対象設備が明確に示され、それが妥当か。 ②対処するべき可燃性ガスを明確に示され、それが妥当か。</p> <p>①水系の滞留対策として、連続上り勾配にすることや、U字管などの滞留箇所がないことを確認。 ②フィルタペント装置、銀ゼオライト容器内の水系滞留がないことを確認。</p>	<p>③本文2.8 附属設備 別紙 21 スクラビング水の保有水量の設定根拠について</p> <p>④別紙 35 JAVA PLUS 試験結果を踏まえた銀ゼオライトフィルタの設計</p> <p>⑤別紙 36 エアロゾルの再浮遊・フィルタの閉塞について</p> <p>①別紙 36 エアロゾルの再浮遊・フィルタの閉塞について 別紙 37 ペンチュリスクラバにおける無機よう素の再揮発・薬剤の容量不足について</p> <p>①別紙 36 エアロゾルの再浮遊・フィルタの閉塞について ②別紙 11 フィルタ装置における化学反応熱について ③別紙 36 エアロゾルの再浮遊・フィルタの閉塞について ④別紙 34 JAVA 試験及び JAVA PLUS 試験の適用性について ⑤本文 2.6 設計条件 本文 3.2 運転範囲</p> <p>別紙 2 水系の滞留に対する設計上の考慮について</p> <p>①別紙 2 水系の滞留に対する設計上の考慮について ②別紙 2 水系の滞留に対する設計上の考慮について</p>
--	---------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

	iii)格納容器圧力逃がし装置の配管等は、他の系統・機器(例えば SGTs)や他号機の格納容器圧力逃がし装置等と共用しないこと。ただし、他	・監視設備 ・窒素供給設備 b-2-3. ベント使用前 ・窒素パージ ・計測 b-2-4. ベント使用初期 ・系統内の水蒸気凝縮 ・装置下流側の対向流 b-2-5. ベント使用長期及び使用後	③ベントシステム内に発火源(動的機器、静電気)のないこと、及び自己点火温度に到達するのを避けるなどシステムの点火源をできる限り減らす対策を検討し、対応しているか。 ④水素濃度計設置の目的を確認。 ⑤水素濃度計の原理及び誤差を確認し、水素濃度計設置の目的にあっているか。 ⑥水素濃度測定位置は妥当か。 ⑦フィルタベント装置の交流電源を必要とする設備(水素濃度のサンプリングに用いる交流電源駆動のポンプ等)について交流電源喪失時の考え方を確認。 ⑧可燃性ガス制御のため、モニタリング装置は測定機能を異にし、信頼でき継続的に測定できるか。 ⑨計測の時間遅れを考慮しているか。 ⑩窒素ガス供給装置の供給原理、供給流量の妥当性を確認。 ⑪窒素ガスによる系統内の置換を行う手順となっているか。 ⑫パージ完了の判断基準の妥当性を確認。また、N2置換が維持されるかどうかの妥当性を確認。 ⑬配管内での水蒸気凝縮による水素濃度の上昇及び燃焼の可能性を適切に検討しているか。 ⑭放出端における水素対策を検討し、適切に対処しているか。(もしゅじゅにおける1F事故後の水素対策及び一般化学フロントを参考。)(圧力開放板が開放されたときの過渡的な状態でも問題ないか。ベント初期の濃度の高い水素を排出する際に排気側の対向流に対する考え方が妥当か。) ⑮放射線分解で発生する水素濃度を定量的に示しているか。 ⑯①の発生量で水素濃度が燃焼領域に至らないことを確認。 ⑰窒素ガスによる水素パージの方法とタイミングの妥当性を確認。また、ベント装置停止時の隔離弁の操作が水素濃度を起こさないような順番での操作となっていることを確認。 ⑱窒素ガスによるパージ操作完了の判断基準を確認。 ⑳SGTS、耐圧強化ベントラインを含めた全体系統図を示し、フィルタベントの系統と他の系統が分離され、意図しないところに放射性物質が回り込まないことを確認。特に、FCVSからの隔離弁が2弁用意されていることを確認。	③別紙2 水素の滞留に対する設計上の考慮について ④本文2.8.1 計装設備 別紙2 水素の滞留に対する設計上の考慮について ⑤別紙27 格納容器フィルタベント系の計装設備の概略構成図 ⑥別紙2 水素の滞留に対する設計上の考慮について ⑦本文2.8.2 電源設備 別紙31 電源構成の考え方について ⑧別紙26 格納容器フィルタベント系の計装設備の網羅性について ⑨別紙28 第1ベントフィルタ出口水素濃度計の計測時間遅れについて ⑩2.8.4 可搬式窒素供給装置 別紙32 窒素供給装置の容量について ⑪別紙2 水素の滞留に対する設計上の考慮について ⑫別紙26 格納容器フィルタベント系の計装設備の網羅性について 別紙2 水素の滞留に対する設計上の考慮について 別紙2 水素の滞留に対する設計上の考慮について 別紙2 水素の滞留に対する設計上の考慮について ①本文2.6 設計条件 別紙7 主ライン・弁の構成について
--	-----------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p>への悪影響がない場合を除く。 iv) また、格納容器圧力速がし装置の使用に際しては、必要に応じて、原子炉格納容器の負圧破壊を防止する設備を整備すること。 v) 格納容器圧力速がし装置の隔離弁は、人力により容易かつ確実に閉操作ができること。</p>	<p>b-4-1. 負圧破壊防止の確認 b-5-1. 対象弁 b-5-2. アクセス性及び作業環境 b-5-3. 人力操作の妥当性</p>	<p>②耐圧強化ベントラントライン等への水素のリークの検知性やAO弁、MO弁の閉閉の考え方を確認。 ①使用に際して原子炉格納容器が負圧に至ることはないか確認。 ②炉心損傷後のベントでは、ベント後大量の冷たい水が格納容器内の圧力容器貫通後の溶融物へ注入されると格納容器内が負圧になる可能性がある。そのような負圧破壊防止のための、スプレイの禁止が手順に明確化されているか。 ①人力操作が必要な対象弁として、フィルタベントシステムの全ての弁が対象となっているか確認。 ①人力でベントする場合のアクセス性、作業環境(温度、湿度、騒音)を確認し、人力での操作が成立するか確認。(間欠運転を行うことを考えている場合、そのときの成立性も同様に確認)。 ①人力操作による訓練結果を確認。 ②トルクは弁前後の差圧を考慮する等、実際の現場操作に即した条件での評価を行っているか確認。 ③余裕時間を考慮した作業開始時間と作業時間になっているか確認。 ①隔離弁操作に対する遮蔽又は隔離等の放射線防護対策の詳細を確認。 ②力操作が可能な線量範囲となっているか確認。 ①格納容器圧力速がし装置の使用の妨げにならないよう、十分に低い圧力に設定されたラプチャードイスク(原子炉格納容器の隔離機能を目的としたものではなく、例えば、配管の窒素充填を目的としたもの)を使用しているか確認。 ②ラプチャードイスクの信頼性を確認。 ③ベント配管内の結露水等の凍結によるラプチャードイスクへの影響を確認。</p>	<p>②別紙7 主ライン・弁の構成について ①有効性評価のうち劈開気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破壊) ②本文 4.4 格納容器フィルタベント系の運用に係る考慮事項 ①本文 4.2 現場における操作について 別紙4 格納容器フィルタベント系隔離弁の人力操作について ①本文 4.2 現場における操作について 別紙8 ベント実施に伴う現場操作地点等における被ばく評価について ①、② 別紙4 格納容器フィルタベント系隔離弁の人力操作について ③本文 4.1.3 格納容器フィルタベント系操作手順について ① 本文 2.7.3 配管及び弁類 別紙8 ベント実施に伴う現場操作地点等における被ばく評価について 別紙8 ベント実施に伴う現場操作地点等における被ばく評価について ①本文 2.7.3 配管及び弁類 別紙5 圧力開放板の信頼性について ②別紙5 圧力開放板の信頼性について ③別紙5 圧力開放板の信頼性について</p>
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p>(最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備)を輸送するための設備) 第四十八条 発電用原子炉施設には、設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損(炉心の著しい損</p>	<p>viii) 格納容器圧力逃がし装置は、長期的にも溶融炉心及び水没の悪影響を受けない場所に接続されること。 ix) 使用後に高線量となるフィルタ一等からの放射線を低減するための遮蔽等の放射線防護対策がなされていること。</p>	<p>b-8-1. ベントラインの取り出し位置及び水没評価 b-9-1. フィルタ装置の放射線防護対策 ・線量低減目標 ・線量低減対策 b-9-2. 線量評価 一般公衆被ばく低減対策</p>	<p>① ドライウエルベントラインの取り出し位置が炉心を水没させる位置よりも上に設置されているか。 ② ウェットウエルベントラインの水没評価について、減圧時のプール水の体積膨張を考慮しているか。 ① 被ばくを低減すべき目標値が妥当か。 ② 使用後のフィルタ及び配管の遮蔽等の放射線防護対策の詳細を確認。 ③ フィルタ装置内のF P量、配管のF P量の妥当性を確認。 ④ スクラバ水の漏えいによる放射線防護対策が講じられていることを確認。 ⑤ フィルタベントの格納槽の貫通口も妥当な設計となっているか確認。 ① フィルタ装置遮蔽周辺線の線量評価方法の妥当性を確認。 ② 低減すべき目標値に照らして被ばく結果が妥当であるか。 ① 一般公衆の被ばくをできる限り低減する方策がとられていることを確認。特に、水で除去が困難なガス状放射性物質の低減対策について検討の上、説明されているか。(放出高さ及び水で除去が困難なガス状放射性物質の低減対策について検討がなされているか)(排気筒ではなく原子炉建屋屋上から放出を行う場合、その理由について、定量的に確認。) ① 収納建屋等の外部事象に対する耐性を確認。(原子炉建屋外に施設するフィルタベントについて、自然現象・航空機衝突といった外部事象に対し、原子炉建屋内に施設することと同程度の耐性を有するか)特に、ドライウエル側からベントする場合には、フィルタ装置と同等と言えるか。 ① 事故後の周辺作業環境等復旧作業を制約する要因がないことを確認。 ① 有効性評価における敷地境界での線量評価方法及び結果が妥当なものか確認。(ソースターム、評価日数等)特に、フィルタベント時の被ばく評価について、放出条件を総合的に検討しているか。 ② 炉心損傷前にフィルタベント、または耐圧強化ベントを使用した場合の線量評価も確認。</p>	<p>①別紙7 主ライン・弁の構成について ②別紙6 格納容器減圧に伴うベント管からサブプレッション・チェンバへの冷却水の流入について ①、②、③ 別紙8 ベント実施に伴う現場操作地点等における被ばく評価について ④対象外(フィルタ装置は地下格納槽に設置しているため) ⑤別紙14 格納容器フィルタベント系の漏えいに対する考慮について 別紙8 ベント実施に伴う現場操作地点等における被ばく評価について ①本文 4.3 一般公衆の被ばくを可能な限り低減するための運用 別紙1 ベント方法及び放出位置を変更することによる公衆被ばくへの影響について ①別紙15 格納容器フィルタベント系の外部事象に対する考慮について ①別紙8 ベント実施に伴う現場操作地点等における被ばく評価について 別紙1 ベント方法及び放出位置を変更することによる公衆被ばくへの影響について</p>
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p>傷が発生する前に生ずるものに限り、)を防止するため、最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な設備を設けなければならない。</p>	<p>こと。 b) 重大事故防止設備は、設計基準事故対処設備に対して、多重性又は多様性及び独立性を有し、位置的分散を図ること。 c) 取水機能の喪失により最終ヒートシンクが喪失することを想定した上で、BWRにおいては、サブレッションプールへの熱の蓄積により、原子炉冷却機能が確保できる一定の期間内に、十分な余裕を持って所内車載代替の最終ヒートシンクシステム(UHSS)の駆込み及び最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。加えて、残留熱除去系(RHR)の使用が不可能な場合について考慮すること。 d) 格納容器圧力逃がし装置を整備する場合は、本規程第50条1b)に準ずること。また、その使用に際しては、敷地境界での線量評価を行うこと。</p>	<p>43-1-1. 環境条件</p>	<p>①想定される重大事故等が発生した場合における温度、放射線、荷重その他の条件が整理されているか。</p>	<p>①本文5.1.5 第43条 重大事故等対処設備別紙16 地震による損傷の防止に関する高震設計方針の説明</p>
<p>(重大事故等対処設備) 第四十三条 重大事故等対処設備は、次に掲げるものでなければならない。 一 想定される重大事故等が発生した場合における温度、放射線、荷重その他の使用条件において、重大事故等に対処するために必要な機能を有し、効に発揮するものであること。</p>	<p>第43条(重大事故等対処設備) 1 第1項から第3項までに規定する「想定される重大事故等」とは、本規程第37条において想定する事故シナリオ(炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるもの)にあっては、計画された対策が想定するもの)、想定する格納容器破損モード、使用済燃料貯蔵槽内における想定事故及び想定する運転停止中事故シナリオをいう。</p>			

<p>二 想定される重大事故等が発生した場合において確実に操作できるものであること。</p>	<p>43-1-2. 操作性</p>	<p>①a-6の操作性及び入力操作の妥当性の項目で確認。</p>	<p>—</p>
<p>三 健全性及び能力を確認するため、発電用原子炉の運転中又は停止中に試験又は検査ができるものであること。</p>	<p>2 第1項第3号の適用に当たっては、第12条第4項の解説に準ずるものとする。</p>	<p>43-1-3. 試験又は検査</p>	<p>①a-9の項目で確認。</p>
<p>四 本来の用途以外の用途として重大事故等に対処するために使用する設備にあつては、通常時に使用する系統から速やかに切り替えられる機能を備えるものであること。</p>	<p>43-1-4. 切り替え性</p>	<p>①系統内の取り合い箇所がベント使用時のラインナップ可能な設計となっていることを確認。(例えば、常時閉及び電源喪失時にはフェイルクローズとなるなど。)</p>	<p>①本文5.1.5 第43条 重大事故等対処設備 別紙7 主ライン・弁の構成について</p>
<p>五 工場等内の他の設備に対して悪影響を及ぼさないものであること。</p>	<p>3 第1項第5号に規定する「他の設備」とは、設計基準対象施設だけでなく、当該重大事故等対処設備以外の重大事故等対処設備も含む。</p>	<p>43-1-5. 悪影響防止</p>	<p>①b-3-1の項目で確認。</p>
<p>六 想定される重大事故等が発生した場合において重大事故等対処設備の操作及び復旧作業を行うことができなくなるよう、放射線量が高くなるおそれがある設置場所の選定、設置場所への遮蔽物の設置その他の適切な措置を講じたものであること。</p>	<p>43-1-6-1. 使用時の操作性</p>	<p>①a-6の操作性及び入力操作の妥当性の項目で確認。</p>	<p>—</p>
<p>2 重大事故等対処設備のうち常設のもの(重大事故等対処設備のうち可搬型のもの(以下「可搬型重大事故等対処設備」という。))と接続するものにあつては、当該可搬型</p>	<p>43-1-6-2. 使用後の放射線防護対策</p>	<p>①b-9-1及びb-9-2の項目で確認。</p>	<p>—</p>
<p>2 重大事故等対処設備のうち常設のもの(重大事故等対処設備のうち可搬型のもの(以下「可搬型重大事故等対処設備」という。))と接続するものにあつては、当該可搬型</p>	<p>43-2-1. 容量の妥当性</p>	<p>①a-3の設計条件の妥当性で確認。</p>	<p>—</p>

<p>重大事故等対処設備と接続するために必要な発電用原子炉施設内の常設の配管、弁、ケーブルその他の機器を含む。以下「常設重大事故等対処設備」という。は、前項に定めるもののほか、次に掲げるものでなければならぬ。</p> <ul style="list-style-type: none"> 一 想定される重大事故等の収束に必要な容量を有するものであること。 		<p>43-2-2. 共用の禁止</p>	<p>① 機毎に設置されることを確認。</p>	<p>①本文5.1.5 第43条 重大事故等対処設備</p>
<p>二 二以上の発電用原子炉施設において共用するものでないこと。ただし、二以上の発電用原子炉施設と共用することによって当該二以上の発電用原子炉施設の安全性が向上する場合であって、同一の工場等内の他の発電用原子炉施設に対して悪影響を及ぼさない場合は、この限りでない。</p>	<p>4 第2項第3号及び第3項第7号に規定する「適切な措置を講じたもの」とは、可能な限り多様性を考慮したものをいう。</p>	<p>43-2-3. D B設備との同時の機能喪失</p>	<p>① D B設備との同時の機能喪失にいたる可能性のある共通要因が網羅的に挙げられ、それらに対して妥当な設計となっているか。</p>	<p>①本文5.1.5 第43条 重大事故等対処設備 別紙 15 格納容器フィルタメント系の外部事象に 対する考慮について</p>
<p>三 常設重大事故防止設備は、共通要因によって設計基準事故等対処設備の安全機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないよう、適切な措置を講じたものであること。</p>				

東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p style="text-align: right;">別紙 50</p> <p style="text-align: center;"><u>セシウムの放出割合の評価方法</u></p> <p>1. セシウムの放出割合</p> <p>(1) CsI の形態で存在しているセシウム 全よう素が CsI の形態で存在するものとして整理する。CsI の形態で存在しているセシウムの重量は以下のとおりとなる。</p> <p>CsI の初期重量[kg] =よう素元素初期重量[kg]+CsI 初期重量中のセシウム重量[kg] =MI+MI/WI×WCs</p> <p>CsI 初期重量中のセシウム重量[kg]=MI/WI×WCs</p> <p>ここで, MI : よう素元素初期重量[kg] WI : よう素原子量[-] WCs : セシウム原子量[-]</p> <p>(2) CsOH の形態で存在しているセシウム 全セシウムが CsI と CsOH の形態で存在するものとして整理する。CsOH の形態で存在しているセシウムの重量は以下のとおりとなる。</p> <p>CsOH 初期重量中のセシウム重量[kg] =MCs-CsI 初期重量中のセシウム重量[kg] =MCs-MI/WI×WCs</p> <p>ここで, MCs : セシウム元素初期重量[kg]</p> <p>(3)セシウムの放出量 MAAP 解析により CsI と CsOH の格納容器外への放出割合を評価</p> <p>セシウムの放出重量[kg]=MI/WI×WCs×X+ (MCs-MI/WI×WCs) ×Y</p> <p>X : CsI 放出割合 (MAAP 解析により得られる) Y : CsOH 放出割合 (MAAP 解析により得られる)</p>	<p>・資料構成の相違</p>

東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>(4)セシウムの放出割合</p> <p>1. (3)で得られたセシウムの放出量から, セシウムの放出割合を評価</p> <p>セシウムの放出割合=セシウムの放出量/セシウム元素初期重量</p> $=MI/WI \times WC_s/MC_s \times X + (1 - MI/WI \times WC_s/MC_s) \times Y$ $=Y + MI/MC_s \times WC_s/WI (X - Y)$	

高温使用時におけるフランジ漏えい評価について

格納容器フィルタベント系の使用状態において、最高使用圧力に対するフランジ部の強度評価については、「発電用原子力設備規格設計・建設規格 (2005 年度版)」の「PPD-3414 フランジ」において既に評価済みである。

本資料においては、高温・高圧環境下 (200℃, 853kPa) にて配管と配管をつなぐフランジ間からの漏えい評価について示す。

「高圧ガス設備等耐震設計指針 (2012)」を用いて配管内圧及びフランジに接続する配管から受ける反力を考慮してフランジボルト締付圧力が十分に必要な面圧を満足していることを評価する。なお、フランジに接続する配管からの反力については、自重、地震荷重、配管の熱膨張が同時に負荷されたものとし、フランジの片当たりの原因となるモーメント及び両側からの引張力について考慮するものとする。(図 1)

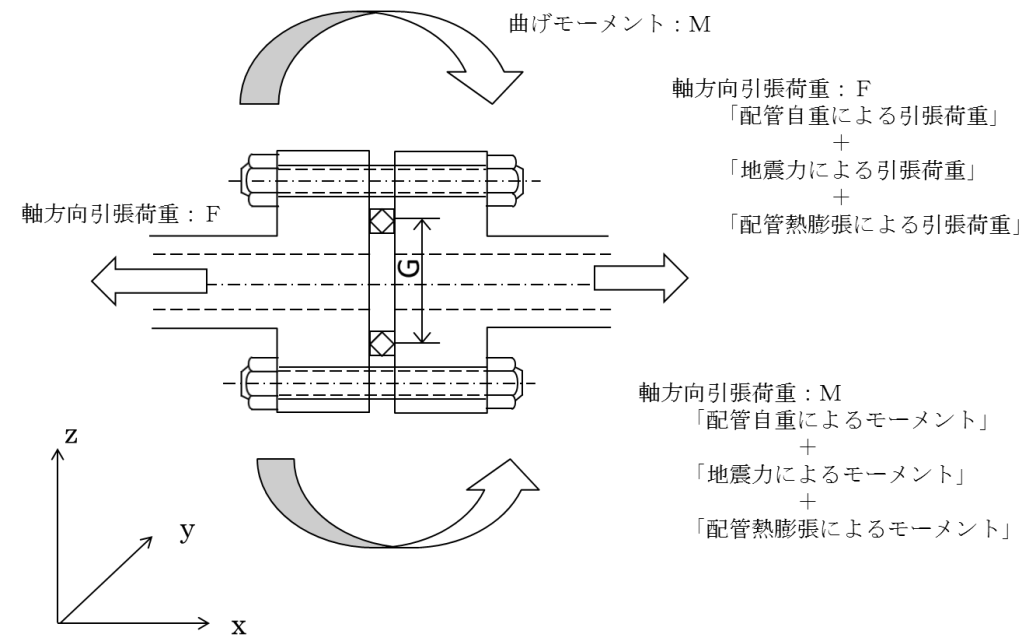


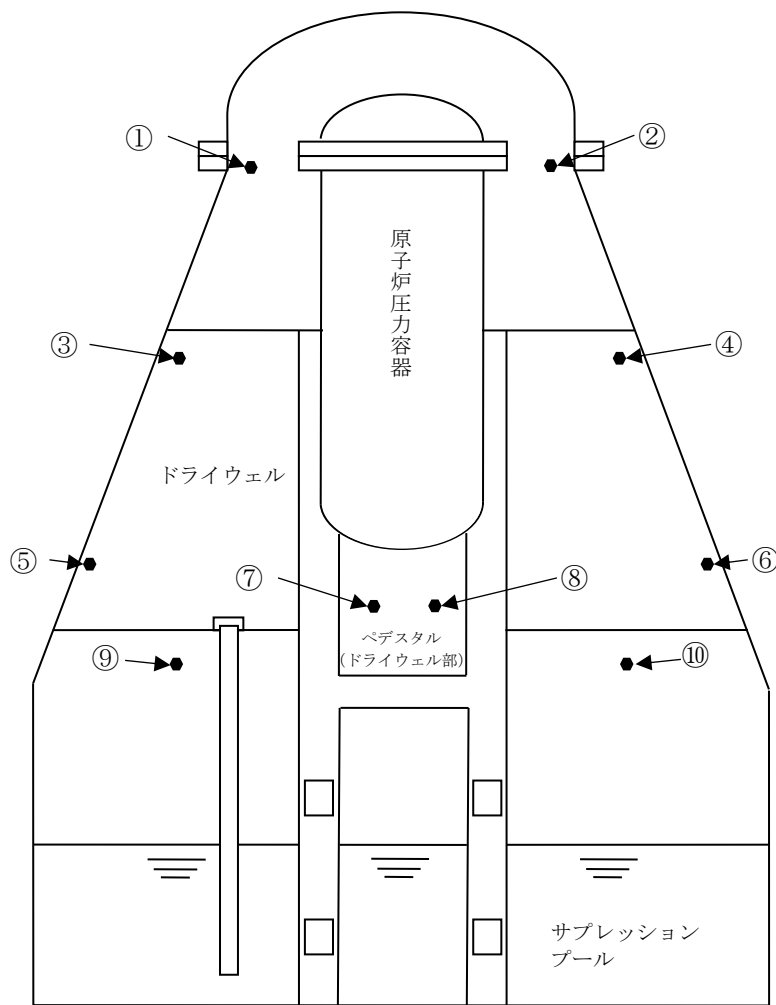
図 1 フランジにかかる配管荷重

東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>「高圧ガス設備等耐震設計指針 (2012) レベル2 耐震性能評価 解説編) に基づき、フランジ漏えい評価を実施した。以下に評価式を示す。</p> $\sigma = mp + \alpha P_e \leq \sigma_a \quad \dots (1)$ <p> σ : ガスケット開口圧力 [MPa] m : ガスケット係数 [-] p : 内圧 [MPa] α : 等価内圧に対する漏えい影響度補正係数で, 0.75m[-] σ_a : ボルトの初期締付け力によるガスケット面圧 [MPa] P_e : 地震力等に係る軸方向引張力 F 及び曲げモーメント M に対する等価内圧であり, 以下の式で算出する。 </p> $P_e = \frac{4F}{\pi G^2} + \frac{16M}{\pi G^3} \quad \dots (2)$ <p> G : ガスケット接触面の平均直径 [mm] F : 軸引張力 [N] M : 曲げモーメント [N・mm] </p> <p>ここで, 軸引張力 F は配管応力解析における配管軸方向の引張荷重 F_x であり, 曲げモーメント M は同様に配管応力解析における配管軸直角 2 方向のモーメント M_y 及び M_z の二乗和平方根で算出する。</p> <p>なお, フランジの熱膨張係数がボルトよりも大きいため, フランジボルト間の熱膨張差によりガスケットの面圧が増加するが, 安全側に働くため本評価においては考慮しない。</p> <p>今回, 格納容器フィルタベント系の配管応力解析モデルにて, 自重, 地震荷重, 最高使用温度 (200℃) における配管熱膨張が作用した場合の各節点における xyz 各成分の反力とモーメントを算出し, 各節点の反力とモーメントの中から, 成分毎の最大値をそれぞれ抽出した。</p> <p>この抽出された成分毎の反力とモーメントの最大値がフランジに作用し, 更に内圧として最高使用圧力 (0.853MPa) が印加されているという非常に保守的な条件にて, 上記 (1) 式に基づきフランジ漏えい評価を実施した。</p> <p>評価の結果, (1) 式の判定条件を満足することを確認した (表 1 参照)。よって, 格納容器フィルタベント系使用時の高温状態においても, 配管フランジからの漏えいは発生しない。</p>	

東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p data-bbox="1673 254 2041 285">表1 フランジ漏えい評価結果</p> <div data-bbox="1308 289 2368 1331" style="border: 1px solid black; height: 496px; width: 357px; margin: 0 auto;"></div>	

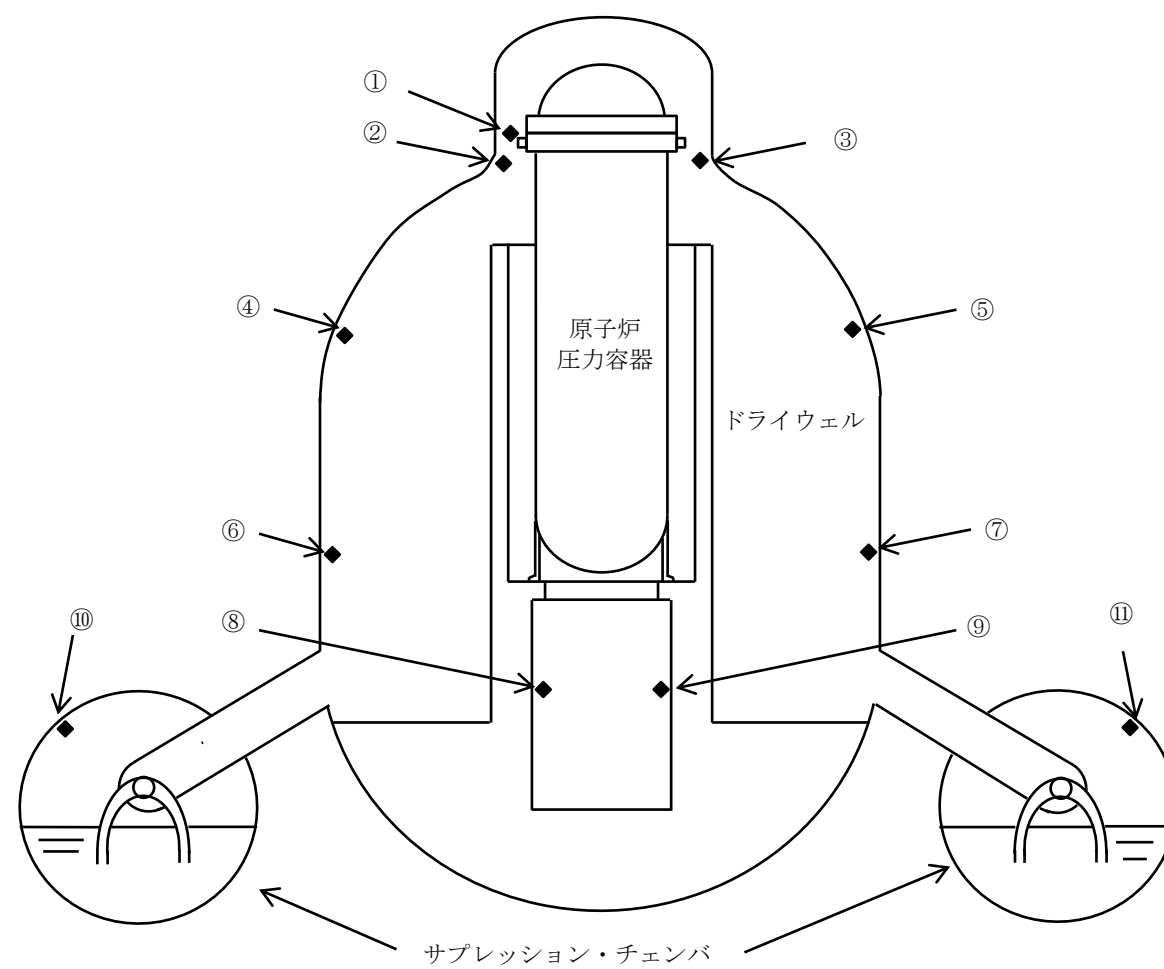
東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">別紙 21</p> <p style="text-align: center;">格納容器雰囲気温度によるベントの運用について</p> <p>(1) 格納容器雰囲気温度の監視について 格納容器雰囲気温度計は、ドライウエルに36点、サブプレッション・チェンバに4点の計40点を設置しており、各所に分散して配置することにより格納容器全体の雰囲気温度を監視することができる。このうち、重大事故等発生時における監視を確実なものとするため、重大事故等発生時の格納容器内の環境条件においても計測可能な温度計を、ドライウエルに8点、サブプレッション・チェンバに2点に分散し、格納容器内の雰囲気温度を一様に計測することとしている。</p> <p>重大事故等発生時の格納容器内の環境条件においても計測可能な温度計の計測点を第1図に示す。</p> <p>(2) 局所的な温度上昇について 格納容器雰囲気温度が局所的に大きく上昇する要因としては、原子炉圧力容器が高压状態で破損する際に熔融炉心が飛散し、格納容器内に熔融炉心が付着することなどが考えられるが、原子炉圧力容器破損前に原子炉圧力容器を減圧することにより、このような状況に至る可能性を低減する。また、原子炉圧力容器が破損した場合には、熔融炉心がペDESTAL部に落下するが、ペDESTAL(ドライウエル部)はドライウエル床面より掘り下げられた構造となっているため、熔融炉心はペDESTAL(ドライウエル部)に保持され、ドライウエル床面に流出することはない。さらに、格納容器スプレイ実施時には格納容器雰囲気が冷却されること及び格納容器への注水等による熔融炉心の冷却に伴い発生する蒸気により格納容器内では自然対流が起きていることを踏まえると、熔融炉心からの輻射熱等により格納容器雰囲気温度が局所的に大きく上昇する可能性は低い。また、格納容器圧力限界圧力を下回る最高使用圧力の2倍(620kPa [gage])到達までにベントを実施することとしているが、620kPa [gage]に対する飽和温度が約166℃であることを踏まえると、過温破損に至ることはないと考えられる。</p> <p>なお、格納容器圧力が計測できない場合は、「別紙 19. 格納容器内の圧力が計測できない場合の運用について」に記載のとおり、格納容器雰囲気温度によりベントを判断することとしている。</p> <p>(3) 格納容器破損のおそれがある場合の影響緩和のためのベント実施について 炉心部の燃料、ペDESTAL(ドライウエル部)に落下した燃料デブリ及び格納容器内を冷却するため、格納容器への注水等に期待するが、十分な注水等ができない場合には、格納容器雰囲気が過熱状態になり、格納容器雰囲気温度が格納容器圧力に対する飽和温度以上になるとともに、熔融炉心からの輻射熱等により格納容器雰囲気温度が局所的に大きく上昇し、格納容器が過温破損に至るおそれがある。このように、重大事故等対処設備が健全に機能せず、格納容器の健全性が脅かされる可能性が高い状況では、格納容器圧力逃がし装置からのベントを実施し、フィルタ装置を介した放射性物質の放出経路を形成することで、格納容器</p>	<p style="text-align: right;">別紙 52</p> <p style="text-align: center;">格納容器雰囲気温度によるベントの運用について</p> <p>(1) 格納容器雰囲気温度の監視について 格納容器雰囲気温度計は、ドライウエルに31点、サブプレッション・チェンバに6点の計37点を設置しており、各所に分散して配置することにより格納容器全体の雰囲気温度を監視することができる。このうち、重大事故等発生時における監視を確実なものとするため、重大事故等発生時の格納容器内の環境条件においても計測可能な温度計を、ドライウエルに7点、サブプレッション・チェンバに2点に分散し、格納容器内の雰囲気温度を一様に計測することとしている。</p> <p>重大事故等発生時の格納容器内の環境条件においても計測可能な温度計の計測点を図1に示す。</p> <p>(2) 局所的な温度上昇 格納容器雰囲気温度が局所的に大きく上昇する要因としては、原子炉圧力容器が高压状態で破損する際に熔融炉心が飛散し、格納容器内に熔融炉心が付着することなどが考えられるが、原子炉圧力容器破損前に原子炉圧力容器を減圧することにより、このような状況に至る可能性を低減する。また、原子炉圧力容器が破損した場合には、熔融炉心がペDESTAL部に落下するが、ペDESTALはドライウエル床面より掘り下げられた構造となっているため、熔融炉心はペDESTALに保持され、ドライウエル床面に流出することはない。さらに、格納容器スプレイ実施時には格納容器雰囲気が冷却されること及び格納容器への注水等による熔融炉心の冷却に伴い発生する蒸気により格納容器内では自然対流が起きていることを踏まえると、熔融炉心からの輻射熱等により格納容器雰囲気温度が局所的に大きく上昇する可能性は低い。また、格納容器圧力限界圧力を下回る最高使用圧力の2倍(853kPa [gage])到達までにベントを実施することとしているが、853kPa [gage]に対する飽和温度が約178℃であることを踏まえると、過温破損に至ることはないと考えられる。</p> <p>なお、格納容器圧力が計測できない場合は、「別紙39. 格納容器内の圧力が計測できない場合の運用について」に記載のとおり、格納容器雰囲気温度によりベントを判断することとしている。</p> <p>(3) 格納容器破損のおそれがある場合の影響緩和のためのベント実施について 炉心部の燃料、ペDESTALに落下した熔融炉心及び格納容器内を冷却するため、格納容器への注水等に期待するが、十分な注水等ができない場合には、格納容器雰囲気が過熱状態になり、格納容器雰囲気温度が格納容器圧力に対する飽和温度以上になるとともに、熔融炉心からの輻射熱等により格納容器雰囲気温度が局所的に大きく上昇し、格納容器が過温破損に至るおそれがある。このように、重大事故等対処設備が健全に機能せず、格納容器の健全性が脅かされる可能性が高い状況では、格納容器フィルタベント系からのベントを実施し、フィルタ装置を介した放射性物質の放出経路を形成することで、格納容器の過温破損時に大気</p>	<p>・設備設計の相違 測定個数の相違</p> <p>・設備の相違 島根2号炉(Mark-I改)と東海第二(Mark-II)の最高使用圧力の相違</p>

東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>の過温破損時に大気へ放出される放射性物質の総量を低減させる運用とする。</p> <p>ベントの実施は過圧破損防止の観点では有効な手段であるが、格納容器雰囲気の過熱状態による温度上昇に対しては一定の抑制効果はあるものの過温破損そのものを防止できる手段ではない。したがって、格納容器温度上昇に対するベントにおいて、過温破損の観点では可能な限り格納容器内に存在する希ガスの減衰に期待するため、格納容器の限界温度に到達するおそれのある「格納容器温度 200℃以上において温度上昇が継続している場合」をベント実施判断基準として設定した。格納容器温度の上昇継続を判断基準として設定した理由は、200℃以上にて温度上昇が継続する場合には、格納容器過温破損に至る可能性があり、事前に環境緩和のための格納容器ベントを実施するためである。</p> <p>なお、格納容器が過温破損するような状況では、格納容器温度が全体的に上昇することが考えられること及び計器故障等による誤ベントを防止する観点から、第1図に示すドライウェルに設置した温度計の指示値のうち2点が200℃以上にて温度上昇が継続する場合において、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>からのベントを実施することとする。</p>	<p>へ放出される放射性物質の総量を低減させる運用とする。</p> <p>ベントの実施は過圧破損防止の観点では有効な手段であるが、格納容器雰囲気の過熱状態による温度上昇に対しては一定の抑制効果はあるものの過温破損そのものを防止できる手段ではない。したがって、格納容器温度上昇に対するベントにおいて、過温破損の観点では可能な限り格納容器内に存在する希ガスの減衰に期待するため、格納容器の限界温度に到達するおそれのある「格納容器温度 200℃以上において温度上昇が継続している場合」をベント実施判断基準として設定した。格納容器温度の上昇継続を判断基準として設定した理由は、200℃以上にて温度上昇が継続する場合には、格納容器過温破損に至る可能性があり、事前に環境緩和のための格納容器ベントを実施するためである。</p> <p>なお、格納容器が過温破損するような状況では、格納容器温度が全体的に上昇することが考えられること及び計器故障等による誤ベントを防止する観点から、図1に示すドライウェルに設置した温度計の指示値のうち2点が200℃以上にて温度上昇が継続する場合において、<u>格納容器フィルタベント系</u>からのベントを実施することとする。</p>	



番号	名称	設置場所	測定範囲
①, ②	ドライウエル雰囲気温度 (上部)	フランジ高さ	0℃~300℃
③, ④	ドライウエル雰囲気温度 (中部)	燃料有効長頂部高さ	0℃~300℃
⑤, ⑥	ドライウエル雰囲気温度 (下部)	機器ハッチ高さ	0℃~300℃
⑦, ⑧	ドライウエル雰囲気温度 (ペDESTAL部)	ドライウエル床面高さ	0℃~300℃
⑨, ⑩	サプレッション・チェンバ温度	サプレッション・チェンバ上部	0℃~200℃

第1図 格納容器雰囲気温度計の計測点



番号	名称	設置場所	測定範囲
①, ②, ③	ドライウエル温度 (SA)	フランジ高さ近傍	0~300℃
④, ⑤	ドライウエル温度 (SA)	TAF高さ近傍	0~300℃
⑥, ⑦	ドライウエル温度 (SA)	RPV底面高さ近傍	0~300℃
⑧, ⑨	ペDESTAL温度 (SA)	ペDESTAL上部	0~300℃
⑩, ⑪	サプレッション・チェンバ温度 (SA)	サプレッション・チェンバ頂部近傍	0~200℃

図1 格納容器雰囲気温度計の計測点

東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p style="text-align: right;">別紙 53</p> <p style="text-align: center;"><u>ベント実施時の影響を踏まえた接続口の優先順位について</u></p> <p>ベント実施後は、ベントガスに含まれる放射性物質が格納容器フィルタベント系出口配管に付着するため、出口配管立ち上がり部周辺での作業及び移動に影響が出る可能性がある。</p> <p>このため、格納容器フィルタベント系出口配管立ち上がり部周辺の線量評価を実施するとともに、評価結果を踏まえた優先順位の考え方を以下に示す。</p> <p>1. 格納容器フィルタベント系出口配管立ち上がり部周辺での作業について</p> <p>R/B 南側に設置してある格納容器フィルタベント系出口配管立ち上がり部周辺で、ベント実施後に想定される作業を考慮した可搬型設備の配置図を図1に示す。</p> <div data-bbox="1302 779 2410 1272" style="border: 1px solid black; height: 235px; width: 100%;"></div> <p style="text-align: center;">図1 ベント実施後に想定される可搬型設備の配置</p> <p>2. 格納容器フィルタベント系出口配管立ち上がり部周辺の被ばく評価について</p> <p>R/B 南側の格納容器フィルタベント系出口配管立ち上がり部周辺で、ベント実施直後に実施する作業は無いが、出口配管立ち上がり部から 10m 地点 (R/B 南側接続口付近) において事故後約 43 時間 (ベント後 10 時間) 及び事故後 7 日時点、出口配管立ち上がり部から 1m 地点において事故後 7 日、30 日、60 日後の線量率を評価した。なお、作業エリアの比較のため、R/B 西側接続口付近についても評価した。線源には有効性評価 (格納容器過圧・過温破損) の「冷却材喪失 (大破断 L O C A) + E C C S 注水機能喪失 + 全交流動力電源喪失」シナリオにおける W/W ベント使用時の放出量を用いている。</p> <p>表 1 に示す評価結果のとおり、短時間のアクセス等は可能な線量率であると考えられる。</p>	<p>・資料構成の相違</p>

表1 格納容器フィルタベント系出口配管立ち上がり部周辺の線量評価結果

評価場所	事故後時間	線量率 (mSv/h) ^{※1} (うち、配管寄与分)
評価点 A (格納容器フィルタベント系出口配管立ち上がり部 (雨水排水ライン)) から 10m 地点 (R/B 南側接続口付近)	約 43 時間 (ベント後 10 時間)	約 13 (約 2.5)
	7 日 (168 時間)	約 5.0 (約 0.8)
評価点 A (格納容器フィルタベント系出口配管立ち上がり部 (雨水排水ライン)) から 1m 地点	7 日 (168 時間)	約 85 (約 81)
	30 日	約 9.2 (約 5.1)
	60 日	約 6.2 (約 2.1)
評価点 B (R/B 西側接続口付近)	約 43 時間 (ベント後 10 時間)	約 9.0 (約-) ^{※2}
	7 日 (168 時間)	約 3.7 (約-) ^{※2}

※1 R/B からの直接線・スカイシャイン線、クラウドシャイン、グランドシャイン、吸入摂取 (PF50 全面マスク着用) に加えて、W/W ベントに伴い格納容器フィルタベント系出口配管立ち上がり部に浮遊する放射性物質及び雨水排水ライン配管に蓄積する放射性物質 (格納容器フィルタベント系出口配管立ち上がり部に付着する放射性物質が全て地上近くの雨水排水ライン配管に移動するものと想定) を考慮して評価している。格納容器フィルタベント系出口配管立ち上がり部に付着する放射性物質量は、配管を流れる放射性物質 (希ガスを除く) が、配管長 100m あたり 10% の割合で付着するものとした。

※2 格納容器フィルタベント系出口配管を直視できない場所のため、配管による線量はない。

3. 可搬型設備を使用した接続口の優先順位について

表 1 の線量評価結果から、R/B 南側接続口付近の線量率に対して格納容器フィルタベント系出口配管の影響はあるが、R/B 南側のアクセスルートの通行及び南側接続口エリアでの作業は可能である。また、R/B 西側接続口エリアでの作業も可能であることから、接続口の優先順位については作業員被ばくを考慮せず、以下に示す考えをもとに設定している。なお、可搬型設備の設置については、ベント実施前に完了している。

①大量送水車 : 原子炉注水流量が多い配管を優先して使用する。

- (1) 南側接続口 (残留熱除去系 (A) 注入配管)
- (2) 西側接続口 (残留熱除去系 (B) 注入配管)

②原子炉補機代替冷却系 (移動式代替熱交換設備)

: 運転員の系統構成 (屋内) における操作対象弁が少ないものを優先して使用する。

- (1) 南側接続口 (原子炉補機冷却系 (B 系 : 2 弁))
- (2) 西側接続口 (原子炉補機冷却系 (A 系 : 4 弁))

東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>その他、R/B 南側においては、長期的な対応として可搬式窒素供給装置による FCVS ラインへの窒素パージのための可搬型設備の起動操作等の作業が考えられるが、R/B 南側接続口エリアでの作業と同様、可搬型設備の設置エリアでの作業は可能である。</p> <p>(参考1) 蒸気凝縮によるドレンについて</p> <p>格納容器フィルタベント系を使用した際には、ベント開始直後から系統内で蒸気凝縮によるドレンが発生するが、ベントガス流量が約 以上であればベントガスがドレンを随伴し排出するため、ベント後はフィルタ装置下流で発生するドレンについては出口配管の放出端より排出されるが、ベントガス流量が少なくなるとドレンは排出できなくなり、出口配管立ち上がり部の雨水排水ラインにドレンが溜まることとなる。</p> <p>雨水排水ラインが満水となった場合、溢れたドレンは格納容器フィルタベント系配管を通過して銀ゼオライト容器まで戻る構成としており (図1参照)、その後、銀ゼオライトフィルタ出口側のドレンラインからスクラバ容器連結管 (液相部) に流入する (図2, 3参照)。また、銀ゼオライトフィルタのドレンラインには逆止弁を設置していることから、スクラバ容器連結管からスクラバ容器の金属フィルタ及び銀ゼオライトフィルタを通らずにベントガスが流出することがない構成としている (図3参照)。</p> <p>なお、格納容器フィルタベント系配管は、フィルタ装置下流は放出端に向かって連続上り勾配としていることからドレンが配管の途中で溜まることはない。</p> <p>また、「2. 格納容器フィルタベント系出口配管立ち上がり部周辺の被ばく評価について」表1の線量評価結果から、線量率のうち出口配管寄与分は短半減期核種が支配的であり、60日後には線量率が減衰するため、基本的に雨水排水ラインのドレンについては処理する必要はないが、事故収束後に雨水排水ラインのフランジに可搬ホースを接続し、ドレンをスクラバ容器等に移送することで処理可能である。</p> <div data-bbox="1311 1333 2412 1822" style="border: 1px solid black; height: 233px; width: 100%;"></div> <p style="text-align: center;">図1 格納容器フィルタベント系立ち上がり部 (雨水排水ライン)</p>	

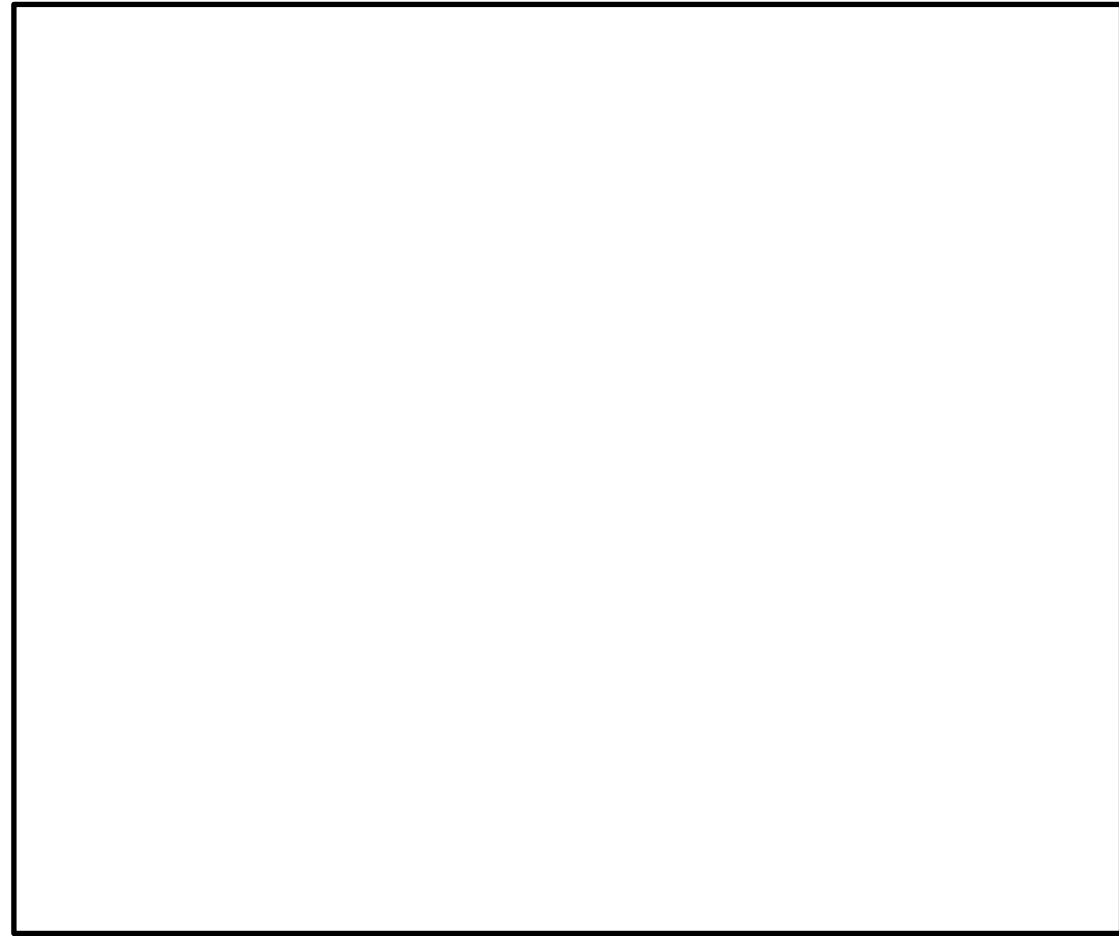


図2 銀ゼオライト容器内のドレンの流れ

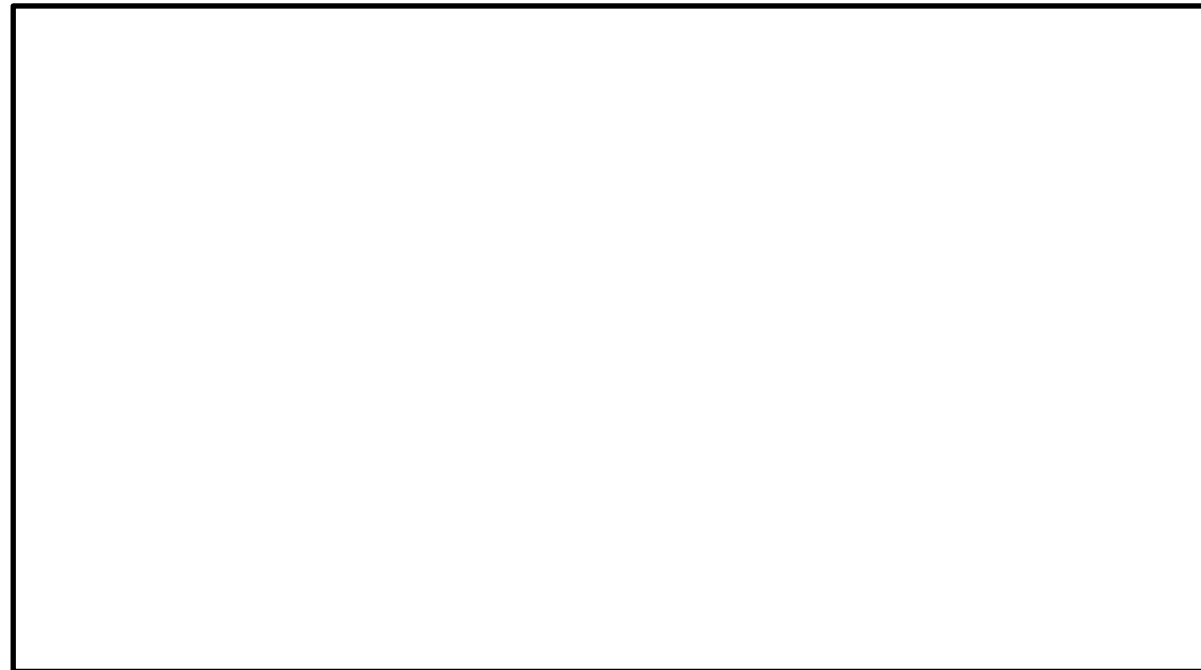


図3 銀ゼオライト容器からスクラバ容器間のドレンライン

東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p data-bbox="1299 216 2080 243"><銀ゼオライト容器からスクラバ容器へのドレンの排出について></p> <p data-bbox="1332 258 2412 331">ベント後にはスクラバ容器と銀ゼオライト容器には圧力差が生じるため、銀ゼオライトフィルタ出口側ドレンラインにおいて、以下の水位が形成される。</p> <p data-bbox="1359 394 1783 422">$H = h_1 + h_2 + h_3 \dots$ (式1)</p> <p data-bbox="1397 436 2160 464">H: 銀ゼオライトフィルタ出口側ドレンラインに形成される水位</p> <p data-bbox="1397 478 1852 506">h_1: スクラバ容器のスクラビング水位</p> <p data-bbox="1397 520 2139 548">h_2: スクラバ容器と銀ゼオライト容器の圧力差に相当する水位</p> <p data-bbox="1397 562 2036 590">h_3: ドレンラインで発生する圧力損失に相当する水位</p> <p data-bbox="1332 663 2412 867">格納容器破損防止対策の有効性評価のうち、「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）」において、ベントガスによりドレンを出口配管の放出端から排出できなくなる時点の圧力差で水位を評価した結果、図4に示すとおり、ドレンラインに形成される水位は、最大でも銀ゼオライトフィルタ下端以下となる。</p> <p data-bbox="1332 888 2412 1003">ドレン発生量は少ないため、ドレンラインで発生する圧力損失はほぼゼロであり、式1に示すh_3に相当する水位は無視できるため、h_1及びh_2に相当する水位までドレンが溜まれば、ドレンはスクラバ容器に排出される。</p> <div data-bbox="1299 1014 2412 1854" style="border: 1px solid black; height: 400px; width: 100%;"></div> <p data-bbox="1436 1875 2279 1902">図4 銀ゼオライトフィルタドレンラインに形成される水位の評価結果</p>	

(参考2) ドレン排出可能なベントガス流速について

島根2号炉の格納容器フィルタベント系出口配管で発生するドレンをベントガスによって排出できるかどうかは、以下の考え方に基づいて判断することができる。

1. 出口配管からドレン排出可能なベントガス流速について

垂直管内で上向きにガスが流れる場合に、ガスに随伴してドレンが排出される現象については、配管口径が小さい場合には気相流速 (j_g) に依存するが、配管口径が約 [] 以上の領域では Ku 値 (Kutateladze 数[-]) に依存し、 [] となる (参考図書1)。

ここで、Ku 値は以下の式で表される。

$$Ku = \frac{\rho_G^{0.5} \cdot j_G}{(g \cdot \sigma (\rho_L - \rho_G))^{0.25}}$$

ρ_G : 気相密度 (0.598 [kg/m³]) ※1

ρ_L : 液相密度 (958.1 [kg/m³]) ※1

g : 重力加速度 (9.80665 [m/s²])

j_g : 気相流速 [m/s]

σ : 表面張力 (0.0589 [N/m]) ※1

※1 : 括弧内は大気圧のときの値を表す。

島根2号炉の格納容器フィルタベント系出口配管 (立ち上がり部) は 300A の配管であるため、ベントガス流速が [] を満足する [] より大きい場合に、出口配管内のドレンがベントガスに随伴されて排出されることとなる。

2. ベントガスによって凝縮水を排出できなくなるタイミングについて

ベントガス流速は以下の式で表される。

$$v = W_{vent} / (\rho \times A)$$

v : ベントガス流速 [m/s]

W_{vent} : ベントガス流量 [kg/s]

ρ : ベントガス密度 [kg/m³]

A : 配管断面積 [m²]

島根2号炉の格納容器フィルタベント系出口配管におけるベントガス流速とベントガス流量の関係を図1に示す。図1より、ベントガス流速 [] に対応するベントガス流量は約 [] となる。

格納容器破損防止対策の有効性評価のうち、「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）」のベントガス流量の推移を図2に示す。図2より、島根2号炉のベントガス流量が となる時点は事故後約97時間となるため、ベントガスによってドレンを排出できなくなるのは事故後約97時間後と評価できる。



図1 出口配管におけるベントガス流速及び質量流量の関係

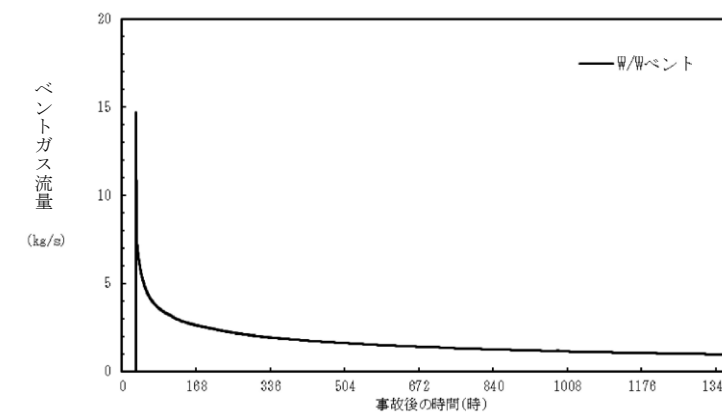


図2 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（残留熱代替除去系を使用しない場合）」におけるベントガス流量の推移

《参考図書》

1. Richter H. J, Flooding in tubes and annuli, Int. J. Multiphase flow, 7, 647-658(1981)

東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">別紙 13</p> <p style="text-align: center;"><u>スクラビング水が管理範囲を超えた場合の措置について</u></p> <p>フィルタ装置は、要求される放射性物質除去性能が発揮できることを確認するため、スクラビング水の水位が管理範囲にあることを監視する。水位が管理範囲を超えた場合の措置について以下に示す。</p> <p>(1) 系統待機時</p> <p>系統待機時においては、フィルタ装置水位計にて、スクラビング水の水位が待機時の下限水位から上限水位 にあることを確認する。</p> <p>フィルタ装置内は窒素で置換されており、第二弁及び圧力開放板にて隔離された状態となっている。系統待機時のフィルタ装置への補給については、格納容器圧力逃がし装置格納槽上部から接続口に給水設備等を接続し注水することとなり、系統待機中においては常時接続される水系の配管がないことから、待機中に水位が変動することはない。なお、スクラビング水を移送する移送ポンプにはテストタンクが設けられているが、本文「4.4 設備の維持管理」に記載のとおり、弁で隔離した上で試験することで、フィルタ装置の水位に影響しないよう設計している。</p> <p>(2) ベント開始後</p> <p>ベント時においては、フィルタ装置水位計にて、スクラビング水の水位がベント時の下限水位から上限水位 にあることを確認する。</p> <p>フィルタ装置に捕集した放射性物質の崩壊熱により、スクラビング水が蒸発し下限水位を下回る可能性がある場合は、本文「4.2.2 スクラビング水の補給」に基づき補給を行う。</p> <p>別紙 12「スクラビング水の保有水量の設定根拠について」に示すとおり、スクラビング水の水位はベント初期のベントガス凝縮による水位上昇を考慮しても上限水位に至らない設計としている。さらに、ベントガス以外にフィルタ装置に外部から流入するラインはないことから、上限水位に至ることはない。なお、万が一上限水位となった場合は、「4.2.4 排水操作」に基づき水位を低下させることが可能な設計となっている。</p>		<ul style="list-style-type: none"> ・スクラビング水が管理範囲を超えることはない（「別紙 9（参考 2）スクラバ容器水位設定の考え方及びベント運転中の水位挙動」参照） ・上記により、スクラビング水補給設備及び排水設備は自主対策設備であるため、該当資料なし

東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">別紙 18</p> <p style="text-align: center;"><u>スクラビング水補給及び窒素供給作業の作業員の被ばく評価</u></p> <p>格納容器圧力逃がし装置格納槽へのスクラビング水の補給及び原子炉建屋系統内への窒素ガスの供給作業における作業員の被ばく評価を以下のとおり行った。なお、評価に当たっては、サプレッション・チェンバ (S/C) からのベントを行う場合及びドライウエル (D/W) からのベントを行う場合のそれぞれについて評価を行った。</p> <p>(1) 評価条件</p> <p>a. 放出量評価条件</p> <p>想定事象として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おいて、代替循環冷却系を使用できない場合を想定した事故シナリオを選定する。また、放出量評価条件を第 1 表、大気中への放出過程及び概略図を第 1 図～第 5 図に示す。</p> <p>b. 被ばく評価条件</p> <p>被ばく経路は、第 6 図及び第 7 図に示すとおり大気中へ放出される放射性物質による外部被ばく及び内部被ばく、地表面に沈着した放射性物質からのガンマ線、原子炉建屋からの直接ガンマ線等による外部被ばくを考慮した。</p> <p>大気中へ放出される放射性物質による外部被ばく及び内部被ばく、地表面に沈着した放射性物質からのガンマ線による外部被ばくについては、第 2 表～第 4 表に示すとおり拡散効果等を考慮し、作業場所における相対線量 (D/Q) 及び相対濃度 (χ/Q) から被ばく評価を行った。なお、内部被ばくについてはマスク等の放射線防護効果を考慮し評価を行った。</p> <p>原子炉建屋及び格納容器圧力逃がし装置格納槽からの直接ガンマ線等による外部被ばくについては、第 5 表及び第 6 表に示すとおり原子炉建屋の外壁及び格納容器圧力逃がし装置格納槽の遮蔽壁の遮蔽効果を考慮し評価を行った。</p> <p>c. 評価地点</p> <p>評価地点は、第 8 図に示すとおりとした。</p> <p>d. 作業開始時間</p> <p>スクラビング水の補給及び窒素ガスの供給は事象発生から 7 日後に実施することを想定し評価した。</p> <p>(2) 評価結果</p> <p>スクラビング水の補給及び窒素ガスの供給作業場所の線量率は、第 7 表及び第 8 表に示すとおり、サプレッション・チェンバ (S/C) からのベントを行う場合、スクラビング水の補給作業については 13mSv/h、窒素ガスの供給作業については 3.6mSv/h となり、ドライウエル (D/W) からのベントを行う場合、スクラビング水の補給作業については 15mSv/h、窒素ガスの供給作業については 4.6mSv/h となり、スクラビング水の補給及び窒素ガスの供給作業を行うことができる放射線環境であることを確認した。</p>		<p>・資料構成の相違</p> <p>島根 2 号炉は、「別紙 8 弁の現場操作地点等における被ばく評価について」に記載</p>

東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>なお、スクラビング水の補給作業及び窒素ガスの供給作業の作業時間は、移動及び補給等の準備を含めても2時間～3時間であり、作業が可能である。</p>		

第1表 放出量評価条件 (1/3)

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)	格納容器破損防止対策の有効性評価で想定する格納容器破損モードのうち、中央制御室の運転員又は対策要員の被ばくの観点から結果が最も厳しくなる事故収束に成功した事故シーケンスを選定
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(約416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	希ガス類 : 約 2.2×10^{19} Bq よう素類 : 約 2.8×10^{19} Bq CsOH類 : 約 1.1×10^{18} Bq Sb類 : 約 1.3×10^{18} Bq TeO ₂ 類 : 約 6.7×10^{18} Bq SrO類 : 約 1.2×10^{19} Bq BaO類 : 約 1.2×10^{19} Bq MoO ₂ 類 : 約 2.4×10^{19} Bq CeO ₂ 類 : 約 7.4×10^{19} Bq La ₂ O ₃ 類 : 約 5.5×10^{19} Bq (核種ごとの炉内蓄積量を核種グループごとに集約して記載)	「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))、運転時間(10,000時間)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減圧及び除熱: 事象発生から約19h後	MAAP解析結果
原子炉格納容器内pH制御の効果	考慮しない	サブプレッション・プール内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
よう素の形態	粒子状よう素 : 5% 無機よう素 : 91% 有機よう素 : 4%	R.G.1.195* ¹ に基づき設定

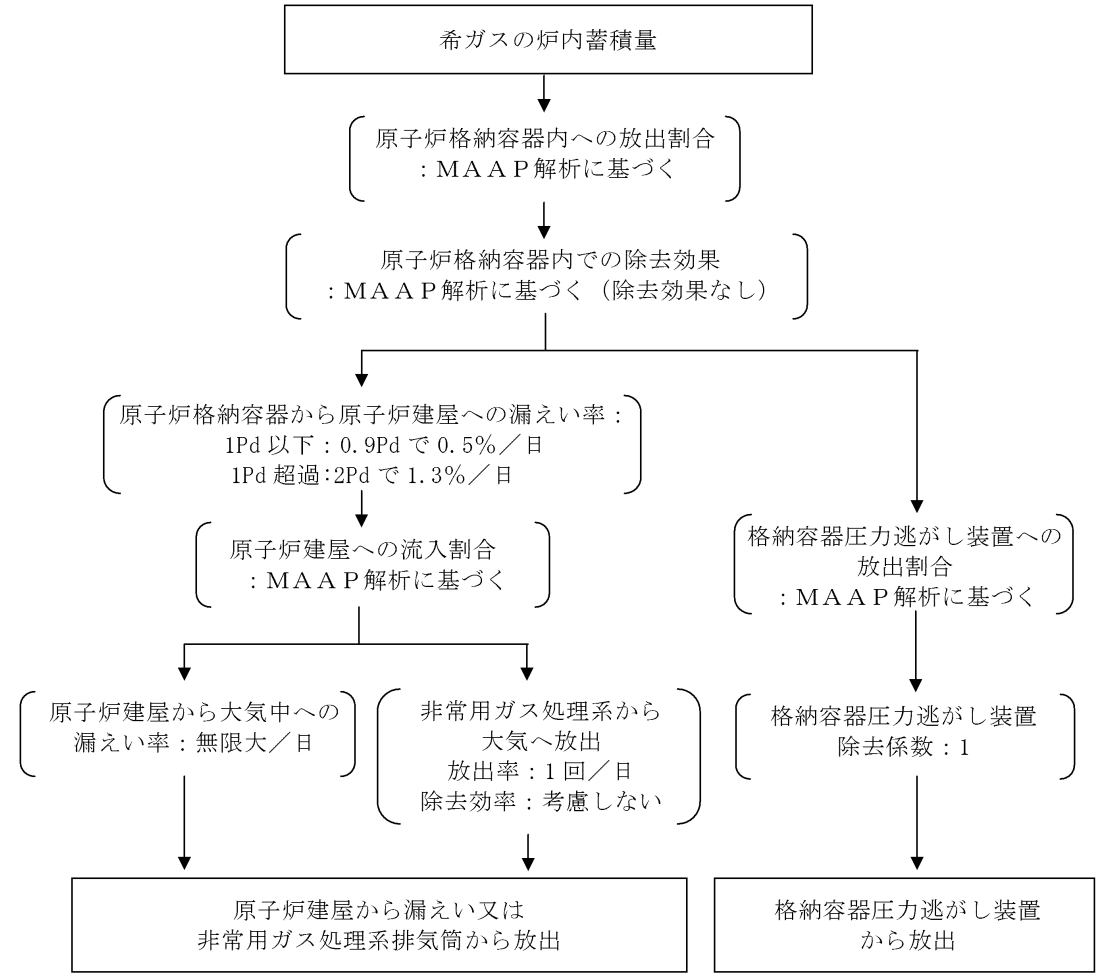
第1表 放出量評価条件 (2/3)

項目	評価条件		選定理由
原子炉格納容器から原子炉建屋への漏えい率 (希ガス, エアロゾル及び有機よう素)	1Pd以下: 0.9Pdで0.5%/日 1Pd超過: 2Pdで1.3%/日		MAAP解析にて原子炉格納容器の開口面積を設定し格納容器圧力に応じ漏えい率が変化するものとし, 原子炉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(別紙17補足1参照)
原子炉格納容器から原子炉建屋への漏えい率 (無機よう素)	1.5h後~19.5h後: 1.3%/日(一定) その他の期間: 0.5%/日(一定)		原子炉格納容器の設計漏えい率(0.5%/日)及びAECの式等に基づき設定(格納容器圧力が0.9Pdを超える期間を包絡するように1.3%/日の漏えい率を設定)(別紙17補足1参照)
原子炉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
原子炉格納容器内での除去効果 (エアロゾル)	MAAP解析に基づく(沈着, サプレッション・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(別紙17補足2参照)
原子炉格納容器内での除去効果 (有機よう素)	考慮しない		保守的に設定
原子炉格納容器内での除去効果 (無機よう素)	自然沈着率: 9.0×10^{-4} (1/s) (原子炉格納容器内の最大存在量から1/200まで)		CSE実験及びStandard Review Plan 6.5.2 ^{*2} に基づき設定(別紙17補足3参照)
	サプレッション・プールでのスクラビングによる除去効果: 10 (S/Cベントのみ)		Standard Review Plan 6.5.5 ^{*3} に基づき設定(別紙17補足4参照)
原子炉格納容器から原子炉建屋への漏えい割合	希ガス類	S/Cベント : 約 4.3×10^{-3}	D/Wベント : 約 4.3×10^{-3}
	CsI類	: 約 6.2×10^{-5}	: 約 6.2×10^{-5}
	CsOH類	: 約 3.1×10^{-5}	: 約 3.2×10^{-5}
	Sb類	: 約 6.7×10^{-6}	: 約 6.8×10^{-6}
	TeO ₂ 類	: 約 6.7×10^{-6}	: 約 6.8×10^{-6}
	SrO類	: 約 2.7×10^{-6}	: 約 2.7×10^{-6}
	BaO類	: 約 2.7×10^{-6}	: 約 2.7×10^{-6}
	MoO ₂ 類	: 約 3.4×10^{-7}	: 約 3.4×10^{-7}
	CeO ₂ 類	: 約 6.7×10^{-8}	: 約 6.8×10^{-8}
	La ₂ O ₃ 類	: 約 2.7×10^{-8}	: 約 2.7×10^{-8}
			MAAP解析結果及びNUREG-1465 ^{*4} に基づき設定(別紙17補足5参照)

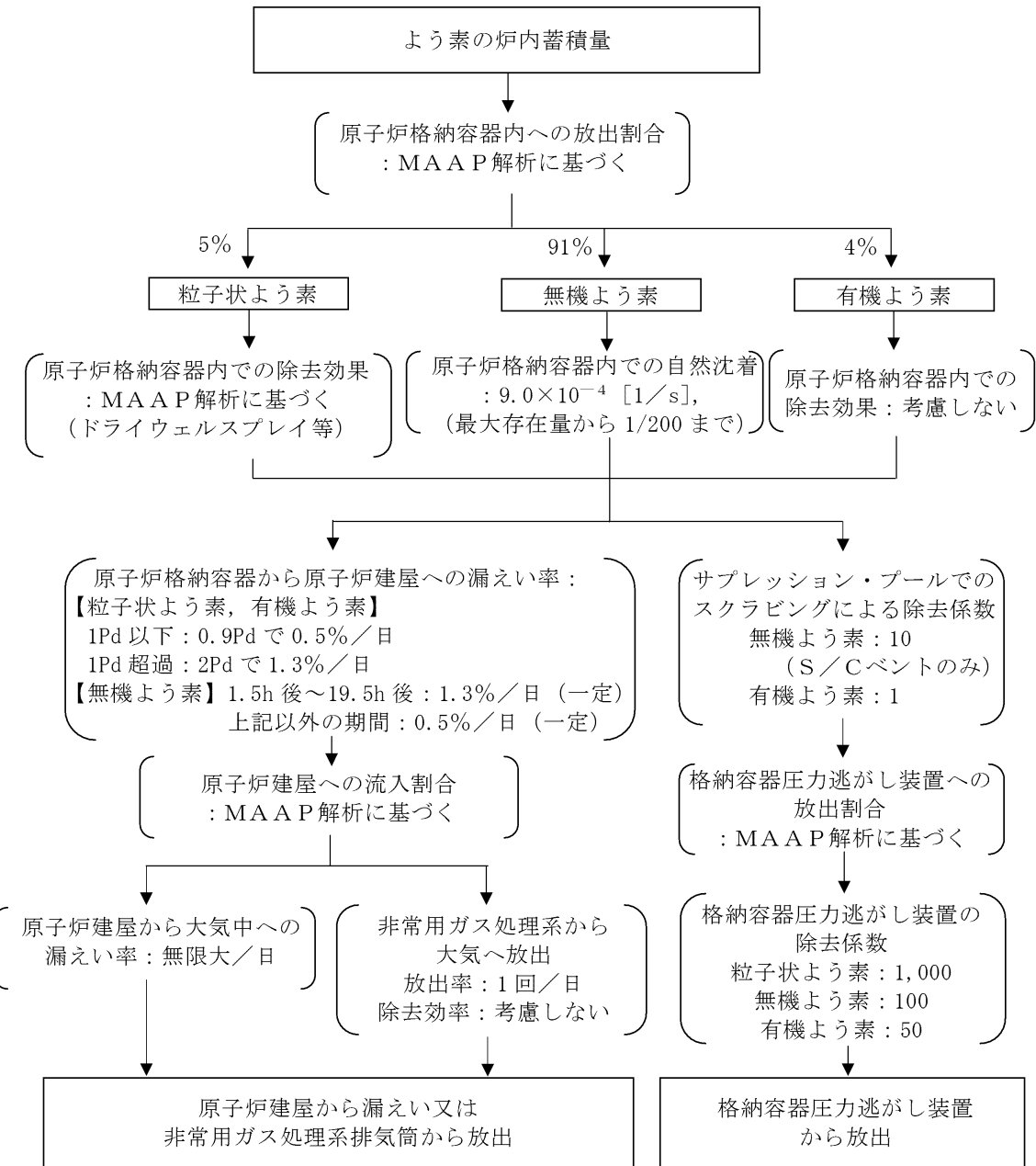
第1表 放出量評価条件 (3/3)

項目	評価条件		選定理由
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前)	無限大/日 (地上放出) (原子炉格納容器から原子炉建屋へ漏えいした放射性物質は、即座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後)	1回/日 (排気筒放出)		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		起動操作時間 (115分) + 負圧達成時間 (5分) (起動に伴い原子炉建屋原子炉棟内は負圧になるが、保守的に負圧達成時間として5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率	考慮しない		保守的に設定
原子炉建屋外側ブローアウトパネルの開閉状態	閉状態		原子炉建屋原子炉棟内の急激な圧力上昇等による原子炉建屋外側ブローアウトパネルの開放がないため
格納容器圧力逃がし装置への放出割合	S/Cベント 希ガス類 : 約 9.5×10^{-1} CsI類 : 約 1.0×10^{-6} CsOH類 : 約 4.0×10^{-7} Sb類 : 約 8.9×10^{-8} TeO ₂ 類 : 約 8.9×10^{-8} SrO類 : 約 3.6×10^{-8} BaO類 : 約 3.6×10^{-8} MoO ₂ 類 : 約 4.5×10^{-9} CeO ₂ 類 : 約 8.9×10^{-10} La ₂ O ₃ 類 : 約 3.6×10^{-10}	D/Wベント : 約 9.5×10^{-1} : 約 3.9×10^{-3} : 約 7.5×10^{-3} : 約 1.4×10^{-3} : 約 1.4×10^{-3} : 約 5.8×10^{-4} : 約 5.8×10^{-4} : 約 7.2×10^{-5} : 約 1.4×10^{-5} : 約 5.8×10^{-6}	MAAP解析結果及びNUREG-1465に基づき設定 (別紙17補足5参照)
格納容器圧力逃がし装置の除去係数	希ガス : 1 有機よう素 : 50 無機よう素 : 100 エアロゾル (粒子状よう素含む) : 1,000		設計値に基づき設定

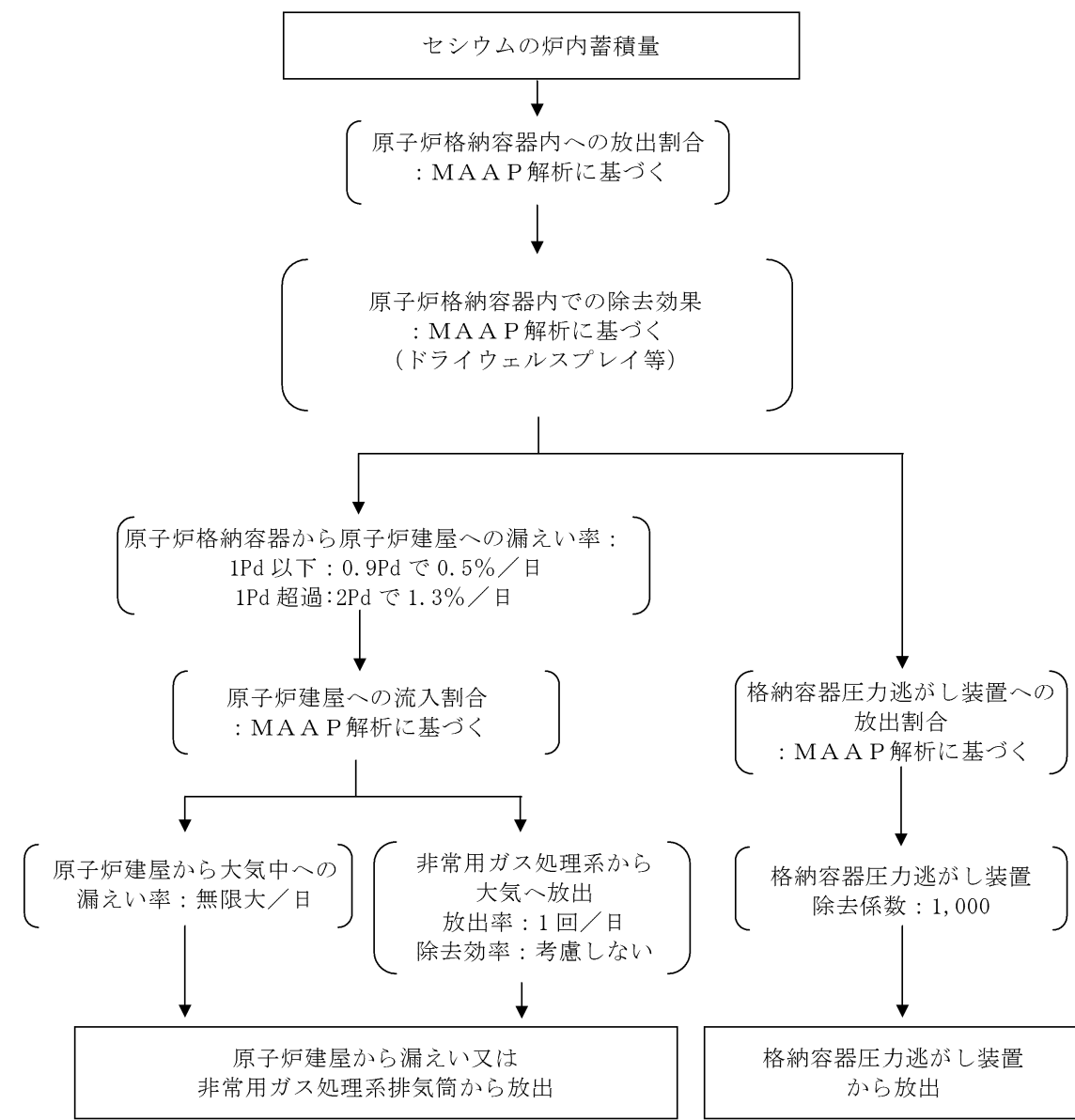
東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>※1 Regulatory Guide 1.195, “Methods and Assumptions for Evaluating Radiological Consequences of Design Basis Accidents at Light-Water Nuclear Power Reactors”, May 2003</p> <p>※2 Standard Review Plan 6.5.2, “Containment Spray as a Fission Product Cleanup System”, December 2005</p> <p>※3 Standard Review Plan 6.5.5, “Pressure Suppression Pool as a Fission Product Cleanup System”, March 2007</p> <p>※4 NUREG-1465, “Accident Source Terms for Light-Water Nuclear Power Plants”, 1995</p>		



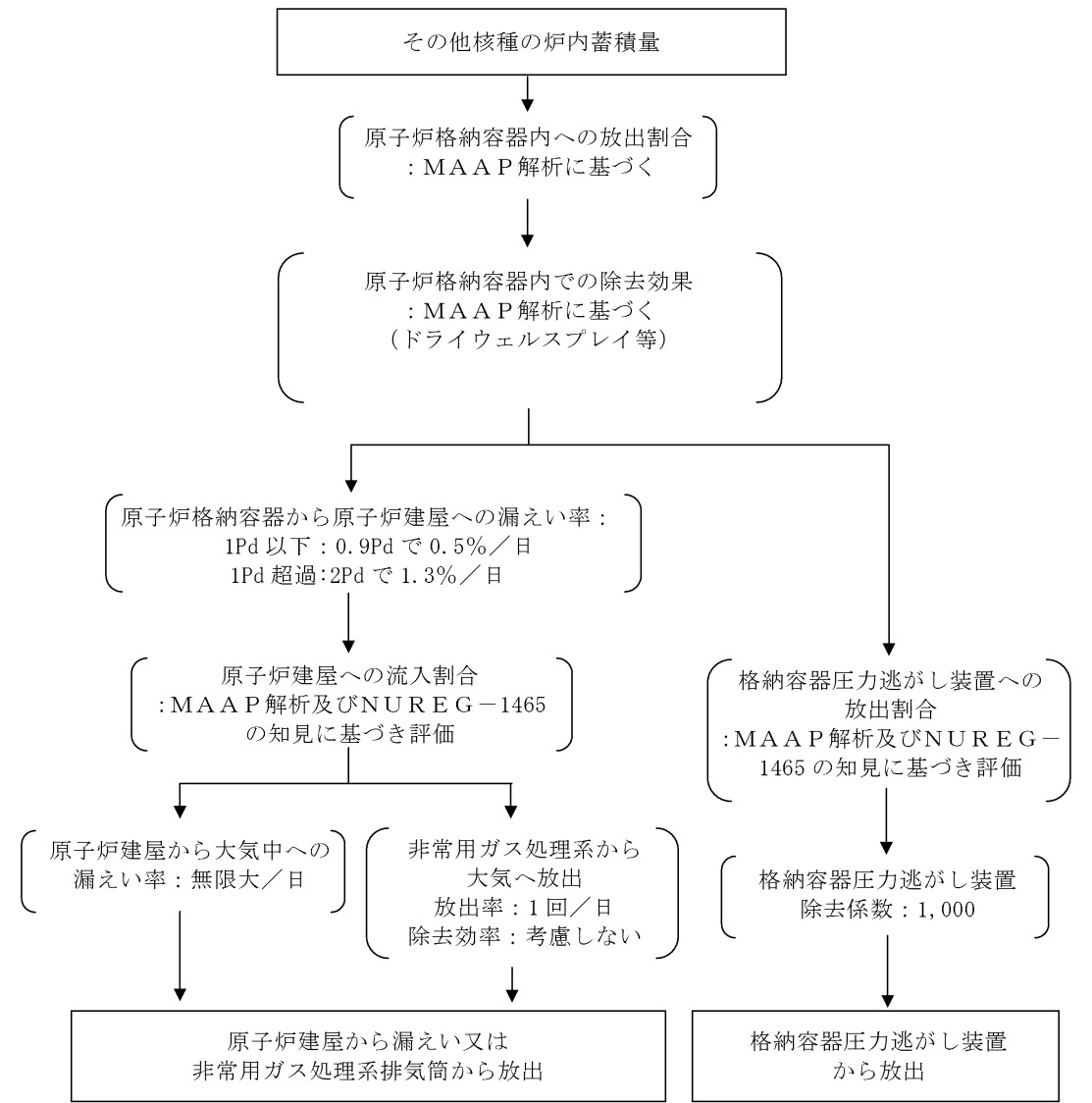
第1図 希ガスの大気放出過程



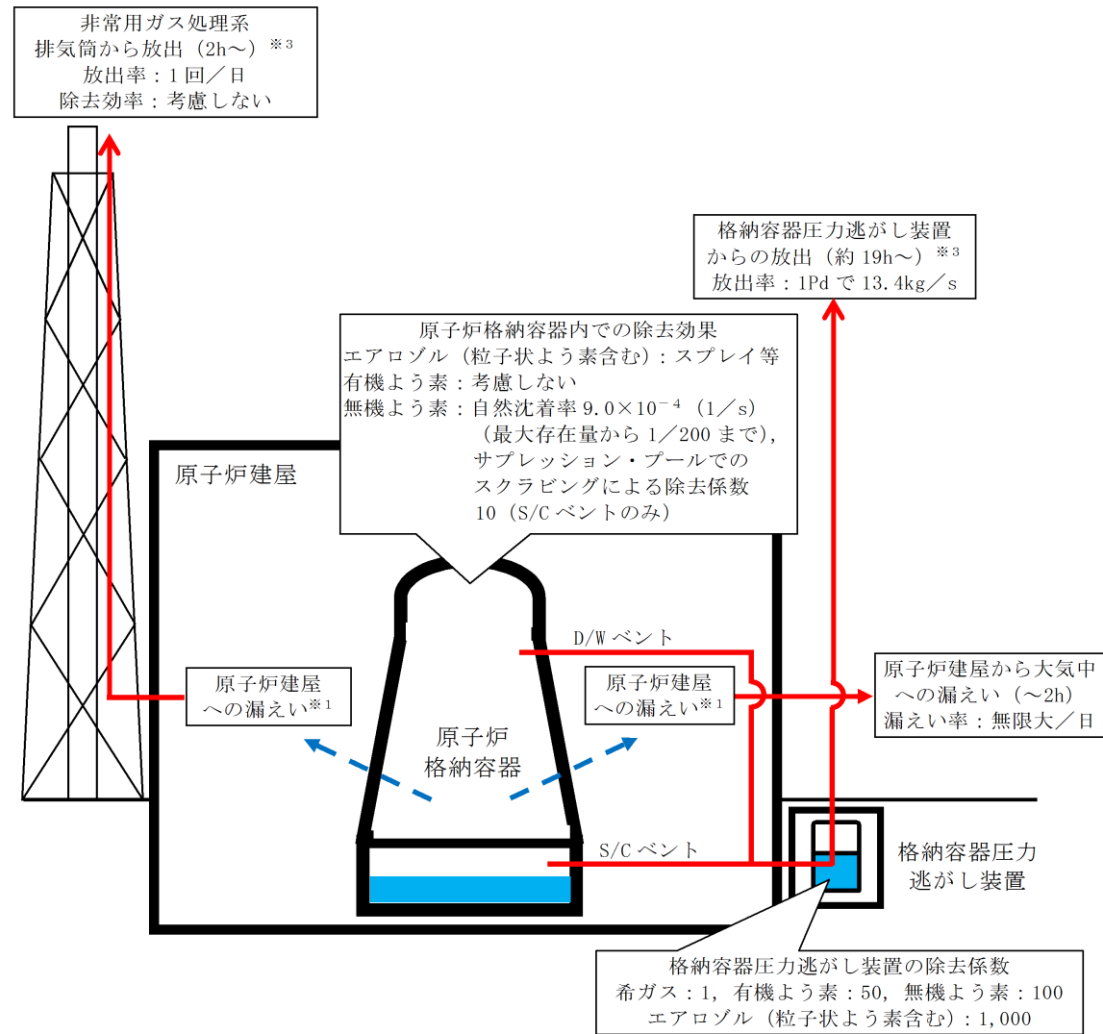
第2図 よう素の大気放出過程



第3図 セシウムの大気放出過程



第4図 その他核種の大気放出過程

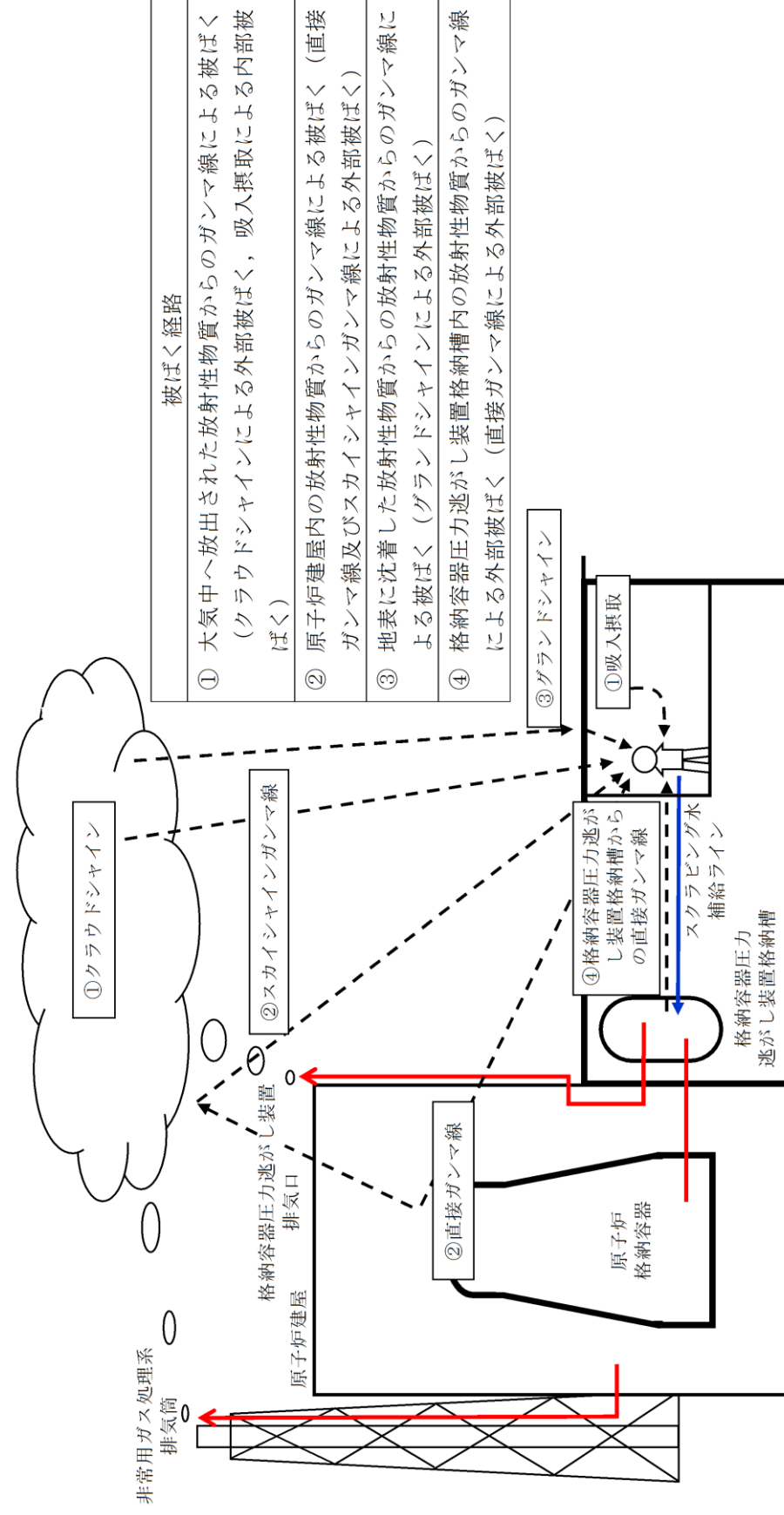


※1 原子炉格納容器から原子炉建屋への漏えい率
 【希ガス, エアロゾル (粒子状よう素含む), 有機よう素】
 1Pd以下: 0.9Pdで0.5%/日, 1Pd超過:2Pdで1.3%/日
 【無機よう素】
 1.5h後~19.5h後: 1.3%/日 (一定), 上記以外の期間: 0.5%/日 (一定)

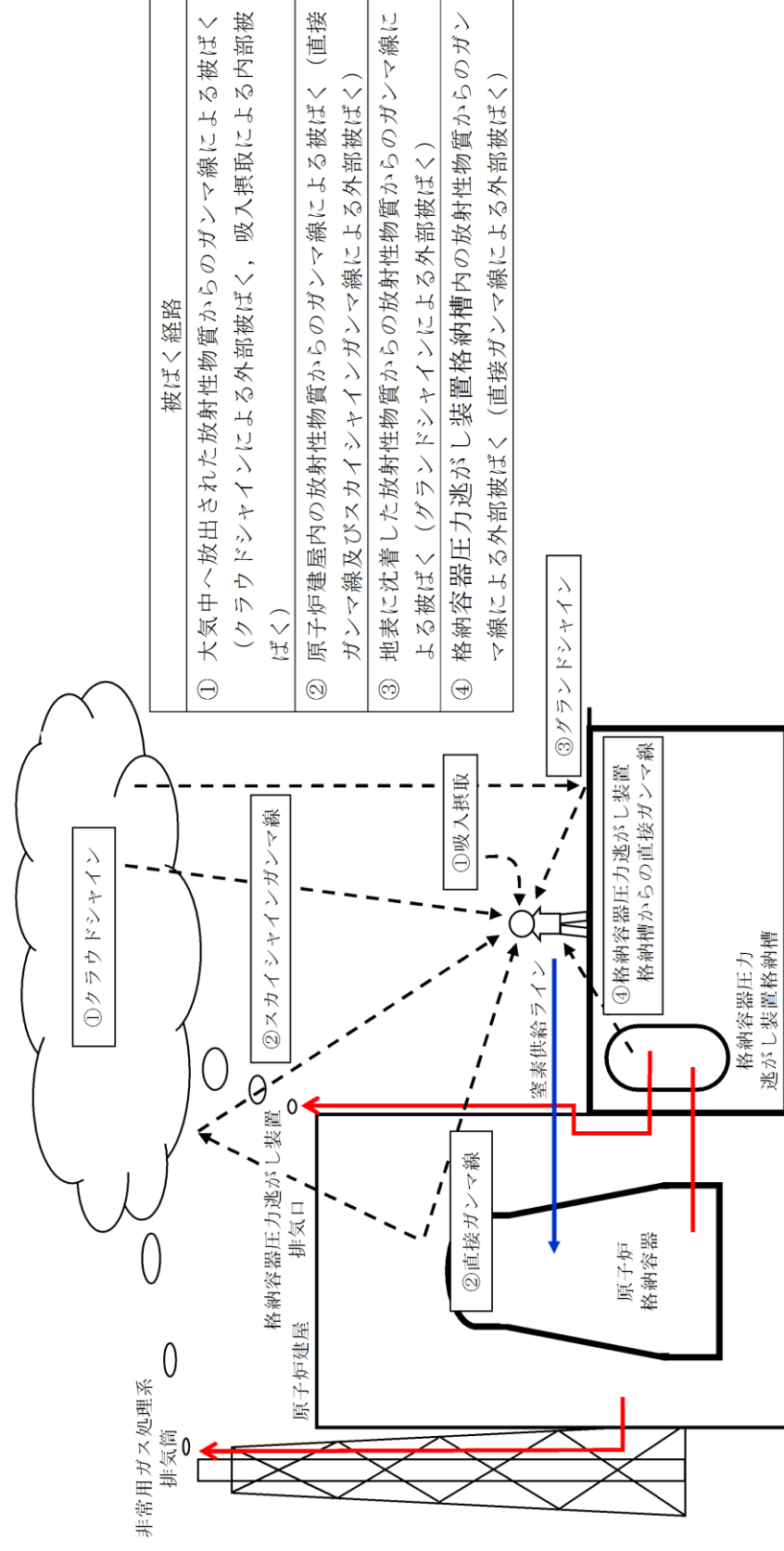
大気への放出経路	0h	▼2h ^{※2}	▼19h ^{※3}	168h▼
原子炉建屋から大気中への漏えい	■			
非常用ガス処理系排気筒から放出		■		
格納容器圧力逃がし装置からの放出			■	

※2 非常用ガス処理系の起動により原子炉建屋原子炉棟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19h以降は、「非常用ガス処理系排気筒から放出」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5図 大気放出過程概略図 (イメージ)



第6図 スクラビング水補給作業時の作業員の被ばく評価経路イメージ



- 被ばく経路
- ① 大気中へ放出された放射性物質からのガンマ線による被ばく (クラウドシヤインによる外部被ばく, 吸入摂取による内部被ばく)
 - ② 原子炉建屋内の放射性物質からのガンマ線による被ばく (直接ガンマ線及びスカイシヤインガンマ線による外部被ばく)
 - ③ 地表に沈着した放射性物質からの放射性物質からのガンマ線による被ばく (グラウンドシヤインによる外部被ばく)
 - ④ 格納容器圧力逃がし装置格納槽内の放射性物質からのガンマ線による外部被ばく (直接ガンマ線による外部被ばく)

第7図 窒素供給作業時の作業員の被ばく評価経路イメージ

第2表 大気拡散評価条件

項目	評価条件	選定理由
大気拡散評価モデル	ガウスプルームモデル	発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針（以下「気象指針」という）に基づき評価
気象資料	東海第二発電所における1年間の気象資料（2005年4月～2006年3月） 地上風：地上10m 排気筒風：地上140m	格納容器圧力逃がし装置排気口及び原子炉建屋からの放出は地上風（地上高10m）の気象データを使用 非常用ガス処理系排気筒からの放出は排気筒風（地上高140m）の気象データを使用（別紙17補足11参照）
放出源及び放出源高さ（有効高さ）	原子炉建屋漏えい：地上0m 格納容器圧力逃がし装置排気口からの放出：地上57m 非常用ガス処理系排気筒からの放出：地上95m	格納容器圧力逃がし装置排気口からの放出は建屋影響を考慮し建屋屋上からの放出と想定し設定 非常用ガス処理系排気筒からの放出は方位ごとの風洞実験結果のうち保守的に最低の方位の有効高さを設定
実効放出継続時間	1時間	保守的に最も短い実効放出継続時間を設定（別紙17補足9参照）
累積出現頻度	小さい方から97%	気象指針に基づき設定
建屋の影響	考慮する	格納容器圧力逃がし装置排気口放出及び原子炉建屋漏えいにおいては放出源から近距離の原子炉建屋の影響を受けるため、建屋による巻き込み現象を考慮
巻き込みを生じる代表建屋	原子炉建屋	放出源から最も近く、巻き込みの影響が最も大きい建屋として選定
大気拡散評価点	第8図参照	屋外移動時は敷地内の最大濃度点で設定 作業時は作業地点のある原子炉建屋外壁で設定
着目方位	非常用ガス処理系排気筒：1方位 原子炉建屋及び格納容器圧力逃がし装置排気口：9方位	非常用ガス処理系排気筒（排気筒放出）については評価点の方位とし、建屋放出及び格納容器圧力逃がし装置排気口については放出源が評価点に近いことから、180度をカバーする方位を対象とする。
建屋影響	3,000m ²	原子炉建屋の最小投影断面積を設定
形状係数	0.5	気象指針に基づき設定

第3表 評価に使用する相対濃度 (χ/Q) 及び相対線量 (D/Q)

作業内容		放出箇所	χ/Q 及び D/Q	
スクラッピング 水補給作業	屋外移動時 /作業時	原子炉建屋漏えい (地上放出)	χ/Q (s/m ³)	約 8.3×10^{-4}
		格納容器圧力逃がし装置排 気口 (建屋屋上放出)	χ/Q (s/m ³)	約 4.2×10^{-4}
			D/Q (Gy/Bq)	約 8.7×10^{-19}
		非常用ガス処理系排気筒 (排気筒放出)	χ/Q (s/m ³)	約 3.0×10^{-6}
			D/Q (Gy/Bq)	約 1.2×10^{-19}
		窒素供給作業	屋外移動時	原子炉建屋漏えい (地上放出)
格納容器圧力逃がし装置 排気口 (建屋屋上放出)	χ/Q (s/m ³)			約 4.2×10^{-4}
	D/Q (Gy/Bq)			約 8.7×10^{-19}
非常用ガス処理系排気筒 (排気筒放出)	χ/Q (s/m ³)			約 3.0×10^{-6}
	D/Q (Gy/Bq)		約 1.2×10^{-19}	
作業時	原子炉建屋漏えい (地上放出)		χ/Q (s/m ³)	約 7.4×10^{-4}
	格納容器圧力逃がし装置排 気口 (建屋屋上放出)		χ/Q (s/m ³)	約 3.7×10^{-4}
			D/Q (Gy/Bq)	約 7.7×10^{-19}
	非常用ガス処理系排気筒 (排気筒放出)	χ/Q (s/m ³)	約 3.0×10^{-6}	
D/Q (Gy/Bq)		約 6.3×10^{-20}		

第4表 線量換算係数, 呼吸率等

項目	評価条件	選定理由
線量換算係数	成人実効線量換算係数を使用 (主な核種を以下に示す) I-131 : 2.0×10^{-8} Sv/Bq I-132 : 3.1×10^{-10} Sv/Bq I-133 : 4.0×10^{-9} Sv/Bq I-134 : 1.5×10^{-10} Sv/Bq I-135 : 9.2×10^{-10} Sv/Bq Cs-134 : 2.0×10^{-8} Sv/Bq Cs-136 : 2.8×10^{-9} Sv/Bq Cs-137 : 3.9×10^{-8} Sv/Bq 上記以外の核種は ICRP Pub. 71 等に基づく	ICRP Publication 71に基づき設定
呼吸率	1.2m ³ /h	成人活動時の呼吸率を設定 ICRP Publication 71に基づき設定
マスクの除染係数	DF 50	性能上期待できる値から設定
地表面への沈着速度	粒子状物質 : 0.5cm/s 無機よう素 : 0.5cm/s 有機よう素 : 1.7×10^{-3} cm/s	東海第二発電所の実気象から求めた沈着速度から保守的に設定 (別紙 17 補足 6~補足 8 参照)

第5表 原子炉建屋からの直接ガンマ線及びスカイシャインガンマ線

項目	評価条件	選定理由
原子炉建屋内線源強度分布	原子炉建屋内に放出された放射性物質が均一に分布	審査ガイドに示されたとおり設定
原子炉建屋のモデル	原子炉建屋の幾何形状をモデル化	建屋外壁を遮蔽体として考慮
直接ガンマ線・スカイシャインガンマ線評価コード	直接ガンマ線評価： QAD-CGGP2R スカイシャインガンマ線評価： ANISN G33-GP2R	現行許認可（添十）に同じ
許容差	評価で考慮するコンクリート遮蔽は、公称値からマイナス側許容差（-5mm）を引いた値を適用	建築工事標準仕様書 JASS 5N・同解説（原子力発電所施設における鉄筋コンクリート工事，日本建築学会）に基づき設定
コンクリート密度	2.00g/cm ³	建築工事標準仕様書 JASS 5N・同解説（原子力発電所施設における鉄筋コンクリート工事，日本建築学会）を基に算出した値を設定

第6表 フィルタ装置からの直接ガンマ線

項目	評価条件	選定理由
スクラビング水補給場所作業場所壁厚		格納容器圧力逃がし装置格納槽遮蔽設計値（10mSv/h以下）に基づき設定
格納容器圧力逃がし装置格納槽外壁壁厚		格納容器圧力逃がし装置格納槽遮蔽設計値（0.62mSv/h以下）に基づき設定
コンクリート密度	2.10g/cm ³	新設遮蔽はコンクリート密度 2.10g/cm ³ 以上で施工

東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<div data-bbox="154 247 1261 1228" style="border: 2px solid black; height: 467px; width: 373px; margin-bottom: 10px;"></div> <p data-bbox="397 1287 1026 1318">第8図 大気中に放出された放射性物質の濃度評価点</p>		

第7表 スクラビング水補給作業及び窒素供給作業における被ばく評価 (S/Cからのベント操作の場合)

(単位: mSv/h)

被ばく経路	スクラビング水補給作業		窒素供給作業	
	補給作業時	屋外移動時	供給作業時	屋外移動時
原子炉建屋内の放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	1.0×10 ⁻² 以下	1.0×10 ⁻² 以下	1.0×10 ⁻² 以下	1.0×10 ⁻² 以下
大気中へ放出された放射性物質による被ばく	外部被ばく	1.0×10 ⁻² 以下	1.0×10 ⁻² 以下	1.0×10 ⁻² 以下
	内部被ばく	1.0×10 ⁻² 以下	1.0×10 ⁻² 以下	1.0×10 ⁻² 以下
大気中へ放出され地表面に沈着した放射性物質からのガンマ線による被ばく	約3.3×10 ⁰	約3.3×10 ⁰	約2.9×10 ⁰	約3.3×10 ⁰
格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置格納槽からの直接線	約1.0×10 ¹	約6.3×10 ⁻¹	約6.3×10 ⁻¹	約6.3×10 ⁻¹
作業線量率	約1.3×10 ¹	約3.9×10 ⁰	約3.6×10 ⁰	約3.9×10 ⁰

第 8 表 スクラビング水補給作業及び窒素供給作業における被ばく評価 (D/Wからのベント操作の場合)

(単位: mSv/h)

被ばく経路	スクラビング水補給作業		窒素供給作業	
	補給作業時	屋外移動時	供給作業時	屋外移動時
原子炉建屋内の放射性物質からの ガンマ線による外部被ばく	1.0×10 ⁻² 以下	1.0×10 ⁻² 以下	1.0×10 ⁻² 以下	1.0×10 ⁻² 以下
大気中へ放出された 放射性物質による被ばく	外部被ばく	1.0×10 ⁻² 以下	1.0×10 ⁻² 以下	1.0×10 ⁻² 以下
	内部被ばく	1.0×10 ⁻² 以下	1.0×10 ⁻² 以下	1.0×10 ⁻² 以下
大気中へ放出され地表面に沈着した 放射性物質からのガンマ線による被ばく	約4.5×10 ⁰	約4.5×10 ⁰	約4.0×10 ⁰	約4.5×10 ⁰
格納容器圧力逃がし装置 フィルタ装置格納槽からの直接線	約1.0×10 ¹	約6.3×10 ⁻¹	約6.3×10 ⁻¹	約6.3×10 ⁻¹
作業線量率	約1.5×10 ¹	約5.1×10 ⁰	約4.6×10 ⁰	約5.1×10 ⁰

別紙 26

ベント準備操作開始タイミングについて

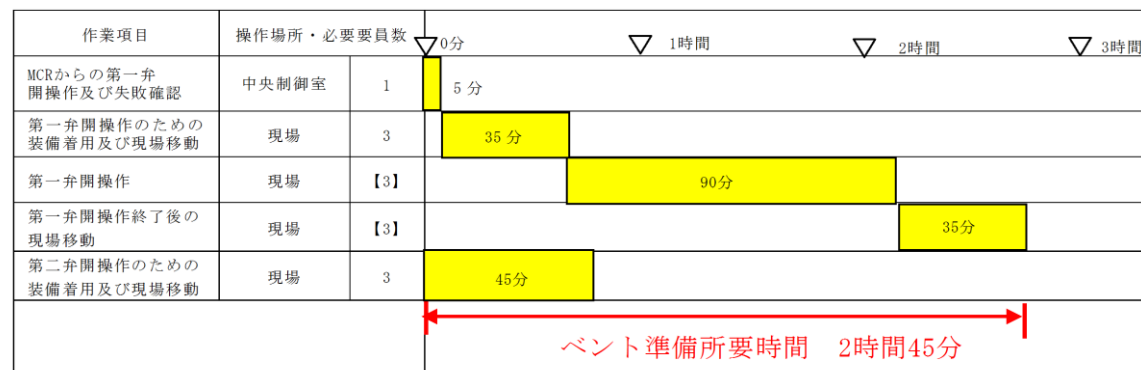
(1) ベント準備操作について

東海第二発電所では、ベント実施時の作業時間短縮を目的として、他系統との隔離確認、ベント実施に必要な隔離弁の健全性確認、第一弁の開操作をベント準備と位置付けて、ベント実施操作判断基準到達までに実施し、その他のベント実施に関連する作業をベント実施操作判断基準到達後に実施することとしている。

ベント準備操作は、サプレッション・プール水位が通常水位+5.5m に到達したことを起点として開始する。これは、仮に第一弁の中央制御室からの遠隔操作失敗を想定しても、ベント実施操作判断基準到達までにベント準備が完了する基準として設定している。

(2) ベント準備操作判断基準の考え方

ベント準備操作の所要時間が長くなる中央制御室からの遠隔操作失敗を想定したタイムチャートを第1図に示す。所要時間は2時間45分である。



第1図 ベント準備所要時間タイムチャート

また、ベント準備操作判断基準であるサプレッション・プール水位通常水位+5.5m 近辺の水位から、サプレッション・プール通常水位+6.5m（外部水源による格納容器スプレイ停止基準）までの水量及び到達時間を第1表に示す。

ベント準備操作所要時間が2時間45分であること及びスプレイ停止基準であるサプレッション・プール通常水位+6.5m 到達時間の関係から、ベント準備操作の開始タイミングとしてはサプレッション・プール通常水位+5.5m 到達を基準とすることが妥当と考える。

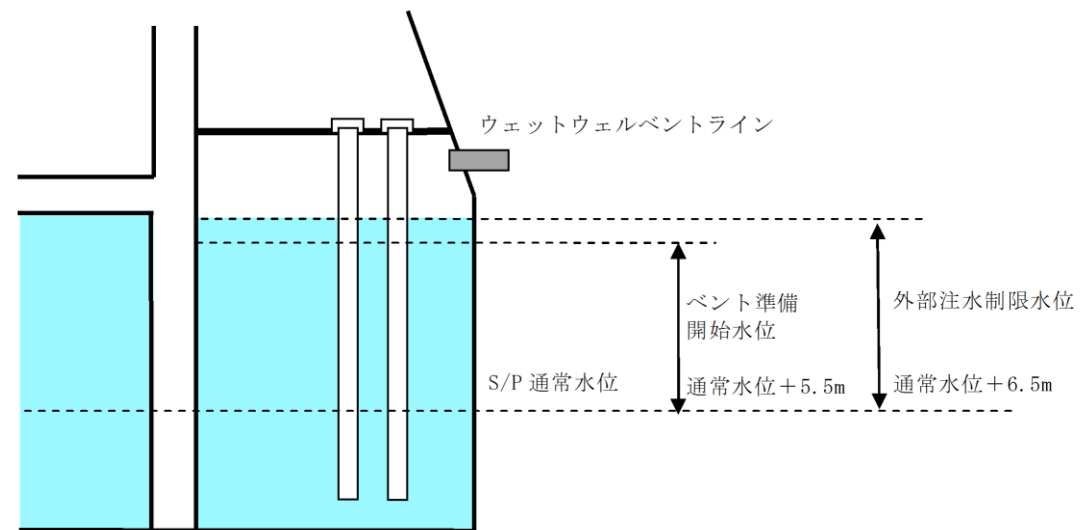
サプレッション・プール水位とベント実施に係る操作タイミングを第2図に示す。

・資料構成の相違
島根2号炉は、「4.1.3 格納容器フィルタベント系操作手順について (2) e. ベント準備操作の余裕時間」に記載

第1表 スプレィ停止基準までの水量

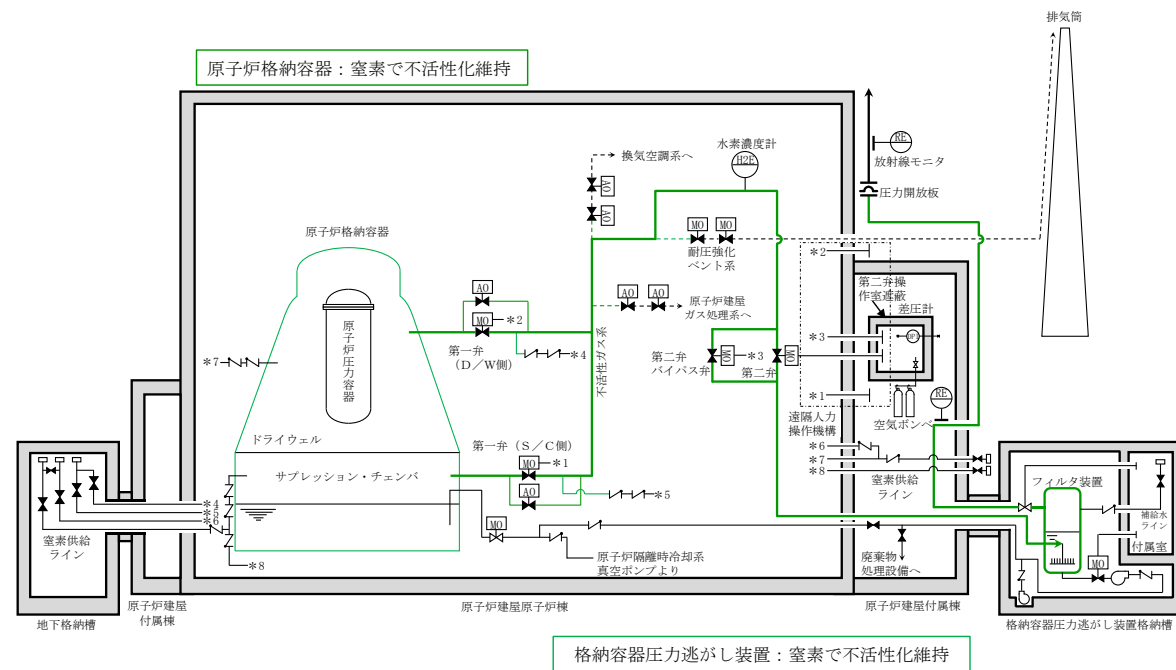
サプレッション・プール水位	サプレッション・プール水位 通常水位+6.5m までの水量	サプレッション・プール水位 通常水位+6.5m 到達時間 ^{※1}
通常水位+6.0m	約 230m ³	約 1 時間 40 分
通常水位+5.5m	約 450m ³	約 3 時間 20 分
通常水位+5.0m	約 680m ³	約 5 時間

※1 外部水源を用いた代替格納容器スプレィ流量を 130m³/h で連続して格納容器スプレィした場合。実際には、代替格納容器スプレィは 130m³/h よりも少ない流量でスプレィを実施することとしており、実運用上は表中の到達時間よりも長くなる。



第2図 サプレッション・プール水位と各操作タイミングについて

東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">別紙 34</p> <p style="text-align: center;"><u>各運転モードにおける系統構成と系統内の水素濃度について</u></p> <p>格納容器からのベント中は、系統内に流れがあり水素が局所的に蓄積することはない。一方、ベント停止後はフィルタ装置内に捕集した粒子状放射性物質によるスクラビング水の放射線分解により、蒸気とともに水素、酸素が発生する。</p> <p>発生する水素は蒸気に比べて十分少なく約0.2%と評価され、蒸気発生量に対して一定となる。さらに、入口配管に接続された窒素供給ラインより窒素を供給することで、系統内の水素濃度は低くなる。</p> <p>フィルタ装置入口配管の水素濃度は、窒素供給を実施することで、約0.02%と評価される。一方、出口配管の水素濃度は、上述のとおり窒素供給を考慮せずに約0.2%と評価され、窒素供給を考慮することでさらに低減される。</p> <p>出口配管は大気放出端まで連続上り勾配となり、水素は蒸気とともに放出端に導かれることから、系統内に水素が蓄積することはない。</p> <p>一方、入口配管については、系統内の蒸気が凝縮してフィルタ装置に戻ると非凝縮性ガスである水素及び酸素の濃度が上昇し、可燃限界に至るおそれがあることから、窒素供給による系統ページ停止後において、水素が長期的に系統内に滞留しないことを確認するために水素濃度計で入口配管の水素濃度を監視する。</p> <p>以上より、東海第二発電所の格納容器圧力逃がし装置の水素濃度計は、フィルタ装置の入口側に設置を計画している。</p> <p>(参考) 各運転モードにおける系統構成と系統内の水素濃度について</p> <p>格納容器圧力逃がし装置の各運転モード(系統待機時、ベント開始時、ベント停止後)における系統状態及び系統内の水素濃度について以下に示す。</p> <p>1. 系統待機時</p> <p>(1) 系統状態</p> <p>系統待機時においては、格納容器隔離弁が閉止されており、隔離弁から圧力開放板の間は窒素により不活性化されている。</p> <p>系統待機時の状態を第1図に示す。</p> <p>(2) 水素濃度</p> <p>系統待機状態においては、系統内への水素流入はなく、また、系統内における水素発生はない。</p>		<p>・資料構成の相違</p> <p>島根2号炉は、「別紙2 水素滞留に対する設計上の考慮について」にて記載</p>



第1図 系統待機時の状態概要図

2. ベント実施時

(1) 系統状態

炉心の著しい損傷が発生した場合のベント開始後には、格納容器内における水-金属反応や水の放射線分解により発生する水素が格納容器圧力逃がし装置系統内に流入するとともに、フィルタ装置にて捕捉した放射性物質によるスクラビング水の放射線分解により、フィルタ装置内において水素が発生する。

この状態においても、系統の初期の不活性化及び格納容器及びフィルタ装置において崩壊熱により発生する多量の水蒸気による水素の希釈により、可燃限界には至らない。また、フィルタ装置出口配管が大気開放端に向かい連続上り勾配となるよう設計しており、系統全体にベントガスの流れがあることから、局所的な水素ガスの滞留及び蓄積は発生しない。

ベント実施時の状態を第2図に、ベント停止前の窒素供給時の状態を第3図に示す。

(2) 水素濃度 (ベント実施時)

格納容器圧力逃がし装置へ流入するベントガスの水素濃度については、格納容器内での水の放射線分解による水素発生量と、同時に発生する水蒸気発生量の割合から求める。

その結果、格納容器より系統内へ流入するベントガスの水素濃度は約0.2%となる。

$$\text{水蒸気発生量} = Q \times 1,000 / (\text{飽和蒸気比エンタルピ}$$

$$- \text{飽和水比エンタルピ}) \times 1,000 / \text{分子量} \times 22.4 \times 10^{-3} \times 3,600$$

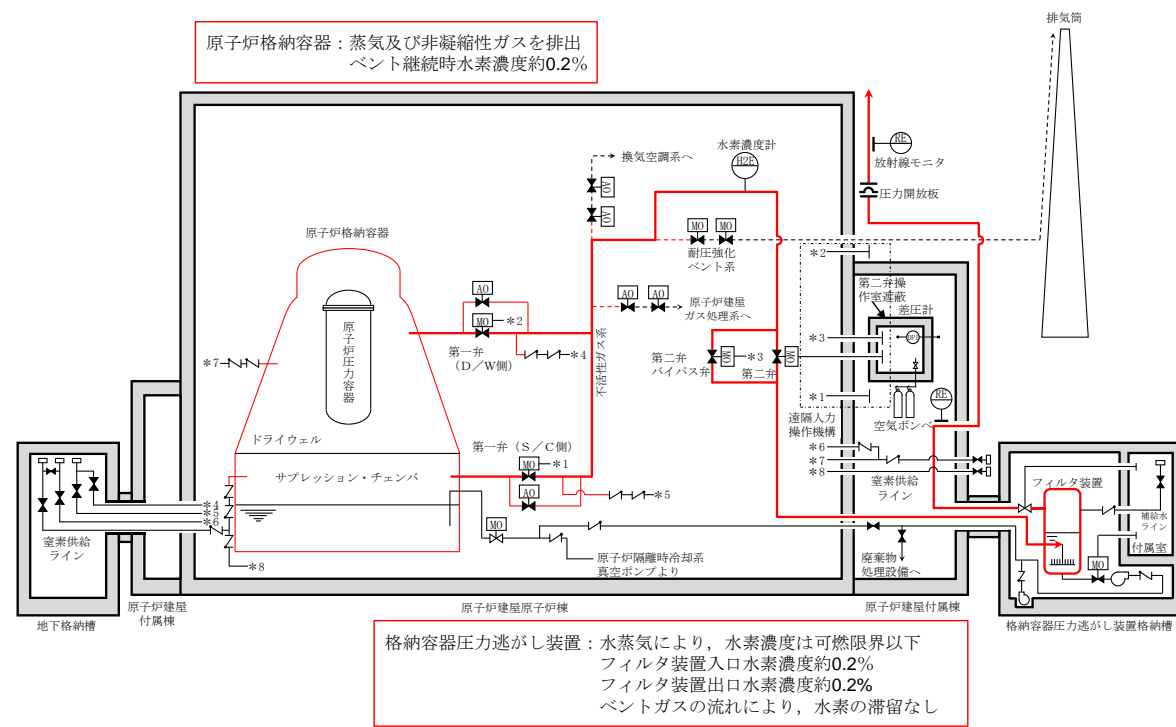
$$\text{水素発生量} = Q \times 10^6 \times G \text{値} \text{ (分子/100eV)} / 100 / (1.602 \times 10^{-19}) \text{ ※1}$$

$$/ (6.022 \times 10^{23}) \text{ ※2} \times 22.4 \times 10^{-3} \times 3,600 \times \text{放射線吸収割合}$$

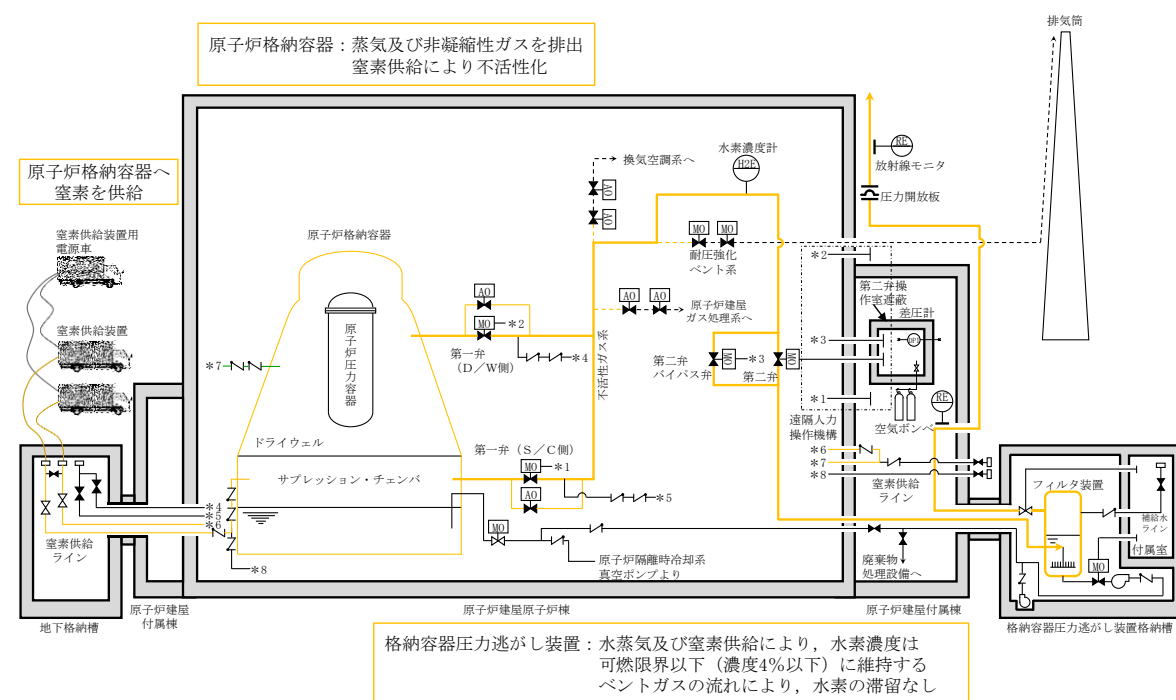
$$\text{水素濃度} = \text{水素発生量} / (\text{水蒸気発生量} + \text{水素発生量}) \times 100$$

Q : 崩壊熱 (MW)

東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>※1 1eV=1.602×10⁻¹⁹[J] ※2 アボガドロ数 6.022×10²³</p> <p>以上の式に事故発生7日後の状態を想定した条件を適用し、水素濃度を求める。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・格納容器圧力はベント実施時の圧力として200kPa [abs] とする。 ・格納容器内の冷却水は沸騰していると想定し水素発生量のG値は0.4 とする。 ・放射線吸収割合は1.0 とする。 ・事故発生7日後を想定するため、崩壊熱は約10MW とする。 <p>水蒸気発生量=10×1,000 / (2706.24-251.15^{*3}) ×1,000 / 18 ×22.4×10⁻³×3,600=18247.8 m³[N]/h</p> <p>※3 飽和水比エンタルピは60℃条件とする。</p> <p>水素発生量=10×10⁶×0.4 / 100 / (1.602×10⁻¹⁹) / (6.022×10²³) ×22.4×10⁻³×3,600×1.0=33.44 m³[N]/h</p> <p>水素濃度=33.44 / (18247.8+33.44) ×100=約0.2%</p> <p>次に、フィルタ装置において発生する水素濃度については、フィルタ装置内のスクラビング水の放射線分解による水素発生量と、同時に発生する水蒸気発生量の割合から求める。水素濃度は系統へ流入するベントガスの水素濃度を求める式と同様の式を用いて計算する。</p> <p>その結果、フィルタ装置より発生する水素濃度は約0.2%となる。</p> <p>水素濃度の計算条件は以下のとおりとする。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・水の放射線分解に寄与する熱量は500kWを想定する(設計条件)。 ・スクラビング水は沸騰しているものと想定し水素発生量のG値は0.4 とする。 ・放射線吸収割合は1.0 とする。 <p>水蒸気発生量=0.5×1,000 / (2675.53-418.99) ×1,000 / 18 ×22.4×10⁻³×3,600=992.65 m³[N]/h</p> <p>水素発生量=0.5×10⁶×0.4 / 100 / (1.602×10⁻¹⁹) / (6.022×10²³) ×22.4×10⁻³×3,600=1.67 m³[N]/h</p> <p>水素濃度=1.67 / (992.65+1.67) ×100 =約0.2%</p> <p>(3) 水素濃度 (ベント停止前, 窒素供給時)</p> <p>窒素供給を開始することで、(2)で評価した値よりさらに水素濃度が低くなることから、格納容器を含め系統の水素濃度は約0.2%を上回ることはない。</p>		



第2図 ベント実施時状態概要図



第3図 格納容器への窒素供給状態概要図

東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>3. ベント停止後</p> <p>(1) 系統状態</p> <p>ベント停止後、可搬型窒素発生装置により系統内への窒素供給を開始する。系統内に連続的に窒素を供給することで、系統内の水素を希釈、掃気する（フィルタ装置出口側への流れが形成される）ため、フィルタ装置入口配管内に水素が滞留することはない、スクラビング水の放射線分解により発生した水素もこの流れにより、大気開放端から掃気される。また、フィルタ装置出口側については、スクラビング水が飽和状態にある場合は、水蒸気発生量が水素発生量を大きく上回るため、水素濃度が可燃限界に至ることはない。ベント停止後の状態を第4図に示す。</p> <p>(2) 水素濃度（隔離弁～フィルタ装置）</p> <p>フィルタ装置入口配管側へ逆流する水素濃度について、窒素供給量、水素発生量の割合から求める。その結果、水素濃度は約0.02%となる。</p> <p>なお、フィルタ装置入口配管側に逆流する可能性のある水素発生量は以下に示した式を用いて計算する。</p> $\text{フィルタ装置内水素発生量} = Q \times 10^6 \times G \text{値} \left(\frac{\text{分子}}{100\text{eV}} \right) / 100$ $/ (1.602 \times 10^{-19}) / (6.022 \times 10^{23}) \times 22.4 \times 10^{-3} \times 3600$ $\text{入口配管内への水素流量} = \text{フィルタ装置内水素発生量}$ $\times \text{ガス入口配管断面積} / \text{フィルタ装置断面積}$ $\text{水素濃度} = \text{入口配管への水素流入量}$ $/ (\text{入口配管への水素流入量} + \text{窒素供給量}) \times 100$ <p>水素濃度の計算条件は以下のとおりとする。</p> <ul style="list-style-type: none"> スクラビング水は沸騰しているものと想定し水素発生量のG値は0.4とする。 水の放射線分解に寄与する熱量は500kWを想定する。(格納容器圧力逃がし装置設計条件) 放射線吸収割合は1.0とする。 窒素供給量は200m³[N]/h、不純物濃度は1%未満のため無視する。 $\text{フィルタ装置内水素発生量} = 0.5 \times 10^6 \times 0.4 / 100 / (1.602 \times 10^{-19})$ $/ (6.022 \times 10^{23}) \times 22.4 \times 10^{-3} \times 3600$ $= 1.67 \text{ m}^3 \text{ [N] / h}$ $\text{入口配管内への水素流量} = 1.67 \times 0.144 / 9.1$ $= 0.026 \text{ m}^3 \text{ [N] / h}$ $\text{水素濃度} = 0.026 / (0.026 + 200) \times 100$ $= \text{約 } 0.02\%$		

(3) 水素濃度 (フィルタ装置～大気解放端)

格納容器への窒素供給時の水素濃度については、窒素供給量、水素発生量の割合から求める。その結果、水素濃度は約0.2%以下となる。

なお、ベント停止後のフィルタ装置出口側の水素濃度は2.(2)に示した式を用いて計算する。

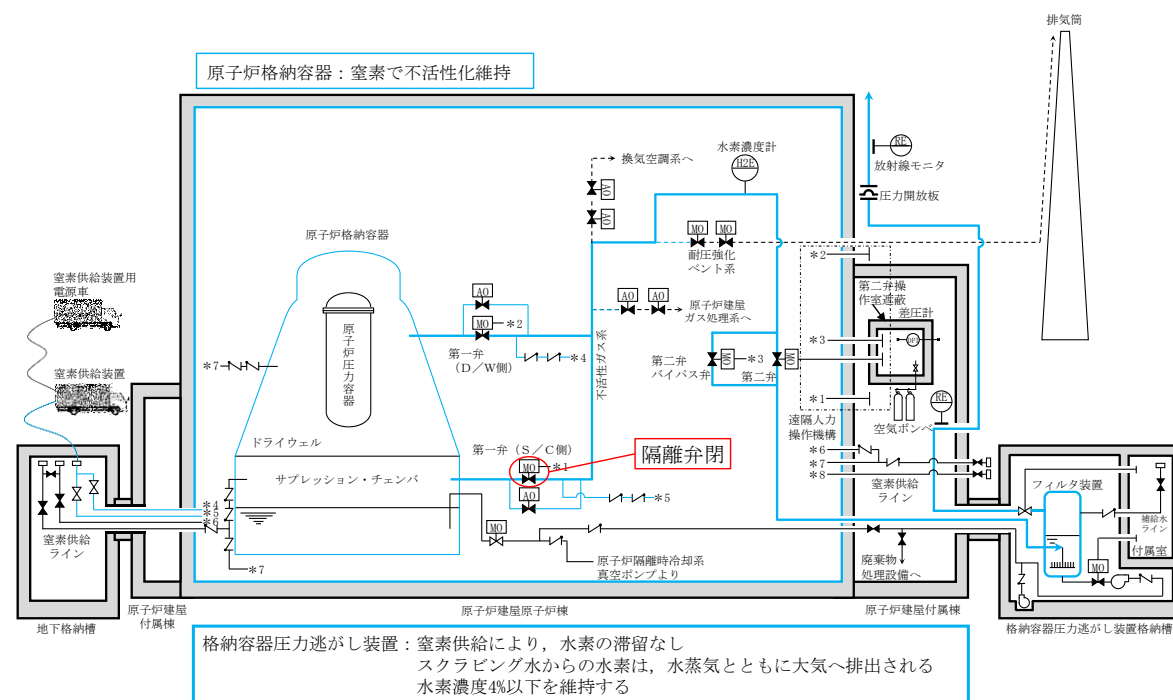
水素濃度の計算条件は以下のとおりとする。

- ・フィルタ装置出口が解放しているため、フィルタ装置圧力は大気圧であると想定する。
- ・スクラビング水は沸騰しているものと想定し水素発生量のG値は0.4とする。
- ・崩壊熱はQとする。
- ・窒素供給は考慮しない。

$$\text{水蒸気発生量} = Q \times 1,000 / (2675.53 - 418.99) \times 1,000 / 18 \times 22.4 \times 10^{-3} \times 3600 = 1985.3 \times Q \text{ m}^3 [\text{N}] / \text{h}$$

$$\text{水素発生量} = Q \times 10^6 \times 0.4 / 100 / (1.602 \times 10^{-19}) / (6.022 \times 10^{23}) \times 22.4 \times 10^{-3} \times 3,600 = 3.344 \times Q \text{ m}^3 [\text{N}] / \text{h}$$

$$\text{水素濃度} = 3.344Q / (1985.3 + 3.344) Q \times 100 = \text{約} 0.2\%$$



第4図 ベント停止後状態概要図

東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>4. 評価の保守性について</p> <p>各運転モードにおける系統内の水素濃度評価は、水素発生量のG値を用いて算出している。</p> <p>G値には、許認可の安全解析に用いられる値（沸騰域 0.40 分子/100eV）を使用することにより、評価結果に保守性を持たせている。</p> <p>実際にシビアアクシデントが発生した状況を想定した場合の水素発生量のG値は、電力共同研究報告書「シビアアクシデントにおける可燃性ガスの挙動に関する研究」において評価されており、その値（沸騰域 0.27 分子/100eV）は許認可で用いられるG値に対して低い値となっている。</p> <p>水素が発生する過程では酸素も発生するが、この量を評価に見込まないことで若干の保守性を有することとなる。</p> <p>以上より、各運転モードにおける水素濃度評価は適切に行われているものとする。</p>		

東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">別紙 37</p> <p style="text-align: center;">希ガスの減衰効果に期待したドライウェルベント実施時の影響評価</p> <p>(1) <u>格納容器圧力逃がし装置</u>にて除去できず、ベント時の外部被ばくの主因となる希ガスについては、可能な限り格納容器内に保持することで時間減衰させることが有効である。</p> <p>そのため、ベント実施タイミングを可能な限り遅くするため、サプレッション・チェンバ側からのベント排気ライン水没を防止する観点から設定したサプレッション・プール水位通常水位+6.5mに到達するまでは、格納容器スプレイを実施する手順としている。</p> <p>この手順に基づき、格納容器破損防止対策の有効性評価「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）」においては、事象発生後約19時間後に格納容器スプレイを停止し、サプレッション・チェンバ側からのベントを実施することとしている。</p> <p>ここでは、より希ガスを格納容器内に保持する観点から19時間以降も格納容器スプレイを継続させ、ドライウェル側からのベントを実施した場合について、公衆被ばくへの影響を評価する観点から、外部被ばくの主因となる希ガス及び長期土壌汚染の要因となるCs-137放出量を対象に、事象発生後約19時間後にサプレッション・チェンバ側からベントを実施した場合と比較する。</p> <p>(2) 評価ケース</p> <p>a. サプレッション・チェンバ側からのベント（19時間ベント）</p> <p>格納容器破損防止対策の有効性評価における「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」と同様のベント方法であり、事象開始から約19時間後にサプレッション・プール水位が通常水位+6.5mに到達した時点で格納容器スプレイを停止し、サプレッション・チェンバ側からベントを実施する。圧力推移を第1図に示す。</p> <p>b. ドライウェル側からのベントケース（34時間ベント）</p> <p>a. の事故シナリオにおいて、スプレイ停止基準であるサプレッション・プール水位が通常水位+6.5mに到達した後も格納容器スプレイを継続させた評価を実施した。圧力推移を第2図に示す。</p> <p>MAAP解析の結果、ドライウェル空間体積の減少に伴い格納容器スプレイ効果が低減し、約34時間時点で格納容器圧力が限界圧力を下回る620kPa [gage] に到達する結果となったことから、約34時間後にドライウェルベントを実施した。</p> <p>(3) 評価結果</p> <p>サプレッション・チェンバ側からのベントケースの放出量を1として規格化した場合のドライウェル側からのベントケースの放出量の相対値を第1表に示す。</p>		<p>・資料構成の相違</p> <p>島根2号炉は、D/W側のベントを実施する場合でも、S/C側ベント基準（注水制限）以降も余分に保持することを想定していない</p>

第1表 ドライウェルベントケースにおける希ガス及びCs-137 放出量

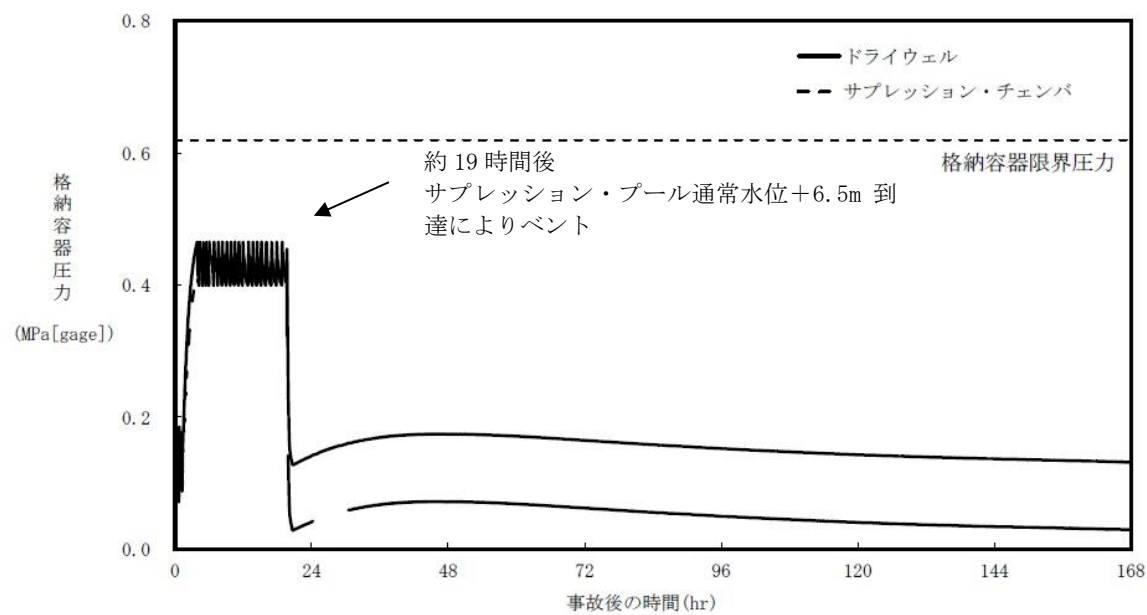
評価ケース	ベント時間	放出量	
		希ガス	Cs-137
サブプレッション・チェンバ側からのベント	約19時間	1	1
ドライウェル側からのベント	約34時間	約0.80	約 1.76×10^4

希ガスの放出量はサブプレッション・チェンバ側からのベントに対してドライウェル側からのベントケースは約0.8倍であり、希ガスの減衰効果は限定的となっている。これは、第3図の希ガスの減衰曲線に示すように、事象発生後から12時間程度の間は大きく減衰するものの、これに比べて事象発生19時間後から34時間後までの間の減衰効果は小さいためである。

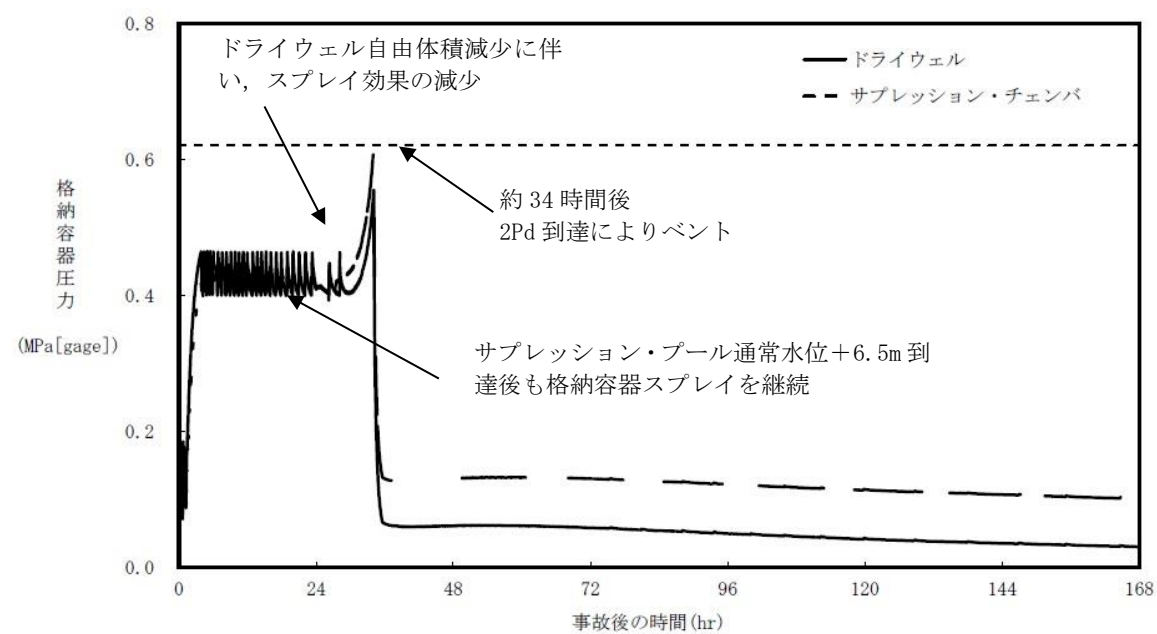
Cs-137の放出量に関しては、サブプレッション・チェンバ側からのベントに対してドライウェル側からのベントは約 1.76×10^4 倍と大きく増加する結果となった。これは、ドライウェル側からのベントの場合、サブプレッション・チェンバ側からのベントに対してサブプレッション・プール水でのスクラビング効果が得られなくなるためである。

(4)まとめ

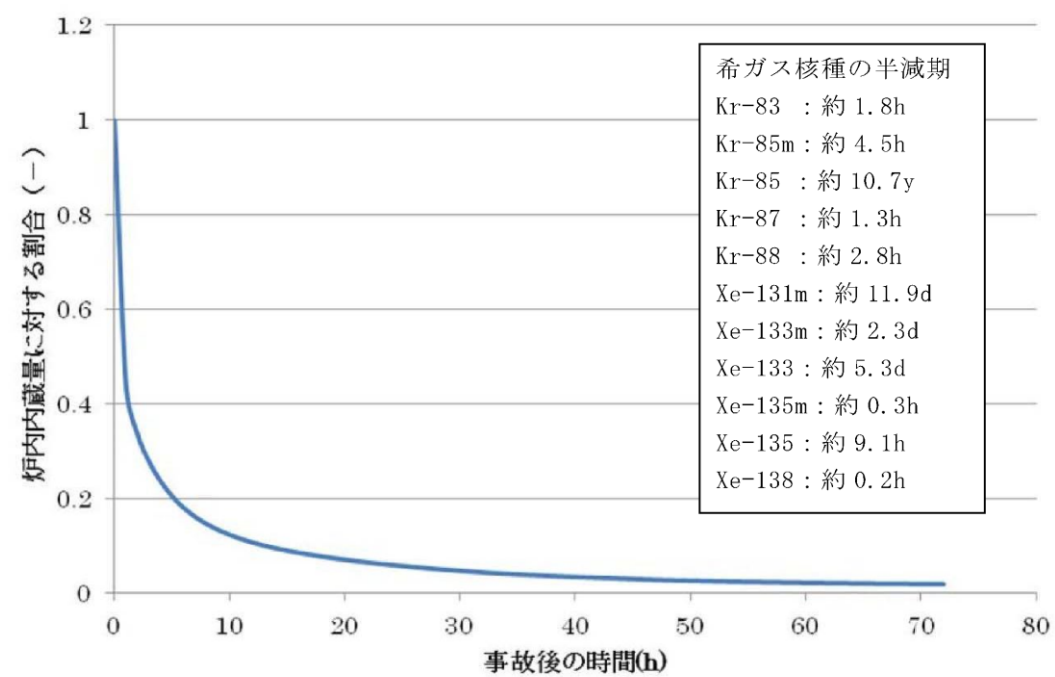
上記のとおり、有効性評価の事故シナリオにおいて、ドライウェル側からのベント時の希ガスの減衰効果は限定的となる。そのため、長期にわたる土壌汚染を抑制する観点から、サブプレッション・チェンバ側からのベントを選択することが好ましいと考えられることから、東海第二ではサブプレッション・チェンバ側からのベントを優先することとしている。



第1図 サブプレッション・チェンバ側からのベント (19時間ベント) の格納容器圧力推移



第2図 ドライウエル側からのベント (34時間ベント) の格納容器圧力推移



第3図 事故発生後の希ガス発生量の時間変化 (核種合計)

東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">別紙 38</p> <p style="text-align: center;"><u>コリウムシールド侵食時のガス及びエアロゾル発生について</u></p> <p>MCCI発生時には、コンクリートが加熱・分解されることに伴い、水蒸気やCO₂が発生する。また、この水蒸気やCO₂が、溶融炉心中のZrと反応し、H₂及びCOが発生する。これらの気体が気泡となり溶融炉心内を上昇する間に、溶融炉心中の低沸点物質が蒸発し気泡内に取り込まれ、溶融炉心の外へ放出された際に凝縮することで、エアロゾルが発生する^{※1}。</p> <p>これに対して、コリウムシールドの成分としてZrO₂の他に微量の [] が含まれているが、水分やC（炭素）等、気体の発生源となる成分を含まない。したがって、仮に溶融炉心によって侵食された場合にも、ガスは発生せず、侵食に伴うエアロゾルの発生も発生しない。</p> <p>※1 D. A. Powers, J. E. Brockmann, A. W. Shiver, “VANESA: A Mechanistic Model of Radionuclide Release and Aerosol Generation During Core Debris Interactions With Concrete”, NUREG/CR-4308, 1986.</p>		<p>・記載方針の相違</p> <p>島根2号炉は、エアロゾルの想定に十分な保守性があること、コリウムシールドの侵食時のガス及びエアロゾル発生はほとんどないことから、該当資料なし</p>

別紙 49

格納容器圧力制御のための代替格納容器スプレイの運用について

(1) 代替格納容器スプレイの運用について

東海第二発電所の非常時運転手順書では、格納容器圧力制御のための外部水源を用いた代替格納容器スプレイを実施する場合、炉心損傷前は 279kPa [gage] (0.9Pd) - 217kPa [gage] (0.7Pd)、炉心損傷後は 465kPa [gage] (1.5Pd) - 400kPa [gage] (1.3Pd) の範囲において、可能な限り高い圧力で維持するよう格納容器スプレイ流量を 130m³/h - 102m³/h (補足 1) の範囲で調整することとしている。これは、間欠スプレイを実施する場合に対して、運転員の負担の軽減及びスプレイ弁故障のリスク軽減し、さらに、格納容器圧力を高い領域で維持することでスプレイ効果を高め、サブプレッション・プール水位の上昇抑制による格納容器ベントの遅延を図り、可能な限り外部への影響を軽減する観点から設定している。

一方で、有効性評価においては、上記圧力制御範囲において、スプレイ流量 130m³/h を一定として、スプレイ弁の開閉による間欠スプレイを実施することとしている。これは、被ばく評価に与える影響を厳しく評価する観点から、実手順のスプレイ流量範囲のうち最大流量である 130m³/h を設定している。

(2) 影響評価

可能な限り連続スプレイを実施することとしている非常時運転手順書と有効性評価解析には、第 1 表に整理する相違点があり、非常時運転手順書に基づいて連続スプレイとした場合に、有効性評価解析に与える影響を確認する。

第 1 表 有効性評価との相違点と影響評価について

相違点	項目	評価
スプレイ流量の低下	格納容器圧力低下効果の不足	影響評価①
	格納容器温度低下効果の不足	
	エアロゾル除去効果の低下	影響評価②
スプレイ停止期間の減少	ベント開始時間が早くなることによる被ばく影響の増大	影響評価①
格納容器圧力が高い領域で推移	格納容器からの放射性物質の漏えい量の増加	影響評価③

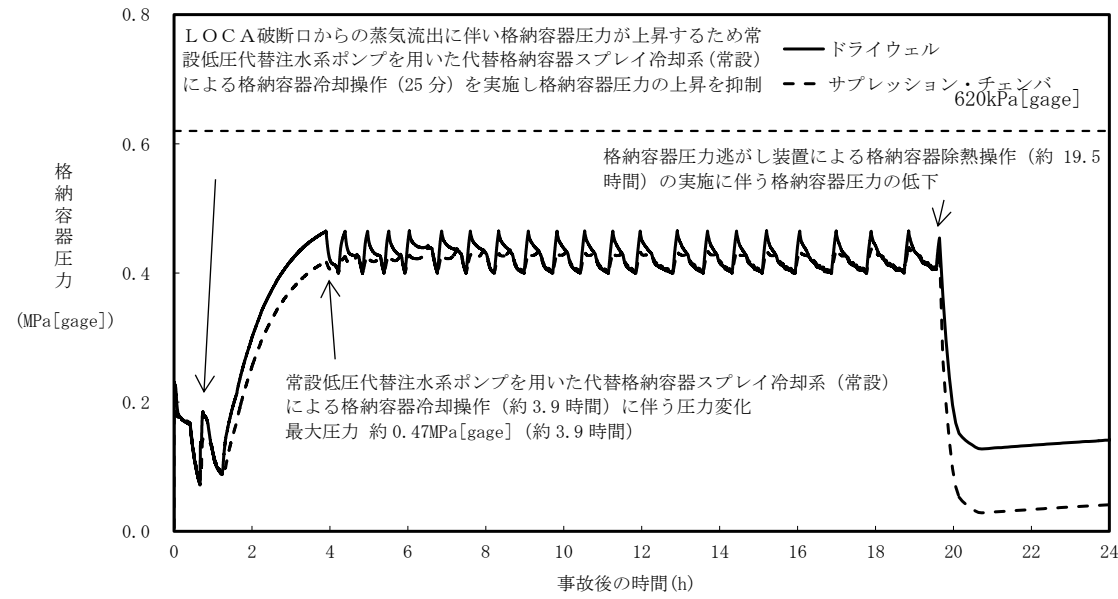
a. 影響評価①

格納容器圧力制御のための代替格納容器スプレイを連続スプレイとした場合、有効性評価において実施している 130m³/h から流量を低下させることとなるため、格納容器圧力及び温度に与える影響を確認する。また、有効性評価ではサブプレッション・プール水位上昇を抑制するために間欠での代替格納容器スプレイを実施しているが、連続スプレイとした場合には、サブプレッション・プール水位上昇が早くなるおそれがあるため、ベント開始時間に与える影響を確認する。

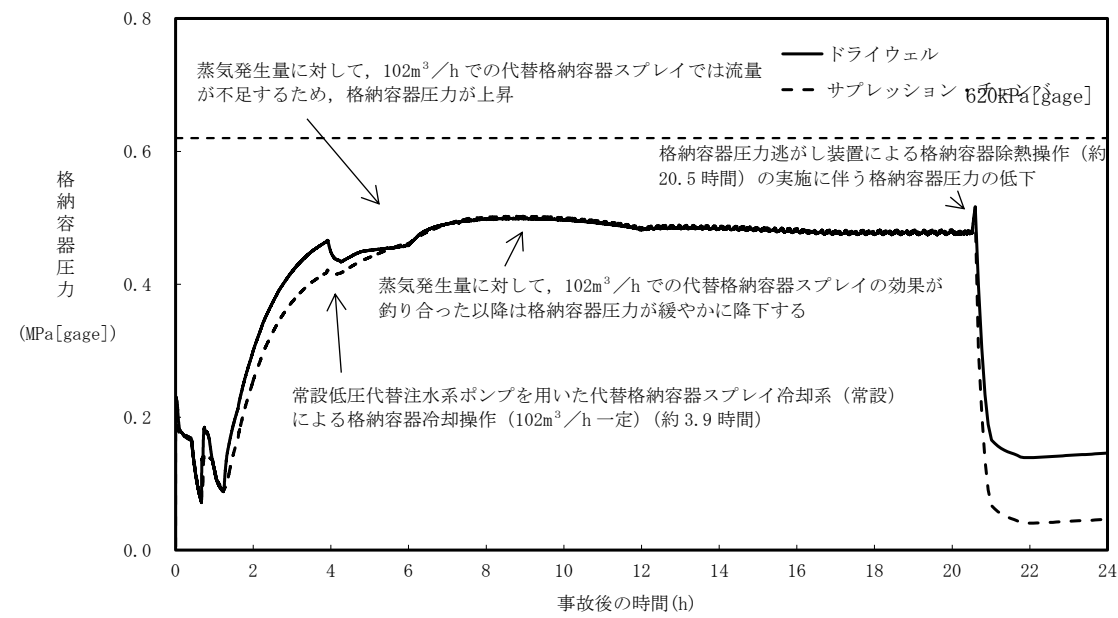
(a) 評価条件

・運用の相違
格納容器スプレイについては、実手順と同様の条件で解析を実施していることから、該当資料なし

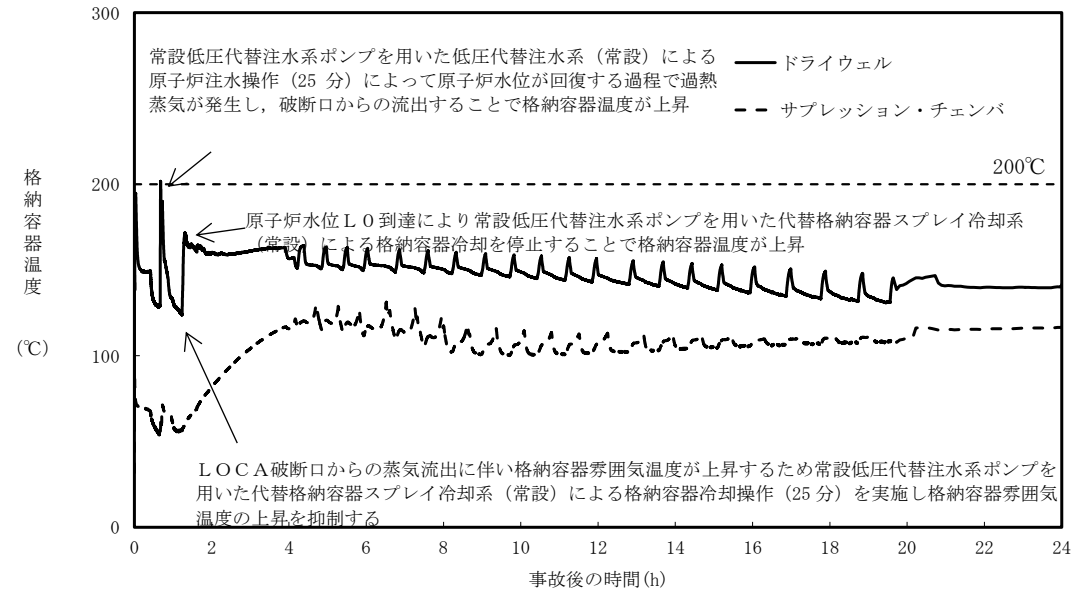
東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>代替格納容器スプレイ流量範囲の下限である102m³/hで一定とした条件での感度解析「102m³/h一定ケース」を実施した。また、その他の条件は有効性評価シナリオ「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）」（以下「ベースケース」という。）と同じとした。</p> <p>ベースケースと102m³/h一定ケースを対比し、連続スプレイとした場合の影響について確認する。</p> <p>(b) 評価結果</p> <p>ベースケースにおける格納容器圧力の推移を第1図に、格納容器温度の推移を第3図に示す。また、102m³/h一定ケースにおける格納容器圧力の推移を第2図に、格納容器温度の推移を第4図に示す。</p> <p>102m³/h一定ケースでは、約4時間後から約9時間後まで、蒸気発生量に対してスプレイ流量が不足し、格納容器圧力が上昇する結果となった。ただし、実運用では、スプレイ流量を調整することで圧力を465kPa [gage] (1.5Pd) 以下に抑制することが可能である。また、102m³/h一定ケースにおけるベント開始時間は約20.5時間であり、ベースケースの約19.5時間よりも遅くなる結果となった。</p> <p>以上のことから、連続スプレイを実施することによる格納容器圧力及び格納容器温度に与える影響はなく、ベント開始時間が早まることによる被ばく評価への影響もない。</p>		



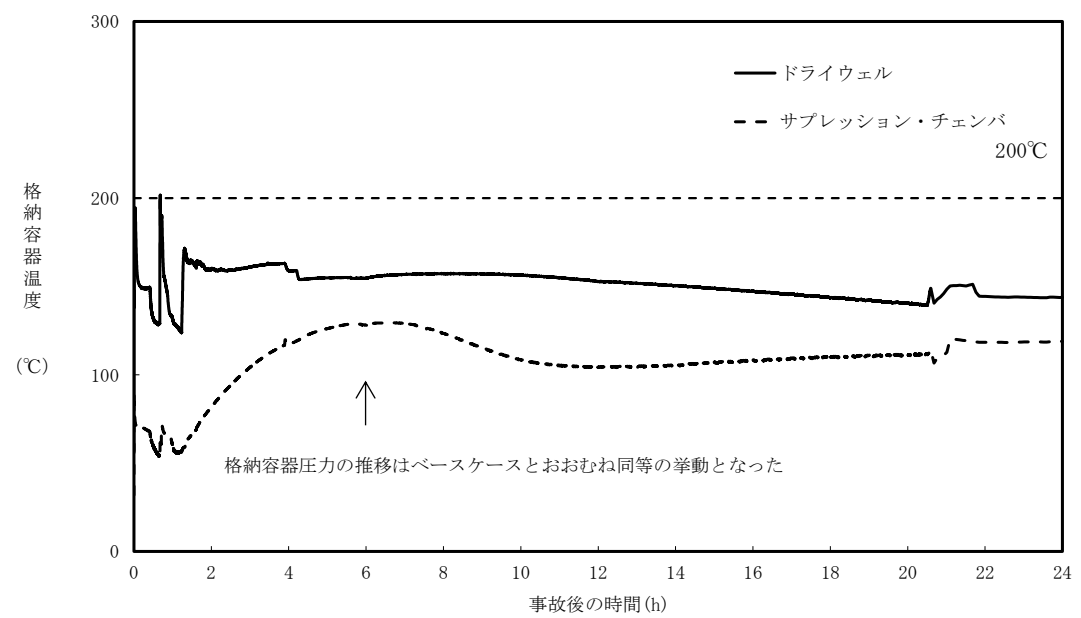
第1図 ベースケースにおける格納容器圧力の推移(24時間)



第2図 102m³/h一定ケースにおける格納容器圧力の推移(24時間)



第3図 ベースケースにおける格納容器温度の推移(24時間)



第4図 102m³/h一定ケースにおける格納容器温度の推移(24時間)

b. 影響評価②

格納容器スプレイに期待しているエアロゾル除去効果について、スプレイ流量が低下した場合には、液滴数が減少することで除去効率が下がり、ベースケースよりも格納容器内に浮遊するエアロゾル濃度が上昇することで、格納容器から原子炉建屋へ漏えいするエアロゾル量及びフィルタ装置へ移行するエアロゾル量が多くなるおそれがある。

(a) 評価条件

ベースケースにおいて、ベント直前の19.5時間後時点でのベースケース及び102m³/h一定ケースの格納容器気相部のエアロゾルの濃度を対比する。

(b) 評価結果

19.5時間後におけるベースケースと102m³/h一定ケースにおける格納容器気相部のエアロゾルを第2表に示す。

第2表 格納容器気相部のエアロゾル濃度の比較

核種グループ	エアロゾルの濃度 (kg/m ³)		ベースケースとの比較
	ベースケース	102m ³ /h一定ケース	
1 Cs I類	1.62E-07	1.26E-07	7.78E-01
2 Cs OH類	4.39E-07	3.16E-07	7.20E-01
3 Sb類	1.13E-07	7.22E-08	6.39E-01
4 Te O ₂ 類	8.38E-08	4.43E-08	5.29E-01
5 Sr O類	6.63E-05	4.35E-05	6.56E-01
6 Ba O類	8.53E-05	5.55E-05	6.51E-01
7 Mo O ₂ 類	1.09E-04	7.00E-05	6.42E-01
8 Ce O ₂ 類	5.74E-05	3.77E-05	6.57E-01
9 La ₂ O ₃ 類	6.64E-05	4.36E-05	6.57E-01
合計	3.85E-04	2.51E-04	6.51E-01

(c) 評価結果

評価の結果、102m³/h一定ケースではベースケースと比較して、格納容器気相部のエアロゾル濃度が減少する結果となった。これは、間欠スプレイを実施する場合には、スプレイ停止期間中に格納容器内の温度が上昇し、沈着したエアロゾルが再浮遊することで濃度が上昇することに対して、連続スプレイを実施する場合は格納容器温度が相対的に低く抑えられたためと考えられる。

以上のことから、エアロゾル除去効果については、ベースケースの方がより保守的な結果であり、被ばく評価に与える影響はない。

c. 影響評価③

被ばく評価において、MAAP解析結果に基づき、格納容器から原子炉建屋への漏えいを評価する希ガス、エアロゾル及び有機よう素については、格納容器の圧力が高く維持される連続スプレイの方が多くなるおそれがある。

(a) 評価条件

代替格納容器スプレイによる圧力制御範囲において、可能な限り格納容器圧力を高い領域で維持した場合を模擬させるため、格納容器圧力を 465kPa [gage] (1.5Pd) でほぼ一定とした感度解析「1.5Pd 制御ケース」を実施した。465kPa [gage] (1.5Pd) でほぼ一定の格納容器圧力となるよう、465kPa [gage] (1.5Pd) から 462kPa [gage] (1.49Pd) の圧力範囲で間欠スプレイを実施する条件とした。また、その他の条件はベースケースと同じとした。

ベースケースと 1.5Pd 制御ケースを対比し、連続スプレイとした場合の希ガス、エアロゾル及び有機よう素の漏えいによる放出割合の影響について確認する。

(b) 評価結果

放出割合の評価結果を第3表に示す。

第3表 原子炉建屋への放出割合の比較

核種グループ	放射能量 (0.5MeV 換算値)		ベースケースとの比較
	ベースケース	1.5Pd 制御ケース	
1 希ガス類	2.423E+15	2.249E+15	9.285E-01
2' 有機よう素	2.890E+15	2.680E+15	9.274E-01
2 Cs I類	1.121E+15	1.139E+15	1.016E+00
3 Cs OH類	9.065E+13	9.190E+13	1.014E+00
4 Sb類	1.693E+12	1.717E+12	1.014E+00
5 Te O ₂ 類	1.445E+13	1.465E+13	1.014E+00
6 Sr O類	5.607E+11	5.700E+11	1.017E+00
7 Ba O類	5.468E+12	5.544E+12	1.014E+00
8 Mo O ₂ 類	2.267E+12	2.298E+12	1.014E+00
9 Ce O ₂ 類	9.046E+11	9.175E+11	1.014E+00
10 La ₂ O ₃ 類	7.939E+11	8.051E+11	1.014E+00
合計	6.550E+15	6.187E+15	9.446E-01

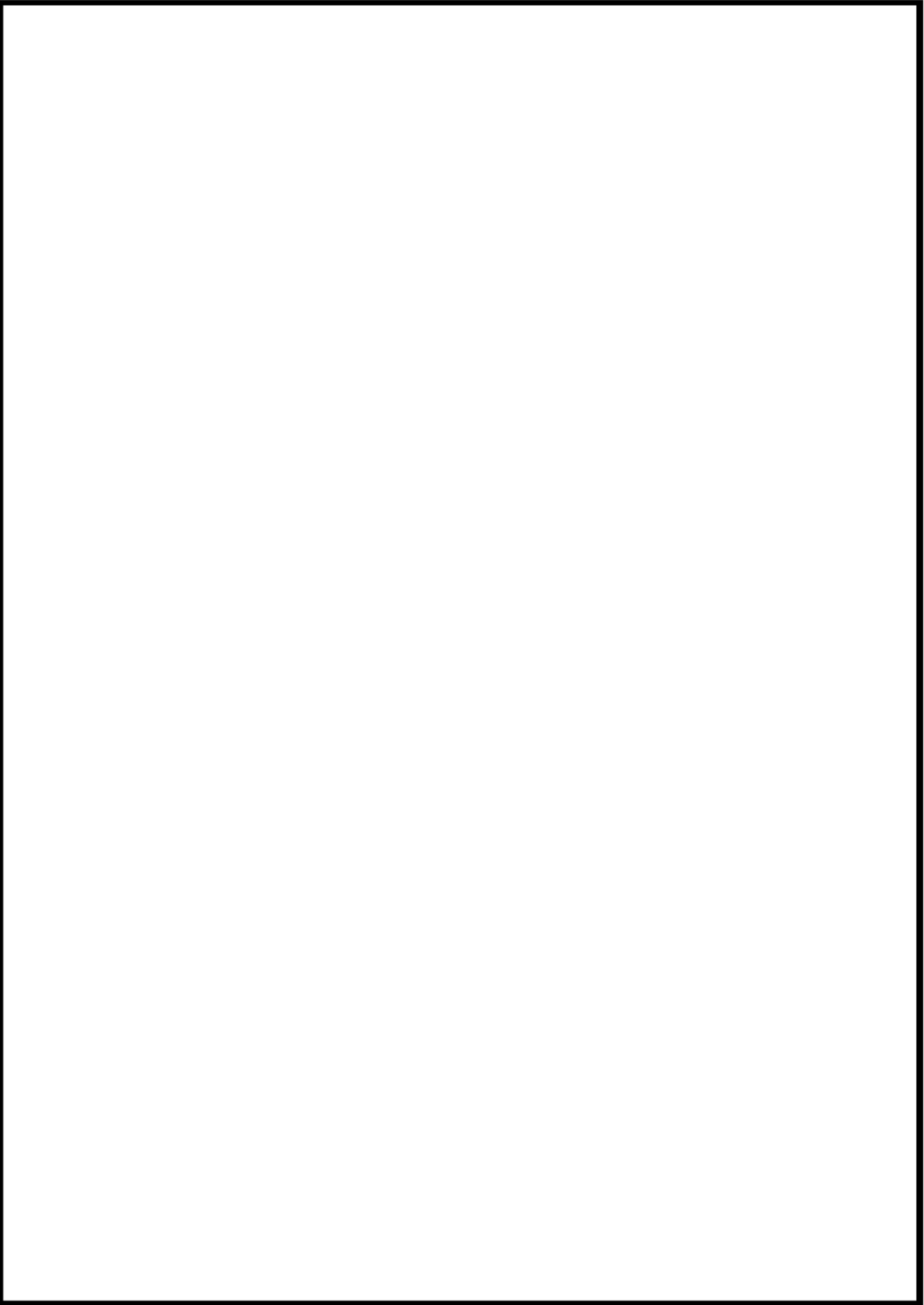
第3表に示すとおり、エアロゾルは2%程度増加する結果となったが、希ガス及び有機よう素は減少する結果となった。これは、ベースケースにおいて、間欠スプレイを実

東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																						
<p>施することで急激にドライウェル圧力が低下し、サブプレッション・チェンバから希ガス及び有機よう素を含む非凝縮性ガスがドライウェルに移行し、漏えい面積のより大きいドライウェル内の非凝縮性ガスの割合が増加するのに対し、1.5Pd制御ケースの場合、ドライウェルとサブプレッション・チェンバ間の急激な差圧が生じず、ドライウェルに移行する非凝縮性ガスの割合が相対的に低くなったためである。</p> <p>また、ベースケースにおける格納容器から原子炉建屋への漏えいする希ガス、有機よう素及びその他の核種の被ばくへの寄与率は、第4表に示すとおり、希ガス及び有機よう素による寄与が大半を占めている。1.5Pd制御ケースにて増加するエアロゾルの影響は軽微であることに加え、寄与率の高い希ガス及び有機よう素が減少していることから、間欠スプレイを実施するベースケースの方がより保守的な評価となる。</p> <p>第4表 核種グループごとの被ばく寄与率 (ベースケース)</p> <table border="1" data-bbox="201 743 1279 1020"> <thead> <tr> <th></th> <th>外部被ばく寄与率</th> <th>内部被ばく寄与率</th> <th>グランドシャイン</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>希ガス</td> <td>約56%</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>有機よう素</td> <td>約26%</td> <td>約55%</td> <td rowspan="3">約96%</td> </tr> <tr> <td>無機よう素</td> <td>約17%</td> <td>約35%</td> </tr> <tr> <td>粒子状よう素</td> <td>約1%</td> <td>約2%</td> </tr> <tr> <td>エアロゾル</td> <td>約1%</td> <td>約9%</td> <td>約4%</td> </tr> </tbody> </table> <p>さらに、a.にて示したように、102m³/h一定ケースでは、ベースケースと比較し、ベント開始時間が遅くなることで被ばく評価において大半の寄与を占める希ガスの減衰時間が増えるため、より被ばく線量は低くなる。</p> <p>なお、無機よう素については、有効性評価における格納容器圧力の制御範囲を包含するよう漏えい率を与えているため、影響はない。</p> <p>以上のことから、被ばく評価において、ベースケースの方がより保守的な結果となるため、被ばく評価に対する影響はない。</p>		外部被ばく寄与率	内部被ばく寄与率	グランドシャイン	希ガス	約56%	—	—	有機よう素	約26%	約55%	約96%	無機よう素	約17%	約35%	粒子状よう素	約1%	約2%	エアロゾル	約1%	約9%	約4%		
	外部被ばく寄与率	内部被ばく寄与率	グランドシャイン																					
希ガス	約56%	—	—																					
有機よう素	約26%	約55%	約96%																					
無機よう素	約17%	約35%																						
粒子状よう素	約1%	約2%																						
エアロゾル	約1%	約9%	約4%																					

東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>補足1 スプレイ流量制御の下限值の設定について</p> <p>格納容器スプレイによるエアロゾル除去効果については,MAAPコードにおいて取扱っており,スプレイ液滴径と相関があるため,スプレイ流量を低下させた場合,液滴径が大きくなることで十分なエアロゾル除去効果が確保されないおそれがある。そのため,連続スプレイ流量制御の下限値は,MAAP解析にて有効性を確認している粒径である2mmが確保される流量を設定する。流量制御の下限値の設定に当たっては,実験^{※1}による知見に基づき,代替格納容器スプレイ流量の下限値を設定する。</p> <p>1. 実験の知見及び考察</p> <p>実験の結果を第1図に示す。実験における記録ではスプレイ液滴径にばらつきがあるが,第1図に示すノズル当たりの流量が□L/min以上の場合,最大の液滴径は2mm以下となる。そのため,ノズル当たりの流量が□L/min以上確保される流量を代替格納容器スプレイ流量制御の下限値として設定する。</p> <div data-bbox="409 751 991 1304" style="border: 1px solid black; height: 263px; width: 196px; margin: 10px auto;"></div> <p style="text-align: center;">第1図 スプレイ液滴径の実験結果 (ノズル当たりの流量 □L/min)</p> <p>2. 流量制御の下限値の設定</p> <p>東海第二発電所におけるスプレイヘッダのノズル数は□個であることから,下式に示すとおり,スプレイ流量102m³/h以上を確保することで,スプレイノズル当たりの流量は□L/min以上確保される。</p> <p>○系統流量=□(L/min/ノズル)×□(ノズル) =□(L/min) =102(m³/h)</p> <p>※1 共同研究報告書,放射能放出低減装置に関する開発研究(PHASE2)(平成5年3月)</p>		

東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">別紙 53</p> <p style="text-align: center;"><u>フィルタ装置入口配管の位置について</u></p> <p>東海第二発電所のフィルタ装置入口配管は、フィルタ装置の通常水位より低い位置でフィルタ装置に接続される。以下に機器設計上の考え方と、この設計による悪影響の有無について検討する。</p> <p>(1) 機器設計上の考え方</p> <p>東海第二発電所のフィルタ装置には、容器内部に有機よう素を除去するための銀ゼオライトフィルタを設置している。この銀ゼオライト充填や容器内部の入槽点検には、上部マンホールから容器内部に作業が入り作業を行う必要がある。以下に示すように入口配管の接続位置はフィルタ性能に影響を及ぼすことはないことから、作業性を考慮して容器内部の作業エリアに大きな配管が極力配置されないように、銀ゼオライトフィルタ室より低い位置で入口配管を接続した設計としている。</p> <p>(2) 悪影響の有無について</p> <p>入口配管がフィルタ装置の通常水位より低い位置でフィルタ装置に接続することから、第1図のとおりスクラビング水を内包した入口配管が容器の外に配置されることとなる。これによるフィルタ性能への影響、バウンダリへの影響及び放射性防護の観点から悪影響の有無を検討する。</p> <p>なお、強度や耐震性への影響は構造(入口配管の位置)を適切に反映して評価することから、問題はない。</p> <p>a. フィルタ性能への影響</p> <p>フィルタ装置使用時には入口配管のスクラビング水を押し出す必要がある。入口配管の位置が通常水位の上下に関わらず、格納容器からのガスは待機時水位とベンチュリノズル分配管との差分の水位を押し込む必要がある。この押し込み水位は入口配管の位置による差はほとんどない。</p> <p>したがって、入口配管が通常水位より下でフィルタ装置に接続されても、格納容器からのガスはベンチュリノズルに導かれ、エアロゾルや無機よう素を捕集することから、入口配管の位置が放射性物質の捕集性能に影響を及ぼすことはない。</p> <p>なお、JAVA 試験設備においては、 エアロゾルや無機よう素に対して、十分な除去性能を有することが確認されている。</p> <p>b. バウンダリへの影響</p> <p>系統待機時にスクラビング水はフィルタ装置外部の入口配管内にも貯留されるが、配管の材質は耐アルカリ性を考慮して、フィルタ装置同様ステンレス鋼を採用することで、バウンダリへの影響はない。</p> <p>c. 放射線防護への影響</p> <p>フィルタ装置使用後は、入口配管にも放射性物質を含んだスクラビング水が貯留される。</p>		<p>・設備の相違</p> <p>島根2号炉は、スクラバ容器入口配管は通常水位より高い位置で接続されるため、該当資料なし</p>

東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>フィルタ装置内部に入口配管が位置する場合と比べると、入口配管表面の放射線量率は高くなるが、格納容器圧力逃がし装置格納槽の遮蔽壁内に位置することから、作業員への影響はない。</p> <p>以上より、入口配管のフィルタ装置への接続位置が、フィルタ性能等へ悪影響を及ぼすことはない。</p>		

東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
 <p data-bbox="1172 667 1210 1356">第1図 フィルタ装置入口配管の接続位置による比較</p>		

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

まとめ資料比較表 [別添資料－2 残留熱代替除去系を用いた代替循環冷却の成立性について]

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: center;">別添資料－2</p> <p><u>復水補給系</u>を用いた代替循環冷却の成立性 について</p>	<p style="text-align: center;">(重大事故等対処設備 50条補足説明資料と比較)</p> <p style="text-align: center;">50－11 代替循環冷却系の成立性について</p>	<p style="text-align: center;">別添資料－2</p> <p><u>残留熱代替除去系</u>を用いた代替循環冷却 の成立性について</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: center;">＜目次＞</p> <p>1. <u>代替循環冷却系の構成</u> 1</p> <p>1.1 設置目的 1</p> <p>1.2 設備構成の概略 2</p> <p>1.3 系統設計仕様 4</p> <p>1.3.1 機械設備 4</p> <p>1.3.2 計測制御設備 5</p> <p>1.3.3 電源設備 26</p> <p>2. <u>代替循環冷却系の成立性確認</u> 31</p> <p>2.1 有効性評価シナリオの成立性 31</p> <p>2.1.1 <u>代替循環冷却系の運用について</u> 31</p> <p>2.1.2 <u>代替循環冷却系の有効性について</u> 31</p> <p>2.2 <u>代替循環冷却系の操作性</u> 33</p> <p>2.2.1 <u>代替循環冷却系運転のために</u> 必要な系統・機器とアクセス性 33</p> <p>2.2.2 操作概要について 45</p> <p>2.3 系統運転時の監視項目 52</p> <p>2.3.1 水素ガス及び酸素ガス発生時の 対応について 52</p> <p>3. 本系統の運用にあたって考慮すべき項目 60</p> <p>3.1 放射線による影響について 60</p> <p>3.2 <u>意図的な航空機衝突に対する耐性について</u> 61</p> <p>3.3 <u>系統の健全性について</u> 63</p> <p>別紙</p> <p>1. 格納容器水素濃度・酸素濃度の 測定原理と適用性について 66</p> <p>2. 循環流量の確保について 85</p> <p>3. 長期的に維持される格納容器の状態(温度・圧力) での適切な地震力に対する格納容器の 頑健性の確保の考え方について 105</p> <p>4. 系統のバウンダリに対する影響評価について 106</p> <p>5. <u>代替循環冷却系の運転開始時期が評価より</u> <u>早まる場合について</u> 108</p> <p>6. <u>系統が高線量となった場合の影響について</u> 110</p> <p>7. <u>代替循環冷却系運転時の回り込み</u> <u>防止対応について</u> 112</p>	<p style="text-align: center;">目次</p> <p>1. 代替循環冷却系設備の構成 50-11-3</p> <p>1.1 設置目的 50-11-3</p> <p>1.2 設備構成の概略 50-11-4</p> <p>1.3 系統設計仕様 50-11-6</p> <p>1.3.1 設計方針 50-11-6</p> <p>1.3.2 注水先流量分配 50-11-6</p> <p>1.3.3 他条文に対する位置づけ 50-11-8</p> <p>2. <u>代替循環冷却系の成立性確認</u> 50-11-9</p> <p>2.1 代替循環冷却系の運用について 50-11-9</p> <p>2.2 代替循環冷却系の有効性について 50-11-9</p> <p>2.3 代替循環冷却系の操作性 50-11-10</p> <p>3. 代替循環冷却系の健全性について 50-11-11</p> <p>3.1 代替循環冷却系運転時の系統水漏えいの可能性 50-11-11</p> <p>3.2 耐放射線に関する設計考慮について 50-11-15</p> <p>3.3 水の放射線分解による水素影響について 50-11-15</p> <p style="text-align: center;">＜別紙 目次＞</p> <p>別紙1 循環流量の確保について</p> <p>別紙2 系統のバウンダリに対する影響評価について</p>	<p style="text-align: center;">＜目次＞</p> <p>1. <u>残留熱代替除去系の構成</u> 1</p> <p>1.1 設置目的 1</p> <p>1.2 設備構成の概略 2</p> <p>1.3 系統設計仕様 4</p> <p>1.3.1 機械設備 4</p> <p>1.3.2 計測制御設備 5</p> <p>1.3.3 電源設備 24</p> <p>2. <u>残留熱代替除去系の成立性確認</u> 28</p> <p>2.1 有効性評価シナリオの成立性 28</p> <p>2.1.1 <u>残留熱代替除去系の運用について</u> 28</p> <p>2.1.2 <u>残留熱代替除去系の有効性について</u> 28</p> <p>2.2 <u>残留熱代替除去系の操作性</u> 29</p> <p>2.2.1 <u>残留熱代替除去系運転のために</u> 必要な系統・機器とアクセス性 29</p> <p>2.2.2 操作の概要について 36</p> <p>2.3 系統運転時の監視項目 43</p> <p>2.3.1 水素ガス及び酸素ガス発生時の 対応について 43</p> <p>3. 本系統の運用にあたって考慮すべき項目 49</p> <p>3.1 放射線による影響について 49</p> <p>3.2 <u>系統の健全性について</u> 50</p> <p>別紙</p> <p>1. 格納容器水素濃度・酸素濃度の 測定原理と適用性について</p> <p>2. 循環流量の確保について</p> <p>3. 長期的に維持される格納容器の状態(温度・圧力) での適切な地震力に対する格納容器の 頑健性の確保の考え方について</p> <p>4. 系統のバウンダリに対する影響評価について</p> <p>5. <u>系統が高線量となった場合の影響について</u></p> <p>参考 <u>重大事故等時の長期安定冷却手段について</u></p>	<p>・設備の相違</p> <p>・設備の相違</p> <p>・設備の相違</p> <p>・資料構成の相違</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>1. <u>代替循環冷却系の構成</u></p> <p>1. 1 設置目的</p> <p><u>代替循環冷却系は、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」の第50条（原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備）のうち、①原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な設備であり、②格納容器ベントを実施する場合においても、ベント時間を遅延させることが可能な設備である。更に「viii）格納容器圧力逃がし装置は、長期的にも熔融炉心及び水没の悪影響を受けない場所に接続されていること。」に対し、③ウェットウェルベントの長期的な継続性をより確実にするための対策となる。</u></p> <p>重大事故等時においては、サプレッション・チェンバを水源とした残留熱除去系が使用できないため、外部水源からの炉心冷却及び格納容器スプレイを継続し、<u>サプレッション・チェンバ・プール水位がウェットウェルベントラインに到達するまでに格納容器スプレイを停止し、格納容器ベント操作を実施し、フィード・アンド・ブリード冷却を継続することとなる。</u></p> <p>上記に対し、<u>重大事故等時において、サプレッション・チェンバを水源とし、格納容器除熱機能を有する代替循環冷却系を用いることにより、以下について可能となる。</u></p> <p>①<u>代替循環冷却系の格納容器除熱機能により、格納容器圧力の上昇を抑制でき、かつ、サプレッション・チェンバが水源であり、その水位上昇を抑制できることから、有効性評価の範囲においてはベント回避が可能となる。</u></p> <p>②<u>格納容器ベントを実施する場合においても、格納容器除熱機能により格納容器圧力の上昇を低減でき、ベント時間を遅延させることができる。</u></p> <p>③<u>ベント後もサプレッション・チェンバ・プール水位の上昇は抑制され、スクラビング効果が継続的に得られることからウ</u></p>	<p>1. <u>代替循環冷却系設備の構成</u></p> <p>1. 1 設置目的</p> <p><u>代替循環冷却系は、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」の第50条（原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備）のうち、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な設備であり、格納容器ベントを実施する場合においても、ベント時間を遅延させることが可能な設備である。</u></p> <p>重大事故等においては、サプレッション・チェンバを水源とした残留熱除去系が使用できない状況も想定されるが、格納容器圧力逃がし装置を使用する場合は、外部水源による原子炉注水及び格納容器スプレイを継続し、<u>ベントラインの水没を防止するため、サプレッション・プール通常水位+6.5m到達により、格納容器スプレイを停止し、格納容器ベント操作を実施することにより、フィード・アンド・ブリード冷却を継続することとなる。</u></p> <p>上記に対し、<u>代替循環冷却系を使用する場合、代替循環冷却系の格納容器除熱機能により、格納容器圧力の上昇を抑制でき、かつ、サプレッション・チェンバを水源とすることにより水位上昇を抑制できることから、格納容器の過圧破損及びベントラインの水没を防止することができる。代替循環冷却系による格納容器除熱を継続中において、水の放射線分解によって発生する酸素濃度が上昇し、格納容器内の酸素濃度がドライ条件において4.3vol%に到達した場合には、格納容器内での水素燃焼を防止する観点から格納容器ベントを実施するが、代替循環冷却系を使用しない場合と比較し、大幅にベント時間を遅延させることができる。</u></p>	<p>1. <u>残留熱代替除去系の構成</u></p> <p>1. 1 設置目的</p> <p><u>残留熱代替除去系は、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」の第五十条（原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備）のうち、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な設備であり、格納容器ベントを実施する場合においても、ベント時間を遅延させることが可能な設備である。</u></p> <p>重大事故等時においては、サプレッション・チェンバを水源とした残留熱除去系が使用できない状況も想定されるが、<u>格納容器フィルタベント系を使用する場合は、外部水源による原子炉注水及び格納容器スプレイを継続し、サプレッション・プール通常水位+約1.3m到達により、格納容器スプレイを停止し、格納容器ベント操作を実施することにより、フィード・アンド・ブリード冷却を継続することとなる。</u></p> <p>上記に対し、<u>残留熱代替除去系を使用する場合、残留熱代替除去系の原子炉格納容器除熱機能により、格納容器圧力の上昇を抑制でき、かつ、サプレッション・チェンバを水源とすることにより、水位上昇を抑制できることから、原子炉格納容器の過圧破損を防止することができ、また、有効性評価の範囲においてはベント回避が可能となる。残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱を継続中において、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の濃度が上昇し、原子炉格納容器内の酸素ガス濃度がドライ条件において4.4vol%及びウェット条件において1.5vol%に到達した場合には、原子炉格納容器内での水素燃焼を防止する観点から格納容器ベントを実施するが、残留熱代替除去系を使用しない場合と比較し、大幅にベント時間を遅延させることができる。</u></p>	<p>・運用の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>格納容器の型式及び外部注水制限値の相違により、格納容器スプレイ停止基準が異なる</p> <p>・運用の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>計器誤差等の相違により、酸素濃度を起点とした格納容器ベントの実施基準が異なる</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>ウェットウェルベントの継続性がより確実なものとなる。また、格納容器圧力逃がし装置が使用できない場合においても、耐圧強化ベント系及び代替循環冷却系を用いることによって、ウェットウェルベントの信頼性が向上する。</u></p>			

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>1.2 設備構成の概略</p> <p><u>代替循環冷却系</u>の系統概要は以下のとおりである。</p> <ul style="list-style-type: none"> 本系統は、サブプレッション・チェンバを水源とし、<u>復水移送ポンプ</u>による原子炉及び格納容器の循環冷却を行うことができる系統である。 系統水は、サブプレッション・チェンバから、<u>残留熱除去系の配管及び熱交換器</u>を通り、<u>高圧炉心注水系の配管</u>を経て、<u>復水移送ポンプ</u>に供給される。 <p><u>復水移送ポンプ</u>により昇圧された系統水は、<u>復水補給水系配管</u>、<u>残留熱除去系配管</u>を通り、原子炉への注水及び格納容器スプレイに使用される。</p> <p>また、原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉圧力容器の破損を判断した場合は、<u>格納容器下部への注水及び格納容器スプレイ</u>を行うことも可能とする。</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉及び格納容器内に注水された系統水は、原子炉本体や格納容器内配管の破断口等から、<u>ダイヤフラムフロア</u>、<u>ペDESTAL</u>を経て、<u>連通孔</u>からサブプレッション・チェンバに流出することにより、循環冷却ラインを形成する。 	<p>1.2 設備構成の概略</p> <p><u>代替循環冷却系</u>の系統概要は以下のとおりである。(第1.2-1 図)</p> <p>(1) 本系統は、サブプレッション・チェンバを水源とし、<u>代替循環冷却系ポンプ</u>による原子炉及び格納容器の循環冷却を行うことができる系統である。</p> <p>(2) 系統水は、サブプレッション・チェンバから、<u>残留熱除去系の配管及び熱交換器</u>を通り、<u>代替循環冷却系ポンプ</u>に供給される。</p> <p><u>代替循環冷却系ポンプ</u>により昇圧された系統水は、<u>残留熱除去系配管</u>を通り、原子炉への注水及び格納容器スプレイに使用される。</p> <p>(3) 原子炉及び格納容器内に注水された系統水は、原子炉本体や格納容器内配管の破断口等から<u>ダイヤフラムフロア及びベント管</u>を經由し、サブプレッション・チェンバに流出することにより、循環冷却ラインを形成する。</p>	<p>1.2 設備構成の概略</p> <p><u>残留熱代替除去系</u>の系統概要は以下のとおりである。</p> <ul style="list-style-type: none"> 本系統は、サブプレッション・チェンバを水源とし、<u>残留熱代替除去ポンプ</u>による原子炉及び<u>原子炉格納容器</u>の循環冷却を行うことができる系統である。 系統水は、サブプレッション・チェンバから、<u>残留熱除去系の配管</u>を通り、<u>残留熱代替除去ポンプ</u>に供給される。 <p><u>残留熱代替除去ポンプ</u>により昇圧された系統水は、<u>残留熱除去系熱交換器及び残留熱除去系配管</u>を通り、原子炉<u>压力容器</u>への注水及び格納容器スプレイに使用される。</p> <p>また、<u>原子炉压力容器への注水ができず、原子炉压力容器の破損を判断した場合は、格納容器スプレイ及び格納容器スプレイによる原子炉格納容器下部の溶融炉心の冷却を行うことも可能とする。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉压力容器及び原子炉格納容器内に注水された系統水は、原子炉本体や原子炉格納容器内配管の破断口等から、<u>ベント管</u>を経てサブプレッション・チェンバに流出することにより、循環冷却ラインを形成する。 	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> 設備の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、<u>残留熱除去系熱交換器の上流</u>に<u>残留熱代替除去ポンプ</u>を配置する設計とする 設備の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 系統構成の相違 記載方針の相違 【東海第二】 運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉及び東海第二は、<u>格納容器スプレイ</u>により格納容器下部への注水を行う 炉型の違い 【柏崎 6/7, 東海第二】 PCV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. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>・なお、重大事故等時における想定として、非常用炉心冷却系等の設計基準事故対処設備に属する動的機器は、機能を喪失していることが前提条件となっていることから、本系統は、全交流動力電源が喪失した場合でも、代替交流電源設備からの給電が可能な設計としている。</p> <p>・前述のとおり、本系統はサプレッション・チェンバを水源として、原子炉圧力容器への注水及び格納容器スプレイ、又は原子炉格納容器下部への注水及び格納容器スプレイとして使用する系統であるが、重大事故等時におけるサプレッション・チェンバのプール水の温度は100℃を超える状況が想定され、高温水を用いて原子炉圧力容器又は原子炉格納容器へ注水を行った場合、格納容器に対して更なる過圧の要因となりえる。</p> <p>このため、代替循環冷却を行うには、代替原子炉補機冷却系からの冷却水の供給により、残留熱除去系熱交換器を介した冷却機能を確保する。</p> <p>・代替循環冷却機能を確保する際に使用する系統からの核分裂生成物の放出を防止するため、代替循環冷却系による循環ラインは閉ループにて構成する。</p>	<p>(4) 本系統は、全交流動力電源喪失した場合でも、発電所構内に配備した代替交流電源設備からの給電が可能な設計とする。</p> <p>(5) 前述のとおり、本系統はサプレッション・チェンバに流出した水を、再び原子炉注水及び格納容器スプレイの水源として使用する系統であるが、重大事故等時におけるサプレッション・プール水の温度は約100℃を超える状況が想定され、高温水を用いて原子炉圧力容器又は格納容器へ注水を行った場合、格納容器に対して更なる過圧の要因となり得る。</p> <p>このため、代替循環冷却系の使用においては、緊急用海水系又は代替残留熱除去海水系からの冷却水の供給により、残留熱除去系熱交換器を介した冷却機能を確保する。</p> <p>(6) 代替循環冷却系の機能を確保する際に、使用する系統からの核分裂生成物の放出を防止するため、代替循環冷却系による循環ラインは閉ループにて構成する。</p>	<p>・なお、重大事故等時における想定として、非常用炉心冷却系等の設計基準事故対処設備に属する動的機器は、機能を喪失していることが前提条件となっていることから、本系統は、全交流動力電源が喪失した場合でも、代替交流電源設備からの給電が可能な設計とする。</p> <p>・前述のとおり、本系統はサプレッション・チェンバを水源として、原子炉圧力容器への注水及び格納容器スプレイとして使用する系統であるが、重大事故等時におけるサプレッション・チェンバのプール水の温度は100℃を超える状況が想定され、高温水を用いて原子炉圧力容器又は原子炉格納容器へ注水を行った場合、原子炉格納容器に対して更なる過圧の要因となりえる。</p> <p>このため、残留熱代替除去系の使用においては、原子炉補機代替冷却系からの冷却水の供給により、残留熱除去系熱交換器を介した冷却機能を確保する。</p> <p>残留熱代替除去系の機能を確保する際に使用する系統からの核分裂生成物の放出を防止するため、残留熱代替除去系による循環ラインは閉ループにて構成する。</p> <p>なお、残留熱代替除去ポンプの有効吸込水頭確保の観点から、残留熱代替除去ポンプ設置場所に近いB－残留熱除去系に接続する設計とする。</p>	<p>島根2号炉：MARK-I 改 柏崎6/7：ABWR 東海第二：MARK-II</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉及び東海第二は、格納容器スプレイにより格納容器下部への注水を行う</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 島根2号炉は可搬設備である原子炉補機代替冷却系により対応する設計とするが、東海第二は常設設備である緊急用海水系により対応する設計としている</p> <p>・記載方針の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は接続系統の考え方を記載</p>

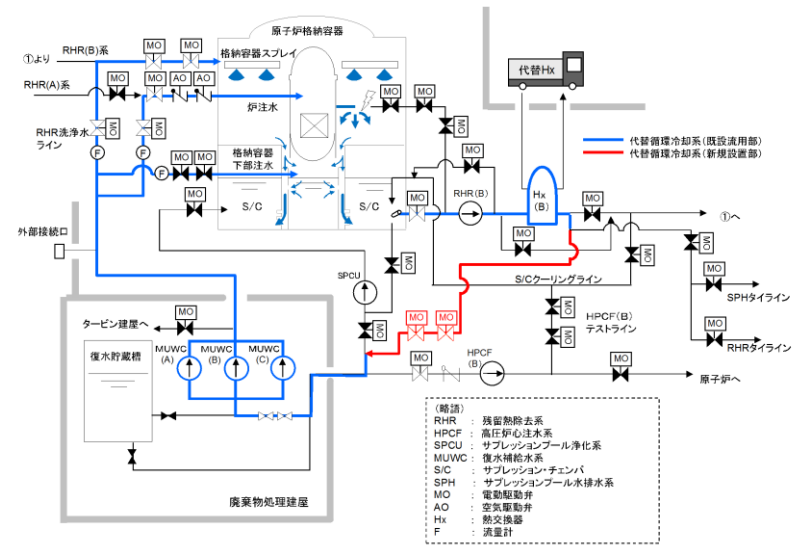
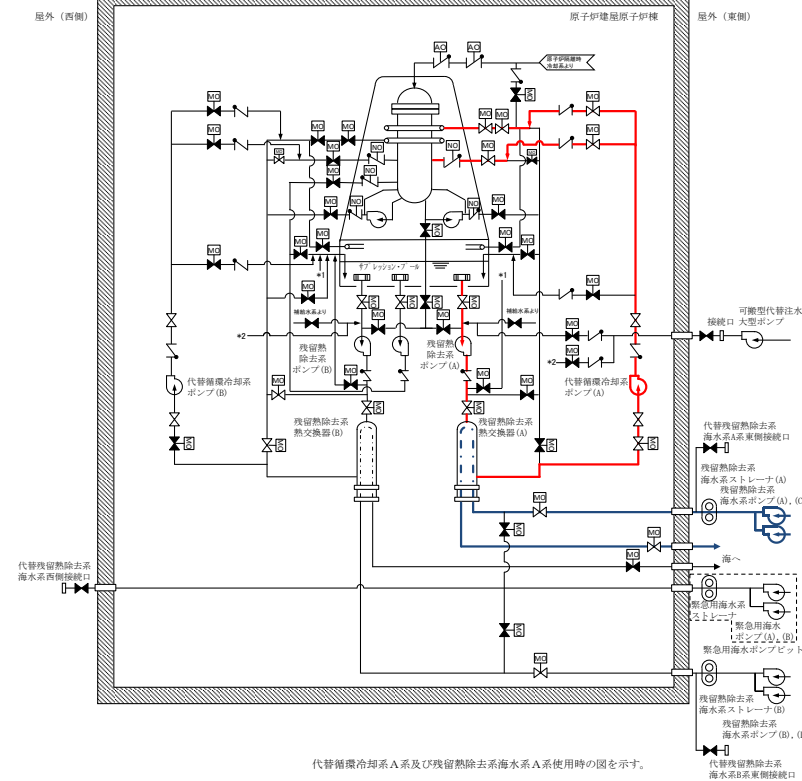


図 1.2-1 代替循環冷却系の設備概要 (7号炉の例)

* 上図は原子炉冷却材喪失事故 (LOCA) を想定しているため原子炉へ注水した水は破断口から溢れ出しサブプレッション・チェンバ・プールに流入する。LOCA以外の場合は逃がし安全弁の排気管を通してサブプレッション・チェンバに流入することになる。



第 1.2-1 図 代替循環冷却系の系統概要

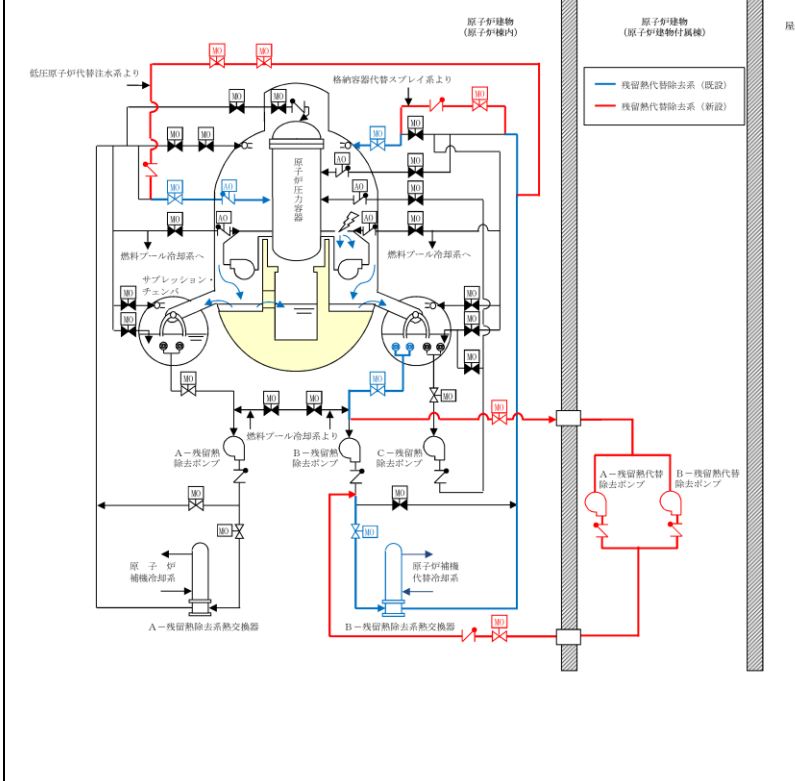


図 1.2-1 残留熱代替除去系の設備概要*

* 上図は原子炉冷却材喪失事故 (LOCA) を想定しているため原子炉圧力容器へ注水した水は破断口から溢れ出しサブプレッション・チェンバに流入する。LOCA以外の場合は逃がし安全弁の排気管を通してサブプレッション・チェンバに流入することになる。

・設備の相違

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>1.3 系統設計仕様</p> <p>1.3.1 機械設備</p> <p>代替循環冷却系について、格納容器過圧・過温破損を防止するとともに、格納容器ベントを実施することなく、格納容器からの除熱を行うことができるよう設計する。</p> <p><設計条件></p> <p>当該系統起動後、原子炉格納容器限界温度・圧力(200℃・0.62MPa)を超えないようサプレッション・チェンバを水源とし、原子炉への注水及び格納容器スプレイ、又は格納容器下部への注水及び格納容器スプレイができること。</p> <p>・原子炉注水流量：炉心を冠水できる流量であること</p> <p>・格納容器下部注水流量：格納容器下部の溶融炉心を冷却できる流量であること</p> <p>・格納容器スプレイ流量：スプレイ水が蒸気凝縮可能な粒径となる流量であること</p> <p><主要仕様></p> <p>主要仕様は、以下に示すとおりである。</p> <p>代替循環冷却系</p> <p>系統流量：190 m³/h (原子炉注水流量：90m³/h, 格納容器スプレイ流量：100m³/h) (格納容器下部注水流量：50m³/h, 格納容器スプレイ流量：140m³/h)</p>	<p>1.3 系統設計仕様</p> <p>1.3.1 設計方針</p> <p>代替循環冷却系について、格納容器除熱を実施することで、格納容器の過圧及び過温破損を防止可能な設計とする。</p> <p><設計条件></p> <p>格納容器限界圧力及び格納容器限界温度に到達することを防止するため、原子炉注水及び格納容器スプレイによって、格納容器圧力を620kPa[gage]以下及び格納容器温度200℃以下に抑制できること。</p> <p><主要仕様></p> <p>主要仕様は、以下に示すとおりである。</p> <p>代替循環冷却系統</p> <p>系統流量：250m³/h</p>	<p>1.3 系統設計仕様</p> <p>1.3.1 機械設備</p> <p>残留熱代替除去系について、格納容器過圧・過温破損を防止するとともに、格納容器ベントを実施することなく、原子炉格納容器からの除熱を行うことができるよう設計する。</p> <p><設計条件></p> <p>当該系統起動後、原子炉格納容器限界温度・圧力(200℃・853kPa)を超えないようサプレッション・チェンバを水源とし、原子炉への注水及び格納容器スプレイができること。</p> <p><主要仕様></p> <p>主要仕様は、以下に示すとおりである。</p> <p>残留熱代替除去系</p> <p>系統流量：150m³/h (原子炉注水流量：30m³/h, 格納容器スプレイ流量：120m³/h)</p>	<p>備考</p> <p>・炉型の違い</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉(Mark-I改)の最高使用圧力との相違</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎6/7】 島根2号炉及び東海第二は、格納容器スプレイにより格納容器下部への注水を行う</p> <p>・設計条件の相違</p> <p>【柏崎6/7】 島根2号炉は、有効性評価において、格納容器ベントを実施することなく除熱可能であることが確認された流量を設定している</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】 設計仕様の相違</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>水源：サプレッション・チェンバ 除熱手段：<u>代替原子炉補機冷却系</u></p>	<p>水源：サプレッション・チェンバ 除熱手段：<u>緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水系</u></p> <p>1.3.2 注水先流量分配 <u>代替循環冷却系の系統流量については、格納容器の状態及び試験等の状況に応じて注水先の流量を分配できる設計としている。</u> <u>第1.3-1表に注水先の流量分配パターンを示す。</u></p> <p><u>第1.3-1表 代替循環冷却系の流量分配パターン</u></p> <table border="1" data-bbox="952 1031 1718 1346"> <thead> <tr> <th rowspan="3">モード</th> <th colspan="3">注水先 (m³/h)</th> <th rowspan="3">備考</th> </tr> <tr> <th>49条/1.6</th> <th>47条/1.4</th> <th>49条/1.6</th> </tr> <tr> <th>格納容器スプレイ</th> <th>原子炉注水</th> <th>サプレッション・チェンバ</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>① 循環冷却</td> <td>150</td> <td>100</td> <td>0</td> <td>有効性評価で期待</td> </tr> <tr> <td>② 格納容器スプレイ</td> <td>250</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>有効性評価で期待</td> </tr> <tr> <td>③ 原子炉注水</td> <td>0</td> <td>100</td> <td>0</td> <td></td> </tr> <tr> <td>④ 原子炉注水/サプレッション・プール冷却</td> <td>0</td> <td>100</td> <td>150</td> <td></td> </tr> <tr> <td>⑤ サプレッション・プール冷却/テスト</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>250</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p><u>①循環冷却モード</u> 循環冷却モードは、炉心損傷前において格納容器圧力が <u>245kPa [gage] (0.8Pd) 到達後又は炉心の著しい損傷、溶融が発生した場合において、原子炉への注水及び格納容器スプレイを実施する際に使用する流量分配パターンである。</u>有効性評価シナリオ「<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>」において、事象発生90分後から起動し、<u>代替循環冷却系の効果によって格納容器が過圧・過温破損しないことを確認している。</u></p>	モード	注水先 (m ³ /h)			備考	49条/1.6	47条/1.4	49条/1.6	格納容器スプレイ	原子炉注水	サプレッション・チェンバ	① 循環冷却	150	100	0	有効性評価で期待	② 格納容器スプレイ	250	0	0	有効性評価で期待	③ 原子炉注水	0	100	0		④ 原子炉注水/サプレッション・プール冷却	0	100	150		⑤ サプレッション・プール冷却/テスト	0	0	250		<p>水源：サプレッション・チェンバ 除熱手段：<u>原子炉補機代替冷却系</u></p>	<p>・設備の相違 【東海第二】 島根2号炉は可搬設備である原子炉補機代替冷却系により対応する設計とするが、東海第二は常設設備である緊急用海水系により対応する設計としている</p> <p>・資料構成の相違 【東海第二】 島根2号炉の注入先流量分配は、1.3.1の主要仕様に記載(原子炉注水流量:30m³/h、格納容器スプレイ流量:120m³/h))</p> <p>・設備及び運用の相違 【東海第二】 島根2号炉の残留熱代替除去系は、炉心損傷後に循環冷却として使用する。事象発生から10時間後に起動し、有効性を確認している</p>
モード	注水先 (m ³ /h)			備考																																			
	49条/1.6		47条/1.4		49条/1.6																																		
	格納容器スプレイ	原子炉注水	サプレッション・チェンバ																																				
① 循環冷却	150	100	0	有効性評価で期待																																			
② 格納容器スプレイ	250	0	0	有効性評価で期待																																			
③ 原子炉注水	0	100	0																																				
④ 原子炉注水/サプレッション・プール冷却	0	100	150																																				
⑤ サプレッション・プール冷却/テスト	0	0	250																																				

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	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>②格納容器スプレイモード</u> <u>格納容器スプレイモードは、炉心の著しい損傷、溶融が発生し、原子炉への注水が実施できない場合において、溶融炉心が原子炉下部プレナムに移行した場合及び原子炉圧力容器が破損した場合に発生する過熱蒸気を抑制することを目的として、格納容器スプレイを実施する際に使用する流量分配パターンである。原子炉への注水を実施しない有効性評価シナリオ「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」, 「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」において、事象発生 90 分後起動し、代替循環冷却系及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の効果によって格納容器が過圧・過温破損しないことを確認している。</u></p> <p><u>③原子炉注水モード</u> <u>原子炉注水モードは、炉心損傷前及び炉心損傷後において、原子炉への注水を実施する際に使用する流量分配パターンである。</u></p> <p><u>④原子炉注水／サブプレッション・プール冷却モード</u> <u>原子炉注水／サブプレッション・プール冷却モードは、炉心損傷前において格納容器圧力が 245kPa [gage] (0.8Pd) に到達していない場合及び格納容器ベントを停止する際に使用する流量分配パターンである。格納容器ベント停止時においては、炉心損傷の有無に関わらず、格納容器内雰囲気はほぼ蒸気で満たされていることが予想され、格納容器スプレイを実施した場合には負圧に至るおそれがあるため、サブプレッション・プール水の冷却によって蒸気を凝縮させ、加えて窒素を注入することによって格納容器雰囲気を蒸気から窒素へ置換を実施する。</u></p>		<p>・設備及び運用の相違 【東海第二】 島根 2 号炉の残留熱代替除去系は、炉心損傷後に循環冷却として使用する。事象発生から 10 時間後に起動し、有効性を確認している</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 島根 2 号炉の残留熱代替除去系は、炉心損傷後に循環冷却として使用する</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 島根 2 号炉の残留熱代替除去系は、炉心損傷後に循環冷却として使用する。サブプレッション・チェンバへは直接注水せず、原子炉圧力容器及び原子炉格納容器へ注水する</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><u>⑤サブプレッション・プール冷却/テストモード</u> <u>サブプレッション・プール冷却/テストモードは、炉心損傷前及び炉心損傷後において、サブプレッション・プールを冷却する際はプラント通常運転中において、起動試験を実施する場合に、サブプレッション・チェンバへの注水を実施し、機能の健全性を確認する際に使用する流量分配パターンである。</u></p> <p>1.3.3 他条文に対する位置づけ</p> <p>(1) <u>原子炉注水機能 (47条/1.4)</u> <u>炉心損傷前において、原子炉高圧状態から低圧注水への移行段階での炉心損傷を防止するための注水量としては十分でない場合があるため、自主設備として位置付けている。また、炉心の著しい損傷、溶融が発生した場合においては、代替循環冷却系ポンプにて溶融炉心の冷却が可能であり、重大事故等対処設備として位置付けている。</u></p> <p>(2) <u>格納容器スプレイ機能 (49条/1.6)</u> <u>設計基準事故対処設備である残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)ポンプの機能喪失時に、炉心の著しい損傷及び格納容器の破損を防止するため、又は炉心の著しい損傷、溶融が発生した場合において、格納容器内に浮遊する放射性物質の濃度を低下させるための設備であり、重大事故等対処設備として位置付けている。</u></p> <p>(3) <u>サブプレッション・プール冷却機能 (49条/1.6)</u> <u>設計基準事故対処設備である残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)ポンプの機能喪失時に、サブプレッション・プール水を冷却できる機能を有するため、重大事故等対処設備として位置付けている。</u></p>		<p>・設備の相違 【東海第二】 島根2号炉の残留熱代替除去系は、炉心損傷後に循環冷却として使用する。サブプレッション・チェンバへは直接注水せず、原子炉圧力容器及び原子炉格納容器へ注水する。また、ポンプ性能試験には、テストタンクを用いる</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 島根2号炉の残留熱代替除去系は、炉心損傷後に格納容器の過圧破損を防止するための設備(50条)として整備し、他条文に適合する設備としては整備しない</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. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>1.3.2 計測制御設備</p> <p><u>代替循環冷却系</u>について、使用時の状態を監視するため、流量計、温度計、水位計及び圧力計を設置する（図 1.3.2- 1 参照）。これらの監視パラメータは、中央制御室及び緊急時対策所で監視可能な設計としている。</p> <p>①設計方針</p> <p><u>代替循環冷却系</u>により有効に除熱できていることを確認するため、原子炉格納容器の熱バランスを把握できる監視設備を設置する。<u>代替循環冷却系</u>運転時の原子炉格納容器の熱バランスは、原子炉格納容器内部の温度と、<u>代替循環冷却系統</u>により除熱される量を確認することで把握が可能である。よって、<u>サプレッション・チェンバ・プール水温度</u>及び、除熱量を確認するための<u>代替循環冷却系</u>の系統流量（原子炉圧力容器への注水量及び原子炉格納容器へのスプレイ流量）、<u>残留熱除去系熱交換器入口温度</u>及び<u>残留熱除去系出口温度</u>を監視できる設計とする。</p> <p>また、格納容器下部への注水を確認するための<u>代替循環冷却系</u>の系統流量（<u>格納容器下部への注水流量</u>）、<u>格納容器下部の温度</u>及び<u>水位</u>を監視できる設計とする。</p>	<p>比較対象無し</p>	<p>1.3.2 計測制御設備</p> <p><u>残留熱代替除去系</u>について、使用時の状態を監視するため、流量計、温度計、水位計及び圧力計を設置する（図 1.3.2-1 参照）。これらの監視パラメータは、中央制御室及び緊急時対策所で監視可能な設計としている。</p> <p>①設計方針</p> <p><u>残留熱代替除去系</u>により有効に除熱できていることを確認するため、原子炉格納容器の熱バランスを把握できる監視設備を設置する。<u>残留熱代替除去系</u>運転時の原子炉格納容器の熱バランスは、原子炉格納容器内部の温度と、<u>残留熱代替除去系統</u>により除熱される量を確認することで把握が可能である。よって、<u>サプレッション・プール水温度</u>及び<u>水位</u>、<u>原子炉格納容器内の温度</u>及び<u>圧力</u>並びに除熱量を確認するための<u>残留熱代替除去系</u>の系統流量（原子炉圧力容器への注水量及び原子炉格納容器へのスプレイ流量）、<u>残留熱除去系出口温度</u>を監視できる設計とする。</p> <p>また、<u>原子炉格納容器へのスプレイ</u>による格納容器下部への注水を確認するための<u>残留熱代替除去系</u>の系統流量（<u>原子炉格納容器への注水流量</u>）を監視できる設計とする。</p>	<p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉及び東海第二は、格納容器スプレイにより格納容器下部への注水を行う。</p> <p>また、島根 2号炉は、ペDESTAL代替注水系（可搬型）、（常設）により事前水張りをを行い、原子炉圧力容器破損後の注水に残留熱代替除去系を使用する。原子炉圧力容器破損後は、格納容器下部の温度及び水位ではなく、系統流量により監視する運用としている</p> <p>（以下、①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 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>以上より、下記で示す㉔～㉖の計器を設置する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・系統流量：<u>㉔復水補給水系流量（RHR A系代替注水流量）</u> <u>㉕復水補給水系流量（RHR B系代替注水流量）</u> <u>㉖復水補給水系流量（格納容器下部注水流量）</u> ・残留熱除去系熱交換器入口温度：<u>㉗サプレッション・チェンバ・プール水温度</u> ・残留熱除去系熱交換器出口温度：<u>㉘復水補給水系温度（代替循環冷却）</u> ・格納容器下部の温度：<u>㉙ドライウエル雰囲気温度</u> ・格納容器下部の水位：<u>㉚格納容器下部水位</u> <p>また、<u>復水移送ポンプ</u>の運転状態を監視するため、下記で示す㉛の計器を設置する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>復水移送ポンプ</u>の運転状態：<u>㉛復水移送ポンプ吐出圧力</u> <p>なお、上記に加え、残留熱除去系熱交換器二次側の温度、流量等を<u>代替原子炉補機冷却系側</u>で確認することにより、システム全体の熱バランスを把握することが可能である。</p>		<p>以上より、下記で示す㉔～㉖の計器を設置する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・系統流量：<u>㉔残留熱代替除去系原子炉注水流量</u> <u>㉕残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量</u> ・残留熱除去系熱交換器入口温度：<u>㉗サプレッション・プール水温度（SA）</u> ・残留熱除去系熱交換器出口温度：<u>㉘残留熱除去系熱交換器出口温度</u> ・原子炉格納容器内の温度：<u>㉙ドライウエル温度（SA）</u> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉格納容器内の圧力：<u>㉚ドライウエル圧力（SA）</u> <u>㉛サプレッション・チェンバ圧力（SA）</u> ・残留熱代替除去系の水源：<u>㉜サプレッション・プール水位（SA）</u> <p>また、<u>残留熱代替除去ポンプ</u>の運転状態を監視するため、下記で示す㉝の計器を設置する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>残留熱代替除去ポンプ</u>の運転状態：<u>㉝残留熱代替除去ポンプ出口圧力</u> <p>なお、上記に加え、残留熱除去系熱交換器二次側の温度、流量等を<u>原子炉補機代替冷却系側</u>で確認することにより、システム全体の熱バランスを把握することが可能である。</p>	<p>・設備の相違 【柏崎6/7】 ㉔の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7】 ㉔の相違</p> <p>（柏崎と設備上の相違はなく、使用時の状態を監視する計器を明確に記載している）</p>

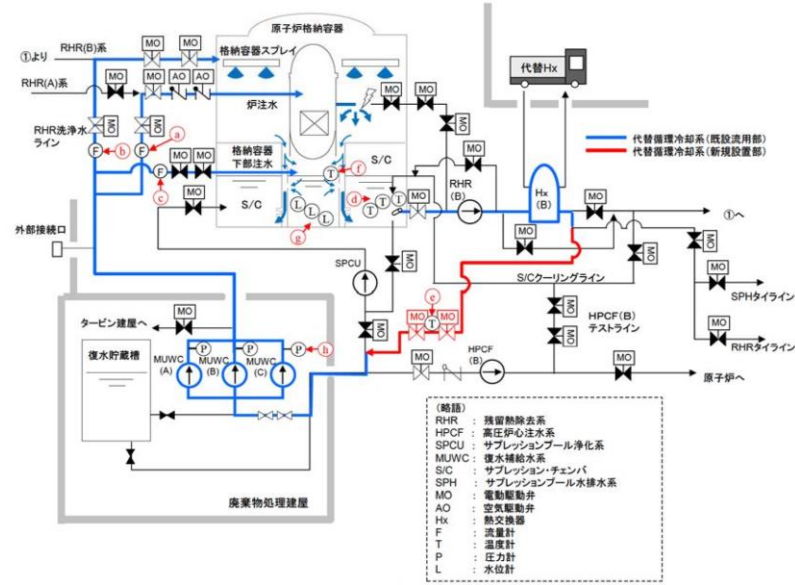


図1.3.2-1 代替循環冷却系使用時の概略図

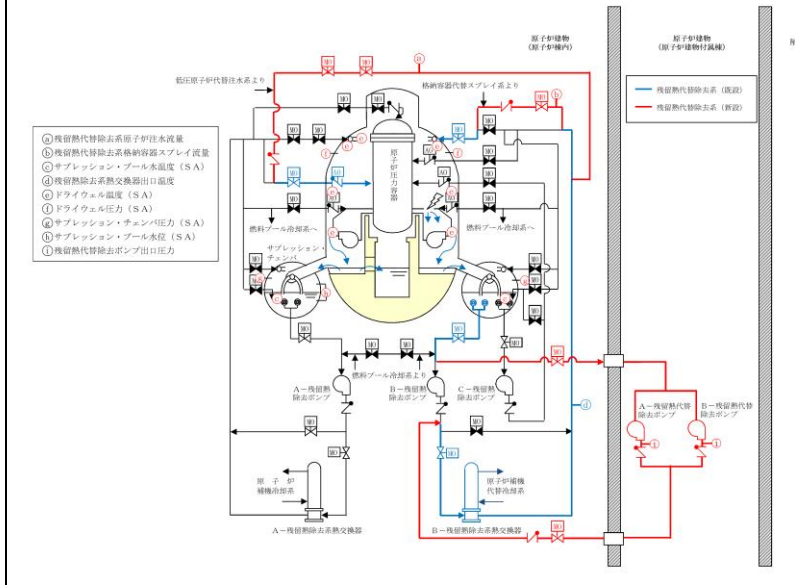

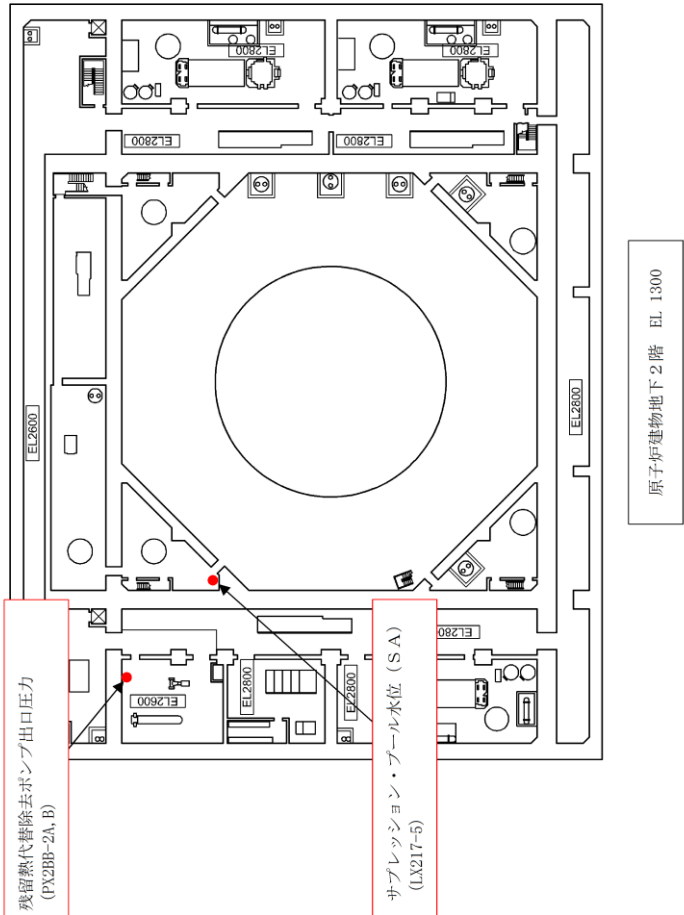


図 1.3.2-1 残留熱代替除去系使用時の概略図

・設備の相違
【柏崎 6/7】
①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. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																																																																															
<p>②計測設備の仕様について</p> <p>a. 機器仕様</p> <p>計測設備の主要仕様を表 1.3.2-1 に示す。</p> <p>表 1.3.2-1 代替循環冷却系運転に必要な計測設備の主要仕様</p> <table border="1" data-bbox="163 409 875 766"> <thead> <tr> <th>監視計器</th> <th>計測範囲</th> <th>計測範囲の根拠</th> <th>個数</th> <th>監視場所</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>④ 復水補給水系流量 (B/R A系代替注水流量)</td> <td>0~200m³/h (6号炉) 0~150m³/h (7号炉)</td> <td>復水移送ポンプを用いたB/R代替注水系 (B/R A系ライン) における最大注水量 (90m³/h) を監視可能。</td> <td>1</td> <td>中央制御室 (緊急時対策所)</td> </tr> <tr> <td>⑤ 復水補給水系流量 (B/R B系代替注水流量)</td> <td>0~350m³/h</td> <td>復水移送ポンプを用いた代替格納容器スプレィ系 (B/R B系ライン) の最大注水量 (140m³/h) を監視可能。</td> <td>1</td> <td>中央制御室 (緊急時対策所)</td> </tr> <tr> <td>⑥ 復水補給水系流量 (格納容器下部注水流量)</td> <td>0~150m³/h (6号炉) 0~100m³/h (7号炉)</td> <td>復水移送ポンプを用いた格納容器下部注水系の最大注水量 (90m³/h) を監視可能。</td> <td>1</td> <td>中央制御室 (緊急時対策所)</td> </tr> <tr> <td>⑦ サプレッション・チェンバ・プール水温度</td> <td>0~200℃</td> <td>原子炉格納容器の限界圧力 (2Pd : 820kPa [gage]) におけるサプレッション・チェンバ・プール水の飽和温度 (約166℃) を監視可能。</td> <td>3</td> <td>中央制御室 (緊急時対策所)</td> </tr> <tr> <td>⑧ 復水補給水温度*1 (代替標準冷却)</td> <td>0~200℃</td> <td>代替標準冷却時における復水移送ポンプの最高使用温度 (85℃) に余裕を見込んだ設定とする。</td> <td>1</td> <td>中央制御室 (緊急時対策所)</td> </tr> <tr> <td>⑨ ドライウエル雰囲気温度</td> <td>0~300℃</td> <td>原子炉格納容器の限界温度 (200℃) を監視可能。</td> <td>1</td> <td>中央制御室 (緊急時対策所)</td> </tr> <tr> <td>⑩ 格納容器下部水位</td> <td>1m, 12m, 13m (T.M.S.L., 5600mm, -4600mm, -3600mm) *2</td> <td>重大事故等時において、原子炉格納容器下部に溶融炉心の冷却に必要な水深 (底部から+2m) があることを監視可能。</td> <td>3</td> <td>中央制御室 (緊急時対策所)</td> </tr> <tr> <td>⑪ 復水移送ポンプ吐出圧力</td> <td>0~2MPa</td> <td>重大事故等時における、復水補給水系の最高使用圧力 (約1.7MPa [gage]) を監視可能。</td> <td>3</td> <td>中央制御室 (緊急時対策所)</td> </tr> </tbody> </table> <p>*1:新規設置する監視計器 *2:T. M. S. L. =東京湾平均海面</p>	監視計器	計測範囲	計測範囲の根拠	個数	監視場所	④ 復水補給水系流量 (B/R A系代替注水流量)	0~200m ³ /h (6号炉) 0~150m ³ /h (7号炉)	復水移送ポンプを用いたB/R代替注水系 (B/R A系ライン) における最大注水量 (90m ³ /h) を監視可能。	1	中央制御室 (緊急時対策所)	⑤ 復水補給水系流量 (B/R B系代替注水流量)	0~350m ³ /h	復水移送ポンプを用いた代替格納容器スプレィ系 (B/R B系ライン) の最大注水量 (140m ³ /h) を監視可能。	1	中央制御室 (緊急時対策所)	⑥ 復水補給水系流量 (格納容器下部注水流量)	0~150m ³ /h (6号炉) 0~100m ³ /h (7号炉)	復水移送ポンプを用いた格納容器下部注水系の最大注水量 (90m ³ /h) を監視可能。	1	中央制御室 (緊急時対策所)	⑦ サプレッション・チェンバ・プール水温度	0~200℃	原子炉格納容器の限界圧力 (2Pd : 820kPa [gage]) におけるサプレッション・チェンバ・プール水の飽和温度 (約166℃) を監視可能。	3	中央制御室 (緊急時対策所)	⑧ 復水補給水温度*1 (代替標準冷却)	0~200℃	代替標準冷却時における復水移送ポンプの最高使用温度 (85℃) に余裕を見込んだ設定とする。	1	中央制御室 (緊急時対策所)	⑨ ドライウエル雰囲気温度	0~300℃	原子炉格納容器の限界温度 (200℃) を監視可能。	1	中央制御室 (緊急時対策所)	⑩ 格納容器下部水位	1m, 12m, 13m (T.M.S.L., 5600mm, -4600mm, -3600mm) *2	重大事故等時において、原子炉格納容器下部に溶融炉心の冷却に必要な水深 (底部から+2m) があることを監視可能。	3	中央制御室 (緊急時対策所)	⑪ 復水移送ポンプ吐出圧力	0~2MPa	重大事故等時における、復水補給水系の最高使用圧力 (約1.7MPa [gage]) を監視可能。	3	中央制御室 (緊急時対策所)		<p>②計測設備の仕様について</p> <p>a. 機器仕様</p> <p>計測設備の主要仕様を表 1.3.2-1 に示す。</p> <p>表 1.3.2-1 残留熱代替除去系運転に必要な計測設備の主要仕様</p> <table border="1" data-bbox="1721 388 2478 1627"> <thead> <tr> <th>監視計器</th> <th>計測範囲</th> <th>計測範囲の根拠</th> <th>個数</th> <th>監視場所</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>⑫ 残留熱代替除去系原子炉注水流量*1</td> <td>0~50m³/h</td> <td>残留熱代替除去系原子炉注水の最大注水量 (30m³/h) を監視可能。</td> <td>1</td> <td>中央制御室 (緊急時対策所)</td> </tr> <tr> <td>⑬ 残留熱代替除去系格納容器スプレィ流量*1</td> <td>0~150m³/h</td> <td>残留熱代替除去系格納容器スプレィの最大注水量 (120m³/h) を監視可能。</td> <td>1</td> <td>中央制御室 (緊急時対策所)</td> </tr> <tr> <td>⑭ サプレッション・プール水温度 (S A) *1</td> <td>0~200℃</td> <td>原子炉格納容器の限界圧力 (2Pd : 853kPa [gage]) におけるサプレッション・プール水の飽和温度 (約178℃) を監視可能。</td> <td>2</td> <td>中央制御室 (緊急時対策所)</td> </tr> <tr> <td>⑮ 残留熱代替除去系熱交換器出口温度</td> <td>0~200℃</td> <td>残留熱代替除去系の運転時における、残留熱代替除去系熱交換器出口温度の最高使用温度 (185℃) を監視可能。</td> <td>1</td> <td>中央制御室 (緊急時対策所)</td> </tr> <tr> <td>⑯ ドライウエル温度 (S A) *1</td> <td>0~300℃</td> <td>原子炉格納容器の限界温度 (200℃) を監視可能。</td> <td>7</td> <td>中央制御室 (緊急時対策所)</td> </tr> <tr> <td>⑰ ドライウエル圧力 (S A) *1</td> <td>0~1000kPa (abs)</td> <td>原子炉格納容器の限界圧力 (2Pd : 853kPa [gage]) を監視可能。</td> <td>2</td> <td>中央制御室 (緊急時対策所)</td> </tr> <tr> <td>⑱ サプレッション・チェンバ・プール圧力 (S A) *1</td> <td>0~1000kPa (abs)</td> <td>原子炉格納容器の限界圧力 (2Pd : 853kPa [gage]) を監視可能。</td> <td>2</td> <td>中央制御室 (緊急時対策所)</td> </tr> <tr> <td>⑲ サプレッション・プール水位 (S A) *1</td> <td>-0.80~5.50m*2</td> <td>ウェットウエルベント操作可否判断を把握できる範囲を監視可能。</td> <td>1</td> <td>中央制御室 (緊急時対策所)</td> </tr> <tr> <td>⑳ 残留熱代替除去ポンプ出口圧力*1</td> <td>0~3MPa [gage]</td> <td>重大事故等時における、残留熱代替除去ポンプの最高使用圧力 (2.5MPa [gage]) を監視可能。</td> <td>2</td> <td>中央制御室 (緊急時対策所)</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1:新規設置する監視計器 ※2:基準点はサプレッション・プール通常水位 (EL5610)</p>	監視計器	計測範囲	計測範囲の根拠	個数	監視場所	⑫ 残留熱代替除去系原子炉注水流量*1	0~50m ³ /h	残留熱代替除去系原子炉注水の最大注水量 (30m ³ /h) を監視可能。	1	中央制御室 (緊急時対策所)	⑬ 残留熱代替除去系格納容器スプレィ流量*1	0~150m ³ /h	残留熱代替除去系格納容器スプレィの最大注水量 (120m ³ /h) を監視可能。	1	中央制御室 (緊急時対策所)	⑭ サプレッション・プール水温度 (S A) *1	0~200℃	原子炉格納容器の限界圧力 (2Pd : 853kPa [gage]) におけるサプレッション・プール水の飽和温度 (約178℃) を監視可能。	2	中央制御室 (緊急時対策所)	⑮ 残留熱代替除去系熱交換器出口温度	0~200℃	残留熱代替除去系の運転時における、残留熱代替除去系熱交換器出口温度の最高使用温度 (185℃) を監視可能。	1	中央制御室 (緊急時対策所)	⑯ ドライウエル温度 (S A) *1	0~300℃	原子炉格納容器の限界温度 (200℃) を監視可能。	7	中央制御室 (緊急時対策所)	⑰ ドライウエル圧力 (S A) *1	0~1000kPa (abs)	原子炉格納容器の限界圧力 (2Pd : 853kPa [gage]) を監視可能。	2	中央制御室 (緊急時対策所)	⑱ サプレッション・チェンバ・プール圧力 (S A) *1	0~1000kPa (abs)	原子炉格納容器の限界圧力 (2Pd : 853kPa [gage]) を監視可能。	2	中央制御室 (緊急時対策所)	⑲ サプレッション・プール水位 (S A) *1	-0.80~5.50m*2	ウェットウエルベント操作可否判断を把握できる範囲を監視可能。	1	中央制御室 (緊急時対策所)	⑳ 残留熱代替除去ポンプ出口圧力*1	0~3MPa [gage]	重大事故等時における、残留熱代替除去ポンプの最高使用圧力 (2.5MPa [gage]) を監視可能。	2	中央制御室 (緊急時対策所)	<p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>①の相違</p>
監視計器	計測範囲	計測範囲の根拠	個数	監視場所																																																																																														
④ 復水補給水系流量 (B/R A系代替注水流量)	0~200m ³ /h (6号炉) 0~150m ³ /h (7号炉)	復水移送ポンプを用いたB/R代替注水系 (B/R A系ライン) における最大注水量 (90m ³ /h) を監視可能。	1	中央制御室 (緊急時対策所)																																																																																														
⑤ 復水補給水系流量 (B/R B系代替注水流量)	0~350m ³ /h	復水移送ポンプを用いた代替格納容器スプレィ系 (B/R B系ライン) の最大注水量 (140m ³ /h) を監視可能。	1	中央制御室 (緊急時対策所)																																																																																														
⑥ 復水補給水系流量 (格納容器下部注水流量)	0~150m ³ /h (6号炉) 0~100m ³ /h (7号炉)	復水移送ポンプを用いた格納容器下部注水系の最大注水量 (90m ³ /h) を監視可能。	1	中央制御室 (緊急時対策所)																																																																																														
⑦ サプレッション・チェンバ・プール水温度	0~200℃	原子炉格納容器の限界圧力 (2Pd : 820kPa [gage]) におけるサプレッション・チェンバ・プール水の飽和温度 (約166℃) を監視可能。	3	中央制御室 (緊急時対策所)																																																																																														
⑧ 復水補給水温度*1 (代替標準冷却)	0~200℃	代替標準冷却時における復水移送ポンプの最高使用温度 (85℃) に余裕を見込んだ設定とする。	1	中央制御室 (緊急時対策所)																																																																																														
⑨ ドライウエル雰囲気温度	0~300℃	原子炉格納容器の限界温度 (200℃) を監視可能。	1	中央制御室 (緊急時対策所)																																																																																														
⑩ 格納容器下部水位	1m, 12m, 13m (T.M.S.L., 5600mm, -4600mm, -3600mm) *2	重大事故等時において、原子炉格納容器下部に溶融炉心の冷却に必要な水深 (底部から+2m) があることを監視可能。	3	中央制御室 (緊急時対策所)																																																																																														
⑪ 復水移送ポンプ吐出圧力	0~2MPa	重大事故等時における、復水補給水系の最高使用圧力 (約1.7MPa [gage]) を監視可能。	3	中央制御室 (緊急時対策所)																																																																																														
監視計器	計測範囲	計測範囲の根拠	個数	監視場所																																																																																														
⑫ 残留熱代替除去系原子炉注水流量*1	0~50m ³ /h	残留熱代替除去系原子炉注水の最大注水量 (30m ³ /h) を監視可能。	1	中央制御室 (緊急時対策所)																																																																																														
⑬ 残留熱代替除去系格納容器スプレィ流量*1	0~150m ³ /h	残留熱代替除去系格納容器スプレィの最大注水量 (120m ³ /h) を監視可能。	1	中央制御室 (緊急時対策所)																																																																																														
⑭ サプレッション・プール水温度 (S A) *1	0~200℃	原子炉格納容器の限界圧力 (2Pd : 853kPa [gage]) におけるサプレッション・プール水の飽和温度 (約178℃) を監視可能。	2	中央制御室 (緊急時対策所)																																																																																														
⑮ 残留熱代替除去系熱交換器出口温度	0~200℃	残留熱代替除去系の運転時における、残留熱代替除去系熱交換器出口温度の最高使用温度 (185℃) を監視可能。	1	中央制御室 (緊急時対策所)																																																																																														
⑯ ドライウエル温度 (S A) *1	0~300℃	原子炉格納容器の限界温度 (200℃) を監視可能。	7	中央制御室 (緊急時対策所)																																																																																														
⑰ ドライウエル圧力 (S A) *1	0~1000kPa (abs)	原子炉格納容器の限界圧力 (2Pd : 853kPa [gage]) を監視可能。	2	中央制御室 (緊急時対策所)																																																																																														
⑱ サプレッション・チェンバ・プール圧力 (S A) *1	0~1000kPa (abs)	原子炉格納容器の限界圧力 (2Pd : 853kPa [gage]) を監視可能。	2	中央制御室 (緊急時対策所)																																																																																														
⑲ サプレッション・プール水位 (S A) *1	-0.80~5.50m*2	ウェットウエルベント操作可否判断を把握できる範囲を監視可能。	1	中央制御室 (緊急時対策所)																																																																																														
⑳ 残留熱代替除去ポンプ出口圧力*1	0~3MPa [gage]	重大事故等時における、残留熱代替除去ポンプの最高使用圧力 (2.5MPa [gage]) を監視可能。	2	中央制御室 (緊急時対策所)																																																																																														

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>b. 配置図</p>  <p>図 1. 3. 2-2 機器配置図 (6号炉原子炉建屋地下1階)</p>		<p>b. 配置図</p>  <p>図 1. 3. 2-2 機器配置図 (原子炉建屋地下2階)</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. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<div data-bbox="166 233 875 1110" data-label="Image"> </div> <div data-bbox="201 1331 819 1367" data-label="Caption"> <p>図 1. 3. 2-3 機器配置図 (6号炉原子炉建屋地下2階)</p> </div>	<div data-bbox="920 233 1703 1110" data-label="Image"> </div>	<div data-bbox="1768 268 2448 1255" data-label="Diagram"> </div> <div data-bbox="1828 1331 2368 1367" data-label="Caption"> <p>図 1. 3. 2-3 機器配置図 (原子炉建物地下1階)</p> </div>	<div data-bbox="2623 163 2683 199" data-label="Text"> <p>備考</p> </div>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)

東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

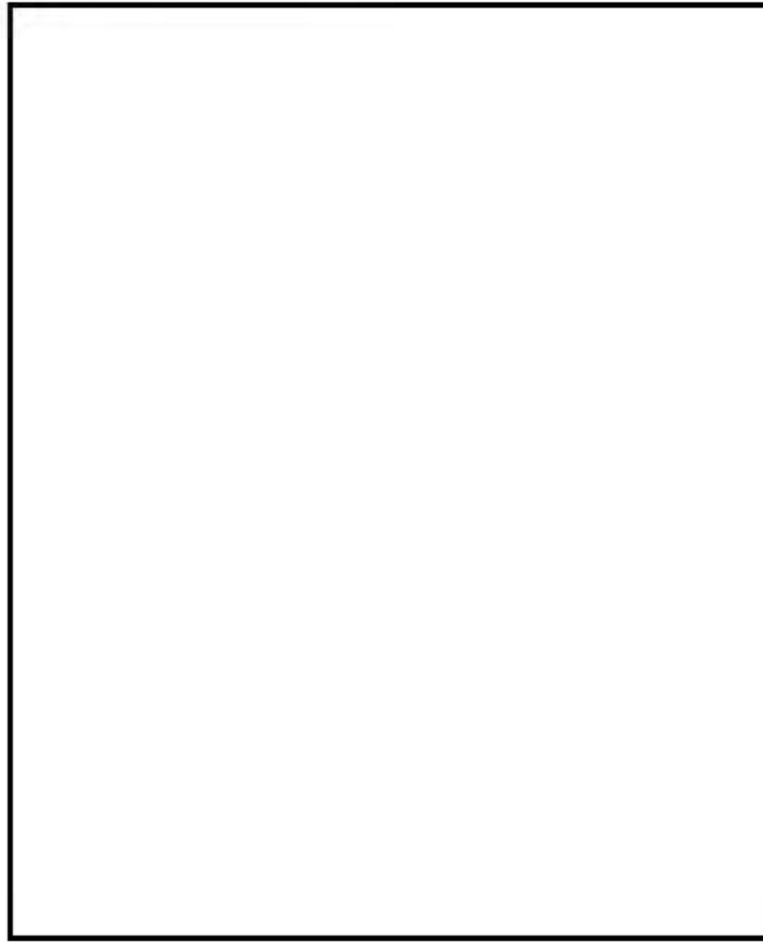


図 1. 3. 2-4 機器配置図 (6号炉原子炉建屋地下3階)

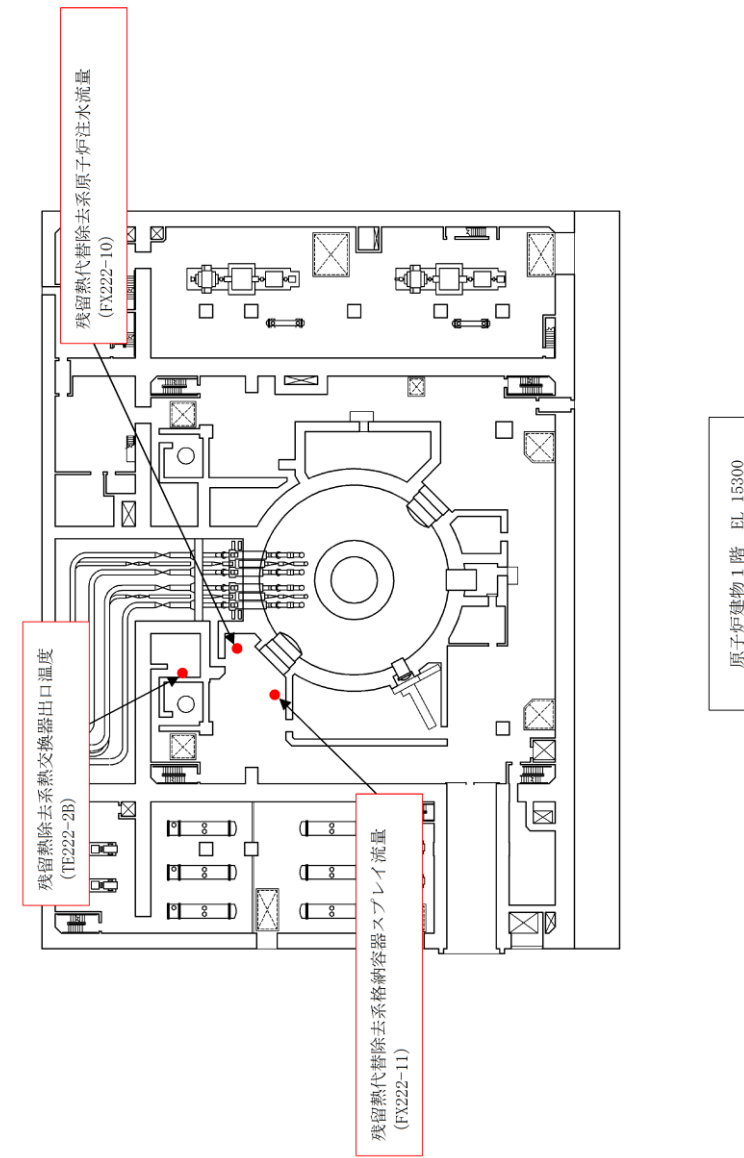
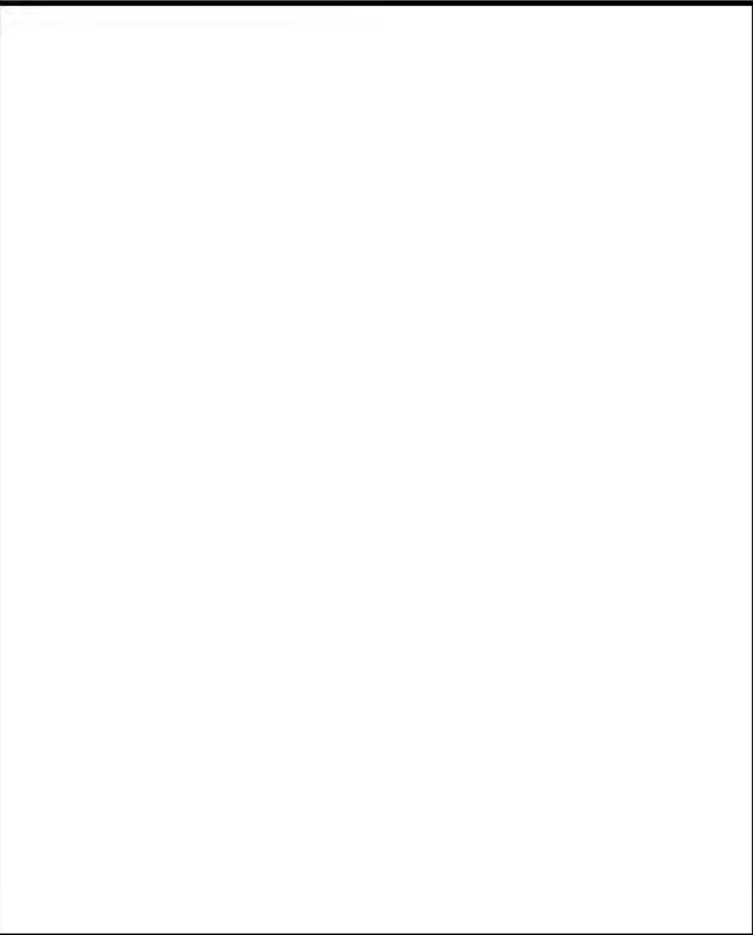

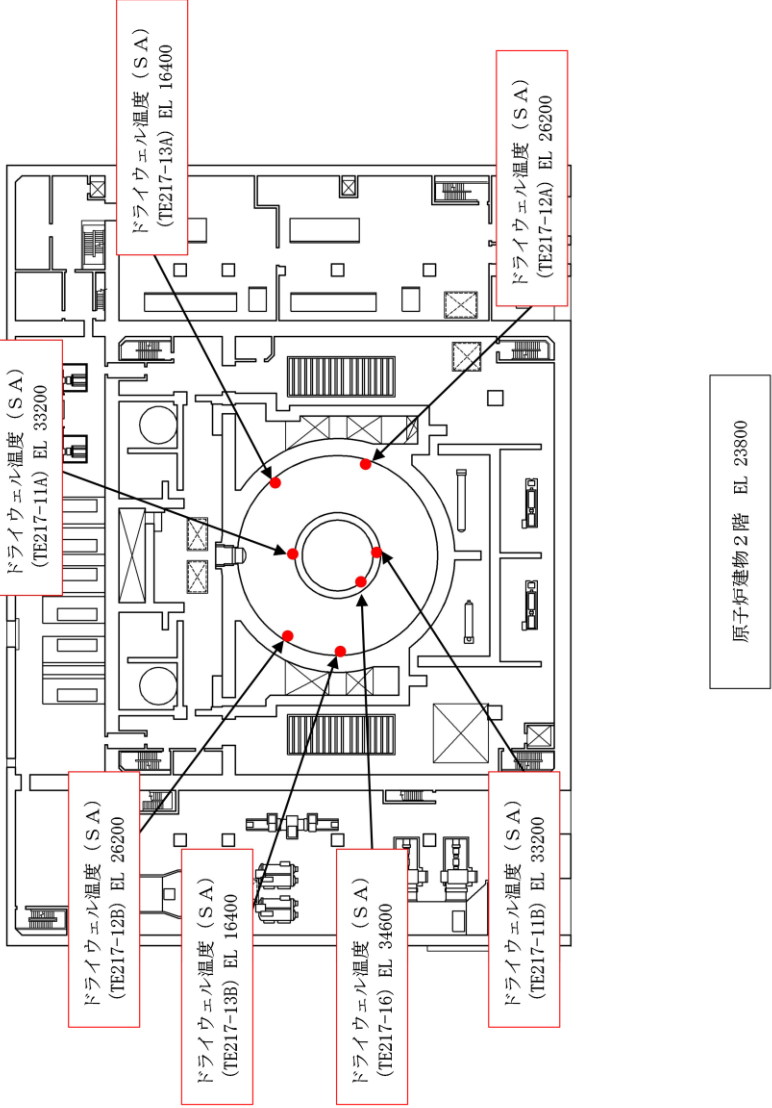
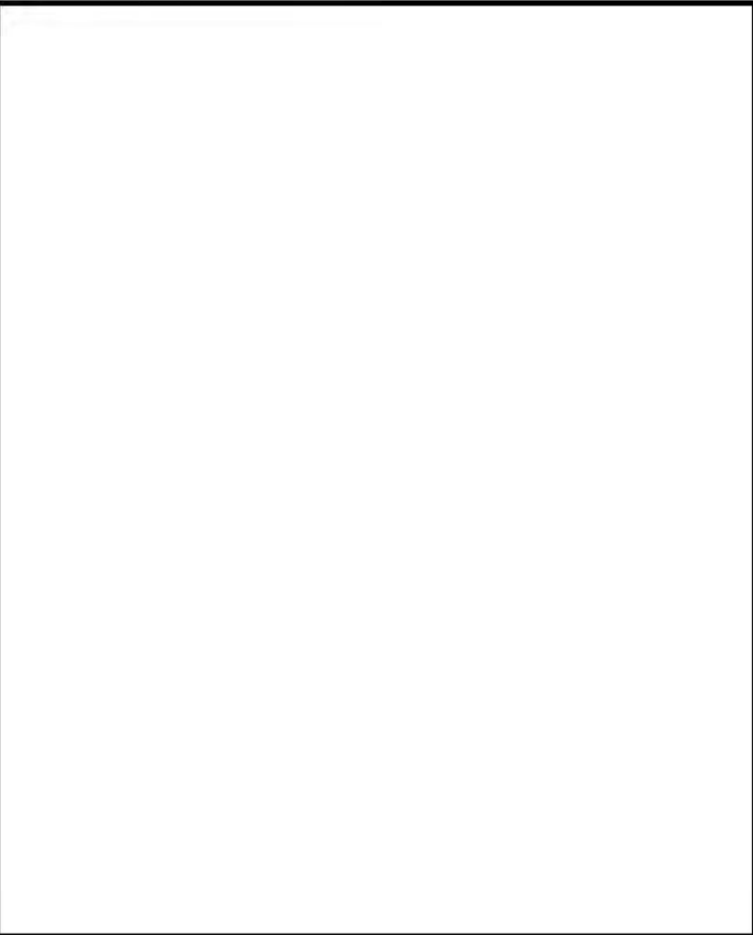

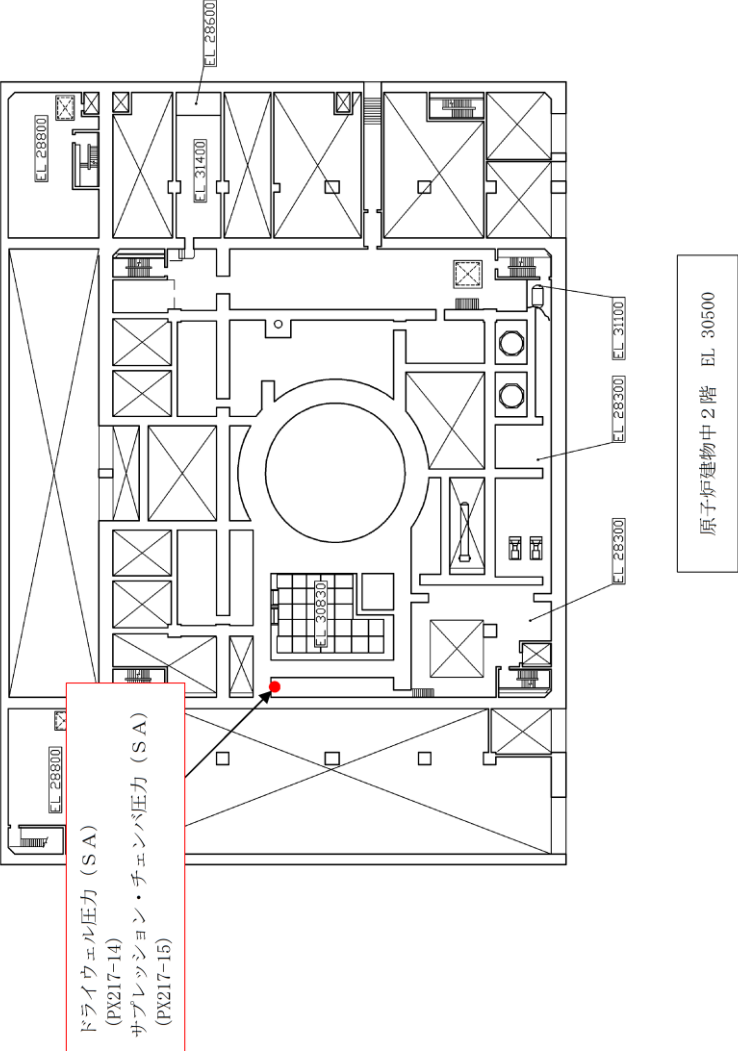


図 1. 3. 2-4 機器配置図 (原子炉建物1階)

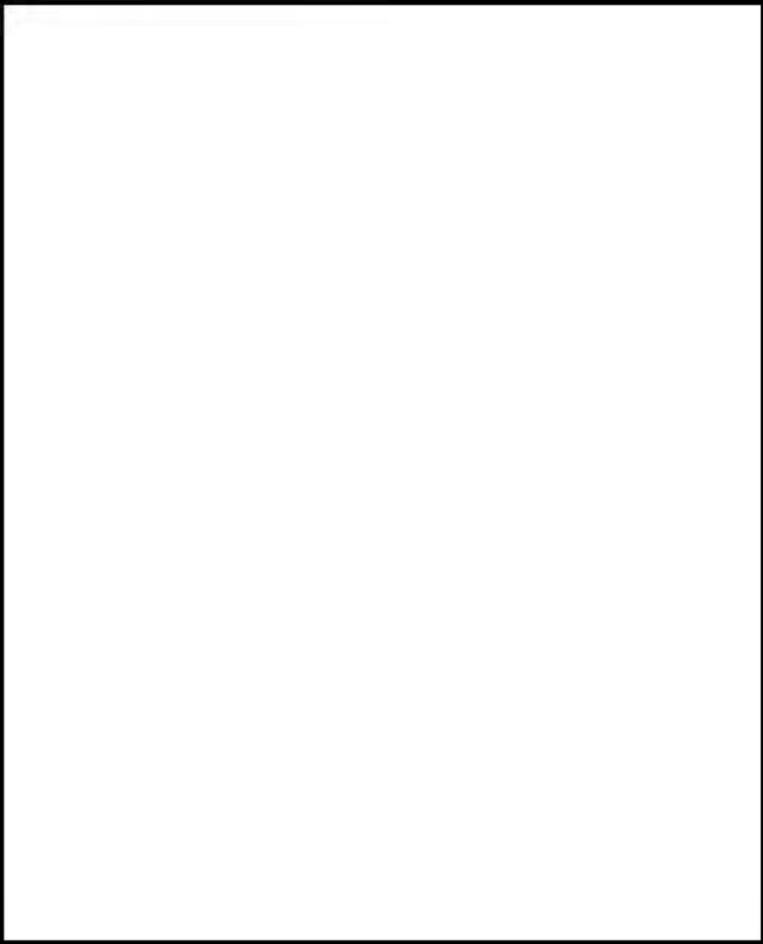
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
 <p data-bbox="219 1558 807 1587">図 1. 3. 2-5 機器配置図 (廃棄物処理建屋地下 3 階)</p>		 <p data-bbox="1855 1558 2338 1587">図 1. 3. 2-5 機器配置図 (原子炉建物 2 階)</p>	備考

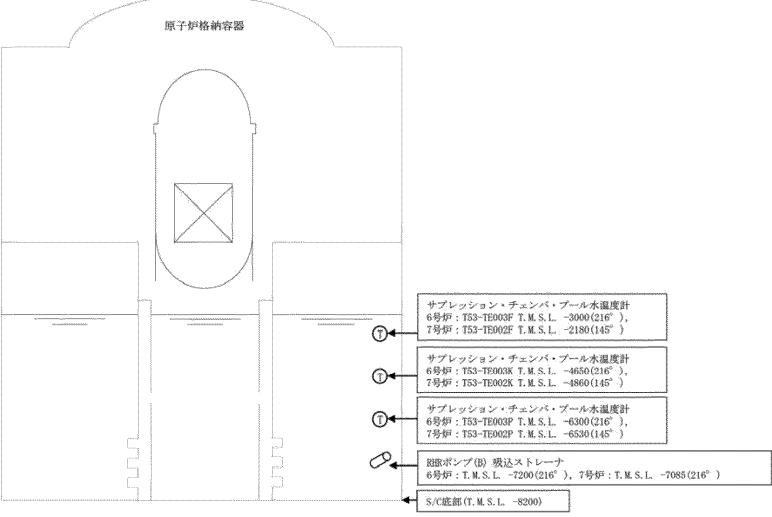
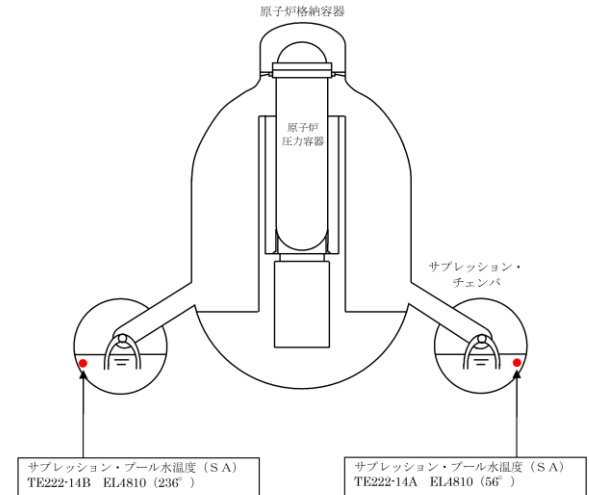
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
 <p data-bbox="201 1333 816 1365">図 1. 3. 2-6 機器配置図 (7号炉原子炉建屋地上1階)</p>		 <p data-bbox="1840 1333 2359 1365">図 1. 3. 2-6 機器配置図 (原子炉建物中2階)</p>	備考

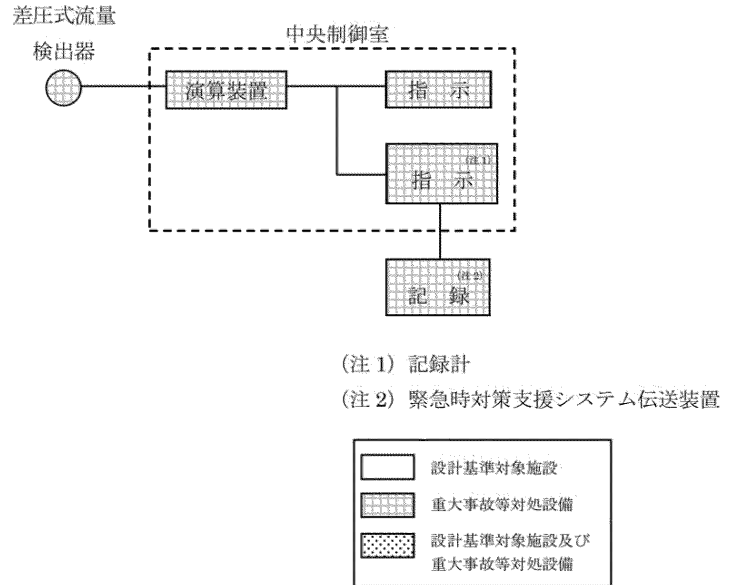
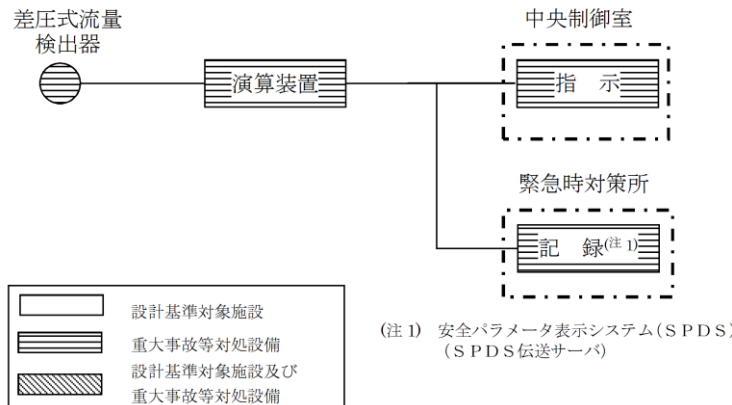
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<div data-bbox="166 235 878 1113" data-label="Image"> </div> <div data-bbox="201 1243 819 1276" data-label="Caption"> <p>図 1. 3. 2-7 機器配置図 (7号炉原子炉建屋地下1階)</p> </div>	<div data-bbox="920 235 1703 1113" data-label="Image"> </div>	<div data-bbox="1768 277 2457 1159" data-label="Diagram"> </div> <div data-bbox="1852 1243 2338 1276" data-label="Caption"> <p>図 1. 3. 2-7 機器配置図 (原子炉建物3階)</p> </div>	<div data-bbox="2623 163 2683 197" data-label="Text"> <p>備考</p> </div>

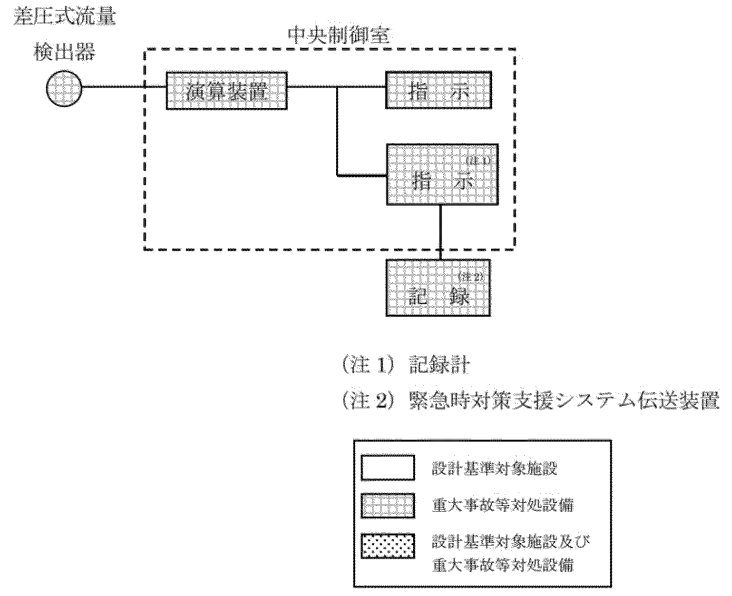
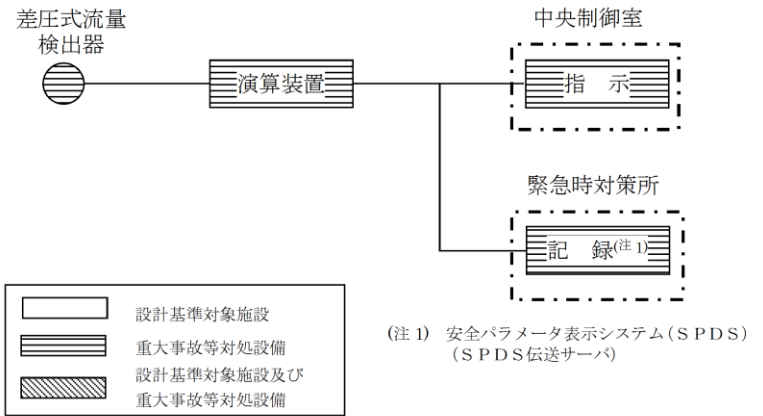
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
 <p data-bbox="201 1150 819 1184">図 1. 3. 2-8 機器配置図 (7号炉原子炉建屋地下2階)</p>			

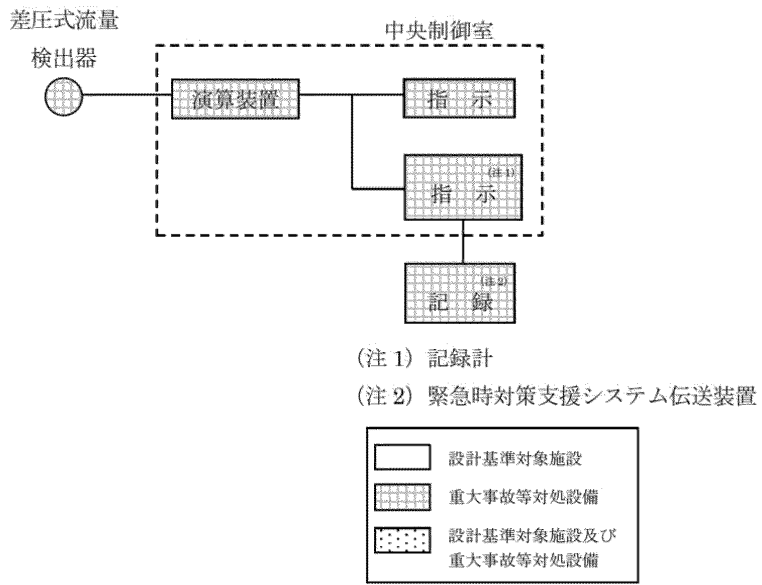
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
 <p data-bbox="201 1150 819 1184">図 1. 3. 2-9 機器配置図 (7号炉原子炉建屋地下3階)</p>			

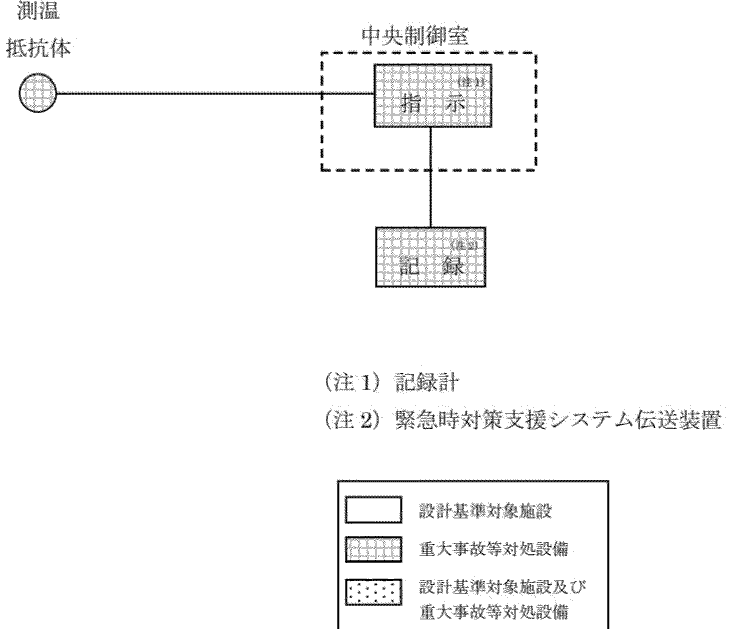
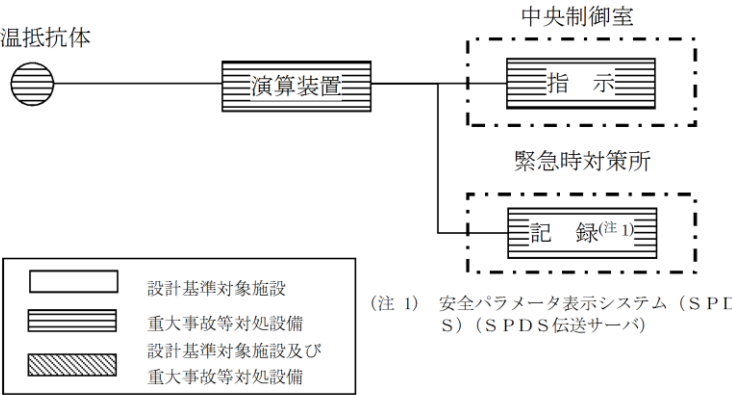
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
 <p data-bbox="210 1150 819 1182">図 1. 3. 2-10 機器配置図 (廃棄物処理建屋地下 3 階)</p>			

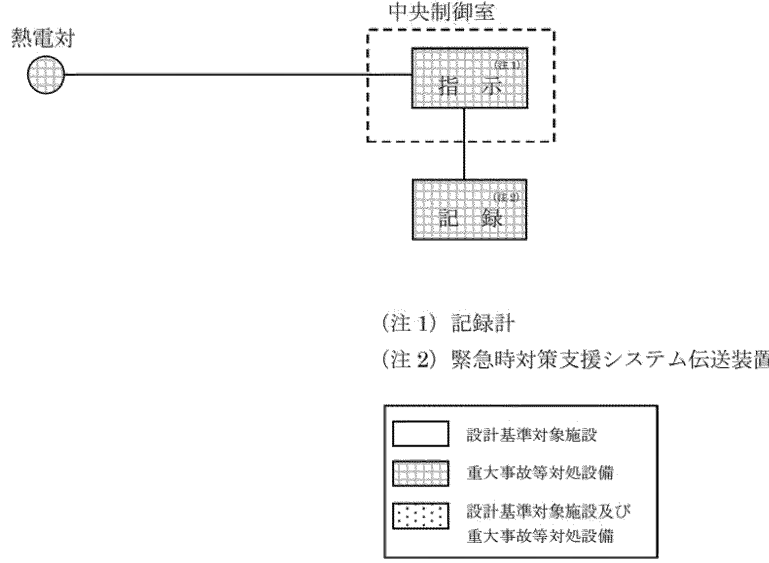
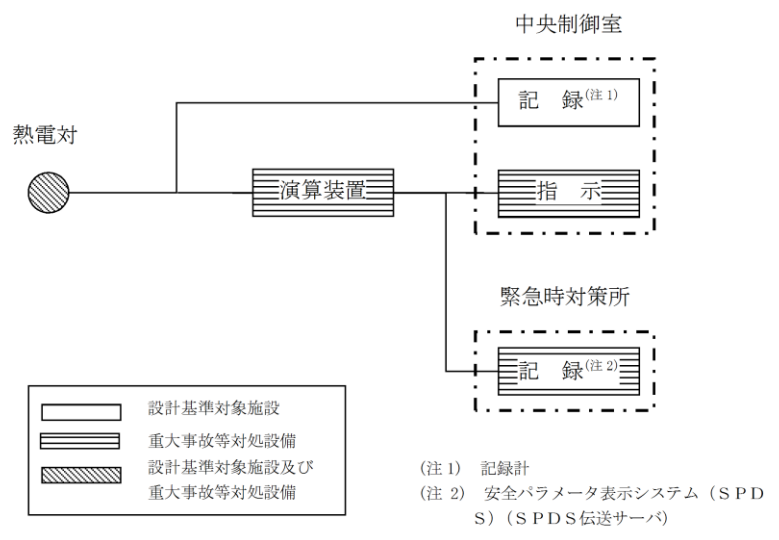
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>原子炉格納容器内における、サプレッション・チェンバ・プール水温度の位置を図 1.3.2-11 に示す。</p>  <p>図 1.3.2-11 サプレッション・チェンバ・プール水温度の位置</p>		<p>原子炉格納容器内における、サプレッション・プール水温度 (S A) の位置を図 1.3.2-8 に示す。</p>  <p>図 1.3.2-8 サプレッション・プール水温度 (S A) の位置</p>	

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 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>c. システム構成</p> <p>④復水補給水系流量 (RHR A系代替注水流量)</p> <p>復水補給水系流量 (RHR A系代替注水流量) は、重大事故等対処設備の機能を有しており、復水補給水系流量 (RHR A系代替注水流量) の検出信号は、差圧式流量検出器からの電流信号を、中央制御室の演算装置を経由して指示部にて流量信号へ変換する処理を行った後、復水補給水系流量 (RHR A系代替注水流量) を中央制御室に指示し、記録する。</p> <p>(図 1.3.2-12 「復水補給水系流量 (RHRA 系代替注水流量) の概略構成図」参照。)</p>  <p>(注1) 記録計 (注2) 緊急時対策支援システム伝送装置</p> <p> 設計基準対象施設 重大事故等対処設備 設計基準対象施設及び重大事故等対処設備 </p>		<p>c. システム構成</p> <p>④残留熱代替除去系原子炉注水流量</p> <p>残留熱代替除去系原子炉注水流量は、重大事故等対処設備の機能を有しており、残留熱代替除去系原子炉注水流量の検出信号は、差圧式流量検出器からの電流信号を演算装置にて流量信号へ変換する処理を行った後、残留熱代替除去系原子炉注水流量を中央制御室に指示し、緊急時対策所にて記録する。</p> <p>(図 1.3.2-9 「残留熱代替除去系原子炉注水流量の概略構成図」参照。)</p>  <p>(注1) 安全パラメータ表示システム (SPDS) (SPDS 伝送サーバ)</p> <p> 設計基準対象施設 重大事故等対処設備 設計基準対象施設及び重大事故等対処設備 </p>	<p>備考</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 設計方針の相違による設計仕様の相違</p>
<p>図 1.3.2-12 復水補給水系流量 (RHR A系代替注水流量) の概略構成図</p>		<p>図 1.3.2-9 残留熱代替除去系原子炉注水流量の概略構成図</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 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>⑤復水補給水系流量 (RHR B系代替注水流量)</p> <p>復水補給水系流量 (RHR B系代替注水流量) は、重大事故等対処設備の機能を有しており、復水補給水系流量 (RHR B系代替注水流量) の検出信号は、差圧式流量検出器からの電流信号を、中央制御室の演算装置を経由して指示部にて流量信号へ変換する処理を行った後、復水補給水系流量 (RHR B系代替注水流量) を中央制御室に指示し、記録する。</p> <p>(図 1.3.2-13 「復水補給水系流量 (RHR B系代替注水流量) の概略構成図」参照。)</p>  <p>(注1) 記録計 (注2) 緊急時対策支援システム伝送装置</p> <p> 設計基準対象施設 重大事故等対処設備 設計基準対象施設及び重大事故等対処設備 </p>		<p>⑤残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量</p> <p>残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量は、重大事故等対処設備の機能を有しており、残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量の検出信号は、差圧式流量検出器からの電流信号を演算装置にて流量信号へ変換する処理を行った後、残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量を中央制御室に指示し、緊急時対策所にて記録する。</p> <p>(図 1.3.2-10 「残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量の概略構成図」参照。)</p>  <p>(注1) 安全パラメータ表示システム (SPDS) (SPDS伝送サーバ)</p> <p> 設計基準対象施設 重大事故等対処設備 設計基準対象施設及び重大事故等対処設備 </p>	備考
<p>図 1.3.2-13 復水補給水系流量 (RHR B系代替注水流量) の概略構成図</p>		<p>図 1.3.2-10 残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量の概略構成図</p>	<p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 設計方針の相違による設計仕様の相違</p>

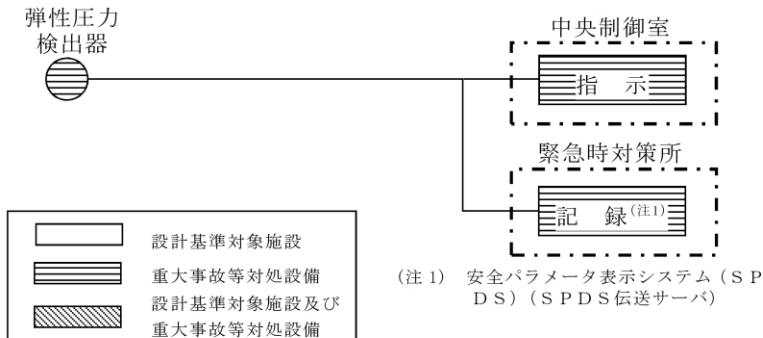
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>◎復水補給水系流量（格納容器下部注水流量）</p> <p>復水補給水系流量（格納容器下部注水流量）は、重大事故等対処設備の機能を有しており、復水補給水系流量（格納容器下部注水流量）の検出信号は、差圧式流量検出器からの電流信号を、中央制御室の演算装置を經由して指示部にて流量信号へ変換する処理を行った後、復水補給水系流量（格納容器下部注水流量）を中央制御室に指示し、記録する。</p> <p>（図 1.3.2 -14 「復水補給水系流量（格納容器下部注水流量）の概略構成図」参照。）</p>  <p>（注 1）記録計 （注 2）緊急時対策支援システム伝送装置</p> <p> <input type="checkbox"/> 設計基準対象施設 <input checked="" type="checkbox"/> 重大事故等対処設備 <input checked="" type="checkbox"/> 設計基準対象施設及び重大事故等対処設備 </p> <p>図 1.3.2-14 復水補給水系流量（格納容器下部注水流量）の概略構成図</p>			<p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>①の相違</p>

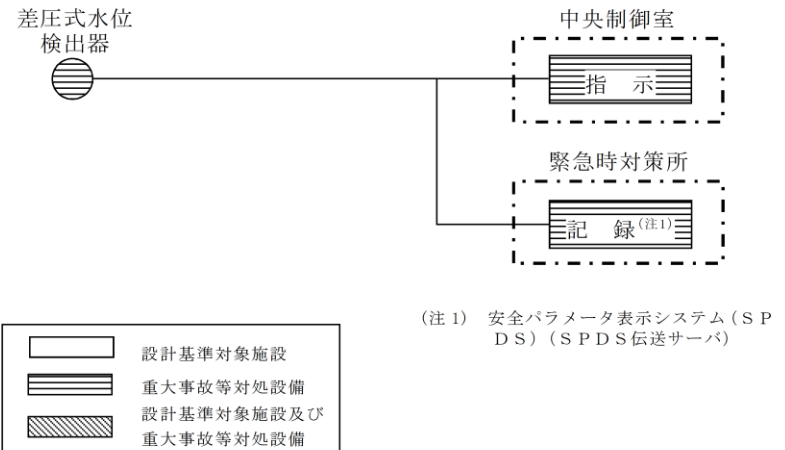
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>①サブプレッション・チェンバ・プール水温度</p> <p>サブプレッション・チェンバ・プール水温度は、重大事故等対処設備の機能を有しており、サブプレッション・チェンバ・プール水温度の検出信号は、測温抵抗体の抵抗値を、中央制御室の指示部にて温度信号に変換する処理を行った後、サブプレッション・チェンバ・プール水温度を中央制御室に指示し、記録する。</p> <p>(図 1.3.2-15 「サブプレッション・チェンバ・プール水温度の概略構成図」参照。)</p>  <p>(注1) 記録計 (注2) 緊急時対策支援システム伝送装置</p> <p> <input type="checkbox"/> 設計基準対象施設 <input checked="" type="checkbox"/> 重大事故等対処設備 <input checked="" type="checkbox"/> 設計基準対象施設及び重大事故等対処設備 </p> <p>図 1.3.2-15 サブプレッション・チェンバ・プール水温度の概略構成図</p>		<p>②サブプレッション・プール水温度 (SA)</p> <p>サブプレッション・プール水温度 (SA) は、重大事故等対処設備の機能を有しており、サブプレッション・プール水温度 (SA) の検出信号は、測温抵抗体の抵抗値を演算装置にて温度信号に変換する処理を行った後、サブプレッション・プール水温度 (SA) を中央制御室に指示し、緊急時対策所にて記録する。</p> <p>(図 1.3.2-11 「サブプレッション・プール水温度 (SA) の概略構成図」参照。)</p>  <p>(注1) 安全パラメータ表示システム (SPDS) (SPDS伝送サーバ)</p> <p> <input type="checkbox"/> 設計基準対象施設 <input checked="" type="checkbox"/> 重大事故等対処設備 <input checked="" type="checkbox"/> 設計基準対象施設及び重大事故等対処設備 </p> <p>図 1.3.2-11 サブプレッション・プール水温度 (SA) の概略構成図</p>	<p>備考</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 設計方針の相違による設計仕様の相違</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. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>④復水補給水系温度 (代替循環冷却)</p> <p>復水補給水系温度 (代替循環冷却) は、重大事故等対処設備の機能を有しており、復水補給水系温度 (代替循環冷却) の検出信号は、熱電対からの起電力を、中央制御室の指示部にて温度信号に変換する処理を行った後、復水補給水系温度 (代替循環冷却) を中央制御室に指示し、記録する。(図 1.3.2-16 「復水補給水系温度 (代替循環冷却) の概略構成図」 参照。)</p>  <p>(注 1) 記録計 (注 2) 緊急時対策支援システム伝送装置</p> <p>図 1.3.2-16 復水補給水系温度 (代替循環冷却) の概略構成図</p>		<p>④残留熱除去系熱交換器出口温度</p> <p>残留熱除去系熱交換器出口温度は、設計基準対象施設及び重大事故等対処設備の機能を有しており、残留熱除去系熱交換器出口温度の検出信号は、熱電対からの起電力を、演算装置にて温度信号に変換する処理を行った後、残留熱除去系熱交換器出口温度を中央制御室に指示し、緊急時対策所にて記録する。(図 1.3.2-12 「残留熱除去系熱交換器出口温度の概略構成図」 参照。)</p>  <p>(注 1) 記録計 (注 2) 安全パラメータ表示システム (SPDS) (SPDS 伝送サーバ)</p> <p>図 1.3.2-12 残留熱除去系熱交換器出口温度の概略構成図</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> 設備の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は設計基準対象施設及び重大事故等対処設備の機能を有している 設備の相違 【柏崎 6/7】 設計方針の相違による設計仕様の相違

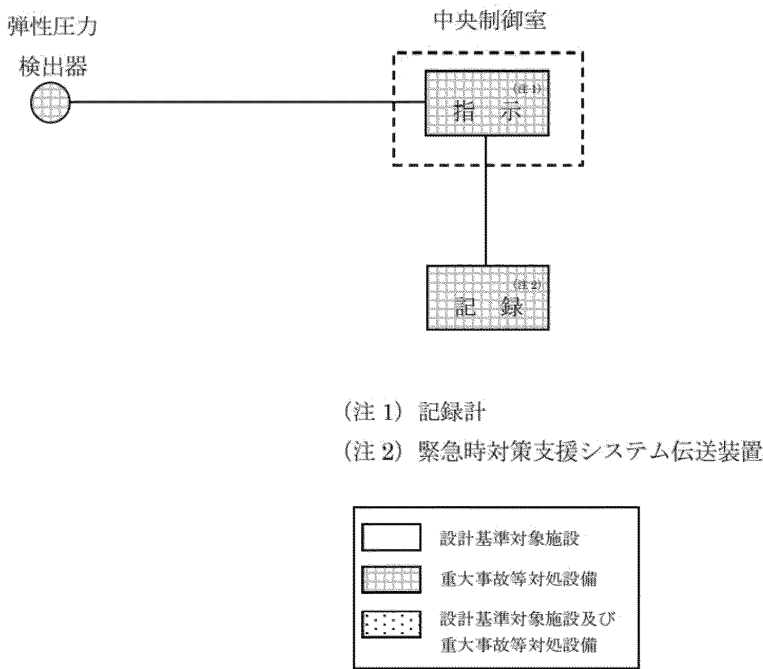
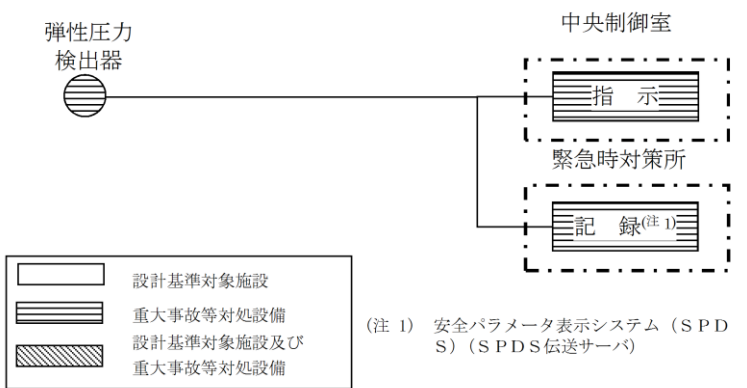
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>④ <u>ドライウエル雰囲気温度</u></p> <p><u>ドライウエル雰囲気温度</u>は、重大事故等対処設備の機能を有しており、<u>ドライウエル雰囲気温度</u>の検出信号は、熱電対からの起電力を、<u>中央制御室の指示部</u>にて温度信号に変換する処理を行った後、<u>ドライウエル雰囲気温度</u>を中央制御室に指示し、記録する。 (図 1.3.2-17 「<u>ドライウエル雰囲気温度</u>の概略構成図」参照。)</p> <p>(注1) 記録計 (注2) 緊急時対策支援システム伝送装置</p> <p> 設計基準対象施設 重大事故等対処設備 設計基準対象施設及び重大事故等対処設備 </p> <p>図 1.3.2-17 <u>ドライウエル雰囲気温度</u>の概略構成図</p>		<p>⑥ <u>ドライウエル温度 (SA)</u></p> <p><u>ドライウエル温度 (SA)</u>は、重大事故等対処設備の機能を有しており、<u>ドライウエル温度 (SA)</u>の検出信号は、熱電対からの起電力を、<u>演算装置</u>にて温度信号に変換する処理を行った後、<u>ドライウエル温度 (SA)</u>を中央制御室に指示し、<u>緊急時対策所</u>にて記録する。(図 1.3.2-13 「<u>ドライウエル温度 (SA)</u>の概略構成図」参照。)</p> <p>(注1) 安全パラメータ表示システム (SPDS) (SPDS伝送サーバ)</p> <p> 設計基準対象施設 重大事故等対処設備 設計基準対象施設及び重大事故等対処設備 </p> <p>図 1.3.2-13 <u>ドライウエル温度 (SA)</u>の概略構成図</p>	<p>備考</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 設計方針の相違による設計仕様の相違</p>

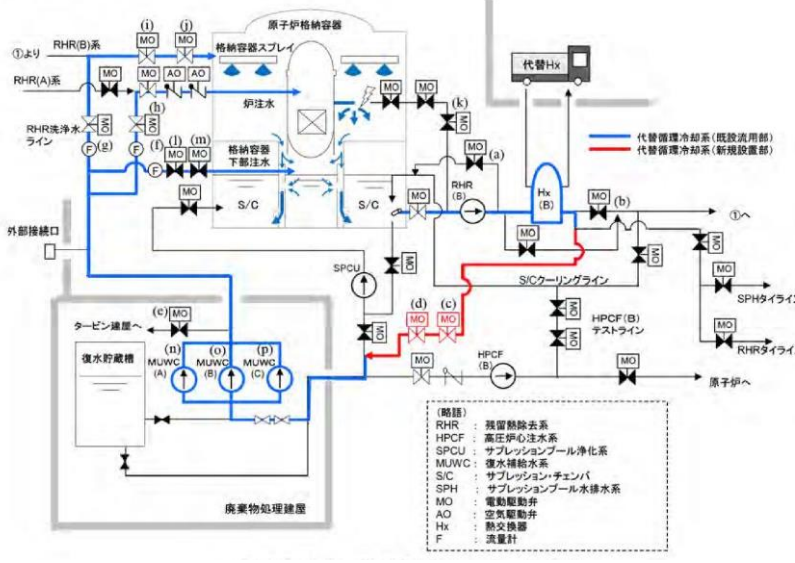
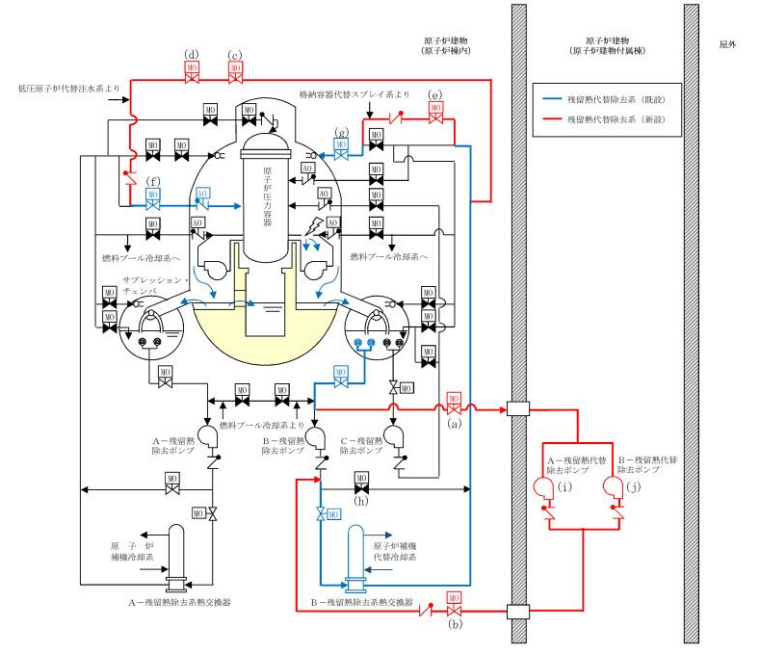
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p>①ドライウエル圧力 (SA)</p> <p>ドライウエル圧力 (SA) は、重大事故等対処設備の機能を有しており、ドライウエル圧力 (SA) の検出信号は、弾性圧力検出器からの電流信号を中央制御室の指示部にて圧力信号へ変換する処理を行った後、ドライウエル圧力 (SA) を中央制御室に指示し、緊急時対策所にて記録する。(図 1.3.2-14「ドライウエル圧力 (SA) の概略構成図」参照。)</p>  <p>図 1.3.2-14 ドライウエル圧力 (SA) の概略構成図</p>	<p>備考</p> <p>(柏崎と設備上の相違はなく、使用時の状態を監視する計器を明確に記載している)</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. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p>②サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)</p> <p>サブプレッション・チェンバ圧力 (SA) は、重大事故等対処設備の機能を有しており、サブプレッション・チェンバ圧力 (SA) の検出信号は、弾性圧力検出器からの電流信号を中央制御室の指示部にて圧力信号へ変換する処理を行った後、サブプレッション・チェンバ圧力 (SA) を中央制御室に指示し、緊急時対策所にて記録する。(図 1.3.2-15「サブプレッション・チェンバ圧力 (SA) の概略構成図」参照。)</p>  <p>図 1.3.2-15 サプレッション・チェンバ圧力 (SA) の概略構成図</p>	<p>備考</p> <p>(柏崎と設備上の相違はなく、使用時の状態を監視する計器を明確に記載している)</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. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p>⑥サプレッション・プール水位 (SA)</p> <p>サプレッション・プール水位 (SA) は、重大事故等対処設備の機能を有しており、サプレッション・プール水位 (SA) の検出信号は、差圧式水位検出器からの電流信号を中央制御室の指示部にて水位信号へ変換する処理を行った後、サプレッション・プール水位 (SA) を中央制御室に指示し、緊急時対策所にて記録する。(図 1.3.2-16「サプレッション・プール水位 (SA) の概略構成図」参照。)</p>  <p>(注1) 安全パラメータ表示システム (SPDS) (SPDS 伝送サーバ)</p>	<p>備考</p> <p>(柏崎と設備上の相違はなく、使用時の状態を監視する計器を明確に記載している)</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. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>④格納容器下部水位</p> <p>格納容器下部水位は、重大事故等対処設備の機能を有しており、格納容器下部水位の検出信号は、電極式水位検出器からの水位状態 (ON-OFF 信号) を、中央制御室に指示し、記録する。(図 1. 3. 2-18 「格納容器下部水位の概略構成図」参照。)</p> <p>(注 1) 記録計 (注 2) 緊急時対策支援システム伝送装置</p> <p> </p> <p>図 1. 3. 2-18 格納容器下部水位の概略構成図</p>			<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備の相違 【柏崎 6/7】 ①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 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>④復水移送ポンプ吐出圧力</p> <p>復水移送ポンプ吐出圧力は、重大事故等対処設備の機能を有しており、復水移送ポンプ吐出圧力の検出信号は、弾性圧力検出器からの電流信号を、中央制御室の指示部にて圧力信号へ変換する処理を行った後、復水移送ポンプ吐出圧力を中央制御室に指示し、記録する。(図1.3.2-19「復水移送ポンプ吐出圧力の概略構成図」参照。)</p>  <p>(注1) 記録計 (注2) 緊急時対策支援システム伝送装置</p> <p>図1.3.2-19 復水移送ポンプ吐出圧力の概略構成図</p>		<p>①残留熱代替除去ポンプ出口圧力</p> <p>残留熱代替除去ポンプ出口圧力は、重大事故等対処設備の機能を有しており、残留熱代替除去ポンプ出口圧力の検出信号は、弾性圧力検出器からの電流信号を中央制御室の指示部にて圧力信号へ変換する処理を行った後、残留熱代替除去ポンプ出口圧力を中央制御室に指示し、緊急時対策所にて記録する。(図1.3.2-17「残留熱代替除去ポンプ出口圧力の概略構成図」参照。)</p>  <p>(注1) 安全パラメータ表示システム (SPDS) (SPDS 伝送サーバ)</p> <p>図1.3.2-17 残留熱代替除去ポンプ出口圧力の概略構成図</p>	<p>備考</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7】 設計方針の相違による設計仕様の相違</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 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>1.3.3 電源設備</p> <p>① 概要</p> <p>代替循環冷却系の使用時に必要な電動機、計測制御設備、電動駆動弁を作動させるため、代替交流電源設備から非常用所内電気設備を経由して必要な電力を供給する設計としている。また、既設非常用所内電気設備が使用不能の場合においても、代替所内電気設備を用いて必要な電力を供給できる設計としている。</p> <p>② 電源供給負荷</p> <p>代替循環冷却系の使用時に必要な負荷は図 1.3.3-1 及び表 1.3.3-1 に示すとおりである。</p>  <p>図 1.3.3-1 代替循環冷却系 概略図</p>	<p>比較対象無し</p>	<p>1.3.3 電源設備</p> <p>① 概要</p> <p>残留熱代替除去系の使用時に必要な電動機、計測制御設備、電動駆動弁を作動させるため、常設代替交流電源設備から代替所内電気設備を経由して必要な電力を供給する設計としており、非常用所内電気設備が使用不能の場合においても、必要な電力を供給できる設計としている。</p> <p>② 電源供給負荷</p> <p>残留熱代替除去系の使用時に必要な負荷は図 1.3.3-1 及び表 1.3.3-1 に示すとおりである。</p>  <p>図 1.3.3-1 残留熱代替除去系概略図</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉の残留熱代替除去系は重大事故等対処設備として設置する系統であり通常運転時に使用することはないため、重大事故等対処設備専用の負荷として代替所内電気設備を経由し電源供給を行う電源系統構成としている ・設備の相違

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																																																																																																								
<p align="center">表 1.3.3-1 代替循環冷却系の電源供給負荷</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>図番</th> <th>負荷</th> <th>通常時の電源供給元</th> <th>代替所内電気設備使用時の電源供給元</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>(a)</td><td>残留熱除去系最小流量バypass弁(B)</td><td>MCC 7D-1-1</td><td>AM用MCC 7B ※2</td></tr> <tr><td>(b)</td><td>残留熱除去系熱交換器出口弁(B)</td><td>MCC 7D-1-1</td><td>AM用MCC 7B ※2</td></tr> <tr><td>(c)</td><td>残留熱除去系高圧炉心注水系第一止め弁※4</td><td>MCC 7D-1-1</td><td>AM用MCC 7B ※2</td></tr> <tr><td>(d)</td><td>残留熱除去系高圧炉心注水系第二止め弁※4</td><td>MCC 7D-1-1</td><td>AM用MCC 7B ※2</td></tr> <tr><td>(e)</td><td>タービン建屋負荷遮断弁</td><td>AM用MCC 7B ※1</td><td>AM用MCC 7B ※2</td></tr> <tr><td>(f)</td><td>残留熱除去系洗浄水弁(A)</td><td>MCC 7C-1-1</td><td>AM用MCC 7B ※2</td></tr> <tr><td>(g)</td><td>残留熱除去系洗浄水弁(B)</td><td>AM用MCC 7B ※1</td><td>AM用MCC 7B ※2</td></tr> <tr><td>(h)</td><td>残留熱除去系注入弁(A)</td><td>MCC 7C-1-1</td><td>AM用MCC 7B ※2</td></tr> <tr><td>(i)</td><td>残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)</td><td>MCC 7D-1-1</td><td>AM用MCC 7B ※2</td></tr> <tr><td>(j)</td><td>残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)</td><td>MCC 7D-1-1</td><td>AM用MCC 7B ※2</td></tr> <tr><td>(k)</td><td>残留熱除去系ポンプ炉水吸込弁(B)</td><td>MCC 7D-1-1</td><td>AM用MCC 7B ※2</td></tr> <tr><td>(l)</td><td>下部ドライウエル注水流量調節弁</td><td>MCC 7C-1-7</td><td>AM用MCC 7B ※2</td></tr> <tr><td>(m)</td><td>下部ドライウエル注水ライン隔離弁</td><td>MCC 7D-1-7</td><td>AM用MCC 7B ※2</td></tr> <tr><td>(n)</td><td>復水移送ポンプ(A)</td><td>MCC 7C-1-1</td><td>AM用MCC 7B ※2</td></tr> <tr><td>(o)</td><td>復水移送ポンプ(B)</td><td>AM用MCC 7B ※1</td><td>AM用MCC 7B ※2</td></tr> <tr><td>(p)</td><td>復水移送ポンプ(C)</td><td>AM用MCC 7B ※1</td><td>AM用MCC 7B ※2</td></tr> <tr><td>-</td><td>計測制御設備※3</td><td>MCC 7C-1-4</td><td>AM用MCC 7B ※2</td></tr> </tbody> </table> <p>※1 : P/C 7D-1 より AM用MCC 7B を受電する ※2 : AM用動力変圧器より AM用MCC 7B を受電する ※3 : AM用直流 125V 充電器を経由して以下のパラメータを確認する</p> <ul style="list-style-type: none"> ・復水補給水系流量 (RHR A系代替注水流量) ・復水補給水系流量 (RHR B系代替注水流量) ・復水補給水系流量 (格納容器下部注水流量) ・復水移送ポンプ吐出圧力 ・復水補給水系温度 (代替循環冷却) ・原子炉水位 (SA) ・格納容器内圧力 ・格納容器内温度 ・サブプレッション・チェンパ・プール水位 ・サブプレッション・チェンパ・プール水温度 <p>※4 : 代替循環冷却系設置に伴い新設した設備</p>	図番	負荷	通常時の電源供給元	代替所内電気設備使用時の電源供給元	(a)	残留熱除去系最小流量バypass弁(B)	MCC 7D-1-1	AM用MCC 7B ※2	(b)	残留熱除去系熱交換器出口弁(B)	MCC 7D-1-1	AM用MCC 7B ※2	(c)	残留熱除去系高圧炉心注水系第一止め弁※4	MCC 7D-1-1	AM用MCC 7B ※2	(d)	残留熱除去系高圧炉心注水系第二止め弁※4	MCC 7D-1-1	AM用MCC 7B ※2	(e)	タービン建屋負荷遮断弁	AM用MCC 7B ※1	AM用MCC 7B ※2	(f)	残留熱除去系洗浄水弁(A)	MCC 7C-1-1	AM用MCC 7B ※2	(g)	残留熱除去系洗浄水弁(B)	AM用MCC 7B ※1	AM用MCC 7B ※2	(h)	残留熱除去系注入弁(A)	MCC 7C-1-1	AM用MCC 7B ※2	(i)	残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)	MCC 7D-1-1	AM用MCC 7B ※2	(j)	残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)	MCC 7D-1-1	AM用MCC 7B ※2	(k)	残留熱除去系ポンプ炉水吸込弁(B)	MCC 7D-1-1	AM用MCC 7B ※2	(l)	下部ドライウエル注水流量調節弁	MCC 7C-1-7	AM用MCC 7B ※2	(m)	下部ドライウエル注水ライン隔離弁	MCC 7D-1-7	AM用MCC 7B ※2	(n)	復水移送ポンプ(A)	MCC 7C-1-1	AM用MCC 7B ※2	(o)	復水移送ポンプ(B)	AM用MCC 7B ※1	AM用MCC 7B ※2	(p)	復水移送ポンプ(C)	AM用MCC 7B ※1	AM用MCC 7B ※2	-	計測制御設備※3	MCC 7C-1-4	AM用MCC 7B ※2		<p align="center">表 1.3.3-1 残留熱代替除去系の電源供給負荷</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>図番</th> <th>負荷</th> <th>通常時の電源供給元</th> <th>代替所内電気設備使用時の電源供給元</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>(a)</td><td>RHR RHARライン入口止め弁※3</td><td>SA2-C/C※1</td><td>SA2-C/C※1</td></tr> <tr><td>(b)</td><td>RHARライン流量調節弁※3</td><td>SA2-C/C※1</td><td>SA2-C/C※1</td></tr> <tr><td>(c)</td><td>RHR A-F L S R連絡ライン止め弁※3</td><td>SA2-C/C※1</td><td>SA2-C/C※1</td></tr> <tr><td>(d)</td><td>RHR A-F L S R連絡ライン流量調節弁※3</td><td>SA2-C/C※1</td><td>SA2-C/C※1</td></tr> <tr><td>(e)</td><td>RHR P C Vスプレイ連絡ライン流量調節弁※3</td><td>SA2-C/C※1</td><td>SA2-C/C※1</td></tr> <tr><td>(f)</td><td>A-RHR注水弁</td><td>C2-C/C</td><td>SA2-C/C※1</td></tr> <tr><td>(g)</td><td>B-RHRドライウエル第2スプレイ弁</td><td>D2-C/C</td><td>SA2-C/C※1</td></tr> <tr><td>(h)</td><td>B-RHR熱交バイパス弁</td><td>D2-C/C</td><td>SA2-C/C※1</td></tr> <tr><td>(i)</td><td>A-残留熱代替除去ポンプ※3</td><td>SA2-C/C※1</td><td>SA2-C/C※1</td></tr> <tr><td>(j)</td><td>B-残留熱代替除去ポンプ※3</td><td>SA2-C/C※1</td><td>SA2-C/C※1</td></tr> <tr><td>-</td><td>計測制御設備※2</td><td>SA1-C/C※1</td><td>SA1-C/C※1</td></tr> </tbody> </table> <p>※1 : SA-L/C より受電する。 ※2 : 以下のパラメータを監視する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・残留熱代替除去系原子炉注水流量 ・残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量 ・サブプレッション・プール水温度 (SA) ・残留熱除去系熱交換器出口温度 ・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・チェンパ圧力 (SA) ・サブプレッション・プール水位 (SA) ・残留熱代替除去ポンプ出口圧力 <p>※3 : 残留熱代替除去系設置に伴い設置する設備</p>	図番	負荷	通常時の電源供給元	代替所内電気設備使用時の電源供給元	(a)	RHR RHARライン入口止め弁※3	SA2-C/C※1	SA2-C/C※1	(b)	RHARライン流量調節弁※3	SA2-C/C※1	SA2-C/C※1	(c)	RHR A-F L S R連絡ライン止め弁※3	SA2-C/C※1	SA2-C/C※1	(d)	RHR A-F L S R連絡ライン流量調節弁※3	SA2-C/C※1	SA2-C/C※1	(e)	RHR P C Vスプレイ連絡ライン流量調節弁※3	SA2-C/C※1	SA2-C/C※1	(f)	A-RHR注水弁	C2-C/C	SA2-C/C※1	(g)	B-RHRドライウエル第2スプレイ弁	D2-C/C	SA2-C/C※1	(h)	B-RHR熱交バイパス弁	D2-C/C	SA2-C/C※1	(i)	A-残留熱代替除去ポンプ※3	SA2-C/C※1	SA2-C/C※1	(j)	B-残留熱代替除去ポンプ※3	SA2-C/C※1	SA2-C/C※1	-	計測制御設備※2	SA1-C/C※1	SA1-C/C※1	<p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 重大事故等対処設備専用の負荷として代替所内電気設備を経由し電源供給を行う電源系統構成としている</p>
図番	負荷	通常時の電源供給元	代替所内電気設備使用時の電源供給元																																																																																																																								
(a)	残留熱除去系最小流量バypass弁(B)	MCC 7D-1-1	AM用MCC 7B ※2																																																																																																																								
(b)	残留熱除去系熱交換器出口弁(B)	MCC 7D-1-1	AM用MCC 7B ※2																																																																																																																								
(c)	残留熱除去系高圧炉心注水系第一止め弁※4	MCC 7D-1-1	AM用MCC 7B ※2																																																																																																																								
(d)	残留熱除去系高圧炉心注水系第二止め弁※4	MCC 7D-1-1	AM用MCC 7B ※2																																																																																																																								
(e)	タービン建屋負荷遮断弁	AM用MCC 7B ※1	AM用MCC 7B ※2																																																																																																																								
(f)	残留熱除去系洗浄水弁(A)	MCC 7C-1-1	AM用MCC 7B ※2																																																																																																																								
(g)	残留熱除去系洗浄水弁(B)	AM用MCC 7B ※1	AM用MCC 7B ※2																																																																																																																								
(h)	残留熱除去系注入弁(A)	MCC 7C-1-1	AM用MCC 7B ※2																																																																																																																								
(i)	残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)	MCC 7D-1-1	AM用MCC 7B ※2																																																																																																																								
(j)	残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)	MCC 7D-1-1	AM用MCC 7B ※2																																																																																																																								
(k)	残留熱除去系ポンプ炉水吸込弁(B)	MCC 7D-1-1	AM用MCC 7B ※2																																																																																																																								
(l)	下部ドライウエル注水流量調節弁	MCC 7C-1-7	AM用MCC 7B ※2																																																																																																																								
(m)	下部ドライウエル注水ライン隔離弁	MCC 7D-1-7	AM用MCC 7B ※2																																																																																																																								
(n)	復水移送ポンプ(A)	MCC 7C-1-1	AM用MCC 7B ※2																																																																																																																								
(o)	復水移送ポンプ(B)	AM用MCC 7B ※1	AM用MCC 7B ※2																																																																																																																								
(p)	復水移送ポンプ(C)	AM用MCC 7B ※1	AM用MCC 7B ※2																																																																																																																								
-	計測制御設備※3	MCC 7C-1-4	AM用MCC 7B ※2																																																																																																																								
図番	負荷	通常時の電源供給元	代替所内電気設備使用時の電源供給元																																																																																																																								
(a)	RHR RHARライン入口止め弁※3	SA2-C/C※1	SA2-C/C※1																																																																																																																								
(b)	RHARライン流量調節弁※3	SA2-C/C※1	SA2-C/C※1																																																																																																																								
(c)	RHR A-F L S R連絡ライン止め弁※3	SA2-C/C※1	SA2-C/C※1																																																																																																																								
(d)	RHR A-F L S R連絡ライン流量調節弁※3	SA2-C/C※1	SA2-C/C※1																																																																																																																								
(e)	RHR P C Vスプレイ連絡ライン流量調節弁※3	SA2-C/C※1	SA2-C/C※1																																																																																																																								
(f)	A-RHR注水弁	C2-C/C	SA2-C/C※1																																																																																																																								
(g)	B-RHRドライウエル第2スプレイ弁	D2-C/C	SA2-C/C※1																																																																																																																								
(h)	B-RHR熱交バイパス弁	D2-C/C	SA2-C/C※1																																																																																																																								
(i)	A-残留熱代替除去ポンプ※3	SA2-C/C※1	SA2-C/C※1																																																																																																																								
(j)	B-残留熱代替除去ポンプ※3	SA2-C/C※1	SA2-C/C※1																																																																																																																								
-	計測制御設備※2	SA1-C/C※1	SA1-C/C※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. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>③単線結線図</p> <p><u>代替循環冷却系の単線結線図は、図 1. 3. 3-2 及び図 1. 3. 3-3 に示すとおりである。</u></p> <p>外部電源喪失時における<u>代替循環冷却系の電源供給元は、次のとおりとして、a から b の順に優先順位を定めることとする。</u></p> <p>a. <u>常設代替交流電源設備（第一ガスタービン発電機）から非常用所内電気設備（M/C, P/C, MCC）を経由して、代替循環冷却系の運転に必要な設備に電源供給を行う。（図 1. 3. 3-2）</u></p> <p>b. <u>常設代替交流電源設備（第一ガスタービン発電機）から代替所内電気設備（動力変圧器, MCC）を経由して、代替循環冷却系の運転に必要な設備に電源供給を行う。（図 1. 3. 3- 3）</u></p>		<p>③単線結線図</p> <p><u>残留熱代替除去系の単線結線図は図 1. 3. 3-2 に示す通りである。</u></p> <p>全交流動力電源喪失時における<u>残留熱代替除去系の電源供給元は、次のとおりとする。</u></p> <p>a. <u>常設代替交流電源設備（ガスタービン発電機）から代替所内電気設備（緊急用 M/C, SA-L/C, SA1-C/C, SA2-C/C）を経由して、残留熱代替除去系の運転に必要な設備に電源供給を行う。（図 1. 3. 3-2）</u></p> <p><u>なお、通常時に非常用所内電気設備の負荷である設備については、代替所内電気設備からの電源供給に切替えて電源供給を行う。</u></p>	<p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>重大事故等対処設備専用の負荷として代替所内電気設備を経由し電源供給を行う電源系統構成としているため、電源供給の優先順位はない</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>重大事故等対処設備専用の負荷として代替所内電気設備を経由し電源供給を行う電源系統構成としている</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>図 1.3.3-2 代替循環冷却系の単線結線図 (非常用電気設備経由で電源供給時)</p>			
			<ul style="list-style-type: none"> ・設備の相違 【柏崎 6/7】 重大事故等対処設備専用の負荷として代替所内電気設備を経由し電源供給を行う電源系統構成としているため、非常用電気設備を経由した電源供給はない

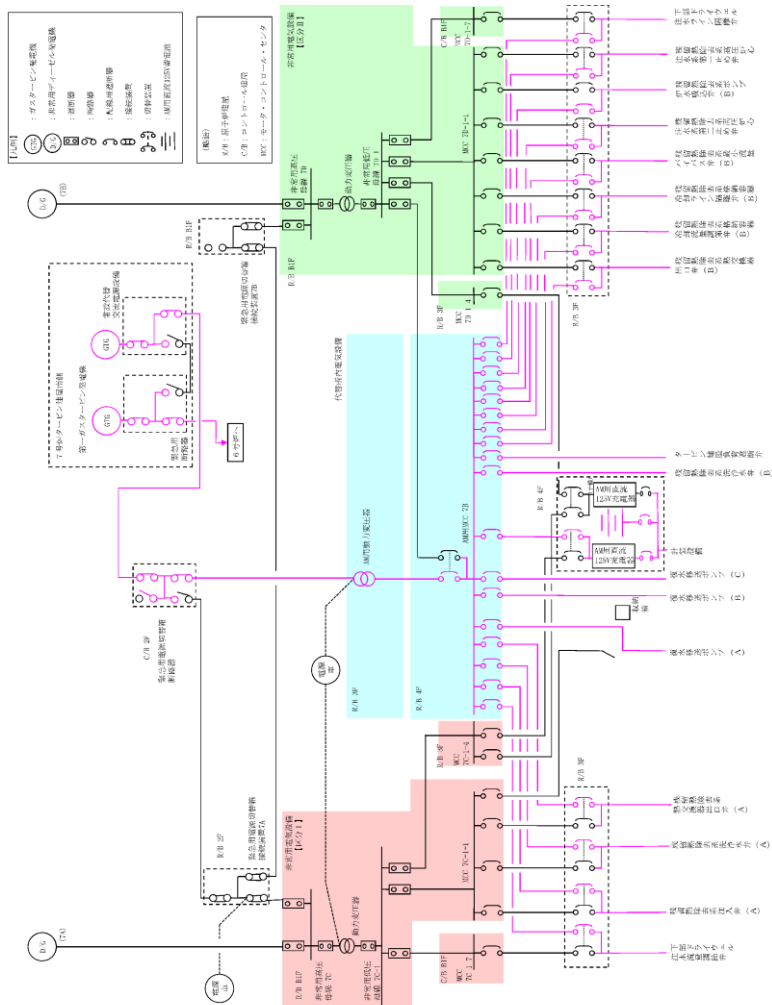


図 1.3.3-3 代替循環冷却系の単線結線図 (代替所内電気設備經由で電源供給時)

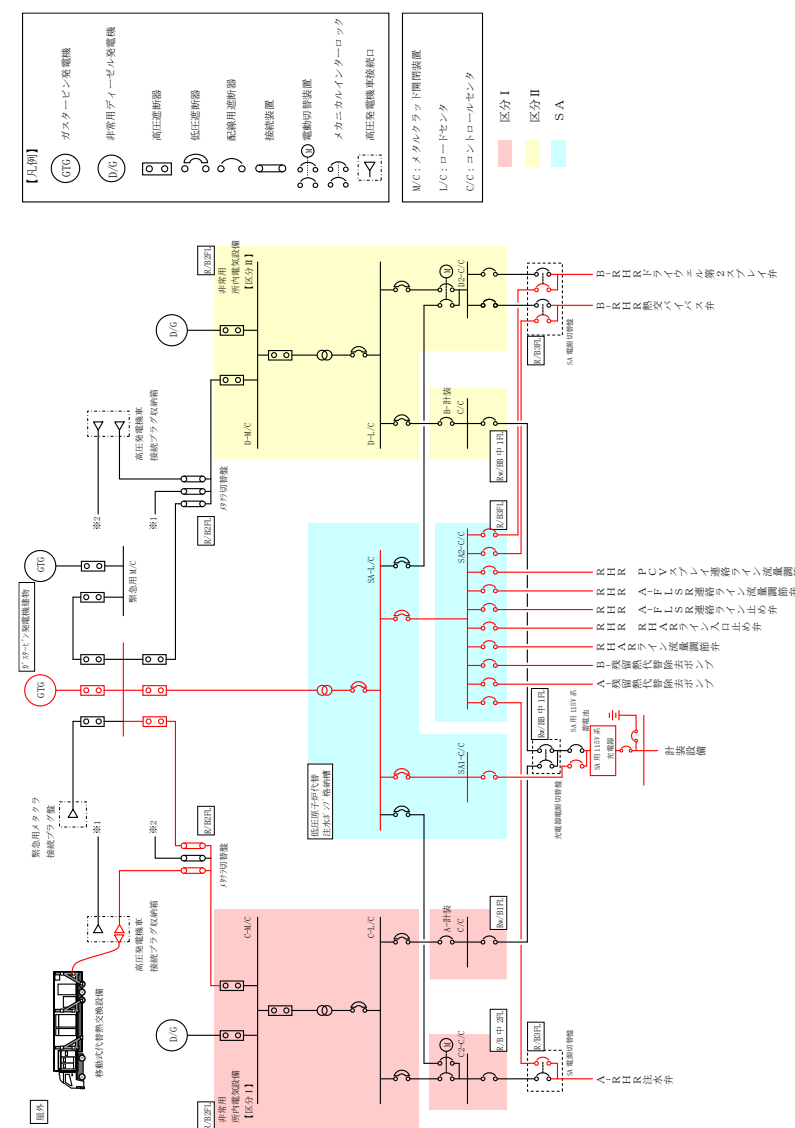


図 1.3.3-2 残留熱代替除去系の単線結線図

・設備の相違
【柏崎 6/7】
電源系統構成の相違

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. <u>代替循環冷却系の成立性確認</u></p> <p>2.1 <u>有効性評価シナリオの成立性</u></p> <p>2.1.1 <u>代替循環冷却系の運用について</u></p> <p><u>代替循環冷却系は、代替原子炉補機冷却系の準備時間を考慮し事故後 22.5 時間以降の運転開始を想定している。</u></p> <p><u>運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故において、格納容器ベントを実施するシナリオは、高圧・低圧注水機能喪失、全交流動力電源喪失、LOCA 時注水機能喪失等があり、22.5 時間後より以前に格納容器ベントを実施することになるため格納容器ベントまでに代替循環冷却系の運転開始をすることはできない。しかしながら、最も格納容器ベント時の実効線量が高い全交流動力電源喪失の敷地境界外での実効線量の評価結果は、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合は約 $9.9 \times 10^{-3} \text{mSv}$ であるが、耐圧強化ベント系を用いた場合でも約 $4.9 \times 10^{-2} \text{mSv}$ であり、敷地境界での実効線量の 5mSv を大きく下回り、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。なお、格納容器ベント後においても、代替循環冷却系はサプレッション・チェンバ・プール水位上昇の抑制を更に確実にするための有効な対策となる。</u></p> <p><u>また、代替循環冷却系が使用できる場合には、格納容器圧力逃がし装置よりも優先して使用するものとする。</u></p> <p>2.1.2 <u>代替循環冷却系の有効性について</u></p> <p><u>代替循環冷却系の有効性については、「柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉重大事故等対策の有効性評価について」の「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」における、「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」シナリオにて事象を通じて限界圧力に到達することなく、格納容器ベントを回避することが可能となることを確認している。また、「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」における、「過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗（+DCH 発生）」シナリオ^{※1}においても事象を通じ限界圧力に到達することなく、格納容器ベントを回避することができることを確認している。</u></p>	<p>2. <u>代替循環冷却系の成立性確認</u></p> <p>2.1 <u>代替循環冷却系の運用について</u></p> <p><u>代替循環冷却系は、1.2 に示すとおりサプレッション・チェンバを水源とした低圧の原子炉注水及び格納容器除熱を実施可能な系統であり、サプレッション・プールの水位上昇に対する悪影響はないが、運転に当たり残留熱除去系海水系又は緊急用海水系等による冷却水供給を必要とすることから、事象初期における原子炉注水に当たっては、冷却水を必要としない低圧代替注水系（常設）を優先し、冷却水が確保された後に代替循環冷却系による原子炉注水に切り替える運用としている。</u></p> <p>2.2 <u>代替循環冷却系の有効性について</u></p> <p><u>代替循環冷却系の有効性については、格納容器除熱の観点で厳しいシナリオである「東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価について」の「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の「3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」、「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」、「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」、「3.4 水素燃焼」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」において、事象を通じて限界圧力に到達することなく、格納容器ベントを回避又は大幅に遅延することが可能となることを確認している。なお、炉心損傷防止対策の有効性評価のうち、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に期待している事故シーケンスグループについては、代替循環冷却系に期待した有効性評価を実施することも考えられるが、評価の仮定として、代替循環冷却系に期待しない場合を想定し、有効性を確認している。炉心損傷防止対策の有効性評価において代替循環冷却系に期待した場合、格納容器圧力及</u></p>	<p>2. <u>残留熱代替除去系の成立性確認</u></p> <p>2.1 <u>有効性評価シナリオの成立性</u></p> <p>2.1.1 <u>残留熱代替除去系の運用について</u></p> <p><u>残留熱代替除去系は、1.2 に示すとおりサプレッション・チェンバを水源とした原子炉注水及び原子炉格納容器の除熱が可能な系統であり、サプレッション・チェンバの水位上昇を抑制できる。</u></p> <p><u>残留熱代替除去系の運転に当たり、原子炉補機冷却系（原子炉補機冷却海水系を含む。）又は原子炉補機代替冷却系による冷却水供給を必要とするが、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器の除熱が必要となるまでに残留熱代替除去系への冷却水供給を確保することが可能であることから、原子炉格納容器の除熱に当たっては残留熱代替除去系を優先して使用する運用としている。</u></p> <p>2.1.2 <u>残留熱代替除去系の有効性について</u></p> <p><u>残留熱代替除去系の有効性については、「島根原子力発電所 2 号炉重大事故等対策の有効性評価」の「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」における、「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」シナリオにて事象を通じて限界圧力に到達することなく、格納容器ベントを回避することが可能となることを確認している。また、「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」における、「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗＋原子炉注水失敗＋DCH 発生」シナリオにおいても事象を通じて限界圧力に到達することなく、格納容器ベントを回避することができることを確認している。</u></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、残留熱代替除去系の系統概要を記載するとともに、格納容器フィルタベント系よりも残留熱代替除去系を優先することを記載</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根 2 号炉は、残留熱代替除去系を炉心損傷防止対策として位置付けていない</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>※1「<u>過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗+炉心損傷後の原子炉減圧失敗 (+DCH 発生)</u>」シナリオは原子炉への注水ができず、原子炉圧力容器が破損する場合について評価しており、<u>格納容器スプレイ及び格納容器下部への注水を実施している。また、代替循環冷却系の運転開始は事故後 20.5 時間以降として成立性を評価しているが、このうち代替原子炉補機冷却系の準備時間については「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失」シナリオとの違いは無い。なお、「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失」シナリオにおいて事故後 22.5 時間以降の運転開始を想定している理由は、代替原子炉補機冷却系の準備が完了した後の原子炉水位の制御操作等、同シナリオ固有の代替循環冷却系に切り替える上での準備操作によるものである。</u></p> <p>なお、高圧・低圧注水機能喪失に対しては、重大事故等対処設備である<u>高圧代替注水系</u>による原子炉注水を行うことで、原子炉減圧を実施することなく、炉心損傷は回避可能である。また、<u>耐圧強化ベント系</u>によるベント実施により格納容器の健全性は維持され、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。<u>高圧代替注水系</u>の有効性については、「<u>柏崎刈羽原子力発電所 6号及び7号炉重大事故等対策の有効性評価について</u>」の「<u>2.3.2 全交流電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +RCIC 失敗</u>」にて確認している。</p>	<p><u>び格納容器温度はより低く推移する。</u></p>	<p>なお、高圧・低圧注水機能喪失に対しては、重大事故等対処設備である<u>高圧原子炉代替注水系</u>による原子炉注水を行うことで、原子炉減圧を実施することなく、炉心損傷は回避可能である。また、<u>格納容器フィルタベント系</u>によるベント実施により格納容器の健全性は維持され、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。<u>高圧原子炉代替注水系</u>の有効性については、「<u>島根原子力発電所 2号炉重大事故等対策の有効性評価</u>」の「<u>2.3.2 全交流動力電源喪失 (T.B.U.)</u>」にて確認している。</p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉の有効性評価では、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」と「3.2 高圧溶融物放出 / 格納容器雰囲気直接加熱」における残留熱代替除去系の運転開始時間は同じ</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>2.2 代替循環冷却系の操作性</p> <p>2.2.1 代替循環冷却系運転のために必要な系統・機器とアクセス性</p> <p>代替循環冷却系運転時あるいは運転後において、以下の操作並びに作業が確実に実施できることが必要である。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>(1) 代替循環冷却系運転継続に必要な操作、監視ができること</p> <p>(2) 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水^{※1}、格納容器ベント操作ができること</p> </div> <p>※1 原子炉への注水ができない状態において、原子炉圧力容器の破損を確認した場合は格納容器下部への注水を実施する。</p> <p>(1) 代替循環冷却系運転継続に必要な操作、監視</p> <p>代替循環冷却系運転開始前の系統構成は、中央制御室からの電動駆動弁の遠隔操作の他、<u>廃棄物処理建屋での手動弁の操作が必要であるが、操作は運転開始前のため、アクセス及び操作への放射線による大きな影響はない。</u>(表 2.2.1-1 及び図 2.2.1-1 参照)</p> <p>また、運転開始時の復水移送ポンプの起動は中央制御室から遠隔で操作が可能な設計としているため、操作への放射線による大きな影響はない。</p> <p>代替循環冷却系運転を開始した後は、<u>復水移送ポンプの運転状態を復水移送ポンプ吐出圧力により監視する。</u>また、系統流量の監視は、<u>原子炉注水流量を復水補給水系流量(RHR A系代替注水流量)で、格納容器スプレイ流量を復水補給水系流量(RHRB系代替注水流量)で、格納容器下部注水流量を復水補給水系流量(格納容器下部注水流量)にて監視する。</u></p> <p>代替循環冷却系運転による系統水冷却状況を、<u>復水補給水系温度(代替循環冷却)及びサプレッション・チェンバ・プール水温度により確認する。</u></p> <p>代替循環冷却系運転の効果を、<u>原子炉水位・格納容器内圧力・格納容器内温度・サプレッション・チェンバ・プール水位により確認する。</u></p>	<p>2.3 代替循環冷却系の操作性</p> <p>代替循環冷却系の運転時において、<u>確実に操作及び監視ができることが必要であるため、以下を考慮する。</u></p> <p>代替循環冷却系の系統構成及び運転操作は、<u>中央制御室での遠隔操作が可能な設計とする。</u></p> <p>代替循環冷却系の運転を開始した後は、<u>代替循環冷却系ポンプの運転状態を吐出圧力により監視する。</u>また、<u>原子炉への注水流量を代替循環冷却系原子炉注水流量にて監視し、格納容器スプレイ流量を代替循環冷却系格納容器スプレイ流量にて監視する。</u></p> <p>代替循環冷却系運転による系統水冷却状況を、<u>代替循環冷却系ポンプ入口温度及びサプレッション・プール水温度により確認する。</u></p> <p>また、<u>代替循環冷却系の運転の効果を、原子炉水位、ドライウエル圧力、サプレッション・チェンバ圧力、ドライウエル雰囲気温度、サプレッション・チェンバ雰囲気温度、サプレッション・プール水位により確認する。</u></p>	<p>2.2 残留熱代替除去系の操作性</p> <p>2.2.1 残留熱代替除去系運転のために必要な系統・機器とアクセス性</p> <p>残留熱代替除去系運転時あるいは運転後において、以下の操作並びに作業が確実に実施できることが必要である。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>(1) 残留熱代替除去系運転継続に必要な操作、監視ができること</p> <p>(2) 格納容器ベント操作ができること</p> </div> <p>(1) 残留熱代替除去系運転継続に必要な操作、監視</p> <p>残留熱代替除去系運転開始前の系統構成は、中央制御室からの電動駆動弁の遠隔操作のため、操作への放射線による大きな影響はない。</p> <p>また、運転開始時の残留熱代替除去ポンプの起動は中央制御室から遠隔で操作が可能な設計としているため、操作への放射線による大きな影響はない。</p> <p>残留熱代替除去系運転を開始した後は、<u>残留熱代替除去ポンプの運転状態を残留熱代替除去ポンプ出口圧力により監視する。</u>また、<u>系統流量の監視は、原子炉注水流量を残留熱代替除去系原子炉注水流量で、格納容器スプレイ流量を残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量にて監視する。</u></p> <p>残留熱代替除去系運転による系統水冷却状況を、<u>残留熱除去熱交換器出口温度及びサプレッション・プール水温度(SA)により確認する。</u></p> <p>残留熱代替除去系運転の効果を、<u>原子炉水位・ドライウエル圧力(SA)、ドライウエル温度(SA)、サプレッション・チェンバ圧力(SA)、サプレッション・プール水位(SA)により確認する。</u></p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、別々のポンプ (FLSR, RHAR) を使用することから循環冷却の系統構成と原子炉注水を並行して実施可能 ・設備の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、中央制御室で操作可能な設計としている ・設備の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、常設設備によるペDESTAL注水は、格納容器スプレイにて実施

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																																																																																																													
<p>これらのパラメータは中央制御室及び緊急時対策所で監視が可能な設計としているため、<u>代替循環冷却系</u>運転により配管周りの放射線量が上昇した場合においても監視が可能である。</p> <p>また、<u>代替循環冷却系</u>運転時には原子炉注水流量、格納容器スプレイ流量及び格納容器下部注水流量を調整する場合は、流量調整弁の操作により行うが、中央制御室から遠隔で操作が可能な設計としているため、放射線量が上昇した場合においても操作が可能である。(表 2. 2. 1-1 及び図 2. 2. 1-1 参照)</p> <p>その他の作業としては、<u>代替原子炉補機冷却系</u>の運転状態確認及び<u>代替熱交換器車(熱交換器ユニット)の付帯設備である電源車</u>への給油作業がある。これらは屋外作業であり格納容器ベント操作前であるため高線量になることはなく、温度・湿度等についても問題になることはなく作業環境は維持されている。</p> <p><u>なお、代替循環冷却系運転の評価は、事故発生 22. 5 時間後としているが、対応要員が早期に確保され代替循環冷却系運転の判断がされた場合は、評価上の時間を待つことなく運転を開始する。その場合の対応について「別紙-5」に記す。</u></p>		<p>これらのパラメータは中央制御室及び緊急時対策所で監視が可能な設計としているため、<u>残留熱代替除去系</u>運転により配管廻りの放射線量が上昇した場合においても監視が可能である。</p> <p>また、<u>残留熱代替除去系</u>運転時には原子炉注水流量及び格納容器スプレイ流量を調整する場合は、流量調整弁の操作により行うが中央制御室からの遠隔で操作が可能な設計としているため、放射線量が上昇した場合においても操作が可能である。(表 2. 2. 1-1 及び図 2. 2. 1-1 参照)</p> <p>その他の作業としては、<u>原子炉補機代替冷却系</u>の運転状態確認及び<u>大型送水ポンプ車</u>への給油作業がある。これらは屋外作業であり格納容器ベント操作前であるため高線量になることはなく、温度・湿度等についても問題になることはなく作業環境は維持されている。</p>	<p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、常設設備によるペデスタル注水は、格納容器スプレイにて実施</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 設備構成の相違による操作対象弁及び監視対象機器の相違</p>																																																																																																																													
<p>表 2. 2. 1-1 代替循環冷却系における操作対象弁・監視対象機器</p>		<p>表 2. 2. 1-1 残留熱代替除去系における操作対象弁・監視対象機器</p>																																																																																																																														
<table border="1"> <thead> <tr> <th>対象弁・監視機器</th> <th>実施時期</th> <th>操作概要</th> <th>場所</th> <th>図番</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>残留熱除去系最小流量バイパス弁(B)</td> <td>運転開始前</td> <td>弁閉</td> <td>中央制御室</td> <td>(a)</td> </tr> <tr> <td>残留熱除去系熱交換器出口弁(B)</td> <td>運転開始前</td> <td>弁閉</td> <td>中央制御室</td> <td>(b)</td> </tr> <tr> <td>高圧炉心注水系復水貯蔵槽出口第一元弁</td> <td>運転開始前</td> <td>弁閉</td> <td>廃棄物処理建屋</td> <td>(c)</td> </tr> <tr> <td>高圧炉心注水系復水貯蔵槽出口第二元弁</td> <td>運転開始前</td> <td>弁閉</td> <td>廃棄物処理建屋</td> <td>(d)</td> </tr> <tr> <td>高圧炉心注水系復水貯蔵槽出口第三元弁</td> <td>運転開始前</td> <td>弁閉</td> <td>廃棄物処理建屋</td> <td>(e)</td> </tr> <tr> <td>復水移送ポンプ(A) ミニマムフロー逆止弁後弁</td> <td>運転開始前</td> <td>弁閉</td> <td>廃棄物処理建屋</td> <td>(f)</td> </tr> <tr> <td>復水移送ポンプ(B) ミニマムフロー逆止弁後弁</td> <td>運転開始前</td> <td>弁閉</td> <td>廃棄物処理建屋</td> <td>(g)</td> </tr> <tr> <td>復水移送ポンプ(C) ミニマムフロー逆止弁後弁</td> <td>運転開始前</td> <td>弁閉</td> <td>廃棄物処理建屋</td> <td>(h)</td> </tr> <tr> <td>残留熱除去系高圧炉心注水系第一止め弁</td> <td>運転開始前</td> <td>弁開</td> <td>中央制御室</td> <td>(k)</td> </tr> <tr> <td>残留熱除去系高圧炉心注水系第二止め弁</td> <td>運転開始前</td> <td>弁開</td> <td>中央制御室</td> <td>(l)</td> </tr> <tr> <td>残留熱除去系注入弁(A)</td> <td>運転開始前</td> <td>弁開</td> <td>中央制御室</td> <td>(n)</td> </tr> <tr> <td>残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)</td> <td>運転開始前</td> <td>弁開</td> <td>中央制御室</td> <td>(o)</td> </tr> <tr> <td>残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)</td> <td>運転開始前</td> <td>弁開</td> <td>中央制御室</td> <td>(p)</td> </tr> <tr> <td>下部ドライウェル注入ライン隔離弁</td> <td>運転開始前</td> <td>弁開</td> <td>中央制御室</td> <td>(s)</td> </tr> </tbody> </table>	対象弁・監視機器	実施時期	操作概要	場所	図番	残留熱除去系最小流量バイパス弁(B)	運転開始前	弁閉	中央制御室	(a)	残留熱除去系熱交換器出口弁(B)	運転開始前	弁閉	中央制御室	(b)	高圧炉心注水系復水貯蔵槽出口第一元弁	運転開始前	弁閉	廃棄物処理建屋	(c)	高圧炉心注水系復水貯蔵槽出口第二元弁	運転開始前	弁閉	廃棄物処理建屋	(d)	高圧炉心注水系復水貯蔵槽出口第三元弁	運転開始前	弁閉	廃棄物処理建屋	(e)	復水移送ポンプ(A) ミニマムフロー逆止弁後弁	運転開始前	弁閉	廃棄物処理建屋	(f)	復水移送ポンプ(B) ミニマムフロー逆止弁後弁	運転開始前	弁閉	廃棄物処理建屋	(g)	復水移送ポンプ(C) ミニマムフロー逆止弁後弁	運転開始前	弁閉	廃棄物処理建屋	(h)	残留熱除去系高圧炉心注水系第一止め弁	運転開始前	弁開	中央制御室	(k)	残留熱除去系高圧炉心注水系第二止め弁	運転開始前	弁開	中央制御室	(l)	残留熱除去系注入弁(A)	運転開始前	弁開	中央制御室	(n)	残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)	運転開始前	弁開	中央制御室	(o)	残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)	運転開始前	弁開	中央制御室	(p)	下部ドライウェル注入ライン隔離弁	運転開始前	弁開	中央制御室	(s)		<table border="1"> <thead> <tr> <th>対象弁・監視機器</th> <th>実施時期</th> <th>操作概要</th> <th>場所</th> <th>図番</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>RHR RHRライン入口止め弁</td> <td>運転開始前</td> <td>弁開</td> <td>中央制御室</td> <td>(a)</td> </tr> <tr> <td>RHR RHRライン流量調節弁</td> <td>運転開始時</td> <td>弁開</td> <td>中央制御室</td> <td>(b)</td> </tr> <tr> <td>RHR A-FLSR連絡ライン止め弁</td> <td>運転開始前</td> <td>弁開</td> <td>中央制御室</td> <td>(c)</td> </tr> <tr> <td>RHR A-FLSR連絡ライン流量調節弁</td> <td>運転開始時</td> <td>弁開</td> <td>中央制御室</td> <td>(d)</td> </tr> <tr> <td>RHR PCVスプレイ連絡ライン流量調節弁</td> <td>運転開始時</td> <td>弁開</td> <td>中央制御室</td> <td>(e)</td> </tr> <tr> <td>A-RHR注水弁</td> <td>運転開始前</td> <td>弁開</td> <td>中央制御室</td> <td>(f)</td> </tr> <tr> <td>B-RHRドライウェル第2スプレイ弁</td> <td>運転開始前</td> <td>弁開</td> <td>中央制御室</td> <td>(g)</td> </tr> <tr> <td>B-RHR熱交バイパス弁</td> <td>運転開始前</td> <td>弁閉</td> <td>中央制御室</td> <td>(h)</td> </tr> <tr> <td>計測制御設備※1</td> <td>運転時</td> <td></td> <td>中央制御室 緊急時対策所</td> <td>—</td> </tr> </tbody> </table>	対象弁・監視機器	実施時期	操作概要	場所	図番	RHR RHRライン入口止め弁	運転開始前	弁開	中央制御室	(a)	RHR RHRライン流量調節弁	運転開始時	弁開	中央制御室	(b)	RHR A-FLSR連絡ライン止め弁	運転開始前	弁開	中央制御室	(c)	RHR A-FLSR連絡ライン流量調節弁	運転開始時	弁開	中央制御室	(d)	RHR PCVスプレイ連絡ライン流量調節弁	運転開始時	弁開	中央制御室	(e)	A-RHR注水弁	運転開始前	弁開	中央制御室	(f)	B-RHRドライウェル第2スプレイ弁	運転開始前	弁開	中央制御室	(g)	B-RHR熱交バイパス弁	運転開始前	弁閉	中央制御室	(h)	計測制御設備※1	運転時		中央制御室 緊急時対策所	—	
対象弁・監視機器	実施時期	操作概要	場所	図番																																																																																																																												
残留熱除去系最小流量バイパス弁(B)	運転開始前	弁閉	中央制御室	(a)																																																																																																																												
残留熱除去系熱交換器出口弁(B)	運転開始前	弁閉	中央制御室	(b)																																																																																																																												
高圧炉心注水系復水貯蔵槽出口第一元弁	運転開始前	弁閉	廃棄物処理建屋	(c)																																																																																																																												
高圧炉心注水系復水貯蔵槽出口第二元弁	運転開始前	弁閉	廃棄物処理建屋	(d)																																																																																																																												
高圧炉心注水系復水貯蔵槽出口第三元弁	運転開始前	弁閉	廃棄物処理建屋	(e)																																																																																																																												
復水移送ポンプ(A) ミニマムフロー逆止弁後弁	運転開始前	弁閉	廃棄物処理建屋	(f)																																																																																																																												
復水移送ポンプ(B) ミニマムフロー逆止弁後弁	運転開始前	弁閉	廃棄物処理建屋	(g)																																																																																																																												
復水移送ポンプ(C) ミニマムフロー逆止弁後弁	運転開始前	弁閉	廃棄物処理建屋	(h)																																																																																																																												
残留熱除去系高圧炉心注水系第一止め弁	運転開始前	弁開	中央制御室	(k)																																																																																																																												
残留熱除去系高圧炉心注水系第二止め弁	運転開始前	弁開	中央制御室	(l)																																																																																																																												
残留熱除去系注入弁(A)	運転開始前	弁開	中央制御室	(n)																																																																																																																												
残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)	運転開始前	弁開	中央制御室	(o)																																																																																																																												
残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)	運転開始前	弁開	中央制御室	(p)																																																																																																																												
下部ドライウェル注入ライン隔離弁	運転開始前	弁開	中央制御室	(s)																																																																																																																												
対象弁・監視機器	実施時期	操作概要	場所	図番																																																																																																																												
RHR RHRライン入口止め弁	運転開始前	弁開	中央制御室	(a)																																																																																																																												
RHR RHRライン流量調節弁	運転開始時	弁開	中央制御室	(b)																																																																																																																												
RHR A-FLSR連絡ライン止め弁	運転開始前	弁開	中央制御室	(c)																																																																																																																												
RHR A-FLSR連絡ライン流量調節弁	運転開始時	弁開	中央制御室	(d)																																																																																																																												
RHR PCVスプレイ連絡ライン流量調節弁	運転開始時	弁開	中央制御室	(e)																																																																																																																												
A-RHR注水弁	運転開始前	弁開	中央制御室	(f)																																																																																																																												
B-RHRドライウェル第2スプレイ弁	運転開始前	弁開	中央制御室	(g)																																																																																																																												
B-RHR熱交バイパス弁	運転開始前	弁閉	中央制御室	(h)																																																																																																																												
計測制御設備※1	運転時		中央制御室 緊急時対策所	—																																																																																																																												

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)					東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
復水移送ポンプ(B)	運転開始時	起動	中央制御室	(i)			
復水移送ポンプ(C)	運転開始時	起動	中央制御室	(j)			
残留熱除去系洗浄水弁(A)	運転開始時	弁開	中央制御室	(r)			
残留熱除去系洗浄水弁(B)	運転開始時	弁開	中央制御室	(m)			
下部ドライウエル注水流量調節弁	運転開始時	弁開	中央制御室	(t)			
残留熱除去系高圧炉心注水系第一止め弁	RHR 復旧時	弁閉	中央制御室	(k)			
残留熱除去系高圧炉心注水系第二止め弁	RHR 復旧時	弁閉	中央制御室	(l)			
残留熱除去系洗浄水弁(A)	RHR 復旧時	弁閉	中央制御室	(r)			
残留熱除去系洗浄水弁(B)	RHR 復旧時	弁閉	中央制御室	(m)			
残留熱除去系注入弁(A)	RHR 復旧時	弁閉	中央制御室	(n)			
残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)	RHR 復旧時	弁閉	中央制御室	(o)			
残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)	RHR 復旧時	弁閉	中央制御室	(p)			
下部ドライウエル注入ライン隔離弁	RHR 復旧時	弁閉	中央制御室	(s)			
下部ドライウエル注水流量調節弁	RHR 復旧時	弁閉	中央制御室	(t)			
残留熱除去系ポンプ炉水吸込弁(B)	RHR 復旧時	弁開	中央制御室	(q)			
計測制御設備※1	運転時		中央制御室 緊急時対策所	-			
※1:以下のパラメータを監視する ・復水補給水系流量(RHRA 系代替注水流量) ・復水補給水系流量(RHRB 系代替注水流量) ・復水補給水系流量(格納容器下部注水流量) ・復水補給水系温度(代替循環冷却) ・サプレッション・チェンバ・プール水温度 ・復水移送ポンプ吐出圧力 ・原子炉水位 ・格納容器内圧力 ・格納容器内温度 ・サプレッション・チェンバ・プール水位					※1 : 以下のパラメータを監視する。 ・残留熱代替除去系原子炉注水流量 ・残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量 ・残留熱除去系熱交換器出口温度 ・サプレッション・プール水温度 (S A) ・残留熱代替除去ポンプ出口圧力 ・原子炉水位 ・ドライウエル圧力 (S A) ・ドライウエル温度 (S A) ・サプレッション・チェンバ圧力 (S A) ・サプレッション・プール水位 (S A)		

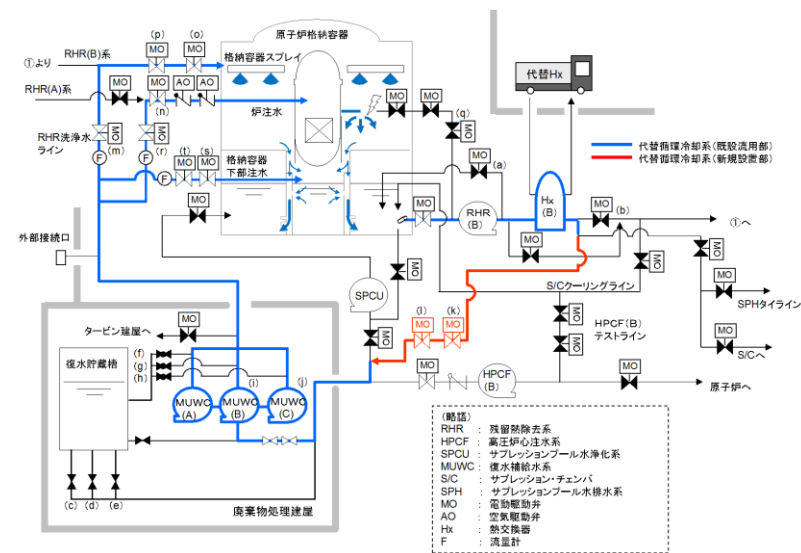


図 2. 2. 1-1 代替循環冷却系概略図

(2) 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水, 格納容器ベント操作

代替循環冷却系運転開始前に, 代替原子炉注水として低圧代替注水系(可搬型)の準備が必要となる。これは屋外作業であり, 格納容器ベント操作前であるため作業環境は維持されている。

代替循環冷却系運転への切替操作時及び代替循環冷却系運転開始後に機能喪失した場合の対応として, 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水, 格納容器ベント操作が必要となる。低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水は, 代替循環冷却系運転開始前にあらかじめ系統構成をした上で, 注水操作を屋外で実施することにより, 建屋内放射線量が上昇した場合においても対応が可能である。

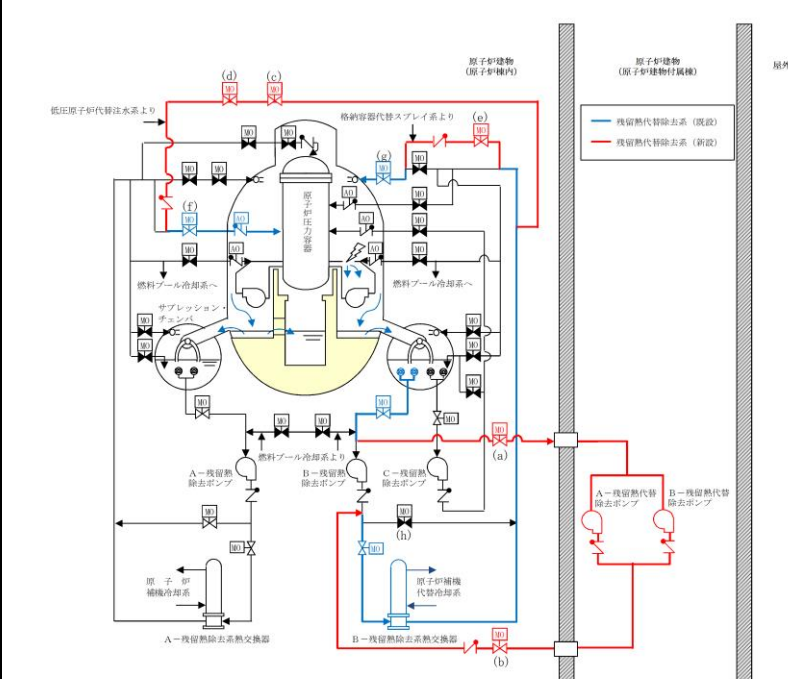


図 2. 2. 1-1 残留熱代替除去系概要図

(2) 格納容器ベント操作

・設備の相違
【柏崎 6/7】

・運用の相違
【柏崎 6/7】

島根 2号炉は, 別々のポンプ (FLSR, RHAR) を使用することから循環冷却の系統構成と原子炉注水を並行して実施可能

格納容器ベント操作について、操作対象弁は図 2.2.1-2 のとおりであり、これらの操作対象弁と代替循環冷却系配管の主たる流路の位置関係を表 2.2.1-2 及び図 2.2.1-3～図 2.2.1-6 に示す。これらの操作弁は中央制御室から遠隔操作可能な設計であるため、代替循環冷却系運転後の放射線量上昇による操作への影響はない。なお、何らかの理由によりベント操作弁が中央制御室から遠隔操作不能となる場合は、放射線量上昇による影響が小さい原子炉建屋内の原子炉区域外において空気作動あるいは遠隔手動操作で開閉する方法を備えている。なお、これらの操作位置は原子炉建屋内の原子炉区域外であっても、代替循環冷却系運転により高線量となる配管との位置が比較的近い箇所もあるため、放射線量上昇によるアクセス性及び弁操作性を考慮し、必要に応じて放射線防護対策を施す。

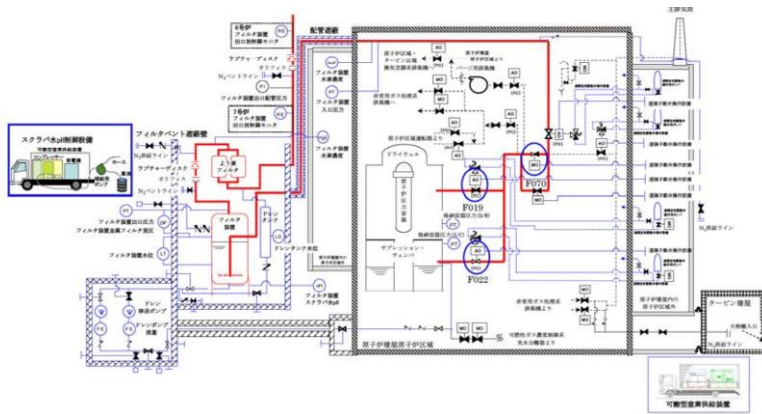


図 2.2.1-2 格納容器圧力逃がし装置系統概要図

表 2.2.1-2 ベント操作に必要な操作弁と配置

	6号炉	7号炉
F022(一次隔離弁 S/C)	弁①(図 2.2.1-3)	弁①(図 2.2.1-5)
F019(一次隔離弁 D/W)	弁②(図 2.2.1-4)	弁②(図 2.2.1-6)
F070(二次隔離弁)	弁③(図 2.2.1-4)	弁③(図 22.1-6)

格納容器ベント操作について、操作対象弁は図 2.2.1-2 のとおりであり、これらの操作対象弁と残留熱代替除去系配管の主たる流路の位置関係を表 2.2.1-2 及び図 2.2.1-3～図 2.2.1-5 に示す。これらの操作弁は中央制御室から遠隔操作可能な設計であるため、残留熱代替除去系運転後の放射線量上昇による操作への影響はない。なお、何らかの理由によりベント操作弁が中央制御室から遠隔操作不能となる場合は、放射線量上昇による影響が小さい原子炉建物付属棟において遠隔手動操作で開閉する方法を備えている。なお、これらの操作位置は原子炉建物付属棟であっても、残留熱代替除去系運転により高線量となる配管との位置が比較的近い箇所もあるため、放射線量上昇によるアクセス性及び弁操作性を考慮し、必要に応じて放射線防護対策を施す。

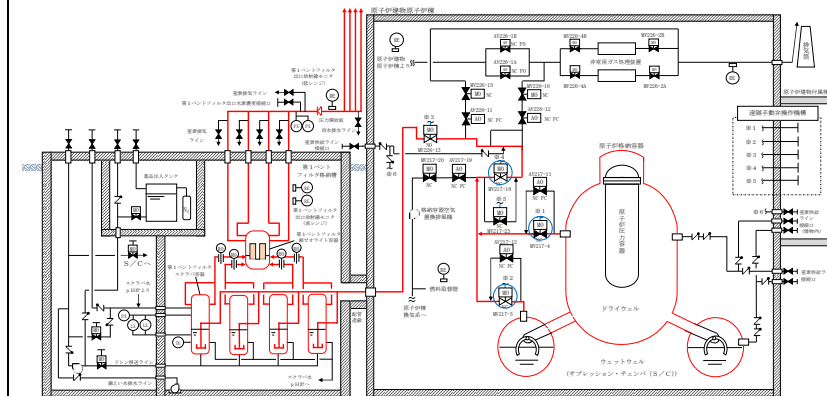




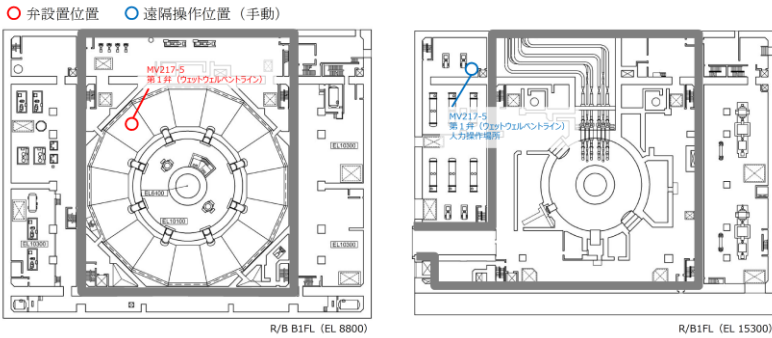


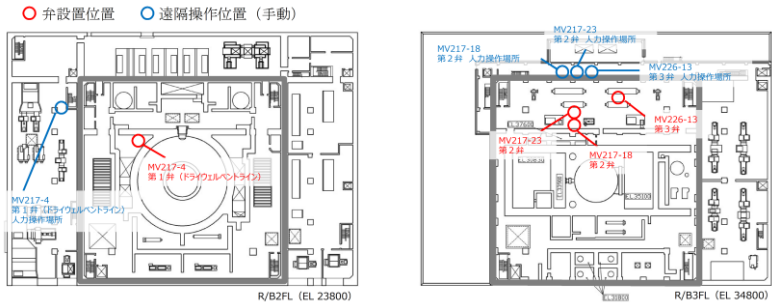



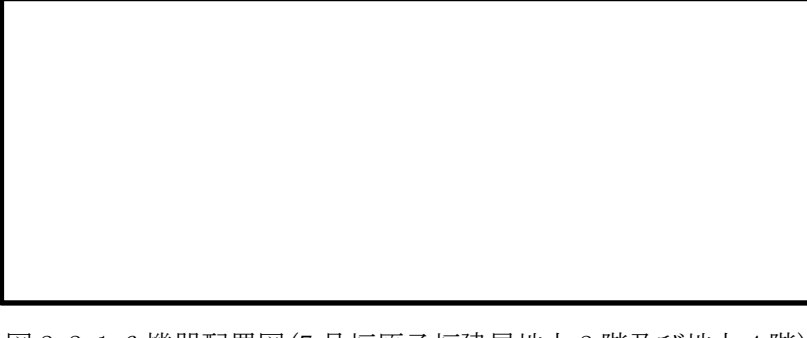


図 2.2.1-2 格納容器フィルタベント系系統概要図

表 2.2.1-2 ベント操作に必要な操作弁と配置

MV217-5 (第1弁 S/C)	弁①(第 2.2.1-3 図)
MV217-4 (第1弁 D/W)	弁②(第 2.2.1-4 図)
MV217-18 (第2弁)	弁③(第 2.2.1-4 図)

・設備の相違
【柏崎 6/7】

・設備の相違

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		 <p style="text-align: center;">図 2. 2. 1-3 機器配置図</p>	備考
		 <p style="text-align: center;">図 2. 2. 1-4 機器配置図</p>	備考
			備考
			備考

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(3) 残留熱除去系の復旧作業</p> <p><u>代替循環冷却系は、残留熱除去系による冷却機能を喪失した場合に使用する系統であり、残留熱除去系が復旧するまで運転継続することを目的としている。よって、代替循環冷却系運転による放射線量上昇の影響があっても、残留熱除去系復旧作業ができることを示す。</u></p> <p><u>代替循環冷却系では、サプレッション・チェンバからの吸込み及び原子炉格納容器内へのスプレイとして、残留熱除去系のB系を使用することを想定(原子炉への注水はA系を想定)している。このため、残留熱除去系の復旧に際しては、代替循環冷却系運転の影響を受ける可能性が最も低いC系を復旧することを想定する。</u></p> <p><u>残留熱除去系(C)ポンプ類の復旧のためには、機能喪失要因にもよるが原子炉建屋地下3階の残留熱除去系(C)ポンプ室又は原子炉建屋地下2階の残留熱除去系(C)ポンプ室の上部ハッチまでアクセスすることができる必要がある。</u></p> <p><u>6号炉については、図2.2.1-7に示すとおり、代替循環冷却系により高線量となる配管は、残留熱除去系(C)ポンプ室及び上部ハッチ付近から十分離れていることから、アクセスは可能である。</u></p> <p><u>7号炉については、図2.2.1-8に示すとおり、代替循環冷却系により高線量となる配管は、残留熱除去系(C)ポンプ室から十分離れていることから、アクセスは可能である。一方、上部ハッチ付近には高線量となる配管があることから、代替循環冷却系運転時の放射線量を考慮し、必要に応じて放射線防護対策を施す。このときの上部ハッチ付近の線量評価結果を以下に示す。</u></p> <p><u>線源となる配管は図2.2.1-8にて青ラインで示す口径250Aの配管であるが、保守的に口径500Aの配管中にサプレッション・チェンバのプール水が満たされているものとして評価した。また、サプレッション・チェンバのプール水中の放射性物質の濃度の評価に当たり、セシウム及びヨウ素については炉内内蔵量の全量がサプレッション・チェンバのプール水中に溶け込んだものと想定した。評価モデル図を図2.2.1-9に示す。</u></p> <p><u>評価の結果、事故発生後30日間経過した場合、上部ハッチ付近(線源となる配管からの距離が10mの地点)において約500mSv/hとなった。</u></p> <p><u>作業場所が高線量である場合は、放射線防護対策として、福島第一原子力発電所の作業で使われているような移動式遮蔽体等</u></p>		<p>(3) 残留熱除去系の復旧作業</p> <p><u>残留熱代替除去系は、残留熱除去系による冷却機能を喪失した場合に使用する系統であり、残留熱除去系が復旧するまで運転継続することを目的としている。よって、残留熱代替除去系運転による放射線量上昇の影響があっても、残留熱除去系復旧作業ができることを示す。</u></p> <p><u>残留熱代替除去系では、サプレッション・チェンバからの吸込み及び原子炉格納容器内へのスプレイとして、残留熱除去系のB系を使用することを想定(原子炉への注水はA系を想定)している。このため、残留熱除去系の復旧に際しては、残留熱代替除去系運転の影響を受ける可能性が最も低いA系を復旧することを想定する。</u></p> <p><u>A-残留熱除去ポンプ類の復旧のためには、機能喪失要因にもよるが原子炉建物地下2階のA-残留熱除去ポンプ室又は原子炉建物地下1階のA-残留熱除去ポンプ室の上部ハッチまでアクセスすることができる必要がある。</u></p> <p><u>第2.2.1-5図に示すとおり、残留熱代替除去系により高線量となる配管は、A-残留熱除去ポンプ室及び上部ハッチ付近から十分離れていることから、アクセスは可能である。</u></p>	<p>・設備の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、上部ハッチ付近に高線量となる配管はない</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>を用いることで、当該箇所へのアクセス、復旧作業への影響がないように適切に対策を講じる。移動式遮蔽体を用いた場合の一例を図 2. 2. 1-10 に示す。なお、前述の線量率(約 500mSv/h)を約 20mSv/h に低減することを想定した場合に必要な遮蔽厚さ(減衰率:0.04)は、遮蔽体が鉄の場合約 11cm となる(図 2. 2. 1-11 参照)。</p> <p><u>減衰率=低減後の線量率 (mSv/h) / 上部ハッチ付近の線量率 (mSv/h)</u></p> <p><u>=20/500</u></p> <p><u>=0.04</u></p> <p>これが上記のとおり保守的な配管口径を想定した遮蔽厚さになるが、実際の配管口径が 250A であることを踏まえ、移動式遮蔽体は適切な遮蔽効果を有し、構造強度を有する設計とする。</p> <p>これらの遮蔽を現場状況に応じて適切に設置すること等で放射線防護の対策を講じる。</p> <p>なお、現場操作時は放射線量を測定し適切な防護装備を装備した上でアクセスすることとしている。</p> <div data-bbox="160 1016 917 1583" style="border: 1px solid black; height: 270px; width: 255px; margin-top: 20px;"></div> <p>図 2. 2. 1-7 機器配置図(6号炉原子炉建屋地下3階及び地下2階)</p>		<div data-bbox="1754 1024 2487 1486" style="text-align: center;"> </div> <p>図 2. 2. 1-5 機器配置図 (原子炉建物地下2階) (1 / 2)</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

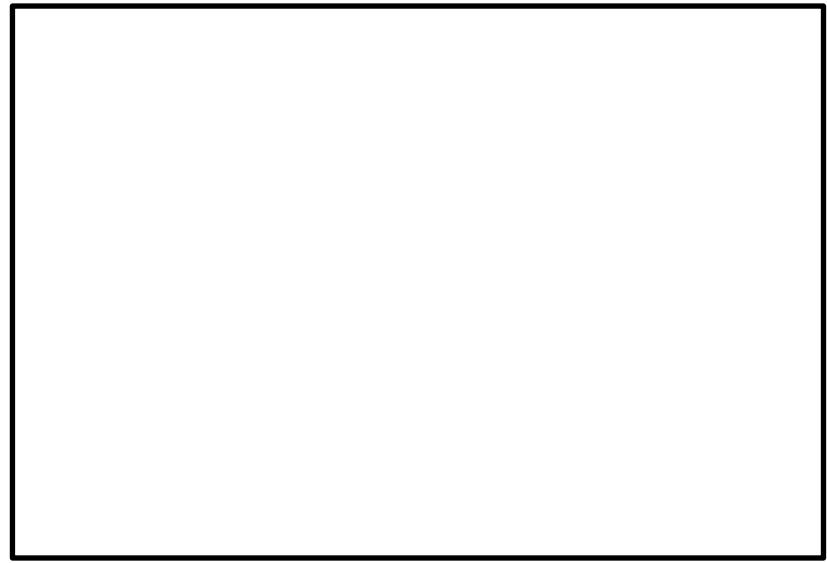


図 2.2.1-8 機器配置図(7号炉原子炉建屋地下3階及び地下2階)

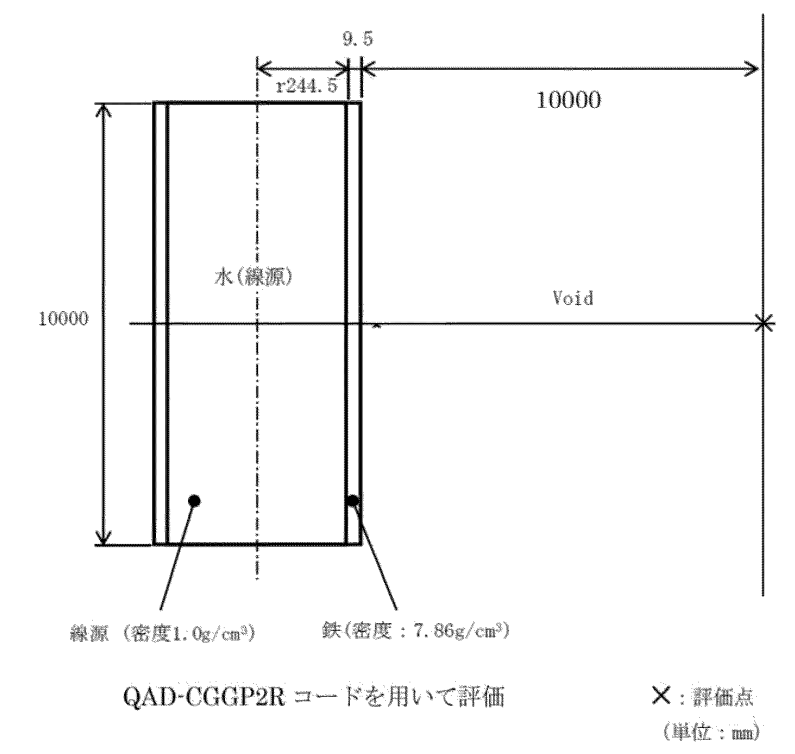


図 2.2.1-9 RHR(C) ポンプ室上部ハッチ付近線量評価モデル

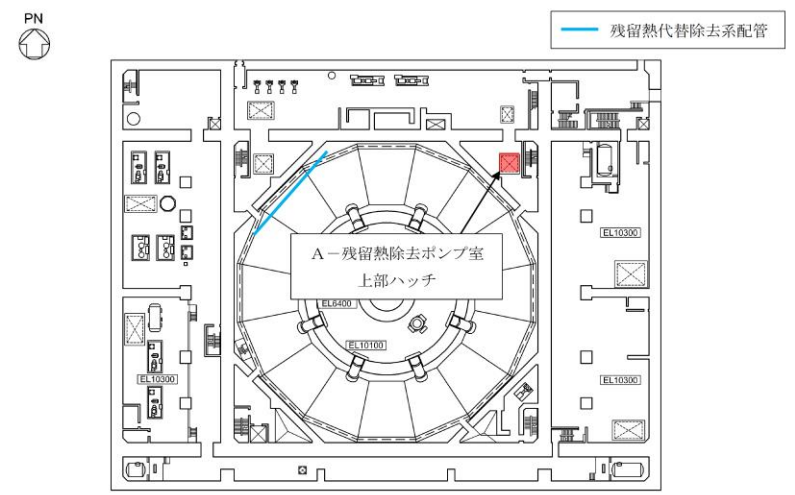


図 2.2.1-5 機器配置図 (原子炉建物地下1階) (2 / 2)

・設備の相違
【柏崎 6/7】
 島根 2号炉は, 上部ハッチ付近に高線量となる配管はない

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<div data-bbox="154 210 920 598" data-label="Image"> </div> <p data-bbox="154 613 920 693">図 2. 2. 1-10 7号炉 RHR(C)ポンプ室上部ハッチへのアクセスに必要な放射線防護対策</p> <div data-bbox="154 739 920 1102" data-label="Image"> </div> <p data-bbox="320 1108 753 1186">図 2. 2. 1-11 遮蔽体(鉄,鉛)の減衰率 (QAD-CGGP2R コードを用いて評価)</p> <p data-bbox="154 1243 439 1270">2. 2. 2 操作概要について</p> <p data-bbox="154 1285 920 1453">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)」(代替循環冷却系を使用する場合)及び「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」の手順の概要を図 2. 2. 2-1～3 に, 必要な要員と作業項目を図 2. 2. 2-4～6 に示す。</p>		<p data-bbox="1736 1243 2071 1270">2. 2. 2 操作の概要について</p> <p data-bbox="1736 1285 2502 1495">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)」(残留熱代替除去系を使用する場合)及び「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」の手順の概要を図 2. 2. 2-1～3 に, 必要な要員と作業項目を図 2. 2. 2-4～6 に示す。</p>	

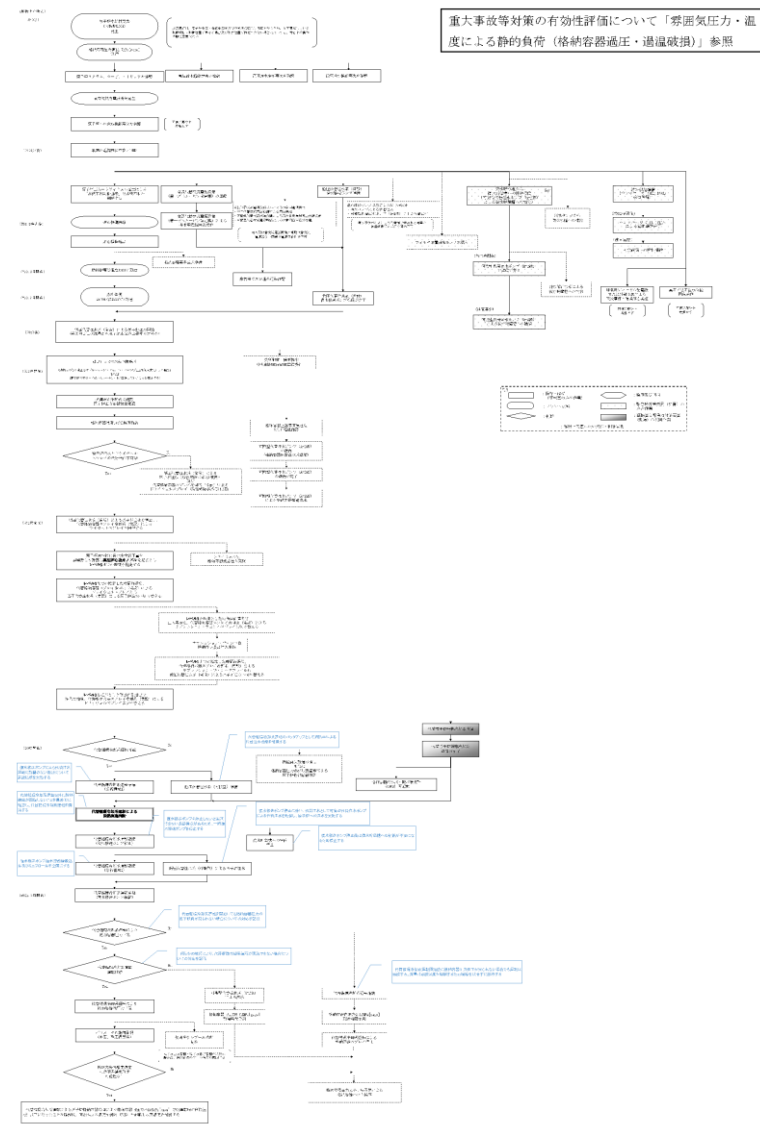


図 2.2.2-1 代替循環冷却系運転の手順概要（「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の場合）「全体図」

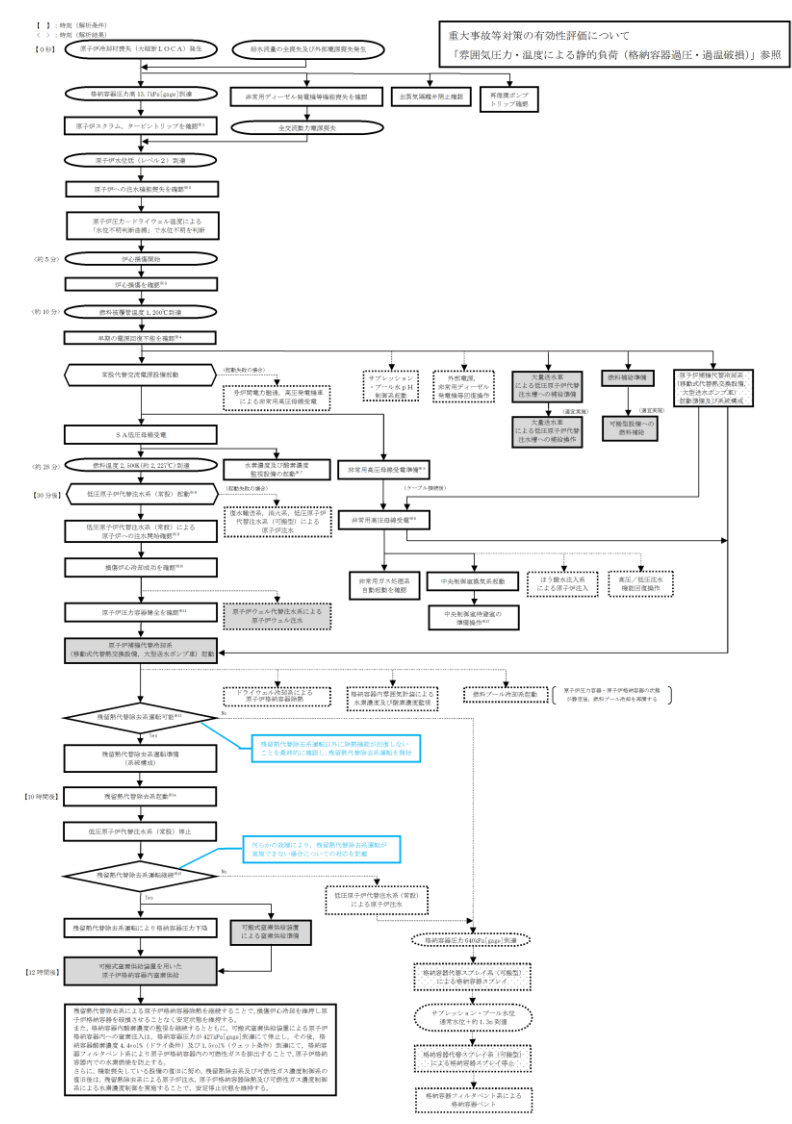


図 2.2.2-1 残留熱代替除去系運転の手順概要（「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の場合）「全体図」

・運用及び設備の相違【柏崎 6/7】
有効性評価の解析条件及び解析結果の相違に伴う運用の相違

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>重大事故等対策の有効性評価について「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」参照</p>		<p>重大事故等対策の有効性評価について「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」参照</p>	備考
<p>図 2. 2. 2-2 代替循環冷却系運転の手順概要（「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の場合）「抜粋図」</p>		<p>図 2. 2. 2-2 残留熱代替除去系運転の手順概要（「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の場合）「抜粋図」</p>	<p>・運用及び設備の相違【柏崎 6/7】 有効性評価の解析条件及び解析結果の相違に伴う運用の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20版)

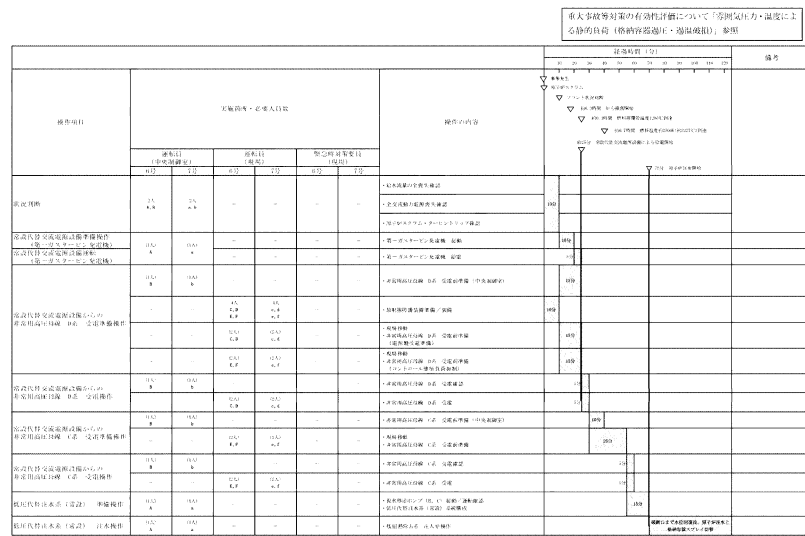


図 2.2.2-4 代替循環冷却系運転の作業と所要時間(0~320分後)
「雰囲気気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)の場合」

東海第二発電所 (2018. 9. 12版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

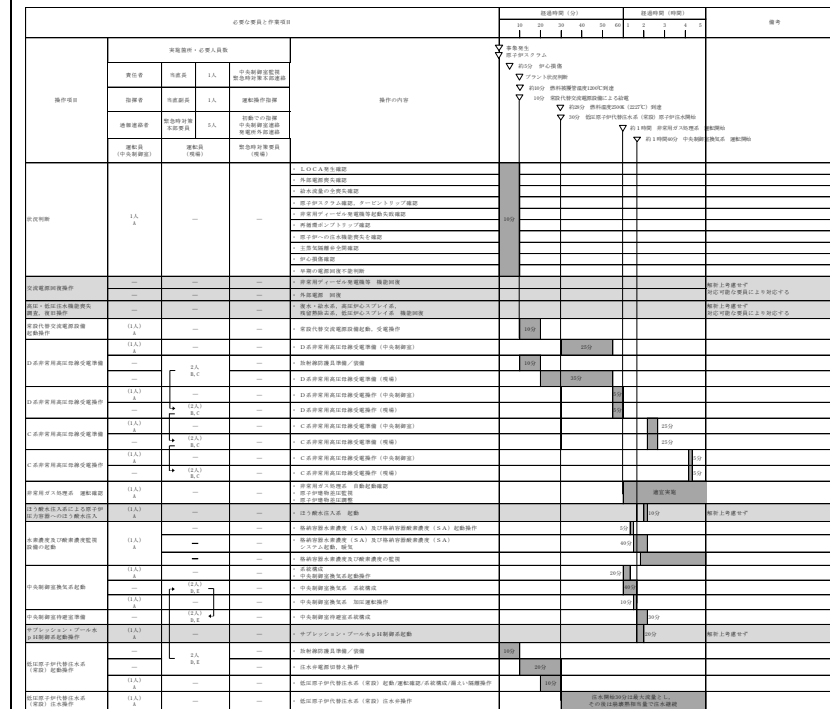
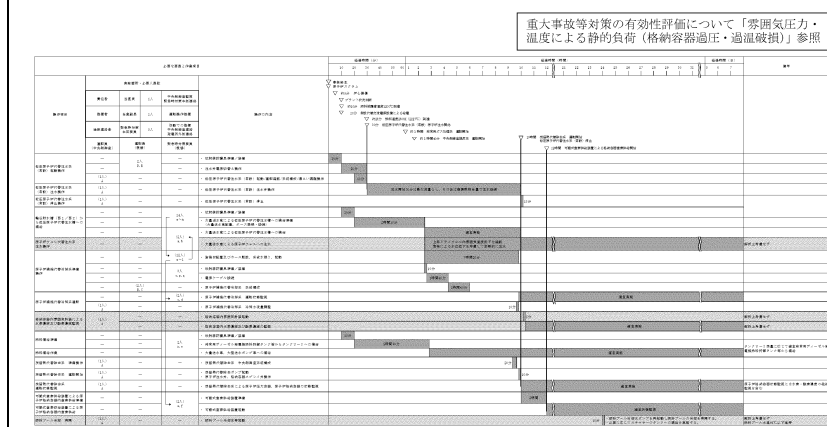
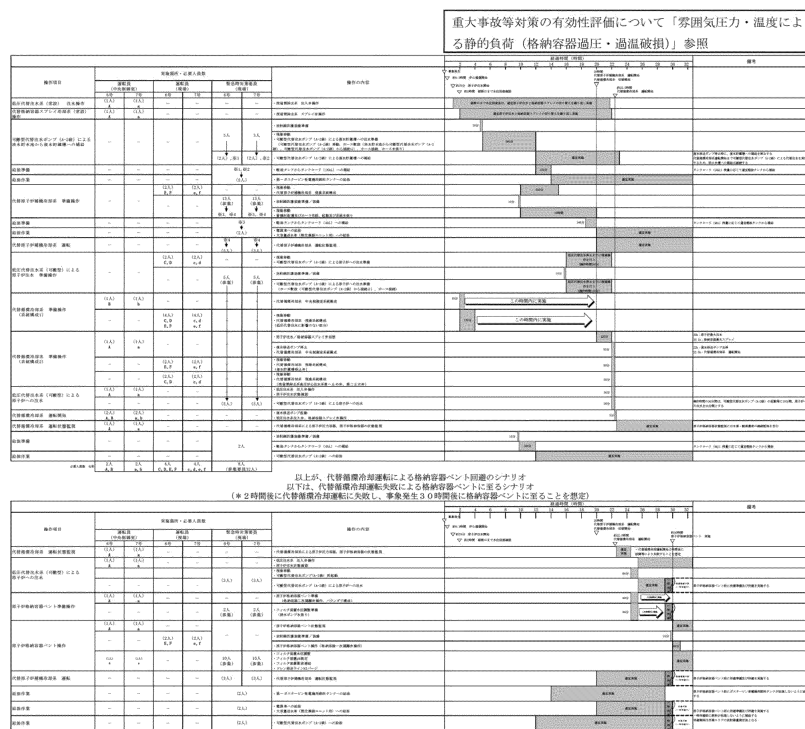


図 2.2.2-4 残留熱代替除去系運転の作業と所要時間(0分~5時間後)
「雰囲気気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)の場合」

・運用及び設備の相違【柏崎6/7】
有効性評価の解析条件及び解析結果の相違に伴う運用の相違



以上が、残留熱代替除去系運転による格納容器ベント回避のシナリオ
 以下は、残留熱代替除去系運転失敗による格納容器ベントに至るシナリオ
 (10時間後に残留熱代替除去系運転に失敗し、事象発生32時間後に格納容器ベントに至ることを想定)

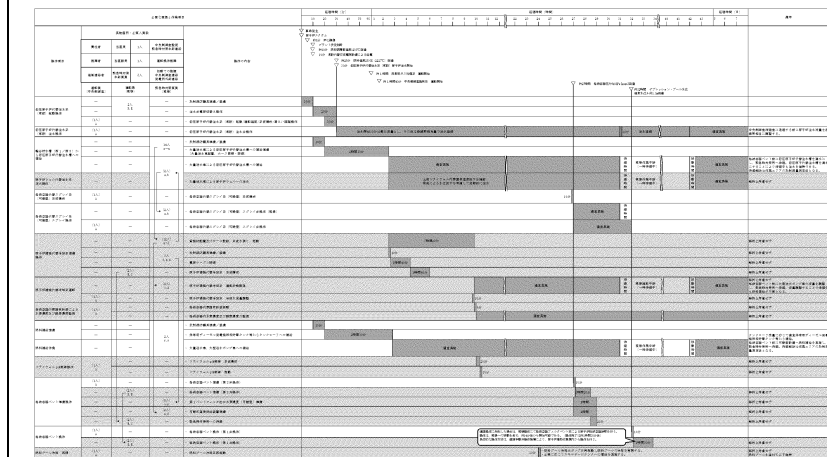


図 2. 2. 2-5 代替循環冷却系運転の作業と所要時間(0~32 時間後)「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)の場合」

図 2. 2. 2-5 残留熱代替除去系運転の作業と所要時間 (0分~7 日後)「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)の場合」

・運用及び設備の相違
 【柏崎 6/7】
 有効性評価の解析条件及び解析結果の相違に伴う運用の相違

重大事故等対策の有効性評価について「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」参照

図 2.2.2-6 代替循環冷却系運転の作業と所要時間「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱の場合」

重大事故等対策の有効性評価について「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」参照

図 2.2.2-6 残留熱代替除去系運転の作業と所要時間「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱の場合」

・運用及び設備の相違【柏崎6/7】
有効性評価の解析条件及び解析結果の相違に伴う運用の相違

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>2.3 系統運転時の監視項目</p> <p>2.3.1 水素ガス及び酸素ガス発生時の対応について</p> <p>(1) 想定水素ガス及び酸素ガス発生量</p> <p>a) 監視が必要となる状況と監視計器に求められる性能</p> <p>有効性評価の事故シーケンス選定のプロセスにおいて、重大事故等対処設備に期待しても炉心損傷を回避できず、有効性評価の対象とすべき評価事故シーケンスとしては、現状、「<u>大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失</u>」のみを選定している。さらに有効性評価では、この「<u>大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失</u>」の事故シーケンスに対して、より厳しい状況下での重大事故等対処設備の有効性を確認する観点から、全交流動力電源喪失を重畳させ、「<u>大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失</u>」への対応を確認している。</p> <p>よって、この「<u>大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失</u>」への対応の中で想定される水素濃度及び酸素濃度を監視できる能力を備えることが、重大事故等時の水素濃度及び酸素濃度の監視に最低限要求される性能となる。</p> <p>b) 重大事故等時の原子炉格納容器内の環境と水素濃度及び酸素濃度</p> <p>「<u>大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失</u>」事故時における各パラメータの推移は、雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）の有効性評価において示すとおりである。これに加え、必要な水素濃度及び酸素濃度の監視能力を決定する上で必要な情報であるドライウエル及びサブプレッション・チェンバの気体組成の推移を図 2.3.1-1 及び図 2.3.1-2 に示す。</p> <p>c) 重大事故等時の水素濃度及び酸素濃度の監視計器に求められる性能</p> <p>①計測目的について</p> <p>一般に気相中の体積割合で 5vol% 以上の酸素ガスとともに水素ガスが存在する場合、水素濃度 4vol% で燃焼、13vol% で爆轟が発生すると言われている。この観点から、少なくとも水素濃度は 4vol%、酸素濃度は 5vol% までの測定が可能であることが必要である。</p>	<p>比較対象無し</p>	<p>2.3 系統運転時の監視項目</p> <p>2.3.1 水素ガス及び酸素ガス発生時の対応について</p> <p>(1) 想定水素ガス及び酸素ガス発生量</p> <p>a) 監視が必要となる状況と監視計器に求められる性能</p> <p>有効性評価の事故シーケンス選定のプロセスにおいて、重大事故等対処設備に期待しても炉心損傷を回避できず、有効性評価の対象とすべき評価事故シーケンスとしては、現状、「<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>」のみを選定している。</p> <p>よって、この「<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>」への対応の中で想定される水素濃度及び酸素濃度を監視できる能力を備えることが、重大事故等時の水素濃度及び酸素濃度の監視に最低限要求される性能となる。</p> <p>b) 重大事故等時の原子炉格納容器内の環境と水素濃度及び酸素濃度</p> <p>「<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>」事故時における各パラメータの推移は、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>残留熱代替除去系を使用する場合</u>）の有効性評価において示すとおりである。これに加え、必要な水素濃度及び酸素濃度の監視能力を決定する上で必要な情報であるドライウエル及びサブプレッション・チェンバの気体の組成の推移を図 2.3.1-1 及び図 2.3.1-2 に示す。</p> <p>c) 重大事故等時の水素濃度及び酸素濃度の監視計器に求められる性能</p> <p>①計測目的について</p> <p>一般に気相中の体積割合で 5 vol% 以上の酸素ガスと共に水素ガスが存在する場合、水素濃度 4 vol% で燃焼、13vol% で爆轟が発生すると言われている。この観点から、少なくとも水素濃度は 4 vol%、酸素濃度は 5 vol% までの測定が可能であることが必要である。</p>	<p>・記載方針の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は、シーケンス選定において、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>②測定が必要となる時間</p> <p><u>図 2.3.1-1 及び図 2.3.1-2 のとおり</u>，解析上は事象発生から約 168 時間後まで酸素濃度が可燃限界である 5vol%を超えることは無く，原子炉格納容器内での水素燃焼は生じない。</p> <p>しかしながら，徐々にではあるが，酸素濃度は上昇し続けることから，<u>除熱系（代替原子炉補機冷却系）が使用可能となった時点で速やかに酸素濃度を測定可能とすることが必要である（水素濃度については事故初期から継続して監視が可能）。</u></p> <p><u>除熱系（代替原子炉補機冷却系）が復旧されない場合</u>，炉心から発生する崩壊熱が原子炉格納容器内に蓄積され，それに伴い発生する蒸気の過圧によって格納容器内圧力は上昇し，<u>原子炉格納容器の限界圧力 (0.62MPa[gage]) に到達するまでに格納容器ベントを実施することとなる（有効性評価「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」では約 38 時間後に格納容器ベントを実施）。</u>格納容器ベントを実施する約 38 時間までは，<u>図 2.3.1-1 及び図 2.3.1-2 のとおり</u>，水の放射線分解によって発生する酸素ガスの濃度は緩やかに上昇することから，原子炉格納容器内の酸素濃度が可燃限界（5vol%）に到達するおそれはない。</p>		<p>②測定が必要となる時間</p> <p><u>図 2.3.1-1 及び図 2.3.1-2 のとおり</u>，解析上は事象発生から 12 時間後に原子炉格納容器への窒素供給を実施することで，事象発生から約 168 時間後まで酸素濃度が可燃限界である 5 vol%を超えることは無く，原子炉格納容器内での水素燃焼は生じない。</p> <p>しかしながら，徐々にではあるが，<u>水の放射線分解により水素濃度及び酸素濃度は上昇し続けることから，格納容器内水素濃度（SA）及び格納容器内酸素濃度（SA）起動後（事象発生から約 2 時間），水素濃度及び酸素濃度を継続して監視可能としている。</u></p>	<p>・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は，水の放射線分解による酸素濃度の上昇を抑制するために，原子炉格納容器内に窒素を注入する</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は，除熱系の復旧がなくても，常設代替交流電源設備の起動により，水素濃度及び酸素濃度の監視が可能</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は，水素及び酸素濃度が監視可能となる事象発生から 2 時間後までにおいて，残留熱代替除去系を使用する場合と使用しない場合とで，事象進展が同じであることから，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>なお、「<u>大破断LOCA+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失</u>」事故時において、G値を設計基準事故対処設備である可燃性ガス濃度制御系の性能を評価する際に用いた $G(H_2)=0.4$, $G(O_2)=0.2$ とした場合についても、原子炉格納容器内の酸素濃度が可燃限界(5vol%)に到達するのは、事象発生から約51時間後である(図2.3.1-3及び図2.3.1-4参照)。</p> <p>これより、<u>除熱系の復旧がされない約22.5時間以前</u>においては原子炉格納容器内の酸素濃度が可燃限界(5vol%)に到達することはない。</p> <p>さらに、過圧破損の回避を目的とした格納容器ベントを実施することにより、発生する蒸気とともに原子炉格納容器内の非凝縮性ガスのほとんどは格納容器ベントを通じて排出されることとなることから、酸素濃度の監視は必要とはならない。</p>		<p>なお、「<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>」事故時において、G値を設計基準事故対処設備である可燃性ガス濃度制御系の性能を評価する際に用いたG値(沸騰状態：$G(H_2)=0.4$, $G(O_2)=0.2$, 非沸騰状態：$G(H_2)=0.25$, $G(O_2)=0.125$)とした場合についても、原子炉格納容器内の酸素濃度が4.4vol%(ドライ条件)に到達するのは、事象発生から約85時間後である。</p> <p>また、<u>窒素封入の切替え操作(原子炉格納容器内の酸素濃度4.4vol%到達時)</u>は、事象発生から約49時間後である(図2.3.1-3及び図2.3.1-4参照)。</p> <p>これより、<u>格納容器内酸素濃度(SA)を起動する事象発生から約2時間までに</u>原子炉格納容器内の酸素濃度が可燃限界(5vol%)に到達することはない。</p> <p>さらに、過圧破損の回避を目的とした格納容器ベントを実施することにより、発生する蒸気とともに原子炉格納容器内の非凝縮性ガスのほとんどは格納容器ベントを通じて排出されることとなることから、酸素濃度の監視は必要とはならない。</p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 DBAの性能評価では沸騰状態と非沸騰状態でG値を変更して評価しており、島根2号炉はその条件どおりに評価を行っている。(柏崎刈羽6/7は、DBAの性能評価において、保守的な条件として沸騰状態のG値を非沸騰状態にも適用して評価している)</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7】 格納容器ベント実施基準の相違</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、酸素濃度を基準とした窒素封入の切替え(D/W→S/C)操作を実施する</p>

③耐環境条件

「大破断LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失」事故時における各パラメータの推移を踏まえても測定可能であることが必要である。

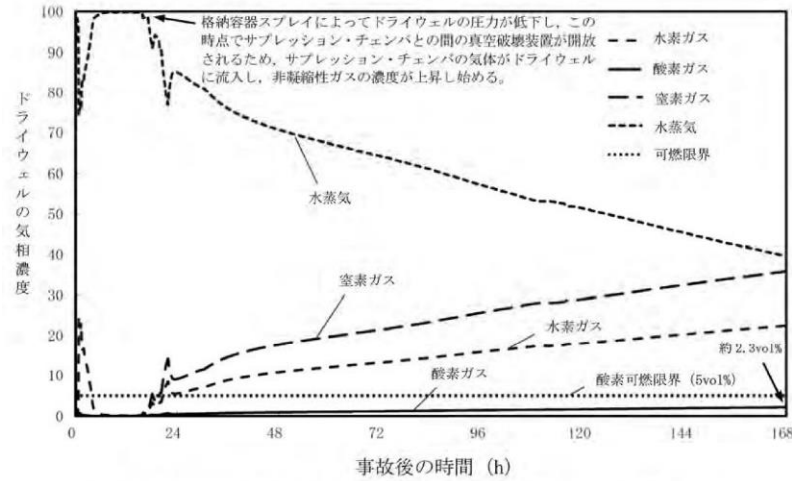


図2.3.1-1 ドライウエルの気相濃度の推移 (ウェット条件)
格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用する場合)

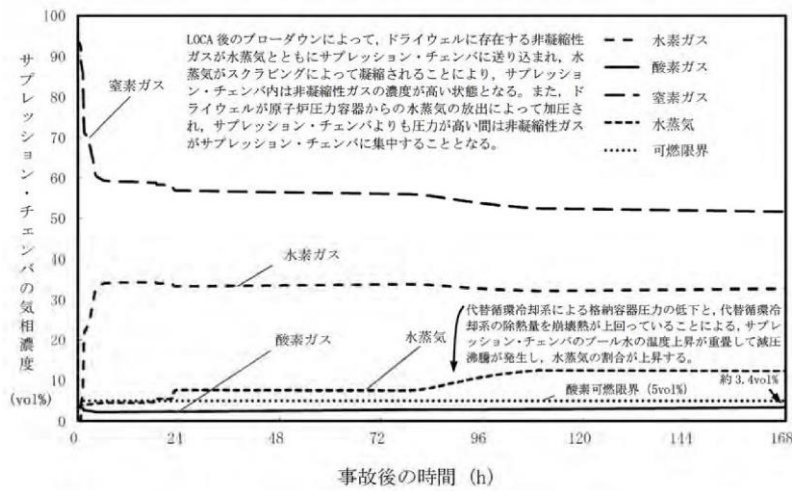


図2.3.1-2 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ウェット条件) 格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用する場合)

③耐環境条件

「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」事故時における各パラメータの推移を踏まえても測定可能であることが必要である。

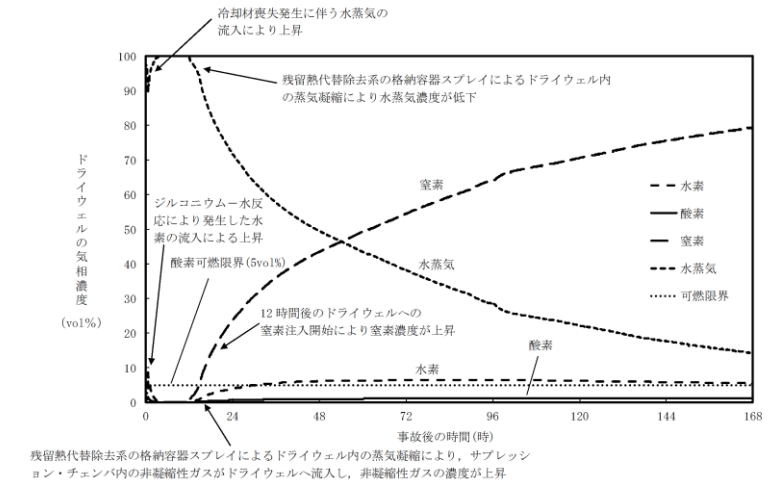


図2.3.1-1 ドライウエルの気相濃度の推移 (ウェット条件)
格納容器過圧・過温破損 (残留熱代替除去系を使用する場合)

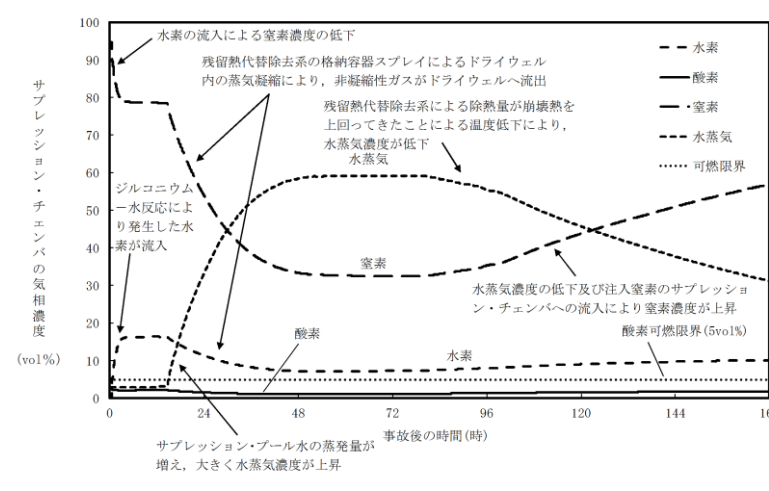


図2.3.1-2 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ウェット条件) 格納容器過圧・過温破損 (残留熱代替除去系を使用する場合)

・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
詳細な相違理由は、有効性評価「3.4 水素燃焼」参照

・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
詳細な相違理由は、有効性評価「3.4 水素燃焼」参照

「大破断LOCA+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失」事故時において、設計基準事故対処設備である可燃性ガス濃度制御系の性能を評価する際に用いたG(H2)=0.4, G(O2)=0.2を採用した場合についても、酸素濃度が可燃限界(5vol%)に至るのは約51時間後となる。

・記載方針の相違
【柏崎 6/7】

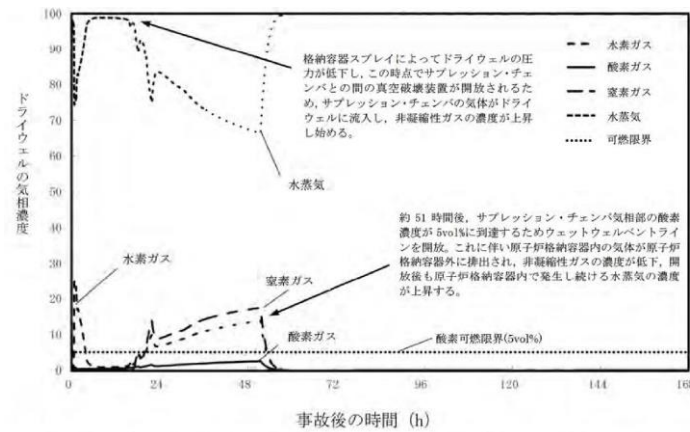


図2.3.1-3 G値を設計基準事故ベースとした場合のドライウェルの気相濃度の推移 (ウエット条件)

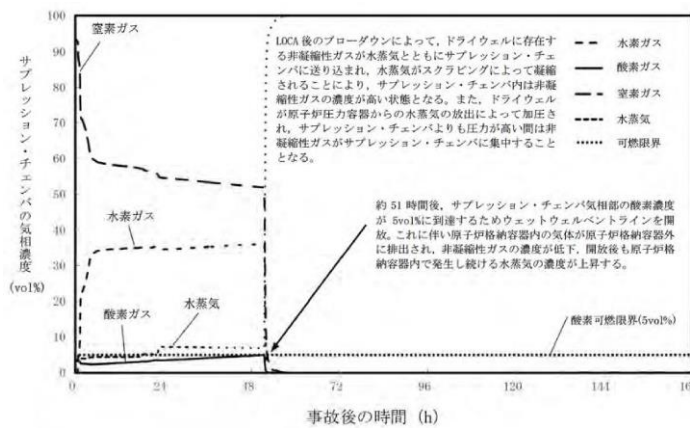


図2.3.1-4 G値を設計基準事故ベースとした場合のサブプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ウエット条件)

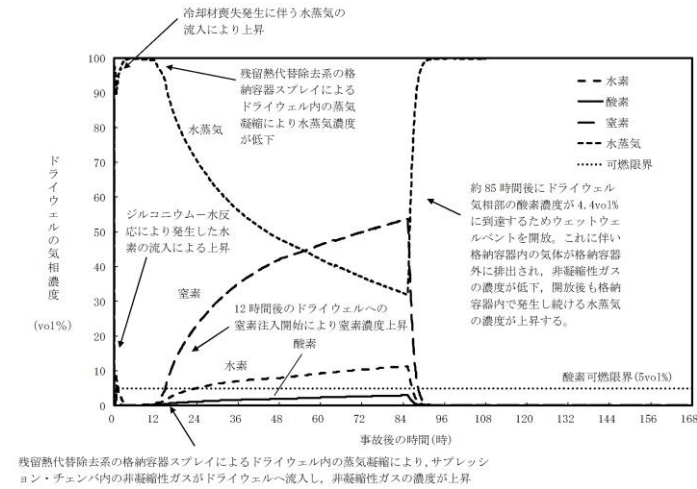


図 2.3.1-3 G値を設計基準事故ベースとした場合のドライウェルの気相濃度の推移 (ウエット条件)

・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
詳細な相違理由は、有効性評価「3.4 水素燃焼」参照

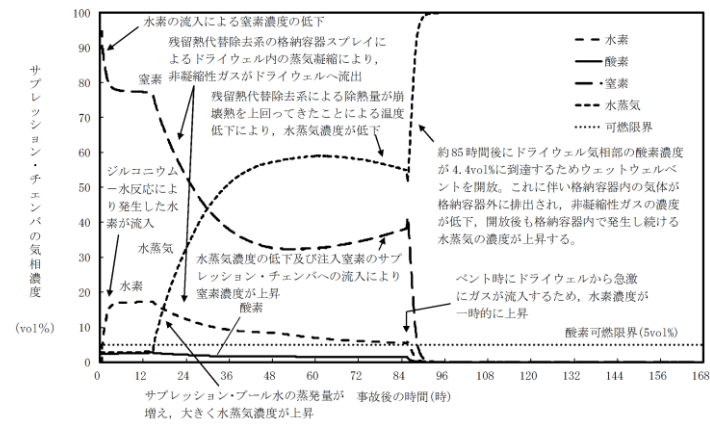


図 2.3.1-4 G値を設計基準事故ベースとした場合のサブプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ウエット条件)

・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
詳細な相違理由は、有効性評価「3.4 水素燃焼」参照

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																													
<p>(2) 水素濃度及び酸素濃度の監視方法</p> <p>水素濃度は4vol%，酸素濃度は5vol%までの測定が可能であることが必要であることから、<u>代替循環冷却時「大破断LOCA+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失」</u>における原子炉格納容器内の水素濃度・酸素濃度の監視は、以下の設備により実施する。</p> <p style="text-align: center;"><u>表2.3.1-1 計装設備の主要仕様</u></p> <table border="1" data-bbox="160 577 911 766"> <thead> <tr> <th>名称</th> <th>検出器の種類</th> <th>計測範囲</th> <th>個数</th> <th>取付箇所</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>格納容器内水素濃度(SA)</td> <td>水素吸蔵材料式水素検出器</td> <td>0~100vol%</td> <td>2</td> <td>原子炉格納容器内</td> </tr> <tr> <td>格納容器内水素濃度</td> <td>熱伝導式水素検出器</td> <td>0~30vol%(6号炉) 0~20vol%/0~100vol%(7号炉)</td> <td>2</td> <td>原子炉建屋地上3, 中3階(6号炉) 原子炉建屋地上中3階(7号炉)</td> </tr> <tr> <td>格納容器内酸素濃度</td> <td>熱磁気風式酸素検出器</td> <td>0~30vol%(6号炉) 0~10vol%/0~30vol%(7号炉)</td> <td>2</td> <td>原子炉建屋地上3, 中3階(6号炉) 原子炉建屋地上中3階(7号炉)</td> </tr> </tbody> </table> <p>(3) 水素ガス及び酸素ガスの処理方法</p> <p>有効性評価では、機能喪失を仮定した設備の復旧には期待せず、重大事故等時の環境下におけるG値に基づき、7日間以内に水素ガスと酸素ガスの両方の濃度が可燃限界に到達しないことを確認している。</p> <p>しかしながら、ここでは7日間以内に水素ガスと酸素ガスの両方の濃度が可燃限界に到達した場合と事象発生後8日目以降の水素ガス及び酸素ガスの扱いについて以下に示す。</p> <p>a) 7日間以内に水素ガスと酸素ガスの両方の濃度が可燃限界に到達した場合</p> <p>機能喪失を仮定した設備の復旧には期待しないという前提においては、原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスを処理する方法は格納容器ベントによって原子炉格納容器外へ放出する手段となる。よって、酸素濃度が5vol%に至るまでに格納容器ベントを実施する。なお、格納容器ベントの実施により蒸気とともに<u>非凝縮性ガス</u>は排出され、その後の原子炉格納容器内の気体組成は水蒸気がほぼすべてを占めることとなる。</p> <p><u>代替原子炉補機冷却系</u>等による除熱系が復旧し、格納容器圧力制御が可能になった場合であっても、仮に酸素濃度が5vol%に到達するおそれがある場合、格納容器ベントを通じて非凝縮</p>	名称	検出器の種類	計測範囲	個数	取付箇所	格納容器内水素濃度(SA)	水素吸蔵材料式水素検出器	0~100vol%	2	原子炉格納容器内	格納容器内水素濃度	熱伝導式水素検出器	0~30vol%(6号炉) 0~20vol%/0~100vol%(7号炉)	2	原子炉建屋地上3, 中3階(6号炉) 原子炉建屋地上中3階(7号炉)	格納容器内酸素濃度	熱磁気風式酸素検出器	0~30vol%(6号炉) 0~10vol%/0~30vol%(7号炉)	2	原子炉建屋地上3, 中3階(6号炉) 原子炉建屋地上中3階(7号炉)		<p>(2) 水素濃度及び酸素濃度の監視方法</p> <p>水素濃度は4vol%，酸素濃度は5vol%までの測定が可能であることが必要であることから、「<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>」(<u>残留熱代替除去系を使用する場合</u>)における原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視は、以下の設備により実施する。</p> <p style="text-align: center;"><u>表 2.3.1-1 計装設備の主要仕様</u></p> <table border="1" data-bbox="1739 583 2493 898"> <thead> <tr> <th>名称</th> <th>検出器の種類</th> <th>計測範囲</th> <th>個数</th> <th>取付箇所</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>格納容器水素濃度(SA)</td> <td>熱伝導式水素検出器</td> <td>0~100vol%</td> <td>1</td> <td>原子炉建物中2階</td> </tr> <tr> <td>格納容器酸素濃度(SA)</td> <td>磁気力式酸素検出器</td> <td>0~25vol%</td> <td>1</td> <td>原子炉建物中2階</td> </tr> <tr> <td>格納容器水素濃度(B系)</td> <td>熱伝導式水素検出器</td> <td>0~5%/ 0~100%</td> <td>1</td> <td>原子炉建物3階</td> </tr> <tr> <td>格納容器酸素濃度(B系)</td> <td>熱磁気風式酸素検出器</td> <td>0~5%/ 0~25%</td> <td>1</td> <td>原子炉建物3階</td> </tr> </tbody> </table> <p>(3) 水素ガス及び酸素ガスの処理方法</p> <p>有効性評価では、機能喪失を仮定した設備の復旧には期待せず、重大事故等時の環境下におけるG値に基づき、7日間以内に水素ガスと酸素ガスの両方の濃度が可燃限界に到達しないことを確認している。</p> <p>しかしながら、ここでは7日間以内に水素ガスと酸素ガスの両方の濃度が可燃限界に達した場合と事象発生後8日目以降の水素ガス及び酸素ガスの扱いについて以下に示す。</p> <p>a) 7日間以内に水素ガスと酸素ガスの両方の濃度が可燃限界に到達した場合</p> <p>機能喪失を仮定した設備の復旧には期待しないという前提においては、原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスを処理する方法は格納容器ベントによって原子炉格納容器外へ放出する手段となる。よって、酸素濃度が5vol%に至るまでに格納容器ベントを実施する。なお、格納容器ベントの実施により蒸気と共に<u>非凝縮性ガス</u>は排出され、その後の原子炉格納容器内の気体組成は水蒸気がほぼすべてを占めることとなる。</p> <p><u>残留熱代替除去系</u>等が復旧し、<u>原子炉格納容器圧力制御</u>が可能になった場合であっても、仮に酸素濃度が5vol%に到達するおそれがある場合、格納容器ベントを通じて非凝縮性ガスを原</p>	名称	検出器の種類	計測範囲	個数	取付箇所	格納容器水素濃度(SA)	熱伝導式水素検出器	0~100vol%	1	原子炉建物中2階	格納容器酸素濃度(SA)	磁気力式酸素検出器	0~25vol%	1	原子炉建物中2階	格納容器水素濃度(B系)	熱伝導式水素検出器	0~5%/ 0~100%	1	原子炉建物3階	格納容器酸素濃度(B系)	熱磁気風式酸素検出器	0~5%/ 0~25%	1	原子炉建物3階	<p>・設備の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、重大事故等対処設備として、「格納容器酸素濃度(SA)」と「格納容器酸素濃度(B系)」がある</p>
名称	検出器の種類	計測範囲	個数	取付箇所																																												
格納容器内水素濃度(SA)	水素吸蔵材料式水素検出器	0~100vol%	2	原子炉格納容器内																																												
格納容器内水素濃度	熱伝導式水素検出器	0~30vol%(6号炉) 0~20vol%/0~100vol%(7号炉)	2	原子炉建屋地上3, 中3階(6号炉) 原子炉建屋地上中3階(7号炉)																																												
格納容器内酸素濃度	熱磁気風式酸素検出器	0~30vol%(6号炉) 0~10vol%/0~30vol%(7号炉)	2	原子炉建屋地上3, 中3階(6号炉) 原子炉建屋地上中3階(7号炉)																																												
名称	検出器の種類	計測範囲	個数	取付箇所																																												
格納容器水素濃度(SA)	熱伝導式水素検出器	0~100vol%	1	原子炉建物中2階																																												
格納容器酸素濃度(SA)	磁気力式酸素検出器	0~25vol%	1	原子炉建物中2階																																												
格納容器水素濃度(B系)	熱伝導式水素検出器	0~5%/ 0~100%	1	原子炉建物3階																																												
格納容器酸素濃度(B系)	熱磁気風式酸素検出器	0~5%/ 0~25%	1	原子炉建物3階																																												

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>性ガスを原子炉格納容器外へ排出することとなる。このとき格納容器スプレイによって、格納容器内圧力が低い状態での排出となるが、炉心崩壊熱による蒸気発生は長時間継続するため、その蒸気とともに非凝縮性ガスは同時に排出され、原子炉格納容器内に残る水素ガス及び酸素ガスは無視し得る程度となり、可燃限界に至ることはない(「重大事故等対策の有効性評価について、3.4 水素燃焼、添付資料 3.4.1 G 値を設計基準事故ベースとした場合の評価結果への影響」参照)。</p> <p>b) 事象発生後 8 日目以降の水素ガス及び酸素ガスの処理方法 この場合、機能喪失を仮定した設備の復旧又は外部からの支援等に期待することができ、多様な手段を確保することができる。 まず、可燃性ガス濃度制御系の復旧を試みることで、水の放射線分解により発生する酸素ガスを処理する。また、a)と同様に格納容器ベントによる排出も可能であり、水素ガス及び酸素ガスの処理については多様な手段を有する。</p> <p>(4) 代替原子炉補機冷却系復旧以前における原子炉格納容器内の酸素濃度の推定 原子炉格納容器内の酸素濃度を把握する目的としては、事故後の原子炉格納容器内の水素ガスが燃焼を生じる可能性の把握である。 有効性評価においては、<u>約 22.5 時間以前に原子炉格納容器内の酸素濃度が可燃限界(5vol%) に至らないことを確認しているが、約 22.5 時間以前において原子炉格納容器内の酸素濃度を把握する方法として、推定手段を整備している。</u> <u>格納容器内酸素濃度の計測が困難になった場合、格納容器内雰囲気放射線レベル(D/W) 又は格納容器内雰囲気放射線レベル(S/C) にて炉心損傷を判断した後、初期酸素濃度と保守的な G 値 (G(H2)=0.4, G(O2)=0.2) を入力とした評価結果(解析結果)により推定する。</u> <u>推定可能範囲：0～約5vol%</u></p>		<p>子炉格納容器外へ排出することとなる。このとき格納容器スプレイによって、<u>原子炉格納容器内圧力が低い状態での排出となるが、炉心崩壊熱による蒸気発生は長時間継続するため、その蒸気とともに非凝縮性ガスは同時に排出され、原子炉格納容器内に残る水素ガス及び酸素ガスは無視し得る程度となり、可燃限界に至ることはない(「重大事故等対策の有効性評価、3.4 水素燃焼、添付資料 3.4.1 G 値を設計基準事故ベースとした場合の評価結果への影響」参照)。</u></p> <p>b) 事象発生後 8 日目以降の水素ガス及び酸素ガスの処理方法 この場合、機能喪失を仮定した設備の復旧又は外部からの支援等に期待することができ、多様な手段を確保することができる。 まず、可燃性ガス濃度制御系の復旧を試みることで、水の放射線分解により発生する酸素ガスを処理する。また、a)と同様に格納容器ベントによる排出も可能であり、水素ガス及び酸素ガスの処理については多様な手段を有する。</p> <p>(4) <u>代替パラメータによる原子炉格納容器内の酸素濃度の推定</u> 原子炉格納容器内の酸素濃度を把握する目的としては、事故後の原子炉格納容器内の水素ガスが燃焼を生じる可能性の把握である。 <u>原子炉格納容器内の酸素濃度の主要パラメータである格納容器酸素濃度(SA)の計測が困難になった場合、代替パラメータの格納容器酸素濃度により推定する。</u> <u>有効性評価においては、代替パラメータの格納容器酸素濃度は、原子炉補機代替冷却系が復旧する事象発生から約 10.5 時間後から計測が可能である。</u></p>	<p>・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、除熱系(原子炉代替補機冷却系)の復旧以前から、主要パラメータである、格納容器酸素濃度(SA)により継続的に格納容器内の酸素濃度が監視可能であることから、本項では代替パラメータによる推定について記載</p>

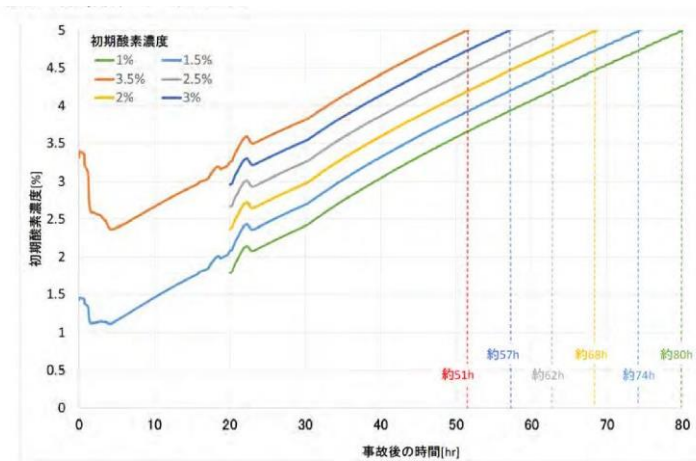
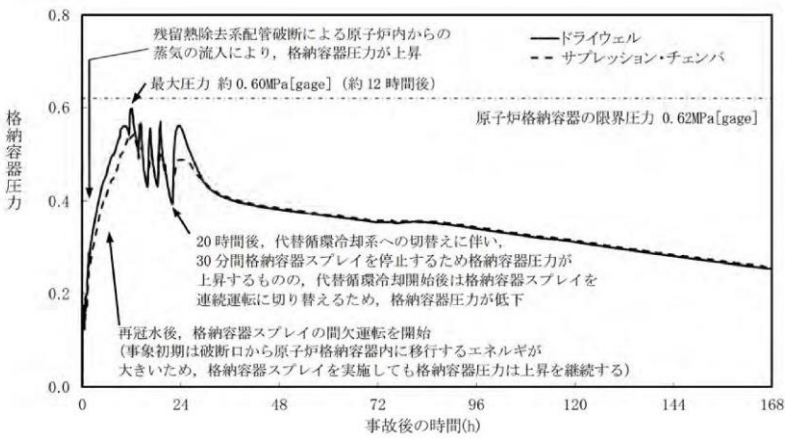


図2.3.1-5 格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却系を使用する場合）の格納容器内酸素濃度変化

また、格納容器内圧力 (D/W) 又は格納容器内圧力 (S/C) により、格納容器内圧力が正圧であることを確認することで、事故後の原子炉格納容器内への空気（酸素）流入有無を把握し、水素燃焼の可能性を推定する。

なお、事故時操作手順において、格納容器内圧力を変化させる格納容器スプレイ実施時には、原子炉格納容器内への空気（酸素）の流入防止を目的として、格納容器内圧力 (D/W) 又は格納容器内圧力 (S/C) が [] 以上であることを確認してスプレイ操作を判断することとしている。

格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却系を使用する場合）の格納容器内圧力の変化を図2.3.1-6に示す。有効性評価の結果では、格納容器内圧力が正圧に保たれる結果となっており、原子炉格納容器への空気流入の可能性がないことを確認している。

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>図2.3.1-6 格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却系を使用する場合)の格納容器内圧力の推移</p> <p>炉心損傷判断後の初期酸素濃度と保守的なG値を入力とした評価結果(解析結果)では、実際の原子炉格納容器内の酸素濃度よりも高く評価されることになるが、原子炉格納容器内での水素燃焼を防止する目的のためには、<u>妥当な推定手段である。</u></p> <p>また、格納容器内圧力を確認し、事故後の原子炉格納容器内への空気(酸素)の流入有無を把握することは、炉心損傷判断後の初期酸素濃度と保守的なG値を入力とした評価結果(解析結果)の信頼性を上げることとなるから、<u>原子炉格納容器内での水素燃焼の可能性を把握する目的のためには、妥当な推定手段である。</u></p> <p>なお、原子炉格納容器内の酸素濃度を監視する目的は、<u>原子炉格納容器内の水素ガスが燃焼を生じる可能性の高い濃度にあるかどうかを把握することであり、代替パラメータ(格納容器内雰囲気放射線レベル、格納容器内圧力)による格納容器内酸素濃度の傾向及びインリークの有無の傾向を把握でき、計器誤差(格納容器内雰囲気放射線レベル(D/W)の誤差：$5.3 \times 10^{-1} \sim 1.9 \times 10^0 \text{ Sv/h}$, N:-2~5, 格納容器内雰囲気放射線レベル(S/C)の誤差：$5.3 \times 10^{-1} \sim 1.9 \times 10^0 \text{ Sv/h}$, N:-2~5, 格納容器内圧力(D/W)の誤差：$\pm 15 \text{ kPa}$, 格納容器内圧力(S/C)の誤差：$\pm 15.6 \text{ kPa}$)を考慮した上で対応することにより、重大事故等時の対策を実施することが可能である。</u></p>			

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>3. 本システムの運用にあたって考慮すべき項目</p> <p>3.1 放射線による影響について</p> <p>①耐放射線に関する設計考慮について</p> <p>代替循環冷却系は、重大事故時に炉心損傷した場合の放射線影響を考慮して設計を行う。具体的には、放射線による劣化影響が懸念される有機材（シール材等）が使用されている機器について、代替循環冷却系を運転する環境における放射線影響を考慮して設計する。</p> <p>代替循環冷却系を運転する際の放射線量については、簡易解析評価の結果、運転時間90日とした場合に、代表的な配管表面部において積算放射線量は約 <input type="text"/> Gyであることが目安としてある。よって、代替循環冷却系の運転操作に必要な機器で、放射線による劣化影響が懸念される機器（電動機、ケーブル、シール材等）については、運転環境下における当該部位の放射線量を考慮して機能確保可能な設計とする。</p> <p>②水の放射線分解による水素影響について</p> <p>炉心損傷後の冷却水には、放射性物質が含まれていることにより、水の放射線分解による水素等の可燃性ガスの発生が想定されるが、代替循環冷却系運転中は配管内に流れがあり、また、冷却水が滞留する箇所がないことから、配管内に水素が大量に蓄積されることは考えにくい。</p> <p>代替循環冷却系運転を停止した後は、可燃性ガスの爆発防止等の対策として、系統水を入れかえるためにフラッシングを実施することとしており、水の放射線分解による水素発生を防止することが可能となる。具体的には残留熱除去系ポンプのサブプレッション・チェンバ吸込弁を閉じ、復水補給水系の洗浄水弁を開き、復水補給水系に低圧代替注水系（可搬型）から外部水源を供給することにより、系統のフラッシングを実施する。</p>	<p>3.2 耐放射線に関する設計考慮について</p> <p>代替循環冷却系は、重大事故時に炉心損傷した場合の放射線影響を考慮して設計を行う。具体的には、放射線による劣化影響が懸念される機器（電動機、ケーブル、シール材等）が使用されている機器について、代替循環冷却系を運転する環境における放射線影響を考慮して設計する。</p> <p>3.3 水の放射線分解による水素影響について</p> <p>炉心損傷後の冷却水には、放射性物質が含まれていることにより、水の放射線分解による水素等の可燃性ガスの発生が想定されるが、代替循環冷却系運転中は配管内に流れがあり、配管内に水素が大量に蓄積されることは考えにくい。</p> <p>代替循環冷却系運転を停止した後は、可燃性ガスの爆発防止等の対策として、系統水を入れ替えるためにフラッシングを実施することとしており、水の放射線分解による水素発生を防止することが可能となる。具体的には残留熱除去系ポンプのサブプレッション・プール吸込弁を閉じ、可搬型代替注水大型ポンプから系統内に外部水源を供給することにより、系統のフラッシングを実施する。</p>	<p>3. 本システムの運用にあたって考慮すべき項目</p> <p>3.1 放射線による影響について</p> <p>①耐放射線に関する設計考慮について</p> <p>残留熱代替除去系は、重大事故時に炉心損傷した場合の放射線影響を考慮して設計を行う。具体的には、放射線による劣化影響が懸念される有機材（シール材等）が使用されている機器について、残留熱代替除去系を運転する環境における放射線影響を考慮して設計する。</p> <p>残留熱代替除去系を運転する際の放射線量については、簡易解析評価の結果、運転時間90日とした場合に、代表的な配管表面部において積算放射線量は約 <input type="text"/> kGyであることが目安としてある。よって、残留熱代替除去系の運転操作に必要な機器で、放射線による劣化影響が懸念される機器（電動機、ケーブル、シール材等）については、運転環境下における当該部位の放射線量を考慮して機能確保可能な設計とする。</p> <p>②水の放射線分解による水素影響について</p> <p>炉心損傷後の冷却水には、放射性物質が含まれていることにより、水の放射線分解による水素等の可燃性ガスの発生が想定されるが、残留熱代替除去系運転中は配管内に流れがあり、また、冷却水が滞留する箇所がないことから、配管内に水素が大量に蓄積されることは考えにくい。</p> <p>残留熱代替除去系の運転を停止した後は、可燃性ガスの爆発防止等の対策として、系統水を入れかえるためにフラッシングを実施することとしており、水の放射線分解による水素発生を防止することが可能となる。具体的には残留熱除去ポンプのB-RHRポンプトラス水入口弁を閉じ、残留熱代替除去系に大量送水車から外部水源を供給することにより、系統のフラッシングを実施する。</p>	<p>・記載方針の相違 【東海第二】</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7，東海第二】 系統構成の相違</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 data-bbox="151 212 715 243">3.2 意図的な航空機衝突に対する耐性について</p> <div data-bbox="151 254 914 779" style="border: 1px solid black; height: 250px; width: 100%;"></div> <div data-bbox="151 842 914 1318" style="border: 1px solid black; height: 227px; width: 100%;"></div> <p data-bbox="219 1335 848 1367">図 3.2-1 航空機衝突が行われた場合の影響について</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>3.3 系統の健全性について</p> <p>(1) <u>代替循環冷却系運転時の系統水漏えいの可能性</u> <u>代替循環冷却系運転時に系統水の漏えいがないことを確認し、系統の健全性を示す。</u> <u>代替循環冷却系は残留熱除去系、高圧炉心注水系、復水補給水系を組み合わせることで重大事故等対処設備として系統を構成しているものである。</u></p> <p><u>これら各系統を単独で通常どおり使用する場合には系統水が漏えいしない設計としているが、代替循環冷却系は通常と異なる流路であり、機器の状態も通常と異なることから、この点に着目して系統水が漏えいする可能性について検討した。</u></p> <p><u>図 3.3-1 に示すとおり、代替循環冷却系は復水移送ポンプでサブプレッション・チェンバのプール水を循環させる系統構成となっており、残留熱除去系が機能喪失している前提で使用する設備であるため、代替循環冷却系運転時は、残留熱除去系ポンプが停止している状態でポンプ内を流体が流れることとなる。</u></p> <p><u>残留熱除去系ポンプの軸封部はメカニカルシールで構成されており、ポンプ吐出側から分岐して送水されるフラッシング水により温度上昇を抑えることが可能な設計としているが、ポンプ停止時に流体が流れる状態においては、通常どおりメカニカルシールにフラッシング水が送水されないことが考えられるため、その際のシール機能への影響について確認した。</u></p> <p><u>なお、残留熱除去系ポンプとは異なる軸封構造で、他系統からのシール水により軸封部をシールする構造のポンプがあった場合は、同様に影響の確認が必要であるが、代替循環冷却系統内に当該構造のポンプはない。</u></p>	<p>3. 代替循環冷却系の健全性について</p> <p>3.1 <u>代替循環冷却系運転時の系統水漏えいの可能性</u> <u>代替循環冷却系運転時に系統水の著しい漏えいがないことを以下のとおり確認した。</u> <u>代替循環冷却系は、既設の残留熱除去系と組み合わせて重大事故等対処設備として系統を構成しているものである。</u></p> <p><u>残留熱除去系を単独で通常どおり使用する場合には系統水の著しい漏えいがない設計としているが、代替循環冷却系を使用する場合は通常と異なる流路であり、機器の状態も通常と異なることから、この点に着目して系統水が漏えいする可能性について検討した。</u></p> <p><u>第3.1-1図に示すとおり、代替循環冷却系は代替循環冷却系ポンプでサブプレッション・プール水を循環させる系統構成となっており、残留熱除去系が機能喪失している前提で使用する設備であるため、残留熱除去系ポンプは、停止している状態でポンプ内を系統水が流れることとなる。</u></p> <p><u>残留熱除去系ポンプの軸封部はメカニカルシールで構成されており、ポンプ吐出側から分岐して送水される冷却水により温度上昇を抑える設計としている。(第3.1-2図)</u></p> <p><u>ポンプ停止時に系統水が流れる状態においては、通常どおりメカニカルシールに冷却水が送水されないことが考えられるため、その際のシール機能への影響について確認した。</u></p> <p><u>残留熱除去系ポンプのメカニカルシールは、スプリングによって摺動部を押さえつける形でシールする構造となっている。(第3.1-3図)</u></p> <p><u>代替循環冷却系運転時には残留熱除去系ポンプが停止している状態であるため、通常のポンプ運転時のようにフラッシング水が封水ラインを通じてメカニカルシール部に通水されないことが想定されるが、上述のとおり、フラッシング水はメカニカルシールの温度上昇を抑えるためのものであり、ポンプが停止している状態では冷却の必要がなく、特にメカニカルシールの機能に影響はない。</u></p> <p><u>新設する代替循環冷却系ポンプについては、残留熱除去系熱交換器の下流側に配置し、温度が下がった系統水が流れるようにすることでメカニカルシールの健全性を維持できる設計としている。具体的には、以下のとおり代替循環冷却系ポ</u></p>	<p>3.2 系統の健全性について</p> <p>(1) <u>残留熱代替除去系運転時の系統水漏えいの可能性</u></p> <p><u>残留熱代替除去系は残留熱除去系と組み合わせて重大事故等対処設備として系統を構成しているものである。</u></p> <p><u>残留熱代替除去系を使用する場合に流路となる残留熱除去系の配管、弁及び熱交換器については、残留熱除去系として使用する場合と同様に流路として使用する設計であること及び残留熱除去系の設計条件を超えない範囲で使用するため、系統水が漏えいすることはない。残留熱代替除去系の流路を図 3.2-1 に示す。</u></p>	<p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 系統構成の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は残留熱除去ポンプを流路としない</p>

ンブに流れる系統水が代替循環冷却系ポンプの最高使用温度80℃を超えないことを確認している。

原子炉格納容器が限界圧力を下回る0.62MPa [gage] (2Pd)において、サプレッション・プール水の温度は0.62MPa [gage] (2Pd)における飽和温度167℃となるため、評価条件は以下のとおりとする。

緊急用海水ポンプ流量* : 600m³/h

代替循環冷却系ポンプ流量 : 250m³/h

海水温度 : 32℃

サプレッション・プール水温度 : 167℃

上記の条件で残留熱除去系熱交換器出口温度を評価した結果、出口温度は約70℃と評価され、代替循環冷却系ポンプの最高使用温度80℃を下回る。

したがって、代替循環冷却系運転時において系統水の著しい漏えいはないと考えられる。

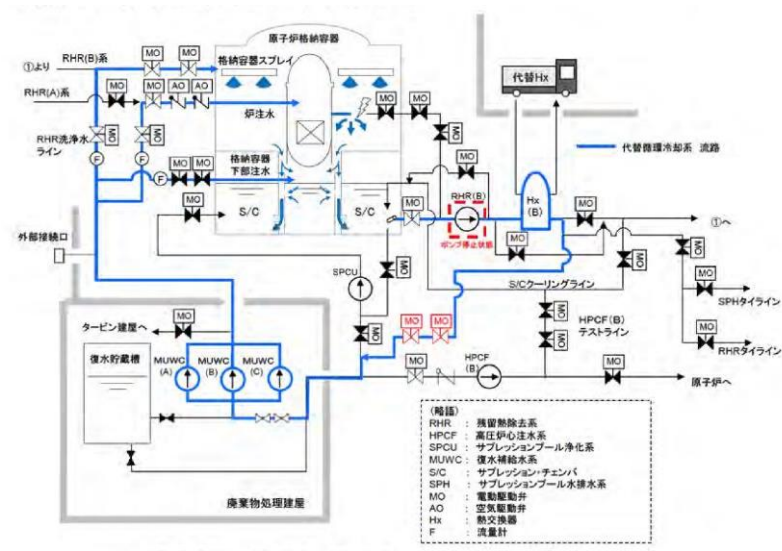
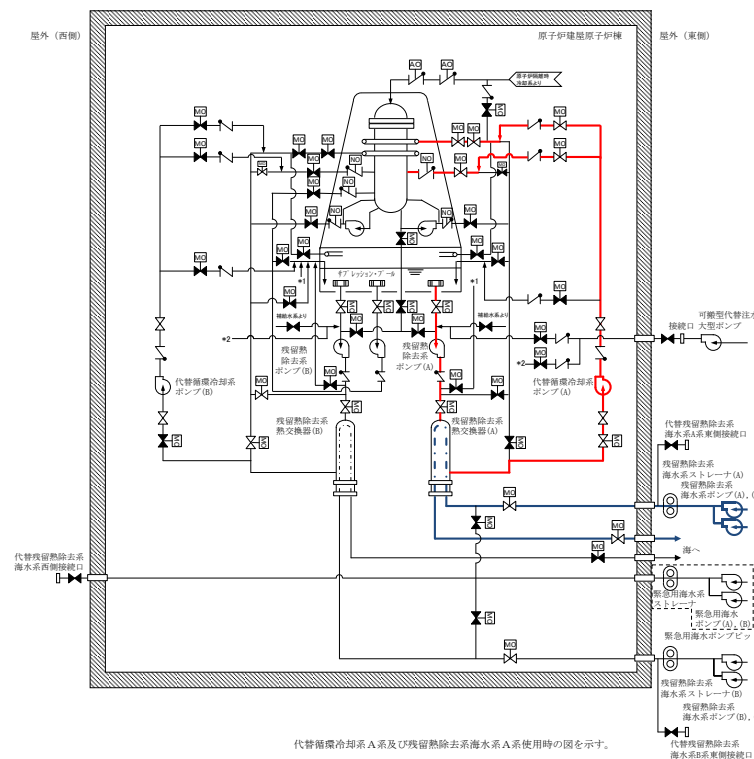


図 3.3-1 代替循環冷却系 系統概要図 (7号炉の例)



第 3.1-1 図 代替循環冷却系 系統概要図

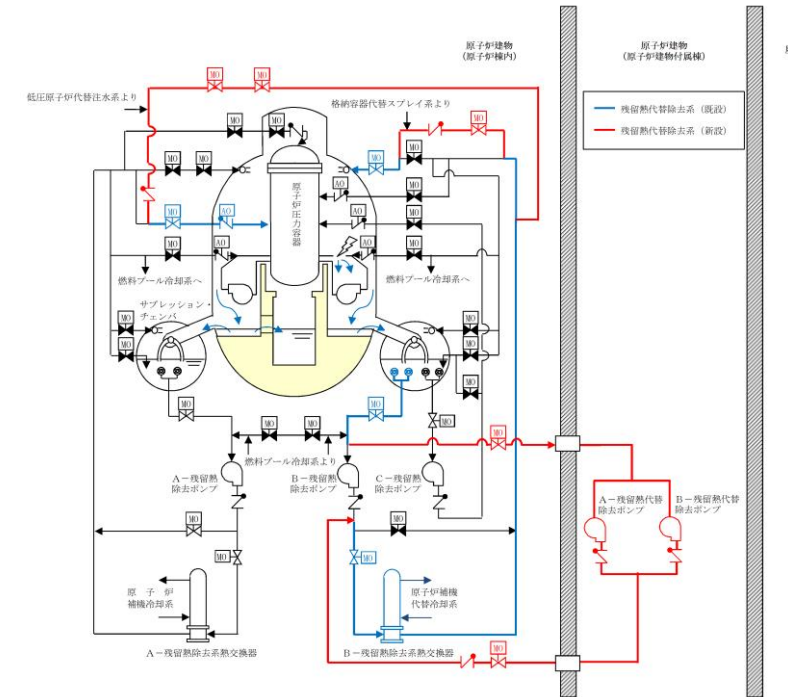
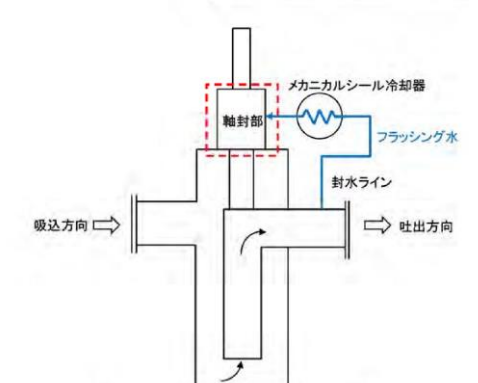
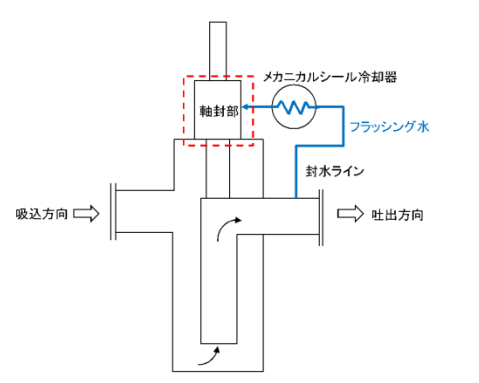

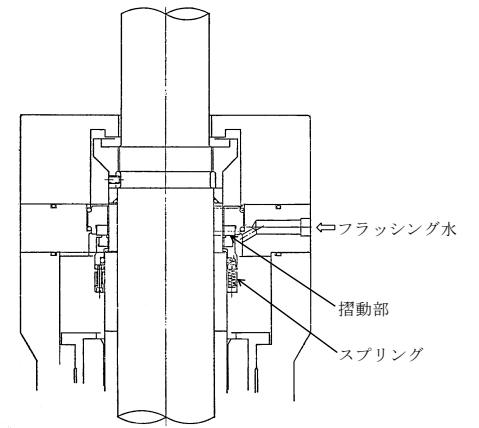
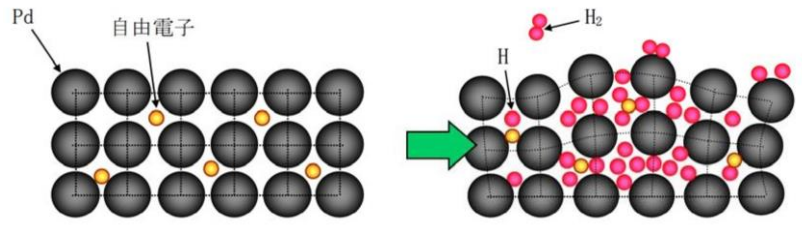
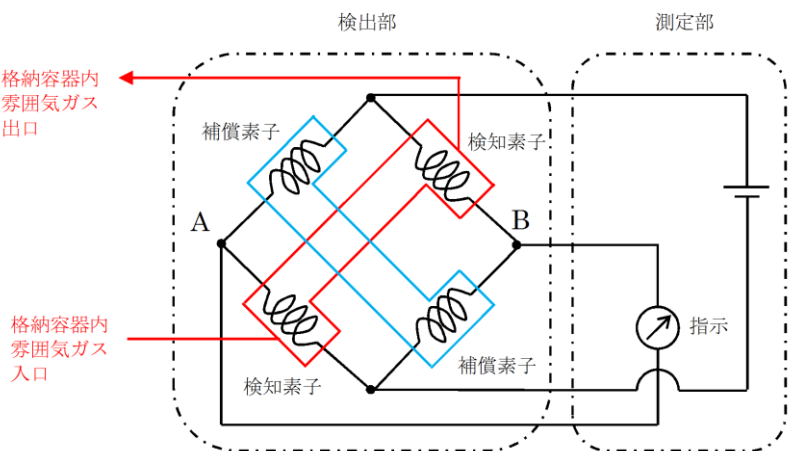


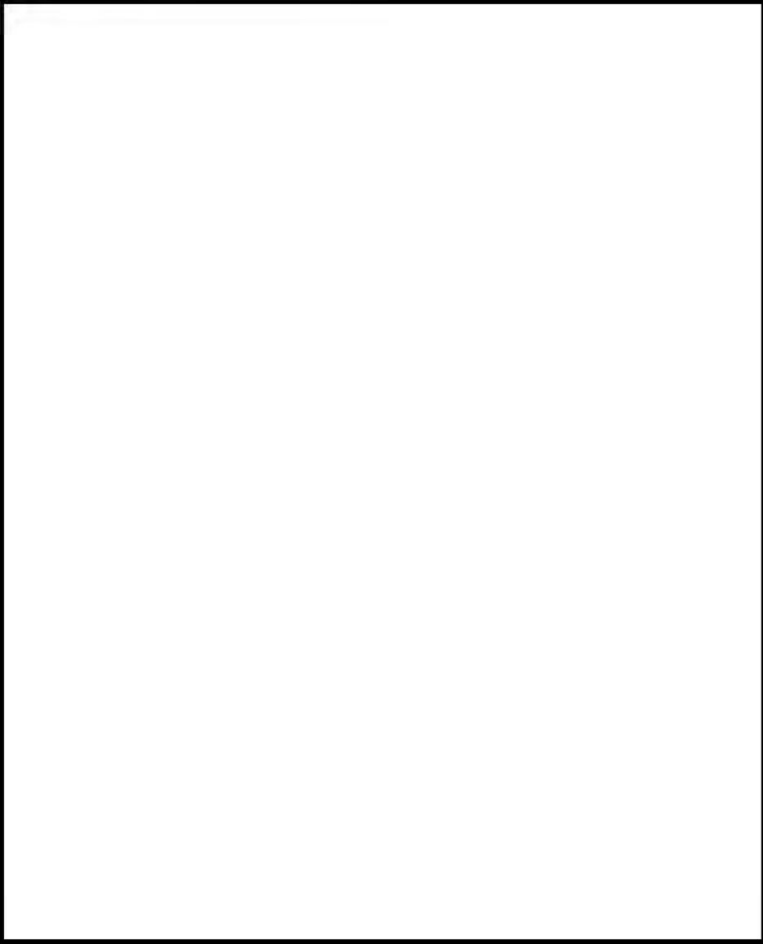
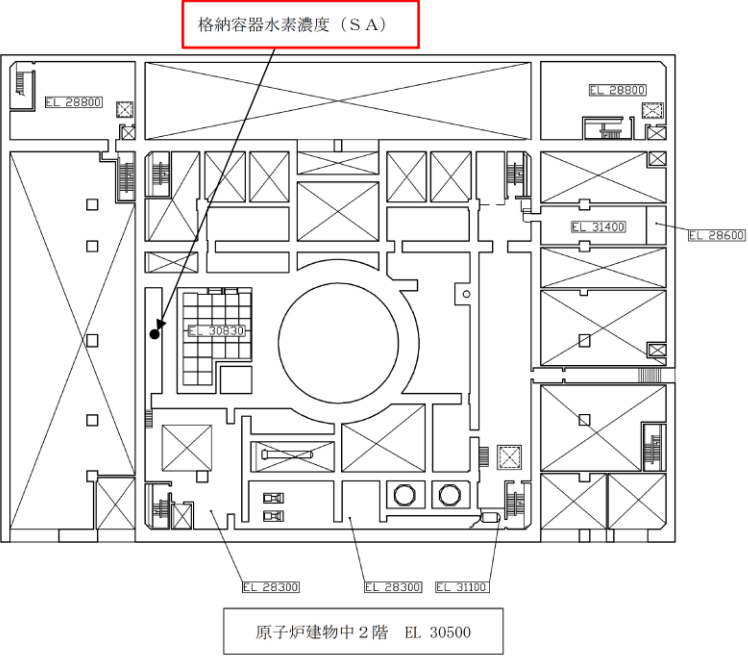
図 3.2-1 残留熱代替除去系系統概要図

・設備の相違

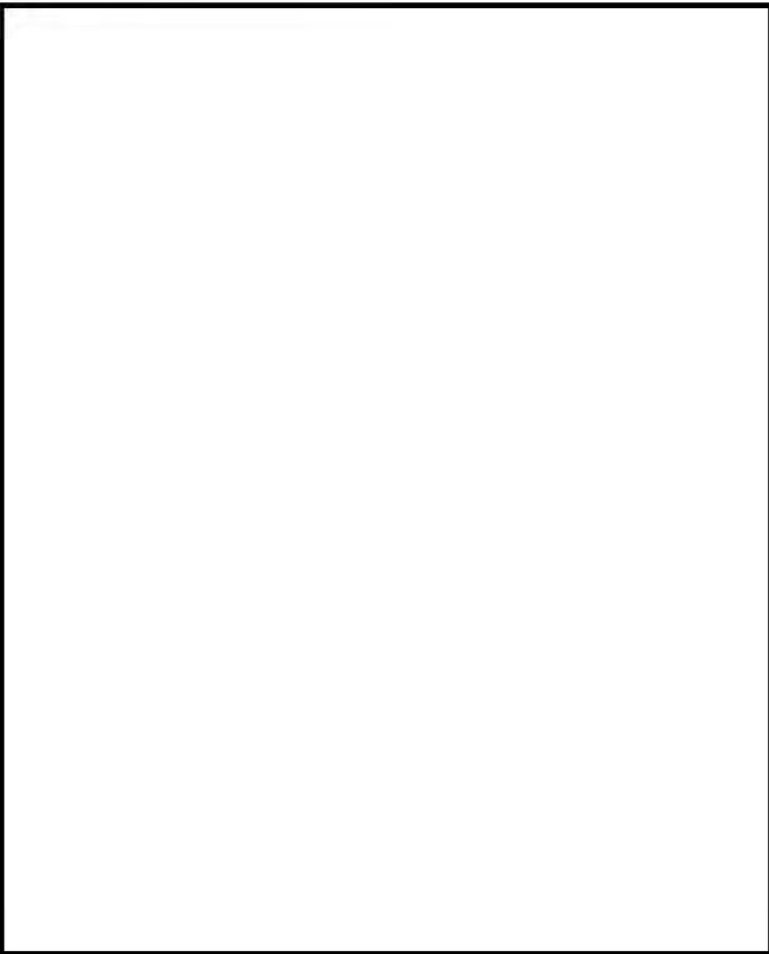
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(2) <u>残留熱除去系ポンプ停止時のメカニカルシールのシール性について</u></p> <p><u>残留熱除去系ポンプはメカニカルシールにより漏えいを防止する設計となっており、図 3.3-2 に示すとおりポンプ吐出水の一部を封水ラインに分岐し、メカニカルシール冷却器を通して軸封部にフラッシング水を送ることで、ポンプ運転時のメカニカルシールの温度上昇を抑える構造となっている。</u></p> <p><u>残留熱除去系ポンプのメカニカルシールは、図 3.3-3 に示すとおり、スプリングによって固定環と回転環から構成される摺動部を押さえつける形でシールする構造となっている。</u></p> <p><u>代替循環冷却系運転時には残留熱除去系ポンプが停止している状態であるため、通常のポンプ運転時のようにフラッシング水が封水ラインを通じてメカニカルシール部に通水されないことが想定されるが、上述のとおり、フラッシング水はメカニカルシールの摺動部の温度上昇を抑えるためのものであり、ポンプが運転していない状態では冷却の必要がないため、特にメカニカルシールの機能としては問題にならない。よって、フラッシング水が無くても、メカニカルシールはスプリングによって摺動部を押さえつけるタイプであるため漏えいを防止することができる。なお、残留熱除去系ポンプ内を流れる流体は高温であることが想定されるが、この場合、メカニカルシールのうち最も影響を受けると考えられる部位は Oリングシールであり、その耐熱温度は約 250℃であるが、想定流体温度(約 166℃)を上回っているため、熱によるメカニカルシールの機能への影響はない。</u></p> <p><u>したがって、代替循環冷却系運転時の残留熱除去系ポンプが停止している状態においても軸封部のシール性に影響はなく、系統水が漏えいすることはないと考えられる。</u></p> <p><u>なお、系統水の流れによるポンプ空転の可能性については、ポンプロータ及び電動機ロータの質量(約 2.2 t)が鉛直下方向に作用しているため、軸受の抵抗損失により、ポンプが空転することはないと考えられるが、万が一空転した場合の影響について以下に示す。</u></p> <p><u>保守的に上記の軸受損失がないと仮定した場合、代替循環冷却系運転(流量 190m³/h)時に想定されるポンプ回転速度は、残留熱除去系ポンプ定格運転(流量 954m³/h)時のポンプ回転速度の約 <input type="text"/>%である。この場合、最も影響を受ける部位は、メカニカルシールの固定環と回転環の摺動部と考えられるが、想定</u></p>			<p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>島根 2 号炉は残留熱除去ポンプを流路としない</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>される摺動部の発熱量は、残留熱除去系ポンプ定格運転時の発熱量の約 <input type="checkbox"/> %程度と僅かである。摺動部の温度が上昇し過ぎると、熱により固定環と回転環の間の微小隙間の水膜が形成されにくくなる可能性があるが、空転による摺動部発熱量が軽微であることから、メカニカルシールの健全性が確保できなくなるような状況には至らないと考えられる。</p> <p>以上のことから、代替循環冷却系運転時に残留熱除去系ポンプは空転しないものと考えているが、仮に空転したとしてもメカニカルシールへの熱的影響は軽微であり、シール性への影響はないと考えられる。</p>			
			
<p>図 3.3-2 残留熱除去系ポンプ概要図</p>	<p>第 3.1-2 図 残留熱除去系ポンプ概要図</p>		
			
<p>図 3.3-3 残留熱除去系ポンプ・メカニカルシール構造図 (7号炉の例)</p>	<p>第 3.1-3 図 残留熱除去系ポンプ・メカニカルシール構造図</p>		

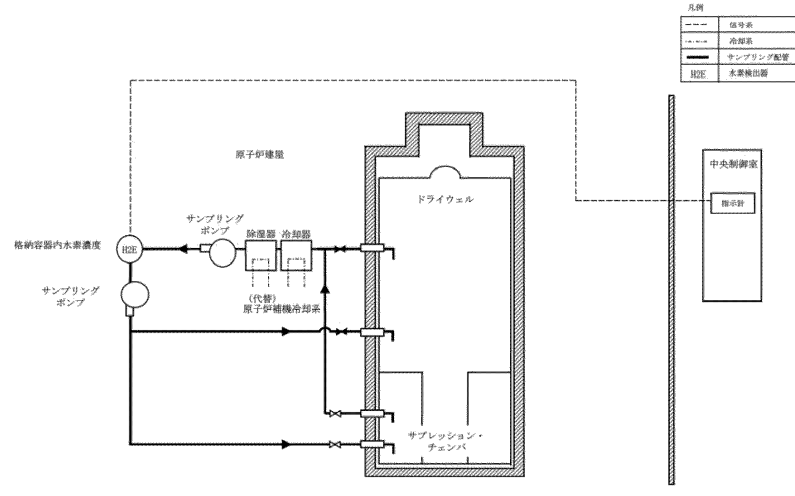
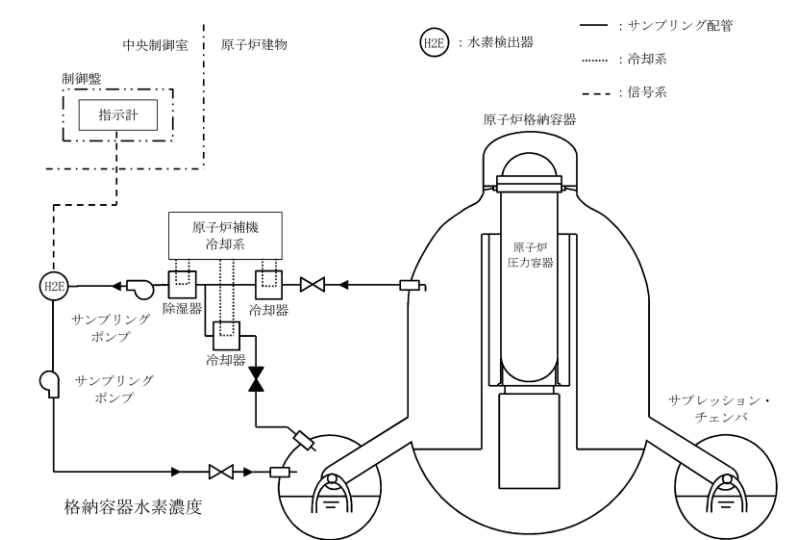
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(2)測定原理</p> <p>格納容器内の水素濃度を測定するために用いる格納容器内水素濃度(SA)は、水素吸蔵材料式のものを用いる。</p> <p>水素吸蔵材料式の水素検出器は、水素吸蔵材料(Pd:パラジウム)が水素を吸蔵すると電気抵抗が増加する性質を利用している。</p> <p>水素吸蔵材料式の測定原理は、図2のとおりである。パラジウムに水素分子が吸着すると水素分子は水素原子へと分離する。分離した水素原子はパラジウムの内部へと侵入し、パラジウムの格子の歪みと水素原子のポテンシャルの影響により、パラジウムの中で自由電子が散乱することにより、パラジウムの電気抵抗が増加する。</p>  <p>図2 格納容器内水素濃度(SA)の測定原理</p> <p>水素検出器に内蔵しているパラジウム素子に水素を含む格納容器内ガスが接触すると、水素吸蔵によりパラジウム素子の電気抵抗が大きくなる。この電気抵抗の変化を計測することにより、水素濃度を測定する。</p>		<p>(2)測定原理</p> <p>原子炉格納容器内の水素濃度を測定するために用いる格納容器水素濃度(SA)は、熱伝導式のものを用いる。熱伝導式の水素検出器は、図3に示すとおり、検知素子と補償素子(サーミスタ)でブリッジ回路が構成されている。検知素子の部分のみに測定対象ガスが流れ、補償素子に測定対象ガスが流れない構造としている。</p> <p>水素濃度の測定部より電圧を印加して検知素子と補償素子の両方のサーミスタを一定温度に加熱した状態で、検知素子側に水素を含む測定ガスを流すと、測定ガスが熱を奪い、検知素子の温度が低下することにより抵抗が低下する。</p> <p>この検知素子の抵抗が低下することによりブリッジ回路の平衡が失われ、図3のA B間に電位差が生じる。この電位差が水素濃度に比例する原理を用いて、水素濃度を測定する。</p>  <p>図3 格納容器水素濃度(SA)検出回路の概要図</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> 設備の相違 【柏崎6/7】 設計方針の相違による設計仕様の相違 島根2号炉は熱伝導式水素検出器を採用している

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. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(3) 設置場所</p>  <p>図3 機器配置図(6号炉原子炉建屋地上2階)</p>		<p>(3) 設置場所</p>  <p>図4 機器配置図(原子炉建物中2階)</p>	

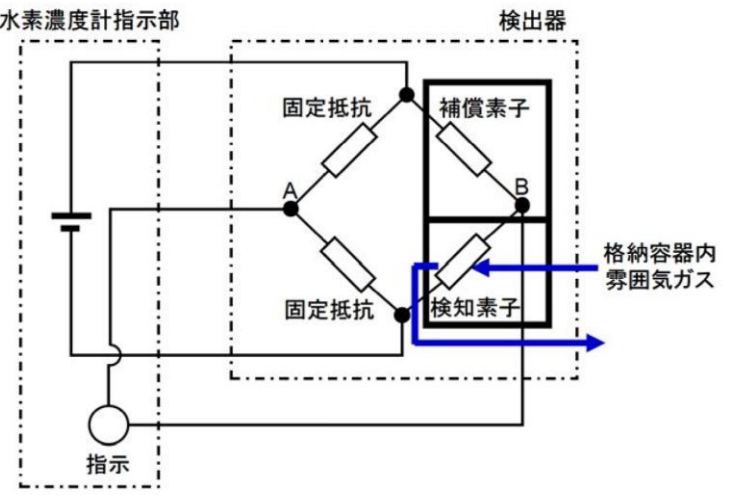
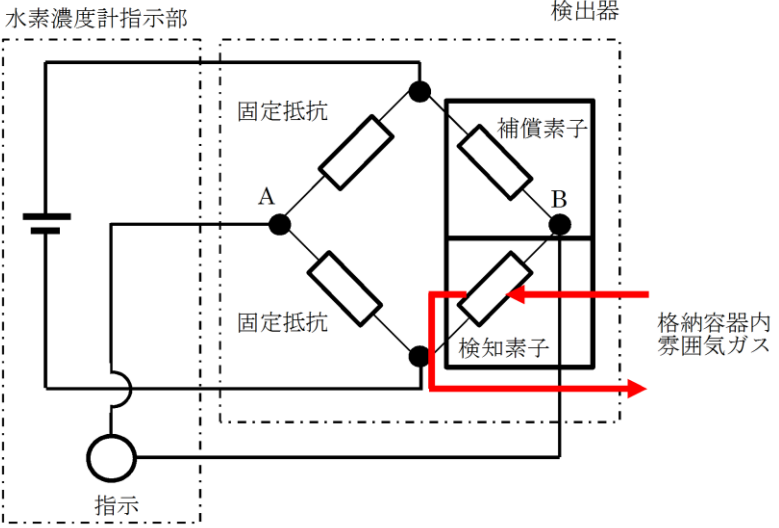
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<div data-bbox="169 233 884 1115" data-label="Image"> </div> <div data-bbox="222 1148 807 1188" data-label="Caption"> <p>図4 機器配置図(6号炉原子炉建屋地下中1階)</p> </div>			

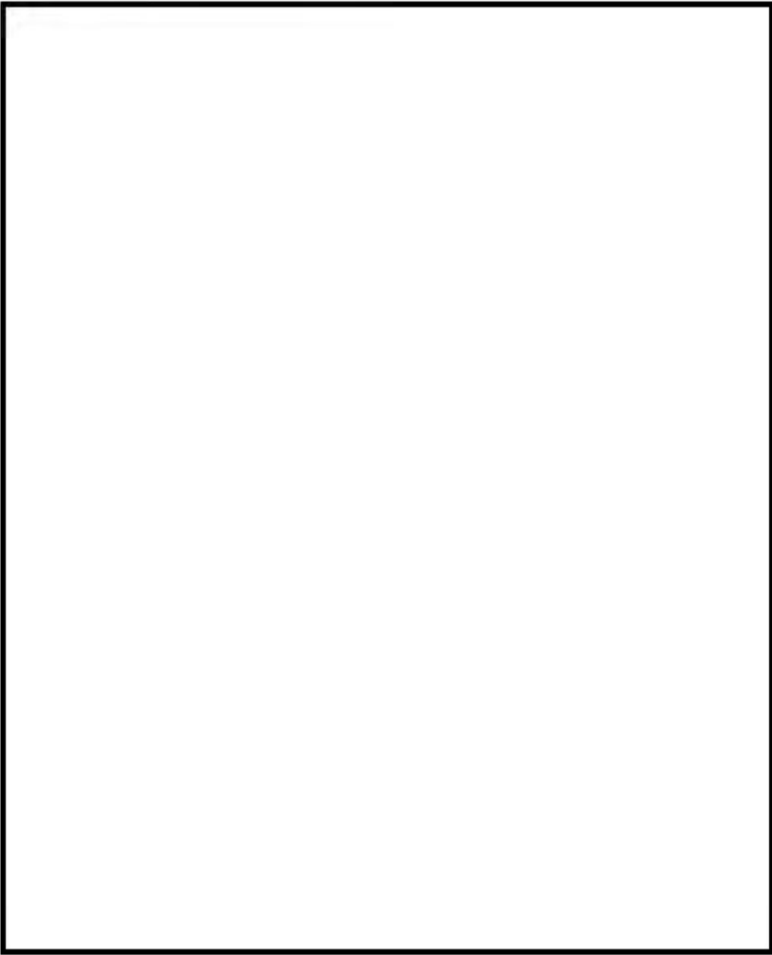
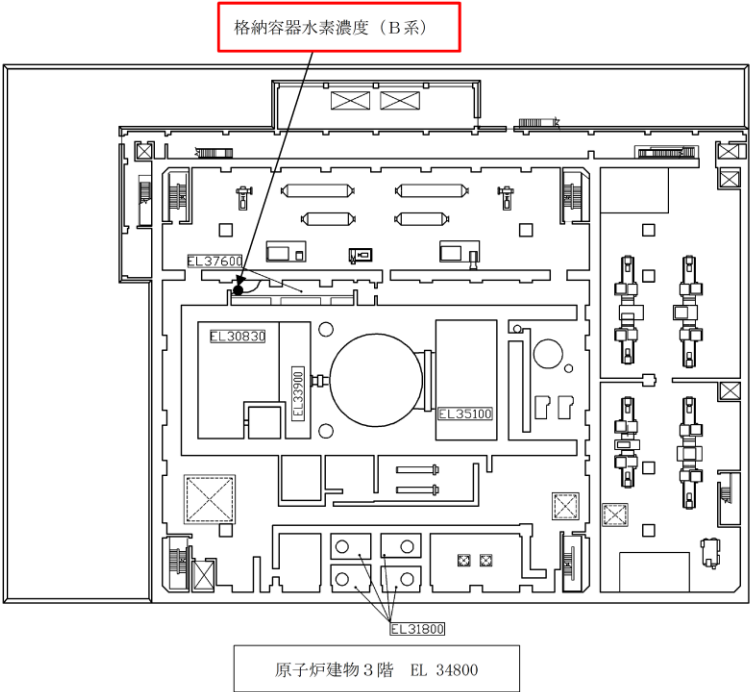
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
 <p data-bbox="249 1150 789 1184">図5 機器配置図(7号炉原子炉建屋地上1階)</p>			

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. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
 <p data-bbox="252 1150 789 1182">図6 機器配置図(7号炉原子炉建屋地下1階)</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. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>2. 格納容器内水素濃度について</p> <p>(1) システム構成</p> <p>格納容器内水素濃度のシステム概要を図7に示す。格納容器内水素濃度は、設計基準対象施設及び重大事故等対処設備の機能を有しており、格納容器内水素濃度の検出信号は、熱伝導式水素検出器にて水素濃度を検出し、演算装置にて電気信号へ変換する処理を行った後、格納容器内水素濃度を中央制御室に指示し、記録する。(図8「6号炉格納容器内水素濃度の概略構成図」、図9「7号炉格納容器内水素濃度の概略構成図」参照。)</p>  <p>図7 格納容器内水素濃度システム概要</p>		<p>2. 格納容器水素濃度 (B系) について</p> <p>(1) システム構成</p> <p>格納容器水素濃度 (B系) のシステム概要を図5に示す。格納容器水素濃度 (B系) は、設計基準対象施設及び重大事故等対処設備の機能を有しており、格納容器水素濃度 (B系) の検出信号は、熱伝導式水素検出器からの電圧信号を、前置増幅器で増幅し、演算装置にて水素濃度信号へ変換する処理を行った後、格納容器水素濃度 (B系) を中央制御室に指示し、緊急時対策所にて記録する。(図6「格納容器水素濃度 (B系) の概略構成図」参照。)</p>  <p>図5 格納容器水素濃度 (B系) システム概要</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> 設備の相違 島根2号炉は単独申請であり、該当なし

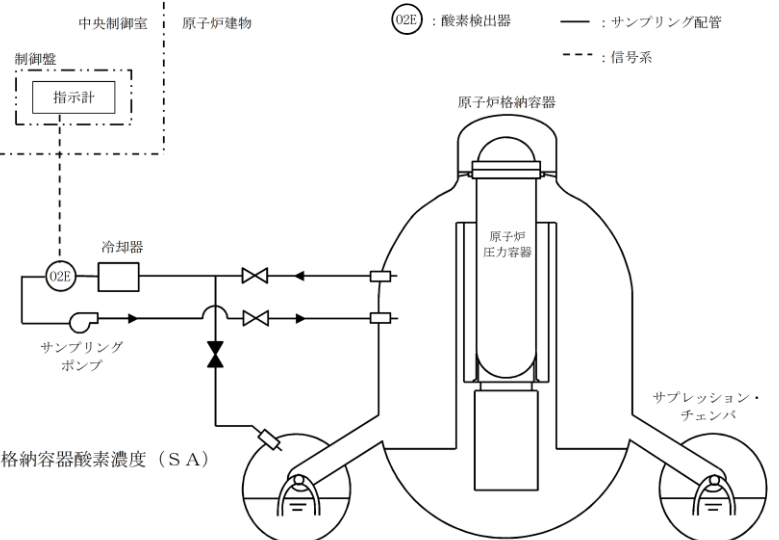
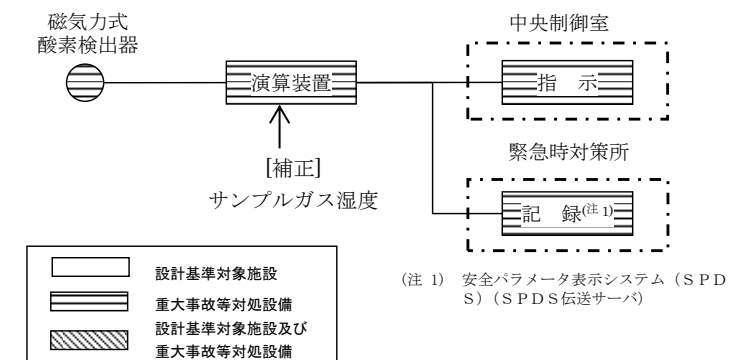
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>熱伝導式水素検出器</p> <p>中央制御室</p> <p>指示</p> <p>演算装置</p> <p>プロセス計算機室</p> <p>演算装置</p> <p>記録</p> <p>記録</p> <p>[補正] サンプルガス温度及び格納容器内酸素濃度</p> <p>[補正] ドレン水位</p> <p>(注1) 記録計</p> <p>(注2) 緊急時対策支援システム伝送装置</p> <p>設計基準対象施設</p> <p>重大事故等対処設備</p> <p>設計基準対象施設及び重大事故等対処設備</p>		<p>熱伝導式水素検出器</p> <p>前置増幅器</p> <p>中央制御室</p> <p>指示</p> <p>演算装置</p> <p>記録(注1)</p> <p>緊急時対策所</p> <p>記録(注2)</p> <p>[補正] サンプルガス温度及びドレン水位</p> <p>設計基準対象施設</p> <p>重大事故等対処設備</p> <p>設計基準対象施設及び重大事故等対処設備</p> <p>(注1) 記録計</p> <p>(注2) 安全パラメータ表示システム(SPDS) (SPDS伝送サーバ)</p>	備考
<p>図8 6号炉格納容器内水素濃度の概略構成図</p>		<p>図6 格納容器水素濃度 (B系) の概略構成図</p>	
<p>熱伝導式水素検出器</p> <p>前置増幅器</p> <p>中央制御室</p> <p>指示</p> <p>演算装置</p> <p>プロセス計算機室</p> <p>演算装置</p> <p>記録</p> <p>記録</p> <p>[補正] サンプルガス温度及びドレン水位</p> <p>(注1) 記録計</p> <p>(注2) 緊急時対策支援システム伝送装置</p> <p>設計基準対象施設</p> <p>重大事故等対処設備</p> <p>設計基準対象施設及び重大事故等対処設備</p>			<p>・設備の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>設計方針の相違による設計仕様の相違</p>
<p>図9 7号炉格納容器内水素濃度の概略構成図</p>			
			<p>・設備の相違</p> <p>島根2号炉は単独申請であり、該当なし</p>

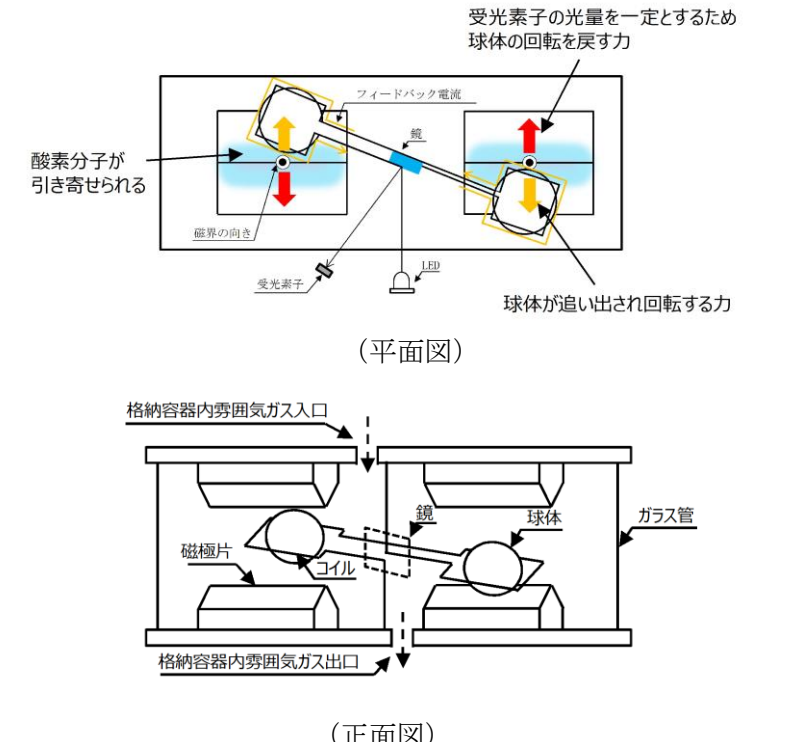
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(2)測定原理</p> <p>格納容器内の水素濃度を測定するために用いる格納容器内水素濃度は、熱伝導式のものを用いる。熱伝導式の水素検出器は、図10に示すとおり、検知素子と補償素子(サーミスタ)、及び2つの固定抵抗でブリッジ回路が構成されている。検知素子の部分に、サンプリングされたガスが流れるようになっており、補償素子には基準となる標準空気が密閉されており測定対象ガスとは接触しない構造になっている。</p> <p>水素濃度計指示部より電圧を印加して検知素子と補償素子の両方のサーミスタを約150℃に加熱した状態で、検知素子側に水素を含む測定ガスを流すと、測定ガスが熱を奪い、検知素子の温度が低下することにより抵抗が低下する。この検知素子の抵抗が低下するとブリッジ回路の平衡が失われ、図10のAB間に電位差が生じる。この電位差が水素濃度に比例する原理を用いて、水素濃度を測定する。</p>  <p>図10 水素濃度計検出回路の概要図</p>		<p>(2)測定原理</p> <p>原子炉格納容器内の水素濃度を測定するために用いる格納容器水素濃度(B系)は、熱伝導式のものを用いる。熱伝導式の水素検出器は、図7に示すとおり、検知素子と補償素子(サーミスタ)、及び2つの固定抵抗でブリッジ回路が構成されている。検知素子の部分に、サンプリングされたガスが流れるようになっており、補償素子には基準となる標準空気が密閉されており測定対象ガスとは接触しない構造になっている。</p> <p>水素濃度計指示部より電圧を印加して検知素子と補償素子の両方のサーミスタを一定温度に加熱した状態で、検知素子側に水素を含む測定ガスを流すと、測定ガスが熱を奪い、検知素子の温度が低下することにより抵抗が低下する。この検知素子の抵抗が低下するとブリッジ回路の平衡が失われ、図7のAB間に電位差が生じる。この電位差が水素濃度に比例する原理を用いて、水素濃度を測定する。</p>  <p>図7 格納容器水素濃度(B系)検出回路の概要図</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. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(3) 設置場所</p>  <p>図 11 機器配置図(6号炉原子炉建屋地上中3階)</p>		<p>(3) 設置場所</p>  <p>図 8 機器配置図 (原子炉建物3階)</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. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
 <p data-bbox="240 1192 795 1230">図 12 機器配置図(6号炉原子炉建屋地上3階)</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. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
 <p data-bbox="231 1199 810 1230">図 13 機器配置図(7号炉原子炉建屋地上中3階)</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. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p>3. 格納容器酸素濃度 (SA) について</p> <p>(1) システム構成</p> <p>格納容器酸素濃度 (SA) のシステム概要を図9に示す。格納容器酸素濃度 (SA) は、重大事故等対処設備の機能を有しており、格納容器酸素濃度 (SA) の検出信号は、磁気力式酸素検出器からの電流信号を演算装置にて酸素濃度信号へ変換する処理を行った後、格納容器酸素濃度 (SA) を中央制御室に指示し、緊急時対策所にて記録する。(図10「格納容器酸素濃度 (SA) の概略構成図」参照。)</p>  <p>図9 格納容器酸素濃度 (SA) システム概要</p>  <p>図10 格納容器酸素濃度 (SA) の概略構成図</p>	<p>・設備の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>設計方針の相違による設備の相違</p> <p>島根2号炉は磁気力式酸素検出器を採用している</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. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p>(2)測定原理</p> <p>原子炉格納容器内の酸素濃度を測定するために用いる格納容器酸素濃度 (SA) は、磁気力式のものをを用いる。</p> <p>磁気力式の酸素検出器は、図 11「格納容器酸素濃度 (SA) の原理図」に示すとおり、吊るされた2つの球体、くさび型状の磁極片、LEDからの光を受光素子へ反射する鏡等で構成されている。また、格納容器酸素濃度 (SA) の検出回路を図 12「格納容器酸素濃度 (SA) 検出回路図」に示す。</p> <p>初期状態において球体は上から見て右回りに傾いた位置で静止している。ガラス管内に強い磁化率を持つ酸素分子が流れ込むと、磁場に引き寄せられ、磁極片の先端部に酸素分子が引き寄せられる。磁極片先端部に引き寄せられた酸素分子により2つの球体が磁極片先端部から端部へ押し出され、右回りに回転する。これにより、LEDからの光を受光素子への光量が一定となるように制御しており、受光素子への光量が変化する。増幅器は受光素子への光量の変化を検知するとフィードバック電流を増加させる。球体はフィードバック電流がコイルを流れることで発生するカウンターモーメントを受けて光量が一定となる初期位置で静止する。このフィードバック電流が酸素濃度に比例する原理を用いて酸素濃度の測定を行う。(図 13「格納容器酸素濃度 (SA) の動作原理イメージ」参照)。</p>  <p>図 11 格納容器酸素濃度 (SA) の原理図</p>	<p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>設計方針の相違による設備の相違</p> <p>島根 2号炉は磁気力式酸素検出器を採用している</p>

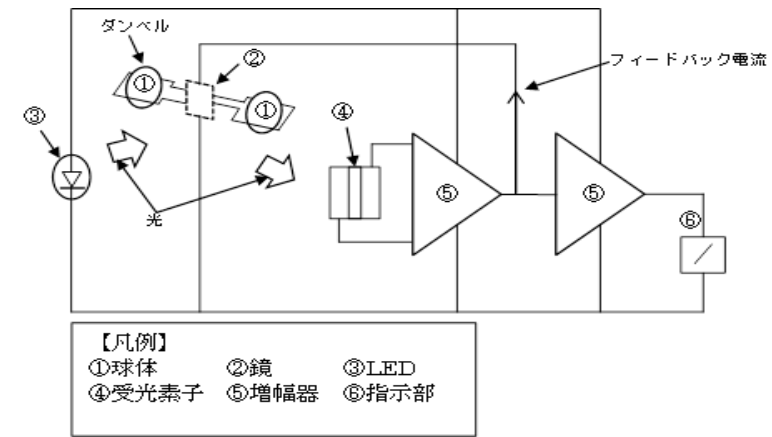


図 12 格納容器酸素濃度 (SA) の検出回路図

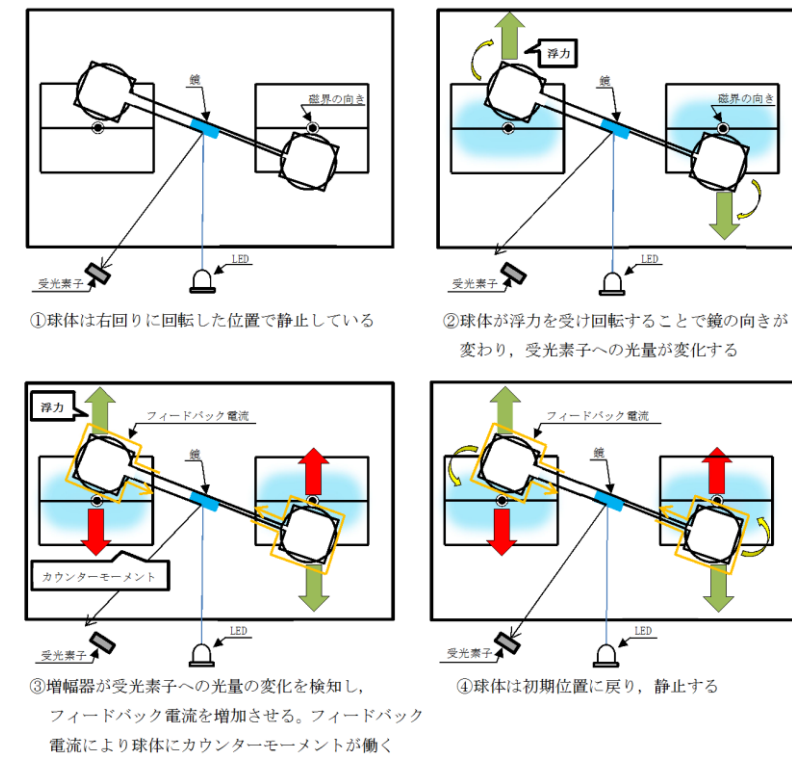
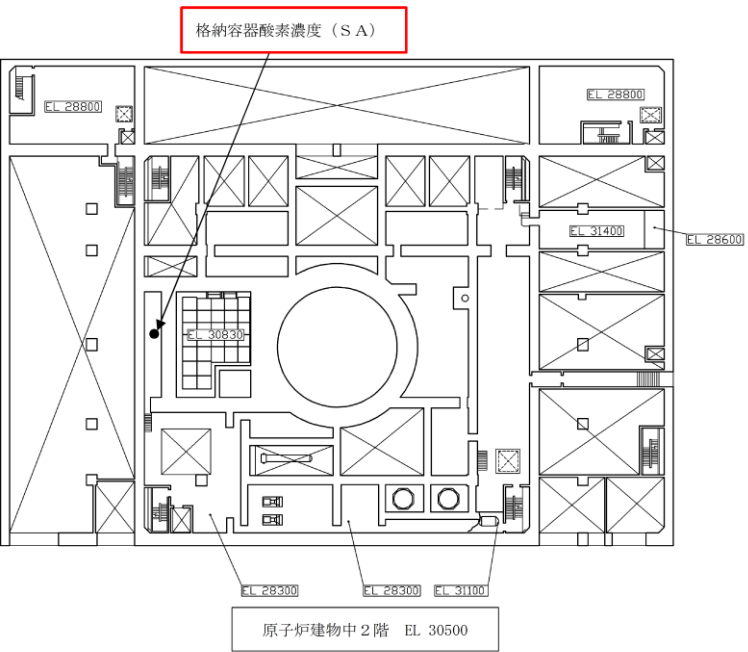
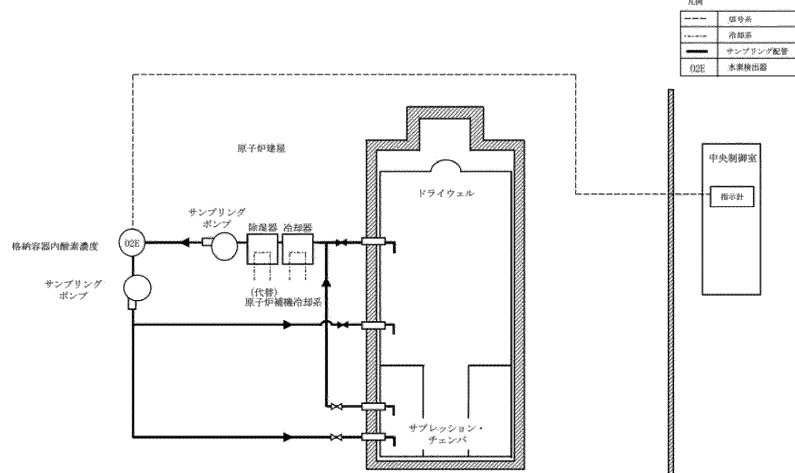
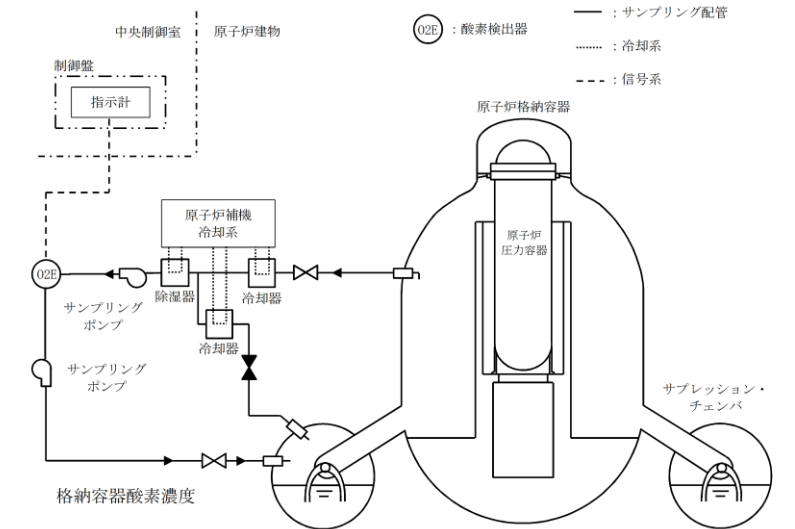


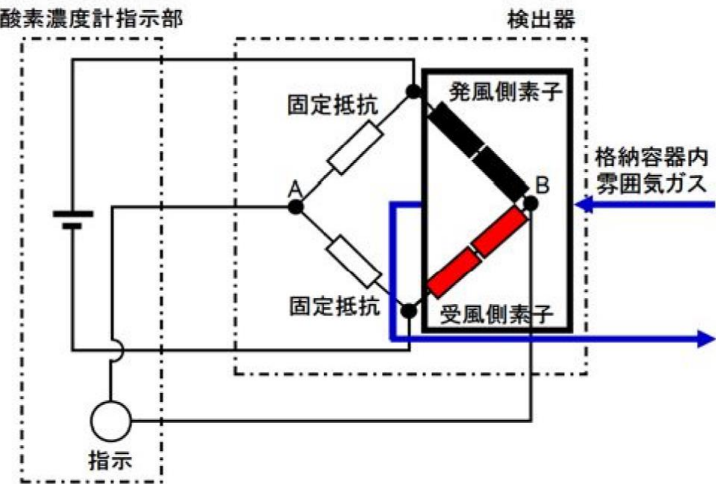
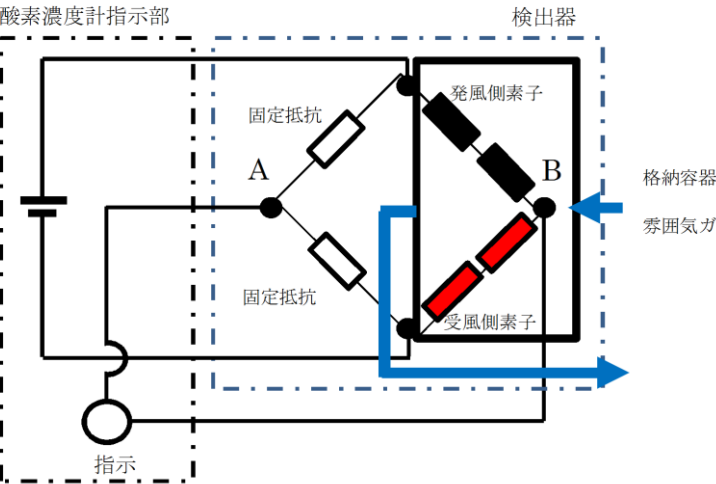
図 13 格納容器酸素濃度 (SA) の動作原理イメージ

・設備の相違
【柏崎 6/7】
 設計方針の相違による設備の相違
 島根 2号炉は磁気力式酸素検出器を採用している

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. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p>(3) 設置場所</p>  <p>図 14 機器配置図 (原子炉建物中2階)</p>	<p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 設計方針の相違による設備の相違 島根 2号炉は磁気力式酸素検出器を採用している</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. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>3. 格納容器内酸素濃度について</p> <p>(1) システム構成</p> <p>格納容器内酸素濃度のシステム概要を図14に示す。格納容器内酸素濃度は、設計基準対象施設及び重大事故等対処設備の機能を有しており、格納容器内酸素濃度の検出信号は、熱磁気風式酸素検出器にて酸素濃度を検出し、演算装置にて電気信号へ変換する処理を行った後、格納容器内酸素濃度を中央制御室に指示し、記録する。</p> <p>(図15「6号炉格納容器内酸素濃度の概略構成図」、図16「7号炉格納容器内酸素濃度の概略構成図」参照。)</p>  <p>図14 格納容器内酸素濃度システム概要</p>		<p>4. 格納容器酸素濃度 (B系) について</p> <p>(1) システム構成</p> <p>格納容器酸素濃度 (B系) のシステム概要を図15に示す。格納容器酸素濃度 (B系) は、設計基準対象施設及び重大事故等対処設備の機能を有しており、格納容器酸素濃度 (B系) の検出信号は、熱磁気風式酸素検出器からの電圧信号を、前置増幅器で増幅し、演算装置にて酸素濃度信号へ変換する処理を行った後、格納容器酸素濃度 (B系) を中央制御室に指示し、緊急時対策所にて記録する。(図16「格納容器酸素濃度 (B系) の概略構成図」参照。)</p>  <p>図15 格納容器酸素濃度 (B系) システム概要</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> 設備の相違 島根2号炉は単独申請であり、該当なし

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>熱磁気風式 酸素検出器</p> <p>中央制御室</p> <p>指示</p> <p>演算装置</p> <p>プロセス計算機室</p> <p>演算装置</p> <p>記録</p> <p>記録</p> <p>[補正] サンプルガス温度, サンプルガス圧力及び 格納容器内水素濃度</p> <p>[補正] ドレン水位</p> <p>(注1) 記録計 (注2) 緊急時対策支援システム伝送装置</p> <p>設計基準対象施設 重大事故等対処設備 設計基準対象施設及び 重大事故等対処設備</p>		<p>熱磁気風式 酸素検出器</p> <p>前置増幅器</p> <p>中央制御室</p> <p>指示</p> <p>演算装置</p> <p>プロセス計算機室</p> <p>演算装置</p> <p>記録</p> <p>記録</p> <p>[補正] サンプルガス温度 及びドレン水位</p> <p>(注1) 記録計 (注2) 安全パラメータ表示システム (SPDS) (SPDS伝送サーバ)</p> <p>設計基準対象施設 重大事故等対処設備 設計基準対象施設及び 重大事故等対処設備</p>	備考
<p>図15 6号炉格納容器内酸素濃度の概略構成図</p>		<p>図16 格納容器酸素濃度 (B系) の概略構成図</p>	
<p>熱磁気風式 酸素検出器</p> <p>前置増幅器</p> <p>中央制御室</p> <p>指示</p> <p>演算装置</p> <p>プロセス計算機室</p> <p>演算装置</p> <p>記録</p> <p>記録</p> <p>[補正] サンプルガス温度及び ドレン水位</p> <p>(注1) 記録計 (注2) 緊急時対策支援システム伝送装置</p> <p>設計基準対象施設 重大事故等対処設備 設計基準対象施設及び 重大事故等対処設備</p>			<p>・設備の相違 【柏崎6/7】 設計方針の相違による設計仕様の相違</p>
<p>図16 7号炉格納容器内酸素濃度の概略構成図</p>			
			<p>・設備の相違 島根2号炉は単独申請であり、該当なし</p>

<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. 18 版)</p>	<p>島根原子力発電所 2号炉</p>	<p>備考</p>
<p>(2)測定原理</p> <p>格納容器内の酸素濃度を測定するために用いる酸素濃度計は、熱磁気風式のものを用いる。熱磁気風式の酸素検出器は、図 17 に示すとおり、サーミスタ温度素子(発風側素子, 受風側素子)及び2つの固定抵抗でブリッジ回路が構成されており、検出素子及び補償素子は一定温度で保温されている。</p>  <p>図 17 酸素濃度計検出回路の概要図</p> <p>酸素含有ガスの流れを図 18 に示す。酸素濃度計は 2 層構造のチャンバーで構成されており、サンプル入口より下部流入チャンパー内にサンプルガスが流入する。サンプルガスの大部分は下部流入チャンパーを通過しサンプル出口へ流出するが、少量のサンプルガスは上部測定チャンパー内に流入する。酸素は極めて強い常磁性体であることから、上部測定チャンパーに流入したサンプルガスは磁界中心部に引き寄せられ、加熱された発風側素子により温度が上昇する。磁化率は温度に反比例することから、後から流入してくる低温のサンプルガスにより、高温となったサンプルガスは磁界中心部から追い出されることとなる。発風側素子は低温のサンプルガスに熱を奪われることで冷やされることとなり、磁界外の受風側素子は発風側素子が奪われた熱を受け取り、暖められることとなる。</p>		<p>(2)測定原理</p> <p>原子炉格納容器内の酸素濃度を測定するために用いる格納容器酸素濃度 (B系) は、熱磁気風式のものを用いる。熱磁気風式の酸素検出器は、図 17 に示すとおり、サーミスタ温度素子(発風側素子, 受風側素子)及び2つの固定抵抗でブリッジ回路が構成されており、検出素子及び補償素子は一定温度で保温されている。</p>  <p>図 17 格納容器酸素濃度 (B系) 検出回路の概要図</p> <p>格納容器酸素濃度 (B系) の原理図を図 18 に示す。酸素濃度計は 2 層構造のチャンバーで構成されており、サンプル入口より下部流入チャンパー内にサンプルガスが流入する。サンプルガスの大部分は下部流入チャンパーを通過しサンプル出口へ流出するが、少量のサンプルガスは上部測定チャンパー内に流入する。酸素は極めて強い常磁性体であることから、上部測定チャンパーに流入したサンプルガスは磁界中心部に引き寄せられ、加熱された発風側素子により温度が上昇する。磁化率は温度に反比例することから、後から流入してくる低温のサンプルガスにより、高温となったサンプルガスは磁界中心部から追い出されることとなる。発風側素子は低温のサンプルガスに熱を奪われることで冷やされることとなり、磁界外の受風側素子は発風側素子が奪われた熱を受け取り、暖められることとなる。</p>	

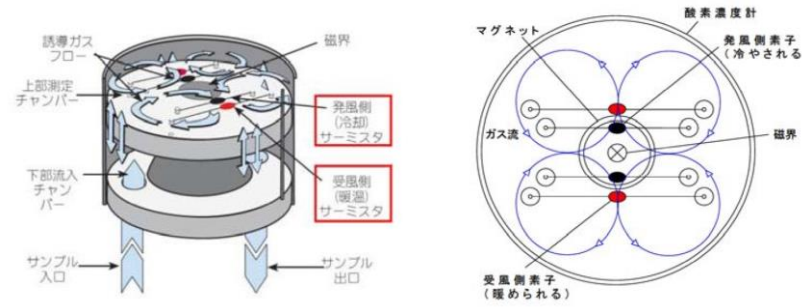


図 18 酸素含有ガスの流れ

チャンバー内に酸素を含む格納容器内雰囲気ガスを流すと、磁気風により発風側素子の温度が下がることで、発風側素子の抵抗は小さくなる。一方、受風側素子の温度が上がることで、受風側素子の抵抗は大きくなる。発風側素子と受風側素子の抵抗値が変化することで、ブリッジ回路の平衡が変化し、図 17 の AB 間に電位差(電流)が生じる。この電位差が酸素濃度に比例する原理を用いて、酸素濃度を測定する。

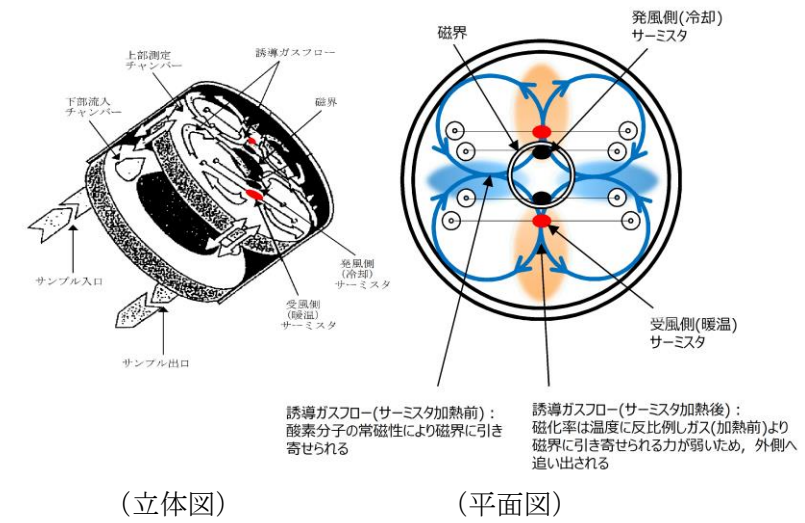

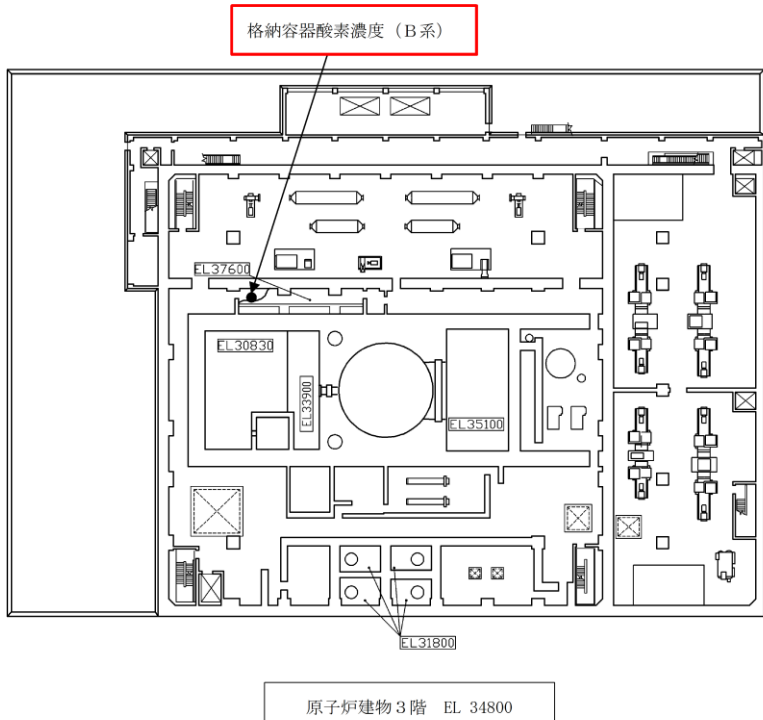
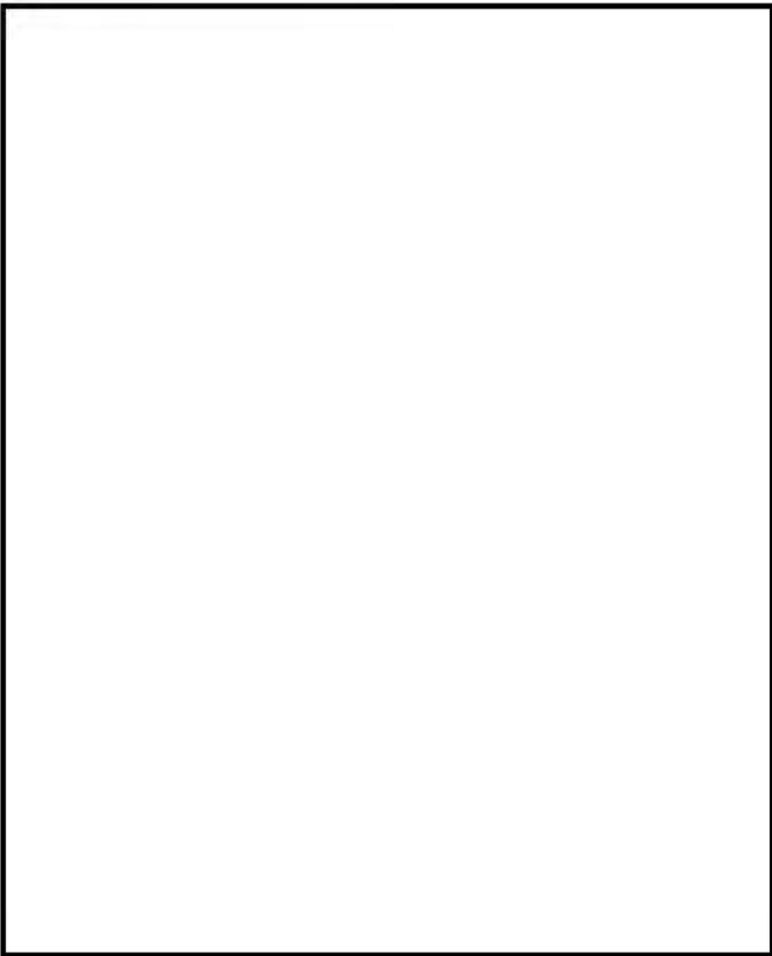
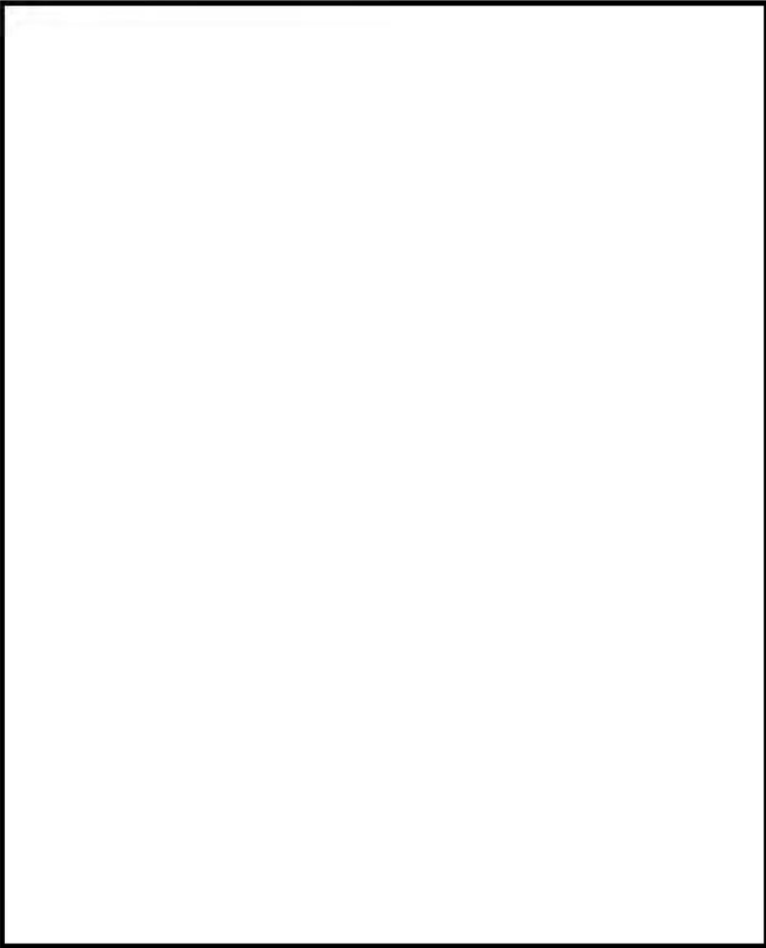


図 18 格納容器酸素濃度 (B系) の原理図

チャンバー内に酸素を含む原子炉格納容器内雰囲気ガスを流すと、磁気風により発風側素子の温度が下がることで、発風側素子の抵抗は小さくなる。一方、受風側素子の温度が上がることで、受風側素子の抵抗は大きくなる。発風側素子と受風側素子の抵抗値が変化することで、ブリッジ回路の平衡が変化し、図 17 の AB 間に電位差(電流)が生じる。この電位差が酸素濃度に比例する原理を用いて、酸素濃度を測定する。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(3) 設置場所</p>  <p>図 19 機器配置図(6号炉原子炉建屋地上中3階)</p>		<p>(3) 設置場所</p>  <p>図 19 機器配置図 (原子炉建物 3階)</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. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
 <p data-bbox="243 1150 795 1182">図 20 機器配置図(6号炉原子炉建屋地上3階)</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. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
 <p data-bbox="240 1150 801 1182">図 21 機器配置図(7号炉原子炉建屋地上中3階)</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 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">別紙-2</p> <p style="text-align: center;">循環流量の確保について</p> <p>代替循環冷却系の必要容量は、「2.1 有効性評価シナリオの成立性」で有効性が確認できている循環流量 <u>190m³/h</u> (原子炉注水：<u>90m³/h</u> 及び格納容器スプレイ：<u>100m³/h</u> 又は、格納容器下部注水：<u>50m³/h</u> 及び格納容器スプレイ：<u>140m³/h</u>) 以上とする。</p> <p>よって、代替循環冷却系が循環流量 <u>190m³/h</u> 以上を確保可能であることを示す。</p> <p>評価にあたっては「①ポンプのNPSH(Net Positive Suction Head) 評価」で系統圧力損失を考慮した有効NPSHがMUWCポンプの必要NPSHを満足することを確認する。</p> <p><u>次に、「②循環流量評価」で系統圧力損失を考慮して、循環流量190m³/hが確保可能であることを確認する。</u></p> <p>また、代替循環冷却系運転時の系統閉塞による性能低下を防止するために「③系統の閉塞防止対策」で閉塞防止対策を示す。</p>	<p style="text-align: right;">別紙 1</p> <p style="text-align: center;">循環流量の確保について</p> <p>代替循環冷却系の必要容量は、<u>格納容器破損防止対策の有効性評価において有効性期待している流量 250m³/h*</u>を確保する。</p> <p>※：<u>3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)、3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱、3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用、3.4 水素燃焼、3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用で期待する流量</u></p> <p>代替循環冷却系ポンプは、補足説明資料 50-6 に示すとおり、循環流量 <u>250m³/h</u> 以上を確保できるものを設置する。</p> <p>代替循環冷却系ポンプのNPSH (Net Positive Suction Head) の評価を「(1) ポンプのNPSH 評価」に示す。</p> <p>また、代替循環冷却系運転時の系統閉塞による性能低下を防止するための対策を「(2) 系統の閉塞防止対策」に示す。</p>	<p style="text-align: right;">別紙-2</p> <p style="text-align: center;">循環流量の確保について</p> <p>残留熱代替除去系の必要容量は、「2.1 有効性評価シナリオの成立性」で有効性が確認できている循環流量 <u>150m³/h</u> (原子炉注水：<u>30m³/h</u> 及び格納容器スプレイ：<u>120m³/h</u>) 以上とする。</p> <p>よって、残留熱代替除去系は循環流量 <u>150m³/h</u> 以上を確保する。</p> <p>残留熱代替除去ポンプは、補足説明資料 50-7 に示すとおり、循環流量 <u>150m³/h</u> 以上を確保できるものを設置する。</p> <p>評価にあたっては「(1)ポンプのNPSH(Net Positive Suction Head)評価」で系統圧力損失を考慮した有効NPSHが残留熱代替除去ポンプの必要NPSHを満足することを確認する。</p> <p>また、残留熱代替除去系運転時の系統閉塞による性能低下を防止するために「(2) 系統の閉塞防止対策」で閉塞防止対策を示す。</p>	<p>・設備の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 設備仕様の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は PCV スプレイにより PCV 下部へ注水する</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 系統仕様の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、SA 専用設備として残留熱代替除去ポンプを設置する</p> <p>【東海第二】 設備仕様の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、SA 専用設備として残留熱代替除去ポンプを設置する</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 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>①ポンプのNPSH評価</p> <p>ポンプがキャビテーションを起こさず正常に動作するためには、流体圧力や吸込配管圧力損失等により求められる「有効NPSH」が、ポンプの「必要NPSH」と同等かそれ以上であること（有効NPSH\geq必要NPSH）を満足する必要がある、有効NPSHと必要NPSHを比較するNPSH評価により確認を行う。ここでは、<u>代替循環冷却系においてMUWCポンプが正常に動作することをNPSH評価により確認する。</u></p> <p>本評価では、図1の系統構成を想定し、格納容器内圧力(S/C)、サプレッション・チェンバ・プール水位とMUWCポンプ軸レベル間の水頭差、吸込配管圧力損失（残留熱除去系ストレーナ、<u>残留熱除去系ポンプ、残留熱除去系熱交換器の圧力損失を含む</u>）により求められる有効NPSHと、<u>MUWCポンプの必要NPSHを比較</u>することで評価する。</p> <p>代替循環冷却系においては、格納容器内圧力(S/C)が変動することが想定され、これに伴い有効NPSHが変動することとなるため、ここでは、有効NPSHを満足できる格納容器内圧力(S/C)の下限を示す。評価条件を図2、表1に示す。</p>	<p>(1) ポンプのNPSH評価</p> <p>ポンプがキャビテーションを起こさず正常に動作するためには、流体圧力や吸込配管圧力損失等により求められる「有効NPSH」が、ポンプの「必要NPSH」以上（有効NPSH\geq必要NPSH）であることが必要であり、有効NPSHと必要NPSHを比較するNPSH評価により確認を行う。</p> <p>本評価では、<u>第1図</u>の系統構成を想定し、格納容器内圧力、サプレッション・プール水位と代替循環冷却系ポンプ軸レベル間の水頭差、吸込配管圧力損失（残留熱除去系ストレーナ、<u>残留熱除去系ポンプ、残留熱除去系熱交換器の圧力損失を含む</u>）により求められる有効NPSHと、<u>代替循環冷却系ポンプの必要NPSHを比較</u>することで評価する。</p> <p><u>評価条件を第1表に示す。</u></p>	<p>(1) ポンプのNPSH評価</p> <p>ポンプがキャビテーションを起こさず正常に動作するためには、流体圧力や吸込配管圧力損失等により求められる「有効NPSH」が、ポンプの「必要NPSH」と同等かそれ以上であること（有効NPSH\geq必要NPSH）を満足する必要がある、有効NPSHと必要NPSHを比較するNPSH評価により確認を行う。</p> <p>本評価では、<u>図1</u>の系統構成を想定し、格納容器内圧力、サプレッション・プール水位と残留熱代替除去ポンプ軸レベル間の水頭差及び吸込配管圧力損失（残留熱除去系ストレーナの圧力損失を含む）により求められる有効NPSHと、<u>残留熱代替除去ポンプの必要NPSHを比較</u>することで評価する。</p> <p><u>残留熱代替除去系においては、格納容器内圧力が変動することが想定され、これに伴い有効NPSHが変動することとなるため、ここでは、有効NPSHを満足できる格納容器内圧力の下限を示す。評価条件を図2、表1に示す。</u></p>	<p>・設備の相違</p> <p>【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、残留熱除去ポンプを流路とせず、残留熱代替除去ポンプ下流に残留熱除去系熱交換器を配置する設計とする</p>

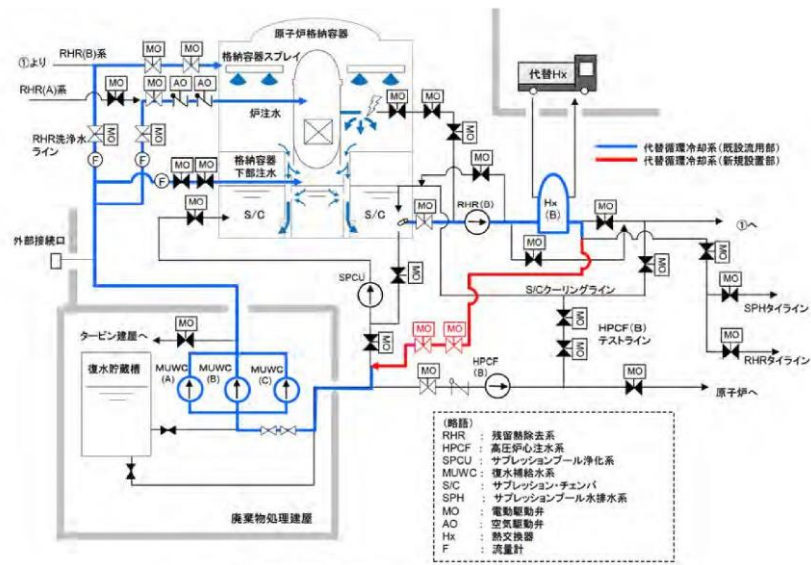


図1 代替循環冷却 系統概要図 (7号炉の例)

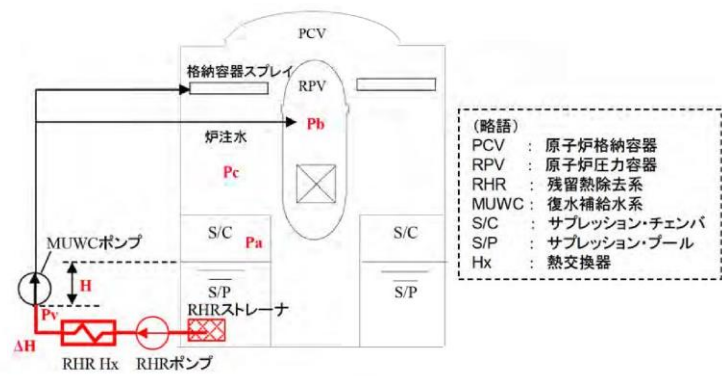
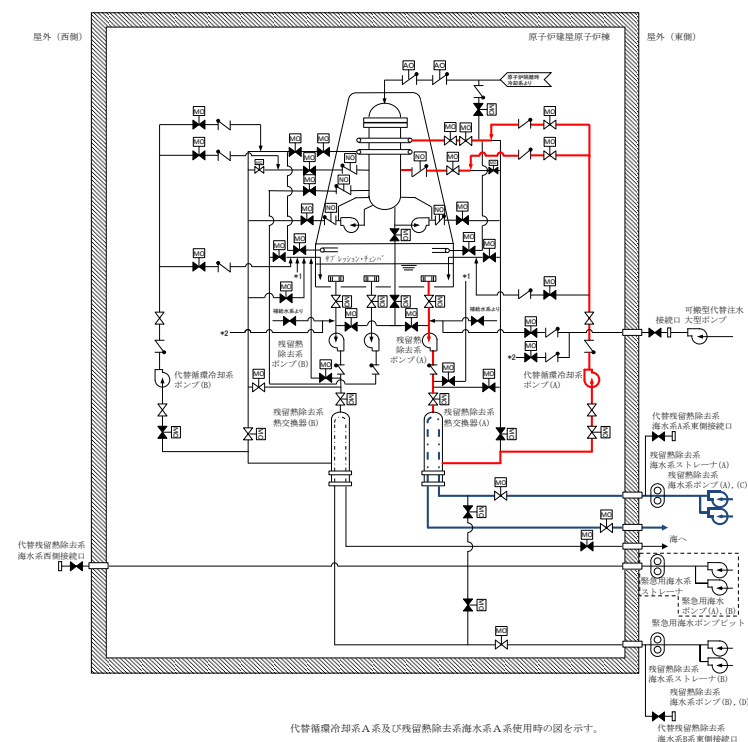


図2 NPSH 評価条件図



第1図 代替循環冷却系 系統概要図

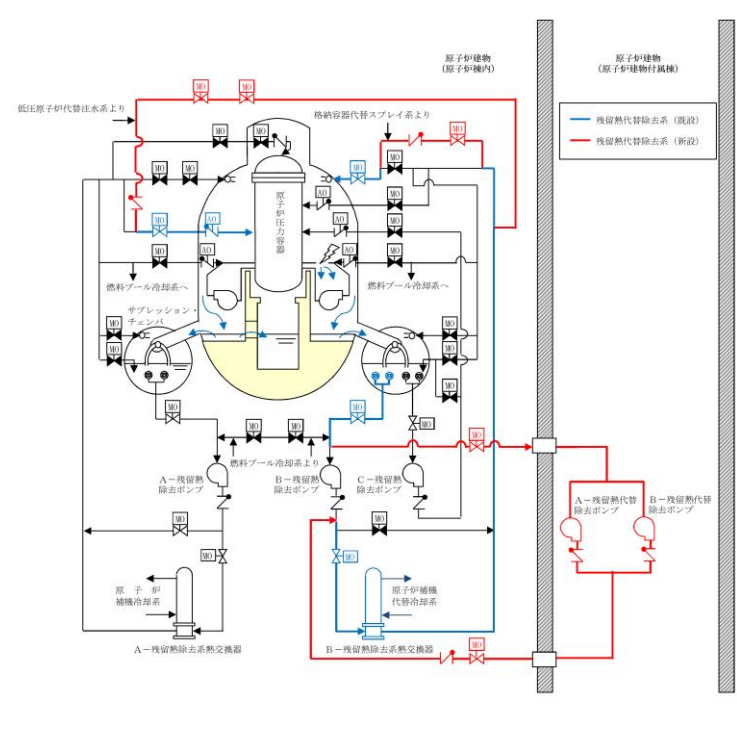


図1 残留熱代替除去系系統概要図

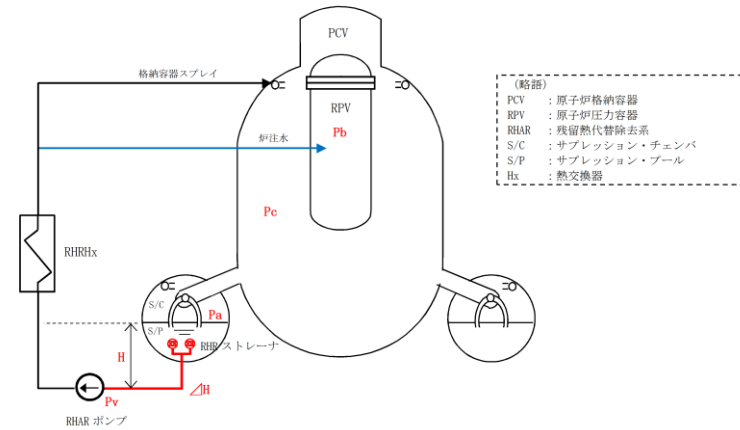


図2 NPSH 評価条件図

・設備の相違

・設備の相違

表1 NPSH 評価条件

項目	6号炉	7号炉	設定根拠
Pa			— (本評価では、NPSH 評価を成立させる S/C 圧力の下限を求めるものである)
Pv			S/C 限界圧力 0.62MPa に対する S/P 水飽和温度 166℃を想定した場合、代替循環冷却系運転時の冷却を考慮した MUWC ポンプ入口温度 (□℃と設定*) での飽和蒸気圧とする
H			S/P 水位は通常最低水位 (T.M.S.L.-1200)とし、MUWC ポンプ軸レベルは T.M.S.L. □ とする。
ΔH			□ m³/h (本系統循環流量 190m³/h に余裕を見込んだ値) 時の RHR ストレーナ～MUWC ポンプ入口までの配管の圧損
			工認記載値に、RHR 定格流量 954m³/h と □ m³/h (本系統循環流量 190m³/h に余裕を見込んだ値) の二乗比を掛けて算出した圧損約 □ m に余裕を見込み □ m とする
			RHR ポンプの構造を模擬して算出した圧損 (本系統循環流量 190m³/h に余裕を見込んだ □ m³/h 時における値)
			RHR 熱交換器圧損 RHR ポンプ定格流量時の許容圧損値に RHR 定格流量 954m³/h と □ m³/h (本系統循環流量 190m³/h に余裕を見込んだ値) の二乗比を掛けて算出した値
—			MUWC ポンプの必要 NPSH

(略語) T.M.S.L. : 東京湾平均海面

※代替原子炉補機冷却系により残留熱除去系熱交換器を介して除熱 (約 24MW) した場合の、MUWC ポンプ入口温度評価結果に余裕を見た値としている。なお、MUWC ポンプ入口温度評価にあたっては 6 号炉を代表とし、循環流量は代替循環冷却系必要流量 (190m³/h) に余裕を考慮した □ m³/h として保守的に評価している。

表 1 の条件を元に、(有効NPSH) ≥ (必要NPSH) の式より、有効NPSHを満足できる格納容器内圧力 (S/C) の下限を求める。

【6号炉】

$$(有効NPSH) = Pa - Pv + H - \Delta H \geq (必要NPSH)$$

$$Pa \geq \square \text{MPa [gage]}$$

以上の評価結果より、6号炉では格納容器内圧力 (S/C) が「□MPa[gage] 以上」の条件において有効NPSHを満足できることを確認した。

第1表 NPSH 評価条件

項目	設定値	単位	設定根拠
Pa		m	保守的に大気圧と仮定
Pv		m	50℃における飽和蒸気圧力
H		m	S/P 水位レベル (LWL): EL □ m とポンプ軸レベル: EL □ m の差
ΔH	吸込配管圧損 (ストレーナ込)	m	ポンプ流量 250m³/h における圧損値
	デブリ圧損	m	ポンプ流量 250m³/h における圧損値
	代替循環冷却系ポンプの必要 NPSH	m	ポンプ予想性能曲線読み取り値 (@250m³/h)

第 1 表の条件を元に、(有効 NPSH) ≥ (必要 NPSH) の式より、有効 NPSH が必要 NPSH を満足できるか確認する。

$$(有効 NPSH) = Pa - Pv + H - \Delta H \geq (必要 NPSH)$$

$$\square \geq (必要 NPSH)$$

表1 NPSH 評価条件

項目	2号炉	設定根拠
Pa		(本評価では、NPSH 評価を成立させる S/C 圧力の下限を求めるものである)
Pv		残留熱代替除去ポンプ入口温度での飽和蒸気圧 (水頭換算値) 有効性評価解析値であるピーク温度 132℃の飽和蒸気圧力
H		S/P 水位レベル (LWL): □ とポンプ軸レベル: □ の差
ΔH	吸込配管圧損 (ストレーナ込)	ポンプ流量 150m³/h における圧損値
	残留熱代替除去ポンプの必要 NPSH	ポンプ定格流量時の必要 NPSH

表 1 の条件を元に、(有効 NPSH) ≥ (必要 NPSH) の式より、有効 NPSH が必要 NPSH を満足できるか確認する。

$$(有効 NPSH) = Pa - Pv + H - \Delta H \geq (必要 NPSH)$$

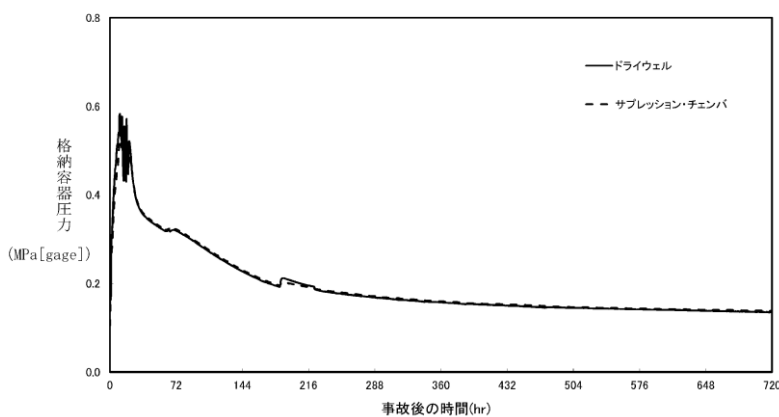
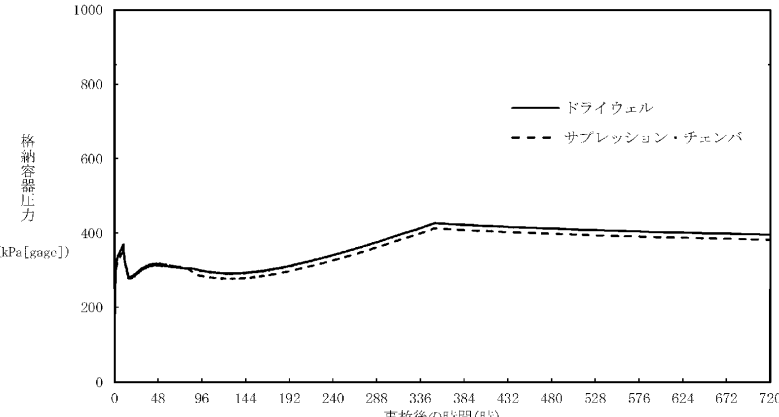
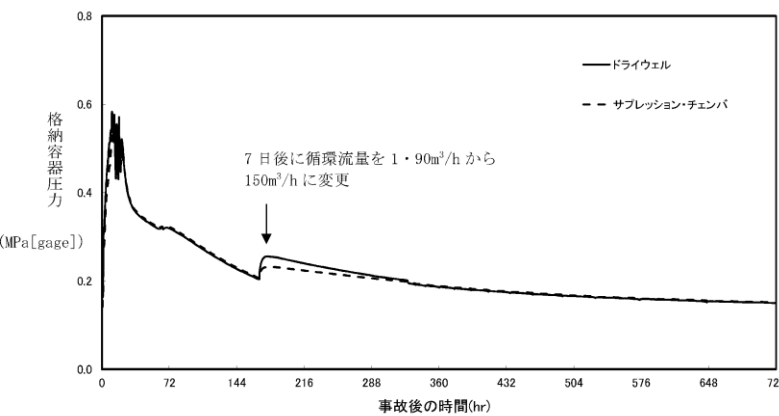
$$Pa \geq \square \text{MPa [gage]}$$

・設備の相違

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>【7号炉】</p> <p>(有効NPSH) = Pa - Pv + H - ΔH ≥ (必要NPSH)</p> <p>Pa ≥ [] MPa[gage]</p> <p>以上の評価結果より、7号炉では格納容器内圧力 (S/C) が「 [] MPa[gage] 以上」の条件において有効NPSHを満足できることを確認した。</p> <p>上記の結果を踏まえ、格納容器内圧力 (S/C) が6号炉では [] MPa[gage]以上、7号炉では [] MPa[gage] 以上の状態であればMUWCポンプの必要NPSHを満足することから、重大事故等時において代替循環冷却系は成立する。</p> <p><代替循環冷却系の運転成立条件を拡張する方法について></p> <p>上記の評価結果にもあるとおり、代替循環冷却系の運転を長期継続し、事故後格納容器内圧力 (S/C) が低下し、6号炉では [] MPa[gage]以下、7号炉では [] MPa[gage]以下程度になるとMUWCポンプの必要NPSHが満足できなくなる。しかしながら上記評価は、代替循環冷却起動初期の系統温度、系統必要流量における評価結果であり、事故後長期の条件と比べ、系統温度、流量上は保守的な評価である。これら系統の温度や流量について、事故後長期を想定すると成立条件は緩和されるとともに、運転操作によって調整することも可能なパラメータでもあるため、不必要なポンプの起動停止を繰り返さないためにも、代替循環冷却系の成立条件を極力逸脱しないように運転操作を行う。</p> <p>運転操作における具体的な調整パラメータを次に示す。NPSH評価の式から、「Pa ≥ Pv - H + ΔH + (必要NPSH)」となることから、「Pv - H + ΔH + (必要NPSH)」の項が小さくなると、それに伴いPa (格納容器内圧力 (S/C)) も小さくなる。つまり、Pv (復水移送ポンプ入口温度での飽和蒸気圧) が低下すること、ΔH (圧力損失) が低下することにより、代替循環冷却系成立に必要なPa (格納容器内圧力 (S/C)) の下限値は低下するため、より運転範囲が広がる。</p> <p>したがって、次の観点から、運転パラメータ監視、運転操作を行うことで、ポンプの起動停止操作を極力繰り返すことのない、長期的な運転が可能である。</p>	<p>上記の結果から、重大事故等時において代替循環冷却系は成立する。</p>	<p>上記の結果を踏まえ、格納容器内圧力が [] MPa[gage]以上の状態であれば残留熱代替除去ポンプの必要NPSHを満足する。重大事故等時においては、格納容器内圧力が [] MPa[gage]以上であることから、残留熱代替除去系は成立する。</p>	<p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は、循環冷却運転初期の条件において、格納容器圧力が、NPSH 評価を成立させる最低圧力を上回るため、事故後長期の条件における条件緩和を期待した評価は不要である(以下、別紙 2 では①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 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																								
<p>代替循環冷却系の運転が長期的に継続可能なことの例として、<u>事故後長期の状態を想定した場合の「NPSH評価の結果(格納容器内圧力(S/C)の下限)」及び「代替循環冷却系運転を30日間継続した場合の評価結果例」を示す。</u></p> <p><NSPH評価></p> <p><u>事故後長期の状態を想定した場合のNPSH評価を行い、格納容器内圧力(S/C)の下限を示す。条件を図2、表2に示す。なお、代表として6号炉における結果を示す。</u></p> <p>表2 NPSH評価条件(事故後長期を想定したケース)</p> <table border="1" data-bbox="172 709 890 1348"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>6号炉</th> <th>設定根拠</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Pa</td> <td>S/C圧力</td> <td>— (本評価では、NPSH評価を成立させるS/C圧力の下限を定めるものである)</td> </tr> <tr> <td>Pv</td> <td>MUWCポンプ入口温度での飽和蒸気圧(水頭換算値)</td> <td>S/P水温度130℃^{※1}を想定した場合の、代替循環冷却系運転時の冷却を考慮したMUWCポンプ入口温度(□℃と設定^{※2})での飽和蒸気圧とする</td> </tr> <tr> <td>H</td> <td>S/P水位とMUWCポンプ軸レベル間の水頭差</td> <td>S/P水位はT.M.S.L.0^{※1}とし、MUWCポンプ軸レベルはT.M.S.L.□とする。</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">ΔH</td> <td>吸込配管圧損</td> <td>本系統循環流量190m³/h時のRHRストレナー～MUWCポンプ入口までの配管の圧損</td> </tr> <tr> <td>RHRストレナー圧損</td> <td>工認記載値に、RHR定格流量954m³/hと本系統循環流量190m³/hの二乗比を掛けて算出した圧損</td> </tr> <tr> <td>RHRポンプ圧損</td> <td>RHRポンプの構造を模擬して算出した圧損(本系統循環流量190m³/h時における値)に余裕を見込み□mとする</td> </tr> <tr> <td>RHR熱交換器圧損</td> <td>RHRポンプ定格流量時の許容圧損値にRHR定格流量954m³/hと本系統循環流量190m³/hの二乗比を掛けて算出した値</td> </tr> <tr> <td>—</td> <td>MUWCポンプの必要NPSH</td> <td>ポンプ定格流量時の必要NPSH</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 「2.1 有効性評価シナリオの成立性」における事故後7日後を想定</p> <p>※2 代替原子炉補機冷却系により残留熱除去系熱交換器を介して除熱した場合の、MUWCポンプ入口温度評価結果に余裕を見た値としている。なお、MUWCポンプ入口温度評価にあたっては、代替循環冷却系必要流量190m³/hを用いて評価している。</p> <p>表2の条件を基に、(有効NPSH) ≥ (必要NPSH) の式より、<u>有効NPSHを満足できる格納容器内圧力(S/C)の下限を求める。</u></p>	項目	6号炉	設定根拠	Pa	S/C圧力	— (本評価では、NPSH評価を成立させるS/C圧力の下限を定めるものである)	Pv	MUWCポンプ入口温度での飽和蒸気圧(水頭換算値)	S/P水温度130℃ ^{※1} を想定した場合の、代替循環冷却系運転時の冷却を考慮したMUWCポンプ入口温度(□℃と設定 ^{※2})での飽和蒸気圧とする	H	S/P水位とMUWCポンプ軸レベル間の水頭差	S/P水位はT.M.S.L.0 ^{※1} とし、MUWCポンプ軸レベルはT.M.S.L.□とする。	ΔH	吸込配管圧損	本系統循環流量190m ³ /h時のRHRストレナー～MUWCポンプ入口までの配管の圧損	RHRストレナー圧損	工認記載値に、RHR定格流量954m ³ /hと本系統循環流量190m ³ /hの二乗比を掛けて算出した圧損	RHRポンプ圧損	RHRポンプの構造を模擬して算出した圧損(本系統循環流量190m ³ /h時における値)に余裕を見込み□mとする	RHR熱交換器圧損	RHRポンプ定格流量時の許容圧損値にRHR定格流量954m ³ /hと本系統循環流量190m ³ /hの二乗比を掛けて算出した値	—	MUWCポンプの必要NPSH	ポンプ定格流量時の必要NPSH		<p><u>また、残留熱代替除去系の運転が長期的に継続可能なことの例として、「残留熱代替除去系運転を30日間継続した場合の評価結果例」を示す。</u></p>	<p>・設備の相違 【柏崎6/7】 ①の相違 ・記載方針の相違 【東海第二】</p>
項目	6号炉	設定根拠																									
Pa	S/C圧力	— (本評価では、NPSH評価を成立させるS/C圧力の下限を定めるものである)																									
Pv	MUWCポンプ入口温度での飽和蒸気圧(水頭換算値)	S/P水温度130℃ ^{※1} を想定した場合の、代替循環冷却系運転時の冷却を考慮したMUWCポンプ入口温度(□℃と設定 ^{※2})での飽和蒸気圧とする																									
H	S/P水位とMUWCポンプ軸レベル間の水頭差	S/P水位はT.M.S.L.0 ^{※1} とし、MUWCポンプ軸レベルはT.M.S.L.□とする。																									
ΔH	吸込配管圧損	本系統循環流量190m ³ /h時のRHRストレナー～MUWCポンプ入口までの配管の圧損																									
	RHRストレナー圧損	工認記載値に、RHR定格流量954m ³ /hと本系統循環流量190m ³ /hの二乗比を掛けて算出した圧損																									
	RHRポンプ圧損	RHRポンプの構造を模擬して算出した圧損(本系統循環流量190m ³ /h時における値)に余裕を見込み□mとする																									
	RHR熱交換器圧損	RHRポンプ定格流量時の許容圧損値にRHR定格流量954m ³ /hと本系統循環流量190m ³ /hの二乗比を掛けて算出した値																									
—	MUWCポンプの必要NPSH	ポンプ定格流量時の必要NPSH																									

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>【6号炉】</p> <p>$(\text{有効NPSH}) = P_a - P_v + H - \Delta H \geq (\text{必要NPSH})$</p> <p>$P_a \geq \text{[] MPa[gage]}$</p> <p>以上の評価結果より、6号炉では格納容器内圧力 (S/C) が「[] MPa[gage] 以上」の条件において有効NPSHを満足できることを確認した。</p> <p>以上より、事故後長期の条件を想定した場合において、格納容器内圧力 (S/C) が [] MPa[gage] 以上の状態であれば MUWC ポンプの必要 NPSH を満足する。この値からも、代替循環冷却系の運転は長期的に継続可能と考えられる。</p> <p><代替循環冷却系運転を30日間継続した場合の評価結果例></p> <p>「2.1 有効性評価シナリオの成立性」の格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用する場合) において、循環流量 $190\text{m}^3/\text{h}$ にて代替循環冷却系を30日間運転継続した場合の格納容器圧力の推移の評価結果例を図4に示す。</p> <p>図4より、事故30日後の格納容器圧力は約 0.13MPa [gage] であるため、上記NPSH評価結果の [] MPa[gage] 以上であり、代替循環冷却系の運転は継続可能である。</p> <p>なお、長期的に安定状態を維持するにあたり、原子炉格納容器が隔離されている又は隔離した場合、水-放射線分解により発生する可燃性ガスの濃度制御が必要となる。この濃度制御は、事故後7日以降において、可燃性ガス濃度制御系の復旧により、格納容器内の酸素/水素を再結合することにより、可燃限界濃度に到達することなく長期安定停止状態を維持することが可能となる。</p> <p>仮に可燃性ガス濃度制御系の復旧に期待できない場合、原子炉格納容器内の酸素濃度監視により、酸素濃度が5%に至る前に排気 (ベント) する運用としている。このとき、ベント弁の開度を調整することにより、徐々に格納容器圧力を低下させ、かつ、原子炉格納容器が負圧となるとを防止するための措置として、窒素注入を継続し、長期的な安定状態を維持する。排気 (ベント)</p>		<p>(残留熱代替除去系運転を 30 日間継続した場合の評価結果例)</p> <p>「2.1 有効性評価シナリオの成立性」の格納容器過圧・過温破損 (残留熱代替除去系を使用する場合) において、循環流量 $150\text{m}^3/\text{h}$ にて残留熱代替除去系を 30 日間運転継続した場合の格納容器圧力の推移の評価結果例を図3に示す。</p> <p>図3より、事故 30 日後の格納容器圧力は約 0.4MPa[gage] であるため、上記 NPSH 評価結果の [] MPa[gage] 以上であり、残留熱代替除去系の運転は継続可能である。</p> <p>なお、長期的に安定状態を維持するにあたり、原子炉格納容器が隔離されている又は隔離した場合、水-放射線分解により発生する可燃性ガスの濃度制御が必要となる。この濃度制御は、事故後 12 時間後において、可搬式窒素供給装置により、格納容器内に窒素ガスを注入し酸素濃度を抑制することにより、水素が可燃限界濃度に到達することなく長期安定停止状態を維持することが可能となる。</p>	<p>備考</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 設計仕様の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 設計仕様の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 可燃性ガスの濃度制御設備および制御方法の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、格納容器ベント中、残留熱代替除去系を運転しない</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 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>により格納容器圧力は低下するがさらに長期間（60日後）にわたり運転継続した場合でも、格納容器圧力 (S/C) は約0.03MPa [gage] であり、この場合であっても、代替循環冷却系の運転は継続可能である。</p> <p>さらに、図5に示すとおり、事故後7日以降にサブプレッション・チェンバ・プール水位のみで必要NPSHが確保可能な循環流量（150m³/h）に変更した場合においても、事象を収束させることができることから、代替循環冷却系の運転は長期的に継続可能である。</p>  <p>図4 格納容器圧力の推移 (循環流量190m³/hにて代替循環冷却を30日間運転継続した場合)</p>		 <p>図3 格納容器圧力の推移(循環流量 150m³/hにて残留熱代替除去系を30日間運転継続した場合)</p>	<p>・設備の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は循環流量を変更することなく必要NPSHが確保可能</p> <p>・設備の相違</p> <p>・設備の相違</p>
 <p>図5 格納容器圧力の推移 (7日後より循環流量を150m³/hに変更し、代替循環冷却を30日間運転継続した場合)</p>			<p>・設備の相違</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. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																
<p>②循環流量評価</p> <p>代替循環冷却系において循環流量190m³/h以上確保できることを確認する。</p> <p>確認方法は、MUWCポンプの「性能曲線」(揚程と流量の関係図)と図1の系統構成を想定した場合の「システム抵抗曲線」との交点(ポンプの動作点)が190m³/h以上であることを確認する。ここで想定するシナリオとして、「2.1 有効性評価シナリオの成立性」の想定シナリオである「大破断LOCA+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失」の状態に加え、流量評価として保守側となるよう、原子炉圧力が高い状態を想定して評価を行う。</p> <p>評価条件は、図2及び表1の条件に、表3の条件を加えたものとする。</p> <p>表3 循環流量評価条件(図2及び表1の追加条件)</p> <table border="1" data-bbox="154 846 914 1073"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>6号炉</th> <th>7号炉</th> <th>設定根拠</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Pb</td> <td>RPV 圧力 [] MPa[gage]</td> <td>[] MPa[gage]</td> <td>S/C 限界圧力 0.62MPa+SRV 開圧力 [] MPa[※]とする</td> </tr> <tr> <td>—</td> <td>RPV 水位 MS ノズル (T. M. S. L. [])</td> <td>MS ノズル (T. M. S. L. [])</td> <td>RPV 水位は、RPV 満水の状態を想定し、MS ノズルまで (T. M. S. L. []) とする</td> </tr> <tr> <td>Pc</td> <td>PCV 圧力 0.62 MPa[gage]</td> <td>0.62 MPa[gage]</td> <td>PCV 限界圧力 0.62MPa とする</td> </tr> </tbody> </table> <p>(略語) SRV : 主蒸気逃がし安全弁, MS : 主蒸気 ※SRV 弁体の自重を押し上げるために必要な圧力</p> <p>【6号炉】</p> <p>6号炉のMUWCポンプ性能曲線及び系統のシステム抵抗曲線を用いて、循環流量190m³/h以上(原子炉注水90m³/h以上かつ格納容器スプレイ100m³/h以上)を達成できることを確認する。本評価にあたっては、原子炉注水流量が90m³/h以上であることを仮定し、格納容器スプレイが100m³/h以上並びに、原子炉注水流量と格納容器スプレイの合計流量が190m³/h以上が達成できることを確認する。なお、原子炉注水流量の仮定値については、MUWCポンプ性能曲線と、仮定値の原子炉注水流量から評価されるシステム抵抗曲線に交点があることを以て、妥当性を確認する。</p> <p>上記の考えを踏まえ、6号炉におけるMUWCポンプの「性能曲線」と「システム抵抗曲線」の関係図を図6に示す。</p> <p>図6より、原子炉注水の必要流量約90m³/h～約100m³/hの範囲において、性能曲線とシステム抵抗曲線の交点は約 [] m³/h～約 [] m³/hとなり、190m³/h以上を示していることから、6号炉において、必要循環流量190m³/hが確保可能であることを確認した。また、こ</p>	項目	6号炉	7号炉	設定根拠	Pb	RPV 圧力 [] MPa[gage]	[] MPa[gage]	S/C 限界圧力 0.62MPa+SRV 開圧力 [] MPa [※] とする	—	RPV 水位 MS ノズル (T. M. S. L. [])	MS ノズル (T. M. S. L. [])	RPV 水位は、RPV 満水の状態を想定し、MS ノズルまで (T. M. S. L. []) とする	Pc	PCV 圧力 0.62 MPa[gage]	0.62 MPa[gage]	PCV 限界圧力 0.62MPa とする			<p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根2号炉は、SA 専用設備として流量が確保できる残留熱代替除去ポンプを設計し、設置する</p>
項目	6号炉	7号炉	設定根拠																
Pb	RPV 圧力 [] MPa[gage]	[] MPa[gage]	S/C 限界圧力 0.62MPa+SRV 開圧力 [] MPa [※] とする																
—	RPV 水位 MS ノズル (T. M. S. L. [])	MS ノズル (T. M. S. L. [])	RPV 水位は、RPV 満水の状態を想定し、MS ノズルまで (T. M. S. L. []) とする																
Pc	PCV 圧力 0.62 MPa[gage]	0.62 MPa[gage]	PCV 限界圧力 0.62MPa とする																

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>の範囲において格納容器スプレイ流量は約 <input type="text"/> m³/h～約 <input type="text"/> m³/h となり、必要流量100m³/h以上を満足している。</p> <p>よって、6号炉の代替循環冷却系は原子炉注水90m³/h以上、格納容器スプレイ100m³/h以上を同時に達成することが可能である。</p> <div data-bbox="163 443 911 905" style="border: 1px solid black; height: 220px; width: 252px; margin: 10px 0;"></div> <p>図6 ポンプ性能曲線とシステム抵抗曲線の関係図 (6号炉)</p> <p>【7号炉】</p> <p>7号炉のMUWCポンプ性能曲線及びシステムのシステム抵抗曲線を用いて、循環流量190m³/h以上(原子炉注水90m³/h以上かつ格納容器スプレイ100m³/h以上)を達成できることを確認する。本評価にあたっては、原子炉注水流量が90m³/h以上であることを仮定し、格納容器スプレイが100m³/h以上並びに、原子炉注水流量と格納容器スプレイの合計流量が190m³/h以上が達成できることを確認する。なお、原子炉注水流量の仮定値については、MUWCポンプ性能曲線と、仮定値の原子炉注水流量から評価されるシステム抵抗曲線に交点があることを以て、妥当性を確認する。</p> <p>上記の考えを踏まえ、7号炉におけるMUWCポンプの「性能曲線」と「システム抵抗曲線」の関係図を図7に示す。</p> <p>図7より、原子炉注水の必要流量約90m³/h～約100m³/hの範囲において、性能曲線とシステム抵抗曲線の交点は約 <input type="text"/> m³/h～約 <input type="text"/> m³/hとなり、190m³/h以上を示していることから、7号炉において、必要循環流量190m³/hが確保可能であることを確認した。また、この範囲において格納容器スプレイ流量は約 <input type="text"/> m³/h～約 <input type="text"/> m³/hとなり、必要流量100m³/h以上を満足している。</p> <p>よって、7号炉の代替循環冷却系は原子炉注水 90m³/h 以上、</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. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考												
<p>格納容器スプレイ 100m³/h 以上を同時に達成することが可能である。</p> <div data-bbox="163 352 905 814" style="border: 1px solid black; height: 220px; width: 250px; margin: 10px auto;"></div> <p>図7 ポンプ性能曲線とシステム抵抗曲線の関係図 (7号炉)</p> <p>また、原子炉に注水できず、原子炉圧力容器が破損した場合を想定した「2.1 有効性評価シナリオの成立性」の「過渡事象 + 高圧注水失敗 + 原子炉減圧失敗 + 炉心損傷後の原子炉減圧失敗 (+DCH発生)」シナリオ時においても、同様に、循環流量 190m³/h (格納容器下部注水 : 50m³/h , 格納容器スプレイ : 140m³/h) 以上確保できることを確認する。</p> <p>評価条件は、図2及び表1の条件に、表4の条件を加えたものとする。</p>															
<p>表4 循環流量評価条件 (図2及び表1の追加条件) (原子炉圧力容器破損時)</p>															
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 5%;">項目</th> <th style="width: 20%;">6号炉</th> <th style="width: 20%;">7号炉</th> <th style="width: 55%;">設定根拠</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Pc</td> <td>D/W 圧力及び下部 D/W 圧力 S/C 圧力 <input type="text" value=""/> MPa [gage]</td> <td>S/C 圧力 <input type="text" value=""/> MPa [gage]</td> <td>有効性評価結果の代替循環冷却系運転開始後における D/W 圧力と S/C 圧力の差圧の最大値 (有効性評価「3.2 高圧溶融物放出 / 格納容器雰囲気直接加熱」参照) を S/C 圧力に加えた値とする</td> </tr> <tr> <td>-</td> <td>下部 D/W 水位 下部 D/W 水位 (T.M.S.L. <input type="text" value=""/>)</td> <td>下部 D/W 水位 下部 D/W 水位 (T.M.S.L. <input type="text" value=""/>)</td> <td>下部 D/W 底面 (T.M.S.L. <input type="text" value=""/>) に有効性評価結果の最大水位約 <input type="text" value=""/> m (有効性評価「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」参照) を想定し、(T.M.S.L. <input type="text" value=""/>) とする</td> </tr> </tbody> </table>	項目	6号炉	7号炉	設定根拠	Pc	D/W 圧力及び下部 D/W 圧力 S/C 圧力 <input type="text" value=""/> MPa [gage]	S/C 圧力 <input type="text" value=""/> MPa [gage]	有効性評価結果の代替循環冷却系運転開始後における D/W 圧力と S/C 圧力の差圧の最大値 (有効性評価「3.2 高圧溶融物放出 / 格納容器雰囲気直接加熱」参照) を S/C 圧力に加えた値とする	-	下部 D/W 水位 下部 D/W 水位 (T.M.S.L. <input type="text" value=""/>)	下部 D/W 水位 下部 D/W 水位 (T.M.S.L. <input type="text" value=""/>)	下部 D/W 底面 (T.M.S.L. <input type="text" value=""/>) に有効性評価結果の最大水位約 <input type="text" value=""/> m (有効性評価「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」参照) を想定し、(T.M.S.L. <input type="text" value=""/>) とする			
項目	6号炉	7号炉	設定根拠												
Pc	D/W 圧力及び下部 D/W 圧力 S/C 圧力 <input type="text" value=""/> MPa [gage]	S/C 圧力 <input type="text" value=""/> MPa [gage]	有効性評価結果の代替循環冷却系運転開始後における D/W 圧力と S/C 圧力の差圧の最大値 (有効性評価「3.2 高圧溶融物放出 / 格納容器雰囲気直接加熱」参照) を S/C 圧力に加えた値とする												
-	下部 D/W 水位 下部 D/W 水位 (T.M.S.L. <input type="text" value=""/>)	下部 D/W 水位 下部 D/W 水位 (T.M.S.L. <input type="text" value=""/>)	下部 D/W 底面 (T.M.S.L. <input type="text" value=""/>) に有効性評価結果の最大水位約 <input type="text" value=""/> m (有効性評価「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」参照) を想定し、(T.M.S.L. <input type="text" value=""/>) とする												

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>【6号炉】</p> <p>6号炉のMUWCポンプ性能曲線及び系統のシステム抵抗曲線を用いて、循環流量190m³/h以上（格納容器下部注水50m³/h以上かつ格納容器スプレイ140m³/h以上）を達成できることを確認する。図8に6号炉におけるMUWCポンプの「性能曲線」と「システム抵抗曲線」の関係図を示す。</p> <p>図8より、性能曲線とシステム抵抗曲線の交点は約 <input type="text"/> m³/h（格納容器下部注水流量約 <input type="text"/> m³/h、格納容器スプレイ流量約 <input type="text"/> m³/h）となり、190m³/h（格納容器下部注水流量50m³/h、格納容器スプレイ流量140m³/h）以上を示していることから、6号炉において、必要循環流量190m³/hが確保可能であることを確認した。</p> <p>よって、6号炉の代替循環冷却系は格納容器下部注水 50m³/h 以上、格納容器スプレイ 140m³/h 以上を同時に達成することが可能である。</p> <div data-bbox="166 940 902 1402" style="border: 1px solid black; height: 220px; width: 248px; margin: 10px 0;"></div> <p>図8 ポンプ性能曲線とシステム抵抗曲線の関係図（6号炉）（原子炉圧力容器破損時）</p> <p>【7号炉】</p> <p>7号炉のMUWCポンプ性能曲線及び系統のシステム抵抗曲線を用いて、循環流量190m³/h以上（格納容器下部注水50m³/h以上かつ格納容器スプレイ140m³/h以上）を達成できることを確認する。図9に7号炉におけるMUWCポンプの「性能曲線」と「システム抵抗曲線」の関係図を示す。</p> <p>図9より、性能曲線とシステム抵抗曲線の交点は約 <input type="text"/> m³/h（格納容器下部注水流量約 <input type="text"/> m³/h、格納容器スプレイ流量</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. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>約 <input type="text"/> m³/h) となり、190m³/h (格納容器下部注水流量50m³/h, 格納容器スプレイ流量140m³/h) 以上を示していることから、7号炉において、必要循環流量190m³/hが確保可能であることを確認した。</p> <p>よって、7号炉の代替循環冷却系は格納容器下部注水 50m³/h 以上、格納容器スプレイ 140m³/h 以上を同時に達成することが可能である。</p> <div data-bbox="163 577 905 1039" style="border: 1px solid black; height: 220px; width: 250px; margin: 10px 0;"></div> <p>図9 ポンプ性能曲線とシステム抵抗曲線の関係図 (7号炉) (原子炉圧力容器破損時)</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. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																	
<p>③系統の閉塞防止対策</p> <p>(a) 系統の閉塞評価について</p> <p>代替循環冷却系において系統機能喪失に繋がる閉塞事象が懸念される箇所は、流路面積が小さくなる<u>残留熱除去系吸込ストレーナ</u>、格納容器スプレイノズル部が考えられる。</p> <p>格納容器スプレイノズル部については、最小流路面積部に異物が詰まることを防止するために、<u>残留熱除去系吸込ストレーナ</u>孔径が最小流路面積以下になるように設計している(表5参照)。</p> <p style="text-align: center;">表5 残留熱除去系吸込ストレーナについて</p> <table border="1" data-bbox="160 747 908 863"> <thead> <tr> <th>プラント</th> <th>格納容器スプレイノズル最小流路サイズ</th> <th>残留熱除去系吸込ストレーナ孔径</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>6号炉</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>7号炉</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>よって、代替循環冷却系の閉塞防止に関する説明は、<u>残留熱除去系吸込ストレーナの閉塞防止対策について</u>まとめている。</p> <p>(b) <u>残留熱除去系吸込ストレーナの閉塞防止対策について</u></p> <p>6号及び7号炉では、<u>残留熱除去系吸込ストレーナを含む非常用炉心冷却系ストレーナの閉塞防止対策として</u>、多孔プレートを組み合わせた大型ストレーナを採用するとともに、格納容器内の保温材のうち事故時に破損が想定される繊維質保温材は撤去していることから、繊維質保温材の薄膜効果^{*1}による異物の捕捉が生じることはない。</p> <p>また、事故時に格納容器内において発生する可能性のある異物としては保温材(ケイ酸カルシウム等)、塗装片、スラッジが想定されるが、LOCA時のブローダウン過程等のサプレッション・チェンバのプール水の流動により粉碎され粉々になった状態でストレーナに流れ着いたとしても、繊維質の保温材がなく、薄膜効果による異物の捕捉が生じる可能性がないことから、これら粉状の異物がそれ自体によってストレーナを閉塞させることはない。</p> <p>なお、本系統の成立性評価として「①ポンプのNPSH評価」でNPSH評価を実施しているが、この評価はストレーナを設置した際の工事計画書において評価した手法と同様の手法を用いて評価したものである。評価においては、繊維質の付着を考慮したストレーナの圧損評価を実施しており、更に代替循環冷却系で</p>	プラント	格納容器スプレイノズル最小流路サイズ	残留熱除去系吸込ストレーナ孔径	6号炉			7号炉			<p>(2) 系統の閉塞防止対策</p> <p>a. 系統の閉塞評価について</p> <p>代替循環冷却系において系統機能喪失に繋がる閉塞事象が懸念される箇所は、流路面積が小さくなる<u>残留熱除去系吸込ストレーナ</u>、格納容器スプレイノズル部が考えられる。</p> <p>格納容器スプレイノズル部については、最小流路面積部に異物が詰まることを防止するために、<u>残留熱除去系吸込ストレーナ</u>孔径が最小流路面積以下になるように設計している(第2表)。</p> <p style="text-align: center;">第2表 残留熱除去系ストレーナについて</p> <table border="1" data-bbox="955 747 1703 842"> <thead> <tr> <th>残留熱除去系ストレーナ孔径</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>PCVスプレイ最小流路サイズ</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>よって、以下に<u>残留熱除去系吸込ストレーナの閉塞防止対策について</u>記載する。</p> <p>b. <u>残留熱除去系吸込ストレーナの閉塞防止対策について</u></p> <p>東海第二発電所では、<u>残留熱除去系ストレーナを含む非常用炉心冷却系ストレーナの閉塞防止対策として</u>、多孔プレートを組み合わせた大型ストレーナを採用するとともに、格納容器内の保温材のうち事故時に破損が想定される繊維質保温材は使用していないことから、繊維質保温材の薄膜効果^{*1}による異物の捕捉が生じることはない。</p> <p>また、重大事故等時に格納容器内において発生する可能性のある異物としては保温材(ケイ酸カルシウム等)、塗装片、スラッジが想定されるが、LOCA時のブローダウン過程等のサプレッション・プール水の流動により粉碎され粉々になった状態でストレーナに流れ着いたとしても、繊維質の保温材がなく、薄膜効果による異物の捕捉が生じる可能性がないことから、これら粉状の異物がそれ自体によってストレーナを閉塞させることはない。</p>	残留熱除去系ストレーナ孔径		PCVスプレイ最小流路サイズ		<p>(2) 系統の閉塞防止対策</p> <p>a. 系統の閉塞評価について</p> <p><u>残留熱代替除去系</u>において系統機能喪失に繋がる閉塞事象が懸念される箇所は、流路面積が小さくなる<u>残留熱除去系ストレーナ</u>、格納容器スプレイノズル部が考えられる。</p> <p>格納容器スプレイノズル部については、最小流路面積部に異物が詰まることを防止するために、<u>残留熱除去系ストレーナ</u>孔径が最小流路面積以下になるように設計している(表2参照)。</p> <p style="text-align: center;">表2 残留熱除去系ストレーナについて</p> <table border="1" data-bbox="1745 747 2493 842"> <thead> <tr> <th>残留熱除去系ストレーナ孔径</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>格納容器スプレイノズル最小流路サイズ</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>よって、<u>残留熱代替除去系の閉塞防止に関する説明は、「b. 残留熱除去系ストレーナの閉塞防止対策について」に記載する。</u></p> <p>b. <u>残留熱除去系ストレーナの閉塞防止対策について</u></p> <p><u>残留熱除去系ストレーナの閉塞防止対策として</u>、多孔プレートを組み合わせた大型ストレーナを採用するとともに、<u>原子炉格納容器内の保温材のうち事故時に破損が想定される繊維質保温材は撤去することとしているため</u>、繊維質保温材の薄膜効果^{*1}による異物の捕捉が生じることはない。</p> <p>また、重大事故等時に原子炉格納容器内において発生する可能性のある異物としては保温材(パーライト等)、塗装片、スラッジが想定されるが、LOCA時のブローダウン過程等のサプレッション・プール水の流動により粉碎され粉々になった状態でストレーナに流れ着いたとしても、繊維質保温材がなく、薄膜効果による異物の捕捉が生じる可能性がないことから、これら粉状の異物がそれ自体によってストレーナを閉塞させることはない。</p> <p>なお、本系統の成立性評価として「(1) ポンプのNPSH評価」でNPSH評価を実施しているが、この評価はストレーナを設置した際の工事計画書において評価した手法と同様の手法を用いて評価したものである。評価においては、繊維質の付着を考慮したストレーナの圧損評価を実施しており、</p>	残留熱除去系ストレーナ孔径		格納容器スプレイノズル最小流路サイズ		<p>備考</p> <p>・記載方針の相違【東海第二】</p>
プラント	格納容器スプレイノズル最小流路サイズ	残留熱除去系吸込ストレーナ孔径																		
6号炉																				
7号炉																				
残留熱除去系ストレーナ孔径																				
PCVスプレイ最小流路サイズ																				
残留熱除去系ストレーナ孔径																				
格納容器スプレイノズル最小流路サイズ																				

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>想定している定格流量に余裕を見込んだ流量を用いて評価した結果、ポンプ定格流量時の必要NPSHを満足しており、本システムの成立性に問題がないことを確認している(表1参照)。</p> <p>また、<u>代替循環冷却系</u>を使用開始する時点ではサブプレッション・チェンバ内の流況は十分に静定している状態であり、ストレーナメッシュの通過を阻害する程度の粒径を有する異物はサブプレッション・チェンバ底部に沈着している状態であると考えられる^{※2}。</p> <p><u>重大事故環境下では</u>、損傷炉心を含むデブリが生じるが、仮に原子炉圧力容器外に落下した場合でも、原子炉圧力容器下部のペDESTALに蓄積することからサブプレッション・チェンバへの流入の可能性は低い。</p> <p>万が一、<u>ペDESTALからのオーバーフローや、</u>ベント管を通じてサブプレッション・チェンバに流入する場合であっても、金属を含むデブリが流動により巻き上がることは考えにくく^{※3}、ストレーナを閉塞させる要因になることはないと考えられる。</p> <p><u>このため、苛酷事故環境下においても残留熱除去系吸込ストレーナが閉塞する可能性を考慮する必要はないと考えている。</u></p> <p>さらに、仮にストレーナ表面にデブリが付着した場合においても、ポンプの起動・停止を実施することによりデブリは落下するものと考えられ^{※4}、加えて、長期冷却に対する更なる信頼性の確保を目的に、次項にて示すストレーナの逆洗操作が可能となるよう設計上の考慮を行っている。</p> <p>※1：薄膜形成による粒子状デブリの捕捉効果について 「薄膜形成による粒子状デブリの捕捉効果」とは、ストレーナの表面のメッシュ(約1~2mm)を通過するような細かな粒子状のデブリ(スラッジ等)が、繊維質デブリにより形成した膜により捕捉され圧損を上昇させるという効果をいう。</p>	<p>重大事故等時には、損傷炉心を含むデブリが生じるが、仮に原子炉圧力容器外に落下した場合でも、原子炉圧力容器下部のペDESTAL部(ドライウエル部)に蓄積することからサブプレッション・チェンバへの流入の可能性は低い。</p> <p>万が一、ペDESTALからオーバーフローし、ベント管を通じてサブプレッション・チェンバに流入する場合であっても、金属を含むデブリが流動により巻き上がることは考えにくく^{※2}、ストレーナを閉塞させる要因になることはないと考えられる。</p> <p>さらに仮にストレーナ表面にデブリが付着した場合においても、ポンプの起動・停止を実施することによりデブリは落下するものと考えられ^{※3}、加えて、長期冷却に対する更なる信頼性の確保を目的に、次項にて示すストレーナの逆洗操作が可能な設計としている。</p> <p>※1：薄膜形成による粒子状デブリの捕捉効果について 「薄膜形成による粒子状デブリの捕捉効果」とは、ストレーナの表面のメッシュ(約1~2mm)を通過するような細かな粒子状のデブリ(スラッジ等)が、繊維質デブリにより形成した膜により捕捉され圧損を上昇させるという効果をいう。(第2図)</p>	<p><u>残留熱代替除去ポンプ定格流量時の必要NPSHを満足していることから、本システムの成立性に問題がないことを確認している(表1参照)。</u></p> <p>また、<u>残留熱代替除去系</u>を使用開始する時点ではサブプレッション・チェンバ内の流況は十分に静定している状態であり、ストレーナメッシュの通過を阻害する程度の粒径を有する異物はサブプレッション・チェンバ底部に沈着している状態であると考えられる^{※2}。</p> <p><u>重大事故等時には</u>、損傷炉心を含むデブリが生じるが、仮に原子炉圧力容器外に落下した場合でも、原子炉圧力容器下部の圧力容器ペDESTAL内に蓄積することからサブプレッション・チェンバへの流入の可能性は低い。</p> <p>万が一、<u>圧力容器ペDESTAL内からオーバーフローし、</u>ベント管を通じてサブプレッション・チェンバに流入する場合であっても、金属を含むデブリが流動により巻き上がることは考えにくく^{※3}、ストレーナを閉塞させる要因になることはないと考えられる。</p> <p><u>このため、苛酷事故環境下においても残留熱除去系ストレーナが閉塞する可能性を考慮する必要はないと考えている。</u></p> <p>さらに、<u>仮にストレーナ表面にデブリが付着した場合においても</u>、ポンプの起動・停止を実施することによりデブリは落下するものと考えられ^{※4}、加えて、長期冷却に対する更なる信頼性の確保を目的に、次項にて示すストレーナの逆洗操作が可能な設計としている。</p> <p>※1：薄膜形成による粒子状デブリの捕捉効果について 「薄膜形成による粒子状デブリの捕捉効果」とは、ストレーナの表面のメッシュ(約1~2mm)を通過するような細かな粒子状のデブリ(スラッジ等)が、繊維質デブリにより形成した膜により捕捉され圧損を上昇させるという効果をいう。(図4参照)</p>	<p>・評価の相違 【東海第二】 島根2号炉では、残留熱代替除去ポンプの流量によりS/C底部に沈着したデブリは再浮遊しない評価を※2に記載</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】</p>

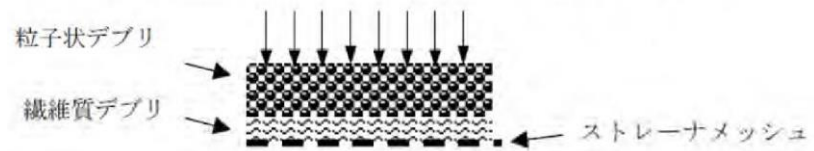


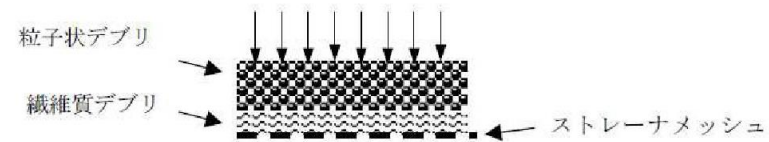
図10 薄膜形成による粒子状デブリの補足効果のイメージ

繊維質保温材の薄膜形成については、NEDO-32686に対するNRCの安全評価レポートのAppendix Eで実験データに基づく考察として、「1/8inch以下のファイバ層であれば、ファイバ層そのものが不均一であり、圧力損失は小さいと考えられる」と記載されている。また、R.G. 1.82 においても「1/8inch. (約3.1mm)を十分下回るファイバ層厚さであれば、安定かつ均一なファイバ層ではないと判断される」との記載がされており、薄膜を考慮した圧力損失評価は必要ないと考えられる。LA-UR-04-1227においても、この効果の裏付けとなる知見が得られており、理論厚さ 0.11 inch (2.79 mm) において、均一なベッドは形成されなかったという見解が示されている。ゆえに、繊維質保温材の堆積厚さを評価し十分薄ければ、粒径が極めて微細な塗装片等のデブリは全てストレーナを通過することとなり、繊維質保温材と粒子状デブリの混合状態を仮定した圧損評価は不要であると考えられる。

また、GSI-191 において議論されているサンプスクリーン表面における化学的相互作用による圧損上昇の知見に関して、上述のとおり繊維質保温材は使用されておらず、ストレーナ表面におけるデブリベット形成の可能性がないことから、化学的相互作用による圧損上昇の影響はないと考えられ、代替循環冷却系による長期的な冷却の信頼性に対して影響を与えることはないと考えられる。

表6 NUREG/CR-6224において参照されるスラッジ粒径の例

Table B-4 BWROG-Provided Size Distribution of the Suppression Pool Sludge		
Size Range µm	Average Size µm	% by weight
0-5	2.5	81%
5-10	7.5	14%
10-75	42.5	5%



第2図 薄膜形成による粒子状デブリの補足効果のイメージ

繊維質保温材の薄膜形成については、NEDO-32686 に対するNRCの安全評価レポートのAppendix Eで実験データに基づく考察として、「1/8 inch 以下のファイバ層であれば、ファイバ層そのものが不均一であり、圧力損失は小さいと考えられる」と記載されている。また、R.G.1.82 においても「1/8 inch. (約3.1mm)を十分下回るファイバ層厚さであれば、安定かつ均一なファイバ層ではないと判断される」との記載がされており、薄膜を考慮した圧力損失評価は必要ないと考えられる。LA-UR-04-1227 においても、この効果の裏付けとなる知見が得られており、理論厚さ 0.11inch (2.79mm) において、均一なベッドは形成されなかったという見解が示されている。故に、繊維質保温材の堆積厚さを評価し十分薄ければ、粒径が極めて微細な塗装片等のデブリは全てストレーナを通過することとなり、繊維質保温材と粒子状デブリの混合状態を仮定した圧損評価は不要であると考えられる。

また、G S I -191 において議論されているサンプスクリーン表面における化学的相互作用による圧損上昇の知見に関して、上述のとおり繊維質保温材は使用されておらず、ストレーナ表面におけるデブリベット形成の可能性がないことから、化学的相互作用による圧損上昇の影響はないと考えられ、代替循環冷却系による長期的な冷却の信頼性に対して影響を与えることはないと考えられる。

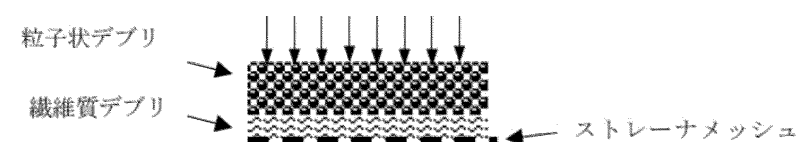


図4 薄膜形成による粒子状デブリの補足効果のイメージ

繊維質保温材の薄膜形成については、NEDO-32686 に対するNRCの安全評価レポートのAppendix Eで実験データに基づく考察として、「1/8 inch 以下のファイバ層であれば、ファイバ層そのものが不均一であり、圧力損失は小さいと考えられる」と記載されている。また、R.G.1.82 においても「1/8 inch. (約3.1mm)を十分下回るファイバ層厚さであれば、安定かつ均一なファイバ層ではないと判断される」との記載がされており、薄膜を考慮した圧力損失評価は必要ないと考えられる。LA-UR-04-1227 においても、この効果の裏付けとなる知見が得られており、理論厚さ 0.11inch(2.79mm)において、均一なベッドは形成されなかったという見解が示されている。故に、繊維質保温材の堆積厚さを評価し十分薄ければ、粒径が極めて微細な塗装片等のデブリは全てストレーナを通過することとなり、繊維質保温材と粒子状デブリの混合状態を仮定した圧損評価は不要であると考えられる。

また、GSI-191 において議論されているサンプスクリーン表面における化学的相互作用による圧損上昇の知見に関して、上述のとおり繊維質保温材は使用されておらず、ストレーナ表面におけるデブリベット形成の可能性がないことから、化学的相互作用による圧損上昇の影響はないと考えられ、残留熱代替除去系による長期的な冷却の信頼性に対して影響を与えることはないと考えられる。

表3 NUREG/CR-6224 において参照されるスラッジ粒径の例

Table B-4 BWROG-Provided Size Distribution of the Suppression Pool Sludge		
Size Range µm	Average Size µm	% by weight
0-5	2.5	81%
5-10	7.5	14%
10-75	42.5	5%

・記載方針の相違
【東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>※2: <u>代替循環冷却系</u>の使用開始は事故後約 22.5 時間後であり, LOCA 後のブローダウン等の事故発生直後のサブプレッション・チェンバ内の攪拌は十分に静定しており, 大部分の粒子状異物は底部に沈着している状態であるとする。また, 粒子径が 100 μm 程度である場合に浮遊するために必要な流体速度は, 理想的な球形状において 0.1m/s 程度必要であり (原子力安全基盤機構 (H2 1. 3), PWR プラントの LOCA 時長期炉心冷却性に係る検討), 仮にストレーナメッシュを閉塞させる程度の粒子径を有する異物がプール内に存在していた場合においても, ストレーナ表面流速は約 0.03 m/s (7号炉の例, 250m³/h の時) 程度であり, 底部に沈降したデブリがストレーナの吸い込みによって生じる流況によって再浮遊するとは考えられない。</p> <p>※3: <u>ABWR</u> は原子炉圧力容器破損後の溶融炉心の落下先は下部ペDESTAL であり, <u>代替循環冷却系</u>の水源となるサブプレッション・チェンバへ直接落下することはない。RPV へ注水された冷却水は下部ペDESTAL へ落下し, <u>下部ペDESTAL 床面から約 7m の位置にあるリターンライン</u>を通じてサブプレッション・チェンバへ流入することとなる (図 11 参照)。粒子化した溶融炉心等が下部ペDESTAL 内に存在している場合にストレーナメッシュを閉塞させる程度の粒子径を有する異物が流動によって下部ペDESTAL から巻き上げられ, 更にベント管からストレーナまで到達するとは考えにくく, 溶融した炉心等によるストレーナ閉塞の可能性は極めて小さいと考えられる。</p>	<p>※2: <u>RPV</u> 破損後の溶融炉心の落下先はペDESTAL (ドライウエル部) であり, <u>代替循環冷却系</u>の水源となるサブプレッション・チェンバへ直接落下することはない。<u>原子炉圧力容器</u>へ注水された冷却水はペDESTAL (ドライウエル部) へ落下し, <u>ダイヤフラムフロア及びベント管</u>を通じてサブプレッション・チェンバへ流入することとなる。(第 3 図) 粒子化した溶融炉心等が下部ペDESTAL 内に存在している場合にストレーナメッシュを閉塞させる程度の粒子径を有する異物が流動によって下部ペDESTAL から巻き上げられ, さらにベント管からストレーナまで到達するとは考えにくく, 溶融した炉心等によるストレーナ閉塞の可能性は極めて小さいと考えられる。</p>	<p>※2: <u>残留熱代替除去系</u>の使用開始は事故後約 10 時間後であり, LOCA 後のブローダウン等の事故発生直後のサブプレッション・チェンバ内の攪拌は十分に静定しており, 大部分の粒子状異物は底部に沈着している状態であるとする。また, 粒子径が 100 μm 程度である場合に浮遊するために必要な流体速度は, 理想的な球形状において 0.1m/s 程度必要であり (原子力安全基盤機構 (H21. 3), PWR プラントの LOCA 時長期炉心冷却性に係る検討), 仮にストレーナメッシュを閉塞させる程度の粒子径を有する異物がプール内に存在していた場合においても, ストレーナ表面流速は約 0.008m/s (150m³/h の時) 程度であり, 底部に沈降したデブリがストレーナの吸い込みによって生じる流況によって再浮遊するとは考えられない。</p> <p>※3: <u>RPV</u> 破損後の溶融炉心の落下先は<u>圧力容器ペDESTAL 内</u>であり <u>残留熱代替除去系</u>の水源となるサブプレッション・チェンバへ直接落下することはない。<u>RPV</u> へ注水された冷却水は<u>圧力容器ペDESTAL 内</u>へ落下し, <u>ベント管</u>を通じてサブプレッション・チェンバへ流入することとなる (図 5 参照)。粒子化した溶融炉心等が<u>圧力容器ペDESTAL 内</u>に存在している場合にストレーナメッシュを閉塞させる程度の粒子径を有する異物が流動によって<u>圧力容器ペDESTAL 内</u>から巻き上げられ, 更にベント管からストレーナまで到達するとは考えにくく, 溶融した炉心等によるストレーナ閉塞の可能性は極めて小さいと考えられる。</p>	<p>・評価の相違 【東海第二】 島根 2 号炉では, 残留熱代替除去ポンプの流量により S/C 底部に沈着したデブリは再浮遊しない評価を記載</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 循環流量の相違による表面流速の相違</p> <p>・炉型の違い 【柏崎 6/7, 東海第二】 PCV の相違 島根 2 号炉: MARK-I 改 柏崎 6/7: ABWR 東海第二: MARK-II</p>

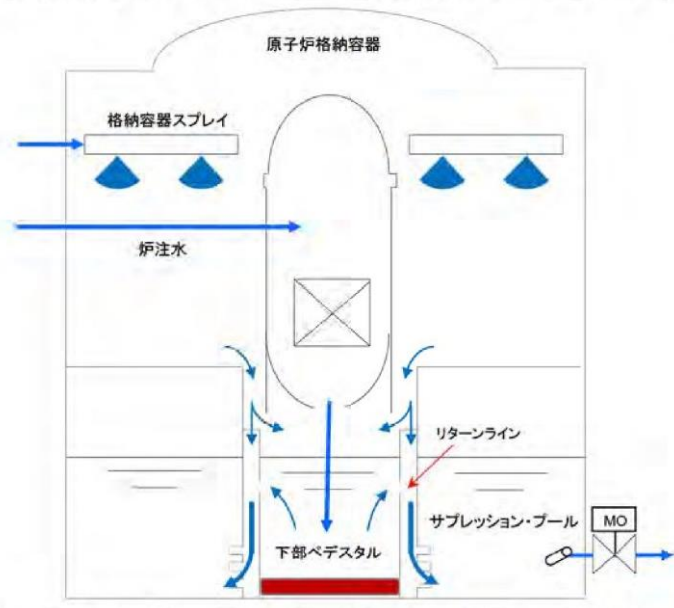
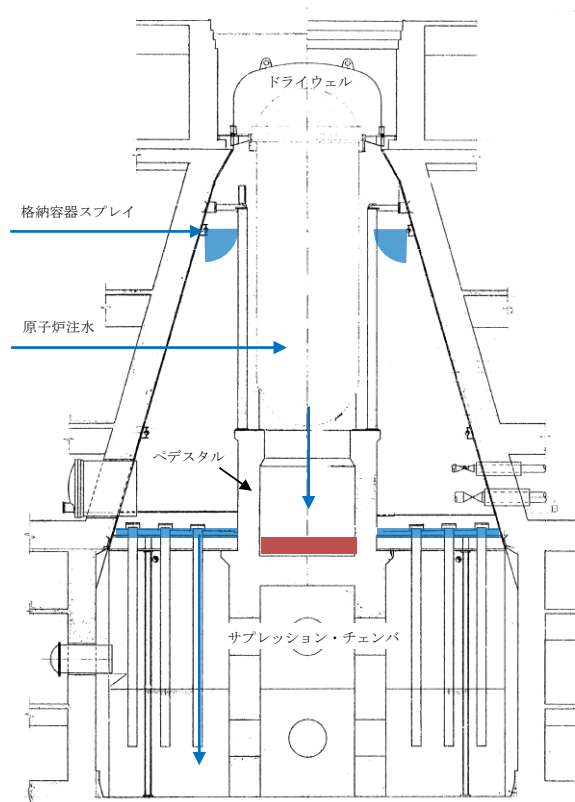


図11 原子炉圧力容器破損後の代替循環冷却による冷却の流れ

※4 : GSI-191 における検討において、サンプルスクリーンを想定した試験においてポンプを停止させた際に付着したデブリは剥がれ落ちるとの結果が示されている (図12参照)。

当該試験はPWR サンプルスクリーン形状を想定しているものであるが、BWR のストレーナ形状は円筒形であり (図13参照)、ポンプの起動・停止によるデブリ落下の効果は更に大きくなるものと考えられ、注水流量の低下を検知した後、ポンプの起動・停止を実施することでデブリが落下し、速やかに冷却を再開することが可能である。



第3図 原子炉圧力容器破損後の循環冷却による冷却水の流れ

※3 : G S I - 191 における検討において、サンプルスクリーンを想定した試験においてポンプを停止させた際に付着したデブリは剥がれ落ちるとの結果が示されている (第4図)。

当該試験はPWR サンプルスクリーン形状を想定しているものであるが、東海第二の非常用炉心冷却系ストレーナ形状は円筒形であり (第5図)、ポンプの起動・停止によるデブリ落下の効果は更に大きくなるものと考えられ、注水流量の低下を検知した後、ポンプの起動・停止を実施することでデブリが落下し、速やかに冷却を再開することが可能である。

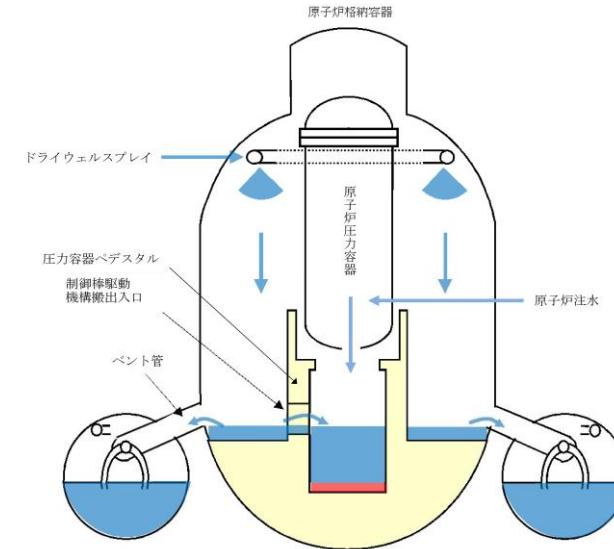


図5 原子炉圧力容器破損後の残留熱代替除去系による冷却水の流

※4 : GSI-191 における検討において、サンプルスクリーンを想定した試験においてポンプを停止させた際に付着したデブリは剥がれ落ちるとの結果が示されている (図6参照)。

当該試験はPWR サンプルスクリーン形状を想定しているものであるが、BWR のストレーナ形状は円筒形であり (図7参照)、ポンプの起動・停止によるデブリ落下の効果は更に大きくなるものと考えられ、注水流量の低下を検知した後、ポンプの起動・停止を実施することでデブリが落下し、速やかに冷却を再開することが可能である。

・設備の相違

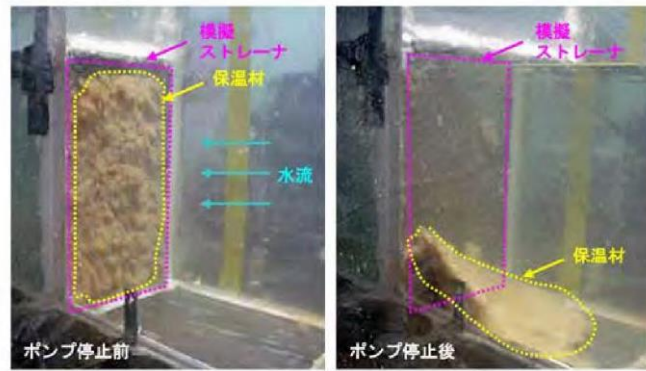
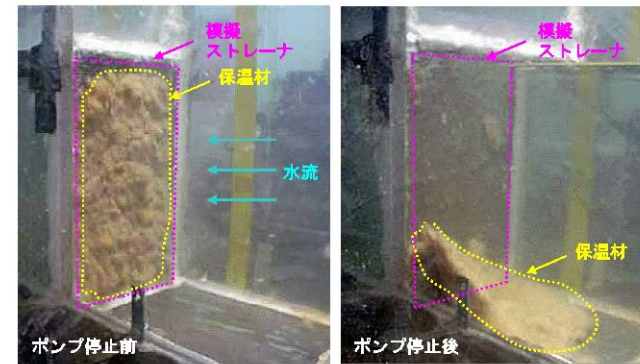


図12 ポンプ停止により模擬ストレーナから試験体が剥がれ落ちた試験

(April 2004, LANL, GSI-191: Experimental Studies of Loss-of-Coolant-Accident-Generated Debris Accumulation and Head Loss with Emphasis on the Effects of Calcium Silicate Insulation)



第4図 ポンプ停止により模擬ストレーナから試験体が剥がれ落ちた試験

(April 2004, LANL, GSI-191: Experimental Studies of Loss-of-Coolant-Accident-Generated Debris Accumulation and Head Loss with Emphasis on the Effects of Calcium Silicate Insulation)

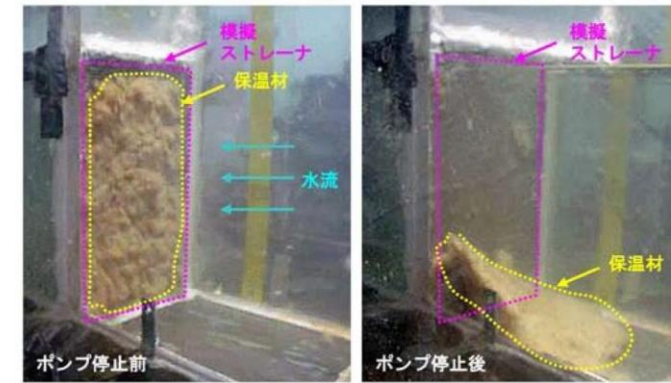


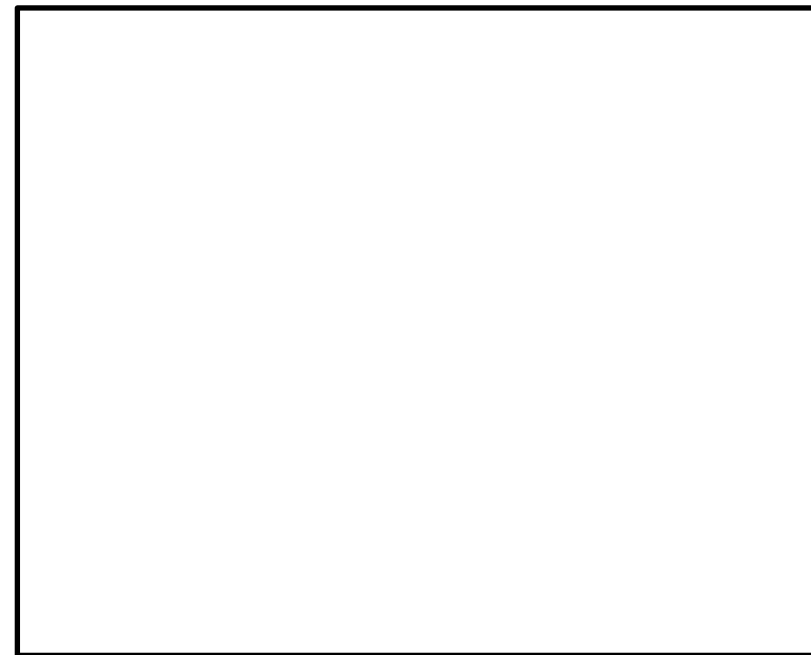
図6 ポンプ停止により模擬ストレーナから試験体が剥がれ落ちた試験

(April 2004, LANL, GSI-191: Experimental Studies of Loss-of-Coolant-Accident-Generated Debris Accumulation and Head Loss with Emphasis on the Effects of Calcium Silicate Insulation)



6号炉 残留熱除去系吸込ストレーナ図 7号炉 残留熱除去系吸込ストレーナ図

図13 ABWRにおいて設置されているストレーナ



第5図 非常用炉心冷却系ストレーナ

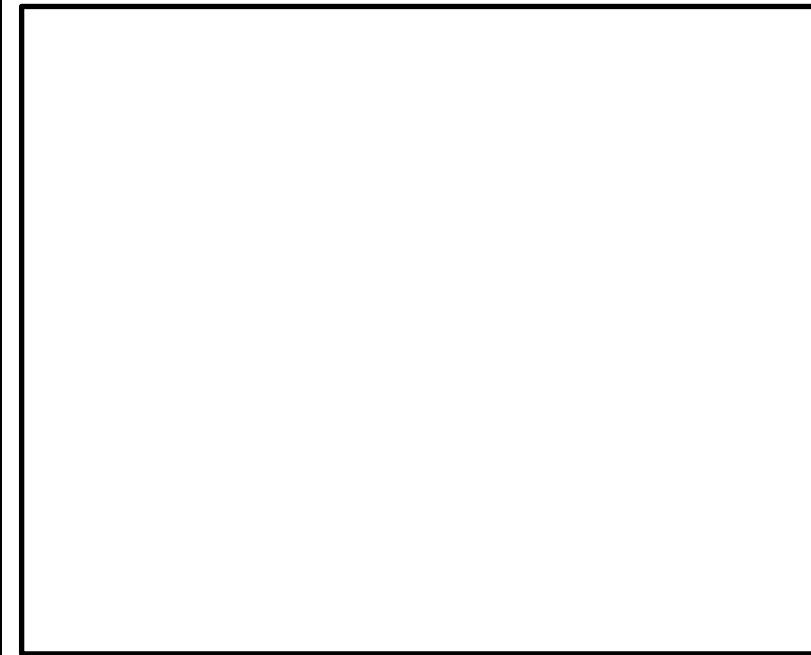


図7 島根2号炉残留熱除去系ストレーナ



図14 6号炉 残留熱除去系(B)吸込ストレーナ (据付状態)



図8 島根2号炉残留熱除去系ストレーナ(据付状態)

(c) 閉塞時の逆洗操作について

前述 (b) の閉塞防止対策に加えて、代替循環冷却系運転中に、仮に何らかの異物により残留熱除去系吸込ストレーナが閉塞したことを想定し、残留熱除去系吸込ストレーナを逆洗操作できる系統構成にしている。系統構成の例を図15に示しているが、復水補給水系の外部接続口から構成される逆洗ラインの系統構成操作を行い、可搬型代替注水ポンプを起動することで逆洗操作が可能な設計にしている。

したがって、代替循環冷却系運転継続中に流量監視し流量傾向が異常に低下した場合はMUWCポンプを停止し、逆洗操作を実施する。

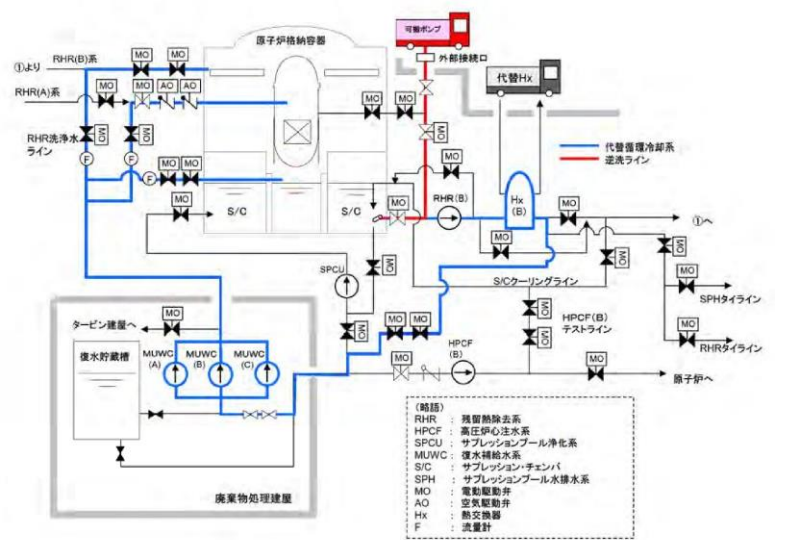
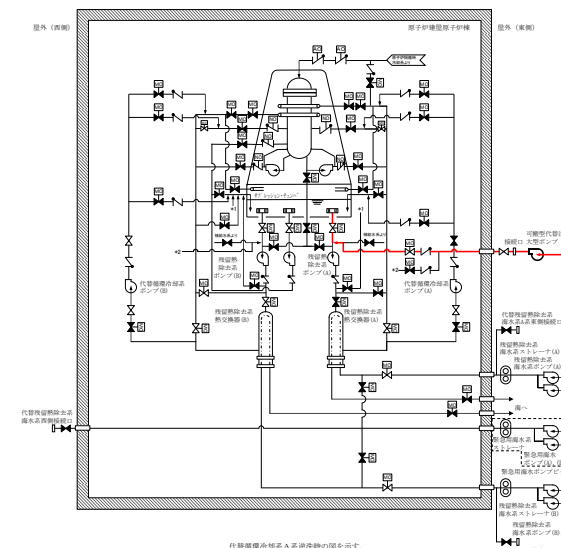


図15 残留熱除去系吸込ストレーナ逆洗操作の系統構成について

c. 閉塞時の逆洗操作について

前述(b)の閉塞防止対策に加えて、代替循環冷却系の運転中に、仮に何らかの異物により残留熱除去系吸込ストレーナが閉塞した場合に、外部接続口に可搬型代替注水大型ポンプを接続し、系統構成操作を行うことで、残留熱除去系吸込ストレーナを逆洗操作が可能な設計とする。系統構成の例を第6図に示す。

したがって、代替循環冷却系運転継続中に流量監視し、流量が異常に低下傾向を示した場合は代替循環冷却系ポンプを停止し、逆洗操作を実施することで、流量が確保できる。



第6図 残留熱除去系吸込ストレーナ逆洗操作の系統構成について

c. 閉塞時の逆洗操作について

前述 b. の閉塞防止対策に加えて、残留熱代替除去系運転中に、仮に何らかの異物により残留熱除去系ストレーナが閉塞したことを想定し、残留熱除去系ストレーナを逆洗操作できる系統構成にしている。系統構成の例を図9に示しているが、外部接続口から構成される逆洗ラインの系統構成操作を行い、大量送水車を起動することで逆洗操作が可能な設計にしている。

したがって、残留熱代替除去系運転継続中に流量監視し、流量傾向が異常に低下した場合は残留熱代替除去ポンプを停止し、逆洗操作を実施する。

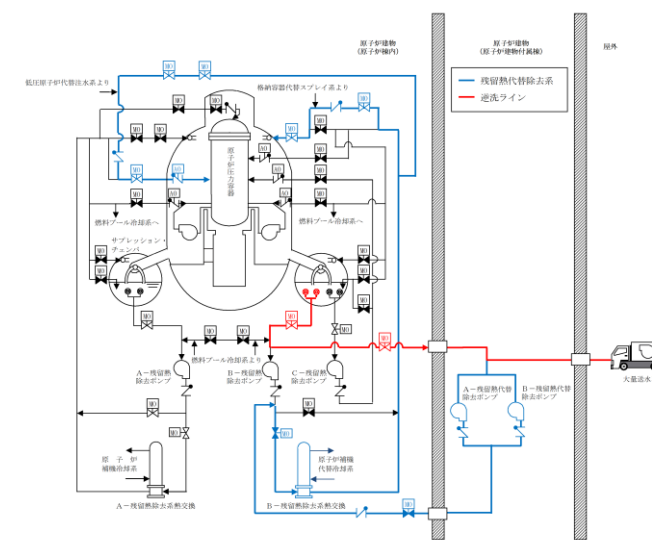


図9 残留熱除去系ストレーナ逆洗操作の系統構成について

・記載方針の相違
【東海第二】
島根2号炉はRHRストレーナの据付図を掲載

・設備の相違

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">別紙-3</p> <p>長期的に維持される格納容器の状態(温度・圧力)での適切な地震力に対する格納容器の頑健性の確保の考え方について</p> <p>重大事故等時における格納容器の耐震評価にあたって,対象となる事故シーケンスは,格納容器温度・圧力条件が厳しい格納容器破損防止の事故シーケンスである,「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」及び「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)代替循環冷却を使用しない場合」が対象となる。</p> <p>「別紙-2 循環流量の確保」で示したとおり,代替循環冷却系の運転は長期的に継続可能と考えられるが,この場合,格納容器の温度・圧力が比較的高い状態で長期的に維持されることから,適切な地震力に対する格納容器の頑健性の確保が必要である。</p> <p>よって,格納容器の耐震評価に際しては,</p> <p>①事故後の運転状態 V(L)^{*1}(10^{-2}~2×10^{-1}年)における適切な地震力との組合せ評価</p> <p>②事故後の運転状態 V(LL)^{*2}(2×10^{-1}年以降)における適切な地震力との組合せ評価</p> <p>を行うこととなる。</p> <p>※1 運転状態 V(L):重大事故等の状態のうち長期的(過渡状態を除く一連の期間)に荷重が作用している状態</p> <p>※2 運転状態 V(LL):重大事故等の状態のうち V(L)よりさらに長期的に荷重が作用している状態</p>	<p>比較対象無し</p>	<p style="text-align: right;">別紙-3</p> <p>長期的に維持される格納容器の状態(温度・圧力)での適切な地震力に対する格納容器の頑健性の確保の考え方について</p> <p>重大事故等時における格納容器の耐震評価にあたって,対象となる事故シーケンスは,格納容器温度・圧力条件が厳しい格納容器破損防止の事故シーケンスである,「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」及び「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)残留熱代替除去系を使用しない場合」が対象となる。</p> <p>「別紙-2 循環流量の確保」で示したとおり,残留熱代替除去系の運転は長期的に継続可能と考えられるが,この場合,格納容器の温度・圧力が比較的高い状態で長期的に維持されることから,適切な地震力に対する格納容器の頑健性の確保が必要である。</p> <p>よって,格納容器の耐震評価に際しては,</p> <p>①事故後の運転状態 V(L)^{*1}(10^{-2}~2×10^{-1}年)における適切な地震力との組合せ評価</p> <p>②事故後の運転状態 V(LL)^{*2}(2×10^{-1}年以降)における適切な地震力との組合せ評価</p> <p>を行うこととなる。</p> <p>※1 運転状態 V(L):重大事故等の状態のうち長期的(過渡状態を除く一連の期間)に荷重が作用している状態</p> <p>※2 運転状態 V(LL):重大事故等の状態のうち V(L)よりさらに長期的に荷重が作用している状態</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">別紙-4</p> <p style="text-align: center;">系統のバウンダリに対する影響評価について</p> <p>1. はじめに 復水補給水系を用いた代替循環冷却系運転を行う場合に、系統内の弁、配管及びポンプのバウンダリに使用されているシール材について、放射線影響や化学影響によって材料が劣化し、漏えいが生じる可能性がある。これらの影響について、下記のとおり評価を行った。</p> <p>2. シール材の影響評価 (1) 評価対象 復水補給水系を用いて代替循環冷却系運転を行う場合に、サブプレッション・チェンバ・プールからの流体が流れる経路として、配管、弁及びポンプがあるため、これらの機器においてバウンダリを構成する部材である「配管フランジガスケット」「弁グランドシール」「ポンプメカニカルシール」「ポンプケーシングシール」を対象に評価を行った。</p> <p>(2) 放射線による影響 復水補給水系による代替循環冷却系では、重大事故時に炉心損傷した状況で系統を使用することとなる。このため、系統内を高放射能の流体が流れることとなり、放射線による劣化が懸念される。</p> <p>上記(1)に示す部材のうち、配管フランジガスケット及び弁グランドシールには、膨張黒鉛又はステンレス等の金属材料が用いられている。これらは無機材料であり、高放射線下においても劣化の影響はないか、又は極めて小さい。このため、これらについては放射線による影響はないか、又は耐放射線性能が確認されたシール材を用いることにより、シール性能が維持されるものとする。</p>	<p style="text-align: right;">別紙 2</p> <p style="text-align: center;">系統のバウンダリに対する影響評価について</p> <p>1. はじめに 代替循環冷却系を使用する場合に、系統内の弁、配管及びポンプのバウンダリに使用されているシール材について、放射線影響や化学影響によって材料が劣化し、漏えいが生じる可能性がある。これらの影響について、下記のとおり評価を行った。</p> <p>2. シール材の影響評価 (1) 評価対象 代替循環冷却系を使用する場合に、サブプレッション・プール水が流れる経路として、配管、弁及びポンプがあるため、これらの機器においてバウンダリを構成する部材である「配管フランジガスケット」「弁グランドシール」「ポンプメカニカルシール」「ポンプケーシングシール」を対象に評価を行った。</p> <p>(2) 放射線による影響 代替循環冷却系では、重大事故時に炉心損傷した状況で系統を使用することとなる。このため、系統内を高放射能の流体が流れることとなり、放射線による劣化が懸念される。</p> <p>上記(1)に示す部材のうち、配管フランジガスケット及び弁グランドシールには、膨張黒鉛若しくはステンレス等の金属材料が用いられている。これらは無機材料であり、高放射線下においても劣化の影響はないか極めて小さい。このため、これらについては放射線による影響はないか、耐放射線性能が確認されたシール材を用いることにより、シール性能が維持されるものとする。</p> <p style="text-align: center;"><u>残留熱除去系ポンプのバウンダリを構成する部材（メカニカルシール、ケーシングシール等）のシール材には、エチレンプロピレンゴム（E PDM）やフッ素ゴムが用いられており、放射線による影響を受けて劣化することが考えられるため、今後、必要により耐放射線性に優れたエチレンプロピレンゴム（改良E PDM）のシール材への取り替えを行うことにより、耐放射線性を確保する。</u></p>	<p style="text-align: right;">別紙-4</p> <p style="text-align: center;">系統のバウンダリに対する影響評価について</p> <p>1. はじめに 残留熱代替除去系を使用する場合に、系統内の弁、配管及びポンプのバウンダリに使用されているシール材について、放射線影響や化学影響によって材料が劣化し、漏えいが生じる可能性がある。これらの影響について、下記のとおり評価を行った。</p> <p>2. シール材の影響評価 (1) 評価対象 残留熱代替除去系を使用する場合に、サブプレッション・チェンバからの流体が流れる経路として、配管、弁及びポンプがあるため、これらの機器においてバウンダリを構成する部材である「配管フランジガスケット」,「弁グランドシール」「ポンプメカニカルシール」「ポンプケーシングシール」を対象に評価を行った。</p> <p>(2) 放射線による影響 残留熱代替除去系は、重大事故時に炉心損傷した状況で系統を使用することとなる。このため、系統内を高放射能の流体が流れることとなり、放射線による劣化が懸念される。</p> <p>上記(1)に示す部材のうち、配管フランジガスケット及び弁グランドシールには、膨張黒鉛又はステンレス等の金属材料が用いられている。これらは無機材料であり、高放射線下においても劣化の影響はないか、又は極めて小さい。このため、これらについては放射線による影響はないか、又は耐放射線性能が確認されたシール材を用いることにより、シール性能が維持されるものとする。</p>	<p>・設備の相違 【東海第二】 島根 2号炉は残留熱除去ポンプを流路としない</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>また、ポンプメカニカルシールには、ニトリルゴムが使用されており、耐放射線に関する性能が確認されていることから、シール性能は維持されるものと考える。</p> <p>一方、ポンプケーシングシールには、ニトリルゴム以外にフッ素ゴムが用いられているものがあり、フッ素ゴムについては放射線による影響を受けて劣化することが考えられる。このため、フッ素ゴムを使用している復水移送ポンプのケーシングシールについては、耐放射線性に優れたエチレンプロピレンゴム（以下、「EPDM」という）のシール材への取替を行うことにより、耐放射線性を確保する。</p> <p>(3) 化学種による影響</p> <p>炉心損傷時に発生する核分裂生成物の中で化学的な影響を及ぼす可能性がある物質として、アルカリ金属であるセシウム、及びハロゲン元素であるよう素が存在する。このうち、アルカリ金属のセシウムについては、水中でセシウムイオンとして存在しアルカリ環境の形成に寄与するが、膨張黒鉛ガスケットや金属ガスケットはアルカリ環境において劣化の影響はなく、また、ニトリルゴムやEPDMについても耐アルカリ性を有する材料である。このため、セシウムによる化学影響はないものと考える。</p> <p>一方、ハロゲン元素のよう素については、無機材料である膨張黒鉛ガスケットや金属ガスケットでは影響がないが、有機材料であるニトリルゴムやEPDMでは影響を生じる可能性がある。このうち、設備での使用を考慮しているEPDMについては、当社での社内試験により影響の確認を行っており、炉心損傷時に想定されるよう素濃度（約8200mg/m³）よりも高濃度のよう素環境下（10000mg/m³以上）においても、圧縮永久歪み等のシール材としての性状に大きな変化がないことを確認している。このように、よう素に対する性能が確認された材料を用いることにより、漏えい等の影響が生じることはないものと考える。</p>	<p>また、代替循環冷却系ポンプのバウンダリを構成する部材（メカニカルシール、ケーシングシール等）のシール材についても耐放射線性に優れた材料を選定する。</p> <p>(3) 化学種による影響</p> <p>炉心損傷時に発生する核分裂生成物の中で化学的な影響を及ぼす可能性がある物質として、アルカリ金属であるセシウム及びハロゲン元素であるよう素が存在する。このうち、アルカリ金属のセシウムについては、水中でセシウムイオンとして存在しアルカリ環境の形成に寄与するが、膨張黒鉛ガスケットや金属ガスケットはアルカリ環境において劣化の影響はなく、また、EPDMについても耐アルカリ性を有する材料である。このため、セシウムによる化学影響はないものと考える。</p> <p>一方、ハロゲン元素のよう素については、無機材料である膨張黒鉛ガスケットや金属ガスケットでは影響がないが、有機材料であるEPDMでは影響を生じる可能性がある。このうち、今後、設備での使用を考慮している改良EPDMについては、自社研究による影響の確認を行っており、炉心損傷時に想定されるよう素濃度（約450mg/m³）よりも高濃度のよう素環境下（約1,000mg/m³）においても、圧縮永久歪み等のシール材としての性状に大きな変化がないことを確認している。このように、よう素に対する性能が確認された材料を用いることにより、漏えい等の影響が生じることはないものと考える。</p>	<p>また、残留熱代替除去ポンプのバウンダリを構成する部材（メカニカルシール、ケーシングシール等）のシール材についても同様に、耐放射線性に優れた材料を選定する。</p> <p>(3) 化学種による影響</p> <p>炉心損傷時に発生する核分裂生成物の中で化学的な影響を及ぼす可能性がある物質として、アルカリ金属であるセシウム及びハロゲン元素であるよう素が存在する。このうち、アルカリ金属のセシウムについては、水中でセシウムイオンとして存在しアルカリ環境の形成に寄与するが、膨張黒鉛ガスケット及び金属ガスケットはアルカリ環境において劣化の影響はない。このため、セシウムによる化学影響はないものと考える。</p> <p>一方、ハロゲン元素のよう素については、無機材料である膨張黒鉛ガスケットや金属ガスケットには影響がないため、漏えい等が生じることはないものと考える。</p> <p>また、残留熱代替除去ポンプのバウンダリを構成する部材（メカニカルシール、ケーシングシール等）のシール材につ</p>	<p>・設備の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、SA環境下において健全性が確保される残留熱代替除去ポンプをSA専用設備として設計し、設置する（以下、②の相違）</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7】 ②の相違 【柏崎6/7,東海第二】 流路バウンダリに用いられるシール材の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7,東海第二】 流路バウンダリに用いられるシール材の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>3. まとめ</p> <p>以上より、<u>復水補給水系を用いた代替循環冷却系の流路においてバウンダリを構成する部材である「配管フランジガスケット」「弁グランドシール」「ポンプメカニカルシール」「ポンプケーシングシール」</u>を対象に評価を行った結果、無機材料である膨張黒鉛及び金属ガスケットには影響がないと評価できる。</p> <p><u>一方、ポンプケーシングシールに用いられているフッ素ゴムについては放射線による影響が生じる可能性があり、ポンプメカニカルシールやケーシングシールに用いられているニトリルゴムは、核分裂生成物による化学的な影響が生じる可能性があるため、これらへの耐性を有することを確認したシール材への変更を行っていく。</u></p> <p>これにより、流路からの漏えいの発生を防止する。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>3. まとめ</p> <p>以上より、<u>代替循環冷却系の流路においてバウンダリを構成する部材である「配管フランジガスケット」「弁グランドシール」「ポンプメカニカルシール」「ポンプケーシングシール」</u>を対象に評価を行った結果、無機材料である膨張黒鉛及び金属ガスケットには影響がないと評価できる。</p> <p><u>一方、ポンプのバウンダリを構成する部材（メカニカルシール、ケーシングシール等）に用いられているエチレンプロピレンゴム（EPDM）、フッ素ゴムについては放射線による影響が生じる可能性があるため、これらへの耐性を有することを確認したシール材への変更を行っていく。</u></p> <p>これにより、流路からの漏えいの発生を防止する。</p>	<p><u>いても同様に、化学種に対する耐性に優れた材料を選定する。</u></p> <p>3. まとめ</p> <p>以上より、<u>残留熱代替除去系の流路においてバウンダリを構成する部材である「配管フランジガスケット」「弁グランドシール」</u>を対象に評価を行った結果、無機材料である膨張黒鉛及び金属ガスケットには影響がないと評価できる。</p> <p><u>また、残留熱代替除去系に使用する「ポンプメカニカルシール」「ポンプケーシングシール」についても耐性に優れた材料を選定する。</u></p> <p>これにより、流路からの漏えいの発生を防止する。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>②の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7】 ②の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 流路バウンダリに用いられるシール材の相違</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 style="text-align: right;">別紙-5</p> <p><u>代替循環冷却系の運転開始時期が評価より早まる場合について</u></p> <p>代替循環冷却系の運転の評価では、代替原子炉補機冷却系の運転のため緊急時対策要員の参集に10時間、準備作業時間に10時間を想定しており、代替原子炉補機冷却系の運転開始時間を20時間後と想定している。ただし、緊急時対策要員の確保が容易にできる場合は、この時間より早くなる可能性がある。</p> <p>その場合の運転員の対応について以下に示す。必要な要員と作業項目を図1に示す。</p> <p>●中央制御室運転員の場合 常設代替交流電源設備からの交流電源回復後、復水移送ポンプによる原子炉注水及び格納容器スプレイ操作を実施している。この操作を実施している運転員とは別の運転員が代替循環冷却系の運転を準備することが可能であり、緊急時対策要員の作業が早まることからの影響はない。</p> <p>●現場操作運転員の場合 常設代替交流電源設備からの交流電源回復後、格納容器薬品注入等の現場操作を実施している。これらの操作は事故発生約4時間後まで継続する。その後、代替原子炉補機冷却系の運転準備を開始する。この準備操作は「2名」の現場操作運転員により「約5時間」で実施することを想定しているが、実態の操作では「約1時間」で完了する。その後、別の「2名」の現場操作運転員と共に代替循環冷却系の運転準備を実施する。事故発生約10時間後には終了するため、緊急時対策要員の作業が早まることからの影響はない。</p> <p>事故発生約1時間後から、緊急時対策要員による準備作業を開始することを想定した場合、現場操作運転員の作業は「約10時間後」に終了し、緊急時対策要員による準備作業は「約11時間後」に終了することになる。なお、緊急時対策要員による準備作業は、継続した訓練により短縮することが期待できる。</p> <p>現場操作運転員による準備作業は、実態の代替原子炉補機冷却系運転準備作業時間を考慮すると、代替循環冷却系運転準備作業を含めても「約3時間」で完了することができ、想定</p>	<p style="text-align: center;">比較対象無し</p>		<p>・運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能であるため、該当資料無し</p>

時間の事故発生約10時間後を大幅に短縮することができる。
 以上により、評価で考慮している代替原子炉補機冷却系「20時間後」の運転開始時間から早まる場合があっても対応は可能である。

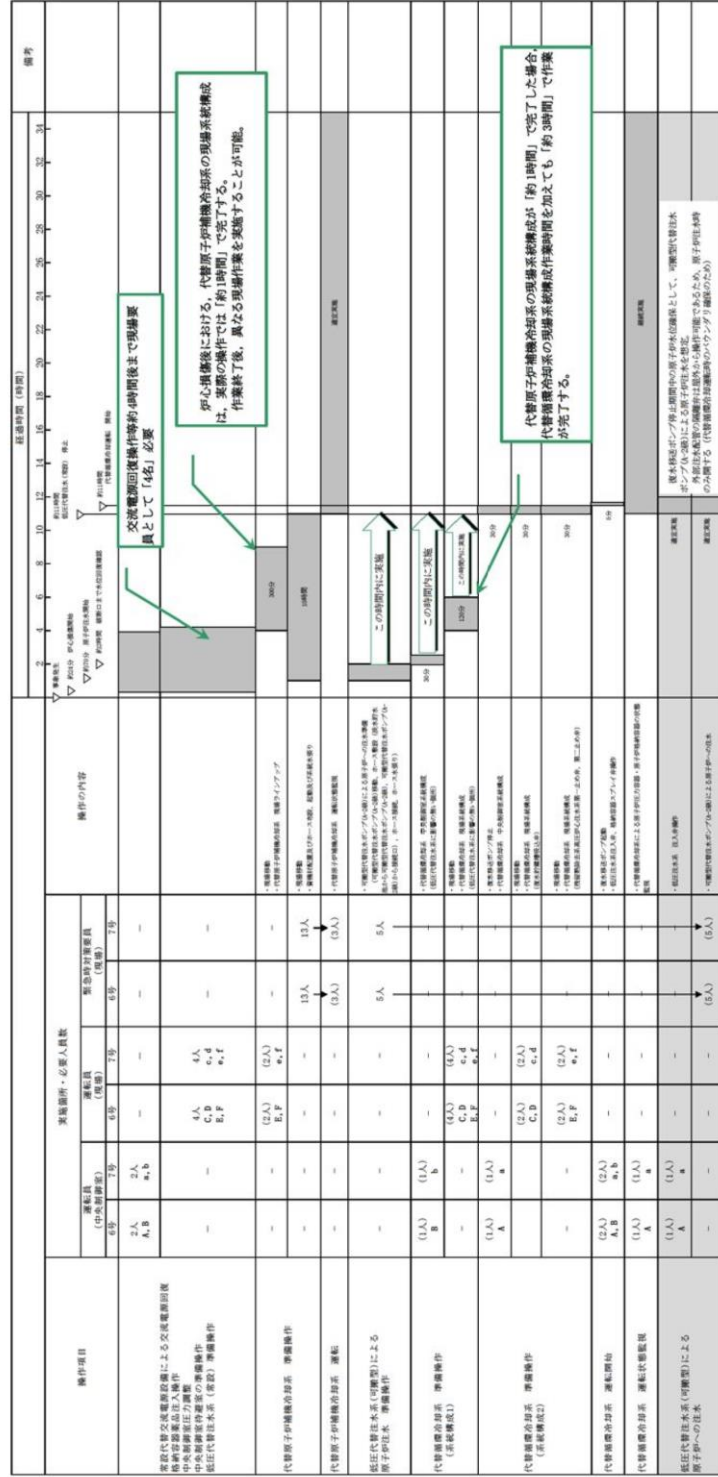


図1 代替循環冷却系運転開始が評価より早まる場合の要員と作業項目

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	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;">別紙-6</p> <p>系統が高線量となった場合の影響について</p> <p>代替循環冷却系の運転に伴い、系統が高線量となることが想定されるが、高線量となった場合には、放射線による「操作性・アクセス性」の影響、及び「機器」に対する放射線劣化影響が考えられる。</p> <p>「操作性・アクセス性」に関する影響としては以下の影響が考えられる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・代替循環冷却系の系統構成、起動操作、運転継続に必要な操作・監視への影響 ・代替循環冷却系が機能喪失した場合に必要な操作への影響 ・代替循環冷却系運転時に必要な復旧作業(残留熱除去系の復旧作業)への影響 <p>「機器」に対する放射線劣化影響としては以下の影響が考えられる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・代替循環冷却系において使用する機器のうち、放射線劣化影響が懸念される機器(シール材、電動機、計器、ケーブル)への影響 <p>上記の影響について、確認結果を表1に示す。</p>	<p style="text-align: center;">比較対象無し</p>	<p style="text-align: right;">別紙-5</p> <p>系統が高線量となった場合の影響について</p> <p>残留熱代替除去系の運転に伴い、系統が高線量となることが想定されるが、高線量となった場合には、放射線による「操作性・アクセス性」の影響、及び「機器」に対する放射線劣化影響が考えられる。</p> <p>「操作性・アクセス性」に関する影響としては以下の影響が考えられる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・残留熱代替除去系の系統構成、起動操作、運転継続に必要な操作・監視への影響 ・残留熱代替除去系が機能喪失した場合に必要な操作への影響 ・残留熱代替除去系運転時に必要な復旧作業(残留熱除去系の復旧作業)への影響 <p>「機器」に対する放射線劣化影響としては以下の影響が考えられる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・残留熱代替除去系において使用する機器のうち、放射線劣化影響が懸念される機器(シール材、電動機、計器、ケーブル)への影響 <p>上記の影響について、確認結果を表1に示す。</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)		東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)		島根原子力発電所 2号炉		備考
表1 高線量となった場合の操作性・アクセス性, 機器への影響				表1 高線量となった場合の操作性・アクセス性, 機器への影響		・設備の相違 【柏崎 6/7】 設備構成の相違による操作及び監視項目の相違
操作性・アクセス性	代替循環冷却系の系統構成, 起動操作, 運転継続に必要な操作・監視	放射線影響		操作性・アクセス性	放射線影響	
	系統構成	運転開始前の系統構成は, 中央制御室からの電動駆動弁の遠隔操作の他, 廃棄物処理建屋等での手動弁の操作, 代替原子炉補機冷却系の熱交換器ユニットの操作が必要であるが, 弁操作は運転開始前の実施であり, 熱交換器ユニット操作は屋外作業であり, 格納容器ベント操作前であるため, アクセス及び操作への放射線による影響はない。(32~35 頁参照)		系統構成	運転開始前の系統構成は, 中央制御室からの電動駆動弁の遠隔操作の他, 原子炉補機代替冷却系の操作が必要であるが, 弁操作は運転開始前の実施であり, 原子炉補機代替冷却系操作は屋外作業であり, 格納容器ベント操作前であるため, アクセス及び操作への放射線による影響はない。(29, 30 頁参照)	
	復水移送ポンプの起動	運転開始時の復水移送ポンプの起動は中央制御室から遠隔で操作が可能な設計としているため, 操作への放射線による大きな影響はない。(32~35 頁参照)		残留熱代替除去系の起動	運転開始時の残留熱代替除去ポンプの起動は中央制御室から遠隔で操作が可能な設計としているため, 操作への放射線による大きな影響はない。(29, 30 頁参照)	
	パラメータ監視	運転を開始した後の運転パラメータの監視は, 中央制御室及び緊急時対策所で監視が可能な設計としているため, 放射線による大きな影響はない。(32~35 頁参照)		系統構成, 起動操作, 運転継続に必要な操作・監視	パラメータ監視	
	流量調整	代替循環冷却系運転時の原子炉注水及び格納容器スプレイの流量を調整する場合は, 流量調整弁の操作により行うが, 中央制御室から遠隔で操作が可能な設計としているため, 放射線による大きな影響はない。(32~35 頁参照)		流量調整	残留熱代替除去系運転時の原子炉注水及び格納容器スプレイの流量を調整する場合は, 流量調整弁の操作により行うが, 中央制御室から遠隔で操作が可能な設計としているため, 放射線による大きな影響はない。(29, 30 頁参照)	
	その他操作	その他の作業として, 代替原子炉補機冷却系の運転状態確認及び熱交換器ユニットの付帯設備である電源車への給油作業があるが, これらは屋外作業であり格納容器ベント操作前であるため, 放射線による大きな影響はない。(32~35 頁参照)		その他操作	その他の作業として, 原子炉補機代替冷却系の運転状態確認及び大型送水ポンプ車への給油作業があるが, これらは屋外作業であり格納容器ベント操作前であるため, 放射線による大きな影響はない。(29, 30 頁参照)	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)			東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)			島根原子力発電所 2号炉			備考		
確認項目			放射線影響			確認項目			放射線影響		
操作性・アクセス性	代替循環冷却系が機能喪失した場合に必要な操作	低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水	低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水は、代替循環冷却系運転開始前にあらかじめ系統構成をした上で、注水操作を屋外で実施することにより、建屋内放射線量が上昇した場合においても対応が可能である。(35 頁参照)			操作性・アクセス性	格納容器ベント	格納容器ベントの操作弁は中央制御室から遠隔操作可能な設計であるため、代替循環冷却系運転後の放射線量上昇による操作への影響はない。なお、何らかの理由によりベント操作弁が中央制御室から遠隔操作不能となる場合は、放射線量上昇による影響が小さい原子炉建屋内の原子炉区域外において空気作動あるいは遠隔手動操作で開閉する方法を備えている。なお、これらの操作位置は原子炉建屋内の原子炉区域外であっても、代替循環冷却系運転により高線量となる配管との位置が比較的近い箇所もあるため、放射線量上昇によるアクセス性及び弁操作性を考慮し、必要に応じて遮蔽体設置等の放射線防護対策を施す。(35～38 頁参照)			
		格納容器ベント	格納容器ベントの操作弁は中央制御室から遠隔操作可能な設計であるため、代替循環冷却系運転後の放射線量上昇による操作への影響はない。なお、何らかの理由によりベント操作弁が中央制御室から遠隔操作不能となる場合は、放射線量上昇による影響が小さい原子炉建屋内の原子炉区域外において空気作動あるいは遠隔手動操作で開閉する方法を備えている。なお、これらの操作位置は原子炉建屋内の原子炉区域外であっても、代替循環冷却系運転により高線量となる配管との位置が比較的近い箇所もあるため、放射線量上昇によるアクセス性及び弁操作性を考慮し、必要に応じて遮蔽体設置等の放射線防護対策を施す。(35～38 頁参照)								
	代替循環冷却系運転時に必要な復旧作業(残留熱除去系の復旧作業)	代替循環冷却系運転時の放射線影響を受ける可能性が最も低い残留熱除去系(C)ポンプ類の復旧のためには、機能喪失要因にもよるが原子炉建屋地下3階の残留熱除去系(C)ポンプ室又は原子炉建屋地下2階の残留熱除去系(C)ポンプ室の上部ハッチまでアクセスすることができる必要があるが、7号炉の上部ハッチ付近には高線量となる配管があることから、代替循環冷却系運転時の放射線量を考慮し、必要に応じて移動式遮蔽体等の放射線防護対策を施す。なお、現場操作時は放射線量を測定し適切な防護装備を装備した上でアクセスすることとしている。(39～43 頁参照)			残留熱代替除去系が機能喪失した場合に必要な操作	格納容器ベント	格納容器ベントの操作弁は中央制御室から遠隔操作可能な設計であるため、残留熱代替除去系運転後の放射線量上昇による操作への影響はない。なお、何らかの理由によりベント操作弁が中央制御室から遠隔操作不能となる場合は、放射線量上昇による影響が小さい原子炉建物付属棟において遠隔手動操作で開閉する方法を備えている。なお、これらの操作位置は原子炉建物付属棟であっても、残留熱代替除去系運転により高線量となる配管との位置が比較的近い箇所もあるため、放射線量上昇によるアクセス性及び弁操作性を考慮し、必要に応じて遮蔽体設置等の放射線防護対策を施す。(32, 33 頁参照)				
機器	シール材(配管, 弁, ポンプ, 熱交換器)	放射線による劣化影響が懸念される左記の機器については、運転環境下における当該部位の放射線量を考慮して代替循環冷却系の系統機能確保可能な設計とする。(59 頁参照)			機器	シール材(配管, 弁, ポンプ, 熱交換器)	放射線による劣化影響が懸念される左記の機器については、運転環境下における当該部位の放射線量を考慮して残留熱代替除去系の系統機能確保可能な設計とする。(49 頁参照)				
	電動機(弁, ポンプ)					電動機(弁, ポンプ)					
	ケーブル					ケーブル					
	計器					計器					

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">別紙-7</p> <p><u>代替循環冷却系運転時の回り込み防止対応について</u></p> <p><u>代替循環冷却系を運用する際、サプレッション・チェンバのプール水を水源とするため、炉心損傷した場合については高線量の水が循環することで、周辺エリアの線量が大きく上昇することが想定される。その為、代替循環冷却系を運転中、及び、その後の長期的な収束のための各機器の復旧作業に悪影響を及ぼす懸念がある。</u></p> <p><u>代替循環冷却系の流路を構成する既設の復水補給水系は、プラント運転時に様々な供給先（負荷）を持っており、主流路からの分岐が多数ある。これらの分岐配管は耐震性を有する設計とするとともに、分岐先において閉じた系を構成している（供給先において弁が閉止している）ため、高線量の水が建屋内に溢水することや、予期しない他の系統に流入することはない。</u></p> <p><u>しかし、事故後長期の復旧作業への影響を考慮すると、可能な限り高線量の水の流れる範囲を限定することが必要である。そこで、代替循環冷却系の主流路からの分岐配管については、可能な限りプラント運転時から、主ラインから最も近い弁（第一止め弁）にて常時閉止することを検討し、事故時の対応に支障を来たす等の理由から第一止め弁の閉止が不可能な場合には代替循環冷却系の運転前に弁の閉操作を実施することを検討した。</u></p> <p><u>検討の結果を図1、図2、表1～表4に示す。分岐配管のうち、非常用炉心冷却系等の封水供給配管については、弁の閉止により供給先の系統に悪影響（ウォーターハンマーの発生等）を及ぼす可能性があるため、常時閉止運用とすることは不可と判断した。また、低圧代替注水系や格納容器下部注水系のように事故対応で使用する弁についても常時閉止運用とすることは不可と判断した。しかし、それ以外の供給先（負荷）については、分岐部を閉止することが可能である。このため、これらの供給先（負荷）に悪影響を及ぼさない箇所については、通常運転中から弁を閉止することにより、高線量の水が流入することを防止する措置を講じることとする。</u></p>			<p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉の残留熱代替除去系が兼用する系統は残留熱除去系であり、高線量水の流れる範囲は限定的であることから、回り込みを防止するための弁操作は不要であるため、該当資料なし</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<div data-bbox="160 210 911 777" data-label="Image"> </div> <div data-bbox="270 787 786 831" data-label="Caption"> <p>図1 代替循環冷却系 系統図 (6号炉)</p> </div> <div data-bbox="160 879 911 1449" data-label="Image"> </div> <div data-bbox="270 1459 786 1503" data-label="Caption"> <p>図2 代替循環冷却系 系統図 (7号炉)</p> </div>			

表1 代替循環冷却系閉止弁リスト (6号炉)

No. [※]	弁番号	弁名称	対応策
1	P13-F059	塵スラッジ移送ライン復水元弁	プラント運転中から全閉運用とする
2	P13-F056	原子炉冷却材浄化系ろ過脱塩装置補給用等復水元弁	プラント運転中から全閉運用とする
3	P13-F085	ドライウエル高電導度廃液系サンパ配管洗浄用等復水元弁	プラント運転中から全閉運用とする
4	P13-F054	原子炉冷却材浄化系逆洗洗浄用復水元弁	プラント運転中から全閉運用とする
5	P13-F090	制御棒駆動系補修室等復水元弁	プラント運転中から全閉運用とする
6	P13-F023	復水補給水系サンプリング戻り止め弁	プラント運転中から全閉運用とする
7	P13-F009	復水貯蔵槽常用給水管止め弁	系統運転時に現場で全閉操作を実施
8	P13-MO-F150	タービン建屋負荷遮断弁	系統運転時に遠隔で全閉操作を実施
9	G51-MO-F009	サブプレッションプール浄化系復水貯蔵槽側吸込弁	系統運転時に遠隔で全閉操作を実施
10	P13-F403	廃棄物処理建屋復水積算流量計バイパス弁	系統運転時に現場で全閉操作を実施
11	P13-F010	制御棒駆動系復水入口弁	系統運転時に現場で全閉操作を実施
12	P13-F017A	復水移送ポンプ(A)最小流量出口弁	系統運転時に現場で全閉操作を実施
13	P13-F017B	復水移送ポンプ(B)最小流量出口弁	系統運転時に現場で全閉操作を実施
14	P13-F017C	復水移送ポンプ(C)最小流量出口弁	系統運転時に現場で全閉操作を実施
15	E22-F021	高圧炉心注水系復水貯蔵槽出口第一元弁	系統運転時に現場で全閉操作を実施
16	E22-F022	高圧炉心注水系復水貯蔵槽出口第二元弁	系統運転時に現場で全閉操作を実施
17	E22-F023	高圧炉心注水系復水貯蔵槽出口第三元弁	系統運転時に現場で全閉操作を実施

※本表の「No.」は、図1記載の「弁No.」を示す。

表2 代替循環冷却系閉止不可弁リスト (6号炉)

No. [※]	弁番号	弁名称	閉止不可理由
18	P13-F069	消火系連絡弁後弁	SA時の消防車による原子炉注水時に使用
19	P13-F081	原子炉隔離時冷却系系統洗浄用等復水元弁	HPAC/RCIC封水ライン
20	P13-F058	残留熱除去系(B)系統洗浄用等復水元弁	SA時の代替格納容器スプレイ冷却系で使用
21	P13-F057	残留熱除去系(A)(C)系統洗浄用等復水元弁	HPCF(C)封水ライン SA時の格納容器下部注水系で使用
22	P13-F061	スキマサージタンク(B)復水積算流量計入口弁	SFPスキマサージタンクへの自動注水補給で使用
23	G51-F015	サブプレッションプール浄化系復水補給水系封水弁	SFCUを用いたSFP注水、原子炉ウエル注水で使用
24	P13-F096B	高圧炉心注水系(B)系統封水用復水減圧オリフイス前弁	HPCF(B)封水ライン
25	E22-MO-F001B	高圧炉心注水系復水貯蔵槽側吸込弁(B)	HPCF(B)吸込みライン(水源)
26	E22-F030	高圧代替注水系ポンプ吸込弁	HPAC吸込みライン(水源)
27	E51-MO-F001	原子炉隔離時冷却系復水貯蔵槽側吸込弁	RCIC吸込みライン(水源)
28	E22-MO-F001C	高圧炉心注水系復水貯蔵槽側吸込弁(C)	HPCF(C)吸込みライン(水源)

※本表の「No.」は、図1記載の「弁No.」を示す。

表3 代替循環冷却系閉止弁リスト (7号炉)

No.	弁番号	弁名称	対応策
1	P13-F087	復水補給水系原子炉冷却材浄化系ろ過脱塩器逆洗水供給元弁	プラント運転中から全閉運用とする
2	P13-F721	復水補給水系復水移送ポンプ出口復水試料採取元弁	プラント運転中から全閉運用とする
4	P13-F105	復水補給水系蒸気乾燥器気水分離器ピット水張用供給弁	プラント運転中から全閉運用とする
5	P13-F110	復水補給水系原子炉建屋運転階供給元弁	プラント運転中から全閉運用とする
6	P13-F722	復水補給水系復水移送ポンプ入口復水試料採取元弁	プラント運転中から全閉運用とする
7	P13-M0-F029	タービン建屋負荷遮断弁	系統運転時に遠隔で全閉操作を実施
8	G51-M0-F010	サブプレッションプール浄化系復水貯蔵槽側吸込弁	系統運転時に遠隔で全閉操作を実施
9	P13-F021	復水補給水系制御棒駆動系駆動水供給元弁	系統運転時に現場で全閉操作を実施
10	P13-F008A	復水移送ポンプ(A) ミニマムフロー逆止弁後弁	系統運転時に現場で全閉操作を実施
11	P13-F008B	復水移送ポンプ(B) ミニマムフロー逆止弁後弁	系統運転時に現場で全閉操作を実施
12	P13-F008C	復水移送ポンプ(C) ミニマムフロー逆止弁後弁	系統運転時に現場で全閉操作を実施
13	P13-F001	復水補給水系復水貯蔵槽出口弁	系統運転時に現場で全閉操作を実施
14	E22-F028	高压炉心注水系復水貯蔵槽出口第一元弁	系統運転時に現場で全閉操作を実施
15	E22-F029	高压炉心注水系復水貯蔵槽出口第二元弁	系統運転時に現場で全閉操作を実施
16	E22-F030	高压炉心注水系復水貯蔵槽出口第三元弁	系統運転時に現場で全閉操作を実施
27	P13-F079	復水補給水系原子炉冷却材浄化系ろ過脱塩器 Y スト洗浄水供給元弁	プラント運転中から全閉運用とする
28	P13-F075	復水補給水系原子炉冷却材浄化系逆洗水ポンプ入口洗浄用供給弁	プラント運転中から全閉運用とする

※本表の「No.」は、図2記載の「弁No.」を示す。

表4 代替循環冷却系閉止不可弁リスト (7号炉)

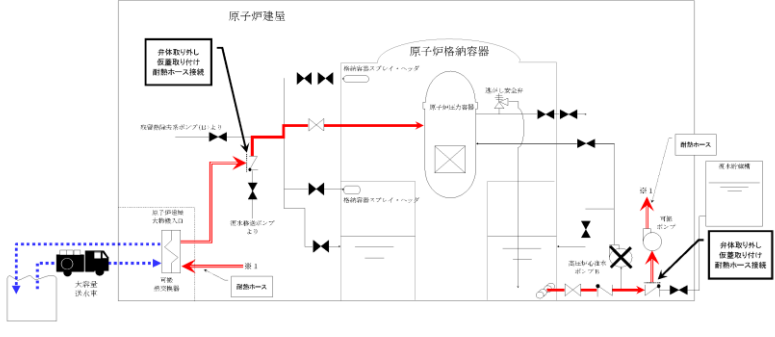
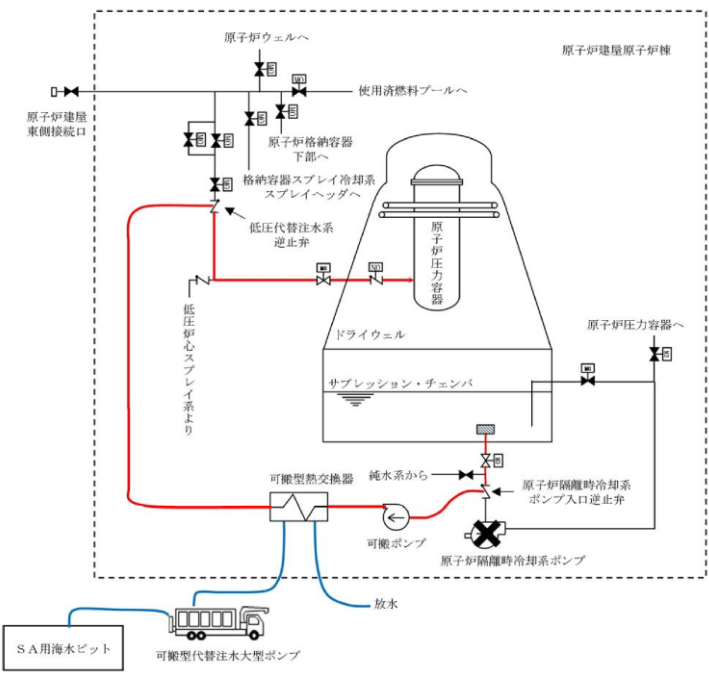
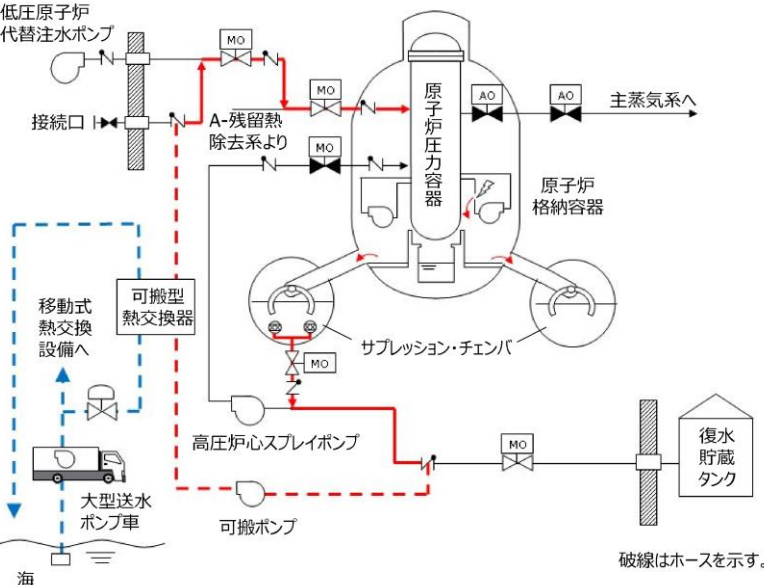
No.	弁番号	弁名称	閉止不可理由
3	P13-F077	復水補給水系-075 ライン供給元弁	HPAC 封水ライン
17	P13-F086	復水補給水系 R0-D032 入口弁	HPCF (C) 封水ライン
18	P13-F093	復水補給水系格納容器冷却ライン元弁	SA 時の格納容器下部注水系で使用
19	P13-F099	復水補給水系 P13-F091 出口弁	SA 時の消防車による原子炉注水時に使用
20	P13-F101	復水補給水系-101 ライン供給元弁	SFP スキマサージタンクへの自動注水補給で使用
21	P13-F083	復水補給水系-077 ライン供給元弁	SA 時の代替格納容器スプレィ冷却系で使用 HPCF (B) 封水ライン
22	E22-M0-F001B	高压炉心注水系復水貯蔵槽側吸込弁 (B)	HPCF (B) 吸込みライン (水源)
23	E22-F023	高压炉心注水系高压代替注水系冷却水ライン隔離弁	HPAC 吸込みライン (水源)
24	E51-M0-F001	原子炉隔離時冷却系復水貯蔵槽側吸込弁	RCIC 吸込みライン (水源)
25	E22-M0-F001C	高压炉心注水系復水貯蔵槽側吸込弁 (C)	HPCF (C) 吸込みライン (水源)
26	P13-F084	復水補給水系 R0-D030 入口弁	RCIC 封水ライン

※本表の「No.」は、図2記載の「弁No.」を示す。

「参考 重大事故等時の長期安定冷却手段について」の比較は、39 条補説 (参考9) の比較表を再掲する

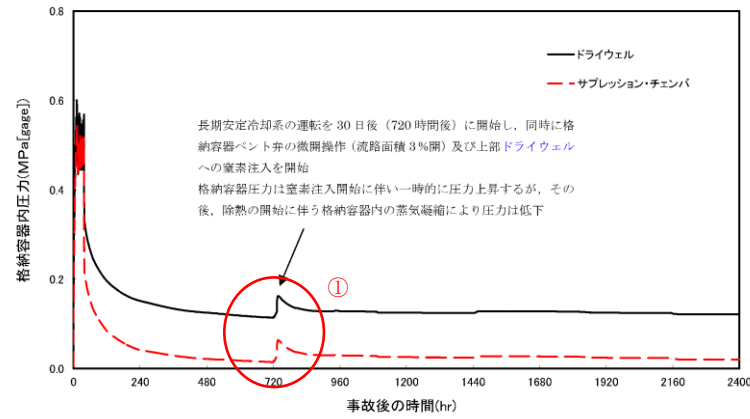
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>〔参考9〕重大事故等時の長期安定冷却手段について</p> <p>重大事故等時の原子炉格納容器除熱としては、原子炉格納容器を最高使用温度以下に除熱することを基本としている。炉心損傷に至る重大事故等時、<u>代替循環冷却系</u>により格納容器内温度は緩やかに低下し約15日後には、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水温度</u>が最高使用温度の104℃を下回る（「重大事故等対策の有効性評価について「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」（別紙1）安定状態の維持について」参照）。</p> <p>しかし、<u>残留熱除去系熱交換器</u>が使用できない場合は、<u>代替循環冷却系</u>が使用できないため格納容器ベントにより格納容器の除熱を行う。<u>格納容器ベント</u>による除熱では、格納容器圧力の低下は早いものの、格納容器温度の低下は<u>代替循環冷却系</u>より遅く、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水温度</u>が最高使用温度の104℃を下回るのは約35日後となる（「重大事故等対策の有効性評価について「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」（別紙1）安定状態の維持について」参照）。</p> <p>そのため、格納容器内温度低減対策として残留熱除去系熱交換器が使用できない場合の除熱手段を検討した。検討にあたっては事故発生30日後の崩壊熱が除熱可能であることを目標とした。</p> <p>重大事故等時において、<u>格納容器ベント</u>による格納容器除熱を実施している場合、<u>残留熱除去系</u>の補修による原子炉格納容器の除熱復旧を実施する。また、<u>残留熱除去系</u>の機能回復が長期間実施できない場合、可搬ポンプ及び可搬熱交換器を用いた除熱手段である「1. <u>可搬型格納容器除熱系</u>による格納容器除熱」を構築する。既設設備である<u>残留熱除去系</u>の使用を優先するが、復旧が困難な場合はこの可搬型格納容器除熱系による除熱を実施する。</p>	<p>〔参考8〕重大事故等発生後の長期安定冷却手段について</p> <p>重大事故等時の原子炉格納容器除熱としては、原子炉格納容器を最高使用温度以下に除熱することを基本としている。<u>重大事故等時、代替循環冷却系を使用することにより原子炉格納容器内温度を100℃未満に低下させることができる。</u></p> <p>しかし、<u>残留熱除去系熱交換器</u>が使用できない場合は、<u>代替循環冷却系</u>も使用できなくなるが、<u>この場合には格納容器ベントを行うことにより原子炉格納容器除熱を行う。格納容器ベントによる除熱では、サブプレッション・プール水温が飽和状態で維持されることとなるため、サブプレッション・プール水温を100℃未満にできず、サブプレッション・プール最高使用温度近くで長期間推移することとなる。</u></p> <p>そのため、<u>原子炉格納容器温度低減対策</u>として残留熱除去系熱交換器が使用できない場合の除熱手段を検討した。検討にあたっては事故発生30日後の崩壊熱が除去可能であることを目標とした。</p> <p>重大事故等時、<u>格納容器ベント</u>による原子炉格納容器除熱を実施している場合、<u>残留熱除去系</u>を補修により復旧し、<u>原子炉格納容器の除熱を実施するが、残留熱除去系の機能回復が困難な場合を想定し、可搬ポンプ及び可搬型熱交換器を用いた除熱手段である「可搬型原子炉格納容器除熱系統</u>による原子炉格納容器除熱」を構築する。</p>	<p style="text-align: right;">参考</p> <p>〔参考9〕重大事故等時の長期安定冷却手段について</p> <p>重大事故等時の原子炉格納容器除熱としては、原子炉格納容器を最高使用温度以下に除熱することを基本としている。炉心損傷に至る重大事故等時、<u>残留熱代替除去系</u>により格納容器内温度は緩やかに低下し約177時間後には、<u>サブプレッション・チェンバ水温度</u>が最高使用温度の104℃を下回る（「重大事故等対策の有効性評価について「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」（別紙1）安定状態の維持について」参照）。</p> <p>しかし、<u>残留熱除去系熱交換器</u>が使用できない場合は、<u>残留熱代替除去系</u>が使用できないため格納容器フィルタベント系により格納容器の除熱を行う。<u>格納容器フィルタベント系</u>による除熱では、格納容器圧力の低下は早いものの、格納容器温度の低下は<u>残留熱代替除去系</u>より遅く、<u>サブプレッション・チェンバ水温度</u>が最高使用温度の104℃を下回るのは約587時間後となる（「重大事故等対策の有効性評価について「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」（別紙1）安定状態の維持について」参照）。</p> <p>そのため、格納容器内温度低減対策として残留熱除去系熱交換器が使用できない場合の除熱手段を検討した。検討にあたっては事故発生約30日後の崩壊熱が除熱可能であることを目標とした。</p> <p>重大事故等時において、<u>格納容器フィルタベント系</u>による格納容器除熱を実施している場合、<u>残留熱除去系</u>の補修による原子炉格納容器の除熱機能を復旧する。また、<u>残留熱除去系</u>の機能回復が長期間実施できない場合、可搬ポンプ及び可搬熱交換器を用いた除熱手段である「1. <u>可搬型格納容器除熱系</u>による格納容器除熱」を構築する。既設設備である<u>残留熱除去系</u>の使用を優先するが、<u>復旧が困難な場合はこの可搬型格納容器除熱系による除熱を</u></p>	<p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 設備、運用、解析条件等の違いによる相違（有効性評価「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）」）</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 設備、運用、解析条件等の違いによる相違（有効性評価「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>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																										
<p>本書では、それらの実現可能性と実施した場合の効果について確認している。<u>これに加え、「2. 可搬熱交換器によるサブプレッションプール浄化系（以下、SPCUという）を用いた除熱」を構築し、それらの実現可能性と実施した場合の効果について確認している。</u></p> <p>なお、これらに加え格納容器を直接除熱することはできないが原子炉圧力容器を除熱することにより間接的に格納容器を除熱する「<u>代替原子炉補機冷却系を用いた原子炉冷却材浄化系（以下、CUWという）による原子炉除熱</u>」を構築する。CUW系による原子炉除熱については〔参考9－補足1〕に示す。</p> <p style="text-align: center;"><u>参考1表 重大事故等時における格納容器除熱手段</u></p> <table border="1" data-bbox="172 751 902 976"> <thead> <tr> <th>除熱手段</th> <th>備考</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>代替循環冷却系による除熱</td> <td></td> </tr> <tr> <td>格納容器ベントによる除熱</td> <td></td> </tr> <tr> <td>残留熱除去系の補修による除熱復旧</td> <td></td> </tr> <tr> <td>可搬型格納容器除熱系による格納容器除熱</td> <td>本資料1. で成立性を示す</td> </tr> <tr> <td>可搬熱交換器によるSPCUを用いた格納容器除熱</td> <td>本資料2. で成立性を示す</td> </tr> <tr> <td>代替原子炉補機冷却系を用いたCUWによる原子炉除熱</td> <td>補足1で成立性を示す</td> </tr> </tbody> </table> <p style="font-size: small;">本表は事故時における除熱手段の配備状況を示すものであり、除熱手段の優先順位を示すものではない。</p> <p>1. 可搬型格納容器除熱系による格納容器除熱</p> <p><実現可能性></p> <p>重大事故等時において、格納容器ベントによる格納容器除熱を実施している場合、残留熱除去系の補修によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの復旧を実施する。また、残留熱除去系の復旧が困難な場合に可搬設備等により構成される可搬型格納容器除熱系による格納容器除熱を構築する。可搬型格納容器除熱系は、<u>高圧炉心注水系（以下、HPCFという）配管から耐熱ホース・可搬ポンプを用いて可搬熱交換器にサブプレッション・チェンバ・プール水を供給し、そこで除熱した水を残留熱除去系の原子炉注水ラインで原子炉圧力容器に注水するライン構成</u>であり、可搬設備を運搬・設置する等の作業があるが、長納期品については事前に準備しておくことにより、1ヵ月程度で系統を構築することが可能であると考えられる。</p> <p><u>また、可搬ポンプを用いた可搬型格納容器除熱系に加え、常設のSPCUポンプを用いた「可搬熱交換器及びSPCUポンプを用いた除熱」の手段を整備する。詳細は「2. 可搬熱交換器によるサブプレッションプール浄化系を用いた除熱」で示す。</u></p>	除熱手段	備考	代替循環冷却系による除熱		格納容器ベントによる除熱		残留熱除去系の補修による除熱復旧		可搬型格納容器除熱系による格納容器除熱	本資料1. で成立性を示す	可搬熱交換器によるSPCUを用いた格納容器除熱	本資料2. で成立性を示す	代替原子炉補機冷却系を用いたCUWによる原子炉除熱	補足1で成立性を示す	<p style="text-align: center;"><u>可搬型原子炉格納容器除熱系による原子炉格納容器除熱</u></p> <p><実現可能性></p> <p>重大事故等時、格納容器ベントによる原子炉格納容器除熱を実施している場合、<u>残留熱除去系を復旧し、サブプレッション・プール水の冷却を実施する。また、残留熱除去系の復旧が困難な場合には、可搬設備等により構成される可搬型原子炉格納容器除熱系統による原子炉格納容器除熱を構築する。</u></p> <p style="text-align: center;"><u>この対応には、可搬型設備を運搬・設置する等の作業を伴うが、事前に可搬型設備等を準備しておくことにより、1ヵ月程度で系統を構築することが可能であると考えられる。</u></p>	<p><u>実施する。本書では、それらの実現可能性と実施した場合の効果について確認している。</u></p> <p>なお、これらに加え原子炉格納容器を直接除熱することはできないが原子炉圧力容器を除熱することにより間接的に原子炉格納容器を除熱する「<u>原子炉補機代替冷却系を用いた原子炉浄化系（以下、CUWという）による原子炉除熱</u>」を構築する。CUW系による原子炉除熱については〔参考9－補足1〕に示す。</p> <p style="text-align: center;"><u>参考1表 重大事故等時における格納容器除熱</u></p> <table border="1" data-bbox="1745 760 2493 949"> <thead> <tr> <th>除熱手段</th> <th>備考</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>残留熱代替除去系による除熱</td> <td></td> </tr> <tr> <td>格納容器フィルタベント系による除熱</td> <td></td> </tr> <tr> <td>残留熱除去系の補修による除熱復旧</td> <td></td> </tr> <tr> <td>可搬型格納容器除熱系による格納容器除熱</td> <td>本資料1. で成立性を示す</td> </tr> <tr> <td>原子炉補機代替冷却系を用いたCUWによる原子炉除熱</td> <td>補足1で成立性を示す</td> </tr> </tbody> </table> <p>本表は事故時における除熱手段の配備状況を示すものであり、除熱手段の優先順位を示すものではない</p> <p>1. <u>可搬型格納容器除熱系による格納容器除熱</u></p> <p><実現可能性></p> <p>重大事故等時において、格納容器ベントによる格納容器除熱を実施している場合、<u>残留熱除去系の補修によるサブプレッション・プール水冷却モードの復旧を実施する。また、残留熱除去系の復旧が困難な場合に可搬設備等により構成される可搬型格納容器除熱系による格納容器除熱を構築する。可搬型格納容器除熱系は、高圧炉心スプレイ系（以下、HPCSという）配管から耐熱ホース・可搬ポンプを用いて可搬熱交換器にサブプレッション・チェンバのプール水を供給し、そこで除熱した水を低圧原子炉代替注水系の原子炉注水ラインで原子炉圧力容器に注水するライン構成</u>であり、可搬設備を運搬・設置する等の作業があるが、<u>長納期品については事前に準備しておくことにより、1ヵ月程度で系統を構築することが可能であると考えられる。</u></p>	除熱手段	備考	残留熱代替除去系による除熱		格納容器フィルタベント系による除熱		残留熱除去系の補修による除熱復旧		可搬型格納容器除熱系による格納容器除熱	本資料1. で成立性を示す	原子炉補機代替冷却系を用いたCUWによる原子炉除熱	補足1で成立性を示す	<p>・設備の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉はSPCU無し</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉はSPCU無し</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7】 系統構成の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉はSPCU無し</p>
除熱手段	備考																												
代替循環冷却系による除熱																													
格納容器ベントによる除熱																													
残留熱除去系の補修による除熱復旧																													
可搬型格納容器除熱系による格納容器除熱	本資料1. で成立性を示す																												
可搬熱交換器によるSPCUを用いた格納容器除熱	本資料2. で成立性を示す																												
代替原子炉補機冷却系を用いたCUWによる原子炉除熱	補足1で成立性を示す																												
除熱手段	備考																												
残留熱代替除去系による除熱																													
格納容器フィルタベント系による除熱																													
残留熱除去系の補修による除熱復旧																													
可搬型格納容器除熱系による格納容器除熱	本資料1. で成立性を示す																												
原子炉補機代替冷却系を用いたCUWによる原子炉除熱	補足1で成立性を示す																												

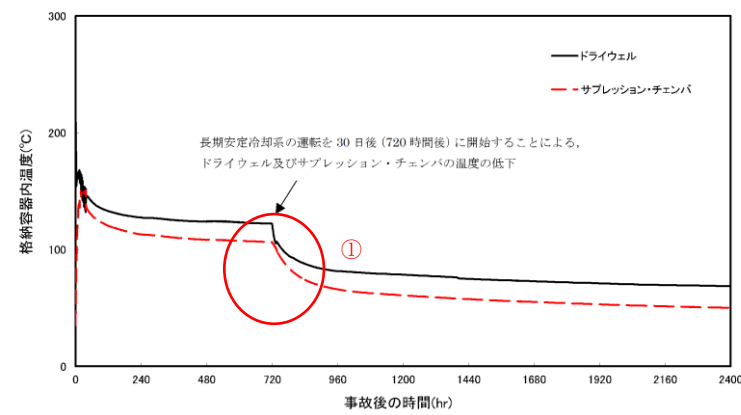
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>可搬型格納容器除熱系について、可搬ポンプの吸込み箇所は、<u>HPCFポンプの吸込配管にある「HPCF復水貯蔵槽側吸込逆止弁(B)」</u>とし、耐熱ホースで接続する構成とする。</p> <p>可搬ポンプの吐出については、耐熱ホースを用いて原子炉建屋大物搬入口に設置する可搬熱交換器と接続する構成とし、可搬熱交換器の出口側については<u>残留熱除去系の原子炉注水配管にある「残留熱除去系注入ライン洗浄水入口逆止弁(B)」</u>と耐熱ホースで連結する構成とする。これらの構成で、可搬ポンプによりサプレッション・チェンバ・プール水を可搬熱交換器に送水し、そこで除熱した水を原子炉圧力容器に注水する系統を構築する。なお、可搬熱交換器の二次系については、<u>大容量送水車</u>により海水を通水できる構成とする。</p>  <p>参考1図 可搬型格納容器除熱系の系統概要図</p>	<p>可搬型原子炉格納容器除熱系統のうち、可搬ポンプの吸込み箇所は、<u>原子炉隔離時冷却系ポンプ入口逆止弁</u>とし、耐熱ホースで接続する構成とする。</p> <p>可搬ポンプの吐出については、耐熱ホースを用いて原子炉建屋原子炉棟大物搬入口に設置する可搬型熱交換器と接続する構成とする。可搬型熱交換器の出口側については<u>低圧代替注水系（可搬型）の逆止弁</u>と耐熱ホースで接続する構成とする。可搬型熱交換器の二次系については、<u>可搬型代替注水大型ポンプ</u>により海水を通水できる構成とする。</p>  <p>図1 可搬型原子炉格納容器除熱系統の系統概略図</p>	<p>可搬型格納容器除熱系について、可搬ポンプの吸込み箇所は、<u>HPCSポンプの吸込配管にある「HPCSポンプ復水貯蔵タンク水入口逆止弁」</u>とし、耐熱ホースで接続する構成とする。</p> <p>可搬ポンプの吐出については、耐熱ホースを用いて原子炉建物大物搬入口に設置する可搬熱交換器と接続する構成とし、可搬熱交換器の出口側については<u>低圧原子炉代替注水系の原子炉注水配管にある「FLSR可搬式設備A-注水ライン逆止弁」</u>と耐熱ホースで連結する構成とする。これらの構成で、可搬ポンプによりサプレッション・チェンバのプール水を可搬熱交換器に送水し、そこで除熱した水を原子炉圧力容器に注水する系統を構築する。なお、可搬熱交換器の二次系については、<u>大型送水ポンプ車</u>により海水を通水できる構成とする。</p>  <p>参考1図 可搬型格納容器除熱系の系統概略図</p>	<ul style="list-style-type: none"> 設備の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 系統構成の相違 設備の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 系統構成の相違 設備の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 系統構成の相違

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 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																					
<p align="center">参考2表 可搬型格納容器除熱系構築に必要な作業</p> <table border="1" data-bbox="163 262 908 493"> <thead> <tr> <th>作業</th> <th>所要期間</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>HPCFポンプ吸込ラインの逆止弁と残留熱除去系洗浄水ラインの逆止弁の上蓋等取外し、耐熱ホース取付</td> <td rowspan="4">これらの作業は、1ヵ月程度で準備可能と考えている。</td> </tr> <tr> <td>可搬ポンプ準備</td> </tr> <tr> <td>可搬熱交換器準備</td> </tr> <tr> <td>通水試験等</td> </tr> </tbody> </table> <p><効果></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）」において事象発生後約1ヵ月まで格納容器ベントによる除熱を行った後、可搬型格納容器除熱系による除熱とした場合の格納容器パラメータ推移を評価した。ここで可搬型格納容器除熱系の流量は、事故発生30日後の崩壊熱を上回る160m³/hとし、格納容器圧力逃がし装置は微開（流路面積3%開）とするとともに不活性ガス系より窒素ガスを600m³/h注入する。</p> <p>参考2～4 図に格納容器圧力、格納容器気相部温度、サプレッション・チェンバ・プール水温の推移を示す。参考3 図及び参考4 図に示す通り、格納容器気相部温度、サプレッション・チェンバ・プール水温を低減させることができる。</p> <p>なお、本評価のように、格納容器圧力逃がし装置により格納容器圧力が低下している状態では、ベント実施時に原子炉格納容器内の非凝縮性ガスは排出され、原子炉格納容器内は崩壊熱により発生する蒸気で満たされる状態となる。こうした状況において除熱系（可搬型格納容器除熱系）の運転を開始する場合、サプレッション・チェンバ・プール水温が100℃を下回ると、飽和蒸気圧に従い格納容器圧力は負圧となる可能性がある。よって、可搬型格納容器除熱系の運転を開始する際には、格納容器圧力逃がし装置は微開とした上で、不活性ガス系より窒素ガスを注入し、格納容器圧力が負圧とならないよう制御する運用とする。</p>	作業	所要期間	HPCFポンプ吸込ラインの逆止弁と残留熱除去系洗浄水ラインの逆止弁の上蓋等取外し、耐熱ホース取付	これらの作業は、1ヵ月程度で準備可能と考えている。	可搬ポンプ準備	可搬熱交換器準備	通水試験等	<p align="center">表1 可搬型原子炉格納容器除熱系の構築に必要な作業</p> <table border="1" data-bbox="964 262 1685 590"> <thead> <tr> <th>作業</th> <th>所要期間</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>原子炉隔離時冷却系ポンプ入口逆止弁と低圧代替注水系（可搬型）逆止弁の上蓋等取外し、耐熱ホース取付</td> <td rowspan="4">これらの作業は、1ヵ月程度で準備可能と考えている。</td> </tr> <tr> <td>可搬ポンプ準備</td> </tr> <tr> <td>可搬型熱交換器準備</td> </tr> <tr> <td>通水試験等</td> </tr> </tbody> </table> <p><効果></p> <p>可搬型原子炉格納容器除熱系における除熱効果を確認するため、「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）」において、事象発生30日後まで格納容器ベントによる除熱を行った後、格納容器ベントを停止し、可搬型原子炉格納容器除熱系による除熱を実施した場合の原子炉格納容器パラメータ推移を評価した。ここで可搬型原子炉格納容器除熱系の流量は、事故発生30日後の崩壊熱除去相当以上の流量として100m³/hとし、低圧代替注水系（常設）等による原子炉注水及び格納容器ベントを停止するとともに、原子炉格納容器内が負圧となることを防止及び原子炉格納容器内の不活性化のために、可搬型窒素供給装置によりドライウェル及びサプレッション・チェンバ内へ窒素を注入（総注入流量400m³/h）する。</p> <p>図2～4に原子炉格納容器圧力、原子炉格納容器気相部温度、サプレッション・プール水温の推移を示す。図3及び図4に示すとおり、可搬型原子炉格納容器除熱系により、原子炉格納容器気相部温度、サプレッション・プール水温を低減させることができる。</p> <p>なお、本評価のように、格納容器圧力逃がし装置により格納容器圧力が低下している状態では、格納容器ベント実施時に原子炉格納容器内の非凝縮性ガスは排出され、原子炉格納容器内は崩壊熱により発生する蒸気で満たされる状態となる。こうした状況において除熱系（可搬型原子炉格納容器除熱系）の運転を開始する場合、サプレッション・プール水温が100℃を下回ると、飽和蒸気圧に従い原子炉格納容器圧力は負圧となる可能性がある。よって、可搬型原子炉格納容器除熱系の運転を開始する前には、原子炉格納容器内が負圧となることを防止及び原子炉格納容器内の不活性化のために、原子炉格納容器内へ窒素を注入する。</p>	作業	所要期間	原子炉隔離時冷却系ポンプ入口逆止弁と低圧代替注水系（可搬型）逆止弁の上蓋等取外し、耐熱ホース取付	これらの作業は、1ヵ月程度で準備可能と考えている。	可搬ポンプ準備	可搬型熱交換器準備	通水試験等	<p align="center">参考2表 可搬型格納容器除熱系構築に必要な作業</p> <table border="1" data-bbox="1742 262 2493 453"> <thead> <tr> <th>作業</th> <th>所要時間</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>HPCSポンプ吸込みラインの逆止弁と低圧原子炉代替注水系注水ラインの逆止弁の上蓋取り外し、耐熱ホース取付</td> <td rowspan="4">これらの作業は、1ヵ月程度で準備可能と考えている。</td> </tr> <tr> <td>可搬ポンプ準備</td> </tr> <tr> <td>可搬熱交換器準備</td> </tr> <tr> <td>通水試験等</td> </tr> </tbody> </table> <p><効果></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）」において事象発生後約1ヵ月まで格納容器フィルタベント系による除熱を行った後、可搬型格納容器除熱系による除熱とした場合の格納容器パラメータ推移を評価した。ここで可搬型格納容器除熱系の流量は、事故発生30日後の崩壊熱を上回る <input type="text" value=""/> m³/hとし、格納容器フィルタベント系は微開（流路面積3%開）とするとともに可搬式窒素供給装置により窒素ガスを100m³/h注入する。</p> <p>参考2～4 図に格納容器圧力、格納容器気相部温度、サプレッション・チェンバ水温の推移を示す。参考3 図及び参考4 図に示すとおり、格納容器気相部温度、サプレッション・チェンバ水温を低減させることができる。</p> <p>なお、本評価のように、格納容器フィルタベント系により格納容器圧力が低下している状態では、格納容器ベント実施時に原子炉格納容器内の非凝縮性ガスが排出され、原子炉格納容器内は崩壊熱により発生する蒸気で満たされる状態となる。こうした状況において除熱系（可搬型格納容器除熱系）の運転を開始する場合、サプレッション・チェンバ水温が100℃を下回ると、飽和蒸気圧に従い格納容器圧力は負圧となる可能性がある。よって、可搬型格納容器除熱系の運転を開始する際には、格納容器フィルタベント系は微開としたうえで、可搬式窒素供給装置より窒素ガスを注入し、格納容器圧力が負圧とならないよう制御する運用とする。</p>	作業	所要時間	HPCSポンプ吸込みラインの逆止弁と低圧原子炉代替注水系注水ラインの逆止弁の上蓋取り外し、耐熱ホース取付	これらの作業は、1ヵ月程度で準備可能と考えている。	可搬ポンプ準備	可搬熱交換器準備	通水試験等	<p>・設備の相違 【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、可燃性ガスの蓄積を防止するために、格納容器ベントを停止せず、微開にする運用としている</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7，東海第二】 窒素ガス注入量</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、可燃性</p>
作業	所要期間																							
HPCFポンプ吸込ラインの逆止弁と残留熱除去系洗浄水ラインの逆止弁の上蓋等取外し、耐熱ホース取付	これらの作業は、1ヵ月程度で準備可能と考えている。																							
可搬ポンプ準備																								
可搬熱交換器準備																								
通水試験等																								
作業	所要期間																							
原子炉隔離時冷却系ポンプ入口逆止弁と低圧代替注水系（可搬型）逆止弁の上蓋等取外し、耐熱ホース取付	これらの作業は、1ヵ月程度で準備可能と考えている。																							
可搬ポンプ準備																								
可搬型熱交換器準備																								
通水試験等																								
作業	所要時間																							
HPCSポンプ吸込みラインの逆止弁と低圧原子炉代替注水系注水ラインの逆止弁の上蓋取り外し、耐熱ホース取付	これらの作業は、1ヵ月程度で準備可能と考えている。																							
可搬ポンプ準備																								
可搬熱交換器準備																								
通水試験等																								

ガスの蓄積を防止するために、格納容器ベントを停止せず、微開にする運用としている



参考2 図 格納容器圧力の推移



参考3 図 格納容器気相部温度の推移

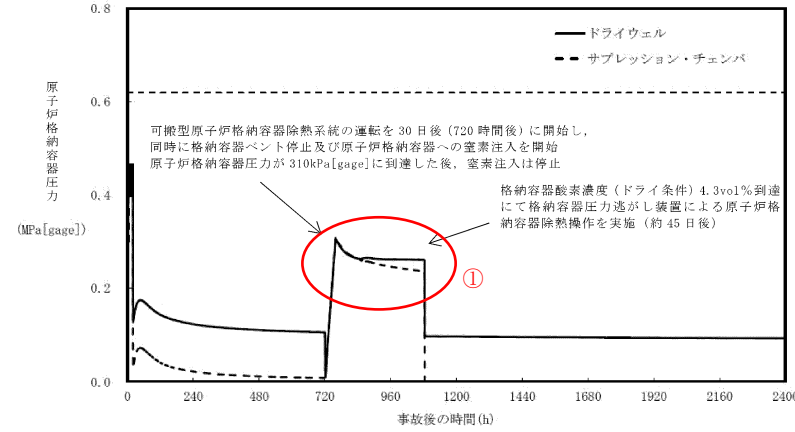


図2 原子炉格納容器圧力の推移

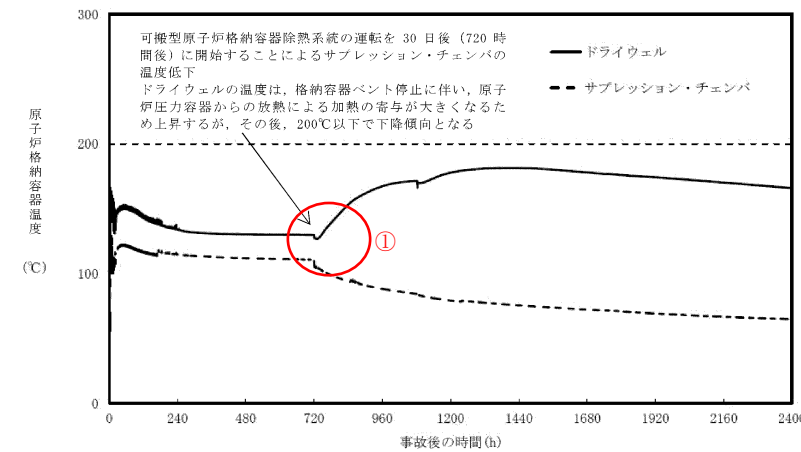
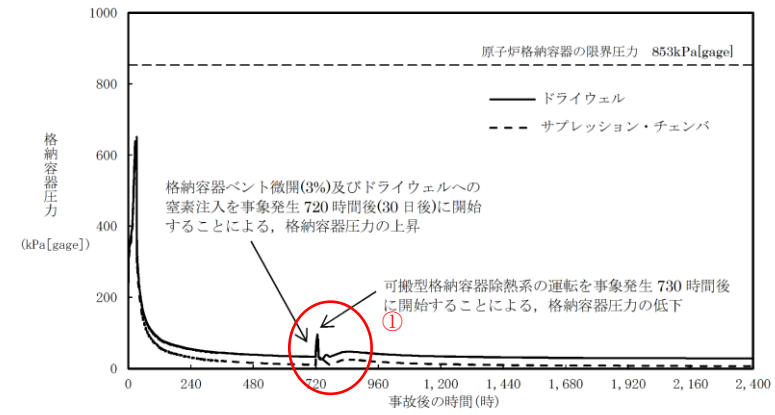
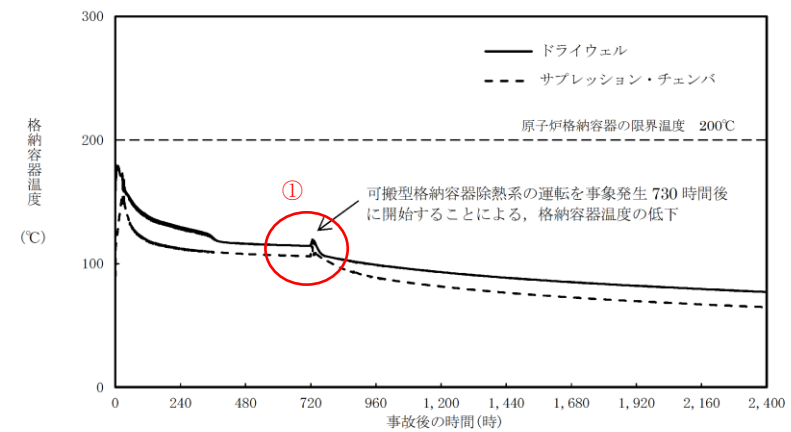


図3 原子炉格納容器気相部温度の推移



参考2 図 格納容器圧力の推移



参考3 図 格納容器気相部温度の推移

・解析結果の相違

【柏崎6/7】

島根2号炉は、可搬型格納容器除熱系の開始以降、設備容量等の違いにより、蒸気凝縮による急激な圧力低下が生じる

【東海第二】

島根2号炉は、ベント微開とするため、可燃性ガスは蓄積しない。(東海第二では、ベント閉止するため、可燃性ガス濃度の上昇により再度ベントをしており、格納容器圧力の増減がある)

・解析結果の相違

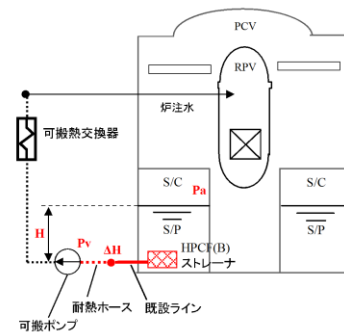
【柏崎6/7, 東海第二】

島根2号炉は、可搬型格納容器除熱系の開始前に、窒素を注入することによる格納容器の圧力上昇により一時的に格納容器温度が上昇する

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
			<p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、可搬型格納容器除熱系の開始前に、窒素を注入することによる格納容器の圧力上昇により一時的にサブプレッション・チェンバ水温が上昇する</p>
<p>参考4 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移</p>	<p>図4 サプレッション・プール水温度の推移</p>	<p>参考4 図 サプレッション・チェンバ水温の推移</p>	
<p><系統成立性評価></p>	<p><系統成立性評価></p>	<p><系統成立性評価></p>	
<p>可搬型格納容器除熱系は、事故発生30日後の崩壊熱相当(約6.5MW)を除熱できる設計とし、本章ではその系統成立性評価を示す。評価にあたっては「①可搬ポンプのNPSH(Net Positive Suction Head)評価」で原子炉建屋地下3階に設置する可搬ポンプの必要NPSHが系統圧力損失を考慮して有効NPSHを満足することを確認する。次に「②流量評価」で系統圧力損失を考慮して、本系統で確保可能な系統流量を評価し、その流量で可搬熱交換器による除熱可能な除熱量を「③除熱量評価」で示し、本系統が事故発生30日後の崩壊熱相当(約6.5MW)を除熱できることを確認し、系統成立性を示す。</p>	<p>可搬型原子炉格納容器除熱系統は、事故発生 30 日後の崩壊熱相当(約 5.7MW)を除熱できる設計とし、本章ではその系統成立性評価を示す。評価にあたっては「①可搬ポンプの NPSH (Net Positive Suction Head) 評価」で原子炉建屋原子炉棟地下 2 階に設置する可搬ポンプの必要 NPSH が、系統圧力損失を考慮して有効 NPSH を満足することを確認する。次に「②流量評価」で系統圧力損失を考慮して、本系統で確保可能な系統流量を評価し、その流量で可搬熱交換器による除熱可能な除熱量を「③除熱量評価」で示し、本系統が事故発生 30 日後の崩壊熱相当(約 5.7MW)を除熱できることを確認し、系統成立性を示す。</p>	<p>可搬型格納容器除熱系は、事故発生30日後の崩壊熱相当(約3.9MW)を除熱できる設計とし、本章ではその系統成立性評価を示す。評価にあたっては「①可搬ポンプのN P S H(Net Positive Suction Head)評価」で原子炉建物地下2階に設置する可搬ポンプの必要N P S Hが系統圧力損失を考慮して有効N P S Hを満足することを確認する。次に「②流量評価」で系統圧力損失を考慮して、本系統で確保可能な系統流量を評価し、その流量で可搬熱交換器による除熱可能な除熱量を「③除熱量評価」で示し、本系統が事故発生30日後の崩壊熱相当(約3.9MW)を除熱できることを確認し、系統成立性を示す。</p>	<p>・設備の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 崩壊熱の相違</p>
<p>① ポンプのNPSH評価</p>	<p>① ポンプの NPSH 評価</p>	<p>① ポンプのNPSH評価</p>	
<p>ポンプがキャビテーションを起こさず正常に動作するためには、流体圧力や吸込配管圧力損失等により求められる「有効NPSH」が、ポンプの「必要NPSH」と同等かそれ以上であること(有効NPSH\geq必要NPSH)を満足する必要がある。有効NPSHと必要NPSHを比較するNPSH評価によりポンプの成立性を確認する。本評価では参考5図の系統構成を想定し、格納容器内圧力(S/C)、サブプレッション・チェンバ・プール水位と可搬ポンプ軸レベル間の水頭差、吸込配管(HPCF常設配管及び耐熱ホース)圧力損失により求められる有効NPSHと、可搬ポンプの必要NPSHを比較することで評価する。有効NPSHの評価式は以下の通りであり、評価結果は参考3表に示す通り、6号炉及び7号炉ともにポンプのNPSH評価は成立する。</p>	<p>ポンプがキャビテーションを起こさず正常に動作するためには、流体圧力や吸込配管圧力損失等により求められる「有効NPSH」が、ポンプの「必要NPSH」と同等かそれ以上であること(有効NPSH\geq必要NPSH)を満足する必要がある。 このため、本評価では図5の系統構成を想定し、原子炉格納容器内圧力(サブプレッション・チェンバ)、サブプレッション・プール水位と可搬ポンプ軸レベル間の水頭差、吸込配管(原子炉隔離時冷却系配管及び耐熱ホース)圧力損失により求められる有効NPSHと、可搬ポンプの必要NPSHを比較することで、ポンプの成立性を確認する。 有効NPSHの評価式は以下のとおりであり、評価結果は表2に示すとおり、ポンプのNPSH評価は成立する。</p>	<p>ポンプがキャビテーションを起こさず正常に動作するためには、流体圧力や吸込配管圧力損失等により求められる「有効NPSH」が、ポンプの「必要NPSH」と同等かそれ以上であること(有効NPSH\geq必要NPSH)を満足する必要がある。有効NPSHと必要NPSHを比較するNPSH評価によりポンプの成立性を確認する。本評価では参考5図の系統構成を想定し、格納容器内圧力(S/C)、サブプレッション・チェンバのプール水位と可搬ポンプ吸込口レベル間の水頭差、吸込配管(HPCS常設配管及び耐熱ホース)圧力損失により求められる有効NPSHと、可搬ポンプの必要NPSHを比較することで評価する。有効NPSHの評価式は以下のとおりであり、評価結果は参考3表に示すとおり、ポンプのNPSH評価は成立する。</p>	<p>・設備の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 崩壊熱の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 系統構成の相違</p>

有効NPSH = Pa - Pv + H - ΔH

Pa : 水源気相部の圧力[m]
 Pv : ポンプ入口温度での飽和蒸気圧力[m]
 H : 静水頭 (水源水位~ポンプ) [m]
 ΔH : ポンプ吸込ラインの圧力損失[m]



参考5図 可搬型格納容器除熱系のNPSH 評価

参考3表 NPSH 評価結果

項目	6号炉	7号炉	設定根拠
Pa	10.3m	10.3m	保守的に大気圧 (0MPa [gauge]) とする
Pv	12.9m	12.9m	安全解析における事故発生30日後のS/P水温 105℃での飽和蒸気圧 (水頭換算値)
H	13.2m	13.2m	安全解析における事故発生30日後のS/P水位 (T.M.S.L. 6000) とし、可搬ポンプ軸レベルは原子炉建屋地下3階床上1mを想定し T.M.S.L. -7200とする。
ΔH			HPCF ストレーナ~耐熱ホース取付箇所までの配管の圧損 (6号炉 <input type="text"/> m³/h, 7号炉 <input type="text"/> m³/h) 可搬ポンプ吸込み側の耐熱ホースの圧損 (6号炉 <input type="text"/> m³/h, 7号炉 <input type="text"/> m³/h) HPCF ストレーナの圧損 (6号炉 <input type="text"/> m³/h, 7号炉 <input type="text"/> m³/h) 合計
有効NPSH			Pa-Pv+H-ΔH
必要NPSH			可搬ポンプの必要NPSH
成立性評価	○	○	有効NPSH > 必要NPSH

(略語) T.M.S.L. : 東京湾平均海面

有効NPSH = Pa - Pv + H - ΔH

Pa : 水源気相部の圧力 [m]
 Pv : ポンプ入口温度での飽和蒸気圧力 [m]
 H : 静水頭 (水源水位~ポンプ) [m]
 ΔH : ポンプ吸込ラインの圧力損失 [m]

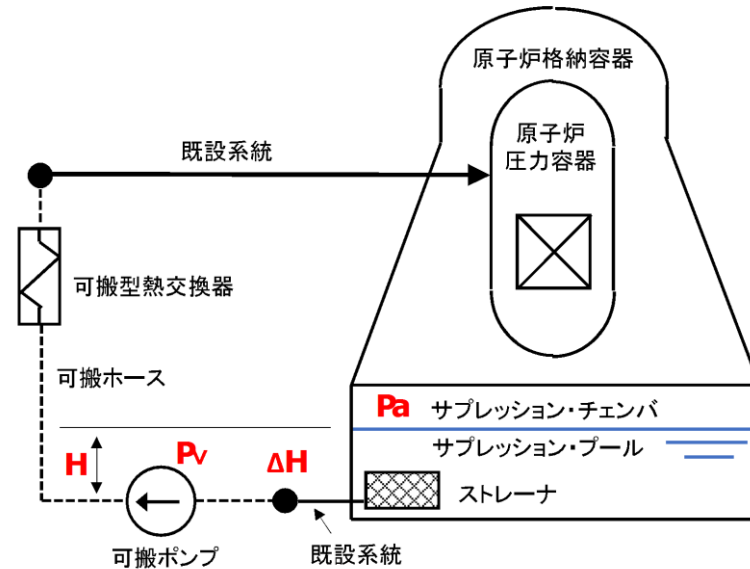
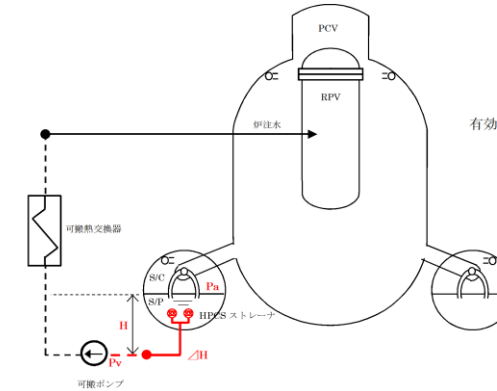


図5 可搬型原子炉格納容器除熱系統のNPSH 評価

表2 NPSH 評価結果

項目	評価条件	設定根拠
Pa	サブプレッション・チェンバ圧力 (水頭換算値)	14.6m 安全解析における事故発生30日後のサブプレッション・チェンバ圧力 (0.143MPa) の水頭換算値
Pv	可搬ポンプ入口温度での飽和蒸気圧 (水頭換算値)	14.6m 安全解析における事故発生30日後のサブプレッション・プール水飽和温度 110℃での飽和蒸気圧
H	サブプレッション・プール水位と可搬ポンプ軸レベル間の水頭差	約 5.9m サブプレッション・プール水位は通常最低水位 (EL. 2.9m) とし、可搬ポンプ軸レベルは原子炉建屋原子炉棟地下2階床上1mを想定し EL. -3.0m とする。
ΔH	吸込配管圧損 (原子炉隔離時冷却系配管) 吸込配管圧損 (耐熱ホース) 原子炉隔離時冷却系ストレーナ圧損 合計	原子炉隔離時冷却系ストレーナ~耐熱ホース取付箇所までの配管の圧損 (100m³/h) 可搬ポンプ吸込み側の耐熱ホースの圧損 (100m³/h) 原子炉隔離時冷却系ストレーナの圧損 (100m³/h) 配管, ホース, ストレーナ圧損合計
有効NPSH		Pa-Pv+H-ΔH
必要NPSH		可搬ポンプの必要NPSH
成立性評価	○	有効性NPSH > 必要NPSH



参考5図 可搬型格納容器除熱系のNPSH 評価

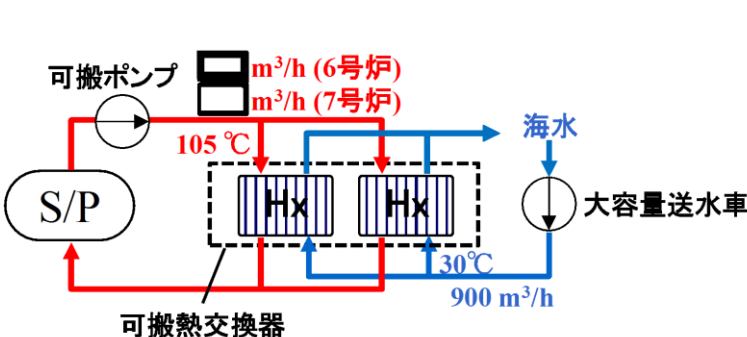
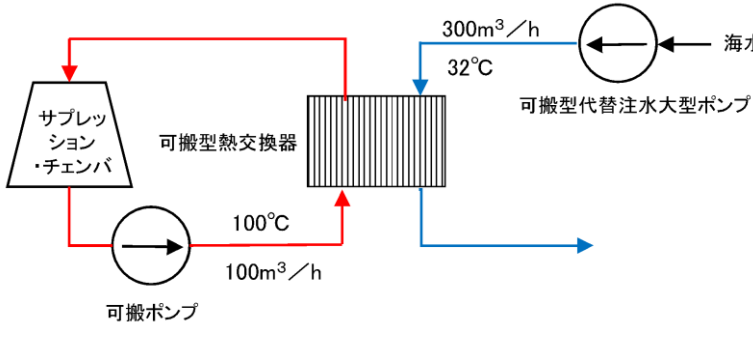
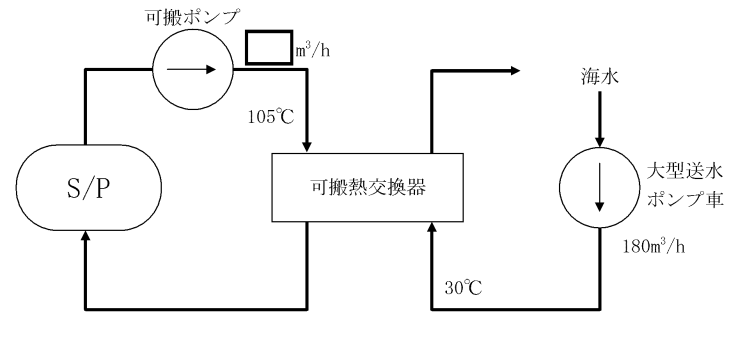
参考3表 NPSH 評価結果

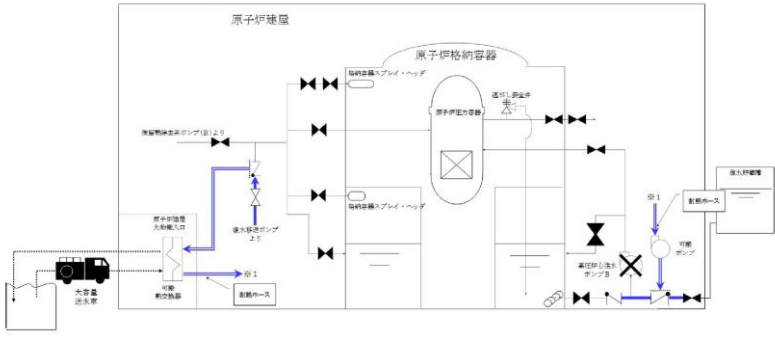
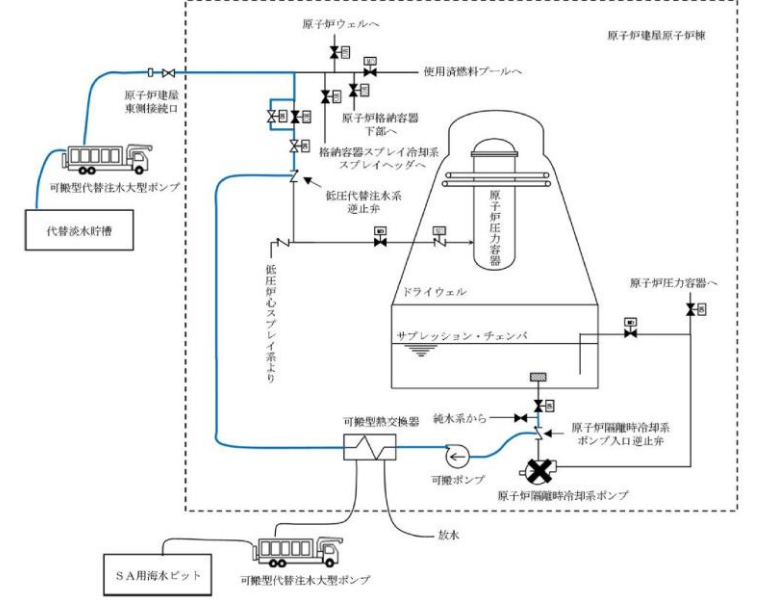
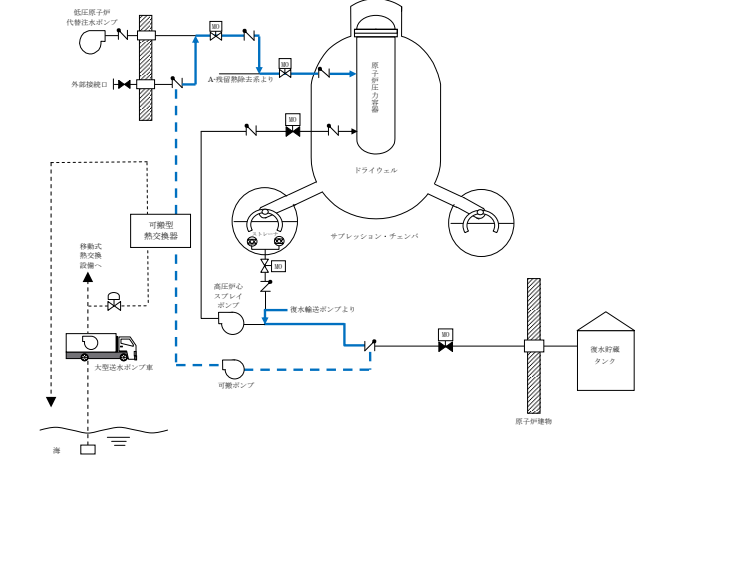
項目	2号炉	設定根拠
Pa	11.6m	安全解析における事故発生30日後のS/C圧力の水頭圧換算
Pv	12.0m	安全解析における事故発生30日後のS/P水温105℃での飽和蒸気圧 (水頭換算値)
H	3.9m	安全解析における事故発生30日後のS/P水位 (EL. 5778) とし、可搬ポンプ吸込口レベルは原子炉建屋地下2階床上0.5mを想定し EL. 1800とする。
ΔH		HPCS ストレーナ~耐熱ホース取付箇所までの配管の圧損 (<input type="text"/> m³/h) 可搬ポンプ吸込み側の耐熱ホースの圧損 (<input type="text"/> m³/h) HPCS ストレーナの圧損
有効NPSH	3.1m	Pa-Pv+H-ΔH
必要NPSH	2.0m	可搬ポンプの必要NPSH
成立性評価	○	有効NPSH ≥ 必要NPSH



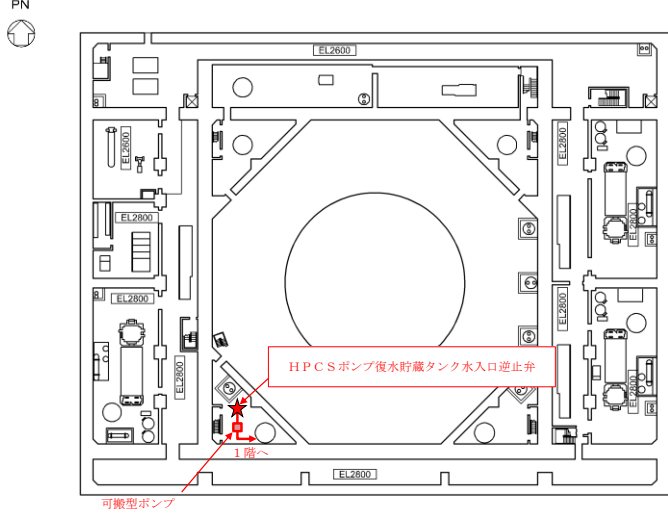

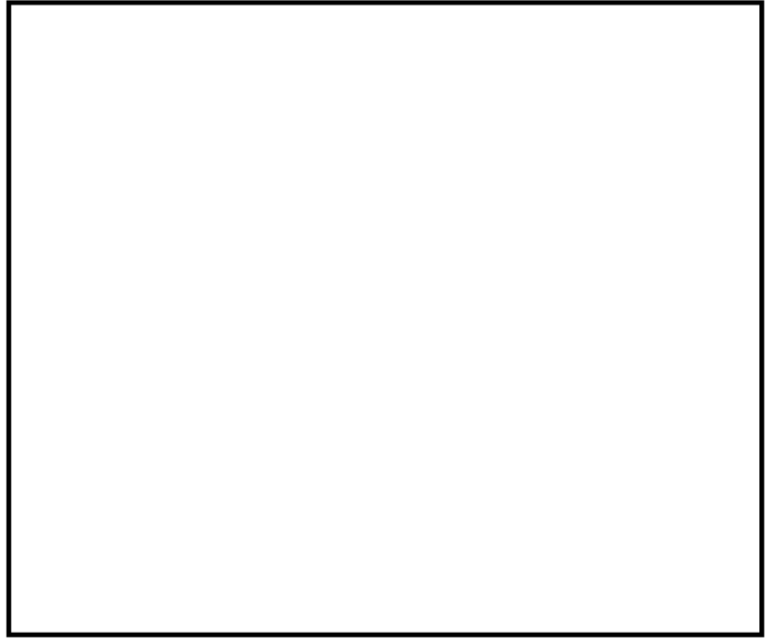
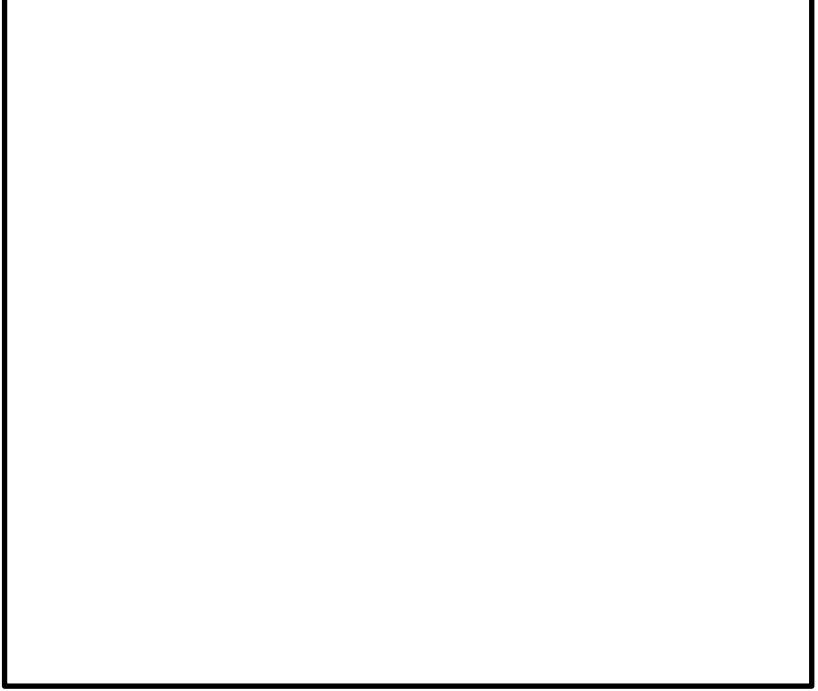


- ・設備の相違【柏崎6/7, 東海第二】
- ・設備の相違【柏崎6/7, 東海第二】

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. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>② 流量評価</p> <p>可搬ポンプ及び可搬熱交換器を用いた可搬型格納容器除熱系の系統流量は、後述する評価により6号炉では□m³/h以上、7号炉では□m³/h以上確保可能であることを確認している。本章では、その評価結果について示す。流量確認方法としては、可搬ポンプの「性能曲線」（揚程と流量の関係図）と参考1図の系統構成を想定した場合の「システム抵抗曲線」との交点がポンプの動作点となるため、ポンプの動作点の流量を確認する。その結果は参考6図及び参考7図に示す通り、6号炉では□m³/h以上、7号炉では□m³/h以上確保可能であることを確認した。参考として、6号炉の系統流量□m³/h時、7号炉の系統流量□m³/h時の圧力損失を参考4表に示す。</p> <div data-bbox="172 905 893 1293" style="border: 1px solid black; height: 185px; width: 243px; margin: 10px 0;"></div> <p>参考6 図 可搬型格納容器除熱系の流量評価結果 (6号炉)</p> <div data-bbox="172 1430 893 1801" style="border: 1px solid black; height: 177px; width: 243px; margin: 10px 0;"></div> <p>参考7 図 可搬型格納容器除熱系の流量評価結果 (7号炉)</p>	<p>② 流量評価</p> <p>可搬ポンプ及び可搬熱交換器を用いた可搬型原子炉格納容器除熱系統の系統流量は、後述する評価により 100m³/h 以上確保可能であることを確認している。本章では、その評価結果について示す。</p> <p>流量確認方法としては、可搬ポンプの「性能曲線」（揚程と流量の関係図）と図1の系統構成を想定した場合の「システム抵抗曲線」との交点が、ポンプの動作点となるため、そのポンプの動作点の流量を確認する。</p> <p>その結果は図6に示すとおり、100m³/h 以上確保可能であることを確認した。参考として、系統流量 100m³/h 時の圧力損失を表3に示す。</p> <div data-bbox="961 909 1682 1293" style="border: 1px solid black; text-align: center;"> <p>全揚程(m) システム抵抗(m)</p> <p>全揚程及びシステム抵抗(m)</p> <p>流量(m³/h)</p> </div> <p>図6 可搬型原子炉格納容器除熱系統の流量評価結果</p>	<p>② 流量評価</p> <p>可搬ポンプ及び可搬熱交換器を用いた可搬型格納容器除熱系の系統流量は、後述する評価により□m³/h以上確保可能であることを確認している。本章では、その評価結果について示す。流量確認方法としては、可搬ポンプの「性能曲線」（揚程と流量の関係図）と参考1図の系統構成を想定した場合の「システム抵抗曲線」との交点がポンプの動作点となるため、ポンプの動作点の流量を確認する。その結果は参考6図に示すとおり、□m³/h以上確保可能であることを確認した。参考として、系統流量□m³/h時の圧力損失を参考4表に示す。</p> <div data-bbox="1760 741 2481 1320" style="border: 1px solid black; height: 276px; width: 243px; margin: 10px 0;"></div> <p>参考6 図 可搬型格納容器除熱系の流量評価結果</p>	<p>備考</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p>

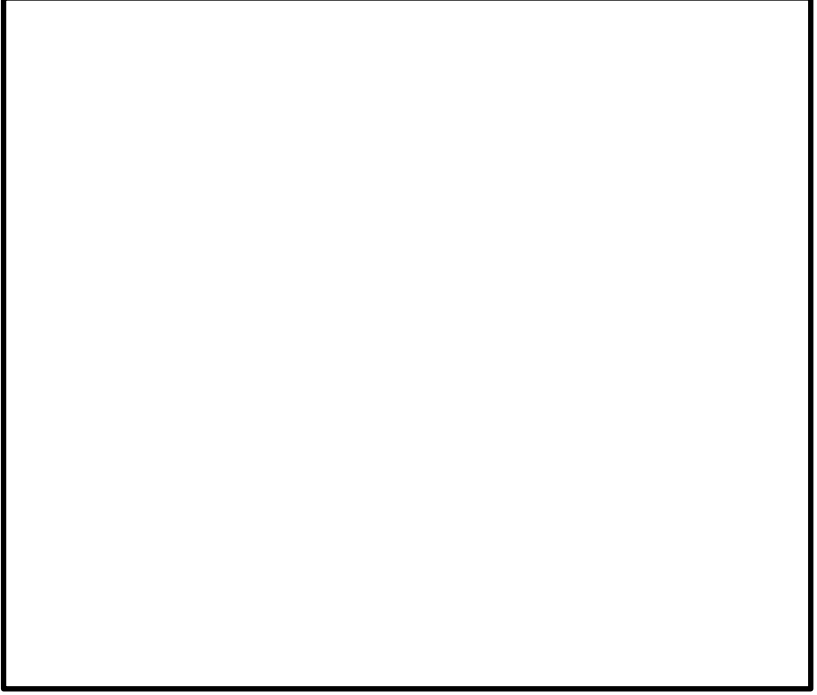

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																																																																																																	
<p align="center"><u>参考4表 圧力損失内訳</u></p> <table border="1"> <tr> <td colspan="2">除熱手段 (評価ルート)</td> <td>6号炉</td> <td>7号炉</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">配管・弁類圧力損失</td> <td>常設ライン</td> <td rowspan="3"></td> <td rowspan="3"></td> </tr> <tr> <td>耐熱ホース</td> </tr> <tr> <td>可搬熱交換器</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">静水頭</td> <td>水源</td> <td>T. M. S. L. -1200 (通常最低水位)</td> <td>T. M. S. L. -1200 (通常最低水位)</td> </tr> <tr> <td>注水先</td> <td colspan="2"></td> </tr> <tr> <td rowspan="3">圧力差</td> <td>水源</td> <td>0.014MPa</td> <td>0.014MPa</td> </tr> <tr> <td>注水先</td> <td>0.12MPa</td> <td>0.12MPa</td> </tr> <tr> <td></td> <td>11.3m</td> <td>11.3m</td> </tr> <tr> <td colspan="2">システム抵抗 (圧力損失)</td> <td></td> <td></td> </tr> </table> <p>③ 除熱量評価 上述②の評価結果の通り、可搬型格納容器除熱系の流量は6号炉では <input type="text"/> m³/h以上、7号炉では <input type="text"/> m³/h以上が確保可能であることから、その時の系統の除熱量を評価した。 評価条件は参考5表に示す通りであり、可搬熱交換器の性能及び大容量送水車による海水側の条件を踏まえて本系統の除熱量を評価したところ、事故発生30日後の崩壊熱相当 (約6.5MW) を除熱できることを確認した。</p> <p align="center"><u>参考5表 可搬熱交換器の除熱量評価条件</u></p> <table border="1"> <tr> <td rowspan="4">可搬熱交換器</td> <td rowspan="2">淡水系</td> <td>1次側入口温度</td> <td>105℃</td> </tr> <tr> <td>1次側流量</td> <td><input type="text"/> m³/h (6号炉) <input type="text"/> m³/h (7号炉)</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">海水系</td> <td>海水温度</td> <td>30℃</td> </tr> <tr> <td>海水流量</td> <td>900m³/h</td> </tr> </table>	除熱手段 (評価ルート)		6号炉	7号炉	配管・弁類圧力損失	常設ライン			耐熱ホース	可搬熱交換器	静水頭	水源	T. M. S. L. -1200 (通常最低水位)	T. M. S. L. -1200 (通常最低水位)	注水先			圧力差	水源	0.014MPa	0.014MPa	注水先	0.12MPa	0.12MPa		11.3m	11.3m	システム抵抗 (圧力損失)				可搬熱交換器	淡水系	1次側入口温度	105℃	1次側流量	<input type="text"/> m ³ /h (6号炉) <input type="text"/> m ³ /h (7号炉)	海水系	海水温度	30℃	海水流量	900m ³ /h	<p align="center"><u>表3 圧力損失内訳</u></p> <table border="1"> <tr> <td colspan="2">流量</td> <td>100m³/h</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">配管・弁類圧力損失</td> <td>常設ライン</td> <td rowspan="3"></td> </tr> <tr> <td>耐熱ホース</td> </tr> <tr> <td>可搬型熱交換器</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">静水頭</td> <td>水源</td> <td>EL. 2.9m (通常最低水位)</td> </tr> <tr> <td>注水先</td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="3">圧力差</td> <td>水源</td> <td>0.465MPa</td> </tr> <tr> <td>注水先</td> <td>0.920MPa</td> </tr> <tr> <td></td> <td>約46.4m</td> </tr> <tr> <td colspan="2">システム抵抗 (圧力損失)</td> <td></td> </tr> </table> <p>③ 除熱量評価 ②の評価結果のとおり、可搬型原子炉格納容器除熱系統の流量は100m³/h以上確保可能であることから、その時の系統の除熱量を評価した。 評価条件は表4に示すとおりであり、可搬型熱交換器の性能及び可搬型代替注水大型ポンプによる海水側の条件を踏まえて本系統の除熱量を評価したところ、事故発生30日後の崩壊熱相当 (約5.7MW) を除熱できることを確認した。</p> <p align="center"><u>表4 可搬型熱交換器の除熱量評価条件</u></p> <table border="1"> <tr> <td rowspan="4">可搬型熱交換器</td> <td rowspan="2">淡水系</td> <td>1次側入口温度</td> <td>100℃</td> </tr> <tr> <td>1次側流量</td> <td>100m³/h</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">海水系</td> <td>海水温度</td> <td>32℃</td> </tr> <tr> <td>海水流量</td> <td>300m³/h</td> </tr> </table>	流量		100m ³ /h	配管・弁類圧力損失	常設ライン		耐熱ホース	可搬型熱交換器	静水頭	水源	EL. 2.9m (通常最低水位)	注水先		圧力差	水源	0.465MPa	注水先	0.920MPa		約46.4m	システム抵抗 (圧力損失)			可搬型熱交換器	淡水系	1次側入口温度	100℃	1次側流量	100m ³ /h	海水系	海水温度	32℃	海水流量	300m ³ /h	<p align="center"><u>参考4表 圧力損失内訳</u></p> <table border="1"> <tr> <td colspan="2">除熱手段 (評価ルート)</td> <td>2号炉</td> </tr> <tr> <td colspan="3">流量</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">配管・弁類圧力損失</td> <td>常設ライン</td> <td rowspan="3"></td> </tr> <tr> <td>耐圧ホース</td> </tr> <tr> <td>可搬熱交換器</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">静水頭</td> <td>水源</td> <td>EL. 5778 (安全解析における事故発生30日後のS/P水位)</td> </tr> <tr> <td>注入先</td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="3">圧力差</td> <td>水源</td> <td>1.4m</td> </tr> <tr> <td>注入先</td> <td>2.9m</td> </tr> <tr> <td></td> <td>1.5m</td> </tr> <tr> <td colspan="2">システム抵抗 (圧力損失)</td> <td></td> </tr> </table> <p>③ 除熱量評価 上述②の評価結果のとおり、可搬型格納容器除熱系の流量は <input type="text"/> m³/h以上が確保可能であることから、その時の系統の除熱量を評価した。 評価条件は参考5表に示すとおりであり、可搬熱交換器の性能及び大型送水ポンプ車による海水側の条件を踏まえて本系統の除熱量を評価したところ、事故発生30日後の崩壊熱相当 (約3.9MW) を除熱できることを確認した。</p> <p align="center"><u>参考5表 可搬熱交換器の除熱量評価条件</u></p> <table border="1"> <tr> <td rowspan="4">可搬熱交換器</td> <td rowspan="2">淡水系</td> <td>1次側入口温度</td> <td>105℃</td> </tr> <tr> <td>1次側流量</td> <td><input type="text"/> m³/h</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">海水系</td> <td>海水温度</td> <td>30℃</td> </tr> <tr> <td>海水流量</td> <td>180m³/h</td> </tr> </table>	除熱手段 (評価ルート)		2号炉	流量			配管・弁類圧力損失	常設ライン		耐圧ホース	可搬熱交換器	静水頭	水源	EL. 5778 (安全解析における事故発生30日後のS/P水位)	注入先		圧力差	水源	1.4m	注入先	2.9m		1.5m	システム抵抗 (圧力損失)			可搬熱交換器	淡水系	1次側入口温度	105℃	1次側流量	<input type="text"/> m ³ /h	海水系	海水温度	30℃	海水流量	180m ³ /h	<p>・設備の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p>
除熱手段 (評価ルート)		6号炉	7号炉																																																																																																																	
配管・弁類圧力損失	常設ライン																																																																																																																			
	耐熱ホース																																																																																																																			
	可搬熱交換器																																																																																																																			
静水頭	水源	T. M. S. L. -1200 (通常最低水位)	T. M. S. L. -1200 (通常最低水位)																																																																																																																	
	注水先																																																																																																																			
圧力差	水源	0.014MPa	0.014MPa																																																																																																																	
	注水先	0.12MPa	0.12MPa																																																																																																																	
		11.3m	11.3m																																																																																																																	
システム抵抗 (圧力損失)																																																																																																																				
可搬熱交換器	淡水系	1次側入口温度	105℃																																																																																																																	
		1次側流量	<input type="text"/> m ³ /h (6号炉) <input type="text"/> m ³ /h (7号炉)																																																																																																																	
	海水系	海水温度	30℃																																																																																																																	
		海水流量	900m ³ /h																																																																																																																	
流量		100m ³ /h																																																																																																																		
配管・弁類圧力損失	常設ライン																																																																																																																			
	耐熱ホース																																																																																																																			
	可搬型熱交換器																																																																																																																			
静水頭	水源	EL. 2.9m (通常最低水位)																																																																																																																		
	注水先																																																																																																																			
圧力差	水源	0.465MPa																																																																																																																		
	注水先	0.920MPa																																																																																																																		
		約46.4m																																																																																																																		
システム抵抗 (圧力損失)																																																																																																																				
可搬型熱交換器	淡水系	1次側入口温度	100℃																																																																																																																	
		1次側流量	100m ³ /h																																																																																																																	
	海水系	海水温度	32℃																																																																																																																	
		海水流量	300m ³ /h																																																																																																																	
除熱手段 (評価ルート)		2号炉																																																																																																																		
流量																																																																																																																				
配管・弁類圧力損失	常設ライン																																																																																																																			
	耐圧ホース																																																																																																																			
	可搬熱交換器																																																																																																																			
静水頭	水源	EL. 5778 (安全解析における事故発生30日後のS/P水位)																																																																																																																		
	注入先																																																																																																																			
圧力差	水源	1.4m																																																																																																																		
	注入先	2.9m																																																																																																																		
		1.5m																																																																																																																		
システム抵抗 (圧力損失)																																																																																																																				
可搬熱交換器	淡水系	1次側入口温度	105℃																																																																																																																	
		1次側流量	<input type="text"/> m ³ /h																																																																																																																	
	海水系	海水温度	30℃																																																																																																																	
		海水流量	180m ³ /h																																																																																																																	
<p>・設備の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 崩壊熱の相違</p>	<p>・設備の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 崩壊熱の相違</p>	<p>・設備の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 崩壊熱の相違</p>	<p>・設備の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 崩壊熱の相違</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. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
 <p>参考8図 可搬型格納容器除熱系の除熱量評価図</p>	 <p>図 8 可搬型原子炉格納容器除熱系統の除熱量評価図</p>	 <p>参考 7 図 可搬型格納容器除熱系の除熱量評価図</p>	<p>備考</p>
<p>以上の「①ポンプのNPSH評価」, 「②流量評価」, 「③除熱量評価」の結果から, 可搬型格納容器除熱系は事故発生30日後の崩壊熱相当(約6.5MW)を除熱するための系統流量が確保可能なシステムであることを確認した。</p> <p><具体的な手順の概要></p> <p>(1) 可搬型格納容器除熱系の概要</p> <p>可搬ポンプ, 可搬熱交換器を用いた可搬型格納容器除熱系の概要を以下に示す。</p> <p><u>HPCFポンプB室(T.M.S.L.-8200)のHPCF復水貯蔵槽側吸込逆止弁(B)の上蓋及び弁体</u>を取り外し, 上蓋フランジに耐熱ホースが接続できる仮蓋を取り付け, その仮蓋に耐熱ホースを接続する。</p> <p><u>HPCF復水貯蔵槽側吸込逆止弁(B)</u>に取り付けた耐熱ホースを, <u>HPCFポンプB室前通路</u>に設置した可搬ポンプの吸込側フランジに連結し, 可搬ポンプ吐出側フランジに取り付けた耐熱ホースを原子炉建屋1階大物搬入口(T.M.S.L.12300)に設置した可搬熱交換器入口側フランジに連結する。また, B系弁室(T.M.S.L.12300)の<u>残留熱除去系注入ライン洗浄水入口逆止弁(B)の上蓋及び弁体</u>を取り外し, 上蓋フランジに耐熱ホースが接続できる仮蓋を取り付け, その仮蓋に耐熱ホースを接続し, 可搬</p>	<p>以上の「①ポンプのNPSH評価」, 「②流量評価」及び「③除熱量評価」の結果から, 可搬型原子炉格納容器除熱系統は事故後30日後の崩壊熱相当(約5.7MW)を除熱するための系統流量が確保可能なシステムであることを確認した。</p> <p><具体的な手順の概要></p> <p>(1) 可搬型原子炉格納容器除熱系統の概要</p> <p>可搬ポンプ, 可搬熱交換器を用いた可搬型原子炉格納容器除熱系統の概要を以下に示す。</p> <p><u>原子炉隔離時冷却系ポンプ室(EL.-4.0m)の原子炉隔離時冷却系ポンプの入口逆止弁の上蓋及び弁体</u>を取り外し, 上蓋フランジに耐熱ホースが接続できる仮蓋を取り付け, その仮蓋に耐熱ホースを接続する。</p> <p><u>原子炉隔離時冷却系ポンプの入口逆止弁</u>に取り付けた耐熱ホースを, <u>原子炉隔離時冷却系ポンプ室</u>に設置した可搬ポンプの吸込側フランジに連結し, 可搬ポンプ吐出側フランジに取り付けた耐熱ホースを原子炉建屋原子炉棟1階大物搬入口(EL.8.2m)に設置した可搬熱交換器入口側フランジに連結する。また, <u>低圧代替注水系(可搬型)の低圧代替注水系逆止弁(EL.20m)の上蓋及び弁体</u>を取り外し, 上蓋フランジに耐熱ホースが接続できる仮蓋を取り付け, その仮蓋に耐熱ホースを接続し, 可搬熱交換器出</p>	<p>以上の「①ポンプのNPSH評価」, 「②流量評価」, 「③除熱量評価」の結果から, 可搬型格納容器除熱系は事故発生30日後の崩壊熱相当(約3.9MW)を除熱するための系統流量が確保可能なシステムであることを確認した。</p> <p><具体的な手順の概要></p> <p>(1) 可搬型格納容器除熱系の概要</p> <p>可搬ポンプ, 可搬熱交換器を用いた可搬型格納容器除熱系の概要を以下に示す。</p> <p><u>HPCSポンプ室(EL.1300)のHPCSポンプ復水貯蔵タンク水入口逆止弁の上蓋</u>を取り外し, 上蓋フランジに耐熱ホースが接続できる仮蓋を取り付け, その仮蓋に耐熱ホースを接続する。</p> <p><u>HPCSポンプ復水貯蔵タンク水入口逆止弁</u>に取り付けた耐熱ホースを, <u>HPCSポンプ室</u>に設置した可搬ポンプの吸込側フランジに連結し, 可搬ポンプ吐出側フランジに取り付けた耐熱ホースを原子炉建物1階大物搬入口(EL.15300)に設置した可搬熱交換器の入口側フランジに連結する。また, <u>原子炉建物1階(EL.15300)のFLSR可搬式設備A-注水ライン逆止弁の上蓋</u>を取り外し, 上蓋フランジに耐熱ホースが接続できる仮蓋を取り付け, その仮蓋に耐熱ホースを接続し, 可搬熱交換器出口側フラ</p>	<p>・設備の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 崩壊熱の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 系統構成の相違。また, 島根2号炉の本系統は逆止弁に対して逆流方向から流れるため, 逆止弁の弁体は閉状態で流路が形成されることから, 弁体の取り外しは不要</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 系統構成の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 系統構成の相違。また, 島根2号炉の本系統</p>

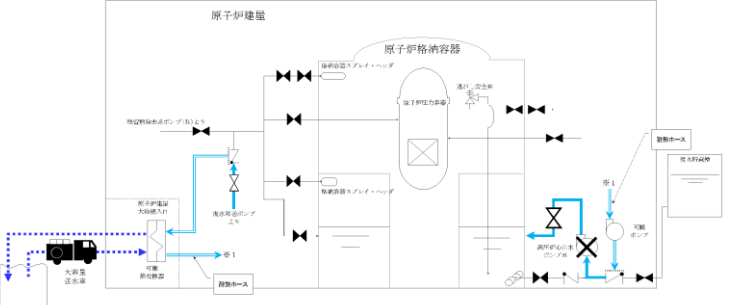
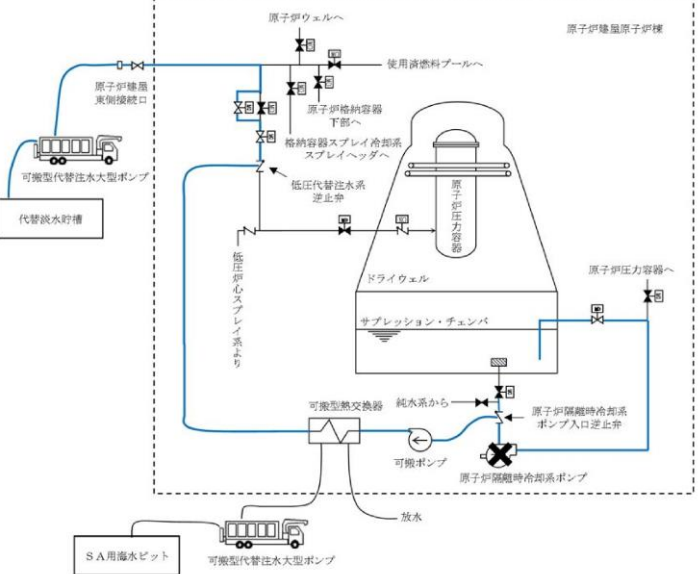
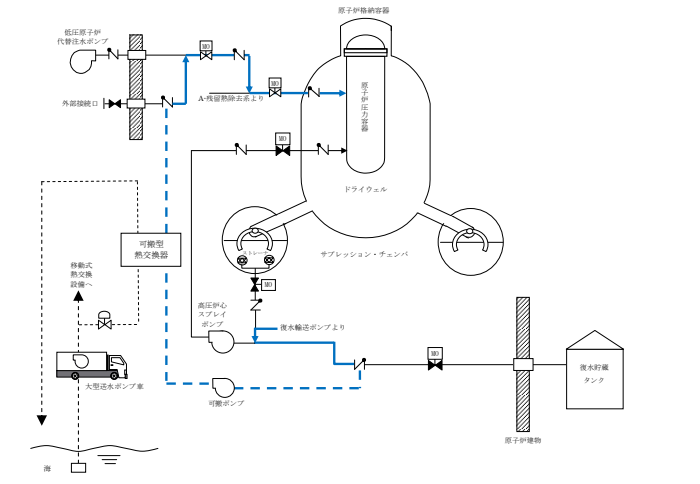
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>熱交換器出口側フランジに連結する。このように系統を構成することで、<u>サプレッション・チェンバ・プール水</u>を可搬ポンプ及び可搬熱交換器を用いて原子炉圧力容器に注水することが可能となる。可搬型格納容器除熱系を構成する耐熱ホース等は、作業時の被ばく線量を考慮した配置に設置する。</p>	<p>口側フランジに連結する。このように系統を構成することで、<u>サプレッション・プール水</u>を可搬ポンプ及び可搬型熱交換器を用いて原子炉圧力容器に注水することが可能となる。<u>可搬型原子炉格納容器除熱系統</u>を構成する耐熱ホース等は、作業時の被ばく線量を考慮した配置に設置する。</p>	<p>ンジに連結する。このように系統を構成することで、<u>サプレッション・チェンバのプール水</u>を可搬ポンプ及び可搬熱交換器を用いて原子炉圧力容器に注水することが可能となる。<u>可搬型格納容器除熱系</u>を構成する耐熱ホース等は、作業時の被ばく線量を考慮した配置に設置する。</p>	<p>は逆止弁に対して逆流方向から流れるため、逆止弁の弁体は閉状態で流路が形成されることから、弁体の取り外しは不要</p>
<p>なお、可搬型格納容器除熱系の使用にあたっては、<u>サプレッション・チェンバ・プール水</u>からの汚染水を通水する前に<u>復水移送ポンプ</u>で非汚染水による水張りを実施し、可搬部位の健全性確認を行う。参考9図に系統水張りの概要図を示す。</p>	<p>なお、可搬型原子炉格納容器除熱系の使用にあたっては、<u>汚染したサプレッション・プール水</u>を通水する前に、<u>可搬型代替注水大型ポンプ</u>を用いて非汚染水による水張りを実施し、可搬部位の健全性確認を行う。図9に系統水張りの概要図を示す。</p>	<p>なお、可搬型格納容器除熱系の使用にあたっては、<u>サプレッション・チェンバのプール水</u>からの汚染水を通水する前に<u>復水輸送ポンプ</u>で非汚染水による水張りを実施し、可搬部位の健全性確認を行う。参考8図に系統水張りの概要図を示す。</p>	
<p>また、可搬熱交換器の二次系については、屋外に<u>大容量送水車</u>とホースを配備して連結し、<u>大容量送水車</u>を起動することで海水を通水する。</p>	<p>また、可搬型熱交換器の二次系については、屋外に<u>可搬型代替注水大型ポンプ</u>とホースを配備して連結し、<u>可搬型代替注水大型ポンプ</u>を起動することで海水を通水する。</p>	<p>また、可搬熱交換器の二次系については、屋外に<u>大型送水ポンプ車</u>とホースを配備して連結し、<u>大型送水ポンプ車</u>を起動することで海水を通水する。</p>	
<p>系統水張りによる健全性確認が完了した後、<u>HPCFサプレッションプール側吸込隔離弁(B)</u>を開操作し、<u>残留熱除去系</u>から原子炉圧力容器へ注水し循環することにより除熱する。</p>	<p>系統水張りによる健全性確認が完了した後、<u>原子炉隔離時冷却系ポンプのサプレッション・チェンバ側入口弁</u>を開操作し、<u>低圧代替注水系(可搬型)</u>から原子炉圧力容器へ注水し循環することにより除熱する。</p>	<p>系統水張りによる健全性確認が完了した後、<u>HPCSポンプトールス水入口弁</u>を開操作し、<u>低圧原子炉代替注水系</u>から原子炉圧力容器へ注水し循環することにより除熱する。</p>	<p>・設備の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 系統構成の相違</p>
<p>可搬ポンプ、可搬熱交換器を用いた可搬型格納容器除熱系の除熱可能量は、事故発生30日後の崩壊熱「<u>6.5MW</u>」を上回る系統設計とする。</p>	<p>可搬ポンプ、可搬熱交換器を用いた可搬型格納容器除熱系の除熱可能量は、事故発生30日後の崩壊熱「<u>約3.9MW</u>」を上回る系統設計とする。</p>	<p>可搬ポンプ、可搬熱交換器を用いた可搬型格納容器除熱系の除熱可能量は、事故発生30日後の崩壊熱「<u>約3.9MW</u>」を上回る系統設計とする。</p>	<p>・設備の相違 【柏崎6/7】 崩壊熱の相違</p>
<p>系統を構成する機器の配置イメージを以下に示す。また、系統を構成する機器の仕様等は参考6表の通りである。</p>	<p>系統を構成する機器の配置イメージを図10に示す。また、系統を構成する機器の仕様等は表5のとおりである。</p>	<p>系統を構成する機器の配置イメージを以下に示す。また、系統を構成する機器の仕様等は参考6表のとおりである。</p>	
			
<p>参考9図 復水補給水系を用いた系統水張り概要図</p>	<p>図9 可搬型代替注水大型ポンプを用いた系統水張り概要図</p>	<p>参考8図 復水輸送系を用いた系統水張り概要図</p>	<p>・設備の相違 【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. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
			
<p>参考10 図 原子炉建屋地下3階 機器配置図 (7号炉の例)</p>	<p>図 10-1 機器配置図 (1/5) </p>	<p>参考 9 図 原子炉建物地下2階 機器配置図</p>	
			
<p>参考11 図 原子炉建屋地上1階 機器配置図 (7号炉の例)</p>	<p>図 10-2 機器配置図 (2/5) </p>	<p>参考10 図 原子炉建物1階 機器配置図</p>	

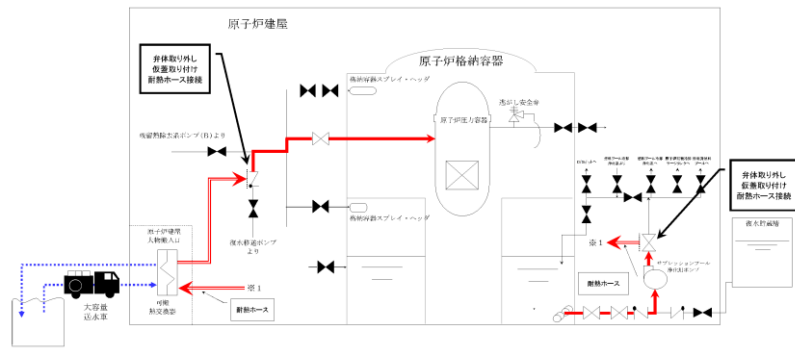
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<div data-bbox="943 212 1706 863" style="border: 1px solid black; height: 310px; width: 257px;"></div> <div data-bbox="943 877 1706 926" style="border: 1px solid black; padding: 2px;"> 図 10-3 機器配置図 (3/5) </div> <div data-bbox="943 1020 1706 1671" style="border: 1px solid black; height: 310px; width: 257px;"></div> <div data-bbox="943 1686 1706 1734" style="border: 1px solid black; padding: 2px;"> 図 10-4 機器配置図 (4/5) </div>		

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	 <p data-bbox="943 884 1299 915">図 10-5 機器配置図 (5/5)</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. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>また、<u>残留熱除去系注入ライン洗浄水入口逆止弁(B)</u>は復水貯蔵槽を水源とする復水補給水系（以下MUWCという）で満たされているため直接汚染水に接することはない。</p> <p><u>HPCFポンプB室内(T.M.S.L.-8200)</u>における<u>HPCF復水貯蔵槽側吸込逆止弁(B)</u>付近の雰囲気線量は、格納容器からの漏えいに起因する室内の空間線量率及び線源配管からの直接線による線量率により<u>約26.1mSv/h</u>となる。〔参考9－補足2〕</p> <p><u>HPCF復水貯蔵槽側吸込逆止弁(B)</u>への耐熱ホース接続作業については、準備作業、後片付けを含めて作業時間は約10 時間程度（5 人1 班で作業）と想定しており、遮蔽等の対策を行い、作業員の交代要員を確保し、交代体制を整えることで実施可能である。</p> <p><u>B系弁室(T.M.S.L.12300)</u>内における<u>残留熱除去系注入ライン洗浄水入口逆止弁(B)</u>付近の雰囲気線量は、格納容器からの漏えいに起因する室内の空間線量率により<u>約12.8mSv/h</u>となる。〔参考9－補足2〕</p> <p><u>残留熱除去系注入ライン洗浄水入口逆止弁(B)</u>への耐熱ホース接続作業については、準備作業、後片付けを含めて作業時間は約10 時間程度（5 人1 班で作業）と想定しており、遮蔽等の対策を行い、作業員の交代要員を確保し、交代体制を整えることで実施可能である。</p> <p><u>原子炉建屋大物搬入口</u>における可搬熱交換器配備箇所の雰囲気</p>	<p><u>時冷却系の系統内は流動がない状態であり、汚染したサブレーション・プール水が作業エリアに敷設されている配管系まで流入しないことも考えられる。</u></p> <p>また、<u>低圧代替注水系（可搬型）</u>は、<u>代替淡水貯槽等を水源とする系統であり、低圧代替注水系逆止弁が直接汚染水に接することはない。</u></p> <p><u>原子炉隔離時冷却系ポンプ室内(EL.-4.0m)</u>における<u>原子炉隔離時冷却系ポンプ入口逆止弁</u>付近の雰囲気線量は、原子炉格納容器からの漏えいに起因する室内の空間線量率及び線源配管からの直接線による線量率により<u>約 20mSv/h</u>となる。〔参考8－補足1参照〕</p> <p><u>低圧代替注水系（可搬型）の低圧代替注水系逆止弁(EL.20m)</u>付近の雰囲気線量は、<u>原子炉格納容器からの漏えいに起因する室内の空間線量率及び線源配管からの直接線による線量率により約20mSv/h</u>となる。〔参考8－補足1参照〕</p> <p><u>原子炉建屋原子炉棟の大物搬入口</u>における可搬型熱交換器設置</p>	<p><u>炉心スプレイ系の系統内は流動がない状態であり、汚染したサブレーション・プール水が作業エリアに敷設されている配管系まで流入しないことも考えられる。</u></p> <p>また、<u>FLSR可搬式設備A－注水ライン逆止弁</u>は<u>低圧原子炉代替注水槽</u>を水源とする<u>低圧原子炉代替注水系</u>で満たされているため直接汚染水に接することはない。</p> <p><u>HPCSポンプ室内(EL.1300)</u>における<u>HPCSポンプ復水貯蔵タンク水入口逆止弁</u>付近の雰囲気線量は、格納容器からの漏えいに起因する室内の空間線量率及び線源配管からの直接線による線量率により<u>約12.8mSv/h</u>となる。〔参考9－補足2〕</p> <p><u>HPCSポンプ復水貯蔵タンク水入口逆止弁への耐熱ホース接続作業</u>については、準備作業、後片付けを含めて作業時間は約10時間程度（5 人1 班で作業）と想定しており、遮蔽等の対策を行い、作業員の交代要員を確保し、交代体制を整えることで実施可能である。</p> <p><u>原子炉建物1階(EL.15300)</u>における<u>FLSR可搬式設備A－注水ライン逆止弁</u>付近の雰囲気線量は、格納容器からの漏えいに起因する室内の空間線量率により<u>約3.3mSv/h</u>となる。〔参考9－補足2〕</p> <p><u>FLSR可搬式設備A－注水ライン逆止弁への耐熱ホース接続作業</u>については、準備作業、後片付けを含めて作業時間は約10時間程度（5 人1 班で作業）と想定しており、遮蔽等の対策を行い、作業員の交代要員を確保し、交代体制を整えることで実施可能である。</p> <p><u>原子炉建物大物搬入口</u>における可搬熱交換器配備箇所の雰囲気</p>	<p>は開</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】 系統構成の相違</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】 系統構成の相違</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】 系統構成の相違</p> <p>・評価結果の相違</p> <p>【柏崎6/7】 作業場所の線量率の相違</p> <p>・資料構成の相違</p> <p>【東海第二】 本項最終段落に記載</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎6/7】 系統構成の相違</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】 系統構成の相違</p> <p>・評価結果の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】 作業場所の線量率の相違</p> <p>・資料構成の相違</p> <p>【東海第二】 本項最終段落に記載</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】 系統構成の相違</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 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>線量は、格納容器からの漏えい起因する室内の空間線量率により約21.7mSv/hとなる。〔参考9-補足2〕</p>	<p>箇所 (EL. 8.2m) の雰囲気線量は、原子炉格納容器からの漏えい起因する室内の空間線量率及び線源配管からの直接線による線量率により約13mSv/hとなる。(参考8-補足1参照)</p>	<p>線量は、格納容器からの漏えい起因する室内の空間線量率により約5.2mSv/hとなる。〔参考9-補足2〕</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 作業場所の線量率の相違 ・運用の相違 【東海第二】 作業時間, 作業人数の相違
<p>可搬熱交換器への耐熱ホース接続作業については、準備作業、後片付けを含めて作業時間は約10時間程度(5人1班で作業)と想定しており、遮蔽等の対策を行い、作業員の交代要員を確保し、交代体制を整えることで実施可能である。</p>	<p>これらの作業については、準備作業、後片付けを含めて作業時間は、約13時間程度(6人1班で作業)と想定しており、必要に応じて遮蔽等の対策を行い、作業員の交代要員を確保し、交代体制を整えることで実施可能である。</p>	<p>可搬熱交換器への耐熱ホース接続作業については、準備作業、後片付けを含めて作業時間は約10時間程度(5人1班で作業)と想定しており、遮蔽等の対策を行い、作業員の交代要員を確保し、交代体制を整えることで実施可能である。</p>	<p>(3)フランジ部からの漏えい発生時の対応</p> <p>系統のフランジ部からの漏えい発生等の異常を検知した場合は、直ちに可搬ポンプを停止し復水移送ポンプからの非汚染水によりフラッシングを実施する。</p> <p>フラッシングにより現場へのアクセスが可能になった後、増し締め等の補修作業を実施する。</p> <p>非汚染水によるフラッシングの系統イメージを以下に示す。</p>
<p>(3)フランジ部からの漏えい発生時の対応</p> <p>系統のフランジ部からの漏えい発生等の異常を検知した場合は、直ちに可搬ポンプを停止し復水移送ポンプからの非汚染水によりフラッシングを実施する。</p> <p>フラッシングにより現場へのアクセスが可能になった後、増し締め等の補修作業を実施する。</p> <p>非汚染水によるフラッシングの系統イメージを以下に示す。</p>	<p>(3)フランジ部からの漏えい発生時の対応</p> <p>系統のフランジ部からの漏えい発生等の異常を検知した場合は、直ちに可搬ポンプを停止し、可搬型代替注水大型ポンプからの非汚染水によりフラッシングを実施する。</p> <p>フラッシングにより現場へのアクセスが可能になった後、増し締め等の補修作業を実施する。</p> <p>非汚染水によるフラッシングの系統イメージを図11に示す。</p>	<p>(3)フランジ部からの漏えい発生時の対応</p> <p>系統のフランジ部からの漏えい発生等の異常を検知した場合は、直ちに可搬ポンプを停止し復水輸送ポンプからの非汚染水によりフラッシングを実施する。</p> <p>フラッシングにより現場へのアクセスが可能になった後、増し締め等の補修作業を実施する。</p> <p>非汚染水によるフラッシングの系統イメージを以下に示す。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・設備の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 ・設備の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 フラッシング系統の
			<p>参考12図 復水補給水系からの洗浄水ラインを使用したフラッシング</p> <p>I. 残留熱除去系Bの循環運転で使用した弁を全て全閉とする。</p> <p>II. 残留熱除去系Bの洗浄水弁を開操作し、洗浄水逆止弁接続の耐熱ホース及び可搬ポンプを逆流し、HPCFポンプ最小流量バイパス弁を開操作することで、サブプレッション・チェン</p>
<p>参考12図 復水補給水系からの洗浄水ラインを使用したフラッシング</p> <p>I. 残留熱除去系Bの循環運転で使用した弁を全て全閉とする。</p> <p>II. 残留熱除去系Bの洗浄水弁を開操作し、洗浄水逆止弁接続の耐熱ホース及び可搬ポンプを逆流し、HPCFポンプ最小流量バイパス弁を開操作することで、サブプレッション・チェン</p>	<p>図11 可搬型代替注水大型ポンプを用いたフラッシング</p> <p>I. 可搬型原子炉格納容器除熱系統による循環運転で使用した弁を全て全閉する。</p> <p>II. 低圧代替注水系(可搬型)の注水ラインの弁を開操作し、低圧代替注水系逆止弁接続の耐熱ホース及び可搬ポンプを逆流し、原子炉隔離時冷却系ミニフロー弁を開操作することで、</p>	<p>参考11図 復水補給水系からの洗浄水ラインを使用したフラッシング</p> <p>I. 可搬型格納容器除熱系の循環運転で使用した弁を全て全閉とする</p> <p>II. 高圧炉心スプレィ系の洗浄水弁、FLSR注水隔離弁、ARR注水弁を開操作し、復水輸送系の水が耐熱ホース、可搬ポンプ及び可搬熱交換器を経由し、原子炉圧力容器へ</p>	<p>・設備の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 フラッシング系統の</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 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>バ・プールへ流入し、系統をフラッシングする</p> <p>III. サプレッション・チェンバ・プール水位に影響しない範囲で、空間線量が下がるまでフラッシングを実施する</p> <p>IV. フラッシングにより漏えいフランジ近辺の空間線量が十分低下した場合、漏えいフランジ部にアクセスする</p> <p>V. 漏えいフランジの増し締めを行い、系統を復旧する</p> <p>2. 可搬熱交換器によるSPCUを用いた格納容器除熱</p> <p><実現可能性></p> <p>格納容器ベントによる格納容器除熱を実施している場合、残留熱除去系による格納容器除熱機能の回復を実施する。残留熱除去系の機能回復が長期間実施できない場合、可搬設備を用いた可搬型格納容器除熱系を構築する。</p> <p>また、可搬型格納容器除熱系に加え、サプレッション・チェンバ・プールを水源として運転可能なSPCUポンプを使用する除熱系を構築する。除熱設備として可搬熱交換器を使用し、残留熱除去系から原子炉圧力容器へ注水し循環することにより除熱する。</p> <p>「SPCUポンプ吐出弁」に耐熱ホースを接続し、原子炉建屋搬入口に設置する可搬熱交換器と接続する構成とする。可搬熱交換器の出口側については残留熱除去系の原子炉注水配管にある「残留熱除去系注水ライン洗浄水入口逆止弁(B)」と耐熱ホースで連結する構成とする。これらの構成で、SPCUポンプによりサプレッション・チェンバ・プール水を可搬熱交換器に送水し、そこで除熱した水を原子炉圧力容器に注水する系統を構築する。なお、可搬熱交換器の二次系については、大容量送水車により海水を通水できる構成とする。</p> <p>SPCU系はサプレッション・チェンバ・プール水を浄化することが目的であり、通常運転時及び事故時には停止状態で待機している。さらに、待機時は復水貯蔵槽を水源とした系統構成となっているため、サプレッションプール内の汚染水が流入する可能性は無い。</p>	<p>サプレッション・チェンバへ流入し、系統をフラッシングする。</p> <p>III. サプレッション・プール水位が格納容器ベントライン水没レベルに達しない範囲で、空間線量が下がるまでフラッシングを実施する。</p> <p>IV. フラッシングにより漏えいフランジ近辺の空間線量が十分低下した場合、漏えいフランジ部にアクセスする。</p> <p>V. 漏えいフランジの増し締めを行い、系統を復旧する。</p>	<p>流入することで、系統をフラッシングする</p> <p>III. サプレッション・チェンバのプール水位に影響しない範囲で、空間線量が下がるまでフラッシングを実施する</p> <p>IV. フラッシングにより漏えいフランジ近辺の空間線量が十分低下した場合、漏えいフランジ部にアクセスする</p> <p>V. 漏えいフランジの増し締めを行い、系統を復旧する</p>	<p>相違</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉はSPCU無し</p>



参考13 図 SPCU による格納容器除熱系の系統概要図

参考7 表 SPCU による格納容器除熱系構築に必要な作業

作業	所要期間
SPCUポンプの吐出弁と残留熱除去系洗浄水ラインの逆止弁の上蓋等取外し、耐熱ホース取付	これらの作業は、1ヵ月程度で準備可能と考えている。
可搬熱交換器準備	
通水試験等	

<効果>

除熱量は事故発生30日後の崩壊熱「6.5MW」を上回ることから「①可搬型格納容器除熱系による格納容器除熱」の参考2~4図にて示したものと同等の除熱効果が得られる。

<系統成立性評価>

SPCUによる格納容器除熱系は、事故発生30日後の崩壊熱相当(約6.5MW)を除熱できる設計とし、本章ではその系統成立性評価を示す。評価にあたっては「①SPCUポンプのNPSH(Net Positive Suction Head)評価」で原子炉建屋地下3階に設置されているSPCUポンプの必要NPSHが系統圧力損失を考慮して有効NPSHを満足することを確認する。次に「②流量評価」で系統圧力損失を考慮して、本系統で確保可能な系統流量を評価し、その流量で可搬熱交換器による除熱可能な除熱量を「③除熱量評価」で示し、本系統が事故発生30日後の崩壊熱相当(約6.5MW)を除熱できることを確認し、系統成立性を示す。

① SPCUポンプのNPSH 評価

ポンプがキャビテーションを起こさず正常に動作するためには、流体圧力や吸込配管圧力損失等により求められる「有効NPSH」が、ポンプの「必要NPSH」と同等かそれ以上であること(有効NPSH ≥ 必要NPSH)を満足する必要がある、有効NPSHと必要NPSHを比較する

NPSH 評価によりポンプの成立性を確認する。本評価では参考14図の系統構成を想定し、格納容器内圧力(S/C)、サプレッション

オン・チェンバ・プール水位とSPCUポンプ軸レベル間の水頭差, 吸込配管圧力損失により求められる有効NPSH と, SPCUポンプの必要NPSHを比較することで評価する。有効NPSH の評価式は以下の通りであり, 評価結果は参考8 表に示す通り, 6 号炉及び7号炉ともにポンプのNPSH 評価は成立する。

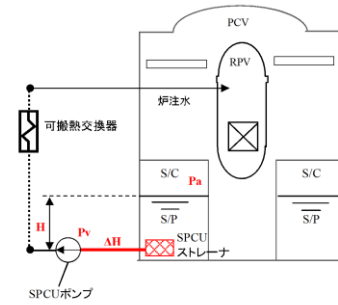
$$\text{有効 NPSH} = P_a - P_v + H - \Delta H$$

P_a : 水源気相部の圧力[m]

P_v : ポンプ入口温度での飽和蒸気圧力[m]

H : 静水頭 (水源水位～ポンプ) [m]

ΔH : ポンプ吸込ラインの圧力損失[m]



参考14 図 SPCUによる格納容器除熱系のNPSH 評価

参考8 表 NPSH 評価結果

項目	6号炉	7号炉	設定根拠						
P_a	10.3m	10.3m	保守的に大気圧 (0MPa[gage]) とする (水頭換算値)						
P_v	12.9m	12.9m	安全解析における事故発生 30 日後の S/P 水温 105℃での飽和蒸気圧 (水頭換算値)						
H	13.2m	13.2m	安全解析における事故発生 30 日後の S/P 水位 (T. M. S. L. 6000) とし, SPCU ポンプ軸レベルは原子炉建屋地下 3 階床上 1m を想定し T. M. S. L. -7200 とする。						
ΔH			<table border="1"> <tr> <td>吸込配管圧損 (SPCU 配管)</td> <td><input type="checkbox"/> m³/h 時の SPCU ストレーナ～SPCU ポンプ間の配管圧損</td> </tr> <tr> <td>SPCU ストレーナ圧損</td> <td><input type="checkbox"/> m³/h 時の SPCU ストレーナの圧損に余裕を見込んだ圧損</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>配管, ストレーナ圧損合計</td> </tr> </table>	吸込配管圧損 (SPCU 配管)	<input type="checkbox"/> m ³ /h 時の SPCU ストレーナ～SPCU ポンプ間の配管圧損	SPCU ストレーナ圧損	<input type="checkbox"/> m ³ /h 時の SPCU ストレーナの圧損に余裕を見込んだ圧損	合計	配管, ストレーナ圧損合計
吸込配管圧損 (SPCU 配管)	<input type="checkbox"/> m ³ /h 時の SPCU ストレーナ～SPCU ポンプ間の配管圧損								
SPCU ストレーナ圧損	<input type="checkbox"/> m ³ /h 時の SPCU ストレーナの圧損に余裕を見込んだ圧損								
合計	配管, ストレーナ圧損合計								
有効 NPSH			$P_a - P_v + H - \Delta H$						
必要 NPSH			SPCU ポンプの必要 NPSH						
成立性評価	○	○	有効 NPSH > 必要 NPSH						

(略語) T. M. S. L. : 東京湾平均海面

② 流量評価

SPCU ポンプ及び可搬熱交換器を用いたSPCU ポンプによる格納容器除熱系の系統流量は, 後述する評価により m³/h 以上確保可能であることを確認している。本章では, その評価結果について示す。

流量確認方法としては, SPCU ポンプの「性能曲線」 (揚程と流量の関係図) と参考13 図の系統構成を想定した場合の「システム抵抗曲線」 との交点がポンプの動作点となるため, ポンプの動作点の流量を確認する。その結果は参考15 図及び参考16 図に示す

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p data-bbox="151 212 920 331">通りであり、<input type="text"/>m³/h 以上確保可能であることを確認した。参考として、6号炉及び7号炉の系統流量<input type="text"/>m³/h 時の圧力損失を参考9表に示す。</p> <div data-bbox="163 346 905 688" style="border: 1px solid black; height: 163px; width: 250px; margin-bottom: 10px;"></div> <p data-bbox="151 705 920 783">参考15 図 S P C Uによる格納容器除熱系の流量評価結果 (6号炉)</p> <div data-bbox="172 808 896 1176" style="border: 1px solid black; height: 175px; width: 244px; margin-bottom: 10px;"></div> <p data-bbox="151 1199 920 1276">参考16 図 S P C Uによる格納容器除熱系の流量評価結果 (7号炉)</p>			

参考9 表 圧力損失内訳

除熱手段 (評価ルート)		6号炉	7号炉
流量	配管・弁類圧力損失	常設ライン	
		耐熱ホース	
		可搬熱交換器	
静水頭	水源	T. M. S. L. 6000 (安全解析における 事故発生30日後の S/P水位)	T. M. S. L. 6000 (安全解析における 事故発生30日後の S/P水位)
	注水先		
圧力差	水源	0.014MPa	0.014MPa
	注水先	0.12MPa	0.12MPa
		11.3m	11.3m
システム抵抗			

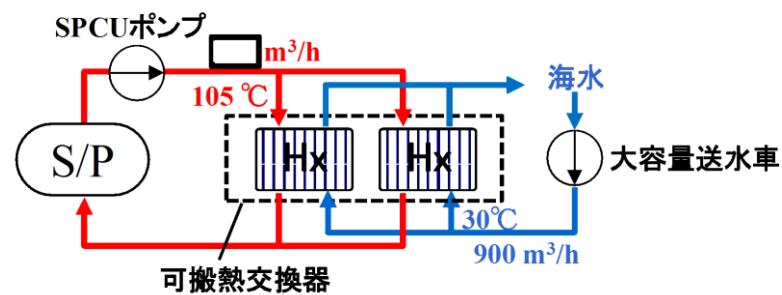
③ 除熱量評価

上述②の評価結果の通り、SPCUによる格納容器除熱系の流量は、6号炉及び7号炉ともに

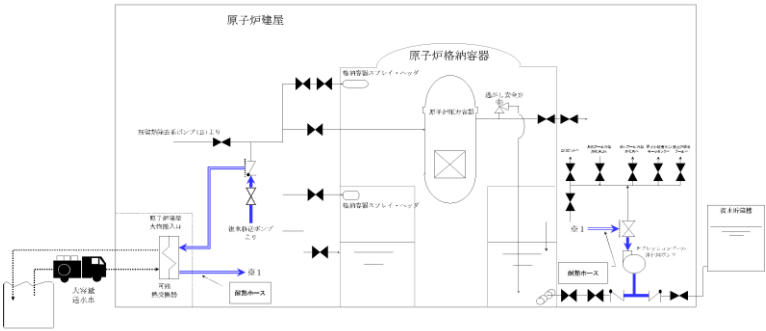
□ m³/h 以上が確保可能であることから、□ m³/h 時の系統の除熱量を評価した。評価条件は参考10表に示す通りであり、可搬熱交換器の性能及び大容量送水車による海水側の条件を踏まえて本系統の除熱量を評価したところ、事故発生30日後の崩壊熱相当(約6.5MW)を除熱できることを確認した。

参考10 表 可搬熱交換器の除熱量評価条件

可搬熱交換器	淡水系	1次側入口温度	105℃
		1次側流量	□ m ³ /h
	海水系	海水温度	30℃
		海水流量	900m ³ /h

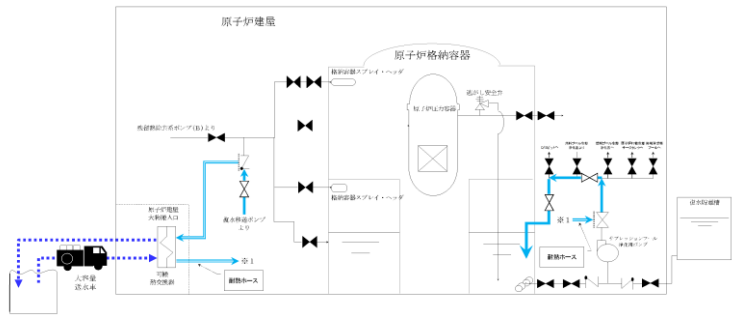


参考17 図 SPCUによる格納容器除熱系の除熱量評価図
以上の「①ポンプのNPSH 評価」、「②流量評価」、「③除熱量評価」の結果から、SPCUによる格納容器除熱系は事故発生30日後の崩壊熱相当(約6.5MW)を除熱するための系統流量が確保可能なシステムであることを確認した。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><具体的な手順の概要></p> <p>(1) 可搬熱交換器によるSPCUを用いた格納容器除熱系概要</p> <p>可搬熱交換器によるSPCUを用いた格納容器除熱手順の概要を以下に示す。</p> <p>S P C U ポンプ室 (T. M. S. L. -8200) 内の S P C U ポンプ吐出弁及びB 系弁室 (T. M. S. L. 12300) 内の残留熱除去系注入ライン洗浄水入口逆止弁 (B) のボンネット及び弁体を取り外し、ボンネットフランジに耐熱ホースが接続できる仮蓋を取り付け、その仮蓋に耐熱ホースを接続する。それぞれの箇所から、原子炉建屋1階大物搬入口 (T. M. S. L. 12300) に配置した可搬熱交換器出入口側フランジに連結する。このように系統を構成することで、サプレッション・チェンバ・プール水をSPCUポンプ及び可搬熱交換器を用いて原子炉圧力容器に注水することが可能となる。可搬設備を連結する耐圧ホース等は、作業時の被ばく線量を考慮した配置に設置する。</p> <p>なお、本系統の使用にあたっては、サプレッション・チェンバ・プール水からの汚染水を通水する前に復水移送ポンプで非汚染水による水張りを実施し、可搬部位の健全性確認を行う。参考18 図に系統水張りの概要図を示す。</p> <p>また、可搬熱交換器の二次系については、屋外に大容量送水車とホースを配備して連結し、大容量送水車を起動することで海水を通水する。</p> <p>系統水張りによる健全性確認が完了した後、SPCUサプレッションプール側吸込第一、第二隔離弁を開操作し、残留熱除去系から原子炉圧力容器へ注水し循環することにより除熱する。</p> <p>可搬熱交換器を用いたSPCUポンプによる除熱可能量は、事故発生30 日後の崩壊熱「6.5MW」を上回る。</p> <p>系統を構成する機器の配置イメージを以下に示す。また、系統を構成する機器の仕様等は参考11 表のとおりである。</p>  <p>参考18 図 復水補給水系を用いた系統水張り概要図</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. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<div data-bbox="172 212 902 684" data-label="Image"> </div> <div data-bbox="181 701 872 739" data-label="Caption"> <p>参考19 図 原子炉建屋地下3階 機器配置図 (7号炉の例)</p> </div> <div data-bbox="172 762 902 1402" data-label="Image"> </div> <div data-bbox="181 1419 872 1457" data-label="Caption"> <p>参考20 図 原子炉建屋地上1階 機器配置図 (7号炉の例)</p> </div>			

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
参考11 表 SPCU による格納容器除熱系の機器仕様			
構成機器			
可搬機器			
耐熱ホース (フレキシブルメタルホース) ※弁接続部の仮蓋含む	口径 150A 圧力 1MPa 以上 温度 350℃		
可搬熱交換器	除熱量 6.5MW 以上		
大容量送水車	容量 900m³/h 吐出圧力 1.25MPa		
既設機器			
SPCUポンプ	容量 250m³/h 全揚程 90m	—	サブプレッションプール浄化系
復水移送ポンプ	容量 125m³/h 全揚程 85m	—	復水補給水系
※機器図は一般例を示すものである。			
※詳細設計に伴い機器仕様の変更が必要な場合は、仕様を変更する。			
(2) 作業に伴う被ばく線量			
<p>炉心損傷により発生する汚染水はサブプレッション・チェンバプール内にあるが、SPCUポンプおよびSPCUポンプ吐出弁はサブプレッションプール側隔離弁2個により隔離されているため直接汚染水に接することはない。</p> <p>また、残留熱除去系注入ライン洗浄水入口逆止弁(B)は復水貯蔵槽を水源とするMUWC系の水で満たされているため直接汚染水に接することはない。</p> <p>SPCUポンプ室内 (T.M.S.L. -8200) におけるSPCUポンプ吐出弁付近の雰囲気線量は、格納容器からの漏えいに起因する室内の空間線量率及び線源配管からの直接線による線量率により約 22.8 mSv/h となる。〔参考9-補足2〕</p> <p>SPCUポンプ吐出弁への耐熱ホース接続作業については、準</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. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>備作業, 後片付けを含めて作業時間は約10 時間程度 (5 人1 班で作業) と想定しており, 遮蔽等の対策を行い, 作業員の交代要員を確保し, 交代体制を整えることで実施可能である。</p> <p>B系弁室 (T. M. S. L. 12300) 内における残留熱除去系注入ライン洗浄水入口逆止弁(B)付近の雰囲気線量は, 格納容器からの漏えいに起因する室内の空間線量率により約12. 8mSv/h となる。〔参考9-補足2〕</p> <p>残留熱除去系注入ライン洗浄水入口逆止弁(B)への耐熱ホース接続作業については, 準備作業, 後片付けを含めて作業時間は約10 時間程度 (5 人1 班で作業) と想定しており, 遮蔽等の対策を行い, 作業員の交代要員を確保し, 交代体制を整えることで実施可能である。</p> <p>原子炉建屋大物搬入口における可搬熱交換器配備箇所の雰囲気線量は, 格納容器からの漏えいに起因する室内の空間線量率により約21. 7 mSv/h となる。〔参考9-補足2〕</p> <p>可搬熱交換器への耐熱ホース接続作業については, 準備作業, 後片付けを含めて作業時間は約10 時間程度 (5 人1 班で作業) と想定しており, 遮蔽等の対策を行い, 作業員の交代要員を確保し, 交代体制を整えることで実施可能である。</p> <p>(3)フランジ部からの漏えい発生時の対応</p> <p>系統のフランジ部からの漏えい発生等の異常を検知した場合は, 直ちにS P C Uポンプを停止し復水移送ポンプからの非汚染水によりフラッシングを実施する。</p> <p>フラッシングにより現場へのアクセスが可能になった後, 増し締め等の補修作業を実施する。</p> <p>非汚染水によるフラッシングの系統イメージを以下に示す</p>  <p>参考21 図 復水補給水系からの洗浄水ラインを使用したフラッシング</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 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>I. 残留熱除去系Bの循環運転で使用した弁を全て全閉とする。</p> <p>II. 残留熱除去系Bの洗浄水弁及びSPCUサブプレッションプール戻り弁を開操作し、洗浄水逆止弁接続の耐熱ホース及びSPCUポンプの吐出ラインからサブプレッション・チェンバ・プールに流入することで系統をフラッシングする</p> <p>III. サプレッション・チェンバ・プール水位に影響しない範囲で、空間線量が下がるまでフラッシングを実施する</p> <p>IV. フラッシングにより漏えいフランジ近辺の空間線量が十分低下した場合、漏えいフランジ部にアクセスする</p> <p>V. 漏えいフランジの増し締めを行い、系統を復旧する</p> <p>〔参考9－補足1〕長期安定性の維持のためにFPCとCUW熱交換器使用の可能性について</p> <p>長期安定性の維持のためにFPC熱交換器又はCUW熱交換器による格納容器除熱が可能であるかの検討を行った。ただし、FPC熱交換器については、これを用いて格納容器除熱を実施するラインを構成することで使用済燃料プールの冷却が行えなくなるため、格納容器除熱としては使用しないこととする。なお、FPC熱交換器を用いてサブプレッション・チェンバ・プール水を除熱するためには、FPCポンプを使用する必要があるが、FPCポンプは原子炉建屋地上2階に設置されており、水源であるサブプレッション・チェンバ・プールとのレベル差が大きく、ポンプNPSH評価が成立しないため、使用は困難と考えている。一方で、CUW熱交換器による格納容器除熱手段については系統成立性が確認できたため使用可能と判断した。詳細の成立性評価について以下に示す。</p>		<p>〔参考9－補足1〕長期安定性の維持のためにFPCとCUW補助熱交換器使用の可能性について</p> <p>長期安定性の維持のためにFPC熱交換器又はCUW補助熱交換器による格納容器除熱が可能であるかの検討を行った。ただし、FPC熱交換器については、これを用いて格納容器除熱を実施するラインを構成することで燃料プールの冷却が行えなくなるため、格納容器除熱としては使用しないこととする。なお、FPC熱交換器を用いてサブプレッション・チェンバのプール水を除熱するためには、FPCポンプを使用する必要があるが、FPCポンプは原子炉建屋中2階に設置されており、水源であるサブプレッション・チェンバとのレベル差が大きく、ポンプNPSH評価が成立しないため、使用は困難と考えている。一方で、CUW補助熱交換器による格納容器除熱手段については系統成立性が確認できたため使用可能と判断した。詳細の成立性評価について以下に示す。なお、CUW非再生熱交換器は原子炉補機冷却系の常用負荷に接続されているため、より実現可能性の高い格納容器除熱系として非常用負荷に接続されているCUW補助熱交換器を用いた系統を検討する。</p>	<p>・設備の相違</p> <p>【東海第二】 東海第二は、長期安定冷却手段として、可搬型除熱系統を説明</p> <p>【柏崎6/7】 系統構成の相違</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎6/7】 系統構成の相違</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎6/7】 系統構成の相違</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎6/7】 系統構成の相違</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎6/7】 系統構成の相違</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. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(1) <u>代替原子炉補機冷却系</u>を用いたC U W系による原子炉除熱 (実現可能性)</p> <p>C U W系は通常運転中に原子炉冷却材の浄化を行う系統であり、重大事故等時に原子炉水位の低下 (<u>レベル2</u>) により隔離状態になる。</p> <p>また、通常は原子炉補機冷却系を冷却水として用いているが、本除熱手段では<u>代替原子炉補機冷却系</u>を用いることで冷却水を確保する。</p> <p>耐熱ホース等はC U W系では使用する必要がなく、<u>手動弁</u>による系統構成のみで運転可能である。</p> <p>C U W系は原子炉圧力容器が水源であり、<u>C U Wポンプの吸込み圧力を確保するため原子炉水位が吸込配管である原子炉停止時冷却モードの取り出し配管高さ以上 (事故時は原子炉水位低「レベル3」以上を目安とするが、原子炉圧力が低下している場合は原子炉水位「NWL」以上としている) に十分に確保されていることが必要である。そのため、大LOCA事象のように原子炉水位を十分に確保できない場合は運転することができない。</u></p> <p><u>さらに、C U Wポンプは電動機とポンプが一体型のキャンドモータポンプであるため、通常運転中は制御棒駆動系から電動機に清浄なパージ水を供給しており、この原子炉除熱運転時も同様に制御棒駆動系からのパージ水が必要となる。制御棒駆動系からのパージ水供給が不可能な場合は、補給水系等による代替パージ水を供給する手段を整えることによりC U W系による原子炉除熱を実施することができる。</u></p> <p><u>これらの条件を満たした上で、代替原子炉補機冷却系を用いたC U W系による除熱可能量は事故発生30日後の崩壊熱「6.5MW」を上回る。</u></p>		<p>(1) <u>原子炉補機代替冷却系</u>を用いたC U W系による原子炉除熱 (実現可能性)</p> <p>C U W系は通常運転中に原子炉冷却材の浄化を行う系統であり、重大事故等時に原子炉水位の低下 (<u>レベル3</u>) により隔離状態になる。</p> <p>また、通常は原子炉補機冷却系を冷却水として用いているが、本除熱手段では<u>原子炉補機代替冷却系</u>を用いることで冷却水を確保する。</p> <p>耐熱ホース等はC U W系では使用する必要がなく、<u>弁操作</u>による系統構成のみで運転可能である。</p> <p>C U W系は原子炉圧力容器が水源であり、<u>C U W補助ポンプは原子炉圧力が低圧時にも冷却材の循環を行うことが可能であるが、大LOCA事象のように原子炉水位を十分に確保できない場合は運転することができない。</u></p> <p>C U W系による原子炉除熱の条件を満たしたうえで、<u>原子炉補機代替冷却系</u>を用いたC U W系による除熱可能量は事故発生30日後の崩壊熱「<u>約3.9MW</u>」を上回る。</p>	<p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉の C U W 系による原子炉除熱系の弁は、手動弁、電動弁及び空気作動弁で構成される</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は原子炉低圧時にも循環運転可能なC U W補助ポンプを設置している。ポンプ部とモータ部をカップリングで連結するポンプであり、パージ水は不要</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 崩壊熱の相違</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. 18 版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

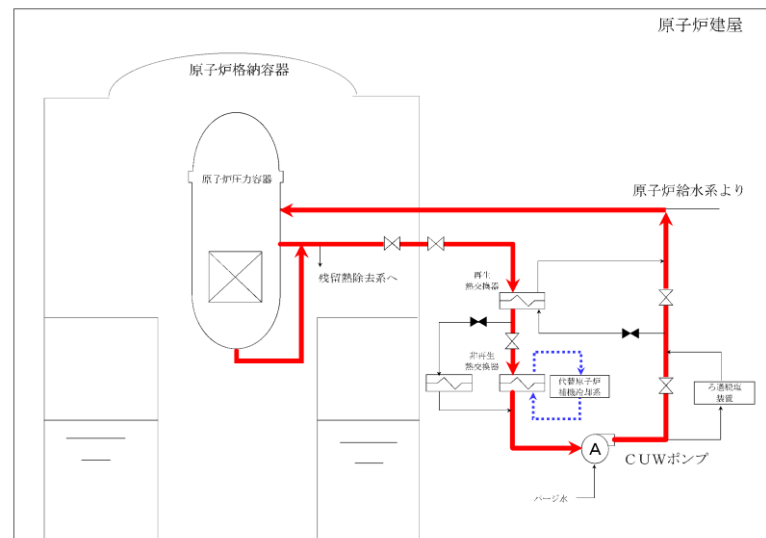


図1 代替原子炉補機冷却系を用いたC UW系による原子炉除熱
系統概要図

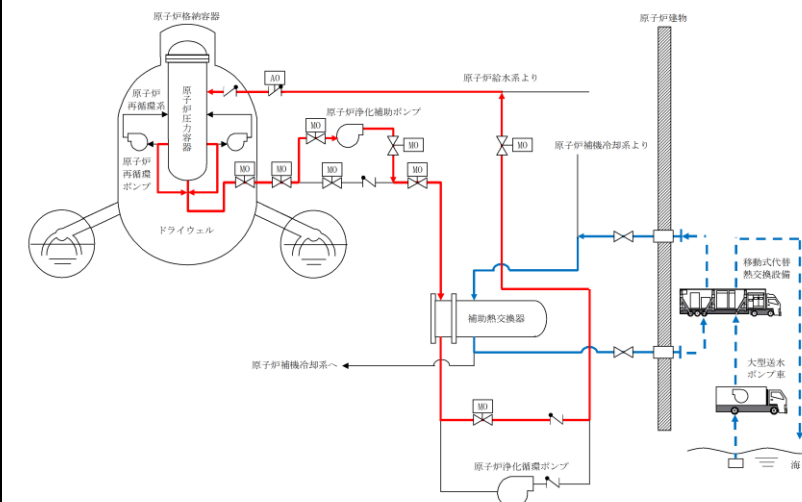


図1 原子炉補機代替冷却系を用いたC UW系による原子炉除熱
系統概要図

・設備の相違
【柏崎 6/7】

は、流体圧力や吸込配管圧力損失等により求められる「有効NPSH」が、ポンプの「必要NPSH」と同等かそれ以上であること(有効NPSH \geq 必要NPSH)を満足する必要がある、有効NPSHと必要NPSHを比較するNPSH評価によりポンプの成立性を確認する。本評価では図3の系統構成を想定し、原子炉圧力、原子炉水位とCUWポンプ軸レベル間の水頭差、吸込配管圧力損失により求められる有効NPSHと、CUWポンプの必要NPSHを比較することで評価する。有効NPSHの評価式は以下の通りであり、評価結果は表1に示す通り、6号炉及び7号炉ともにポンプのNPSH評価は成立する。

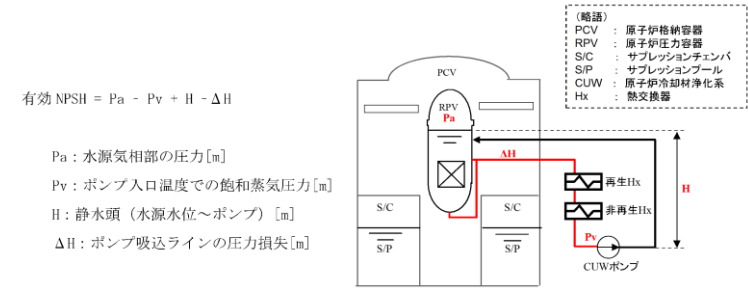


図3 CUW系による原子炉除熱のNPSH 評価

表1 NPSH評価結果

項目	6号炉	7号炉	設定根拠
Pa 原子炉圧力	44.9m	44.9m	原子炉減圧後の圧力(0.34MPa)の水頭換算値
Pv CUWポンプ入口温度での飽和蒸気圧(水頭換算値)	2.7m	2.7m	ポンプ入口温度 \square ℃に余裕を見て66℃とした場合の飽和蒸気圧
H 原子炉水位とCUWポンプ軸レベル間の水頭差			原子炉水位は「原子炉水位低(レベル3)(T.M.S.L. 17800)とし、CUWポンプ軸レベルは6号炉はT.M.S.L. \square とし、7号炉はT.M.S.L. \square とする
ΔH 吸込配管圧損(CUW配管)			定格流量77m ³ /h時のポンプ吸込配管圧損
有効NPSH			Pa-Pv+H-ΔH
必要NPSH			CUWポンプの必要NPSH
成立性評価	○	○	有効NPSH > 必要NPSH

(略語) T.M.S.L. : 東京湾平均海面

は、流体圧力や吸込配管圧力損失等により求められる「有効NPSH」が、ポンプの「必要NPSH」と同等かそれ以上であること(有効NPSH \geq 必要NPSH)を満足する必要がある、有効NPSHと必要NPSHを比較するNPSH評価によりポンプの成立性を確認する。本評価では図3の系統構成を想定し、原子炉圧力、原子炉水位とCUW補助ポンプ軸レベル間の水頭差、吸込配管圧力損失により求められる有効NPSHと、CUW補助ポンプの必要NPSHを比較することで評価する。有効NPSHの評価式は以下のとおりであり、評価結果は表1に示すとおり、ポンプのNPSH評価は成立する。

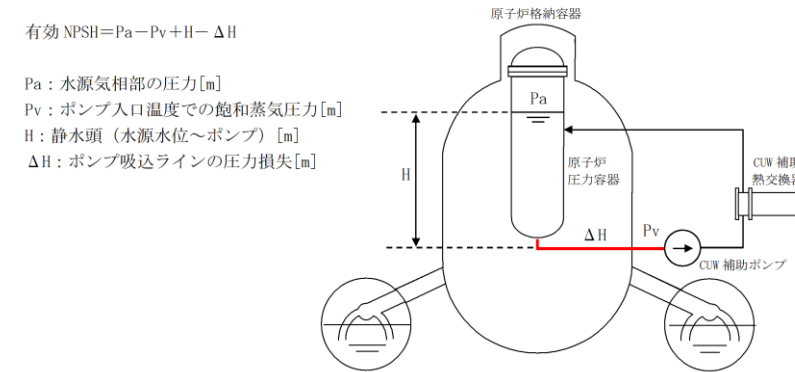


図3 CUW系による原子炉除熱のNPSH評価

表1 NPSH評価結果

項目	2号炉	設定根拠
Pa 原子炉圧力	13.2m	安全解析における事故発生30日後の原子炉圧力(0.028MPa)の水頭換算値
Pv CUW補助ポンプ入口温度での飽和蒸気圧(水頭換算)	12.0m	安全解析における事故発生30日後の原子炉冷却材温度(105℃)の飽和蒸気圧
H 原子炉水位とCUW補助ポンプ軸レベル間の水頭差		原子炉水位は「原子炉水位低(レベル3)(EL. 29840)」とし、ポンプ軸レベルはEL. \square とする。
ΔH 吸込配管圧損(CUW配管)		定格流量228m ³ /h時のポンプ吸込配管圧損
有効NPSH		Pa-Pv+H-ΔH
必要NPSH		CUW補助ポンプの必要NPSH
成立性評価	○	有効NPSH > 必要NPSH

系統構成の相違

 ・設備の相違
【柏崎6/7】
 系統構成の相違

・設備の相違
【柏崎6/7】
 ・設備の相違
【柏崎6/7】

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>② 流量評価</p> <p>代替原子炉補機冷却系を用いたCUW系による原子炉除熱の、代替原子炉補機冷却系の系統流量は、後述する評価により6号炉では \square m³/h以上、7号炉では \square m³/h以上確保可能であることを確認している。本章では、その評価結果について示す。</p> <p>流量確認方法としては、代替原子炉補機冷却水ポンプの「性能曲線」（揚程と流量の関係図）と図2の系統構成を想定した場合の「システム抵抗曲線」との交点がポンプの動作点となるため、ポンプの動作点の流量を確認する。その結果は図4及び図5に示す通り、ポンプ動作点が6号炉では \square m³/h、7号炉では \square m³/hであることから、本系統流量は6号炉では \square m³/h以上、7号炉では \square m³/h以上確保可能であることを確認した。</p> <p>参考として、6号炉における系統流量 \square m³/h時、7号炉における系統流量 \square m³/h時の圧力損失を表2に示す。</p> <div data-bbox="172 1035 899 1394" style="border: 1px solid black; height: 170px; width: 245px; margin: 10px 0;"></div> <p>図4 CUW系による原子炉除熱 代替原子炉補機冷却系 系統流量評価結果 (6号炉)</p>		<p>② 流量評価</p> <p>原子炉補機代替冷却系を用いたCUW系による原子炉除熱の、原子炉補機代替冷却系の系統流量は、後述する評価により \square m³/h以上確保可能であることを確認している。本章では、その評価結果について示す。</p> <p>流量確認方法としては、原子炉補機代替冷却水ポンプの「性能曲線」（揚程と流量の関係図）と図2の系統構成を想定した場合の「システム抵抗曲線」との交点がポンプの動作点となるため、ポンプの動作点の流量を確認する。その結果は図4に示すとおり、ポンプ動作点が \square m³/h以上であることから、本系統流量は \square m³/h以上確保可能であることを確認した。</p> <p>参考として、系統流量 \square m³/h時の圧力損失を表2に示す。</p> <div data-bbox="1825 863 2418 1415" style="border: 1px solid black; height: 260px; width: 200px; margin: 10px 0;"></div> <p>図4 CUW系による原子炉除熱 原子炉補機代替冷却系 系統流量評価結果</p>	

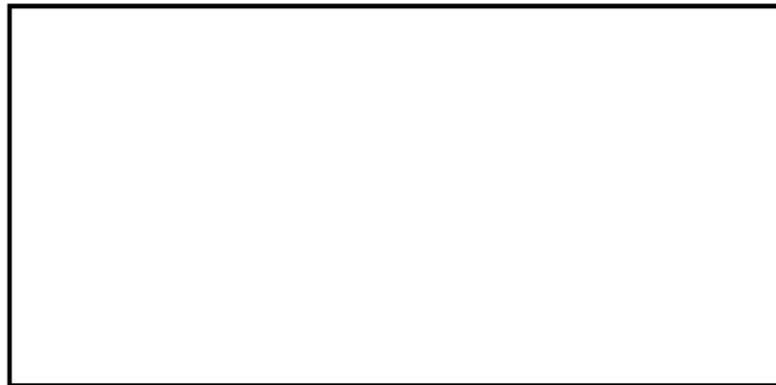


図5 C U W 系による原子炉除熱 代替原子炉補機冷却系 系統流量評価結果 (7号炉)

表2 圧力損失内訳

除熱手段 (評価ルート)		6号炉	7号炉
流量			
配管・弁類圧力損失	常設ライン		
	淡水ホース		
	代替熱交換器		
静水頭			
	水源	-	-
	注水先	-	-
		0 (閉ループ)	0 (閉ループ)
圧力差			
	水源	-	-
	注水先	-	-
		0 (閉ループ)	0 (閉ループ)
システム抵抗			

③ 除熱量評価

上述②の評価結果の通り、C U Wによる原子炉除熱の、代替原子炉補機冷却系系統流量は、6号炉では流量 \square m³/h、7号炉では \square m³/hが確保可能であることから、それぞれの流量における系統の除熱量を評価した。

評価条件は表3に示す通りであり、C U W非再生熱交換器及び代替熱交換器車の性能、大容量送水車による海水側の条件を踏まえて本系統の除熱量を評価したところ、事故発生30日後の崩壊熱相当 (約6.5MW) を除熱できることを確認した。

表2 圧力損失内訳

除熱手段 (評価ルート)		2号炉
流量		
配管・弁類圧力損失	常設ライン	
	淡水ホース	
	代替熱交換器	
静水頭		
	水源	-
	注水先	-
		0 (閉ループ)
圧力差		
	水源	-
	注水先	-
		0 (閉ループ)
システム抵抗 (圧力損失)		

③ 除熱量評価

上述②の評価結果のとおり、C U Wによる原子炉除熱の、原子炉補機代替冷却系系統流量は \square m³/hが確保可能であることから、系統の除熱量を評価した。

評価条件は表3に示すとおりであり、C U W補助熱交換器及び移動式代替熱交換設備の性能、大型送水ポンプ車による海水側の条件を踏まえて本系統の除熱量を評価したところ、事故発生30日後の崩壊熱相当 (約3.9MW) を除熱できることを確認した。

- ・設備の相違
【柏崎 6/7】
系統構成の相違
- ・設備の相違
【柏崎 6/7】
崩壊熱の相違

表3 代替熱交換器車の除熱量評価条件

代替熱交換器車	淡水系	淡水側入口温度	約 <input type="text"/> °C (6号炉)
			約 <input type="text"/> °C (7号炉)
	海水系	淡水側流量	約 <input type="text"/> m ³ /h (6号炉)
			約 <input type="text"/> m ³ /h (7号炉)
	海水温度	30°C	
	海水流量	900m ³ /h	

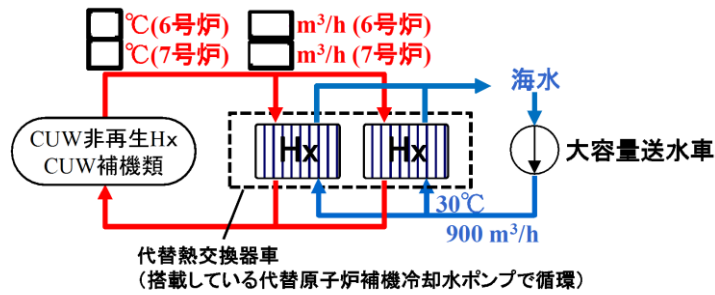


図6 C UW系による原子炉除熱の除熱量評価図

以上の「①ポンプのNPSH評価」, 「②流量評価」, 「③除熱量評価」の結果から, 代替原子炉補機冷却系を用いたCUW系による原子炉除熱は事故発生30日後の崩壊熱相当 (約6.5MW) を除熱するための系統流量が確保可能なシステムであることを確認した。

[参考9-補足2] 作業エリアの線量評価について

各作業エリアにおける線量評価は「格納容器からの漏えいに起因する室内の線量率」と「線源配管からの直接線による線量率」の寄与を合わせて評価するものとする。

1. 評価の方法

(1) 格納容器から漏えいに起因する線量率

原子炉区域内の線量率は, 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温)」において, 格納容器ベントを実施した場合の事故発生30日後の原子炉建屋内の放射エネルギーを考慮し, サブマージョンモデルにより計算する。格納容器から漏えいした放射性物質は原子炉区域内に一様に分散しているものとし, 原子炉区域内から環境中への漏えいはないものとして計算した。表1に各作業エリア空間容積を示す。

参考8-補足1

作業エリアの線量評価について

各作業エリアにおける線量評価は「原子炉格納容器からの漏えいに起因する室内の線量率」と「線源配管からの直接線による線量率」の寄与を合わせて評価するものとする。

1. 評価の方法

(1) 原子炉格納容器から漏えいに起因する線量率

原子炉建屋原子炉棟内の区域の線量率は, 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温)」において, 格納容器ベントを実施した場合の事故発生30日後の原子炉建屋原子炉棟内の放射エネルギーを考慮し, サブマージョンモデルにより計算する。原子炉格納容器から漏えいした放射性物質は原子炉建屋原子炉棟内に一様に分散しているものとし, 原子炉建屋原子炉棟内から環境中への漏えいはないものとして計算した。表1に各作業エリア空間容積を示す。

表3 移動式熱交換設備の除熱量評価条件

移動式代替熱交換設備	淡水系	淡水側入口温度	<input type="text"/> °C
		淡水側流量	<input type="text"/> m ³ /h
	海水系	海水温度	30°C
		海水流量	780m ³ /h

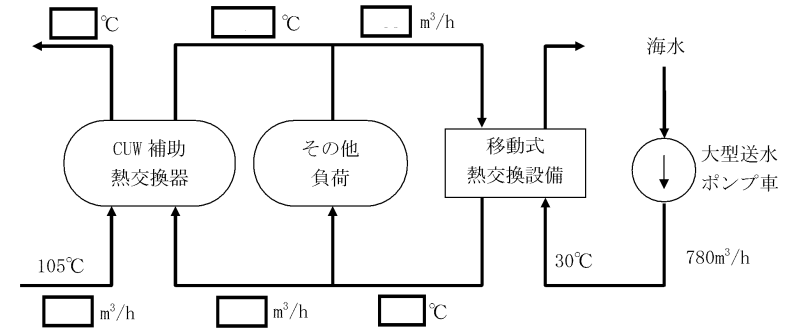


図5 C UW系による原子炉除熱の除熱量評価図

以上の「①ポンプのNPSH評価」, 「②流量評価」, 「③除熱量評価」の結果から, 原子炉補機代替冷却系を用いたCUW系による原子炉除熱は事故発生30日後の崩壊熱相当 (約3.9MW) を除熱するための系統流量が確保可能なシステムであることを確認した。

[参考9-補足2] 作業エリアの線量評価について

各作業エリアにおける線量評価は「格納容器からの漏えいに起因する室内の線量率」と「線源配管からの直接線による線量率」の寄与を合わせて評価するものとする。

1. 評価の方法

(1) 格納容器から漏えいに起因する線量率

原子炉棟内の線量率は, 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温)」において, 格納容器ベントを実施した場合の事故発生30日後の原子炉建屋内の放射エネルギーを考慮し, サブマージョンモデルにより計算する。格納容器から漏えいした放射性物質は原子炉棟内に一様に分散しているものとし, 原子炉棟内から環境中への漏えいはないものとして計算した。表1に各作業エリア空間容積を示す。

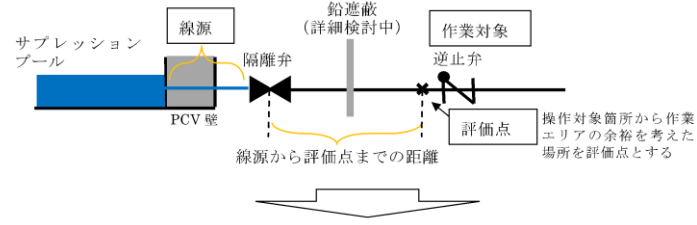
・設備の相違
【柏崎6/7】

・設備の相違
【柏崎6/7】

・設備の相違
【柏崎6/7】
崩壊熱の相違

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 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																										
$D = 6.2 \times 10^{-14} \cdot \frac{Q_\gamma}{V_{R/B}} \cdot E_\gamma \cdot (1 - e^{-\mu \cdot R}) \cdot 3600$ <p>ここで、 D : 放射線量率 (Gy/h) ※1 ※1 GyからSvへの換算係数は1とする。 6.2×10^{-14} : サブマージョンモデルによる換算係数 $\left(\frac{\text{dis} \cdot \text{m}^3 \cdot \text{Gy}}{\text{MeV} \cdot \text{Bq} \cdot \text{s}}\right)$ Q_γ : 格納容器から原子炉区域内に漏えいした放射性物質による放射エネルギー (Bq: γ線実効エネルギー 0.5MeV換算値) V_{R/B} : 原子炉区域内気相部容積 (86000m³) E_γ : γ線エネルギー (0.5MeV/dis) μ : 空気に対するγ線のエネルギー吸収係数 (3.9×10⁻³/m) R : 評価対象部屋の空間容積と等価な半球の半径 (m) V_{OF} : 評価対象エリアの容積 (m³) $R = \sqrt[3]{\frac{3 \cdot V_{OF}}{2 \cdot \pi}}$</p>	$D = 6.2 \times 10^{-14} \cdot \frac{Q_\gamma}{V_{R/B}} \cdot E_\gamma \cdot (1 - e^{-\mu \cdot R}) \cdot 3600$ <p>ここで、 D : 放射線量率 (Gy/h) 6.2×10^{-14} : サブマージョンモデルによる換算係数 $\left(\frac{\text{dis} \cdot \text{m}^3 \cdot \text{Gy}}{\text{MeV} \cdot \text{Bq} \cdot \text{s}}\right)$ Q_γ : 原子炉建屋内放射エネルギー (Bq: γ線実効エネルギー 0.5MeV換算値) V_{R/B} : 原子炉建屋原子炉棟内の区域の気相部容積 (85,000m³) E_γ : γ線エネルギー (0.5MeV/dis) μ : 空気に対するγ線のエネルギー吸収係数 (3.9×10⁻³/m) R : 評価対象エリアの空間容積と等価な半球の半径 (m) V_{OF} : 評価対象エリアの容積 $R = \sqrt[3]{\frac{3 \cdot V_{OF}}{2 \cdot \pi}}$</p>	$D = 6.2 \times 10^{-14} \cdot \frac{Q_\gamma}{V} \cdot E_\gamma \cdot (1 - e^{-\mu \cdot R}) \cdot 3600$ <p>ここで、 D : 外部被ばくによる放射線量率 (Gy/h) ※1 ※1 GyからSvへの換算係数は1とする。 6.2×10^{-14} : サブマージョンモデルによる換算係数 $\left(\frac{\text{dis} \cdot \text{m}^3 \cdot \text{Gy}}{\text{MeV} \cdot \text{Bq} \cdot \text{s}}\right)$ Q_γ : 原子炉建物内の存在量 (Bq: ガンマ線実効エネルギー 0.5MeV換算値) V : 原子炉建物内の空間容積 (101,000m³) E_γ : γ線エネルギー (0.5MeV/dis) μ : 空気に対するγ線のエネルギー吸収係数 (3.9×10⁻³/m) R : 評価対象エリアの空間と等価な半球の半径 (m) V_F : 評価対象エリアの空間容積 (m³) $R = \sqrt[3]{\frac{3 \cdot V_F}{2 \cdot \pi}}$</p>																											
<p align="center">表1 各作業エリア空間容積</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>作業エリア</th> <th>作業エリアの空間容積 (V_{OF})</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>HPCF ポンプ(B)室</td> <td>600 m³</td> </tr> <tr> <td>SPCU ポンプ室</td> <td>300 m³</td> </tr> <tr> <td>大物搬入口</td> <td>1500 m³</td> </tr> <tr> <td>B系弁室</td> <td>300 m³</td> </tr> </tbody> </table>	作業エリア	作業エリアの空間容積 (V _{OF})	HPCF ポンプ(B)室	600 m ³	SPCU ポンプ室	300 m ³	大物搬入口	1500 m ³	B系弁室	300 m ³	<p align="center">表1 各作業エリア空間容積</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>作業エリア</th> <th>作業エリアの空間容積 (V_{OF})</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>原子炉隔離時冷却系ポンプ室内</td> <td>5,100m³</td> </tr> <tr> <td>低圧代替注水系逆止弁付近</td> <td>10,000m³</td> </tr> <tr> <td>大物搬入口</td> <td>3,500m³</td> </tr> </tbody> </table>	作業エリア	作業エリアの空間容積 (V _{OF})	原子炉隔離時冷却系ポンプ室内	5,100m ³	低圧代替注水系逆止弁付近	10,000m ³	大物搬入口	3,500m ³	<p align="center">表1 各作業エリア空間容積</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>作業エリア</th> <th>作業エリアの空間容積 V_F (m³)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>HPCSポンプ室</td> <td>600</td> </tr> <tr> <td>大物搬入口</td> <td>3800</td> </tr> <tr> <td>原子炉建物1階(FLSR可搬式設備操作対象弁付近)</td> <td>1000</td> </tr> </tbody> </table>	作業エリア	作業エリアの空間容積 V _F (m ³)	HPCSポンプ室	600	大物搬入口	3800	原子炉建物1階(FLSR可搬式設備操作対象弁付近)	1000	<p>・設備の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p>
作業エリア	作業エリアの空間容積 (V _{OF})																												
HPCF ポンプ(B)室	600 m ³																												
SPCU ポンプ室	300 m ³																												
大物搬入口	1500 m ³																												
B系弁室	300 m ³																												
作業エリア	作業エリアの空間容積 (V _{OF})																												
原子炉隔離時冷却系ポンプ室内	5,100m ³																												
低圧代替注水系逆止弁付近	10,000m ³																												
大物搬入口	3,500m ³																												
作業エリア	作業エリアの空間容積 V _F (m ³)																												
HPCSポンプ室	600																												
大物搬入口	3800																												
原子炉建物1階(FLSR可搬式設備操作対象弁付近)	1000																												
<p>(2) 線源配管からの直接線による線量率 図1に示すとおり、炉心損傷により発生する汚染水は、格納容器貫通部とサブプレッションプール側一次隔離弁までの配管に存在することになるため、当該配管は線源となる。線源配管からの直接線による線量率は、必要な遮蔽対策を実施することによって、約10mSv/h以下に低減させる。線量率はQADコードを用いて図1中の評価モデルの体系により評価を実施した。表2に線源配管からの直接線の寄与を10mSv/h以下とするために必要な鉛遮蔽の厚さを示す。</p>	<p>(2) 線源配管からの直接線による線量率 図1に示すとおり、炉心損傷により発生する汚染水は、<u>原子炉格納容器貫通部とサブプレッション・プール側一次隔離弁までの配管</u>に存在することになるため、当該配管は線源となる。線源配管からの直接線による線量率は、必要な遮蔽対策を実施することによって、約10mSv/h以下に低減させる。線量率はQADコードを用いて図1中の評価モデルの体系により評価を実施した。表2に線源配管からの直接線の寄与を10mSv/h以下とするために必要な鉛遮蔽の厚さを示す。</p>	<p>(2) 線源配管からの直接線による線量率 図1に示すとおり、炉心損傷により発生する汚染水は、格納容器貫通部とサブプレッション・プール側一次隔離弁までの配管に存在することになるため、当該配管は線源となる。線源配管からの直接線による線量率は、必要な遮蔽対策を実施することによって、約10mSv/h以下に低減させる。線量率はQADコードを用いて図1中の評価モデルの体系により評価を実施した。表2に線源配管からの直接線の寄与を10mSv/h以下とするために必要な鉛遮蔽の厚さを示す。</p>																											

<作業対象, 評価点, 線源配管の配置概要図>



<評価モデル図>

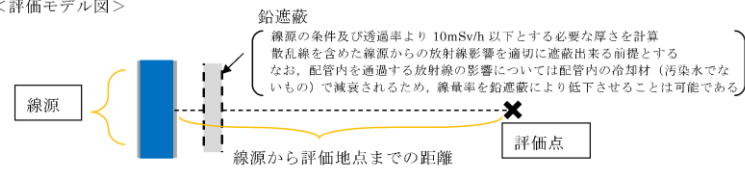


図1 線量評価概念図

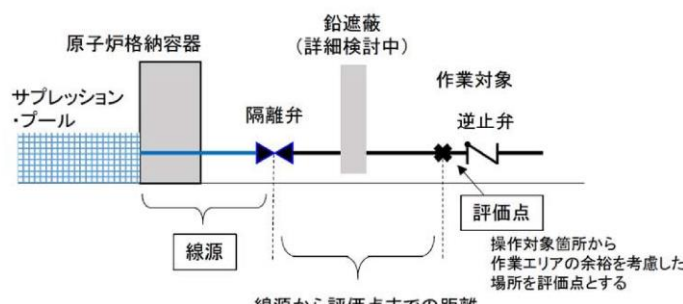
表2 線量率評価条件及び必要な鉛遮蔽体厚さ

作業エリア	線源 (S/P～隔離弁までの配管長さ)	線源から評価点までの距離	線源配管からの直接線による線量率を約 10mSv/h 以下にするために必要な鉛遮蔽厚さ
HPCF ポンプ(B)室	約 2.5m	約 3.9m	約 9cm
SPCU ポンプ室	約 2.1m	約 5.7m	約 8cm

2. 評価結果

「1. 評価方法」に基づき、各作業エリアにおける線量率を評価した。表3に各作業エリアにおける線量率を示す。

<作業対象, 評価点, 線源配管の配置概要図>



<評価モデル図>

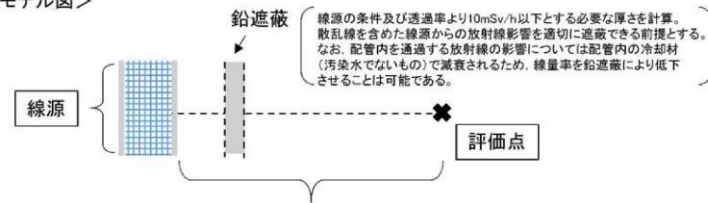


図1 線量評価概念図

表2 線量率評価条件

作業エリア	線源 (サブプレッション・プール～隔離弁までの配管長さ)	線源から評価点までの距離	線源配管からの直接線による線量率を約 10mSv/h 以下にするために必要な鉛遮蔽厚さ
原子炉隔離時冷却系ポンプ室	約 10m ^{*1}	約 1m	約 10cm

※1：実際は3m程度だが保守的に設定

また、低圧代替注水系逆止弁付近、大物搬入口付近には格納容器圧力逃がし装置の入口配管が存在する。線量率評価条件を表3に示す。

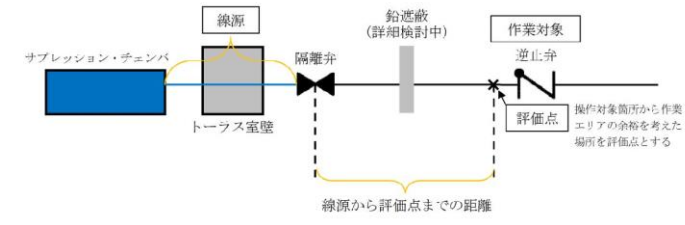
表3 線量率評価条件

作業エリア	線源長さ	線源から評価点までの距離
低圧代替注水系逆止弁付近	約 10m ^{*1}	約 7.6m
大物搬入口	約 10m ^{*1}	約 14m

2. 評価結果

「1. 評価方法」に基づき、各作業エリアにおける線量率を評価した。表4に各作業エリアにおける線量率を示す。

<作業対象, 評価点, 線源配管の配置概要図>



<評価モデル図>

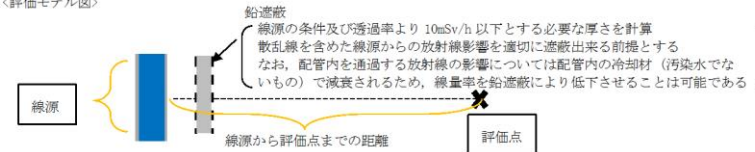


図1 線量評価概念図

表2 線量率評価条件及び必要な鉛遮蔽体厚さ

作業エリア	線源 (S/P～隔離弁までの配管長さ)	線源から評価点までの距離	線源配管からの直接線による線量率を10mSv/h以下にするために必要な鉛遮蔽厚さ
HPCS ポンプ室	約3.3m	約2.9m	約8cm

2. 評価結果

「1. 評価方法」に基づき、各作業エリアにおける線量率を評価した。表3に各作業エリアにおける線量率を示す。

・評価対象及び評価結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

表3 各作業エリアにおける線量率

作業エリア	格納容器から漏えいによる線量率	線源配管からの直接線による線量率	合計線量率
HPCF ポンプ(B)室	約 16.1mSv/h	約 10mSv/h	約 26.1mSv/h
SPCU ポンプ室	約 12.8mSv/h	約 10mSv/h ※1	約 22.8mSv/h※1
大物搬入口	約 21.7mSv/h	— ※2	約 21.7mSv/h
B系弁室	約 12.8mSv/h	— ※2	約 12.8mSv/h

※1 K6 では作業エリアがR/B地下2階 (SPCU ポンプ室外) であるため、線源配管からの直接線による線量率を考慮不要

※2 線源配管が存在しないため、考慮不要

〔参考9-補足3〕不活性ガス系 系統概要図

可搬型格納容器除熱系をインサービスする場合は、格納容器ベントを停止し、不活性ガス系の窒素ガス供給装置あるいは可搬型の窒素供給装置により窒素ガスを注入し格納容器除熱による格納容器圧力低下を抑制する。図1に不活性ガス系の窒素ガス供給装置により窒素ガスを格納容器に注入する系統の例を示す。

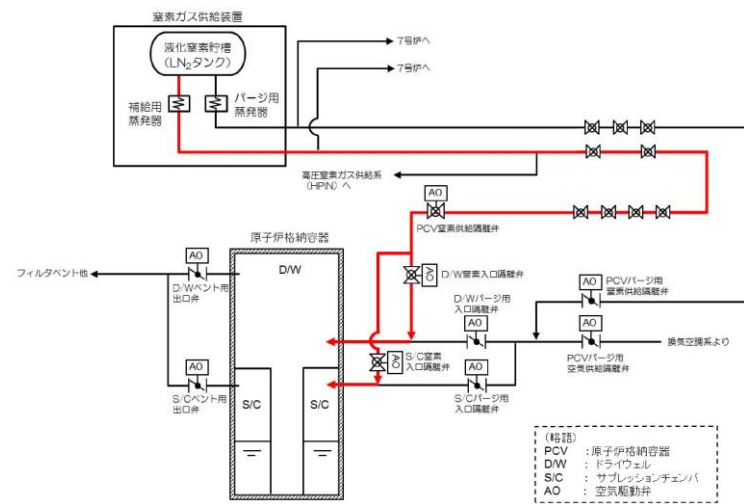


図1 不活性ガス系 系統概要図(6号炉の例)

表4 各作業エリアにおける線量率

作業エリア	原子炉格納容器から漏えいによる線量率	線源配管からの直接線による線量率	合計線量率
原子炉隔離時冷却系ポンプ室内	約 1.3×10^1 mSv/h	約 7.4mSv/h	約 2.0×10^1 mSv/h
低圧代替注水系 逆止弁付近	約 1.6×10^1 mSv/h	約 4.1mSv/h	約 2.0×10^1 mSv/h
大物搬入口	約 1.1×10^1 mSv/h	約 1.3mSv/h	約 1.3×10^1 mSv/h

表3 各作業エリアにおける線量率

作業エリア	格納容器からの漏えいによる線量率	線源配管からの直接線による線量率	合計線量率
HPCS ポンプ室	約2.8mSv/h	約10mSv/h	約12.8mSv/h
大物搬入口	約5.2mSv/h	—※1	約5.2mSv/h
原子炉建物1階 (FLSR可搬式設備 操作対象弁付近)	約3.3mSv/h	—※1	約3.3mSv/h

※1 線源配管が存在しないため、考慮不要

〔参考9-補足3〕窒素ガス制御系 系統概要図

可搬型格納容器除熱系をインサービスする場合は、格納容器ベントを微開とし、窒素ガス制御系の窒素ガス供給装置あるいは可搬型の窒素供給装置により窒素ガスを注入し格納容器除熱による格納容器圧力低下を抑制する。図1に窒素ガス制御系の窒素ガス供給装置により窒素ガスを格納容器に注入する系統の例を示す。

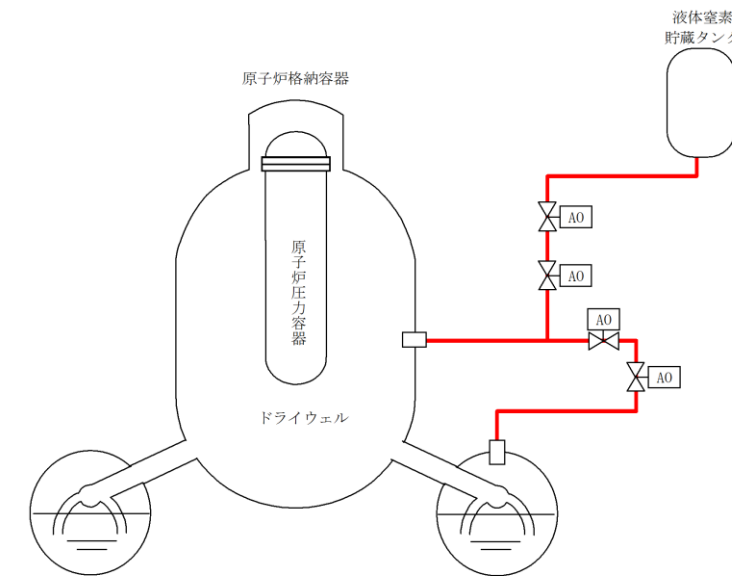


図1 窒素ガス制御系 系統概要図

・評価対象及び評価結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

・設備の相違
【柏崎 6/7】