

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に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>

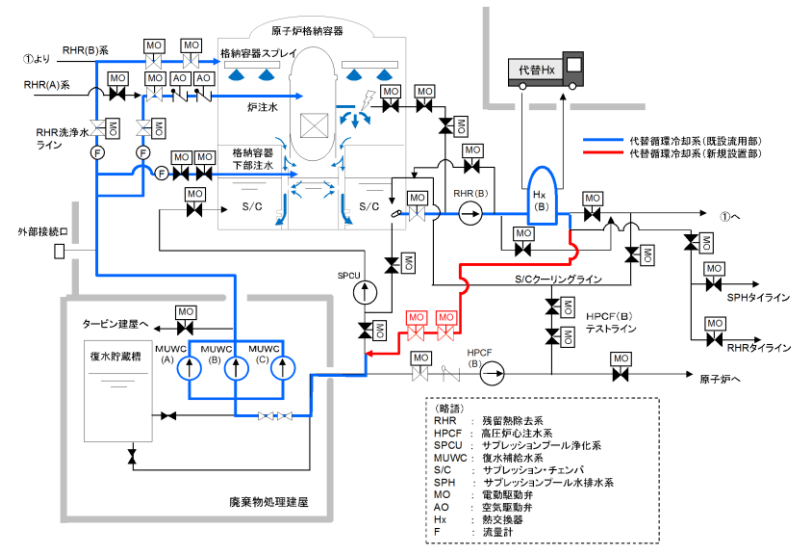
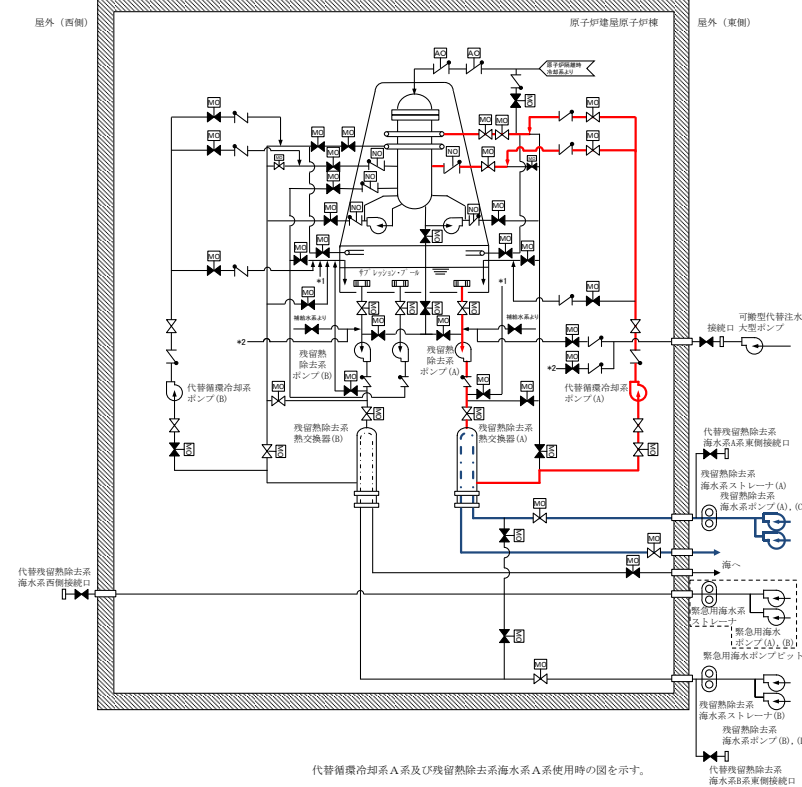


図 1.2-1 代替循環冷却系の設備概要 (7号炉の例)

*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

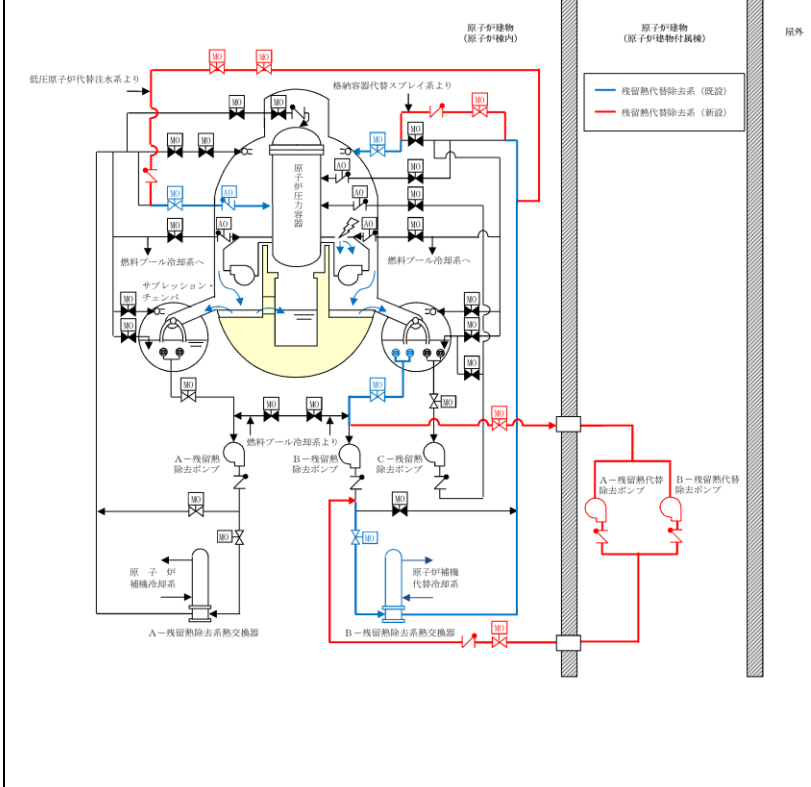


図 1.2-1 残留熱代替除去系の設備概要*

*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 1715 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>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。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）」において、事象発生90分後から起動し、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>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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 ・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)) ・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
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による格納容器下部への注水</u>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㉑～㉓の計器を設置する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・系統流量：<u>㉑復水補給水系流量（RHR A系代替注水流量）</u> <u>㉒復水補給水系流量（RHR B系代替注水流量）</u> <u>㉓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>㉑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>㉑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>㉑ドライウエル雰囲気温度</u> ・格納容器下部の水位：<u>㉑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㉔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>㉔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㉑～㉓の計器を設置する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・系統流量：<u>㉑残留熱代替除去系原子炉注水流量</u> <u>㉒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>㉑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>㉑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>㉑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>㉑ドライウエル圧力（SA）</u> <u>㉒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>㉑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㉔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>㉔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】 ①の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7】 ①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>

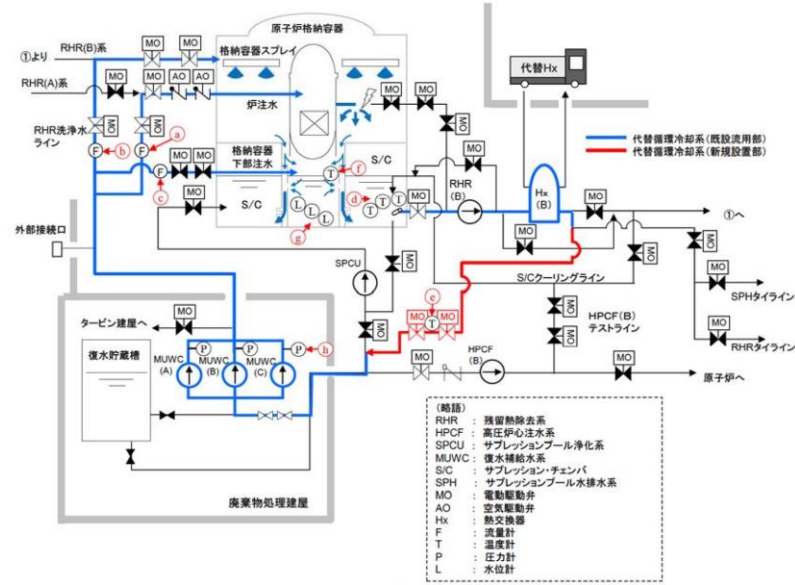


図1.3.2-1 代替循環冷却系使用時の概略図

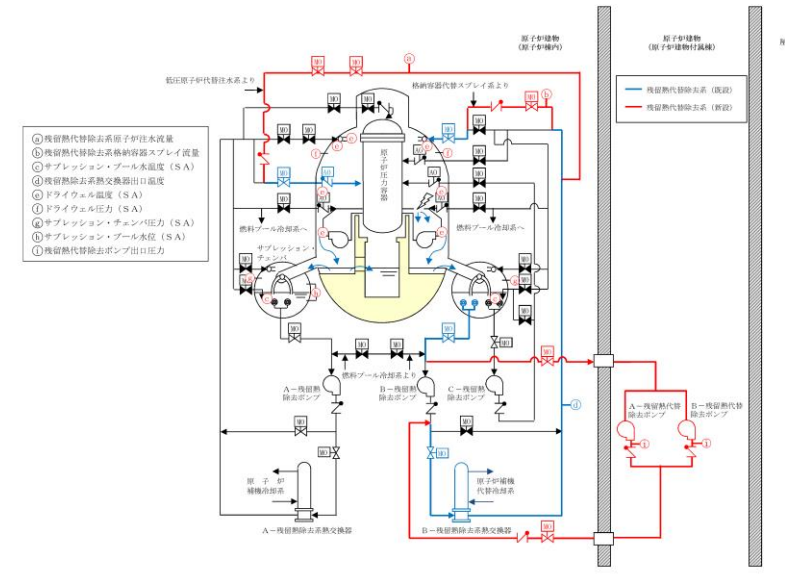

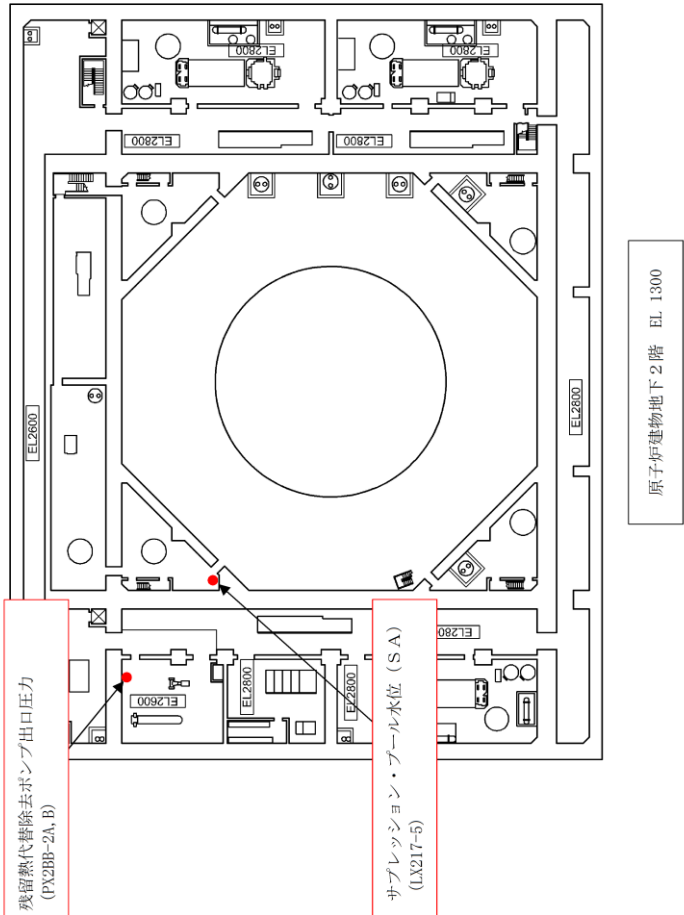


図 1.3.2-1 残留熱代替除去系使用時の概略図

・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="166 233 878 1115" 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="923 233 1700 1115" data-label="Image"> </div>	<div data-bbox="1768 268 2451 1262" data-label="Diagram"> </div> <div data-bbox="1828 1331 2362 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

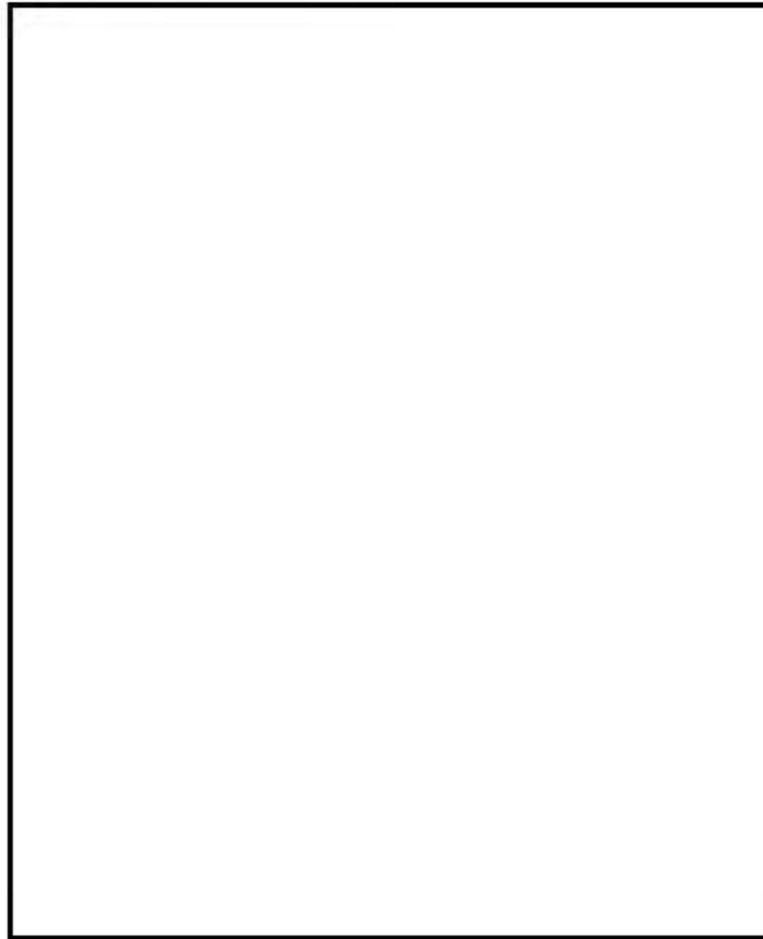


図 1. 3. 2-4 機器配置図 (6号炉原子炉建屋地下3階)

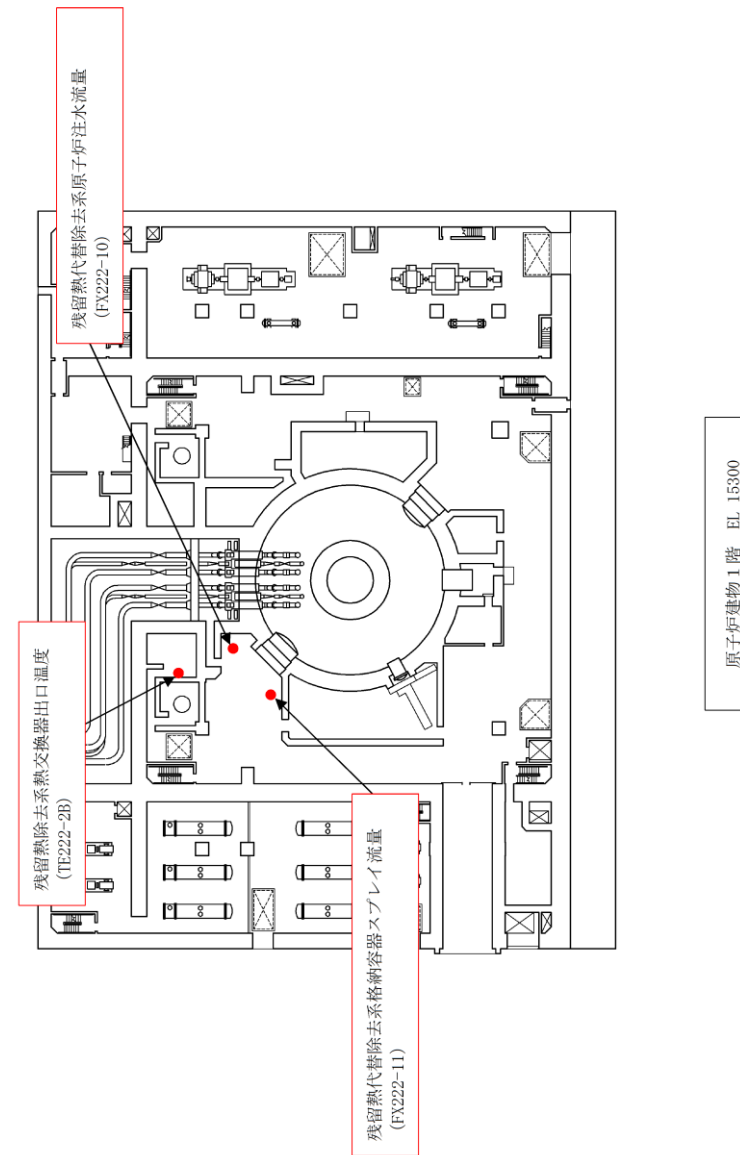


図 1. 3. 2-4 機器配置図 (原子炉建物1階)

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

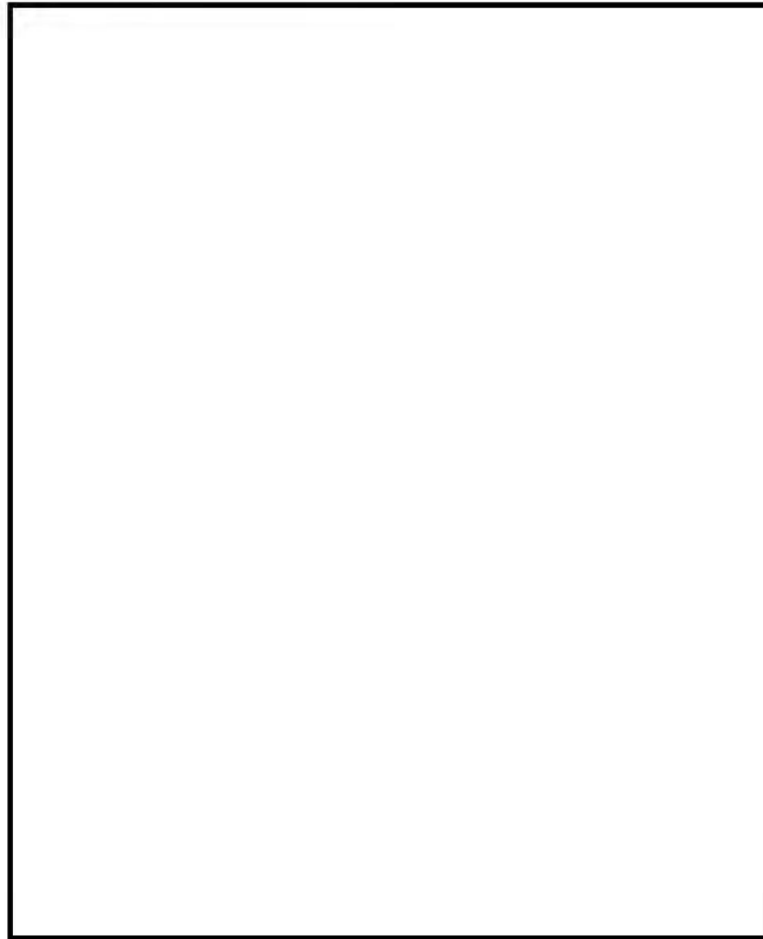


図 1. 3. 2-5 機器配置図 (廃棄物処理建屋地下3階)

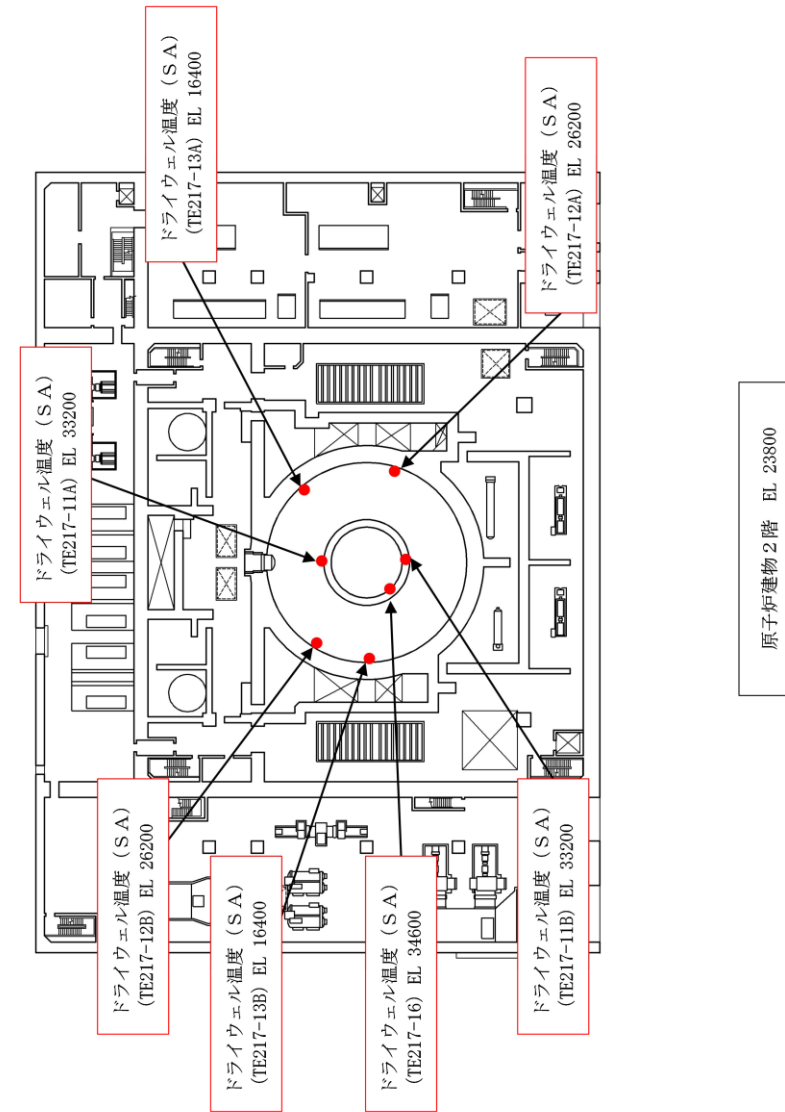
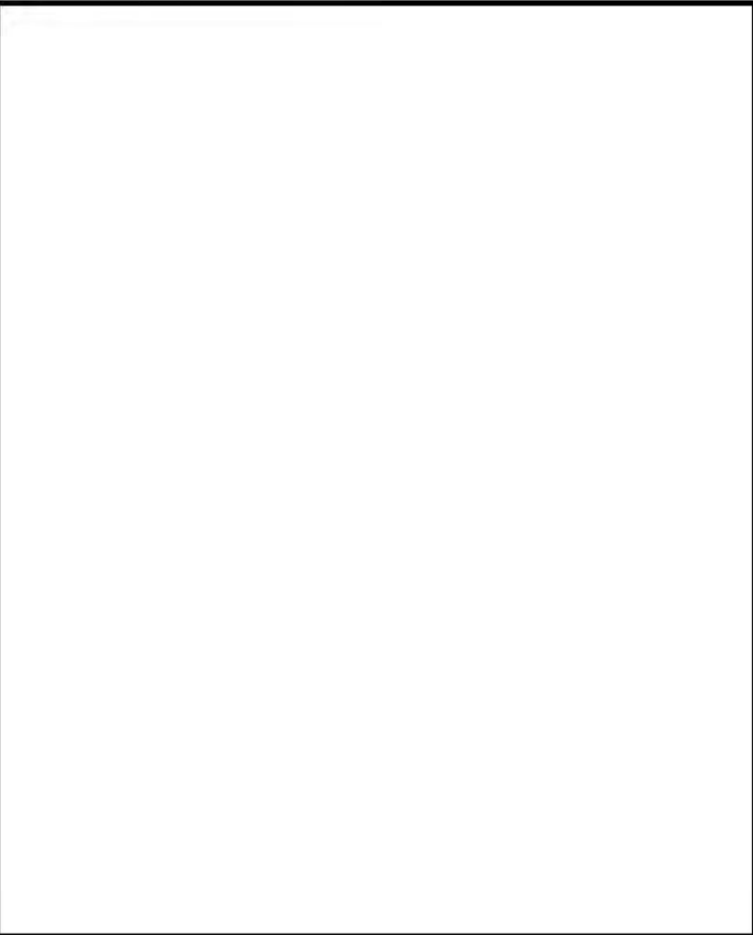

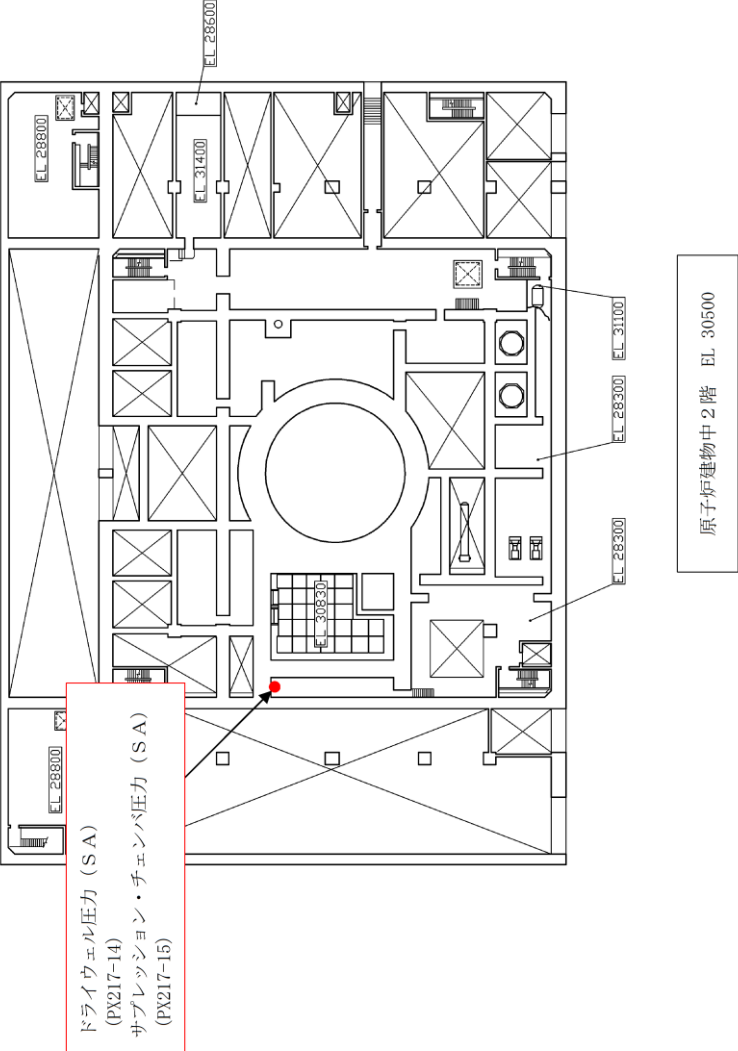


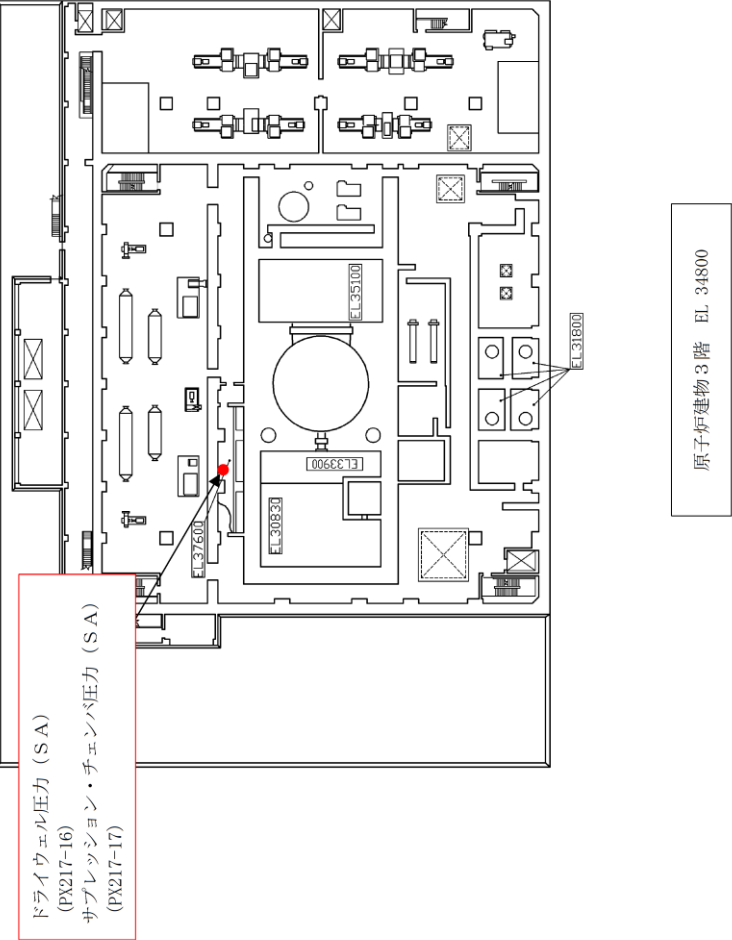



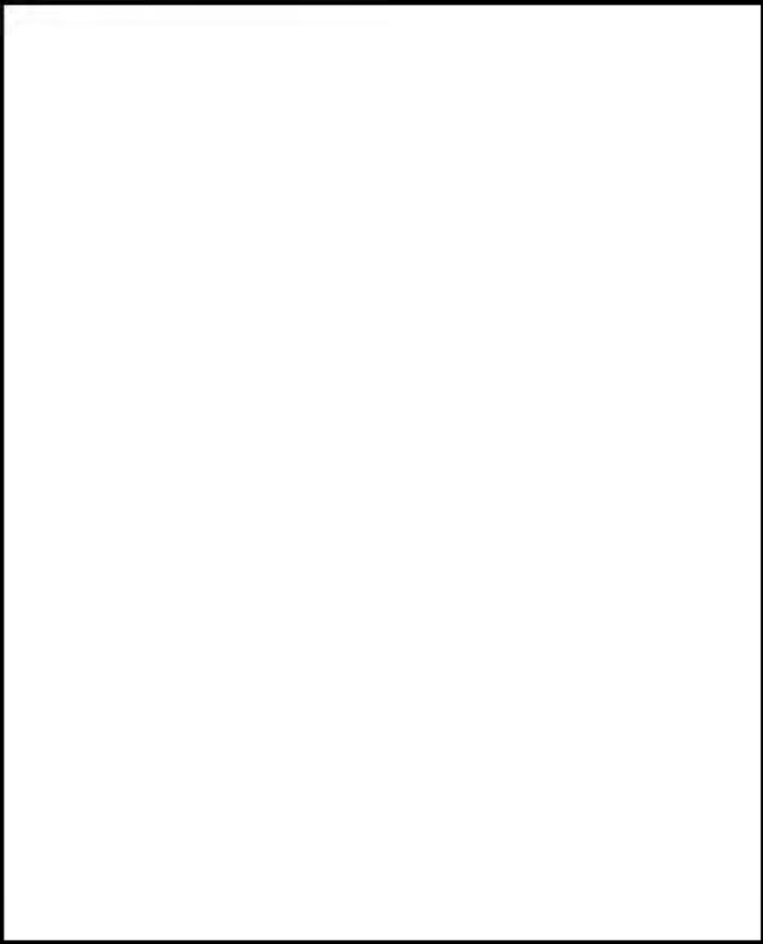
図 1. 3. 2-5 機器配置図 (原子炉建物2階)

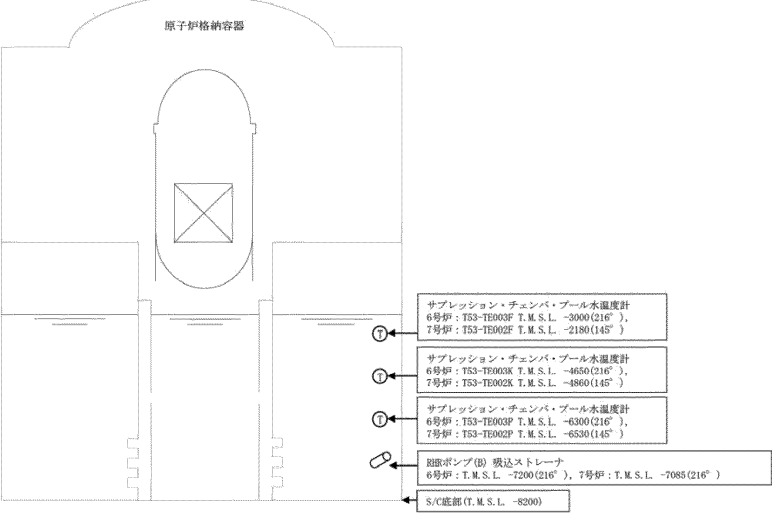
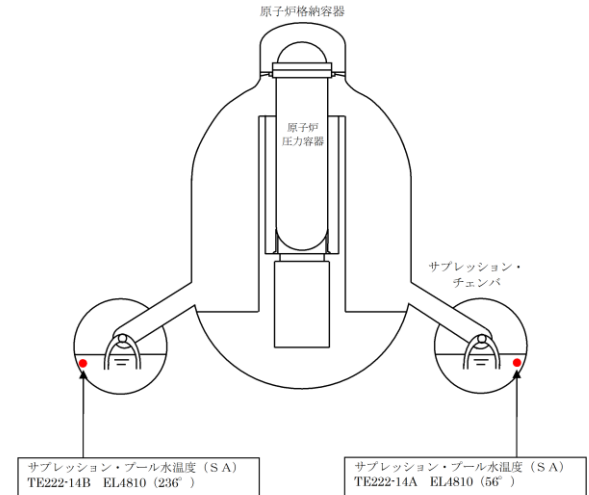
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
 <p data-bbox="201 1333 816 1365">図 1. 3. 2-6 機器配置図 (7号炉原子炉建屋地上1階)</p>		 <p data-bbox="1840 1333 2359 1365">図 1. 3. 2-6 機器配置図 (原子炉建屋中2階)</p>	備考

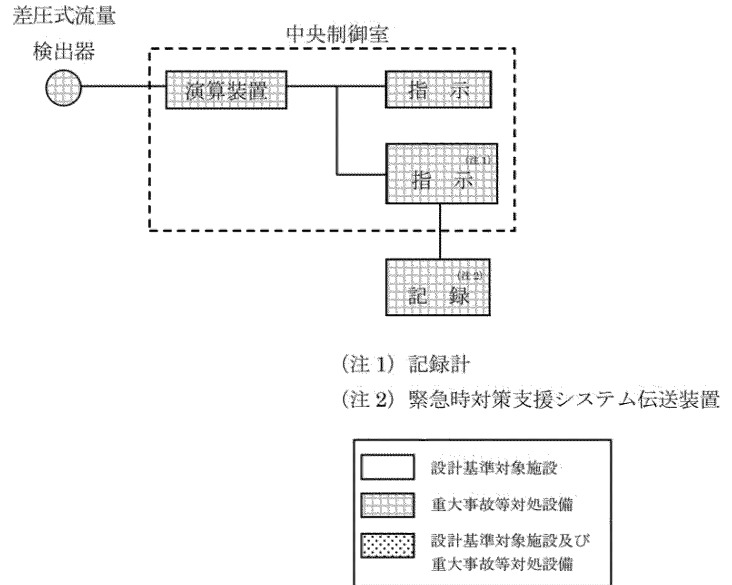
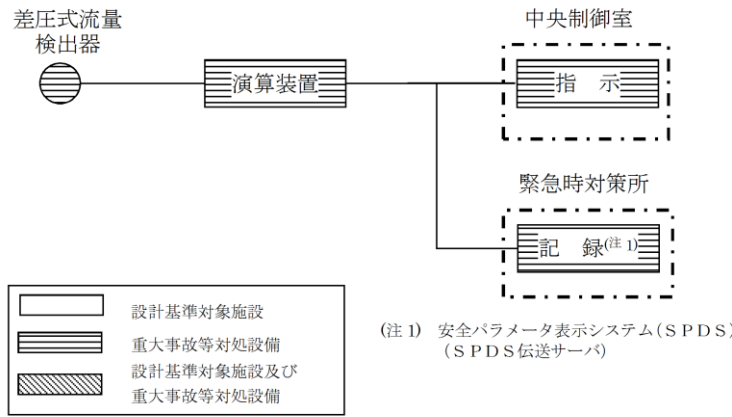
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
 <p data-bbox="201 1243 819 1276">図 1. 3. 2-7 機器配置図 (7号炉原子炉建屋地下1階)</p>		 <p data-bbox="1852 1243 2338 1276">図 1. 3. 2-7 機器配置図 (原子炉建物3階)</p>	備考

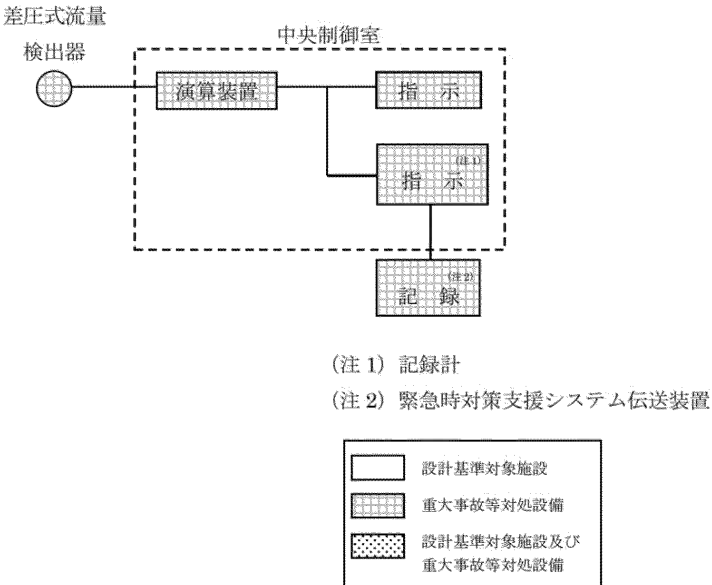
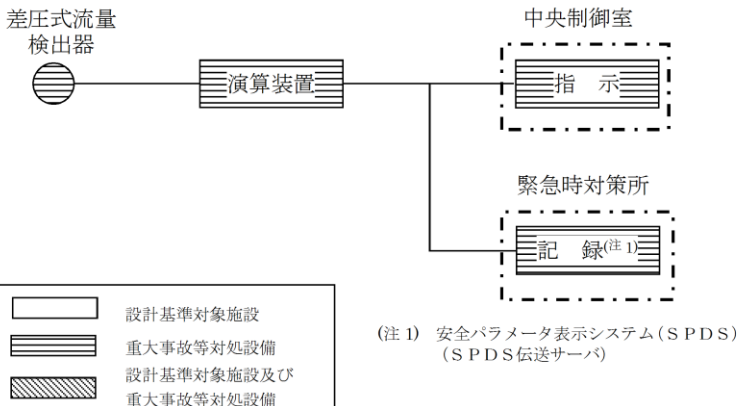
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
 <p data-bbox="201 1150 819 1184">図 1. 3. 2-8 機器配置図 (7号炉原子炉建屋地下2階)</p>			

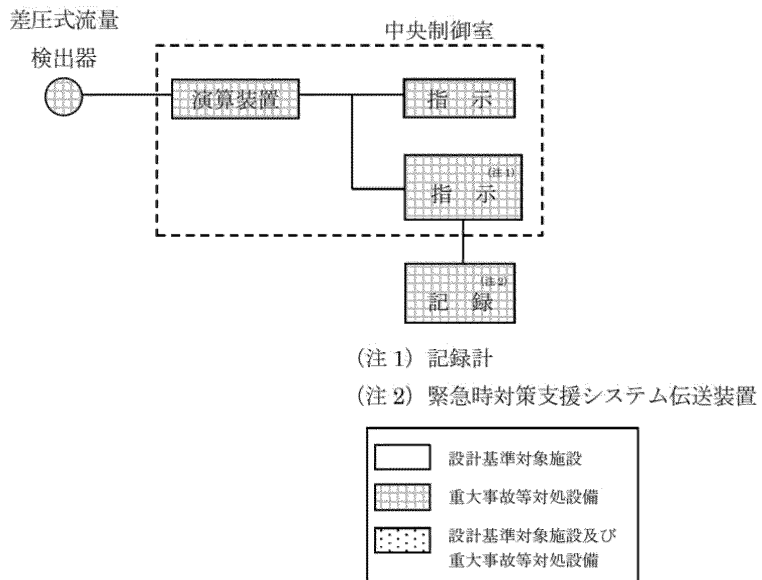
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
 <p data-bbox="201 1150 819 1184">図 1. 3. 2-9 機器配置図 (7号炉原子炉建屋地下3階)</p>			

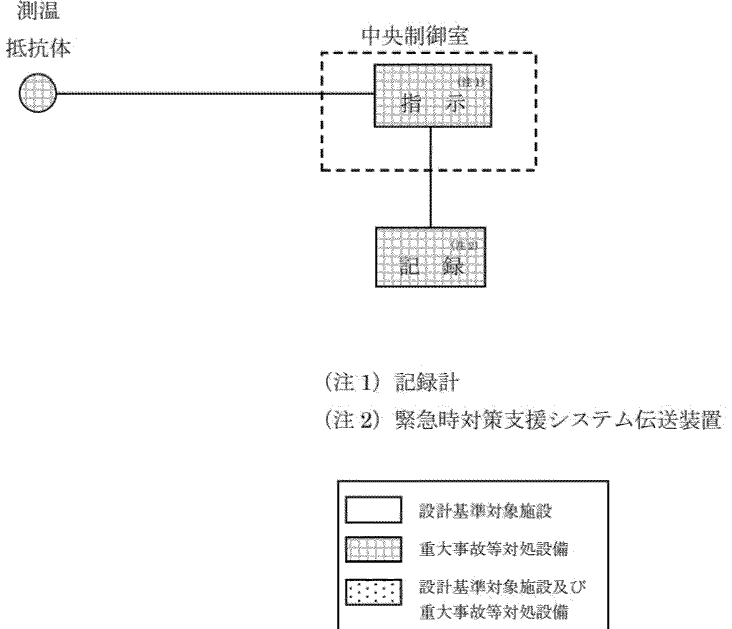
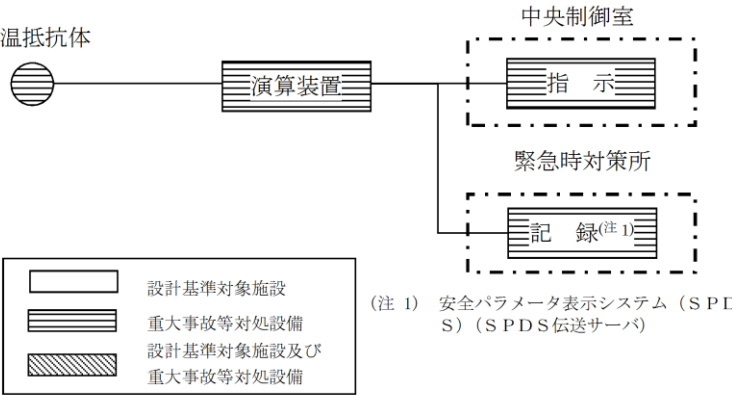
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
 <p data-bbox="210 1150 816 1182">図 1. 3. 2-10 機器配置図 (廃棄物処理建屋地下 3 階)</p>			

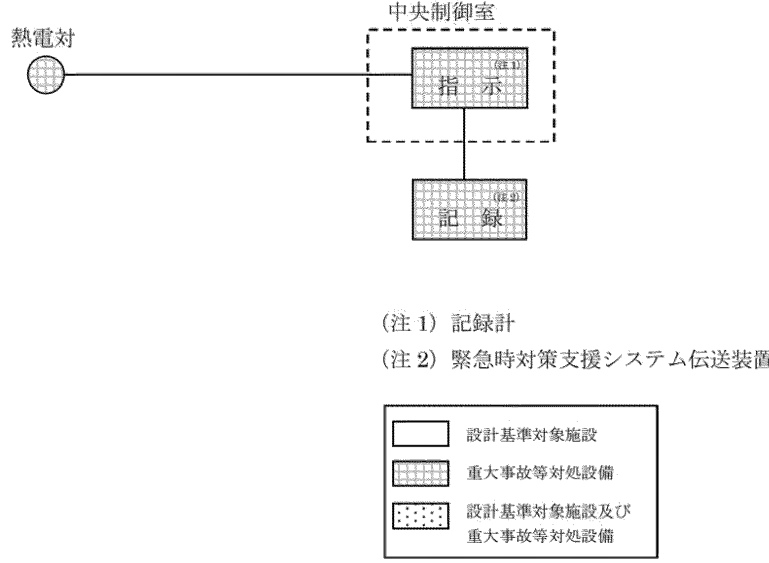
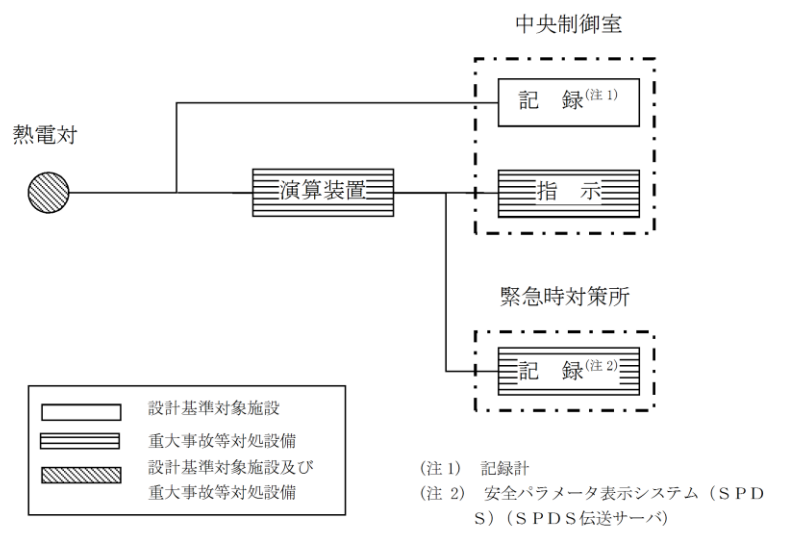
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>原子炉格納容器内における、サプレッション・チェンバ・プール水温度の位置を図 1.3.2-11 に示す。</p>  <p>図 1.3.2-11 サプレッション・チェンバ・プール水温度の位置</p>		<p>原子炉格納容器内における、サプレッション・プール水温度 (S A) の位置を図 1.3.2-8 に示す。</p>  <p>図 1.3.2-8 サプレッション・プール水温度 (S A) の位置</p>	

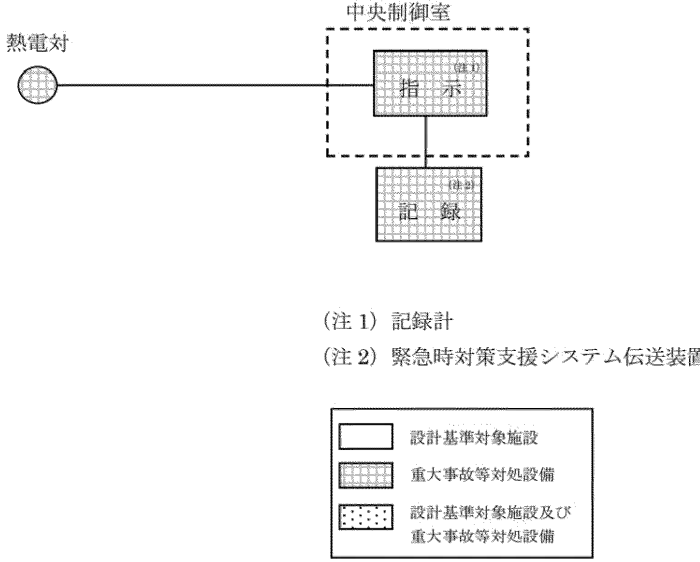
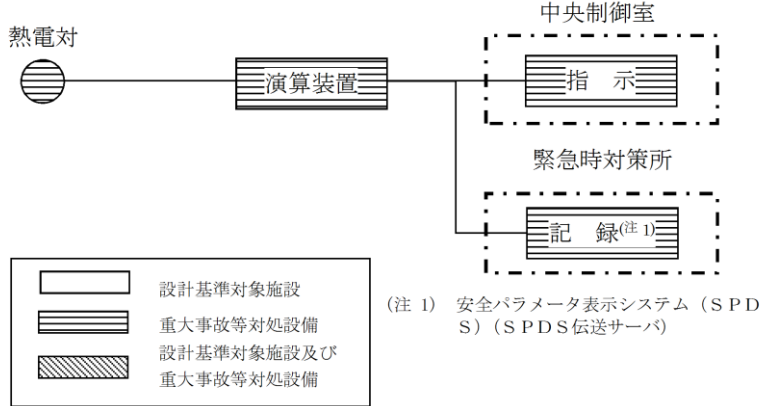
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>c. システム構成</p> <p>④復水補給水系流量 (RHR A系代替注水流量)</p> <p>復水補給水系流量 (RHR A系代替注水流量) は、重大事故等対処設備の機能を有しており、復水補給水系流量 (RHR A系代替注水流量) の検出信号は、差圧式流量検出器からの電流信号を、中央制御室の演算装置を経由して指示部にて流量信号へ変換する処理を行った後、復水補給水系流量 (RHR A系代替注水流量) を中央制御室に指示し、記録する。</p> <p>(図 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ィ流量</p> <p>残留熱代替除去系格納容器スプレィ流量は、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ィ流量の検出信号は、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ィ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ィ流量の概略構成図」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>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ィ流量の概略構成図</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>

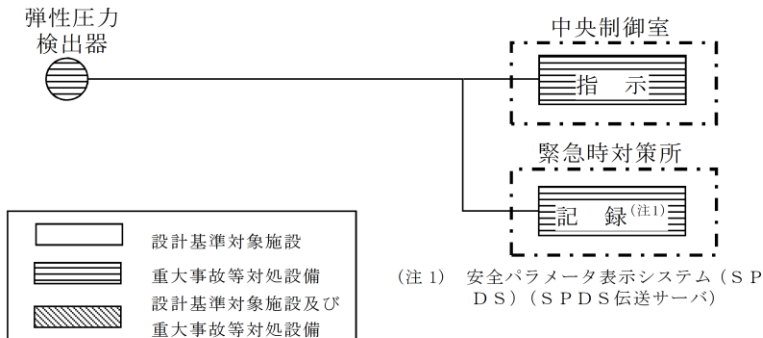
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>◎復水補給水系流量（格納容器下部注水流量）</p> <p>復水補給水系流量（格納容器下部注水流量）は、重大事故等対処設備の機能を有しており、復水補給水系流量（格納容器下部注水流量）の検出信号は、差圧式流量検出器からの電流信号を、中央制御室の演算装置を經由して指示部にて流量信号へ変換する処理を行った後、復水補給水系流量（格納容器下部注水流量）を中央制御室に指示し、記録する。</p> <p>（図 1.3.2-14「復水補給水系流量（格納容器下部注水流量）の概略構成図」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>

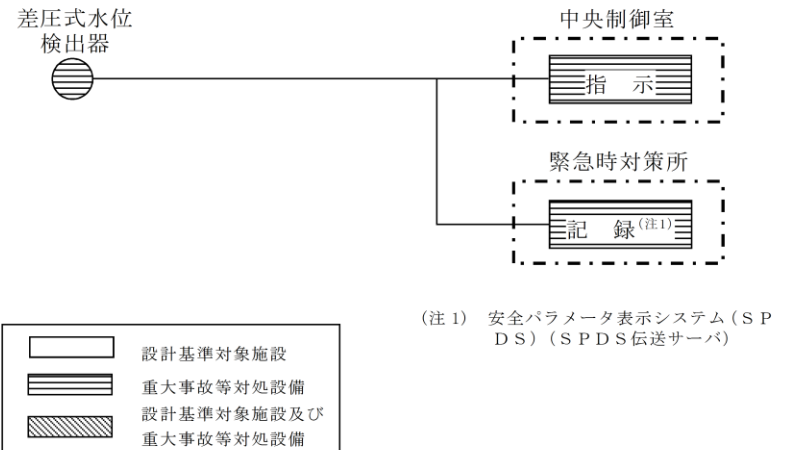
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>①サブプレッション・チェンバ・プール水温度</p> <p>サブプレッション・チェンバ・プール水温度は、重大事故等対処設備の機能を有しており、サブプレッション・チェンバ・プール水温度の検出信号は、測温抵抗体の抵抗値を、中央制御室の指示部にて温度信号に変換する処理を行った後、サブプレッション・チェンバ・プール水温度を中央制御室に指示し、記録する。</p> <p>(図 1.3.2-15 「サブプレッション・チェンバ・プール水温度の概略構成図」参照。)</p>  <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> 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 1.3.2-16 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> 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 1.3.2-12 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

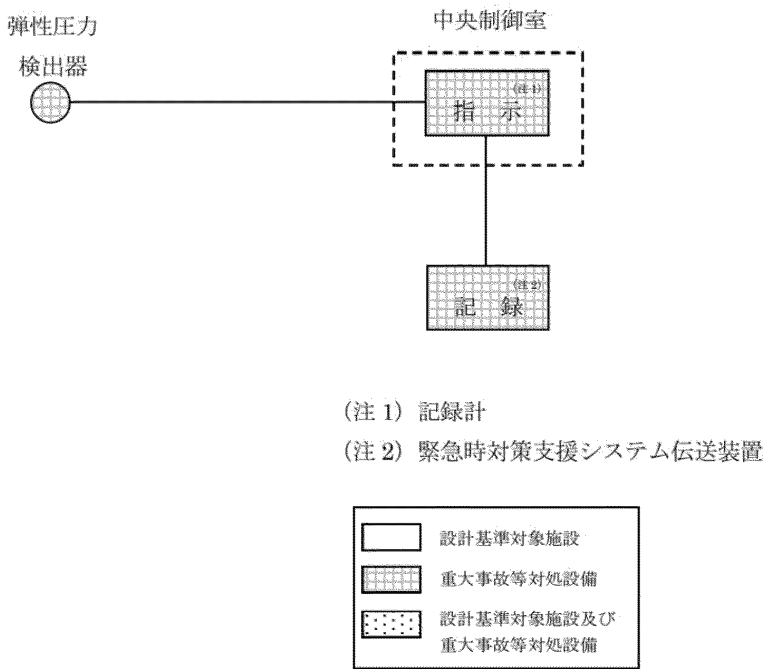
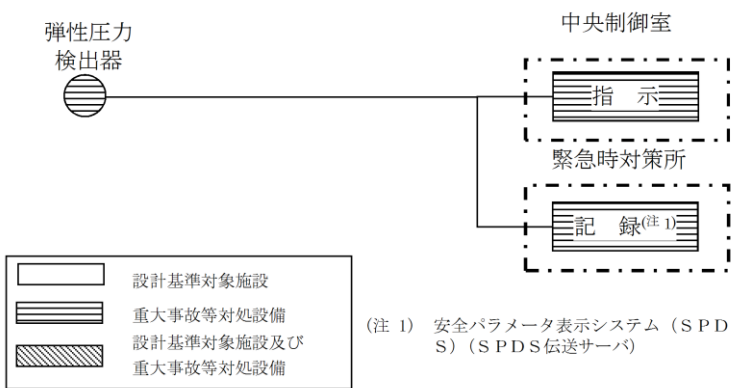
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>④ <u>ドライウエル雰囲気温度</u></p> <p><u>ドライウエル雰囲気温度</u>は、重大事故等対処設備の機能を有しており、<u>ドライウエル雰囲気温度</u>の検出信号は、熱電対からの起電力を、<u>中央制御室の指示部</u>にて温度信号に変換する処理を行った後、<u>ドライウエル雰囲気温度</u>を中央制御室に指示し、記録する。 (図 1.3.2-17 「<u>ドライウエル雰囲気温度</u>の概略構成図」参照。)</p>  <p>(注1) 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>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>

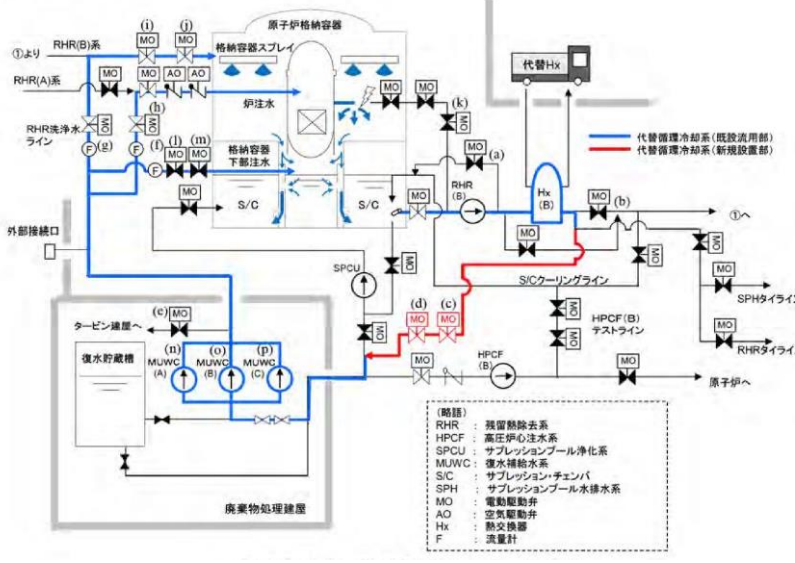
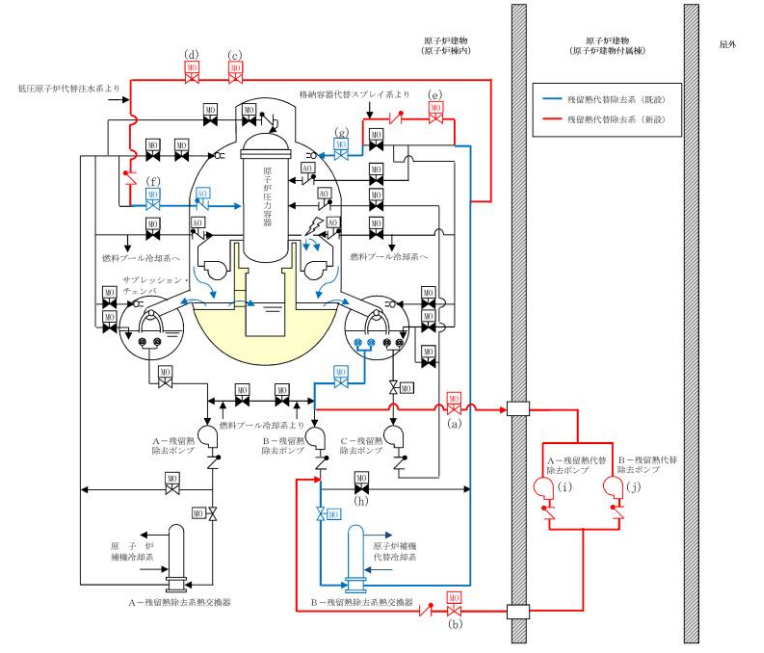
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p>①ドライウエル圧力 (SA)</p> <p>ドライウエル圧力 (SA) は、重大事故等対処設備の機能を有しており、ドライウエル圧力 (SA) の検出信号は、弾性圧力検出器からの電流信号を中央制御室の指示部にて圧力信号へ変換する処理を行った後、ドライウエル圧力 (SA) を中央制御室に指示し、緊急時対策所にて記録する。(図 1.3.2-14「ドライウエル圧力 (SA) の概略構成図」参照。)</p>  <p>(注1) 安全パラメータ表示システム (SPDS) (SPDS 伝送サーバ)</p> <p>図 1.3.2-14 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 サブプレッション・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>図 1.3.2-16 サプレッション・プール水位 (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>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> 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. 2-18 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

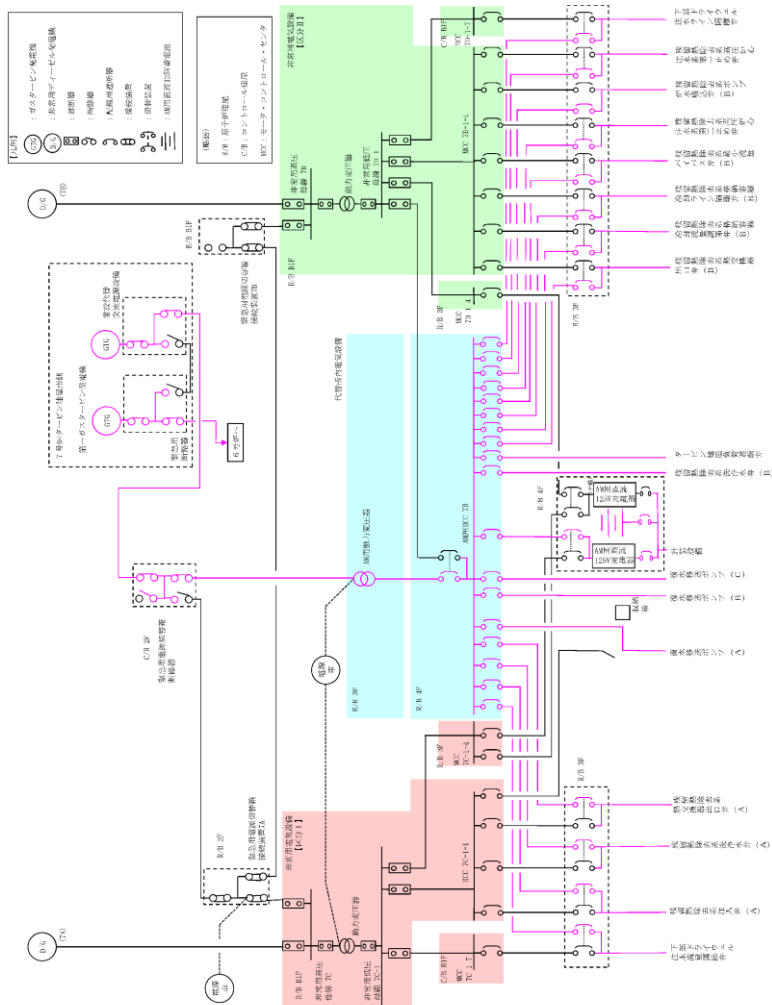


図 1.3.3-3 代替循環冷却系の単線結線図 (代替所内電気設備經由で電源供給時)

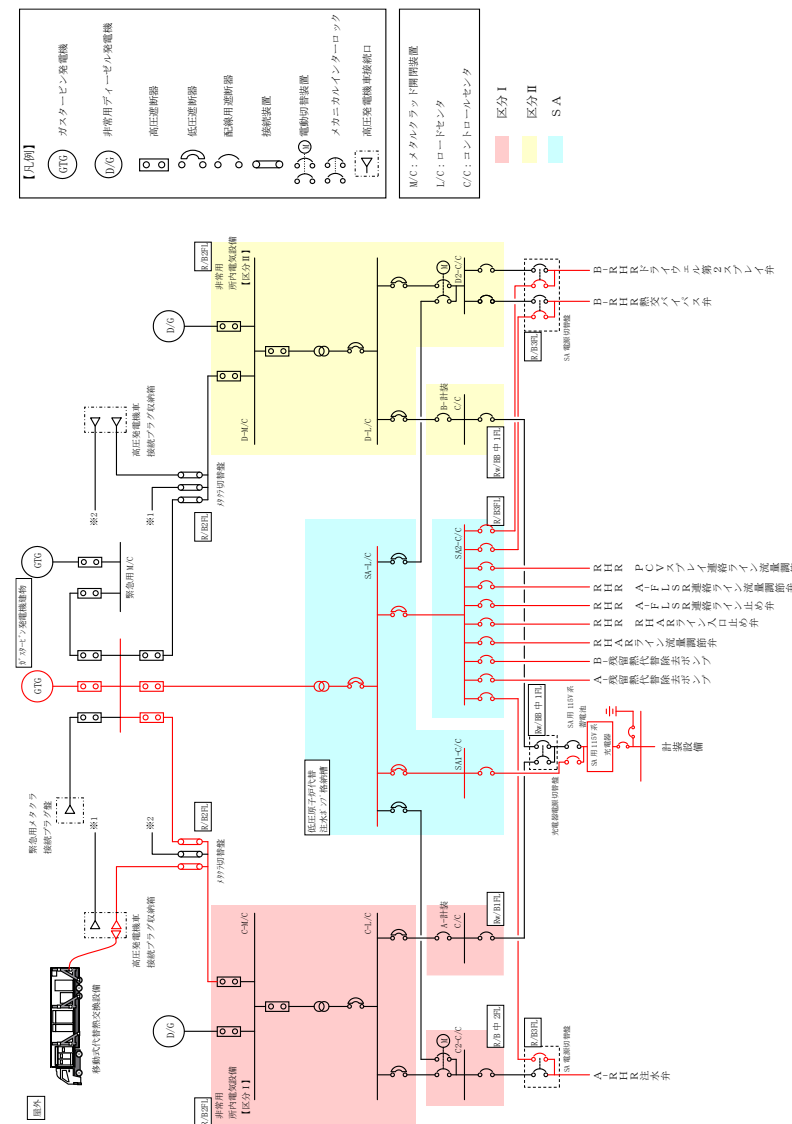


図 1.3.3-2 残熱代替除去系の単線結線図

・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。(表 2.2.1-1 及び図 2.2.1-1 参照)</u></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。また、系統流量の監視は、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、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。</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。また、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、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。</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。また、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、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。</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)					

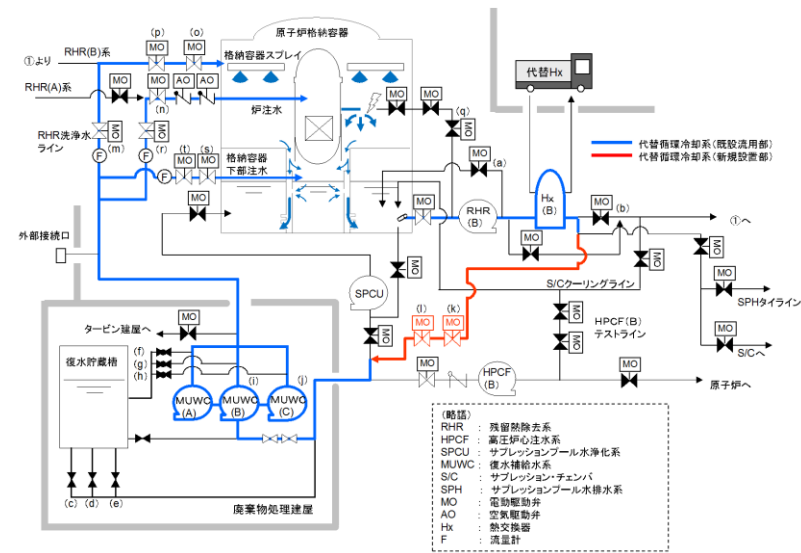


図 2. 2. 1-1 代替循環冷却系概略図

(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。

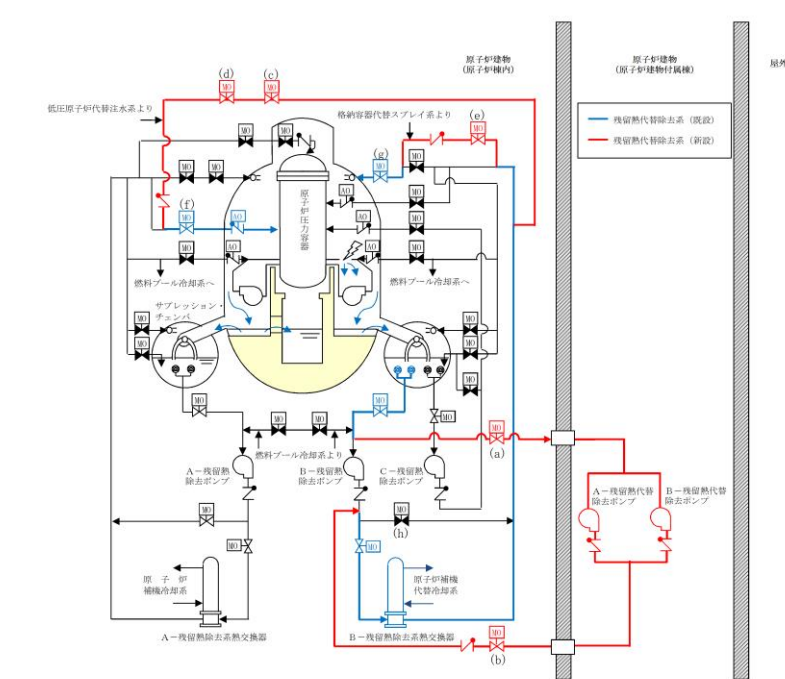


図 2. 2. 1-1 残留熱代替除去系概要図

(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。

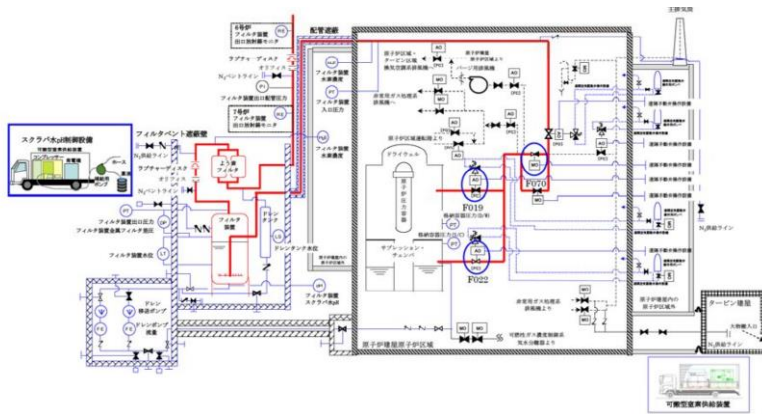


図 2.2.1-2 格納容器圧力逃がし装置系統概要図

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。

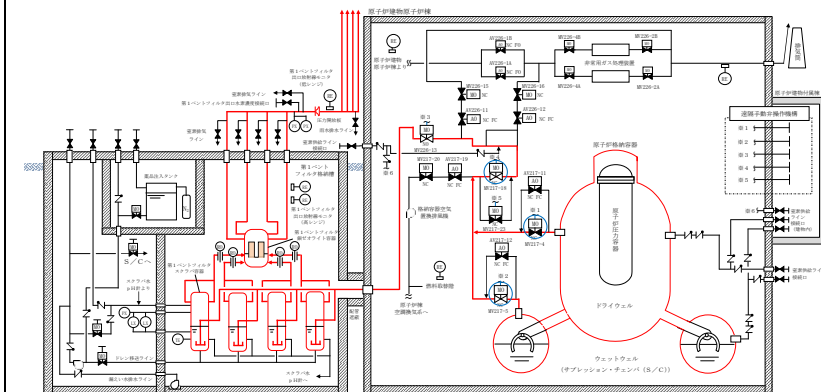

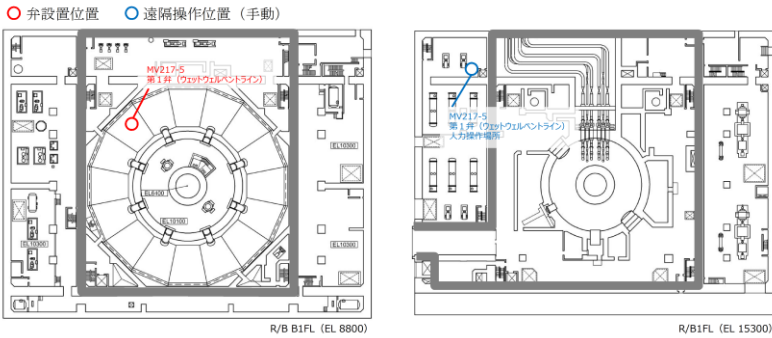

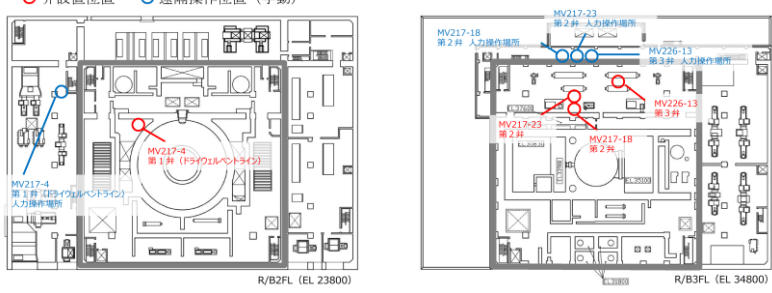
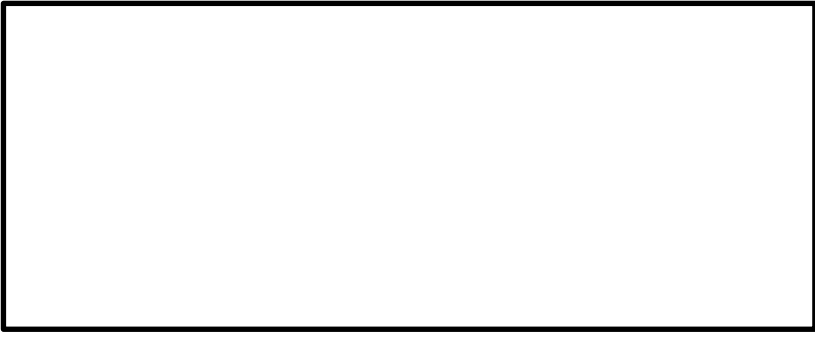
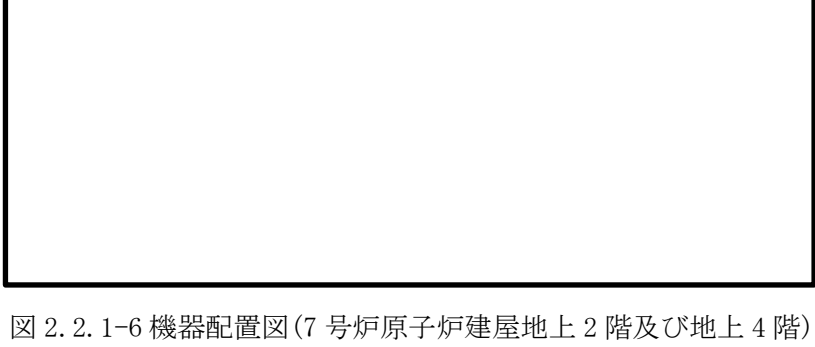


図 2.2.1-2 格納容器フィルタベント系系統概要図

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>図 2. 2. 1-3 機器配置図(6号炉原子炉建屋地上中1階及び地下1階)</p>		<p>図 2. 2. 1-3 機器配置図</p>	
			
<p>図 2. 2. 1-4 機器配置図(6号炉原子炉建屋地上2階及び地上3階)</p>		<p>図 2. 2. 1-4 機器配置図</p>	
			
<p>図 2. 2. 1-5 機器配置図(7号炉原子炉建屋地上中1階及び地下1階)</p>			
			
<p>図 2. 2. 1-6 機器配置図(7号炉原子炉建屋地上2階及び地上4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. 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</u>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、<u>代替循環冷却系</u>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。</p> <p><u>代替循環冷却系</u>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、<u>代替循環冷却系</u>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。</p> <p>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。</p> <p>6号炉については、<u>図2.2.1-7</u>に示すとおり、<u>代替循環冷却系</u>により高線量となる配管は、<u>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>7号炉については、<u>図2.2.1-8</u>に示すとおり、<u>代替循環冷却系</u>により高線量となる配管は、<u>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</u>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、<u>残留熱代替除去系</u>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。</p> <p><u>残留熱代替除去系</u>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、<u>残留熱代替除去系</u>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。</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</u>に示すとおり、<u>残留熱代替除去系</u>により高線量となる配管は、<u>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>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)</p> <p>$=20/500$</p> <p>$=0.04$</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 914 1583" style="border: 1px solid black; height: 270px; width: 254px; 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

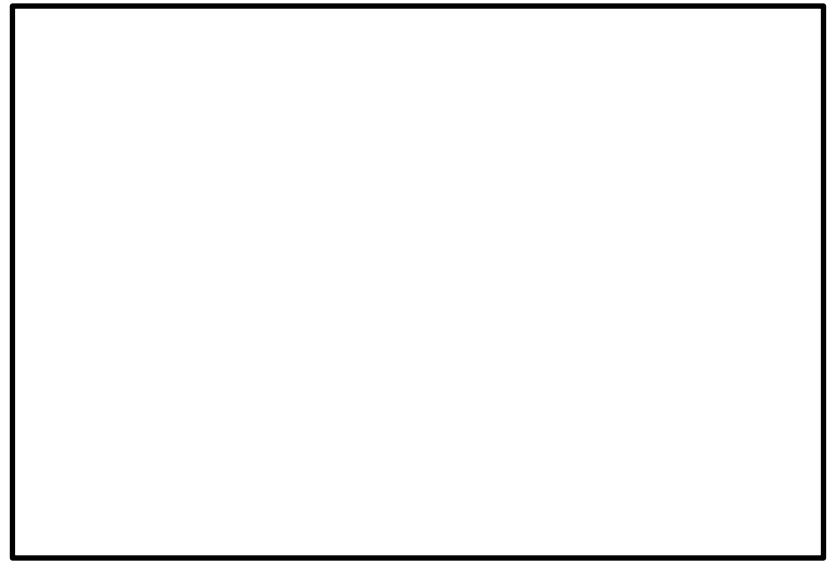


図 2.2.1-8 機器配置図(7号炉原子炉建屋地下3階及び地下2階)

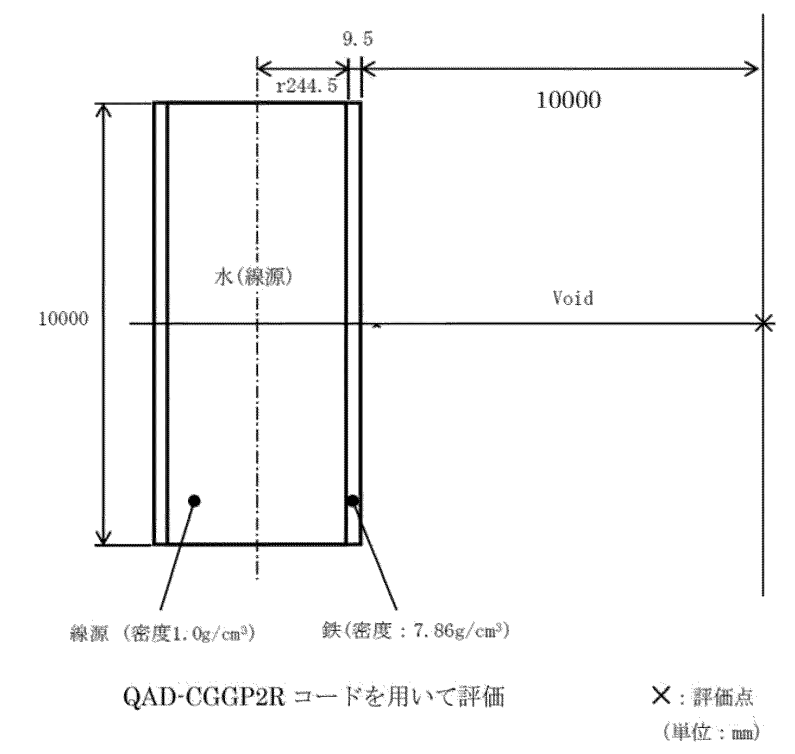


図 2.2.1-9 RHR(C) ポンプ室上部ハッチ付近線量評価モデル

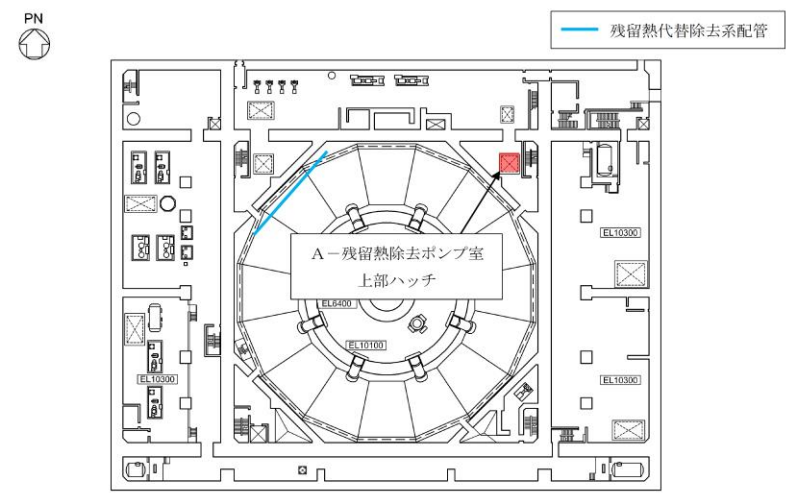


図 2.2.1-5 機器配置図 (原子炉建物地下1階) (2 / 2)

・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

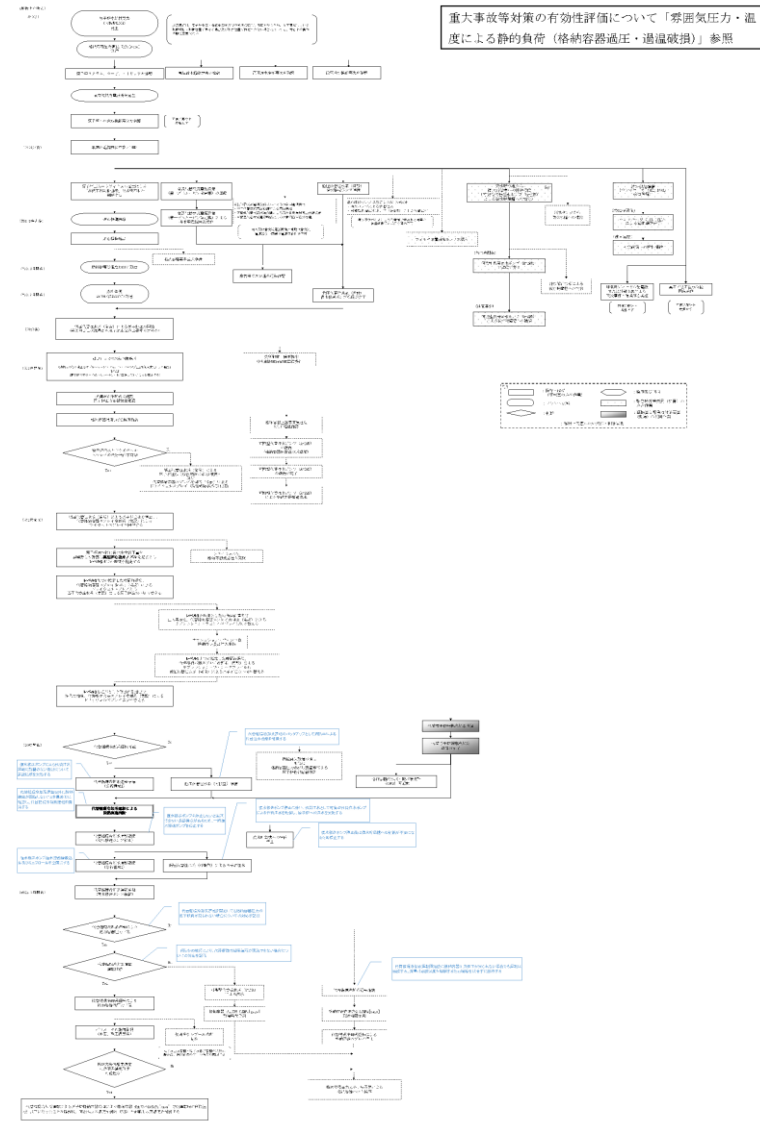
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<div data-bbox="154 210 920 598" data-label="Image"> </div> <p data-bbox="154 613 920 693">図 2. 2. 1-10 7号炉 RHR(C)ポンプ室上部ハッチへのアクセスに必要な放射線防護対策</p> <div data-bbox="154 739 920 1102" data-label="Image"> </div> <p data-bbox="320 1108 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 1276">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="1724 1243 2071 1276">2. 2. 2 操作の概要について</p> <p data-bbox="1724 1285 2516 1501">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>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20版)

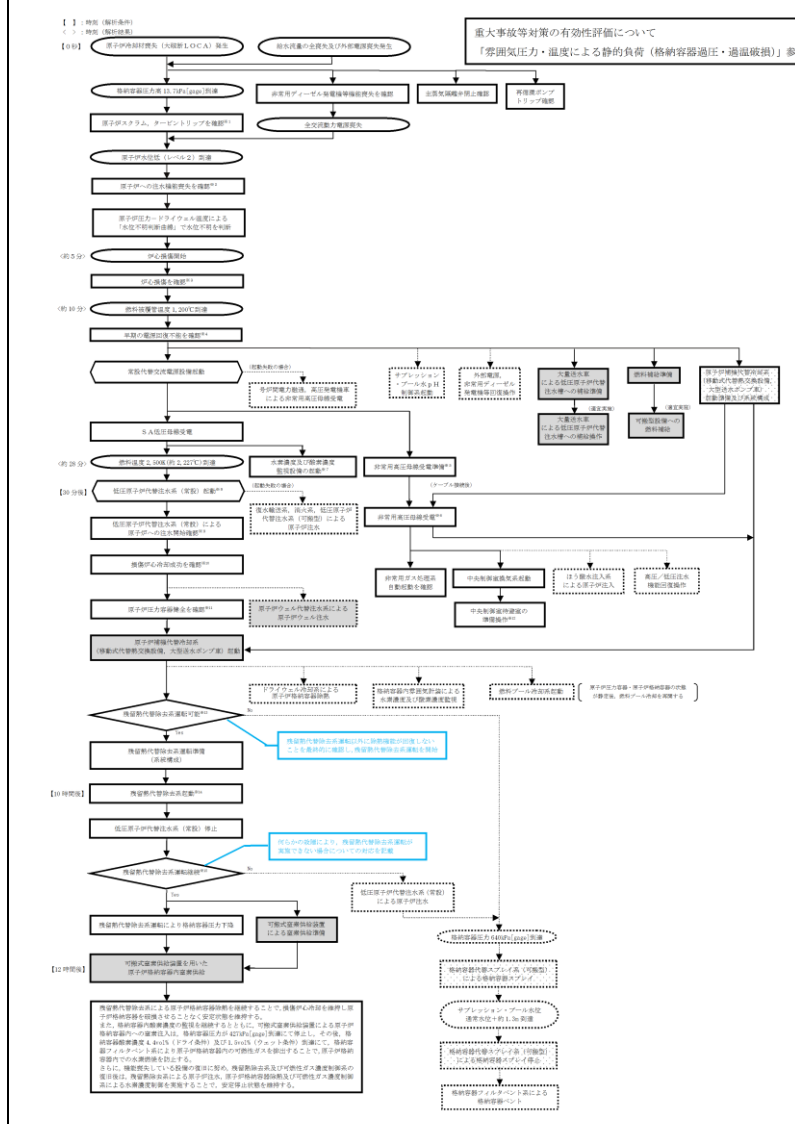
東海第二発電所 (2018. 9. 12版)

島根原子力発電所 2号炉

備考



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



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

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)

東海第二発電所 (2018. 9. 12版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

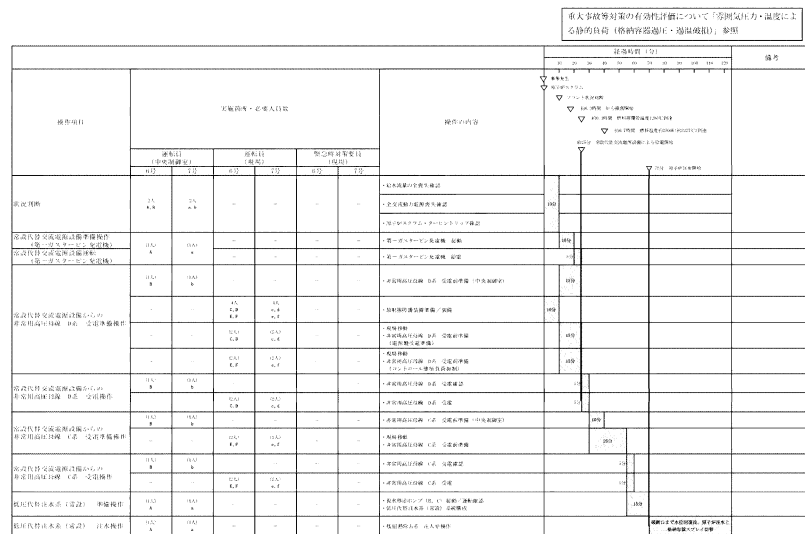


図 2.2.2-4 代替循環冷却系運転の作業と所要時間(0~320分後)
「雰囲気気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)の場合」

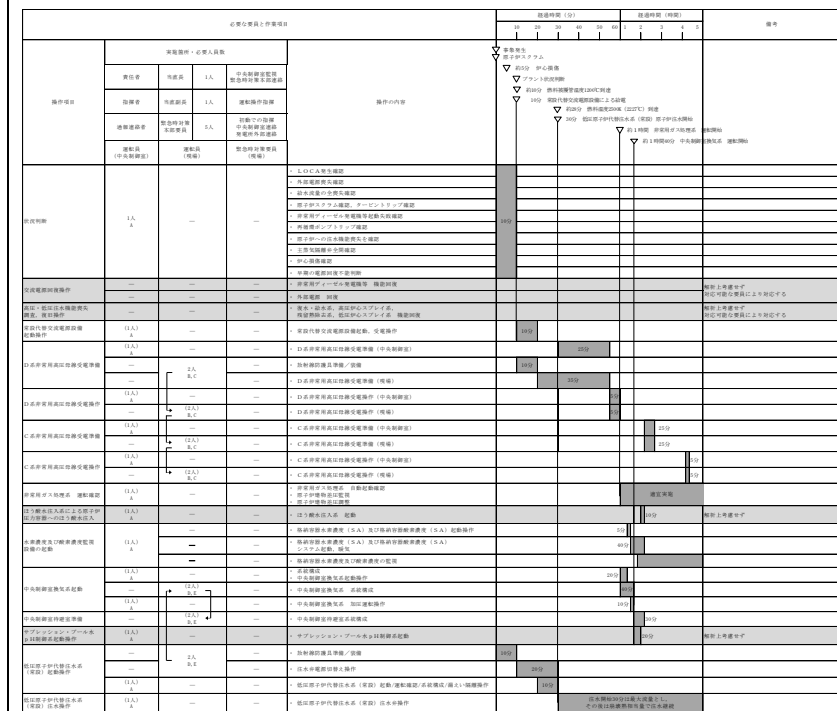
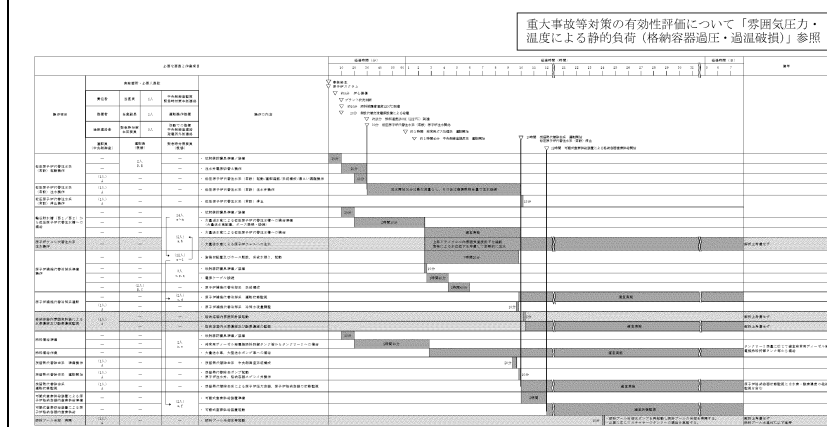
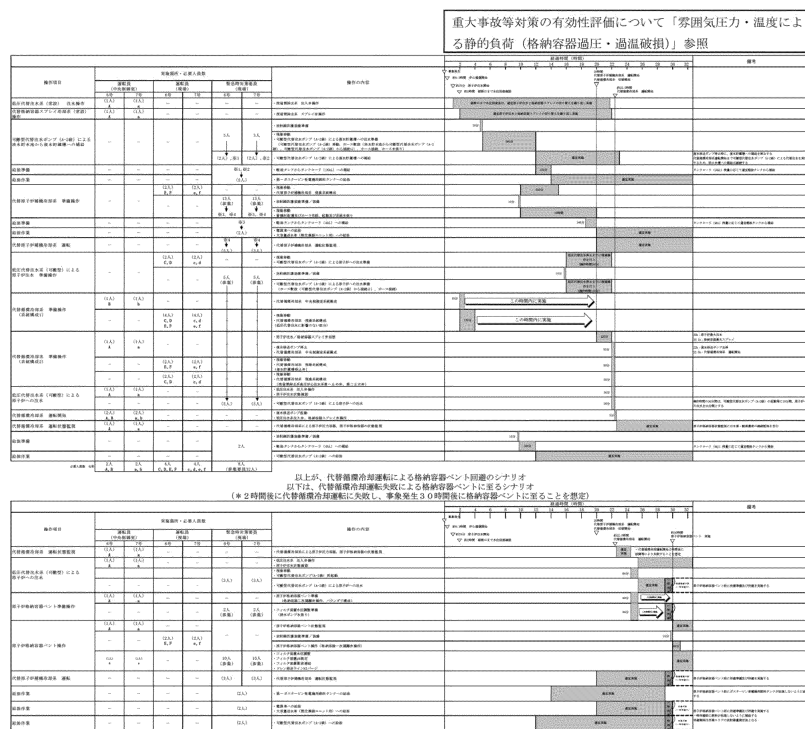


図 2.2.2-4 残留熱代替除去系運転の作業と所要時間(0分~5時間後)
「雰囲気気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)の場合」

・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)

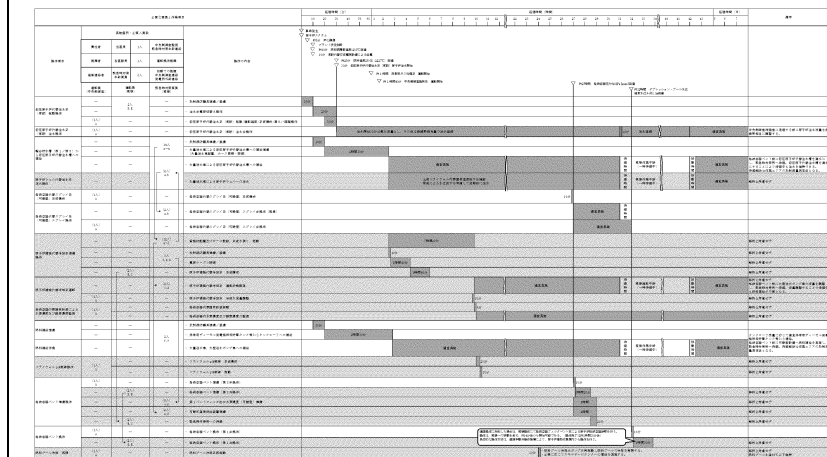


図 2.2.2-5 残留熱代替除去系運転の作業と所要時間 (0分～7日)
 「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」の場合」

図 2.2.2-5 代替循環冷却系運転の作業と所要時間(0～32時間)
 「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「高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」参照

作業項目	実施期間・必要人員数						備考
	作業員		班長		監督員		
	必要	1名	必要	1名	必要	1名	
作業員	15	15	15	15	15	15	
班長	1	1	1	1	1	1	
監督員	1	1	1	1	1	1	

作業項目	実施期間・必要人員数						備考
	作業員		班長		監督員		
	必要	1名	必要	1名	必要	1名	
作業員	15	15	15	15	15	15	
班長	1	1	1	1	1	1	
監督員	1	1	1	1	1	1	

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

作業項目	実施期間・必要人員数						備考
	作業員		班長		監督員		
	必要	1名	必要	1名	必要	1名	
作業員	15	15	15	15	15	15	
班長	1	1	1	1	1	1	
監督員	1	1	1	1	1	1	

図 2.2.2-6 残留熱代替除去系運転の作業と所要時間「高压溶融物放出/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。

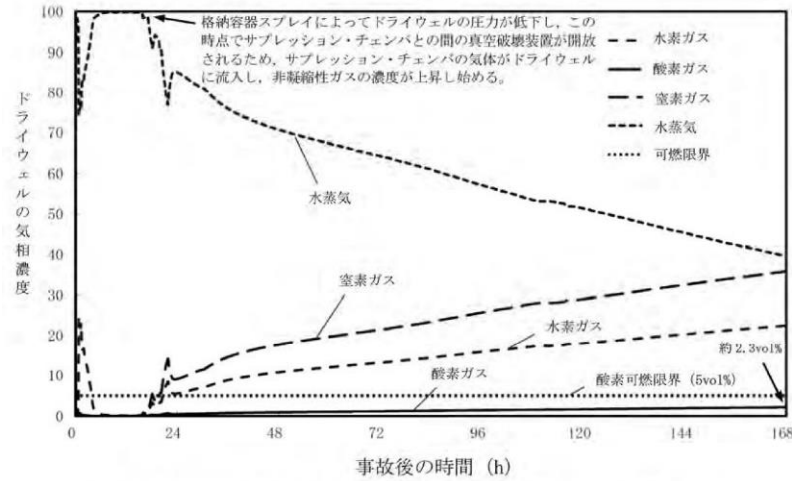


図2.3.1-1 ドライウエルの気相濃度の推移 (ウェット条件)

格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用する場合)

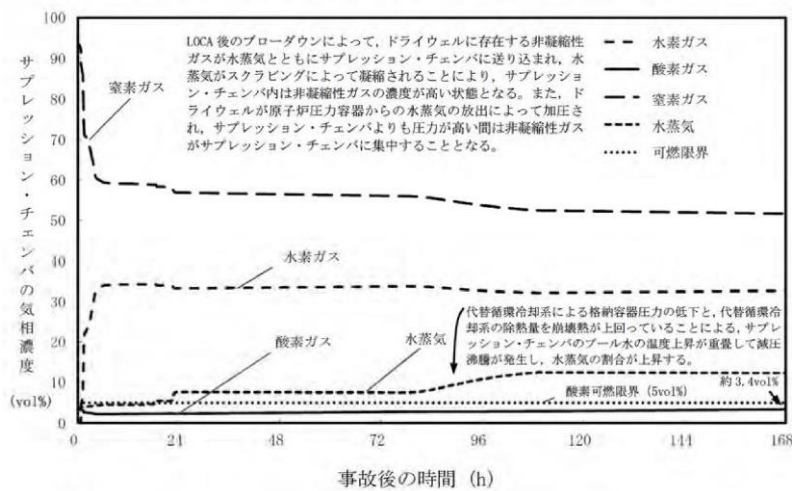


図2.3.1-2 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ウェット条件)

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。

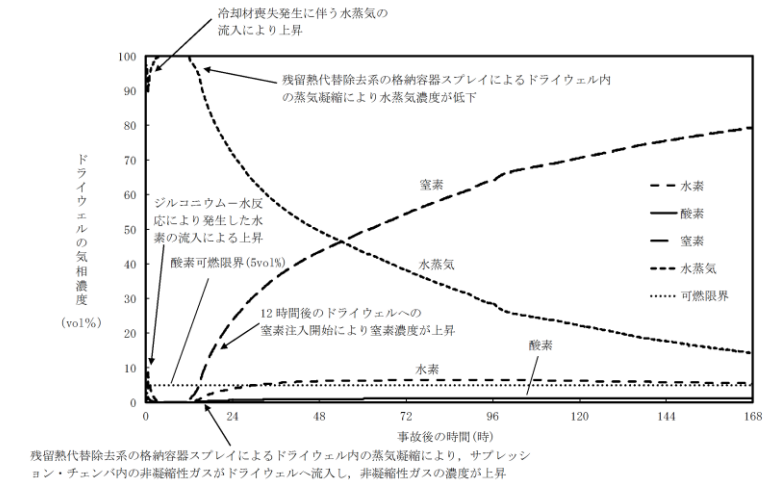


図 2.3.1-1 ドライウエルの気相濃度の推移 (ウェット条件)

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)

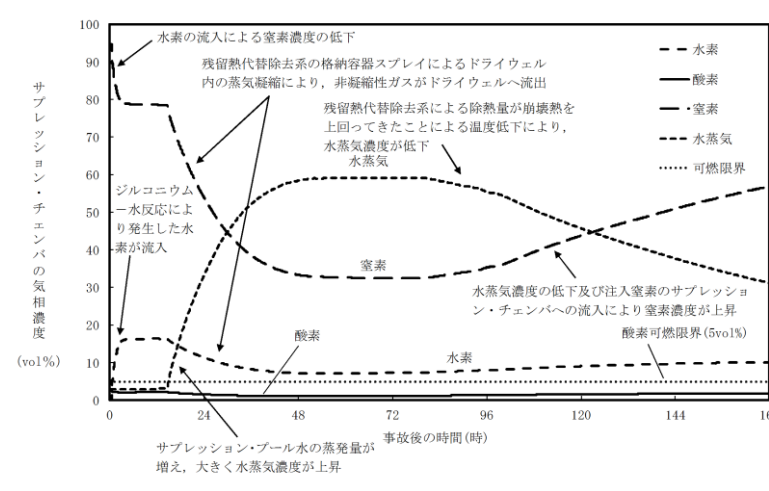


図 2.3.1-2 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ウェット条件)

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 $G(H_2) = 0.4$ 、 $G(O_2) = 0.2$ 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】

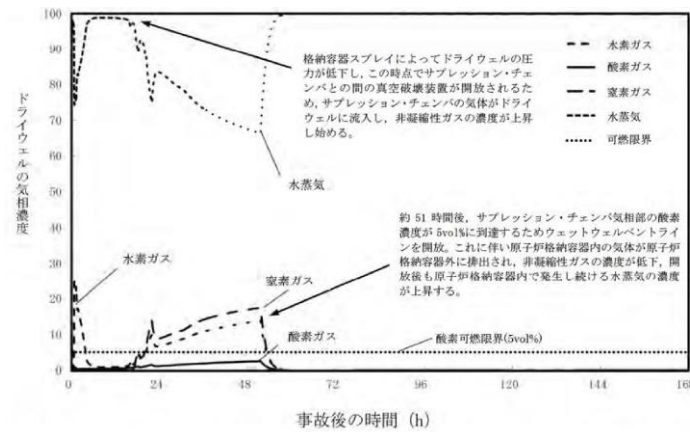


図2.3.1-3 G値を設計基準事故ベースとした場合のドライウェルの気相濃度の推移 (ウエット条件)

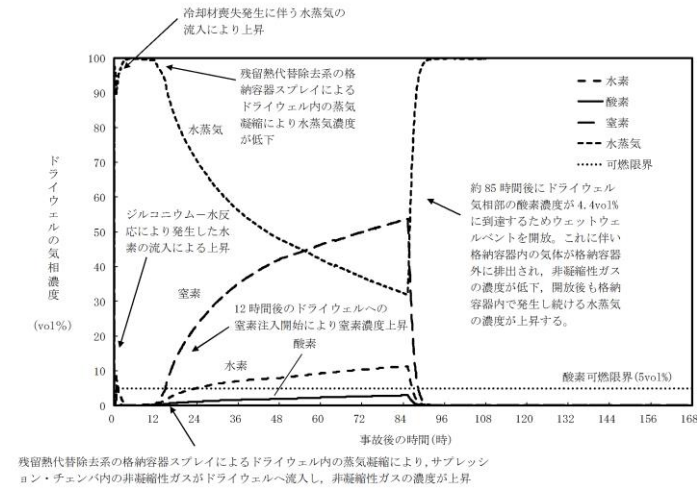


図 2.3.1-3 G値を設計基準事故ベースとした場合のドライウェルの気相濃度の推移 (ウエット条件)

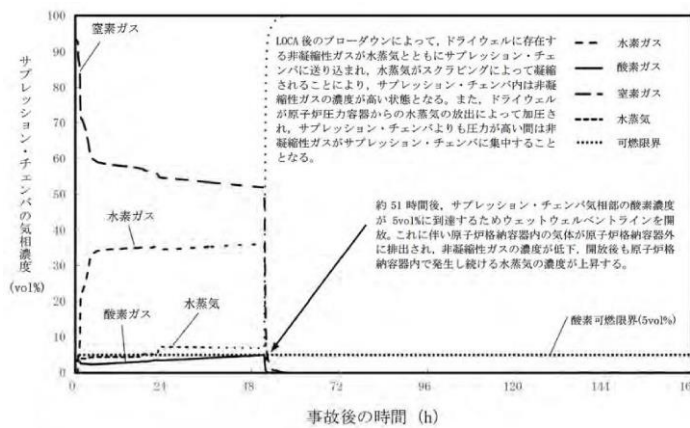


図2.3.1-4 G値を設計基準事故ベースとした場合のサブプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ウエット条件)

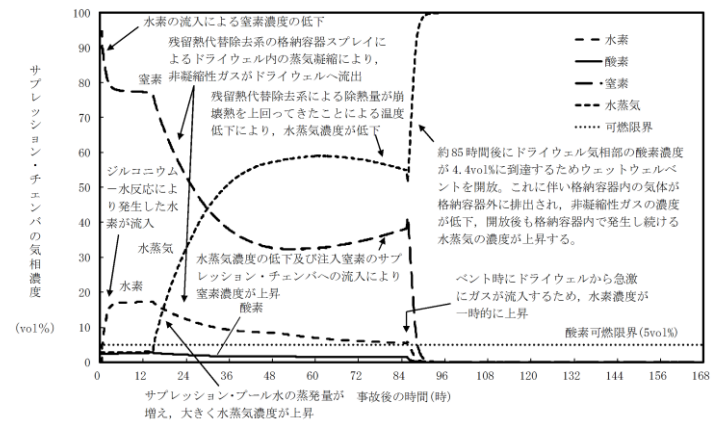


図 2.3.1-4 G値を設計基準事故ベースとした場合のサブプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ウエット条件)

・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

・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="160 577 914 766"> <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 577 2493 892"> <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。 <u>有効性評価においては、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>

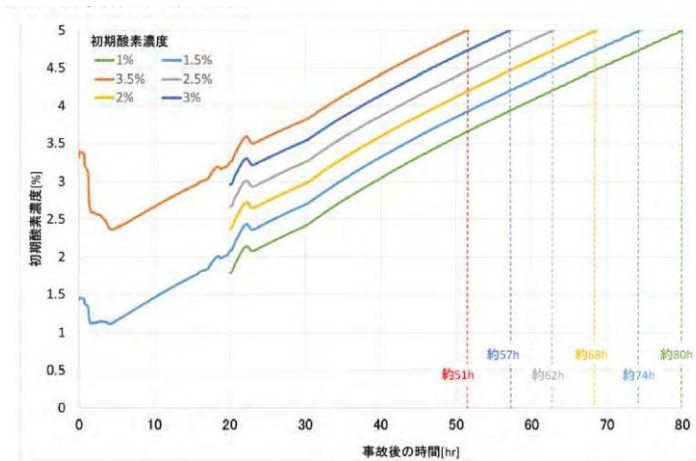
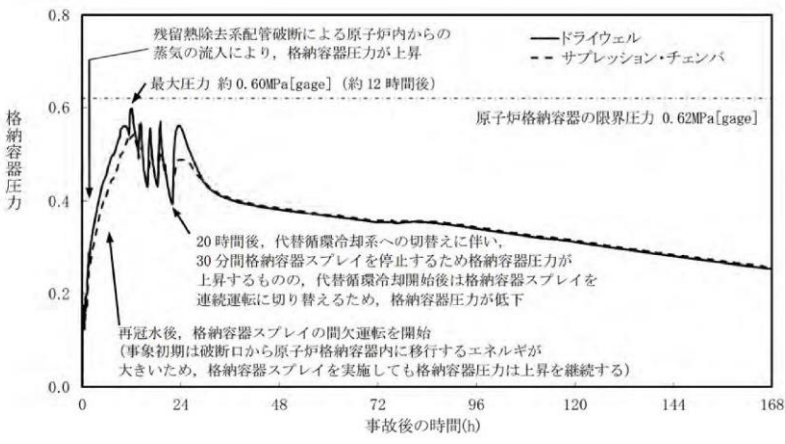


図2.3.1-5 格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却系を使用する場合）の格納容器内酸素濃度変化

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：$5.3 \times 10^{-1} \sim 1.9 \times 10^0$ Sv/h, N:-2~5, 格納容器内雰囲気放射線レベル(S/C)の誤差：$5.3 \times 10^{-1} \sim 1.9 \times 10^0$ Sv/h, N:-2~5, 格納容器内圧力(D/W)の誤差：± 15 kPa, 格納容器内圧力(S/C)の誤差：± 15.6 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="151 212 715 239">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 1362">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) 代替循環冷却系運転時の系統水漏えいの可能性</p> <p><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></p> <p><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 代替循環冷却系運転時の系統水漏えいの可能性</p> <p><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></p> <p><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) 残留熱代替除去系運転時の系統水漏えいの可能性</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>備考</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。

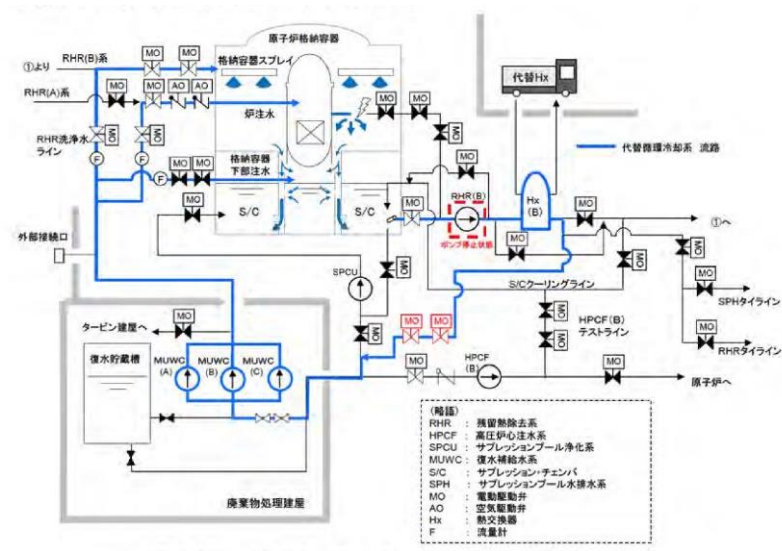
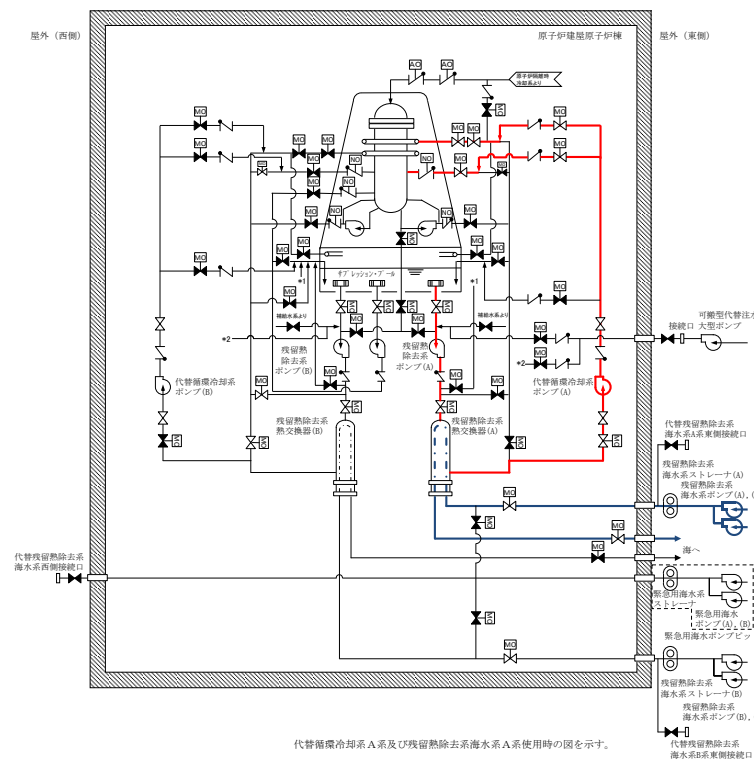


図 3.3-1 代替循環冷却系 系統概要図 (7号炉の例)



第 3.1-1 図 代替循環冷却系 系統概要図

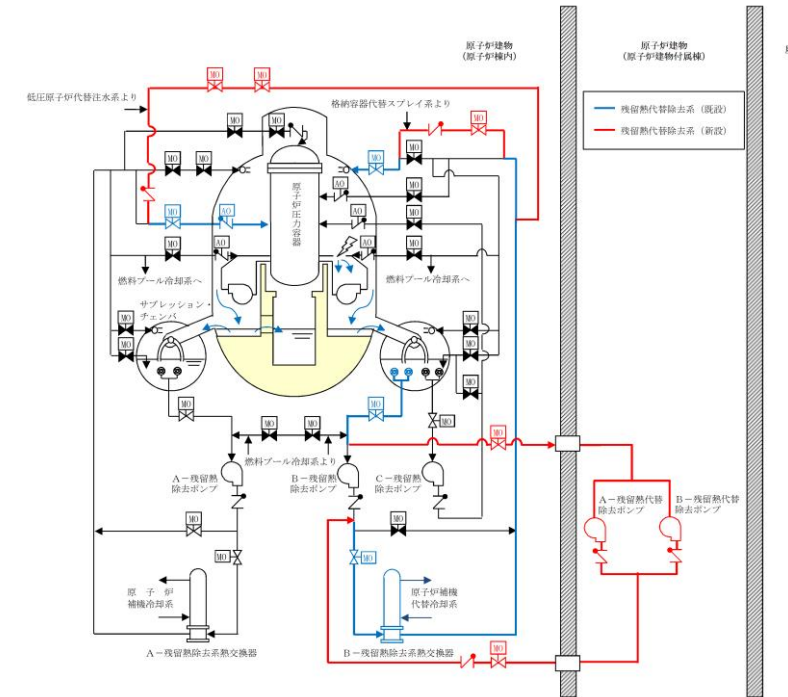
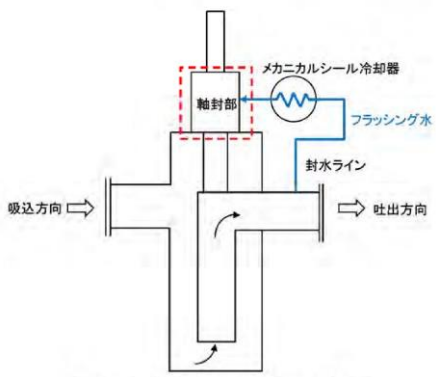
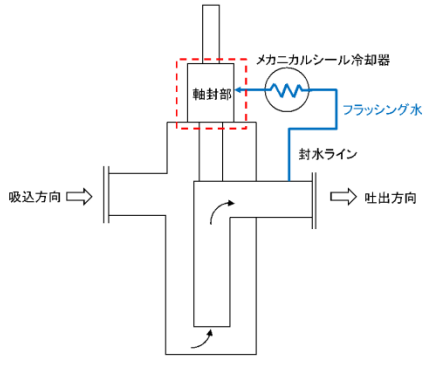

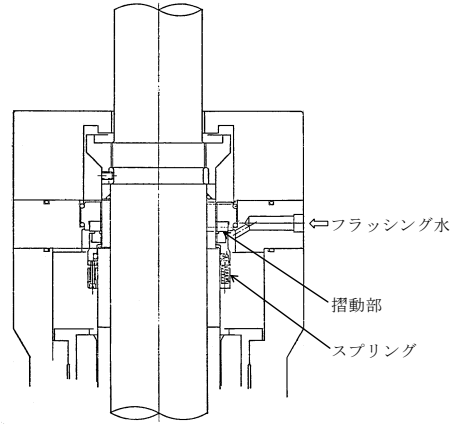


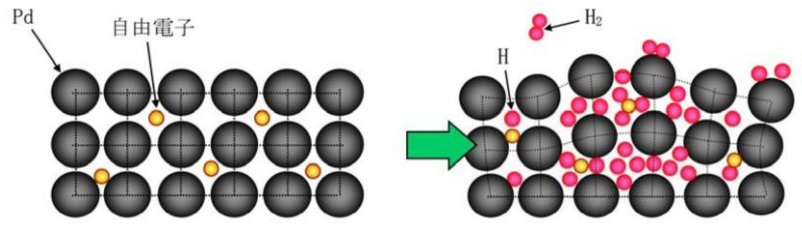
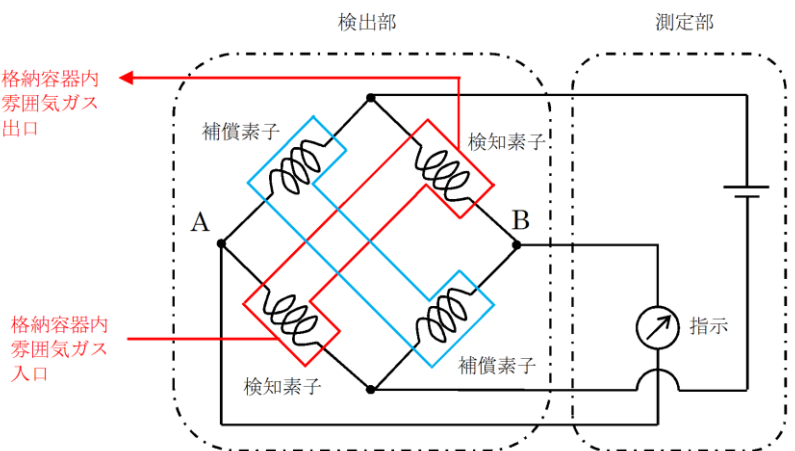
図 3.2-1 残留熱代替除去系系統概要図

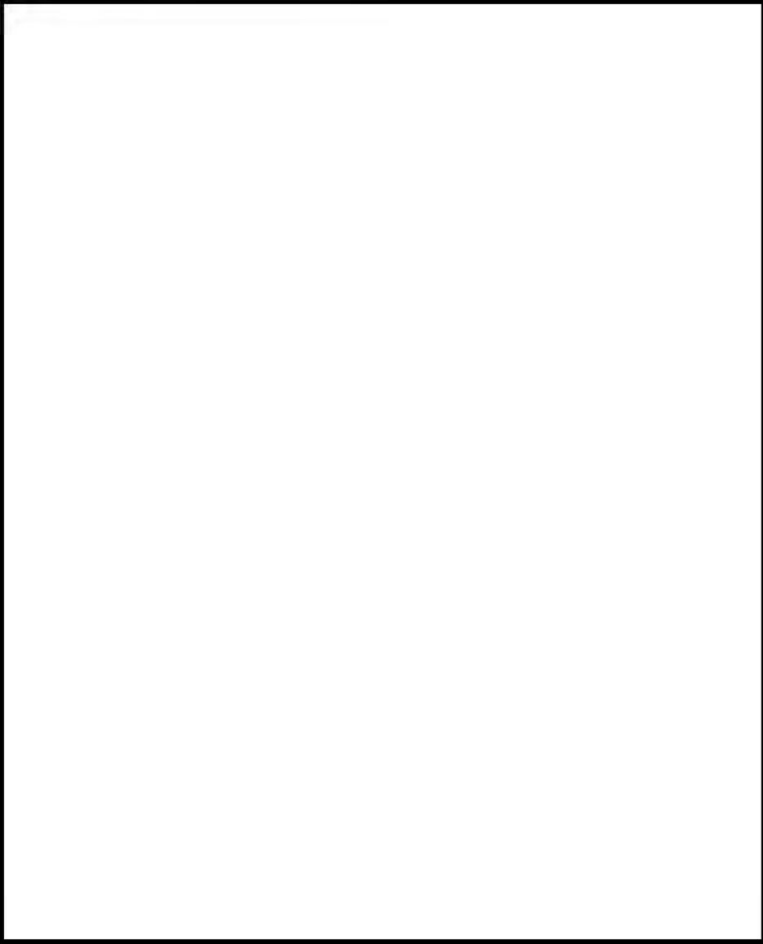
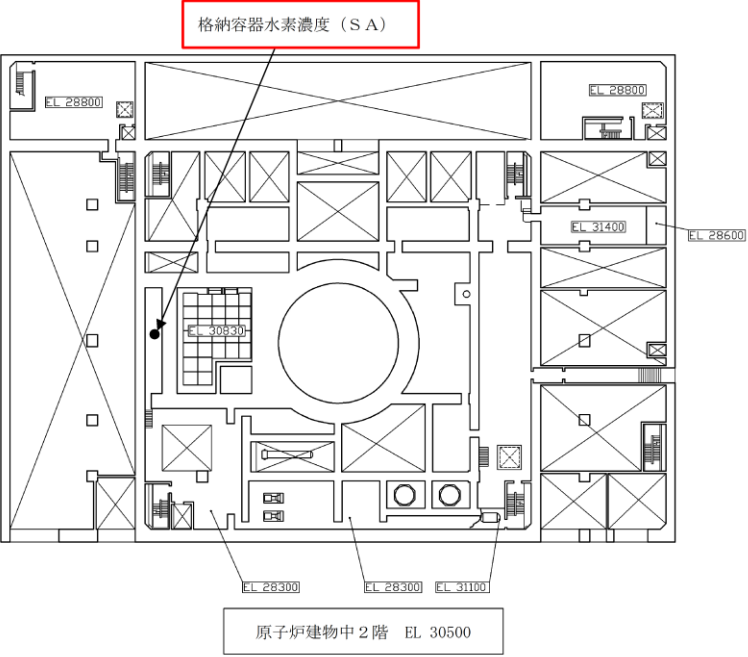
・設備の相違

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>

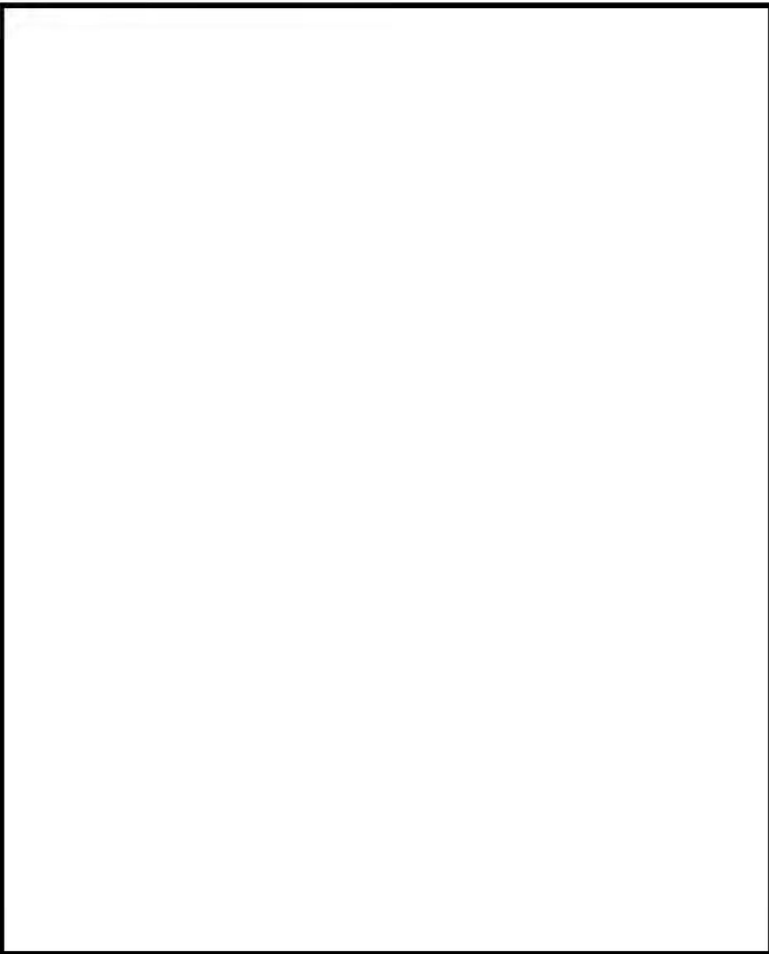
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>される摺動部の発熱量は、残留熱除去系ポンプ定格運転時の発熱量の約 <input type="checkbox"/> %程度と僅かである。摺動部の温度が上昇し過ぎると、熱により固定環と回転環の間の微小隙間の水膜が形成されにくくなる可能性があるが、空転による摺動部発熱量が軽微であることから、メカニカルシールの健全性が確保できなくなるような状況には至らないと考えられる。</p> <p>以上のことから、代替循環冷却系運転時に残留熱除去系ポンプは空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 style="text-align: right;">別紙-1</p> <p>格納容器内水素濃度・酸素濃度の測定原理と適用性について</p> <p>1. 格納容器内水素濃度(SA)について</p> <p>(1) システム構成</p> <p>格納容器内水素濃度(SA)は、重大事故等対処設備の機能を有しており、格納容器内水素濃度(SA)の検出信号は、<u>水素吸蔵材料式水素検出器からの抵抗値を、中央制御室の演算装置を經由して指示部にて水素濃度信号へ変換する処理を行った後、格納容器内水素濃度(SA)を中央制御室に指示し、記録する。</u>(図1「格納容器内水素濃度(SA)の概略構成図」参照。)</p> <div data-bbox="290 1249 742 1669" data-label="Diagram"> <p>図1 格納容器内水素濃度(SA)の概略構成図</p> </div>	<p style="text-align: center;">比較対象無し</p>	<p style="text-align: right;">別紙-1</p> <p>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>1. 格納容器水素濃度 (SA) について</p> <p>(1) システム構成</p> <p>格納容器水素濃度 (SA) のシステム概要を図1に示す。格納容器水素濃度 (SA) は、重大事故等対処設備の機能を有しており、格納容器水素濃度 (SA) の検出信号は、<u>熱伝導式水素検出器からの電流信号を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 (SA) を中央制御室に指示し、緊急時対策所にて記録する。</u>(図2「格納容器水素濃度 (SA) の概略構成図」参照。)</p> <div data-bbox="1765 703 2433 1165" data-label="Diagram"> <p style="text-align: center;">図1 格納容器水素濃度 (SA) システム概要</p> </div> <div data-bbox="1810 1312 2418 1606" data-label="Diagram"> <p style="text-align: center;">図2 格納容器水素濃度 (SA) の概略構成図</p> </div>	<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 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 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

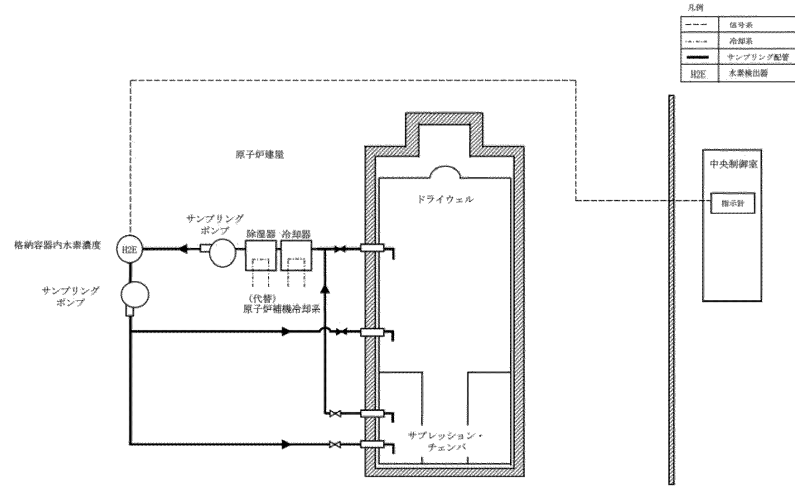
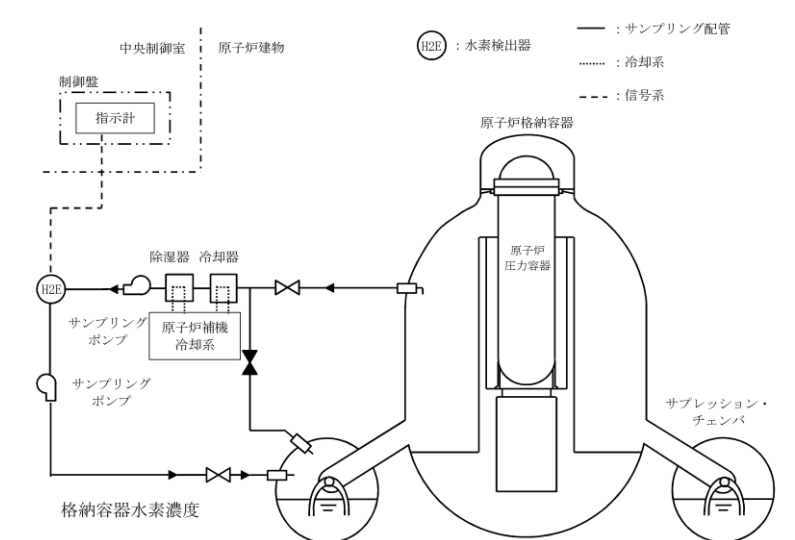
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(2)測定原理</p> <p>格納容器内の水素濃度を測定するために用いる格納容器内水素濃度(SA)は、水素吸蔵材料式のものを用いる。</p> <p>水素吸蔵材料式の水素検出器は、水素吸蔵材料(Pd:パラジウム)が水素を吸蔵すると電気抵抗が増加する性質を利用している。</p> <p>水素吸蔵材料式の測定原理は、図2のとおりである。パラジウムに水素分子が吸着すると水素分子は水素原子へと分離する。分離した水素原子はパラジウムの内部へと侵入し、パ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(原子炉建屋中2階)</p>	

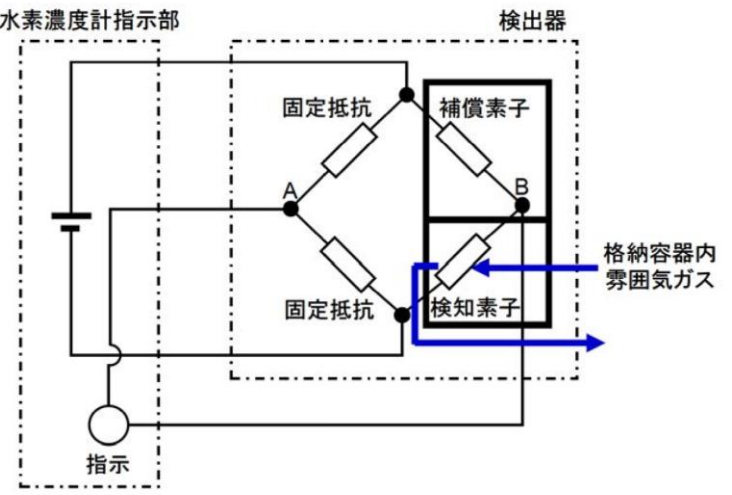
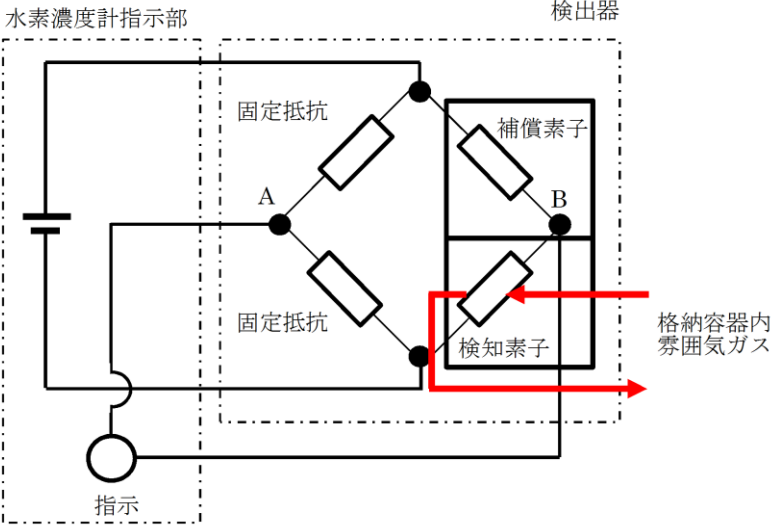
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
 <p data-bbox="240 1150 804 1182">図4 機器配置図(6号炉原子炉建屋地下中1階)</p>			

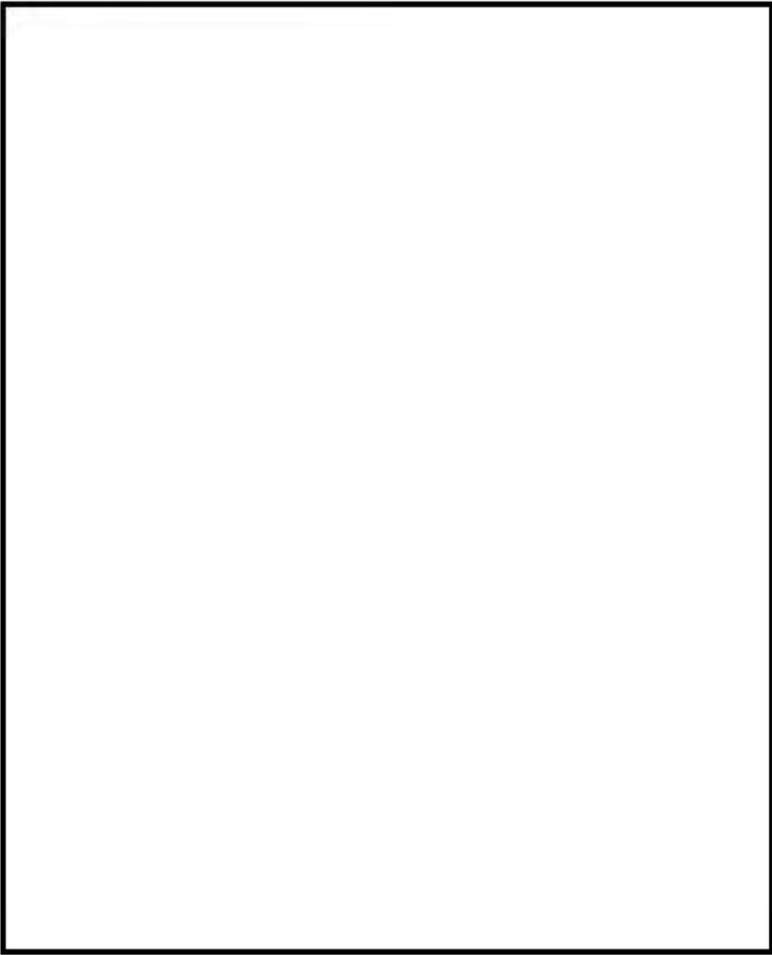
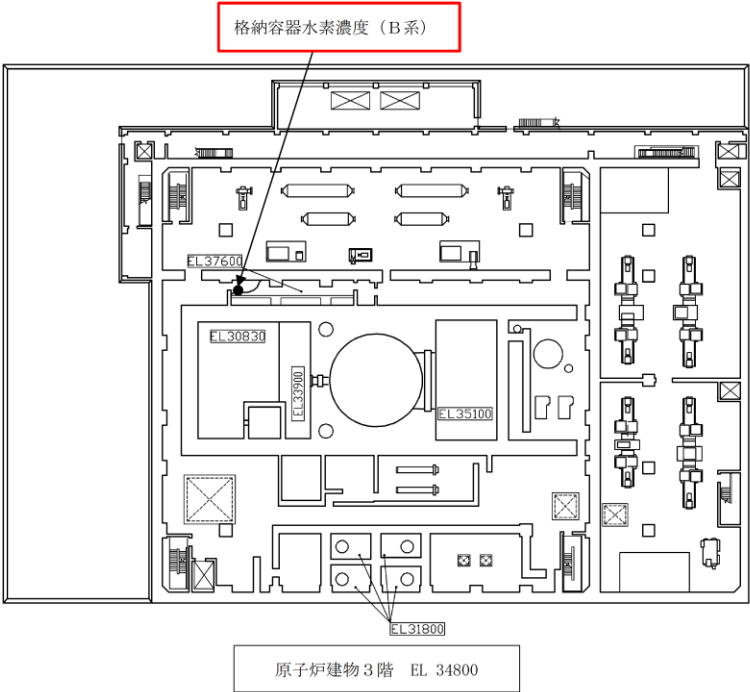
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
 <p data-bbox="249 1150 789 1180">図5 機器配置図(7号炉原子炉建屋地上1階)</p>			


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="249 1150 789 1184">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、中央制御室の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

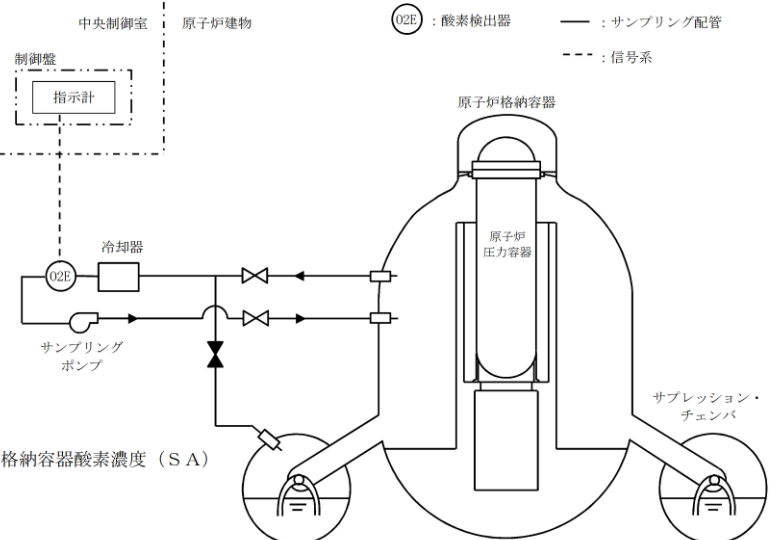
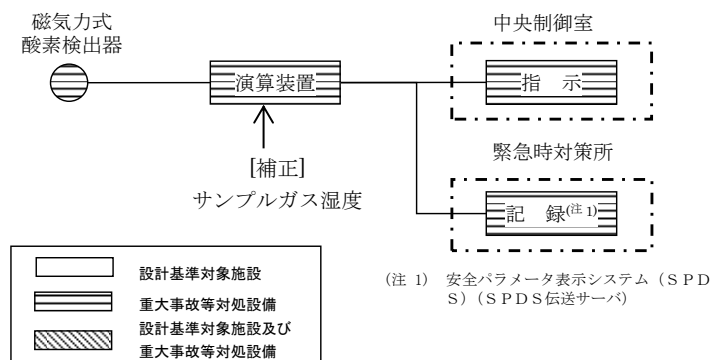
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>熱伝導式水素検出器</p> <p>中央制御室</p> <p>指示</p> <p>演算装置</p> <p>プロセス計算機室</p> <p>演算装置</p> <p>記録</p> <p>記録</p> <p>記録</p> <p>指示</p> <p>記録(注1)</p> <p>緊急時対策所</p> <p>記録(注2)</p> <p>[補正] サンプルガス温度及び格納容器内酸素濃度</p> <p>[補正] ドレン水位</p> <p>(注1) 記録計 (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>指示</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>(注1) 記録計 (注2) 安全パラメータ表示システム(SPD S)(SPD S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>指示</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>(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 島根2号炉は単独申請であり、該当なし</p>

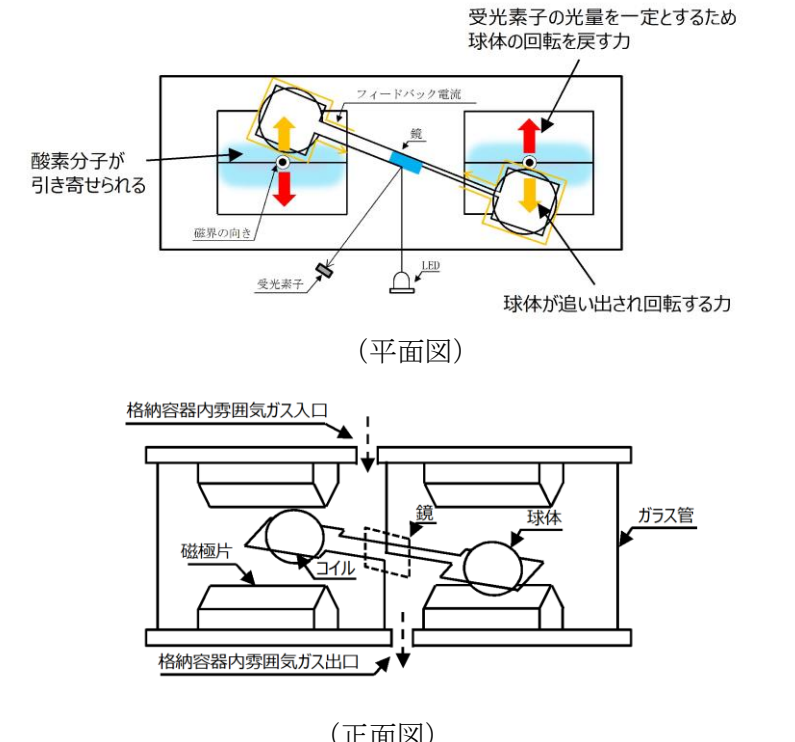
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(2)測定原理</p> <p>格納容器内の水素濃度を測定するために用いる格納容器内水素濃度は、熱伝導式のものを用いる。熱伝導式の水素検出器は、図10に示すとおり、検知素子と補償素子(サーミスタ)、及び2つの固定抵抗でブリッジ回路が構成されている。検知素子の部分に、サンプリングされたガスが流れるようになっており、補償素子には基準となる標準空気が密閉されており測定対象ガスとは接触しない構造になっている。</p> <p>水素濃度計指示部より電圧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="243 1199 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>

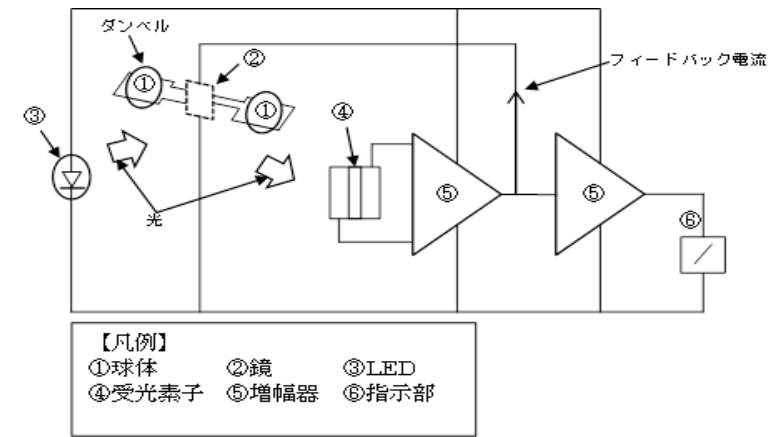


図 12 格納容器酸素濃度 (SA) の検出回路図

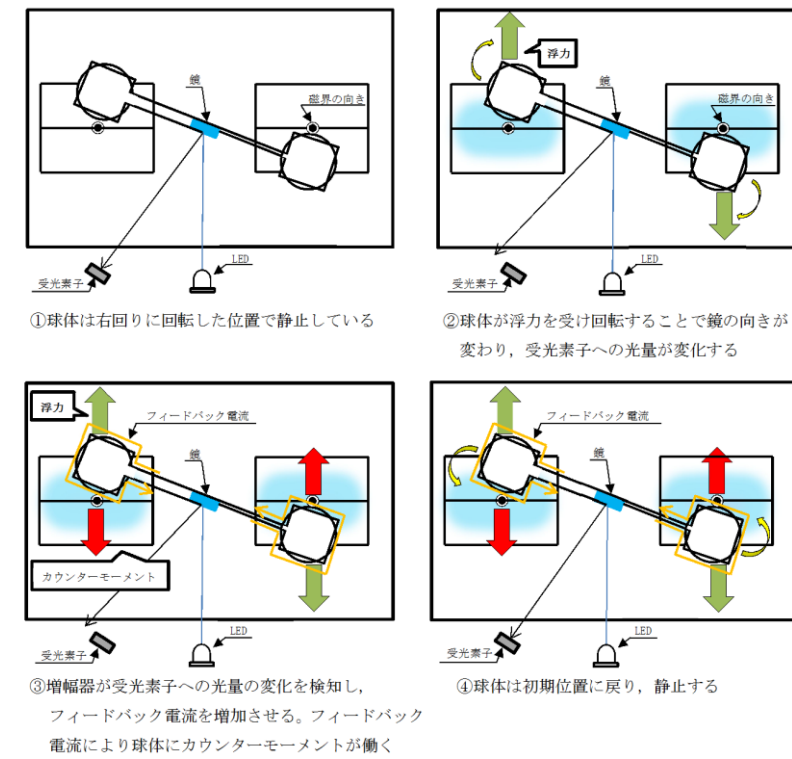
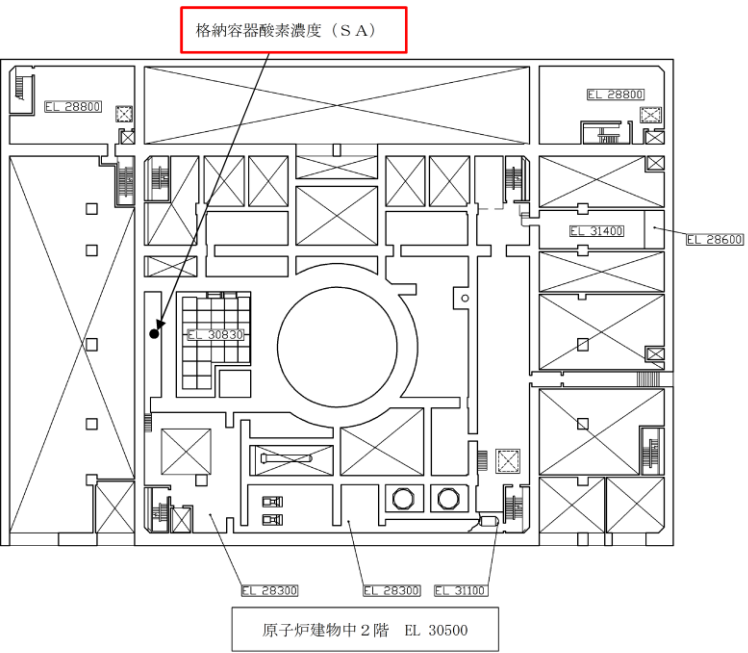
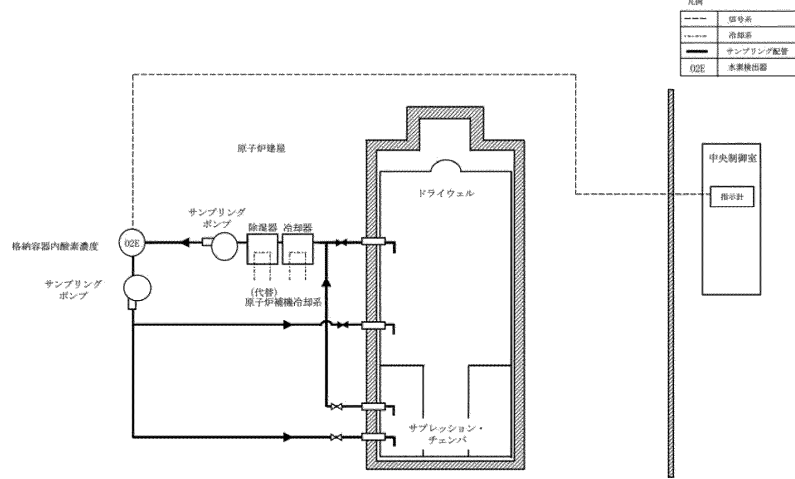
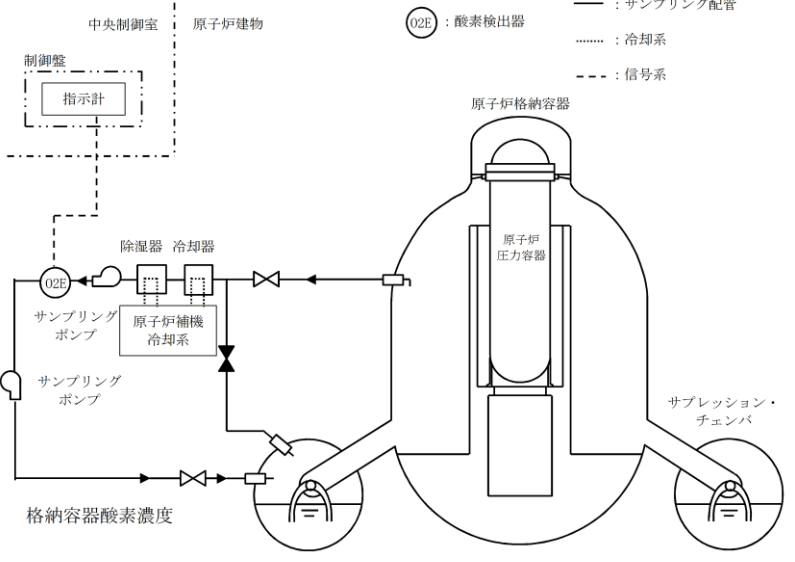


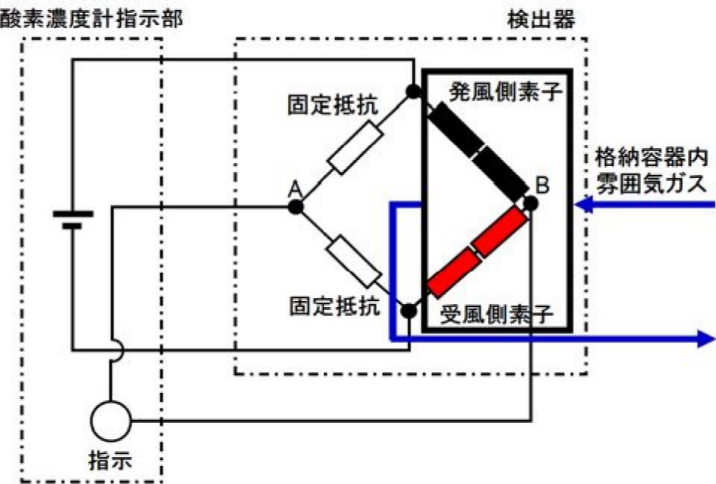
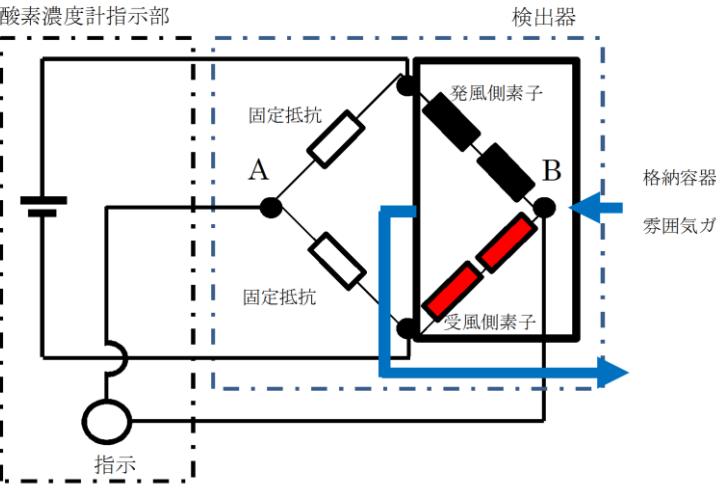
図 13 格納容器酸素濃度 (SA) の動作原理イメージ

・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</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>

<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>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、中央制御室の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>※2系列のうちB系を示す。</p> <p>図15 格納容器酸素濃度 (B系) システム概要</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>	

柏崎刈羽原子力発電所 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>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</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>[補正] サンプルガス温度及びドレン水位</p> <p>記録 (注1)</p> <p>緊急時対策所</p> <p>記録 (注2)</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> <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>備考</p>
<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>・設備の相違</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</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>【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</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>	

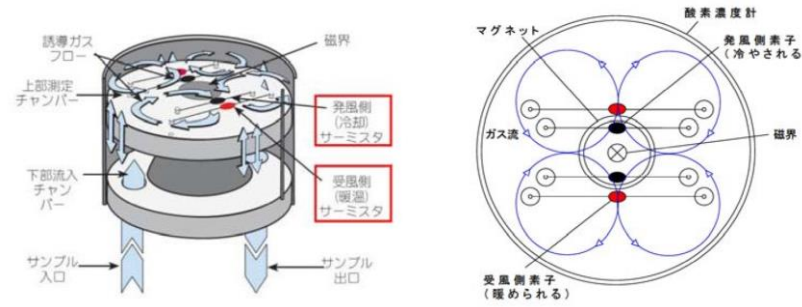


図 18 酸素含有ガスの流れ

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。

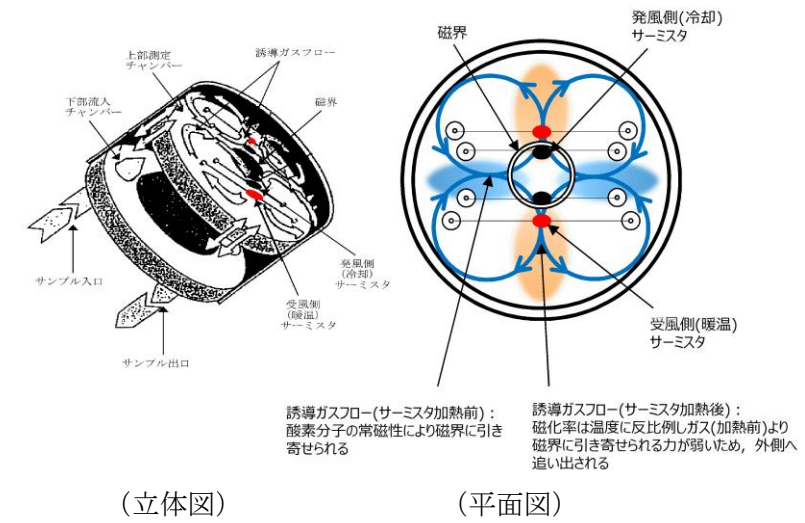

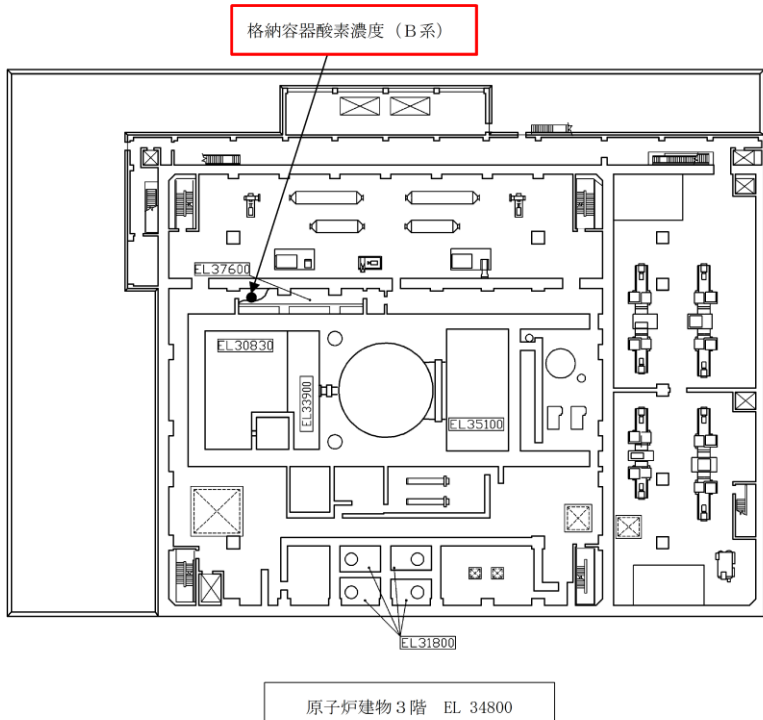
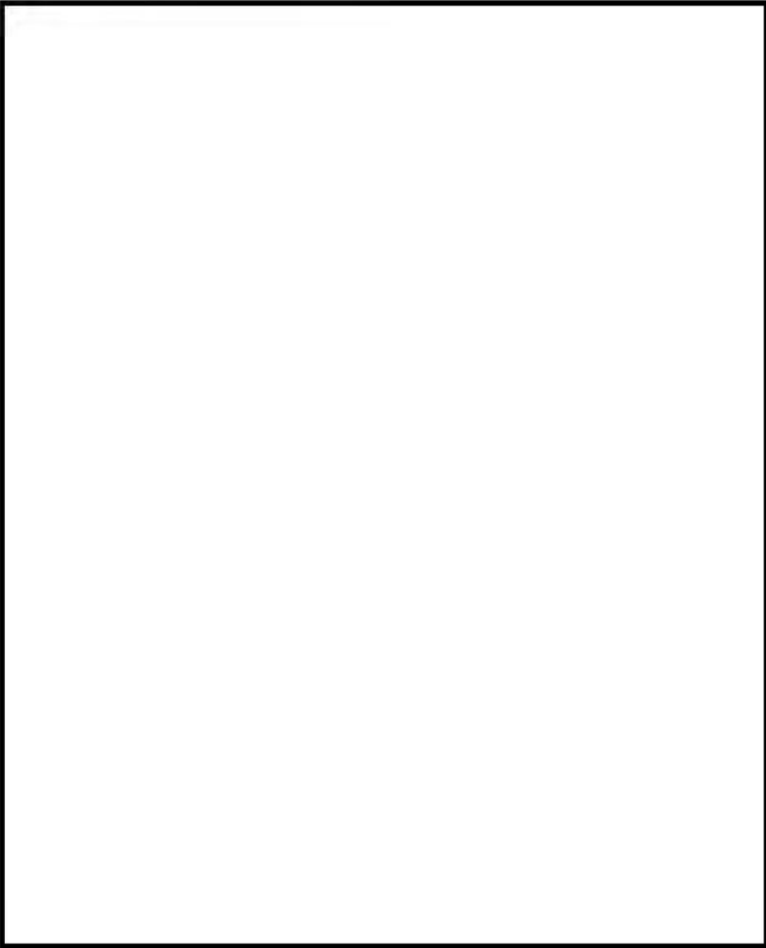


図 18 格納容器酸素濃度 (B系) の原理図

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 <u>MUWC ポンプの必要 NPSH を満足することを確認する。</u></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* を確保する。</u></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、<u>循環流量 250m³/h 以上を確保できるものを設置する。</u></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、<u>循環流量 150m³/h 以上を確保できるものを設置する。</u></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 <u>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。</u></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</u>、<u>残留熱除去系熱交換器</u>の圧力損失を含む）により求められる有効NPSHと、<u>MUWCポンプの必要NPSH</u>を比較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<u>代替循環冷却系ポンプ軸レベル</u>間の水頭差、<u>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</u>、<u>残留熱除去系熱交換器</u>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</u>を比較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<u>残留熱代替除去ポンプ軸レベル</u>間の水頭差及び吸込配管圧力損失（<u>残留熱除去系ストレーナの圧力損失を含む</u>）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</u>を比較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>

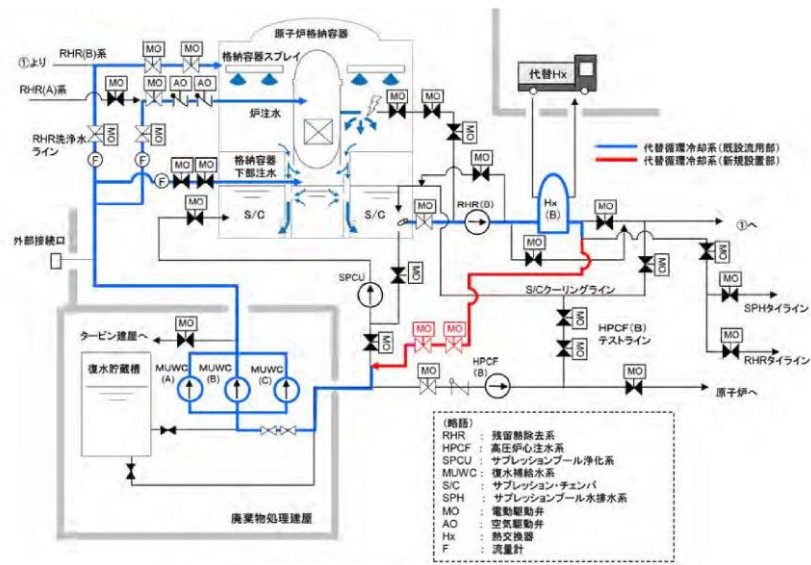


図1 代替循環冷却 系統概要図 (7号炉の例)

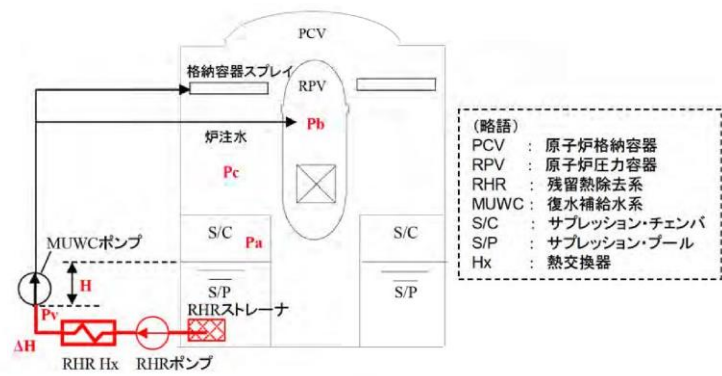
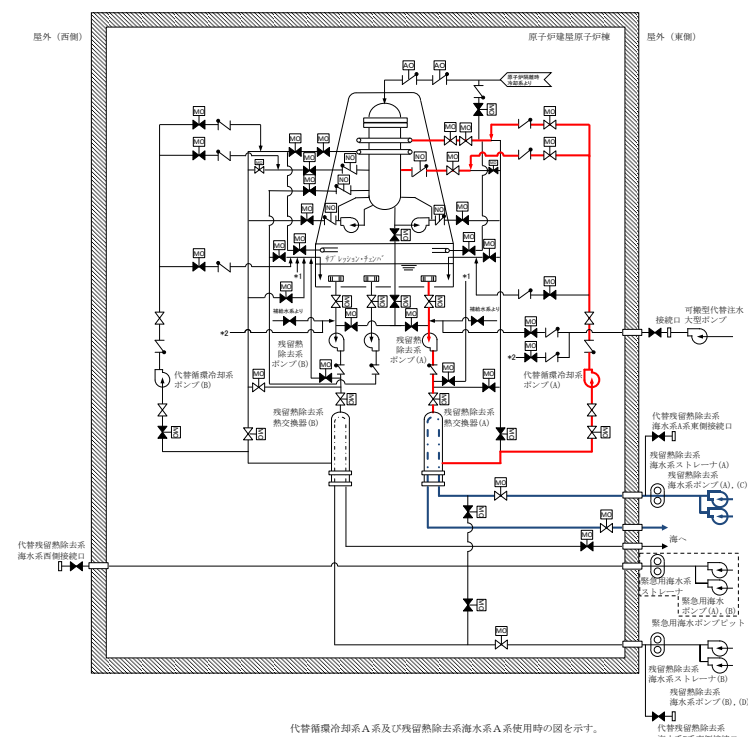


図2 NPSH 評価条件図



第1図 代替循環冷却系 系統概要図

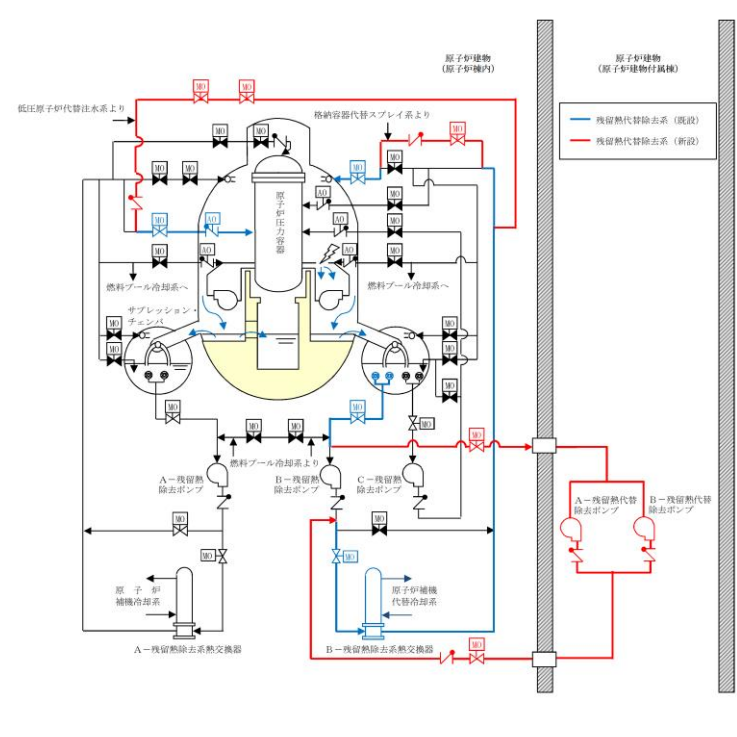


図1 残留熱代替除去系系統概要図

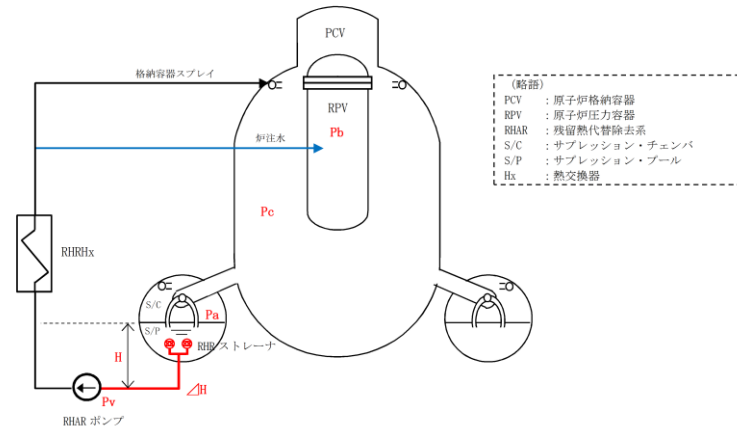


図2 NPSH 評価条件図

・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			吸込配管圧損 □ m ³ /h (本系統循環流量 190m ³ /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
			RHR ストレーナ圧損 工認記載値に、RHR 定格流量 954m ³ /h と □ m ³ /h (本系統循環流量 190m ³ /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 □ とする
			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 に余裕を見込んだ □ m ³ /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 954m ³ /h と □ m ³ /h (本系統循環流量 190m ³ /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 ポンプ定格流量時の必要 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 250m ³ /h における圧損値
	デブリ圧損	m	ポンプ流量 250m ³ /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 (@250m ³ /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 150m ³ /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。

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

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

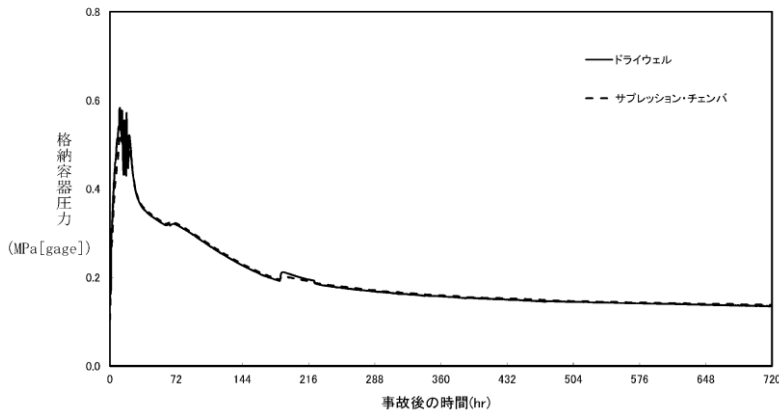
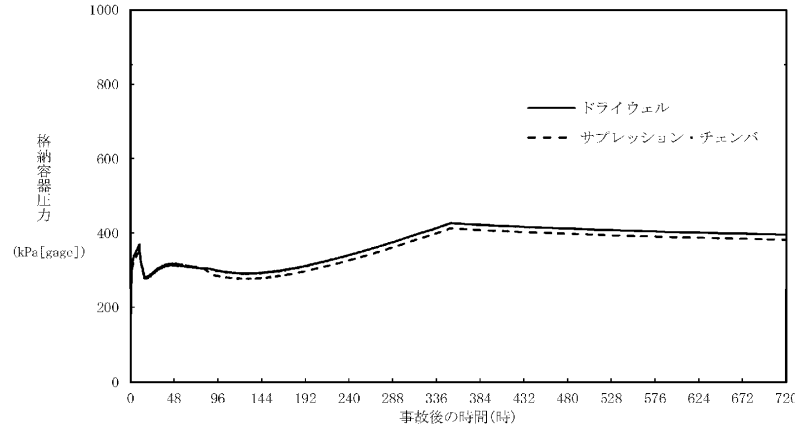
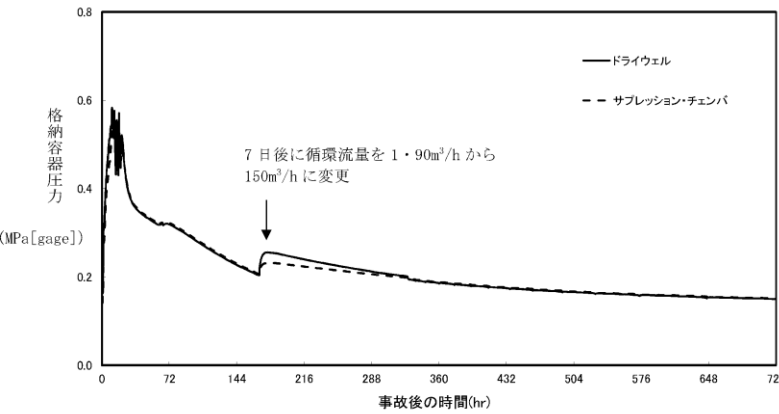
・設備の相違

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>1) 復水移送ポンプ入口温度での飽和蒸気圧 (Pv) の低下 <u>継続的な冷却によりサブプレッション・チェンバ・プール水温度が低下する。これに伴い、復水移送ポンプ入口温度での飽和蒸気圧が低下し、格納容器内圧力 (S/C) の下限値は低下することとなる。また、事故後の崩壊熱減少に伴い代替循環冷却系統流量を低下させることも可能であり、それによって復水移送ポンプ入口温度を低下させることも可能である。したがって、系統温度を監視し、系統流量調整を行うことで、代替循環冷却系の成立条件を極力逸脱しないような運転操作が可能となる。</u></p> <p>2) 圧力損失 (ΔH) の低下 <u>継続的な冷却により格納容器圧力・温度が低下するため、格納容器スプレイ流量を絞ることが可能となる。流量を絞った場合、圧力損失が低下し、格納容器内圧力 (S/C) の下限値が低下することとなる。したがって、格納容器内圧力・温度を監視し、格納容器内圧力・温度の時間変化にあわせて格納容器スプレイの流量調整弁により流量を調整することで、代替循環冷却系の成立条件を極力逸脱しないような運転操作が可能となる。</u></p> <p><u>加えて、継続的な冷却により崩壊熱量は低下することから、格納容器内圧力・温度を監視した上で代替原子炉補機冷却系の流量を調整することにより、格納容器内圧力 (S/C) の低下を抑えることも可能であり、この操作を行うことで代替循環冷却系の成立条件を極力逸脱しないような運転操作が可能となる。</u></p> <div data-bbox="201 1291 875 1732" data-label="Diagram"> <p>The diagram illustrates a reactor system with a Pressurized Core Vessel (PCV) at the top. Inside the PCV, there is a Spray Chamber (格納容器スプレイ) and a Reactor Pressure Vessel (RPV). The RPV contains fuel (炉注水) and has a pressure point Pb. The PCV also contains a pressure point Pc. Below the PCV, there are two Steam Generators (S/C) with pressure points Pa. A Main Water Circulation Pump (MUWCポンプ) is connected to the system. A Red Hot Residual Heat Removal (RHR) system is shown, including an RHR Heat Exchanger (RHR Hx) and an RHR Pump (RHRポンプ). The RHR system is connected to the S/Cs and the RPV. A pressure point Pv is indicated at the RHR pump inlet. A pressure difference ΔH is shown between Pv and Pa. A box on the left states: '1) 流量調整によりPv低下' and '2) 流量調整によりΔH低下'. A box at the bottom right states: '熱交換量を調整することでPa低下抑制'.</p> </div> <p>図3 運転成立条件の拡張</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、<u>(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。</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><u>(有効NPSH) = Pa - Pv + H - ΔH ≥ (必要NPSH)</u></p> <p><u>Pa ≥ [] MPa[gage]</u></p> <p><u>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。</u></p> <p><u>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。</u></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190m³/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、<u>可燃性ガス濃度制御系の復旧</u>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><u>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)</u></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 150m³/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、<u>可搬式窒素供給装置</u>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、<u>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。</u></p>	<p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7】 設計仕様の相違</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7】 設計仕様の相違</p> <p>・設備の相違</p> <p>【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</p> <p>【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>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="154 844 914 1071"> <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 style="width: 40px;" type="text"/> MPa[gage]</td> <td>S/C 圧力 <input style="width: 40px;" type="text"/> 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 style="width: 40px;" type="text"/>)</td> <td>下部 D/W 水位 下部 D/W 水位 (T.M.S.L. <input style="width: 40px;" type="text"/>)</td> <td>下部 D/W 底面 (T.M.S.L. <input style="width: 40px;" type="text"/>) に有効性評価結果の最大水位約 <input style="width: 40px;" type="text"/> 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 style="width: 40px;" type="text"/>) 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 style="width: 40px;" type="text"/> MPa[gage]	S/C 圧力 <input style="width: 40px;" type="text"/> 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 style="width: 40px;" type="text"/>)	下部 D/W 水位 下部 D/W 水位 (T.M.S.L. <input style="width: 40px;" type="text"/>)	下部 D/W 底面 (T.M.S.L. <input style="width: 40px;" type="text"/>) に有効性評価結果の最大水位約 <input style="width: 40px;" type="text"/> 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 style="width: 40px;" type="text"/>) 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 style="width: 40px;" type="text"/> MPa[gage]	S/C 圧力 <input style="width: 40px;" type="text"/> 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 style="width: 40px;" type="text"/>)	下部 D/W 水位 下部 D/W 水位 (T.M.S.L. <input style="width: 40px;" type="text"/>)	下部 D/W 底面 (T.M.S.L. <input style="width: 40px;" type="text"/>) に有効性評価結果の最大水位約 <input style="width: 40px;" type="text"/> 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 style="width: 40px;" type="text"/>) 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="166 940 905 1402" style="border: 1px solid black; height: 220px; width: 249px; 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="166 579 908 1041" style="border: 1px solid black; height: 220px; width: 250px; margin: 10px 0;"></div> <p>図9 <u>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)</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>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="160 745 908 861"> <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、<u>代替循環冷却系</u>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</u>について</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</u>として、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="949 745 1697 840"> <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</u>について記載する。</p> <p>b. <u>残留熱除去系吸込ストレーナの閉塞防止対策</u>について</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</u>として、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="1739 745 2487 840"> <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</u>の閉塞防止に関する説明は、「b. <u>残留熱除去系ストレーナの閉塞防止対策</u>について」に記載する。</p> <p>b. <u>残留熱除去系ストレーナの閉塞防止対策</u>について</p> <p><u>残留熱除去系ストレーナ</u>の閉塞防止対策として、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<u>原子炉格納容器内</u>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) <u>ポンプのNPSH評価</u>」でNPSH評価を実施しているが、この評価は<u>ストレーナを設置した際の工事計画書</u>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、<u>繊維質の付着を考慮したストレーナの圧損評価</u>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>

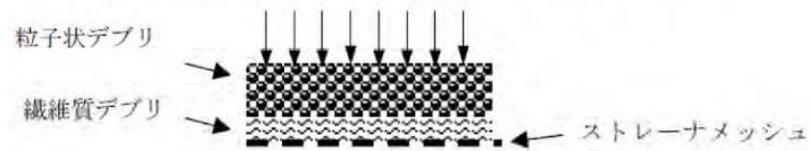


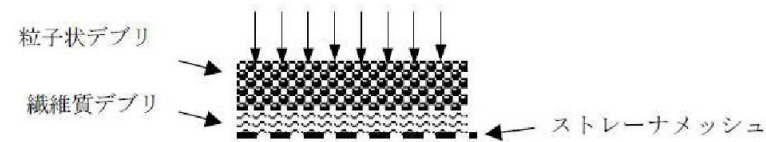
図10 薄膜形成による粒子状デブリの補足効果のイメージ

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。

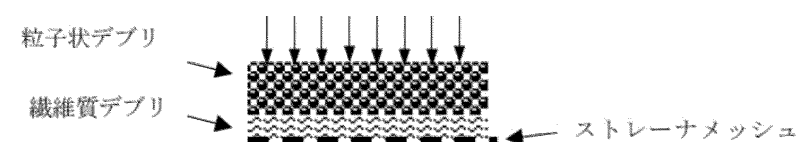


図4 薄膜形成による粒子状デブリの補足効果のイメージ

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>

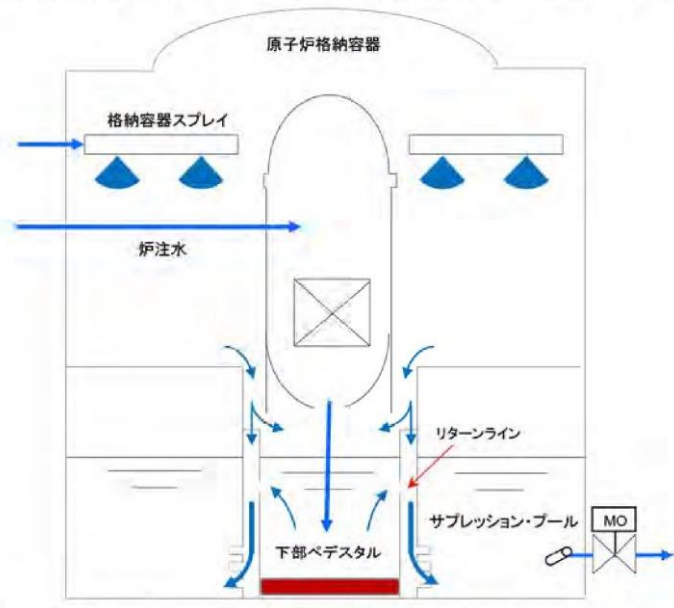
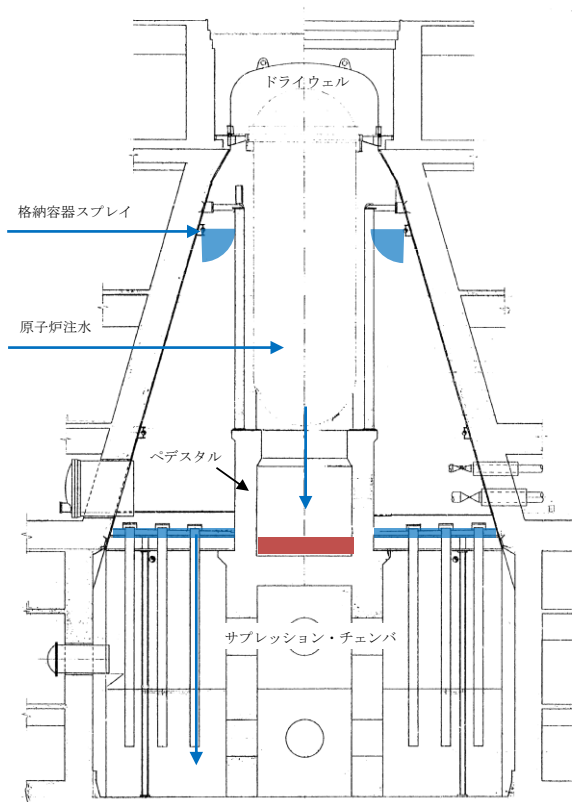


図11 原子炉圧力容器破損後の代替循環冷却による冷却の流れ

※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。

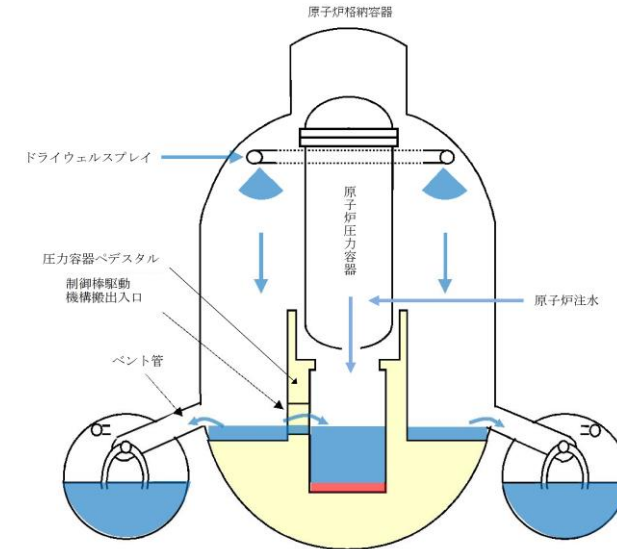


図5 原子炉圧力容器破損後の残留熱代替除去系による冷却水の流

※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

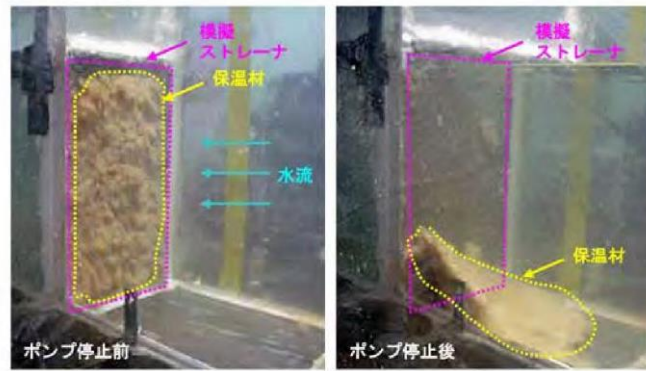


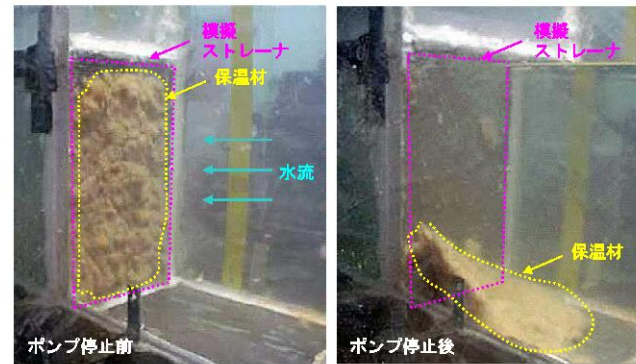
図12 ポンプ停止により模擬ストレーナから試験体が剥がれ落ちた試験

(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)



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)



第5図 非常用炉心冷却系ストレーナ



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)

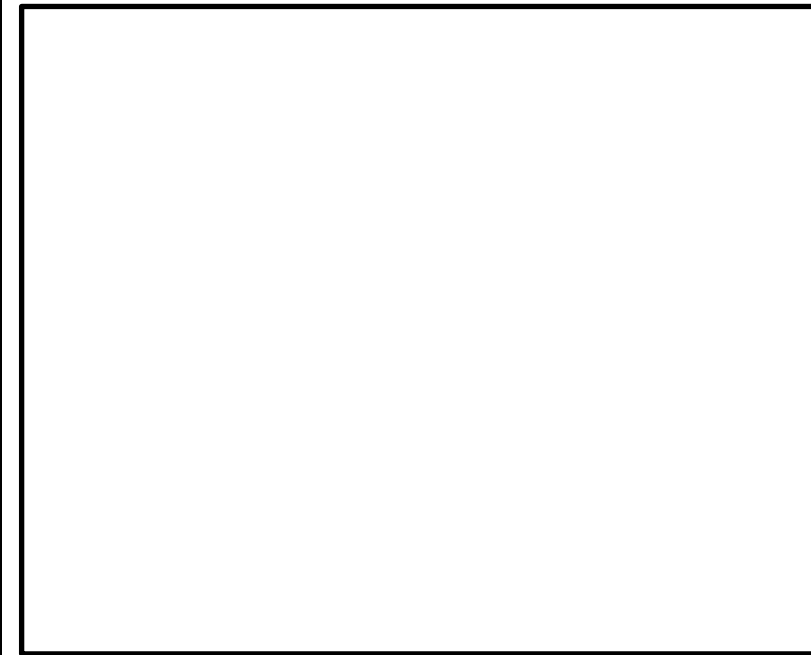


図7 島根2号炉残留熱除去系ストレーナ



図14 6号炉 残留熱除去系(B)吸込ストレーナ (据付状態)

(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。

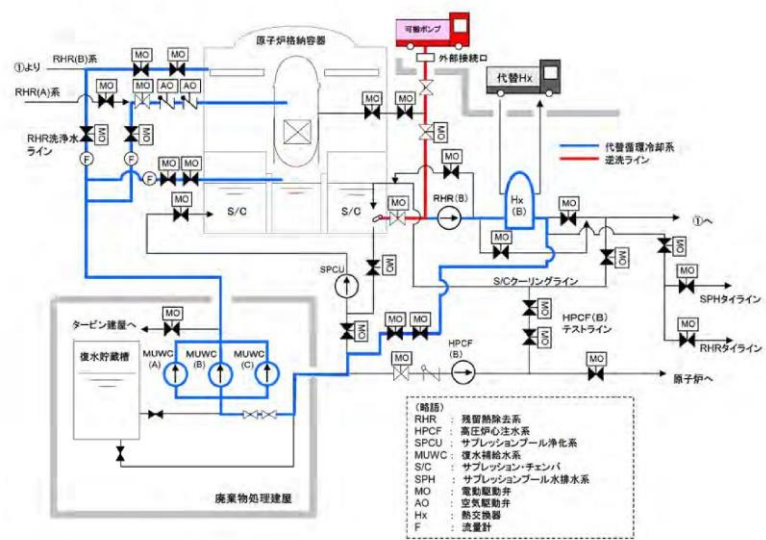
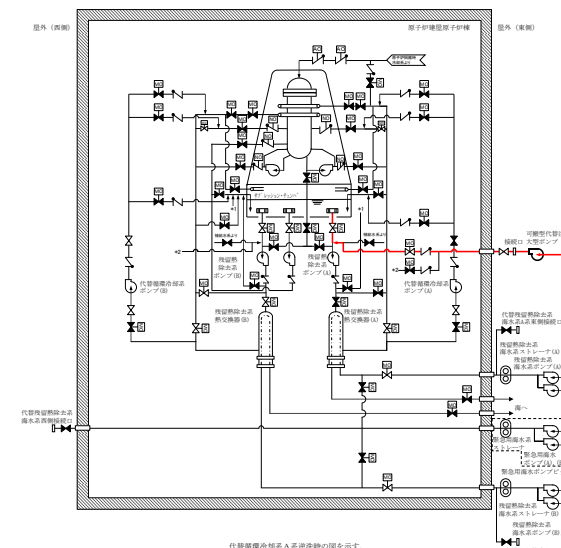


図15 残留熱除去系吸込ストレーナ逆洗操作の系統構成について

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



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、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。

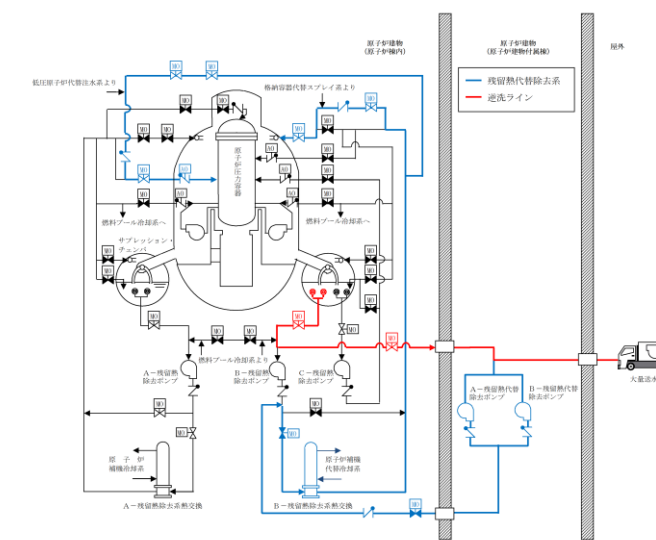


図9 残留熱除去系ストレーナ逆洗操作の系統構成について

・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。

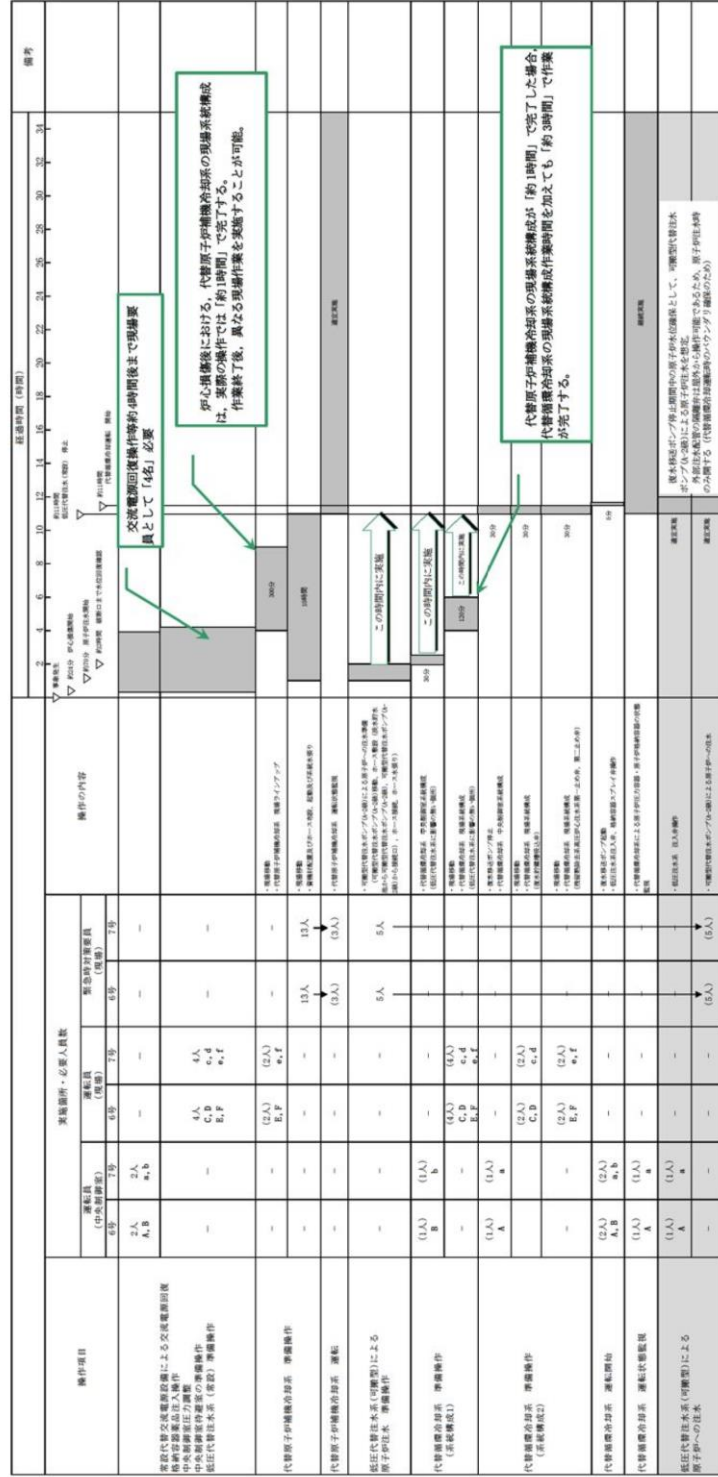


図1 代替循環冷却系運転開始が評価より早まる場合の要員と作業項目

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系統構成, 起動操作, 運転継続に必要な操作・監視	残留熱代替除去ポンプの起動	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)		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。(29, 30 頁参照)	
	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" style="border: 1px solid black; height: 270px; width: 253px; margin-bottom: 10px;"></div> <div data-bbox="270 787 789 829" style="text-align: center;"> <p>図1 代替循環冷却系 系統図 (6号炉)</p> </div> <div data-bbox="160 877 911 1444" style="border: 1px solid black; height: 270px; width: 253px; margin-bottom: 10px;"></div> <div data-bbox="270 1455 789 1497" style="text-align: center;"> <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)

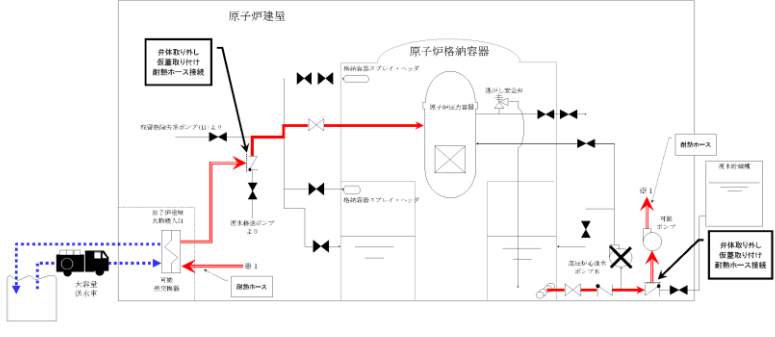
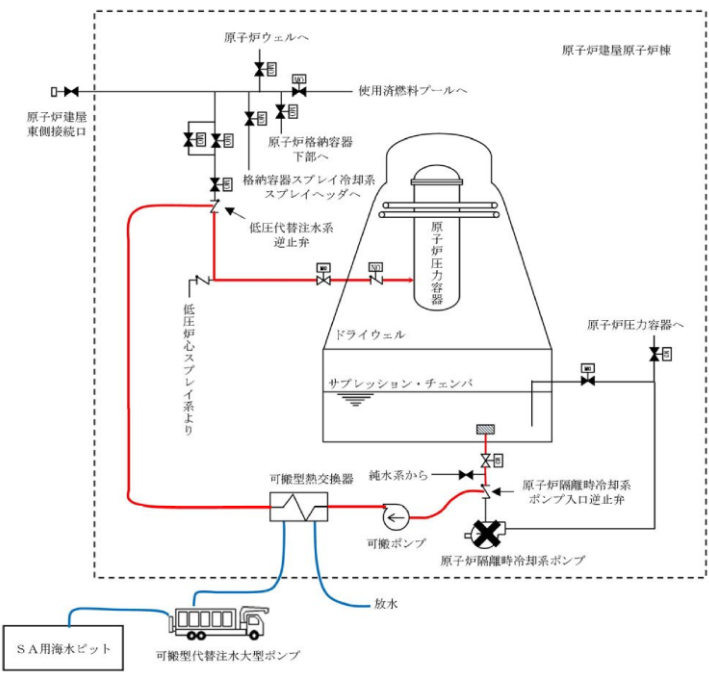
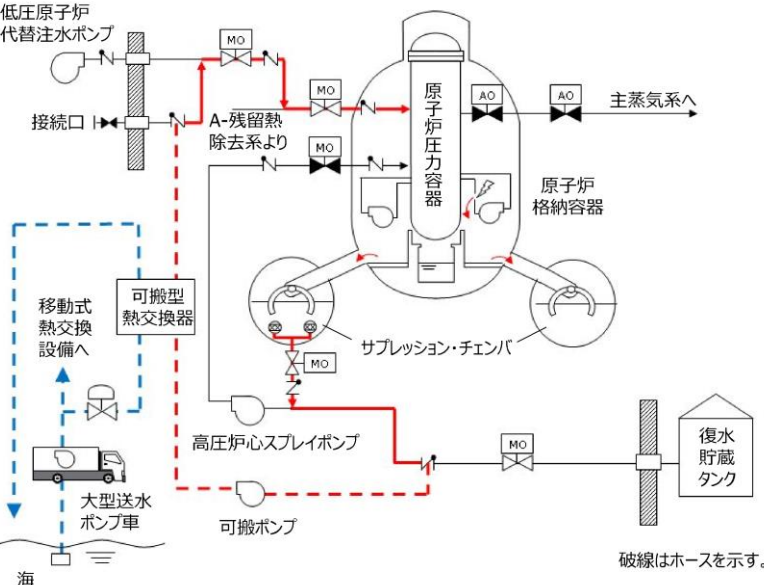
No.	弁番号	弁名称	閉止不可理由
3	P13-F077	復水補給水系-075 ライン供給元弁	HPAC 封水ライン
17	P13-F086	復水補給水系 R0-D032 入口弁	HPCF (C) 封水ライン
18	P13-F093	復水補給水系格納容器冷却ライン元弁	SA 時の格納容器下部注水系で使用
19	P13-F099	復水補給水系 P13-F091 出口弁	SA 時の消防車による原子炉注水時に使用
20	P13-F101	復水補給水系-101 ライン供給元弁	SFP スキマサージタンクへの自動注水補給で使用
21	P13-F083	復水補給水系-077 ライン供給元弁	SA 時の代替格納容器スプレイ冷却系で使用 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。

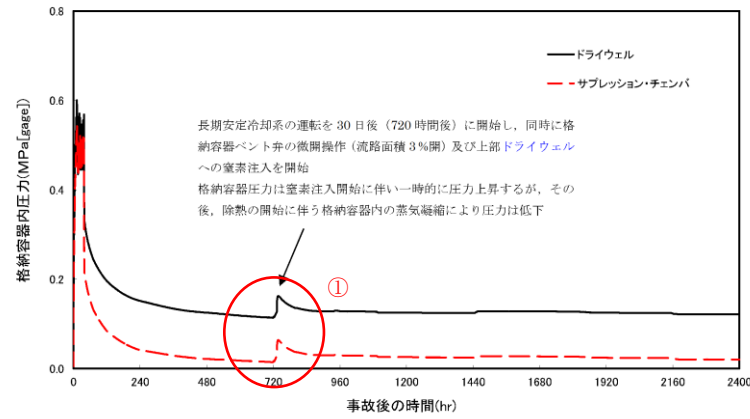
「参考 重大事故等時の長期安定冷却手段について」の比較は、39 条補説 (参考9) の比較表を再掲する

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>

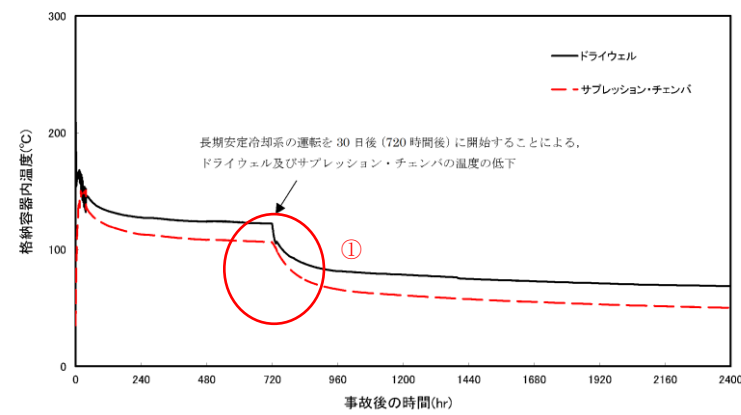
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																										
<p>本書では、それらの実現可能性と実施した場合の効果について確認している。<u>これに加え、「2. 可搬熱交換器によるサブプレッションプール浄化系（以下、SPCUという）を用いた除熱」を構築し、それらの実現可能性と実施した場合の効果について確認している。</u></p> <p>なお、これらに加え格納容器を直接除熱することはできないが原子炉圧力容器を除熱することにより間接的に格納容器を除熱する「<u>代替原子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="949 262 1694 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																								



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

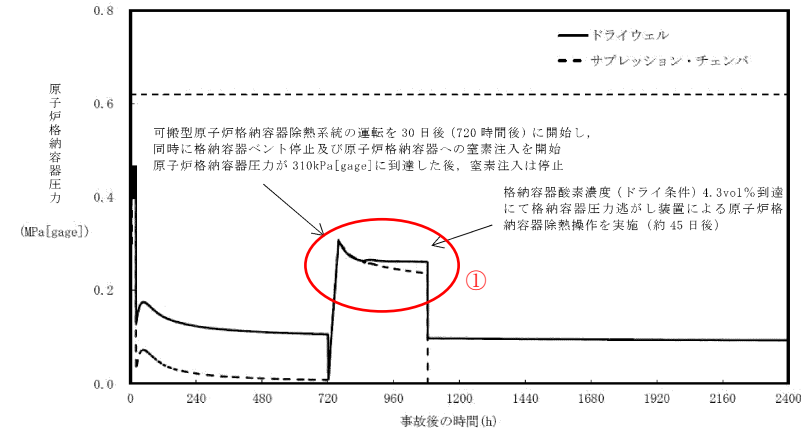


図2 原子炉格納容器圧力の推移

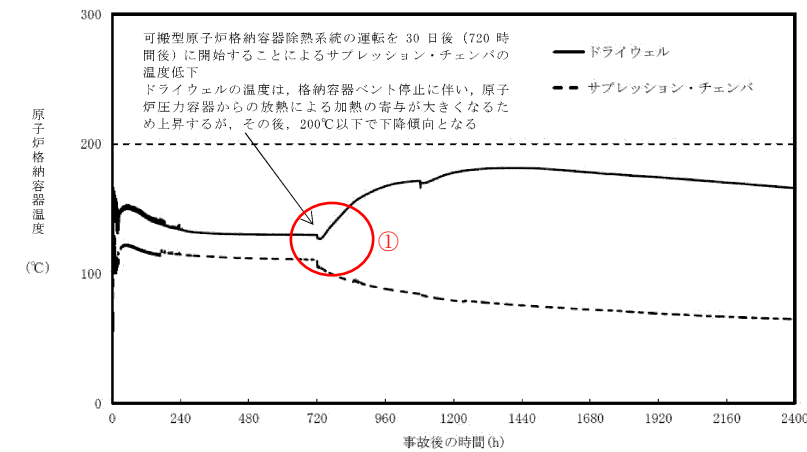
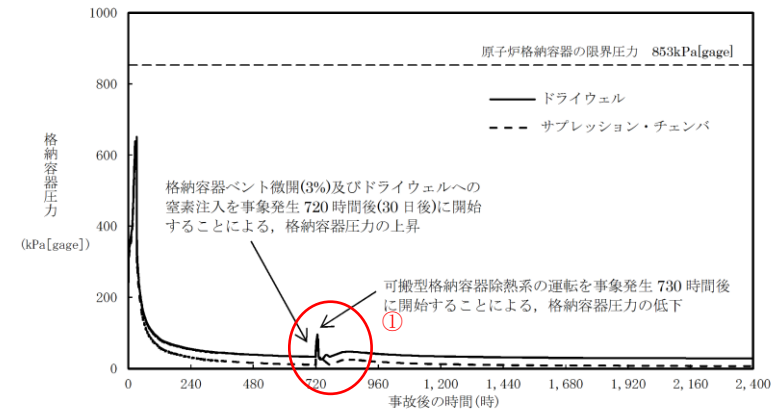
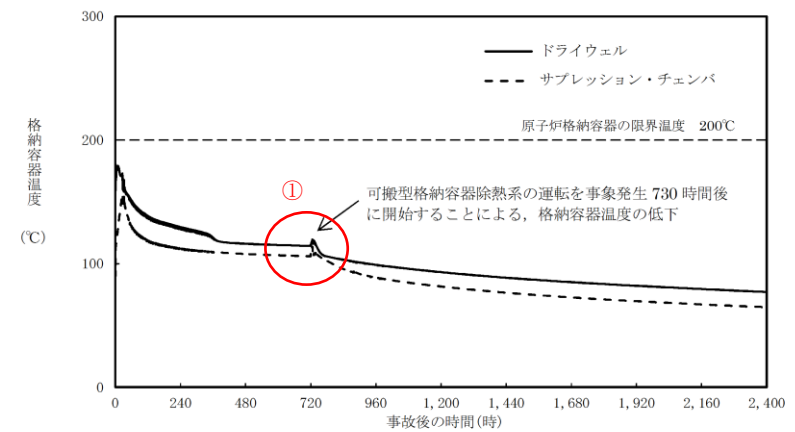


図3 原子炉格納容器気相部温度の推移



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

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

・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

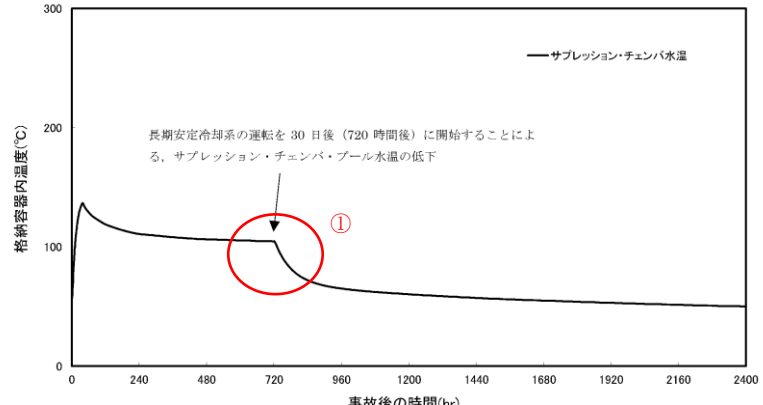
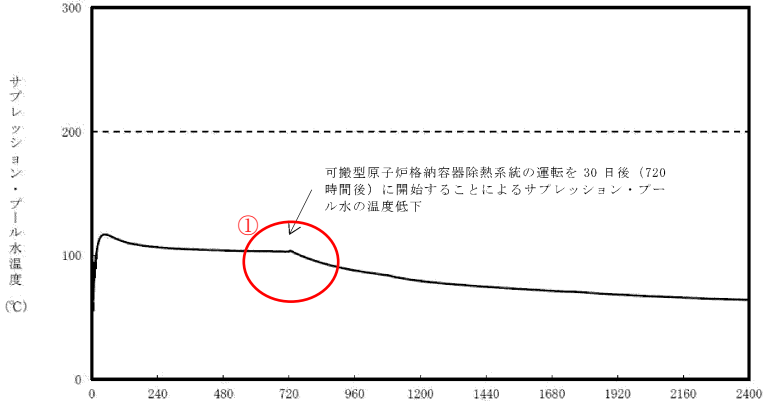
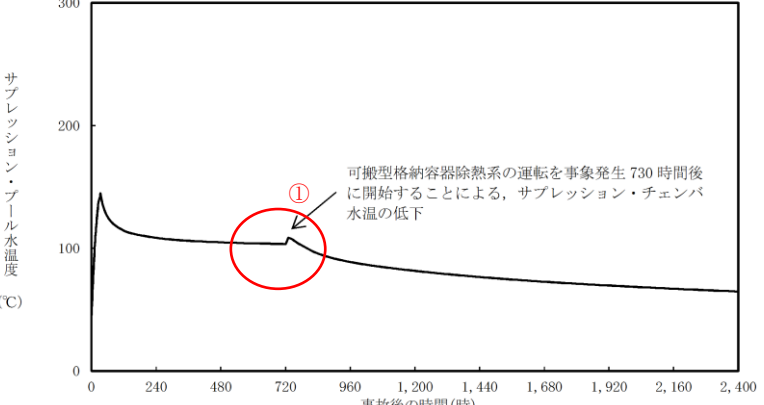
【東海第二】

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

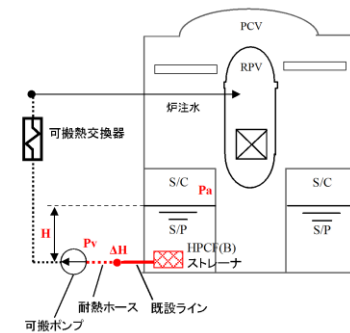
【柏崎6/7, 東海第二】

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>長期安定冷却系の運転を30日後(720時間後)に開始することによる、サプレッション・チェンバ・プール水温の低下</p>	 <p>可搬型原子炉格納容器除熱系の運転を30日後(720時間後)に開始することによるサプレッション・プールの温度低下</p>	 <p>可搬型格納容器除熱系の運転を事象発生730時間後に開始することによる、サプレッション・チェンバ水温の低下</p>	<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NPSH(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(サプレッション・チェンバ)、サプレッション・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】 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]

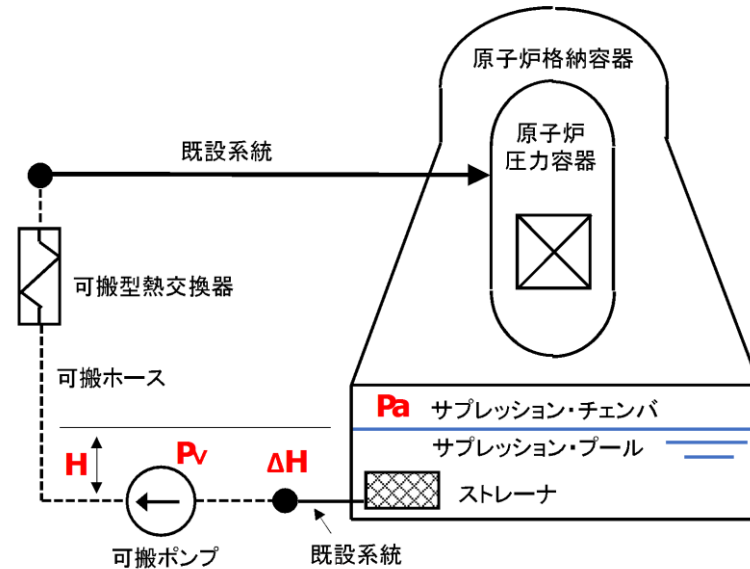


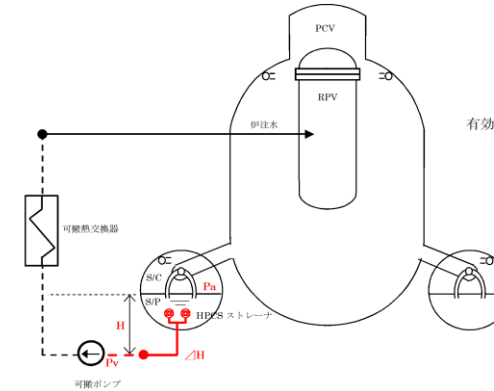
図5 可搬型原子炉格納容器除熱系統のNPSH 評価

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の圧損	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)
合計		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

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

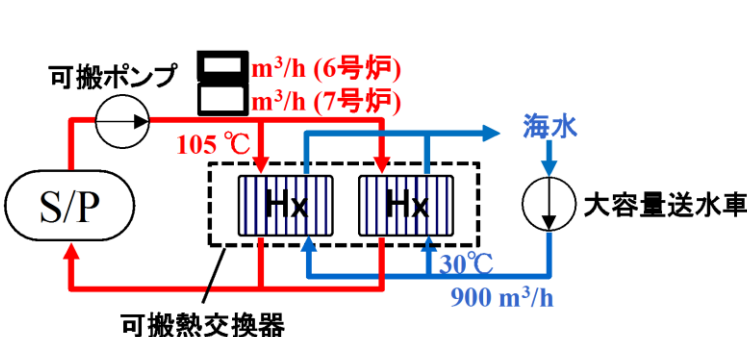
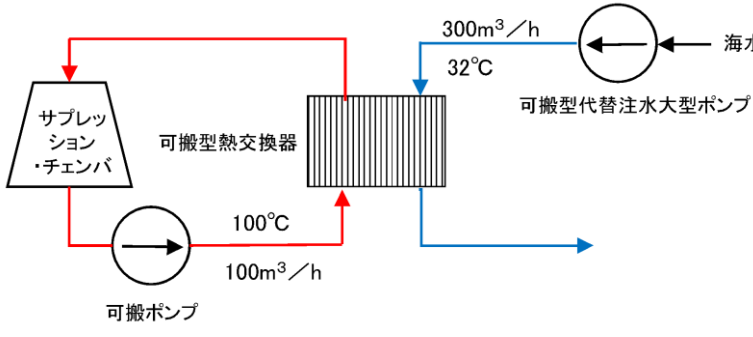
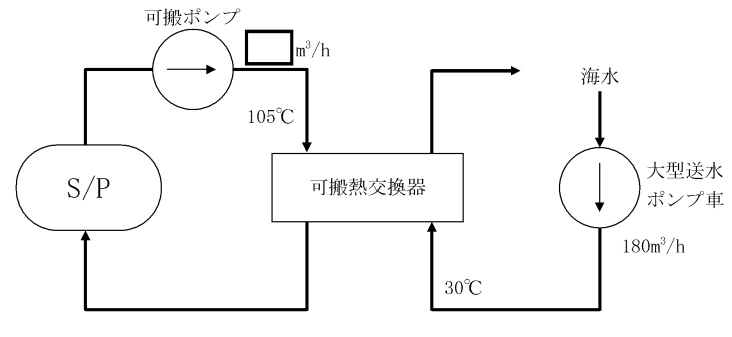
項目	2号炉	設定根拠
Pa	11.6m	安全解析における事故発生30日後のS/C圧力の水頭圧換算
Pv	12.0m	安全解析における事故発生30日後のS/P水温105℃での飽和蒸気圧 (水頭換算値)
H	3.9m	安全解析における事故発生30日後のS/P水位 (EL. 5778) とし、可搬ポンプ吸込口レベルは原子炉建屋地下2階床上0.5mを想定し EL. 1800とする。
ΔH		HPCS ストレーナ~耐熱ホース取付箇所までの配管の圧損 (<input type="text"/> m³/h) 可搬ポンプ吸込み側の耐熱ホースの圧損 (<input type="text"/> m³/h) HPCS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

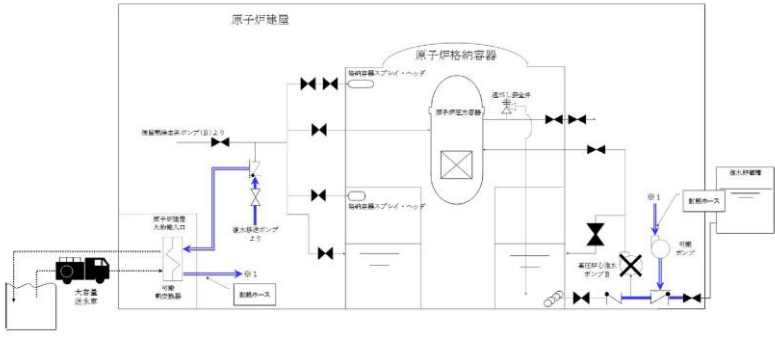
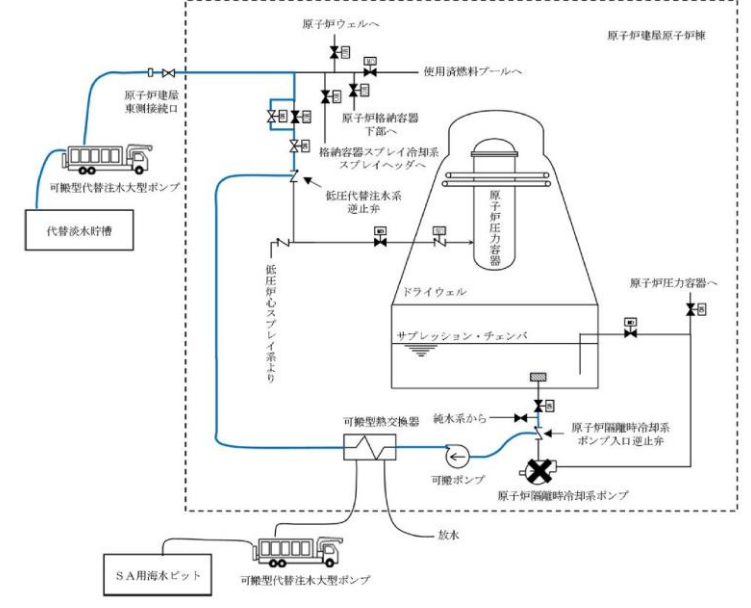
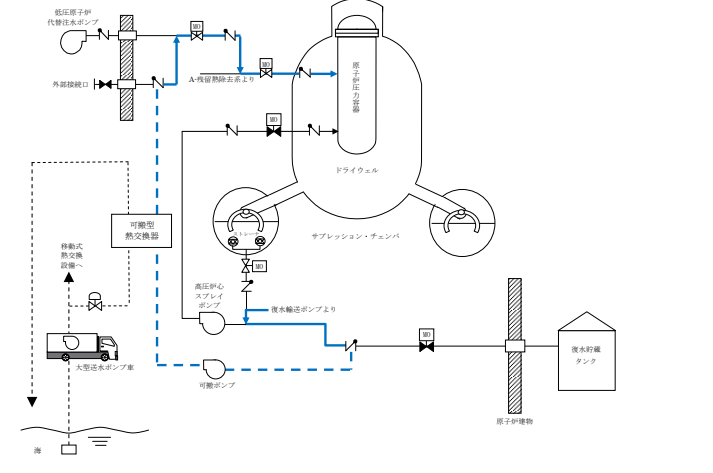
・設備の相違
 【柏崎 6/7, 東海第二】


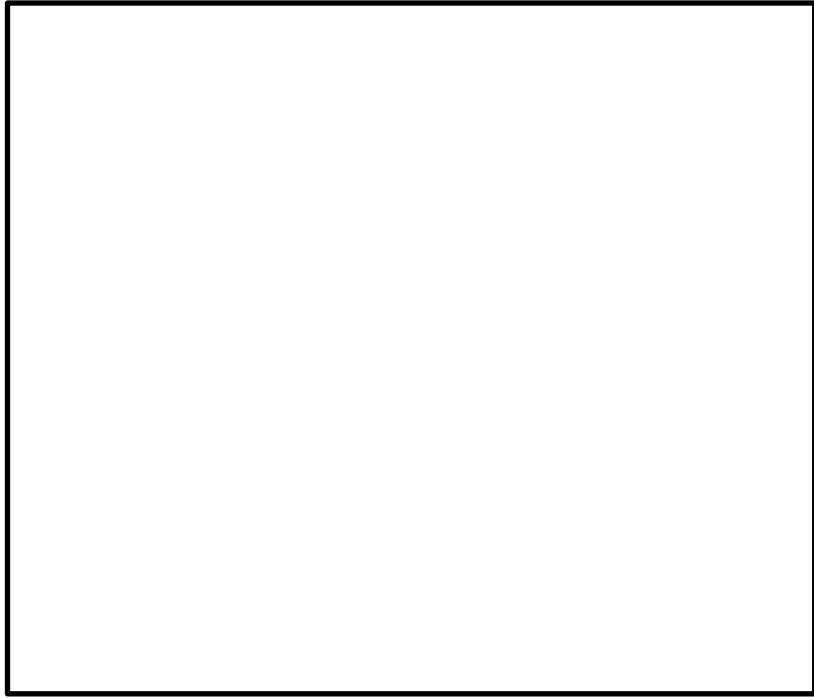
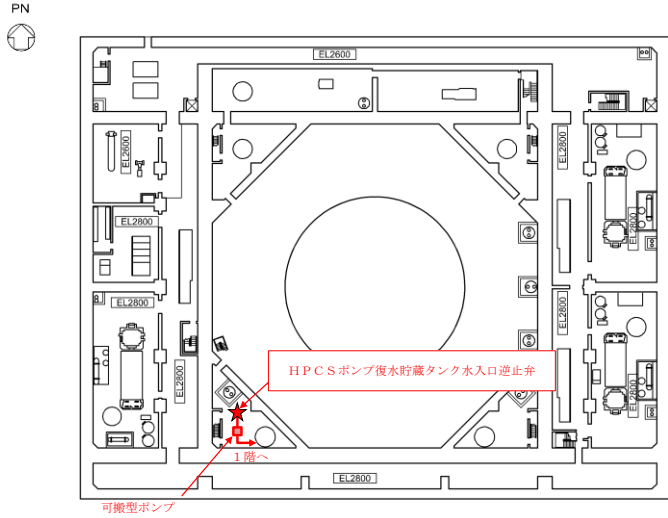
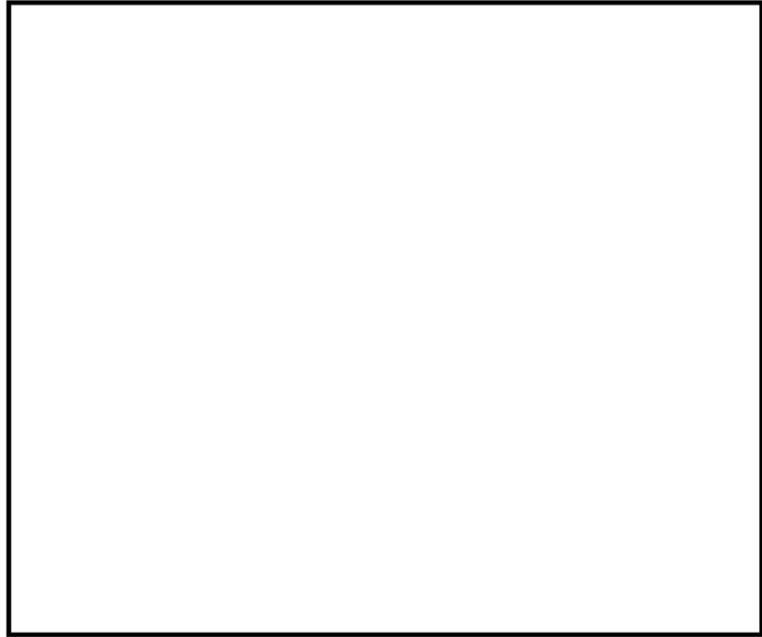
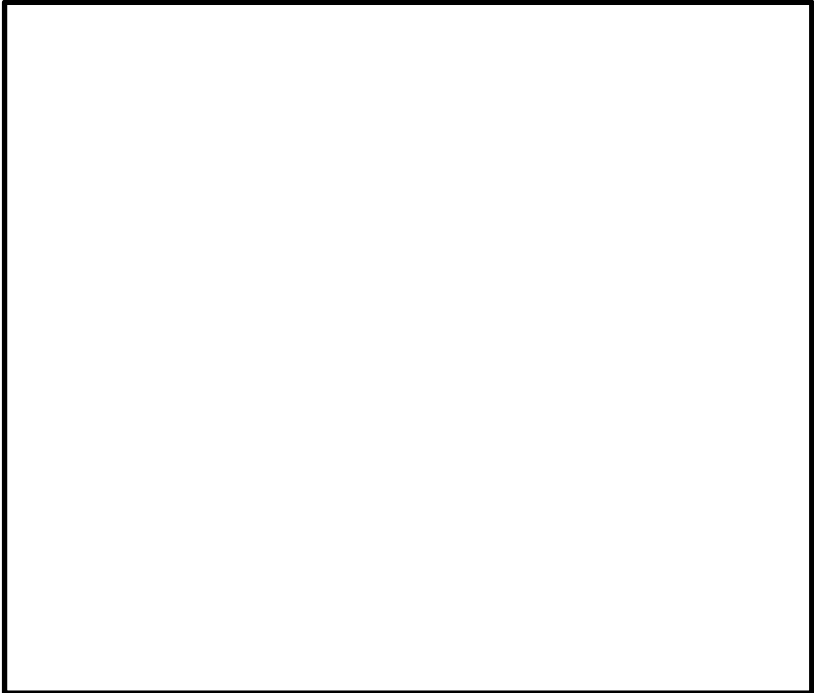
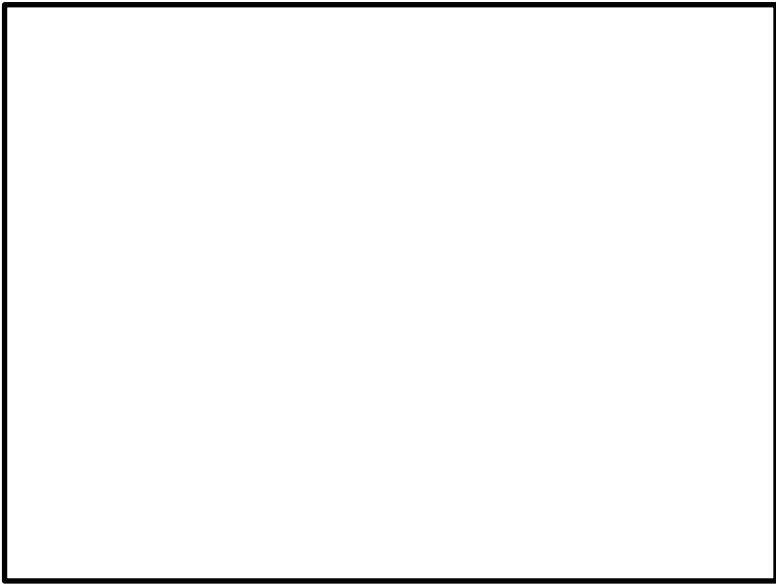
・設備の相違
 【柏崎 6/7, 東海第二】

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>

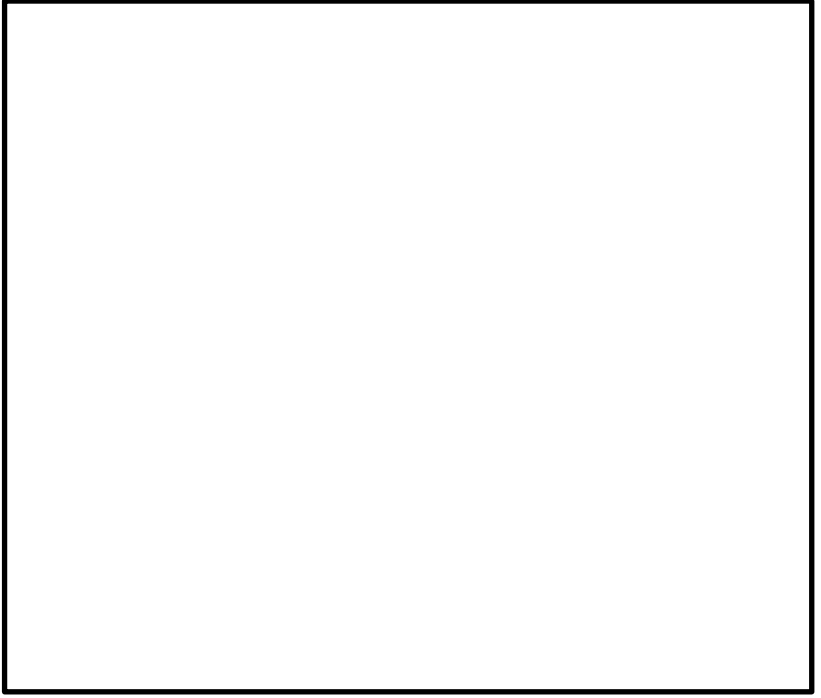

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																																																																																																		
<p align="center"><u>参考4表 圧力損失内訳</u></p> <table border="1"> <tr> <td colspan="2">除熱手段 (評価ルート)</td> <td>6号炉</td> <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></td> <td></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="2">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></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 ・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>

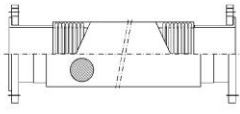
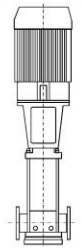
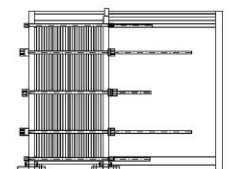

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>熱交換器出口側フランジに連結する。このように系統を構成することで、<u>サプレッション・チェンバ・プール水</u>を可搬ポンプ及び可搬熱交換器を用いて原子炉圧力容器に注水することが可能となる。可搬型格納容器除熱系を構成する耐熱ホース等は、作業時の被ばく線量を考慮した配置に設置する。</p>	<p>口側フランジに連結する。このように系統を構成することで、<u>サプレッション・プール水</u>を可搬ポンプ及び可搬型熱交換器を用いて原子炉圧力容器に注水することが可能となる。<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</u>の<u>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ポンプトラス水入口弁</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="943 877 1709 928">図 10-5 機器配置図 (5/5) </p>		

参考6表 可搬型格納容器除熱系の機器仕様

構成機器	仕様等	備考
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℃	
可搬ポンプ	容量 約 90m³/h 全揚程 約 85m	
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		
復水移送ポンプ	容量 125m³/h 全揚程 85m	— 復水補給水系

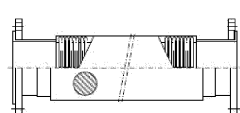
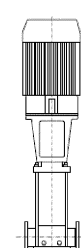
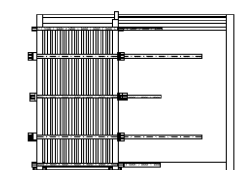

※機器図は一般例を示すものである。

※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

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、HPCFポンプBおよびHPCF復水貯蔵槽側吸込逆止弁(B)はサブプレッションプール側隔離弁により常時隔離されているため直接汚染水に接することはない。

表 5 可搬型格納容器除熱系の機器仕様

構成機器	仕様等	備考
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 2.1MPa 以上 温度 110℃	— 
可搬ポンプ	容量 約 100m³/h 全揚程 約 135m	— 
可搬型熱交換器	除熱量 5.7MW 以上	— 
可搬型代替注水大型ポンプ	容量 約 1,380m³/h 全揚程 約 135m	— 

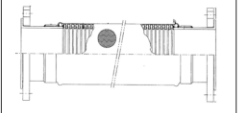
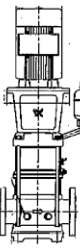
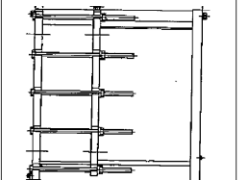

※機器図は一般例を示すものである。

※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

炉心損傷で発生した汚染水はサブプレッション・プール水中にあるが、原子炉隔離時冷却系については、サブプレッション・チェンバ側のポンプ入口弁が通常時開となっているため、原子炉隔離時冷却系ポンプ入口逆止弁にはサブプレッション・プール水が流入していることが考えられる。ただし、原子炉隔離時冷却系については、運転している場合には炉心損傷を防止でき、運転が停止した後に炉心損傷に至ることが考えられる。このため、炉心損傷によってサブプレッション・プール水が汚染する段階では、原子炉隔離

参考6表 可搬型格納容器除熱系の機器仕様

構成機器	仕様等	備考
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 1.6MPa 温度 450℃ 口径 100A 圧力 1.7MPa 温度 450℃	 150A: HPC Sポンプ復水貯蔵タンク水入口逆止弁～可搬ポンプまで 100A: 可搬ポンプ～FLSR可搬式設備A-注水ライン逆止弁
可搬ポンプ	容量 約 60m³/h 全揚程 約 86m	
可搬熱交換器	除熱量 3.9MW 以上	
大型送水ポンプ車	容量 1,800m³/h 吐出圧力 1.4MPa	
既設機器		
復水輸送ポンプ	容量 85m³/h 全揚程 70m	— 復水輸送系

※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。

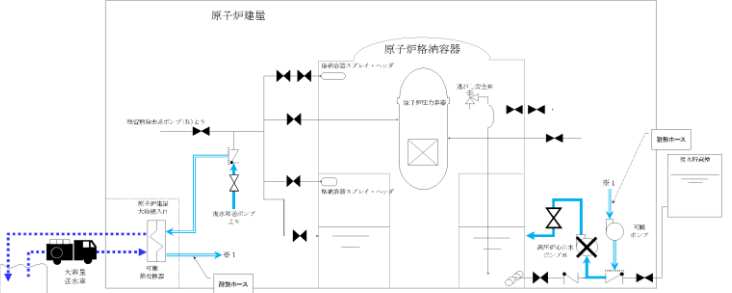
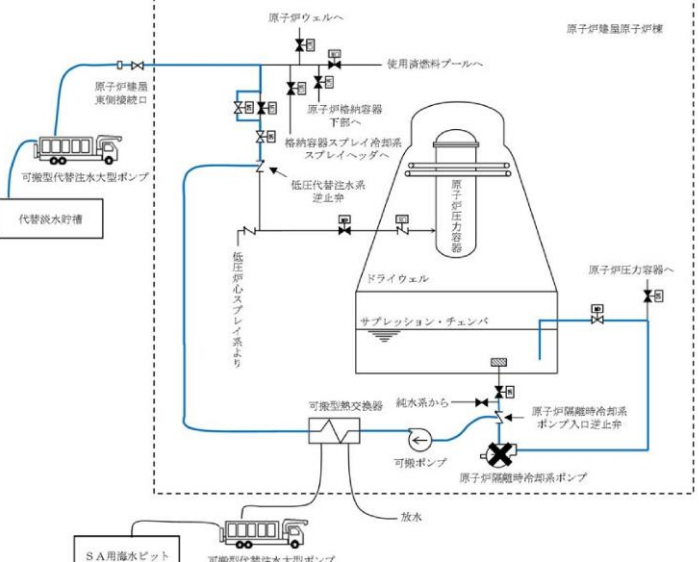
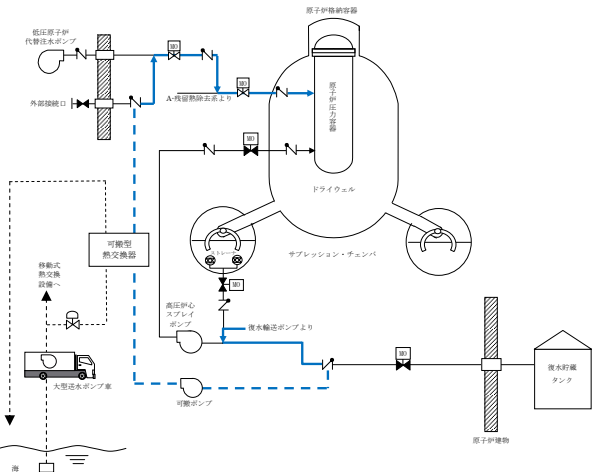
(2) 作業に伴う被ばく線量

炉心損傷で発生した汚染水はサブプレッション・プール水中にあるが、高圧炉心スプレイ系については、サブプレッション・チェンバ側のポンプ入口弁が通常時開となっているため、HPCSポンプ復水貯蔵タンク水入口逆止弁にはサブプレッション・プール水が流入していることが考えられる。ただし、高圧炉心スプレイ系については、運転している場合には炉心損傷を防止でき、運転が停止した後に炉心損傷に至ることが考えられる。このため、炉心損傷によってサブプレッション・プール水が汚染する段階では、高圧

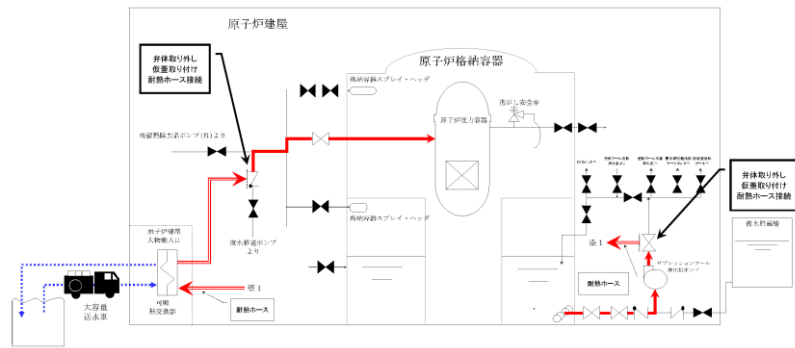
・設備の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

・設備の相違
【柏崎 6/7】
高圧注水系の第一水源が島根 2号炉はサブプレッション・チェンバであるため、サブプレッション・チェンバ側の入口弁

柏崎刈羽原子力発電所 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) における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) 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)</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における可搬熱交換器配備箇所の雰囲気</u></p>	<p><u>時冷却系の系統内は流動がない状態であり、汚染したサブプレッション・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) における原子炉隔離時冷却系ポンプ入口逆止弁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約 20mSv/h となる。</u>〔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) 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約 20mSv/h となる。</u>〔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における可搬型熱交換器設置</u></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、汚染したサブプレッション・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－注水ライン逆止弁は低圧原子炉代替注水槽を水源とする低圧原子炉代替注水系で満たされているため直接汚染水に接することはない。</u></p> <p><u>HPCSポンプ室内 (EL. 1300) におけるHPCSポンプ復水貯蔵タンク水入口逆止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。</u></p> <p><u>原子炉建物1階 (EL. 15300) におけるFLSR可搬式設備A－注水ライン逆止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により約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。</u></p> <p><u>原子炉建物大物搬入口における可搬熱交換器配備箇所の雰囲気</u></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】 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に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に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>	<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><u>バ・プールへ流入し、系統をフラッシングする</u></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><u>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</u></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><u>流入することで、系統をフラッシングする</u></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

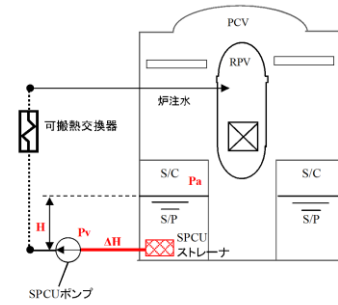
ポンプがキャビテーションを起こさず正常に動作するためには、流体圧力や吸込配管圧力損失等により求められる「有効NPSH」が、ポンプの「必要NPSH」と同等かそれ以上であること(有効NPSH ≥ 必要NPSH)を満足する必要がある、有効NPSHと必要NPSHを比較する

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。

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

- 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14 図 S P C U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
Pa	10.3m	10.3m	保守的に大気圧 (0MPa[gage]) とする (水頭換算値)
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, 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			□ m³/h 時の SPCU ストレーナ～SPCU ポンプ間の配管圧損
			□ m³/h 時の SPCU ストレーナの圧損に余裕を見込んだ圧損
			配管, ストレーナ圧損合計
有効 NPSH			Pa-Pv+H-ΔH
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="166 348 908 688" style="border: 1px solid black; height: 160px; 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="175 810 899 1178" 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			

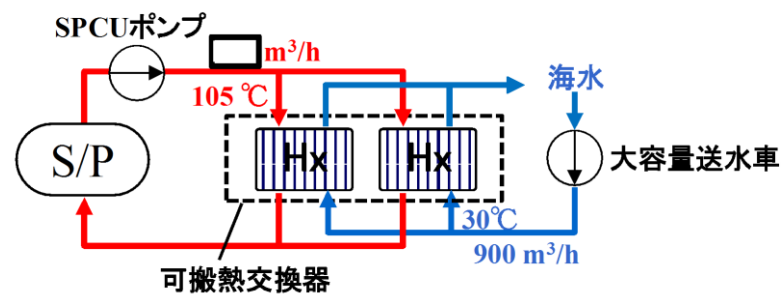
③ 除熱量評価

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

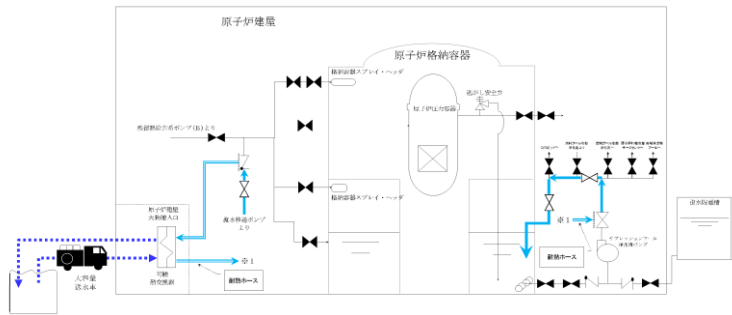


参考17 図 SPCUによる格納容器除熱系の除熱量評価図
以上の「①ポンプのNPSH 評価」、「②流量評価」、「③除熱量評価」の結果から、SPCUによる格納容器除熱系は事故発生30日後の崩壊熱相当(約6.5MW)を除熱するための系統流量が確保可能なシステムであることを確認した。

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="189 705 872 737" 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="189 1423 872 1455" 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 900m ³ /h 吐出圧力 1.25MPa		
既設機器			
SPCUポンプ	容量 250m ³ /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 125m ³ /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			
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。			
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。			
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〕			
SPCUポンプ吐出弁への耐熱ホース接続作業については、準			

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 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CUW系による原子炉除熱 (実現可能性)</p> <p>CUW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(レベル2)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CUW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>CUW系は原子炉圧力容器が水源であり、<u>CUW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、CUW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CUW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CUW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CUW系による原子炉除熱 (実現可能性)</p> <p>CUW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(レベル3)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CUW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>CUW系は原子炉圧力容器が水源であり、<u>CUW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>CUW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CUW系による除熱可能量は事故発生30日後の崩壊熱「約3.9MW」を上回る。</p>	<p>・設備の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉のCUW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CUW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

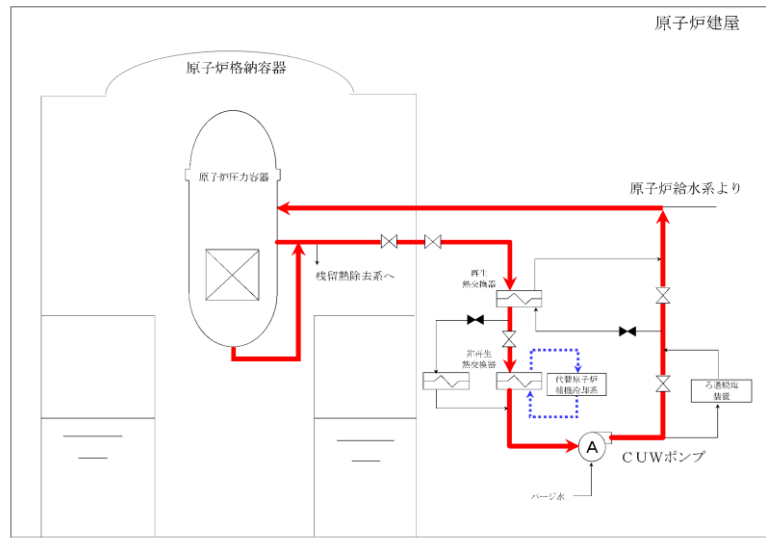


図1 代替原子炉補機冷却系を用いたCUW系による原子炉除熱系統概要図

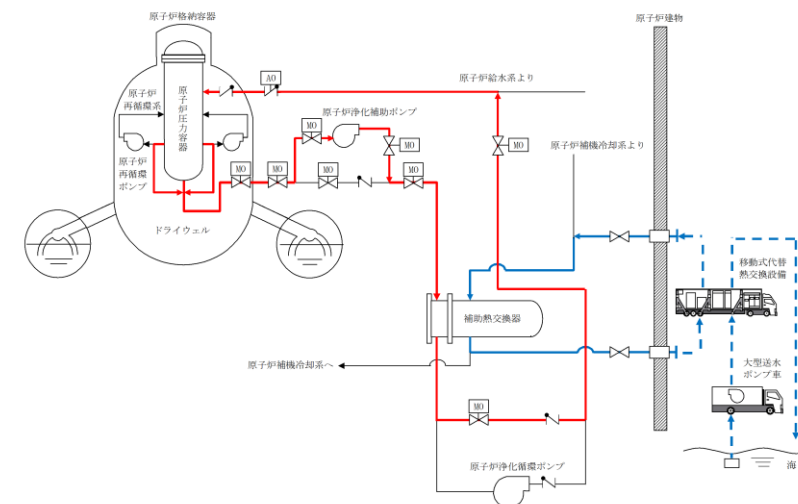


図1 原子炉補機代替冷却系を用いたCUW系による原子炉除熱系統概要図

・設備の相違
【柏崎 6/7】

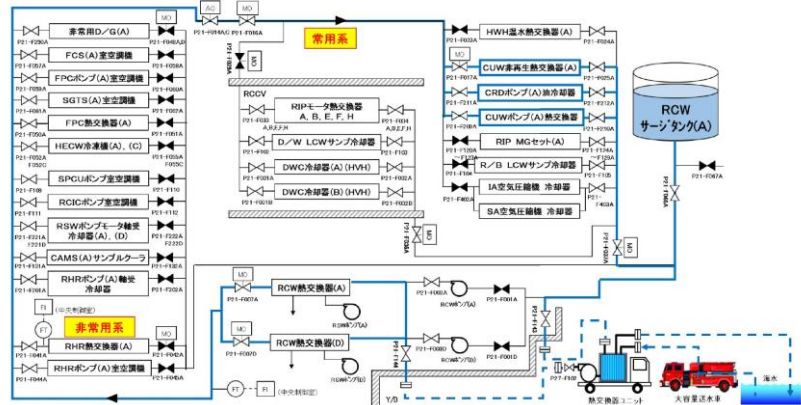


図2 代替原子炉補機冷却系 (CUW除熱ライン) 系統概要図 (7号炉の例)

<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図にて示した同等の除熱効果が得られる。

<系統成立性評価>

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) を除熱できるとし、本章ではその系統成立性評価を示す。評価にあたっては「①CUW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CUW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する。このとき、CUWポンプ流量については基本的に通常運転時と使用条件が変わらないため定格流量は確保可能であり、改めて評価する必要はない。一方で、従来流路として考慮していなかった常用系ラインを通水することとなる代替原子炉補機冷却水ポンプについては流量評価を行い、その流量で代替原子炉補機冷却系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。

①CUW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

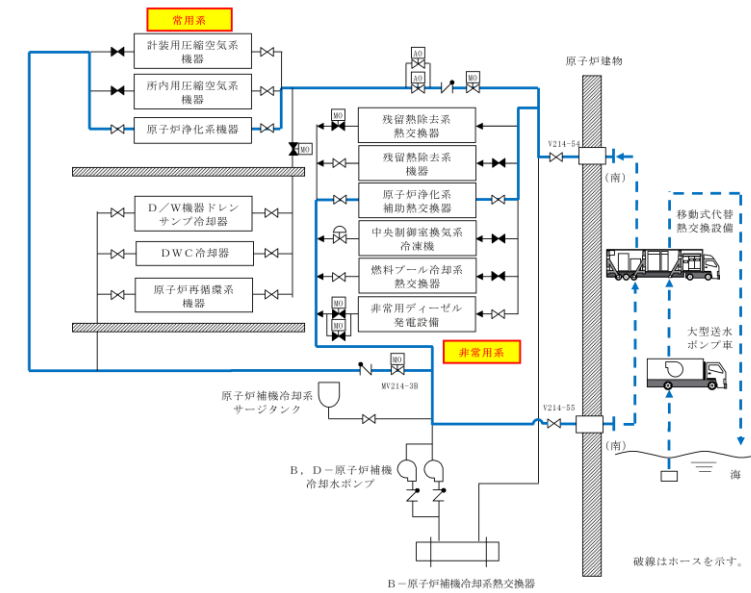


図2 原子炉補機代替冷却系 (CUW除熱ライン) 系統概要図

<効果>

除熱量は事故発生30日後の崩壊熱「約3.9MW」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図にて示した同等の除熱効果が得られる。

<系統成立性評価>

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) を除熱できるとし、本章ではその系統成立性評価を示す。評価にあたっては「①CUW補助ポンプのNPSH(Net Positive Suction Head)評価」で原子炉建屋地下1階に設置されているCUW補助ポンプの必要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する。このとき、CUW補助ポンプについては基本的に通常運転時と使用条件が変わらないため定格流量は確保可能であり、改めて評価する必要はない。一方で、従来流路として考慮していなかった常用系ラインを通水することとなる原子炉補機代替冷却水ポンプについては流量評価を行い、その流量で原子炉補機代替冷却系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。

①CUW補助ポンプの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

- ・設備の相違【柏崎6/7】
- ・設備の相違【柏崎6/7】
- 崩壊熱の相違
- ・設備の相違【柏崎6/7】
- 崩壊熱の相違
- ・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】
- 崩壊熱の相違
- ・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。

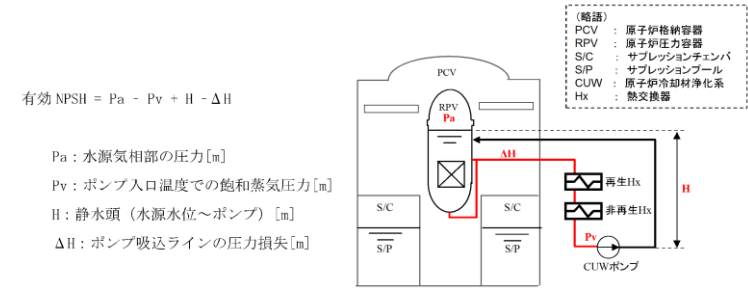


図3 CUW系による原子炉除熱のNPSH 評価

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 °Cに余裕を見て66°C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。

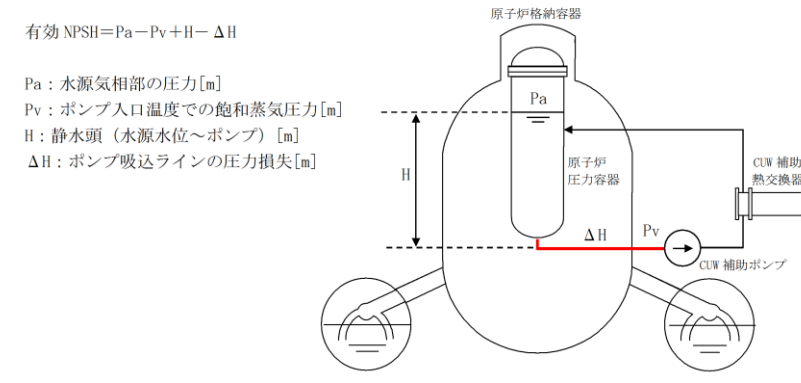


図3 CUW系による原子炉除熱のNPSH評価

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)の水頭圧換算値
Pv CUW補助ポンプ入口温度での飽和蒸気圧(水頭圧換算)	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°C)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 auto;"></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 auto;"></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	

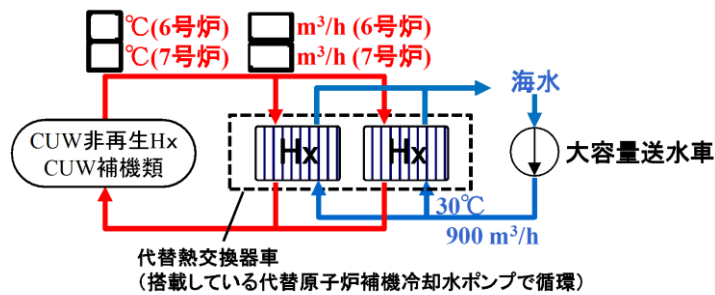


図6 C UW系による原子炉除熱の除熱量評価図

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

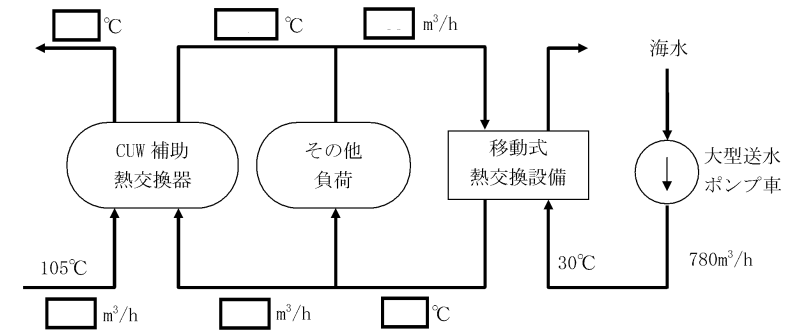


図5 C UW系による原子炉除熱の除熱量評価図

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。

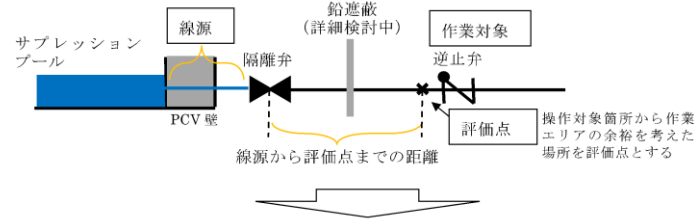
・設備の相違
【柏崎6/7】

・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>	備考																										
<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>

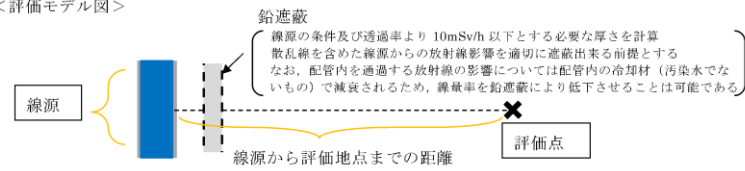


図1 線量評価概念図

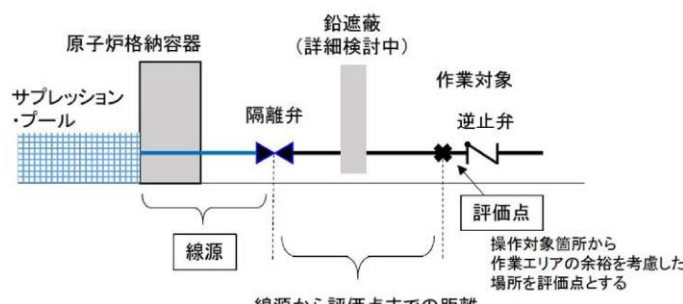
表2 線量率評価条件及び必要な鉛遮蔽体厚さ

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>

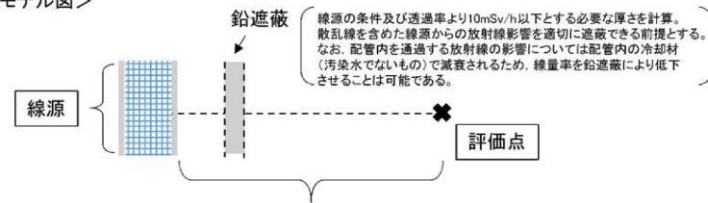


図1 線量評価概念図

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。

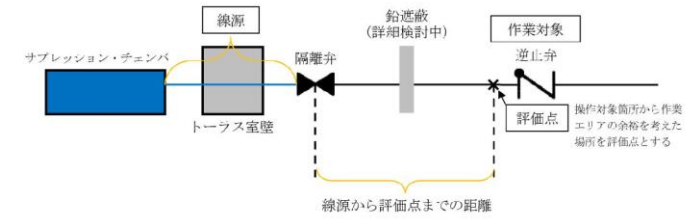
表3 線量率評価条件

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>

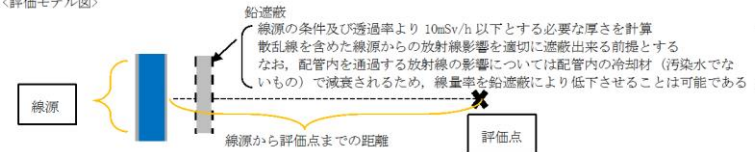


図1 線量評価概念図

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。

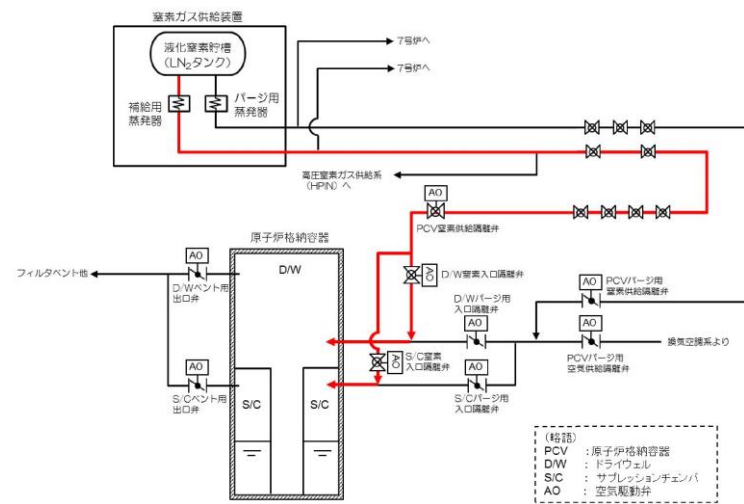


図1 不活性ガス系 系統概要図(6号炉の例)

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(F LSR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。

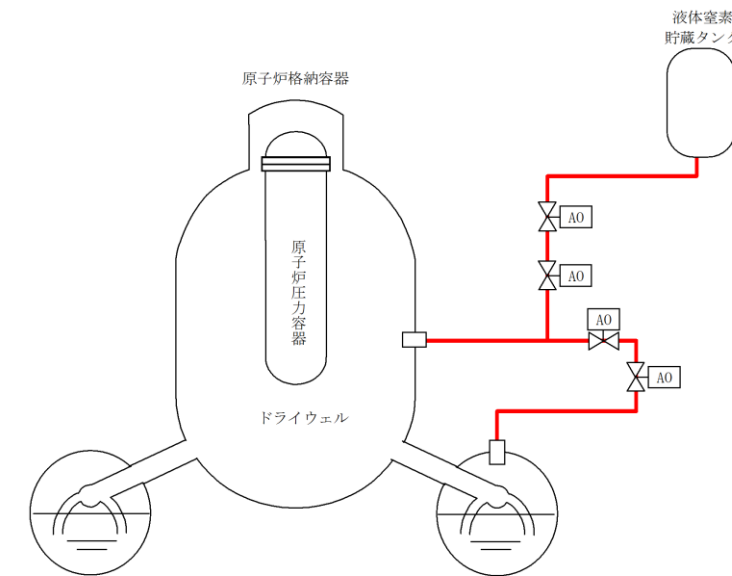


図1 窒素ガス制御系 系統概要図

備考
・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】