

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

まとめ資料比較表 [有効性評価 3.4 水素燃焼]

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	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>3.4 水素燃焼</p> <p>3.4.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策</p> <p>(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態</p> <p>格納容器破損モード「水素燃焼」に至る可能性のあるプラント損傷状態は，確率論的リスク評価の結果からは抽出されない。このため，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「水素燃焼」の観点で評価することが適切と考えられる評価事故シーケンスを選定する。</p> <p>(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方</p> <p>格納容器破損モード「水素燃焼」では，ジルコニウム－水反応，水の放射線分解，金属腐食，熔融炉心・コンクリート相互作用等によって発生する水素ガスによって原子炉格納容器内の水素濃度が上昇し，水の放射線分解によって発生する酸素ガスによって原子炉格納容器内の酸素濃度が上昇する。このため，緩和措置がとられない場合には，ジルコニウム－水反応等によって発生する水素ガスと原子炉格納容器内の酸素ガスが反応することによって激しい燃焼が生じ，原子炉格納容器の破損に至る。</p> <p>したがって，本格納容器破損モードは，窒素ガス置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化によって，原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が可燃領域に至ることを防止することにより，原子炉格納容器の破損を防止する。また，熔融炉心・コンクリート相互作用による水素ガス発生に対しては「3.5 熔融炉心・コンクリート相互作用」のとおり，<u>格納容器下部注水</u>によって水素ガス発生を抑制する。</p>	<p>3.4 水素燃焼</p> <p>3.4.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策</p> <p>(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態</p> <p>格納容器破損モード「水素燃焼」に至る可能性のあるプラント損傷状態は，確率論的リスク評価の結果からは抽出されない。このため，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「水素燃焼」の観点で評価することが適切と考えられる評価事故シーケンスを選定する。</p> <p>(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方</p> <p>格納容器破損モード「水素燃焼」では，ジルコニウム－水反応，水の放射線分解，金属腐食，熔融炉心・コンクリート相互作用等によって発生する水素によって格納容器内の水素濃度が上昇し，水の放射線分解によって発生する酸素によって格納容器内の酸素濃度が上昇する。このため，緩和措置がとられない場合には，ジルコニウム－水反応等によって発生する水素と格納容器内の酸素が反応することによって激しい燃焼が生じ，<u>格納容器</u>の破損に至る。</p> <p>したがって，本格納容器破損モードでは，<u>窒素置換</u>による<u>格納容器内雰囲気</u>の不活性化に加え，<u>可搬型窒素供給装置</u>による<u>格納容器内</u>への窒素注入によって，<u>格納容器内</u>の水素濃度及び酸素濃度が可燃領域に至ることを防止することにより，<u>格納容器</u>の破損を防止する。また，熔融炉心・コンクリート相互作用による<u>水素</u>発生に対しては「3.5 熔融炉心・コンクリート相互作用」のとおり，<u>コリウムシールドの設置及びペDESTAL（ドライウェル部）への注水</u>によって水素発生を抑制する。</p>	<p>3.4 水素燃焼</p> <p>3.4.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策</p> <p>(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態</p> <p>格納容器破損モード「水素燃焼」に至る可能性のあるプラント損傷状態は，確率論的リスク評価の結果からは抽出されない。このため，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「水素燃焼」の観点で評価することが適切と考えられる評価事故シーケンスを選定する。</p> <p>(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方</p> <p>格納容器破損モード「水素燃焼」では，ジルコニウム－水反応，水の放射線分解，金属腐食，熔融炉心・コンクリート相互作用等によって発生する水素ガスによって原子炉格納容器内の水素濃度が上昇し，水の放射線分解によって発生する酸素ガスによって原子炉格納容器内の酸素濃度が上昇する。このため，緩和措置がとられない場合には，ジルコニウム－水反応等によって発生する水素ガスと原子炉格納容器内の酸素ガスが反応することによって激しい燃焼が生じ，<u>原子炉格納容器</u>の破損に至る。</p> <p>したがって，本格納容器破損モードは，<u>窒素ガス置換</u>による<u>原子炉格納容器内雰囲気</u>の不活性化に加え，<u>可搬式窒素供給装置</u>による<u>原子炉格納容器内</u>への窒素注入によって，<u>原子炉格納容器内</u>の水素濃度及び酸素濃度が可燃領域に至ることを防止することにより，<u>原子炉格納容器</u>の破損を防止する。また，熔融炉心・コンクリート相互作用による<u>水素ガス</u>発生に対しては「3.5 熔融炉心・コンクリート相互作用」のとおり，<u>原子炉格納容器下部への注水</u>によって水素ガス発生を抑制する。</p>	<p>備考</p> <p>・運用の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は，可燃領域の到達を防止するために，SA設備である可搬式窒素供給装置による窒素注入を実施することとしている。</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根 2号炉は，熔融炉心のドライウェルサンブへの流出防止のためにコリウムシールドを</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>6号及び7号炉</u>において重大事故が発生した場合、ジルコニウム-水反応によって水素濃度は13vol%※1を大きく上回る。このため、本格納容器破損モードによる原子炉格納容器の破損を防止する上では、水素濃度及び酸素濃度が可燃領域に至ることを防止することが重要であるが、特に酸素濃度が可燃領域に至ることを防止することが重要である。また、水の放射線分解、金属腐食、熔融炉心・コンクリート相互作用等による水素ガス発生の影響は小さい。</p> <p>※1 原子炉格納容器内の水素濃度がドライ条件に換算して13vol%以下又は酸素濃度が5vol%以下であれば爆轟を防止できると判断される。</p> <p>(3) 格納容器破損防止対策</p> <p>格納容器破損モード「水素燃焼」で想定される事故シーケンスに対して、窒素ガス置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化により、水素燃焼による原子炉格納容器の破損を防止する。</p> <p>「3.4.2 格納容器破損防止対策の有効性評価」に示すとおり、格納容器破損モード「水素燃焼」において評価対象とした事故シーケンスは、「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）」のうち、「3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」と同じであることから、格納容器破損防止対策は「3.1.2.1 格納容器破損防止対策」と同じである。</p>	<p>なお、重大事故が発生した場合、ジルコニウム-水反応によって水素濃度は13vol%※（ドライ条件）を大きく上回る。このため、本格納容器破損モードによる格納容器の破損を防止する上では、水素濃度及び酸素濃度が可燃領域に至ることを防止することが重要であるが、特に酸素濃度が可燃領域に至ることを防止することが重要である。また、水の放射線分解、金属腐食、熔融炉心・コンクリート相互作用等による水素発生の影響は小さい。</p> <p>※ <u>格納容器内</u>の水素濃度がドライ条件に換算して13vol%以下又は酸素濃度が5vol%以下であれば爆轟を防止できると判断される。</p> <p>(3) 格納容器破損防止対策</p> <p>格納容器破損モード「水素燃焼」で想定される事故シーケンスに対して、窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化に加え、<u>可搬型窒素供給装置</u>による格納容器内への窒素注入により、水素燃焼による格納容器の破損を防止する。</p> <p>「3.4.2 格納容器破損防止対策の有効性評価」に示すとおり、格納容器破損モード「水素燃焼」において評価対象とした事故シーケンスは、「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）」のうち、「3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」と同じであることから、格納容器破損防止対策は「3.1.2.1 格納容器破損防止対策」と同じである。</p>	<p>なお、<u>2号炉</u>において重大事故が発生した場合、ジルコニウム-水反応によって水素濃度は13vol%※1（ドライ条件）を大きく上回る。このため、本格納容器破損モードによる原子炉格納容器の破損を防止するうえでは、水素濃度及び酸素濃度が可燃領域に至ることを防止することが重要であるが、特に酸素濃度が可燃領域に至ることを防止することが重要である。また、水の放射線分解、金属腐食、熔融炉心・コンクリート相互作用等による水素ガス発生の影響は小さい。</p> <p>※1 <u>原子炉格納容器内</u>の水素濃度がドライ条件に換算して13vol%以下又は酸素濃度が5vol%以下であれば爆轟を防止できると判断される。</p> <p>(3) 格納容器破損防止対策</p> <p>格納容器破損モード「水素燃焼」で想定される事故シーケンスに対して、<u>窒素ガス置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化</u>に加え、<u>可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器内への窒素注入</u>により、水素燃焼による原子炉格納容器の破損を防止する。</p> <p>「3.4.2 格納容器破損防止対策の有効性評価」に示すとおり、格納容器破損モード「水素燃焼」において評価対象とした事故シーケンスは、「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）」のうち、「3.1.2 残留熱代替除去系を使用する場合」と同じであることから、格納容器破損防止対策は「3.1.2.1 格納容器破損防止対策」と同じである。</p>	<p>設置するが、東海第二では、MCC I抑制のためにコリウムシールドを設置し水素発生が抑制されているため記載。</p> <p>・運用の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、可燃領域の到達を防止するために、SA設備である可搬式窒素供給装置による窒素注入を実施することとしている。</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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>3.4.2 格納容器破損防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、酸素濃度が他のプラント損傷状態よりも相対的に高くなる可能性が考えられ、炉心損傷を防止できない事故シーケンスとして抽出されている「<u>大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失</u>」である。</p> <p>この事故シーケンスは、「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）」の評価事故シーケンスと同じであることから、本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは、「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）」のうち、「3.1.2 <u>代替循環冷却系を使用する場合</u>」と同じ評価事故シーケンスとした。また、評価事故シーケンスを「3.1.3 <u>代替循環冷却系を使用しない場合</u>」の評価事故シーケンスとしない理由は、「3.1.3 <u>代替循環冷却系を使用しない場合</u>」では格納容器圧力逃がし装置に期待することで、原子炉格納容器内の気体が排出され、水素ガス及び酸素ガスの絶対量が減少し、水素ガス及び酸素ガスの分圧が低下するとともに、サプレッション・チェンバのプール水の減圧沸騰等によって発生する水蒸気とともに原子炉格納容器外に排出され続けることで、水素ガス及び酸素ガスの分圧並びに水素濃度及び酸素濃度が低く維持され、原子炉格納容器内</p>	<p>3.4.2 格納容器破損防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、酸素濃度が他のプラント損傷状態よりも相対的に高くなる可能性が考えられ、炉心損傷を防止できない事故シーケンスとして抽出されている「<u>大破断 LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗</u>」である。</p> <p><u>なお、本評価事故シーケンスにおいては、電源の復旧、注水機能の確保等、必要となる事故対処設備が多く、格納容器への注水・除熱を実施するまでの対応時間を厳しく評価する観点から、全交流動力電源喪失の重畳を考慮する。</u></p> <p>この事故シーケンスは、「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）」の評価事故シーケンスと同じであることから、本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは、「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）」のうち、「3.1.2 <u>代替循環冷却系を使用する場合</u>」と同じ評価事故シーケンスとした。また、評価事故シーケンスを「3.1.3 <u>代替循環冷却系を使用できない場合</u>」の評価事故シーケンスとしない理由は、「3.1.3 <u>代替循環冷却系を使用できない場合</u>」では格納容器圧力逃がし装置に期待することで、格納容器内の気体が排出され、水素及び酸素の絶対量が減少し、水素及び酸素の分圧が低下するとともに、サプレッション・チェンバのプール水の減圧沸騰等によって発生する水蒸気とともに格納容器外に排出され続けることで、水素及び酸素の分圧並びに水素濃度及び酸素濃度が低く維持され、格納容器内での水素燃焼の可能性が無視できる状態と</p>	<p>3.4.2 格納容器破損防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本格納容器破損モードを評価するうえで選定した評価事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、酸素濃度が他のプラント損傷状態よりも相対的に高くなる可能性が考えられ、炉心損傷を防止できない事故シーケンスとして抽出されている「<u>冷却材喪失（大破断 LOCA）+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失</u>」である。</p> <p>この事故シーケンスは、「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）」の評価事故シーケンスと同じであることから、本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは、「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）」のうち、「3.1.2 <u>残留熱代替除去系を使用する場合</u>」と同じ評価事故シーケンスとした。また、評価事故シーケンスを「3.1.3 <u>残留熱代替除去系を使用しない場合</u>」の評価事故シーケンスとしない理由は、「3.1.3 <u>残留熱代替除去系を使用しない場合</u>」では格納容器フィルタベント系に期待することで、原子炉格納容器内の気体が排出され、水素ガス及び酸素ガスの絶対量が減少し、水素ガス及び酸素ガスの分圧が低下するとともに、サプレッション・チェンバのプール水の減圧沸騰等によって発生する水蒸気とともに原子炉格納容器外に排出され続けることで、水素ガス及び酸素ガスの分圧並びに水素濃度及び酸素濃度が低く維持され、原子</p>	<p>・評価方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉、柏崎6/7は、シーケンス選定段階から全交流動力電源喪失を含めたシーケンスとしているが、東海第二では、シーケンス選定上は全交流動力電源喪失を含めず、有効性評価の条件として全交流動力電源喪失を重畳させている。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>での水素燃焼の可能性が無視できる状態となるためである。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 3. 4. 1)</p> <p>本評価事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、原子炉圧力容器における ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）、炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション、構造材との熱伝達、放射線水分解等による水素ガス・酸素ガス発生、原子炉圧力容器内 FP 挙動、原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、サブプレッション・プール冷却、スプレー冷却、放射線水分解等による水素ガス・酸素ガス発生並びに炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内 FP 挙動が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であり、原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の熱水力モデルを備え、かつ、炉心損傷後のシビアアクシデント特有の熔融炉心挙動に関するモデルを有するシビアアクシデント総合解析コード MAAP により格納容器圧力、格納容器温度、原子炉格納容器内の気相濃度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本評価事故シーケンスは、「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）」のうち、「3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」と同じであることから、有効性評価の条件は「3.1.2.2(2) 有効性評価の条件」と同じである。このほかに、本評価事故シーケンスを評価する上で着目すべき主要な解析条件を第 3.4.1 表に示す。また、主要な解析条件について、本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p>	<p>なるためである。</p> <p>本評価事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流、原子炉圧力容器における ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）、炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション、構造材との熱伝達、放射線水分解等による水素・酸素発生及び原子炉圧力容器内 FP 挙動、格納容器における格納容器各領域間の流動、サブプレッション・プール冷却、スプレー冷却及び放射線水分解等による水素・酸素発生並びに炉心損傷後の格納容器における格納容器内 FP 挙動が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であり、原子炉圧力容器内及び格納容器内の熱水力モデルを備え、かつ、炉心損傷後のシビアアクシデント特有の熔融炉心挙動に関するモデルを有するシビアアクシデント総合解析コード MAAP により格納容器圧力、格納容器雰囲気温度、格納容器内の気相濃度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本評価事故シーケンスは、「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）」のうち、「3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」と同じであることから、有効性評価の条件は「3.1.2.2(2) 有効性評価の条件」と同じである。このほかに、本評価事故シーケンスを評価する上で着目すべき主要な解析条件を第 3.4-1 表に示す。また、主要な解析条件について、本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p>	<p>炉格納容器内での水素燃焼の可能性が無視できる状態となるためである。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 3. 4. 1)</p> <p>本評価事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、原子炉圧力容器における ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）、炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション、構造材との熱伝達、放射線水分解等による水素ガス・酸素ガス発生、原子炉圧力容器内 FP 挙動、原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、サブプレッション・プール冷却、スプレー冷却、放射線水分解等による水素ガス・酸素ガス発生並びに炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内 FP 挙動が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であり、原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の熱水力モデルを備え、かつ、炉心損傷後のシビアアクシデント特有の熔融炉心挙動に関するモデルを有するシビアアクシデント総合解析コード MAAP により格納容器圧力、格納容器温度、原子炉格納容器内の気相濃度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本評価事故シーケンスは、「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）」のうち、「3.1.2 残留熱代替除去系を使用する場合」と同じであることから、有効性評価の条件は「3.1.2.2(2) 有効性評価の条件」と同じである。このほかに、本評価事故シーケンスを評価する上で着目すべき主要な解析条件を第 3.4.2-1 表に示す。また、主要な解析条件について、本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</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>(a) 酸素濃度</p> <p>原子炉格納容器の初期酸素濃度並びに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を考慮することとする。原子炉格納容器の初期酸素濃度は、運転上許容される上限の <u>3.5vol%</u> とする。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 炉心内のジルコニウム-水反応による水素ガス発生量</p> <p>炉心内のジルコニウム-水反応による水素ガス発生量は、解析コード MAAP の評価結果から得られた値を用いた。これは、窒素ガス置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化によって運転中の原子炉格納容器内の酸素濃度が低く管理されていること及び解析コード MAAP の評価結果で水素濃度が 13vol% を超えることを考慮すると、酸素濃度の上昇の観点から厳しいシーケンスとすることが適切と考えたためである。仮に全炉心内のジルコニウム量の 75% が水と反応し、水素ガスが発生した場合、原子炉格納容器内の水素濃度が増加するため、相対的に水の放射線分解で発生する酸素ガスの濃度は低下する。</p>	<p>(a) 酸素濃度</p> <p><u>格納容器</u>の初期酸素濃度、水の放射線分解によって発生する水素及び酸素並びに<u>可搬型窒素供給装置</u>による格納容器内への窒素注入に伴い格納容器内に注入される酸素を考慮することとする。<u>格納容器</u>の初期酸素濃度は、運転上許容される上限の 2.5vol% (ドライ条件) とする。</p> <p>なお、<u>可燃性ガス濃度制御系は、重大事故時の環境下における使用を想定した設備ではないことから、考慮しない。</u></p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 炉心内のジルコニウム-水反応による水素発生量</p> <p>炉心内のジルコニウム-水反応による水素発生量は、解析コード MAAP の評価結果から得られた値を用いた。これは、<u>窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化によって運転中の格納容器内の酸素濃度が低く管理されていること及び解析コード MAAP の評価結果で水素濃度が 13vol% (ドライ条件) を超えることを考慮すると、酸素濃度の上昇の観点から厳しいシーケンスとすることが適切と考えたためである。仮に全炉心内のジルコニウム量の 75% が水と反応し、水素が発生した場合、格納容器内の水素濃度が増加するため、相対的に水の放射線分解で発生する酸素の濃度は低下する。</u></p>	<p>(a) 酸素濃度</p> <p><u>原子炉格納容器</u>の初期酸素濃度、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並びに<u>可搬式窒素供給装置</u>による<u>原子炉格納容器内</u>への窒素注入に伴い注入される酸素を考慮することとする。<u>原子炉格納容器</u>の初期酸素濃度は、運転上許容される上限の <u>2.5vol%</u> (ドライ条件) とする。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 炉心内のジルコニウム-水反応による水素ガス発生量</p> <p>炉心内のジルコニウム-水反応による水素ガス発生量は、解析コード MAAP の評価結果から得られた値を用いた。これは、<u>窒素ガス置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化によって運転中の原子炉格納容器内の酸素濃度が低く管理されていること及び解析コード MAAP の評価結果で水素濃度が 13vol% を超えることを考慮すると、酸素濃度の上昇の観点から厳しいシーケンスとすることが適切と考えたためである。仮に全炉心内のジルコニウム量の 75% が水と反応し、水素ガスが発生した場合、原子炉格納容器内の水素濃度が増加するため、相対的に水の放射線分解で発生する酸素ガスの濃度は低下</u></p>	<p>・運用の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は、水素燃焼防止 (ベント時間遅延) させるため、通常運転時の酸素濃度上限を 2.5vol% としている (現行の保安規定の運転上の制限 4.0vol% を変更し、2.5vol% とする)。</p> <p>・整理方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、重大事故等対処設備でない設備は、有効性評価において使用できないことを前提にしていることから、記載しない。</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>(b) 水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスの発生割合</p> <p>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発生量は、解析コード MAAP で得られる崩壊熱をもとに評価する。ここで、水素ガス及び酸素ガスの発生割合 (G 値 (100eV あたりの分子発生量), 以下「G 値」という。) は、それぞれ 0.06, 0.03 とする。また、原子炉冷却材による放射線エネルギーの吸収割合は、原子炉圧力容器内については、ベータ線、ガンマ線ともに 0.1, 原子炉圧力容器外の核分裂生成物については、ベータ線、ガンマ線ともに 1 とする。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 3.4.2)</p> <p>(c) 金属腐食等による水素ガス発生量</p> <p>原子炉格納容器内の亜鉛の反応や炉内構造物の金属腐食によって発生する水素ガスの発生量は、ジルコニウム-水反応による水素ガス発生量に比べて<u>少なく</u>、また、水素ガスの発生は、原子炉格納容器内の水素濃度を上昇させ、酸素濃度を低下させると考えられることから、金属腐食等による水素ガス発生量は考慮しない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 3.1.2.4, 3.4.5)</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本評価事故シーケンスは、「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)」のうち、「3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」と同じであることから、有効性評</p>	<p>(b) 水の放射線分解による水素及び酸素の発生割合</p> <p>水の放射線分解によって発生する水素及び酸素の発生量は、解析コード MAAP で得られる崩壊熱を基に評価する。ここで、水素及び酸素の発生割合 (G 値 (100eV あたりの分子発生量), 以下「G 値」という。) は、それぞれ 0.06, 0.03 とする。また、原子炉冷却材による放射線エネルギーの吸収割合は、<u>サプレッション・プール内の核分裂生成物については、ベータ線、ガンマ線ともに 1, サプレッション・プール以外に存在する核分裂生成物についてはベータ線、ガンマ線ともに 0.1 とする。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 3.4.1, 3.4.2)</p> <p>(c) 金属腐食等による水素発生量</p> <p>格納容器内の亜鉛等の反応や炉内構造物の金属腐食によって発生する水素の発生量は、ジルコニウム-水反応による水素発生量に比べて<u>少なく</u>、また、水素の発生は、格納容器内の水素濃度を上昇させ、酸素濃度を低下させると考えられることから、金属腐食等による水素発生量は考慮しない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 3.1.2.10)</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本評価事故シーケンスは、「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)」のうち、「3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」と同じであることから、有効性評</p>	<p>する。</p> <p>(b) 水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスの発生割合</p> <p>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発生量は、解析コード MAAP で得られる崩壊熱をもとに評価する。ここで、水素ガス及び酸素ガスの発生割合 (G 値 (100eV あたりの分子発生量), 以下「G 値」という。) は、それぞれ 0.06, 0.03 とする。また、原子炉冷却材による放射線エネルギーの吸収割合は、<u>原子炉圧力容器内については、ベータ線、ガンマ線ともに 0.1, 原子炉圧力容器外の核分裂生成物については、ベータ線、ガンマ線ともに 1 とする。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 3.4.2)</p> <p>(c) 金属腐食等による水素ガス発生量</p> <p>原子炉格納容器内の亜鉛等の反応や炉内構造物の金属腐食によって発生する水素ガスの発生量は、ジルコニウム-水反応による水素ガス発生量に比べて<u>多いが</u>、水素ガスの発生は、原子炉格納容器内の水素濃度を上昇させ、酸素濃度を低下させると考えられることから、金属腐食等による水素ガス発生量は考慮しない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 3.1.2.3)</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本評価事故シーケンスは、「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)」のうち、「3.1.2 残留熱代替除去系を使用する場合」と同じであることから、有効性評</p>	<p>備考</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、添付資料 3.4.2「水の放射線分解の評価について」を踏まえて、原子炉内外で記載を分けている。</p> <p>・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、アルミニウムを含む表現として「等」を付記。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、柏崎 6/7 及び東海第二と比較して、熱出力が小さい等の理由により、水-ジルコニウム反応により発生する水素量が少ないため、金属腐食等により発生する水素量の方が多結果となっている。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>価の結果は「3.1.2.2(4)有効性評価の結果」と同じである。このほかに、本評価事故シーケンスを評価する上で着目すべき評価結果として、格納容器圧力、格納容器温度、ドライウエル及びサプレッション・チェンバの気相濃度（ウェット条件、ドライ条件）の推移を第3.4.1図から第3.4.6図に、事象発生から7日後（168時間後）の酸素濃度を第3.4.2表に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象進展は3.1.2.2(4)a.と同じである。</p> <p>上記の事象進展に伴い、主に炉心の露出から炉心再冠水までの間に、全炉心内のジルコニウム量の約16.6%が水と反応して水素ガスが発生する。また、炉心再冠水に伴い、事象発生から約2.5時間後にジルコニウム-水反応は停止する。発生した水素ガスは原子炉圧力容器内で発生する蒸気とともに、破断口から上部ドライウエルに流入する。また、原子炉圧力容器内及びサプレッション・チェンバ内における核分裂生成物による水の放射線分解により水素ガス及び酸素ガスが発生する。代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱の開始後は、サプレッション・チェンバ内で蒸気の凝縮が進むことに伴い、原子炉格納容器内の酸素濃度が相対的に上昇する。</p>	<p>価の結果は「3.1.2.2(4)有効性評価の結果」と同じである。このほかに、本評価事故シーケンスを評価する上で着目すべき評価結果として、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度、ドライウエル及びサプレッション・チェンバの気相濃度（ウェット条件、ドライ条件）の推移を第3.4-1図から第3.4-10図に、<u>事象発生から7日間における酸素濃度の最高値と到達時間を第3.4-2表に示す。</u></p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象進展は「3.1.2.2(4)a.事象進展」と同じである。</p> <p>上記の事象進展に伴い、主に炉心の露出から炉心再冠水までの間に、全炉心内のジルコニウム量の約10.1%が水と反応して水素が発生する。また、炉心再冠水に伴い、事象発生から約2.7時間後にジルコニウム-水反応は停止する。発生した水素は原子炉圧力容器内で発生する蒸気とともに、破断口からドライウエルに流入する。また、原子炉圧力容器内及び格納容器内における核分裂生成物による水の放射線分解により水素及び酸素が発生する。代替循環冷却系による格納容器除熱の開始後は、サプレッション・チェンバ内で蒸気の凝縮が進むことに伴い、格納容器内の酸素濃度が相対的に上昇する。事象発生から約84時間後に、格納容器内酸素濃度が4.0vol%（ドライ条件）に到達し、<u>可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作を実施することで、格納容器内酸素濃度の上昇が抑制される。なお、可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入は、格納容器圧力が0.31MPa [gage]に到達した時点で停止する。</u></p>	<p>評価の結果は「3.1.2.2(4)有効性評価の結果」と同じである。このほかに、本評価事故シーケンスを評価する上で着目すべき評価結果として、格納容器圧力、格納容器温度、ドライウエル及びサプレッション・チェンバ気相濃度（ウェット条件、ドライ条件）の推移を第3.4.2-1(1)図から第3.4.2-1(6)図に、<u>事象発生から7日後（168時間後）の酸素濃度を第3.4.2-2表に示す。</u></p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象進展は「3.1.2.2(4)a.事象進展」と同じである。</p> <p>上記の事象進展に伴い、主に炉心の露出から炉心再冠水までの間に、全炉心内のジルコニウム量の約7.8%が水と反応して水素ガスが発生する。また、炉心再冠水に伴い、事象発生から約1.8時間後にジルコニウム-水反応は停止する。発生した水素ガスは原子炉圧力容器内で発生する蒸気とともに、破断口からドライウエルに流入する。また、原子炉圧力容器内及びサプレッション・チェンバ内における核分裂生成物による水の放射線分解により水素ガス及び酸素ガスが発生する。残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱の開始後は、<u>ドライウエル内で蒸気の凝縮が進むことに伴い、原子炉格納容器内の酸素濃度が相対的に上昇するが、事象発生から12時間後に、可搬式窒素供給装置を用いた原子炉格納容器内への窒素注入操作を実施することで、原子炉格納容器内酸素濃度の上昇が抑制される。</u></p>	<p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、ドライ条件の酸素濃度について水蒸気が凝縮されるまでの期間で可燃領域を超えることから、最高値ではなく、統一的に7日後の酸素濃度を記載している。</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・運用の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>島根2号炉は、残留熱代替除去系によるドライウエルへの格納容器スプレイによりドライウエルの蒸気が凝縮される。</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、酸素濃度により窒素を注入するのではなく、残留熱代替除去系による原子炉</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉格納容器内の水素濃度は、ウェット条件においても事象発生直後から 13vol%を上回るが、ウェット条件における酸素濃度は、事象発生から 7 日後までの間、<u>原子炉格納容器の初期酸素濃度である 3.5vol%を上回ることなく、酸素ガスの蓄積が最も進む事象発生から 7 日後においても約 3.4vol%であり、可燃限界を下回る。</u></p> <p>ドライ条件では、事象発生の約 5 時間後から約 18 時間後までの間、ドライウェルにおける酸素濃度が可燃限界である 5vol%を上回る。この間、ウェット条件では、LOCA 後のブローダウンによって、ドライウェルに存在する非凝縮性ガスが水蒸気とともにサブプレッション・チェンバに送られ、破断口から供給される水蒸気でドライウェル内が</p>	<p>b. 評価項目等</p> <p><u>格納容器内の水素濃度は、事象発生直後から 13vol% (ドライ条件) を上回るが、酸素濃度は、4.0vol% (ドライ条件) に到達した時点で可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入を行うことによって、酸素濃度の最高値は約 4.0vol% (ドライ条件) にとどまることから、可燃限界を下回る。</u></p>	<p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉格納容器内の水素濃度は、ウェット条件においても事象発生直後から 13vol%を上回るが、ウェット条件における酸素濃度は、事象発生から 7 日後までの間、<u>可燃限界を上回ることなく、酸素ガスの蓄積が最も進む事象発生から 7 日後においても約 1.9vol%であり、可燃限界を下回る。</u></p> <p>ドライ条件では、事象発生の約 4 時間後から約 12 時間後までの間、ドライウェルにおける酸素濃度が可燃限界である 5vol%を上回る。この間、ウェット条件では、LOCA 後のブローダウンによって、ドライウェルに存在する非凝縮性ガスが水蒸気と共にサブプレッション・チェンバに送られ、破断口から供給される水蒸気でドライウェル内が</p>	<p>格納容器除熱実施に合わせ注入することとしている。</p> <ul style="list-style-type: none"> 解析結果の相違 <p>【東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、事象発生から 7 日までににおいて、窒素注入により格納容器圧力が有意に上昇しないことから、窒素注入を停止しない。</p> <ul style="list-style-type: none"> 記載方針の相違 <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は、初期酸素濃度 2.5vol%はドライ条件を設定していることから、ウェット条件の評価結果において、初期酸素濃度との比較を行っていない。</p> <ul style="list-style-type: none"> 評価方針の相違 <p>【東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、ウェット条件による評価も実施しているが、東海第二はドライ条件での評価のみのため、ウェット条件の記載がない。</p> <ul style="list-style-type: none"> 解析結果の相違 <p>【東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、事象初期にドライ条件で酸素濃度が 5vol%を超過している時間帯があるが、</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>満たされるため、ドライウエル内のほぼ100%が水蒸気となっている。そのため、この間のドライ条件でのドライウエル内の気体組成は、ほぼ水の放射線分解によって生じる水素ガス及び酸素ガスの割合となり、そのウェット条件での濃度は1vol%未満(約0.2vol%)である。また、ドライウエル内の非凝縮性ガス(水素ガス、酸素ガス及び窒素ガス)の分圧の和は大気圧よりも低く、0.02MPa [abs]未満(水素及び酸素の分圧の和は0.01MPa[abs]未満)である。この間のサブプレッション・チェンバ内のウェット条件での水蒸気の濃度は約5vol%であり、サブプレッション・チェンバ内の全圧が0.50MPa[abs]以上であることから、非凝縮性ガス(水素ガス、酸素ガス及び窒素ガス)の分圧は少なくとも0.47MPa[abs]以上である。このため、仮にドライウエル内の水蒸気が凝縮してドライウエル内の圧力が低下し、相対的に水素濃度及び酸素濃度が上昇しても、ドライウエル内の水素濃度及び酸素濃度が可燃限界を上回る前に、サブプレッション・チェンバから酸素濃度が5.0vol%未満の気体が流入する。このため、この間においてドライウエルの酸素濃度が現実に可燃限界である5vol%を上回ることはない。事象発生の約18時間後以降は、ドライ条件を仮定しても酸素濃度は5.0vol%未満で推移し、事象発生から7日後の酸素濃度は、ドライウエルにおいて約3.7vol%、サブプレッション・チェンバにおいて約3.9vol%である。したがって、格納容器スプレイの誤動作等により水蒸気量が低下しても、可燃限界である5vol%に達することはない。</p> <p>その後も水素濃度及び酸素濃度を監視し、原子炉格納容器内の水素及び酸素濃度が可燃領域に至る場合については、格納容器ベントによって、その水素濃度及び酸素濃度を低減することで、安定状態を維持できる。</p> <p>また、原子炉格納容器内は、原子炉冷却材の蒸発によって発生する水蒸気で満たされるため、原子炉格納容器内がドライ条件となることは考えにくい。なお、事象発生の168時間後における崩壊熱は約11.6MWであるが、これに相当する水蒸気発生量は約$2.3 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{h}$である。このため、水素燃焼の可能性の有無は、ウェット条件における気相濃度において判断することが妥当であると考えられる。</p>	<p>その後も水素濃度及び酸素濃度を監視し、格納容器内の水素及び酸素濃度が可燃領域に至る場合については、格納容器ベントによって、その水素濃度及び酸素濃度を低減することで、安定状態を維持できる。</p>	<p>満たされるため、ドライウエル内のほぼ100%が水蒸気となっている。そのため、この間のドライ条件でのドライウエル内の気体組成は、ほぼ水の放射線分解によって生じる水素ガス及び酸素ガスの割合となり、そのウェット条件での酸素ガス濃度は1vol%未満(約0.1vol%)である。また、ドライウエル内の非凝縮性ガス(水素ガス、酸素ガス及び窒素ガス)の分圧の和は大気圧よりも低く、0.006MPa[abs]未満(水素及び酸素の分圧の和は0.002MPa[abs]未満)である。この間のサブプレッション・チェンバ内のウェット条件での水蒸気の濃度は約3vol%であり、サブプレッション・チェンバ内の全圧が0.43MPa[abs]以上であることから、非凝縮性ガス(水素ガス、酸素ガス及び窒素ガス)の分圧は少なくとも0.42MPa[abs]以上である。このため、仮にドライウエル内の水蒸気が凝縮してドライウエル内の圧力が低下し、相対的に水素濃度及び酸素濃度が上昇しても、ドライウエル内の水素濃度及び酸素濃度が可燃限界を上回る前に、サブプレッション・チェンバから酸素濃度が5.0vol%未満の気体が流入する。このため、この間においてドライウエルの酸素濃度が現実に可燃限界である5vol%を上回ることはない。事象発生の約12時間後以降は、ドライ条件を仮定しても酸素濃度は5.0vol%未満で推移し、事象発生から7日後の酸素濃度は、ドライウエルにおいて約1.2vol%、サブプレッション・チェンバにおいて約2.8vol%である。したがって、格納容器スプレイの誤動作等により水蒸気量が低下しても、可燃限界である5vol%に達することはない。</p> <p>その後も水素濃度及び酸素濃度を監視し、原子炉格納容器内の水素及び酸素濃度が可燃領域に至る場合については、格納容器ベントによって、その水素濃度及び酸素濃度を低減することで、安定状態を維持できる。</p> <p>また、原子炉格納容器内は、原子炉冷却材の蒸発によって発生する水蒸気で満たされるため、原子炉格納容器内がドライ条件となることは考えにくい。なお、事象発生の168時間後における崩壊熱は約7.27MWであるが、これに相当する水蒸気発生量は約$1.4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{h}$である。このため、水素燃焼の可能性の有無は、ウェット条件における気相濃度において判断することが妥当であると考えられる。</p>	<p>東海第二では超過していないことによる記載の差異。</p> <p>・解析結果の相違 【東海第二】 島根2号炉は、事象初期にドライ条件で酸素濃度が5vol%を超過している時間帯があるが、東海第二では超過して</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>本評価では、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(6)の評価項目について、酸素濃度をパラメータとして対策の有効性を確認した。また、(7)の評価項目について、可燃性ガスの燃焼が生じないことを確認した。(7)の評価項目のうち、可燃性ガスの蓄積による(1)の評価項目への影響については、「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)」のうち、「3.1.2 <u>代替循環冷却系</u>を使用する場合」にて評価項目を満足することを確認している。</p> <p>なお、本評価は選定された評価事故シーケンスに対する、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(6)の評価項目について対策の有効性を評価するものであり、<u>原子炉格納容器下部に溶融炉心が落下しない場合</u>の評価であるが、溶融炉心が<u>原子炉格納容器下部</u>に落下した場合の溶融炉心・コンクリート相互作用による水素ガス発生の影響については、「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」において、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(6)及び(7)の評価項目について対策の有効性を確認できる。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 3.4.3)</p> <p>3.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 本評価事故シーケンスは、「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)」のうち、「3.1.2 <u>代替循環冷却系</u>を使用する場合」と同じであることから、解析コード及び解析条</p>	<p>本評価では、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(6)の評価項目について、酸素濃度をパラメータとして対策の有効性を確認した。また、(7)の評価項目について、可燃性ガスの燃焼が生じないことを確認した。(7)の評価項目のうち、可燃性ガスの蓄積による(1)の評価項目への影響については、「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)」のうち、「3.1.2 <u>代替循環冷却系</u>を使用する場合」にて評価項目を満足することを確認している。</p> <p>なお、本評価は選定された評価事故シーケンスに対する、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(6)の評価項目について対策の有効性を評価するものであり、<u>ペDESTAL(ドライウエル部)に溶融炉心が落下しない場合</u>の評価であるが、溶融炉心が<u>ペDESTAL(ドライウエル部)</u>に落下した場合の<u>水素発生</u>の影響については、「3.2 <u>高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱</u>」において、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(6)及び(7)の評価項目について対策の有効性を確認できる。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 3.4.3)</p> <p>3.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 本評価事故シーケンスは、「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)」のうち、「3.1.2 <u>代替循環冷却系</u>を使用する場合」と同じであることから、解析コード及び解析条</p>	<p>本評価では、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(6)の評価項目について、酸素濃度をパラメータとして対策の有効性を確認した。また、(7)の評価項目について、可燃性ガスの燃焼が生じないことを確認した。(7)の評価項目のうち、可燃性ガスの蓄積による(1)の評価項目への影響については、「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)」のうち、「3.1.2 <u>残留熱代替除去系</u>を使用する場合」にて評価項目を満足することを確認している。</p> <p>なお、本評価は選定された評価事故シーケンスに対する、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(6)の評価項目について対策の有効性を評価するものであり、<u>原子炉格納容器下部に溶融炉心が落下しない場合</u>の評価であるが、溶融炉心が<u>原子炉格納容器下部</u>に落下した場合の<u>溶融炉心・コンクリート相互作用による水素ガス発生</u>の影響については、「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」において、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(6)及び(7)の評価項目について対策の有効性を確認できる。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料3.4.3)</p> <p>3.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 本評価事故シーケンスは、「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)」のうち、「3.1.2 <u>残留熱代替除去系</u>を使用する場合」と同じであることから、解析コード及び解析</p>	<p>いないことによる記載の差異。</p> <p>・記載箇所の相違 【東海第二】 島根2号炉は、MCCIによって発生する水素ガス等の影響を踏まえて「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」において記載をしているが、東海第二では、コリウムシールドを設置したことにより、MCCIによるコンクリート侵食がなく非凝縮性ガスの発生がないため、「3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」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 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>件の不確かさの影響評価は「3.1.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価」と同様である。よって以下では、格納容器破損モード「水素燃焼」を評価する上で着目すべき不確かさの影響評価結果を示す。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本評価事故シーケンスにおける、解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価は、「3.1.2.3(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」と同様である。</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価 a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、「3.1.2.3(2) a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件」と同様であるが、本評価事故シーケンスを評価する上で、事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の酸素濃度は、解析条件の <u>3.5vol%</u> に対して最確条件は約 <u>3vol%</u> 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、初期酸素濃度が低くなるため、本評価事故シーケンスにおける原子炉格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられるが、本評価事故シーケンスにおいては原子炉格納容器内の酸素濃度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>件の不確かさの影響評価は「3.1.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価」と同様である。よって以下では、格納容器破損モード「水素燃焼」を評価する上で着目すべき不確かさの影響評価結果を示す。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本評価事故シーケンスにおける、解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価は、「3.1.2.3(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」と同様である。</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価 a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、「3.1.2.3(2) a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件」と同様であるが、本評価事故シーケンスを評価する上で、事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の酸素濃度は、解析条件の <u>2.5vol%</u> (ドライ条件) に対して最確条件は約 <u>1vol%</u> (ドライ条件) から約 <u>2vol%</u> (ドライ条件) であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、初期酸素濃度が低くなるため、本評価事故シーケンスにおける格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられ、<u>可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作の開始時間は遅くなることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</u></p>	<p>件の不確かさの影響評価は「3.1.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価」と同様である。よって以下では、格納容器破損モード「水素燃焼」を評価する上で着目すべき不確かさの影響評価結果を示す。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本評価事故シーケンスにおける、解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価は、「3.1.2.3(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」と同様である。</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価 a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、「3.1.2.3(2) a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件」と同様であるが、本評価事故シーケンスを評価するうえで、事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の酸素濃度は、解析条件の <u>2.5vol%</u> (ドライ条件) に対して最確条件は約 <u>2.5vol%</u> (ドライ条件) 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、初期酸素濃度が低くなるため、本評価事故シーケンスにおける原子炉格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられるが、本評価事故シーケンスにおいては原子炉格納容器内の酸素濃度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、<u>運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p>	<p>・記載方針の相違 【東海第二】 島根2号炉は、現行の保安規定の運転上の制限 4.0vol% を変更し、2.5vol% とするため、今後の最確条件は実績値を踏まえたものではなく、2.5vol% 以下となることを記載している。</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、酸素濃度により窒素を注入するのではなく、残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱実施に合</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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>事故条件の炉心内のジルコニウム-水反応による水素ガス発生量は、解析条件の全炉心内のジルコニウム量の約 16.6%が水と反応して発生する水素ガス量に対して、最確条件は事象進展に依存するものであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、水素ガス発生量の変動する可能性があるが、本評価事故シーケンスにおいては水素ガス発生量を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>金属腐食等による水素ガス発生量は、最確条件とした場合は、水素ガス発生量が増加するため、本評価事故シーケンスにおける原子炉格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられるが、本評価事故シーケンスにおいては原子炉格納容器内の酸素濃度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>事故条件の水の放射線分解による G 値は、解析条件の水素ガス：0.06、酸素ガス：0.03 に対して最確条件は同じであるが、G 値の不確かさにより水の放射線分解による酸素ガス発生量が大幅に増加する場合、原子炉格納容器内の酸素濃度が可燃領域又は爆轟領域となる可能性がある。その場合には、<u>格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント系（ウェットウェルベント）</u>を使用し、原子炉格納容器内の気体を排出する必要がある。なお、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>に係る運転員等の操作については、</p>	<p>事故条件の炉心内のジルコニウム-水反応による水素発生量は、解析条件の全炉心内のジルコニウム量の約 10.1%が水と反応して発生する水素量に対して、最確条件は事象進展に依存するものであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、水素発生量の変動する可能性があるが、<u>操作手順（可搬型窒素供給装置による格納容器内の窒素注入操作を実施すること）</u>に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の金属腐食等による水素発生量は、最確条件とした場合は、水素発生量が増加し、本評価事故シーケンスにおける格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられ、<u>可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作の開始時間は遅くなることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</u></p> <p>事故条件の水の放射線分解による G 値は、解析条件の水素：0.06、酸素：0.03 に対して最確条件は同じであるが、G 値の不確かさにより水の放射線分解による酸素発生量が大幅に増加する場合、<u>格納容器内の酸素濃度が可燃領域又は爆轟領域となる可能性がある</u>。その場合には、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>を使用し、<u>格納容器内の気体を排出する必要がある</u>。なお、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>に係る運転員等の操作については、「3.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合」において、成立性を確認している。</p>	<p>事故条件の炉心内のジルコニウム-水反応による水素ガス発生量は、解析条件の全炉心内のジルコニウム量の約 7.8%が水と反応して発生する水素ガス量に対して最確条件は事象進展に依存するものであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、水素ガス発生量の変動する可能性があるが、<u>本評価事故シーケンスにおいては水素ガス発生量を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>事故条件の金属腐食等による水素ガス発生量は、最確条件とした場合は、水素ガス発生量が増加するため、本評価事故シーケンスにおける原子炉格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられるが、<u>本評価事故シーケンスにおいては原子炉格納容器内の酸素濃度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>事故条件の水の放射線分解による G 値は、解析条件の水素ガス：0.06、酸素ガス：0.03 に対して最確条件は同じであるが、G 値の不確かさにより水の放射線分解による酸素ガス発生量が大幅に増加する場合、<u>原子炉格納容器内の酸素濃度が可燃領域又は爆轟領域となる可能性がある</u>。その場合には、<u>格納容器フィルタベント系</u>を使用し、<u>原子炉格納容器内の気体を排出する必要がある</u>。なお、<u>格納容器フィルタベント系</u>に係る運転員等の操作については、「3.1.3 残留熱代替除去系を使用しない場合」</p>	<p>わせ注入することとしているため、初期酸素濃度の不確かさによる窒素注入開始時間への影響はない。</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、酸素濃度を基準に窒素を注入しないため、水素ガス発生量の不確かさに伴う酸素濃度の変動による影響はない。</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、酸素濃度を基準に窒素を注入しないため、水素ガス発生量の不確かさに伴う酸素濃度変動の影響はない。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、炉心損傷後に耐圧強化ベント</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>「3.1.3 代替循環冷却系を使用しない場合」において、成立性を確認している。また、<u>耐圧強化ベント系（ウェットウェルベント）を用いる場合は、あらかじめ不活性ガスによる大気開放ラインのパーズを実施するほかはおおむね同様の対応となる。</u></p> <p>(添付資料3.4.4)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の酸素濃度は、解析条件の <u>3.5vol%</u> に対して最確条件は約 <u>3vol%</u> 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、初期酸素濃度が低くなるため、本評価事故シナリオにおける原子炉格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>事故条件の炉心内のジルコニウム-水反応による水素ガス発生量は、解析条件の全炉心内のジルコニウム量の約 <u>16.6%</u> が水と反応して発生する水素ガス量に対して最確条件は事象進展に依存するものであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、水素ガス発生量が変動する可能性がある。炉心内のジルコニウム-水反応による水素ガス発生量は、運転員等操作である <u>低圧代替注水系（常設）</u> による原子炉注水の操作開始時間に依存して変動するが、<u>低圧代替注水系（常設）</u> による原子炉注水の操作開始時間については、「3.1.2.3(2) b. 操作条件」にて解析上の操作開始時間と実態の操作開始時間はほぼ同等と評価しており、炉心内のジルコニウム-水反応による水素ガス発生量に与える影響は小さい。</p> <p>仮に <u>低圧代替注水系（常設）</u> による原子炉注水の操作開始が大幅に早まった場合、<u>第3.4.7 図及び第3.4.8 図</u> に示すとおり、全炉心内のジルコニウム量の約 <u>18.2%</u> が水と反応し、炉心内のジルコニウム-水反応による水素ガス発生量は <u>1 割程度</u> 増加するが、ウェット条件における</p>	<p>(添付資料3.4.4, 3.4.5)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の酸素濃度は、解析条件の <u>2.5vol%</u>（ドライ条件）に対して最確条件は約 <u>1vol%</u>（ドライ条件）から約 <u>2vol%</u>（ドライ条件）であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、初期酸素濃度が低くなるため、本評価事故シナリオにおける格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>事故条件の炉心内のジルコニウム-水反応による水素発生量は、解析条件の全炉心内のジルコニウム量の約 <u>10.1%</u> が水と反応して発生する水素量に対して、最確条件は事象進展に依存するものであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、水素発生量が変動する可能性がある。炉心内のジルコニウム-水反応による水素発生量は、運転員等操作である <u>低圧代替注水系（常設）</u> による原子炉注水の操作開始時間に依存して変動するが、<u>低圧代替注水系（常設）</u> による原子炉注水の操作開始時間については、「3.1.2.3(2) b. 操作条件」にて解析上の操作開始時間と実態の操作開始時間はほぼ同等と評価しており、炉心内のジルコニウム-水反応による水素発生量に与える影響は小さい。</p> <p>仮に <u>低圧代替注水系（常設）</u> による原子炉注水の操作開始が大幅に早まった場合、<u>第3.4-11 図及び第3.4-12 図</u> に示すとおり、全炉心内のジルコニウム量の約 <u>15.3%</u> が水と反応し、炉心内のジルコニウム-水反応による水素発生量は <u>5 割程度</u> 増加するが、<u>酸素濃度が 4.0vol%</u>（ドライ条件）</p>	<p>において、成立性を確認している。</p> <p>(添付資料3.4.4)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の酸素濃度は、解析条件の <u>2.5vol%</u>（ドライ条件）に対して最確条件は約 <u>2.5vol%</u>（ドライ条件）以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、初期酸素濃度が低くなるため、本評価事故シナリオにおける原子炉格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>事故条件の炉心内のジルコニウム-水反応による水素発生量は、解析条件の全炉心内のジルコニウム量の約 <u>7.8%</u> が水と反応して発生する水素ガス量に対して最確条件は事象進展に依存するものであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、水素ガス発生量が変動する可能性がある。炉心内のジルコニウム-水反応による水素ガス発生量は、運転員等操作である <u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u> による原子炉注水の操作開始時間に依存して変動するが、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u> による原子炉注水の操作開始時間については、「3.1.2.3(2)b. 操作条件」にて解析上の操作開始時間と実態の操作開始時間はほぼ同等と評価しており、炉心内のジルコニウム-水反応による水素ガス発生量に与える影響は小さい。</p> <p>仮に <u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u> による原子炉注水の操作開始が早まった場合、<u>第3.4.3-1(1) 図及び第3.4.3-1(2) 図</u> に示すとおり、全炉心内のジルコニウム量の約 <u>11.7%</u> が水と反応し、炉心内のジルコニウム-水反応による水素ガス発生量は <u>5 割程度</u> 増加するが、<u>ウェット条</u></p>	<p>を使用しない。（以降、同様な相違については記載省略）</p> <p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、現行の保安規定の運転上の制限 <u>4.0vol%</u> を変更し、<u>2.5vol%</u> とするため、今後の最確条件は実績値を踏まえたものではなく、<u>2.5vol%</u> 以下となることを記載している。</p> <p>・評価方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、ウェッ</p>

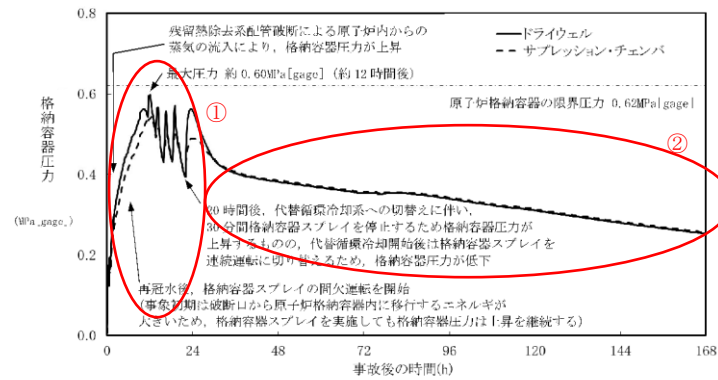
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>酸素濃度は、酸素ガスの蓄積が最も進む事象発生から7日後においても約3.6vol%であり、可燃限界を下回る。また、本評価における酸素濃度と同等の値であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>また、仮に<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水の操作開始が遅れた場合、<u>第3.4.9図及び第3.4.10図</u>に示すとおり、全炉心内のジルコニウム量の約17.1%が水と反応し、炉心内のジルコニウム-水反応による水素ガス発生量は3%程度増加するが、ウェット条件における酸素濃度は、酸素ガスの蓄積が最も進む事象発生から7日後においても約3.9vol%であり、可燃限界を下回る。また、本評価における酸素濃度と同等の値であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>金属腐食等による水素ガス発生量は、最確条件とした場合は、水素ガス発生量が増加するため、本評価事故シナシナシにおける原子炉格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>事故条件の水の放射線分解によるG値は、解析条件の水素ガス：0.06、酸素ガス：0.03に対して最確条件は同じであるが、G値の不確かさにより水の放射線分解による酸素ガス発生量が大幅に増加する場合、原子炉格納容器内の酸素濃度が可燃領域又は爆轟領域となる可能性がある。その場合には、<u>格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント系(ウェットウェルベント)</u>を使用し、原子炉格納容器内の気体を排出することが可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>G値の不確かさにより水の放射線分解による酸素ガス発生量が大幅に増加する場合について、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評価に用いているG値(水素ガス：0.4、酸素ガス：0.2)を使用した</p>	<p><u>に到達した時点で可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内への窒素注入操作を開始するため、酸素濃度の最高値は約4.0vol%(ドライ条件)</u>であり、可燃限界を下回る。また、本評価における酸素濃度と同等の値であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>また、仮に<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水の操作開始が遅れた場合、<u>第3.4-13図及び第3.4-14図</u>に示すとおり、全炉心内のジルコニウム量の約7.6%が水と反応し、炉心内のジルコニウム-水反応による水素発生量は1割程度減少するが、<u>酸素濃度が4.0vol%(ドライ条件)に到達した時点で可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内への窒素注入操作を開始するため、酸素濃度の最高値は約4.0vol%(ドライ条件)</u>であり、可燃限界を下回る。また、本評価における酸素濃度と同等の値であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の金属腐食等による水素発生量は、最確条件とした場合は、<u>水素発生量が増加するため、本評価事故シナシにおける格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</u></p> <p>事故条件の水の放射線分解によるG値は、解析条件の水素：0.06、酸素：0.03に対して最確条件は同じであるが、G値の不確かさにより水の放射線分解による酸素発生量が大幅に増加する場合、<u>格納容器内の酸素濃度が可燃領域又は爆轟領域となる可能性がある。その場合には、格納容器圧力逃がし装置を使用し、格納容器内の気体を排出することが可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</u></p> <p>G値の不確かさにより水の放射線分解による酸素発生量が大幅に増加する場合について、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評価に用いているG値(沸騰状態の場合、水素：0.4、酸素：0.2、非沸騰状態の</p>	<p><u>件における酸素濃度は、酸素ガスの蓄積が最も進む事象発生から7日後においても約1.9vol%であり、可燃限界を下回る。また、本評価における酸素濃度と同等の値であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p>また、仮に<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>による原子炉注水の操作開始が遅れた場合、<u>第3.4.3-1(3)図及び第3.4.3-1(4)図</u>に示すとおり、全炉心内のジルコニウム量の約6.2%が水と反応し、炉心内のジルコニウム-水反応による水素ガス発生量は16%程度減少するが、<u>ウェット条件における酸素濃度は、酸素ガスの蓄積が最も進む事象発生から7日後においても約2.1vol%であり、可燃限界を下回る。また、本評価における酸素濃度と同等の値であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p>事故条件の金属腐食等による水素発生量は、最確条件とした場合は、<u>水素発生量が増加するため、本評価事故シナシにおける原子炉格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</u></p> <p>事故条件の水の放射線分解によるG値は、解析条件の水素ガス：0.06、酸素ガス：0.03に対して最確条件は同じであるが、G値の不確かさにより水の放射線分解による酸素発生量が大幅に増加する場合、<u>原子炉格納容器内の酸素濃度が可燃領域又は爆轟領域となる可能性がある。その場合には、格納容器フィルタベント系を使用し、原子炉格納容器内の気体を排出することが可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</u></p> <p>G値の不確かさにより水の放射線分解による酸素発生量が大幅に増加する場合について、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評価に用いているG値(沸騰状態の場合、水素：0.4、酸素：0.2、非</p>	<p>ト条件により原子炉注水の操作時間の感度を評価しているが、東海第二ではドライ条件で評価している。</p> <p>・評価方針の相違 【東海第二】 島根2号炉は、ウェット条件により原子炉注水の操作時間の感度を評価しているが、東海第二ではドライ条件で評価している。</p> <p>・評価方針の相違</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>感度解析を実施した。</p> <p>第3.4.11図から第3.4.15図に示すとおり、原子炉格納容器内の酸素濃度は、<u>ウェット条件において事象発生から約51時間で5vol%に到達するが、格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント系（ウェットウェルベント）を用いた原子炉格納容器内の気体の排出操作には十分な時間余裕がある。5vol%到達時点で原子炉格納容器内の気体の排出操作を実施すると、水蒸気とともに非凝縮性ガスが原子炉格納容器外に押し出され、また、原子炉格納容器内は、減圧沸騰による原子炉冷却材の蒸発によって発生する水蒸気で満たされるため、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度はほぼ0vol%まで低下する。また、<u>ドライ条件では、ドライウェルの酸素濃度が5vol%を超えるが、これはドライウェルの大部分が継続的に水蒸気で占められるためであり、実際の状況下でドライ条件となり、水素燃焼が発生することはない。</u></u></p>	<p>場合、水素：0.25、酸素：0.125)を使用した感度解析を実施した。</p> <p>第3.4-15図から第3.4-17図に示すとおり、格納容器内の酸素濃度は<u>事象発生から約21時間で4.0vol%（ドライ条件）に到達するため、可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入を開始し、格納容器圧力が0.31MPa[gage]到達により窒素注入を停止する。酸素濃度は再度上昇し、酸素濃度が4.0vol%（ドライ条件）に到達するため窒素注入を再開するが、格納容器圧力が0.465MPa[gage]に到達するため窒素注入を停止する。その後も酸素濃度が上昇することで、格納容器内の酸素濃度は、事象発生から約122時間で4.3vol%（ドライ条件）に到達するが、格納容器圧力逃がし装置を用いた格納容器内の気体の排出操作には十分な時間余裕がある。4.3vol%（ドライ条件）到達時点で格納容器内の気体の排出操作を実施すると、水蒸気とともに非凝縮性ガスが格納容器外に押し出され、また、格納容器内は、減圧沸騰による原子炉冷却材の蒸発によって発生する水蒸気で満たされるため、格納容器内の水素濃度及び酸素濃度はほぼ0vol%（ウェット条件）まで低下する。さらに、<u>可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作により、酸素濃度は低下傾向となり可燃限界である5vol%（ドライ条件）に到達しないため、水素燃焼が発生することはない。</u></u></p>	<p><u>沸騰状態の場合、水素：0.25、酸素：0.125)を使用した感度解析を実施した。</u></p> <p>第3.4.3-1(5)図から第3.4.3-1(9)図に示すとおり、原子炉格納容器内の酸素濃度は、<u>ドライ条件において事象発生から約85時間で4.4vol%に到達するが、格納容器フィルタベント系を用いた原子炉格納容器内の気体の排出操作には十分な時間余裕がある。4.4vol%到達時点で原子炉格納容器内の気体の排出操作を実施すると、水蒸気とともに非凝縮性ガスが原子炉格納容器外に押し出され、また、原子炉格納容器内は、減圧沸騰による原子炉冷却材の蒸発によって発生する水蒸気で満たされるため、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度はほぼ0vol%まで低下することから、水素燃焼が発生することはない。</u></p>	<p>【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 【東海第二】 島根2号炉は、窒素注入を実施し既定の格納容器圧力到達により窒素注入を停止した後の、再度の注入は行わない運用としている。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、ドライ条件の酸素濃度が可燃領域に到達するよりも前に格納容器ベントを実施するため、ドライ条件の酸素濃度は5vol%を超えない。 (ただし、LOCA後のブローダウンに起因して、ドライウェル内のほぼ100%が水蒸気で満たされる期間は除く)</p>

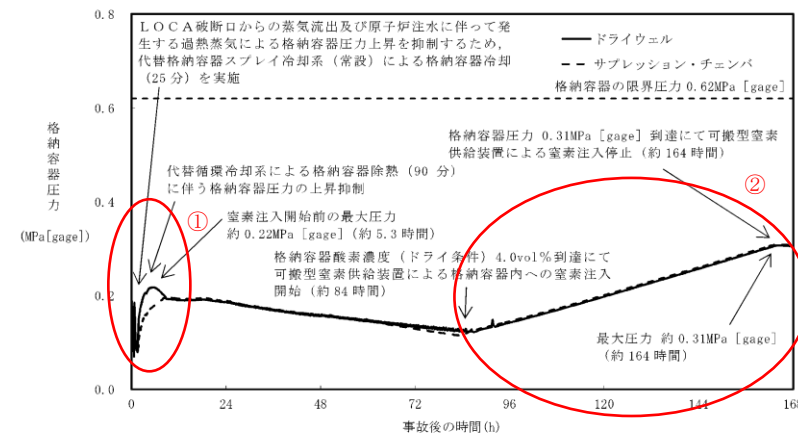
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>ドライ条件とならないことを確認するため、水蒸気の凝縮が過剰に進む場合として、格納容器圧力が最も低下する事象発生から7日後(168時間後)において、残留熱除去系による格納容器スプレイをドライウエルに連続で実施した場合を評価し、原子炉格納容器内の気相濃度の推移を確認した。第3.4.16図から第3.4.18図に示すとおり、格納容器スプレイによる水蒸気の凝縮を考慮しても、格納容器スプレイ開始後約4時間(原子炉格納容器内が負圧となる時間)までは、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が可燃限界に至ることはない。なお、ベント弁を開放している状況下で格納容器スプレイを実施する手順とはしておらず、格納容器スプレイにインターロックによる自動起動はないことから誤動作のおそれはない。運転員の誤操作によって格納容器スプレイを連続で実施しても、原子炉格納容器内が負圧に至るまでは格納容器スプレイ開始から約4時間の時間余裕がある。また、格納容器スプレイの停止操作は中央制御室での簡易な操作であることから、約4時間の時間余裕の間での運転員による格納容器スプレイの停止に期待できる。このため、現実として原子炉格納容器内が負圧になることはなく、したがって原子炉格納容器内がドライ条件になることはない。</u></p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による対応が生じる場合、その対応フローは「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)」のうち、「3.1.3 代替循環冷却系を使用しない場合」と同じであり、格納容器圧力逃がし装置等の操作が必要となる時間は、「3.1.3 代替循環冷却系を使用しない場合」よりも、本感度解析による評価結果の方が遅いことから、水素燃焼を防止する観点での事故対応は十分に可能となる。大気中へのCs-137の総放出量の観点でも、本感度解析による評価結果の方が、事象発生から原子炉格納容器内の気体の排出操作までの時間が長いことから、「3.1.3 代替循環冷却系を使用しない場合」の評価結果である約2.0TBqを超えることはなく、評価項目である100TBqを十分に下回る。</p> <p>(添付資料3.4.1, 3.4.4, 3.4.5)</p>	<p>格納容器圧力逃がし装置による対応が生じる場合、その対応フローは「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)」のうち、「3.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合」と同じであり、格納容器圧力逃がし装置の操作が必要となる時間は、「3.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合」よりも、本感度解析による評価結果の方が遅いことから、水素燃焼を防止する観点での事故対応は十分に可能となる。大気中へのCs-137の総放出量の観点でも、本感度解析による評価結果の方が、事象発生から格納容器内の気体の排出操作までの時間が長いことから、「3.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合」の評価結果である約18TBqを超えることはなく、評価項目である100TBqを十分に下回る。</p> <p>(添付資料3.4.4, 3.4.5, 3.4.6)</p>	<p>格納容器フィルタベント系による対応が生じる場合、その対応フローは「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)」のうち、「3.1.3 残留熱代替除去系を使用しない場合」と同じであり、格納容器フィルタベント系の操作が必要となる時間は、「3.1.3 残留熱代替除去系を使用しない場合」よりも、本感度解析による評価結果の方が遅いことから、水素燃焼を防止する観点での事故対応は十分に可能となる。大気中へのCs-137の総放出量の観点でも、本感度解析による評価結果の方が、事象発生から原子炉格納容器内の気体の排出操作までの時間が長いことから、「3.1.3 残留熱代替除去系を使用しない場合」の評価結果である約4.8TBqを超えることはなく、評価項目である100TBqを十分に下回る。</p>	<p>・運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、ドライ条件の酸素濃度が可燃領域に到達するよりも前に格納容器ベントを実施するため、ドライ条件の酸素濃度は5vol%を超えない。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉 (添付資料3.4.1, 3.4.4, 3.4.5)	備考
<p>b. 操作条件 本評価事故シーケンスにおける操作条件は、「3.1.2.3(2) b. 操作条件」と同様である。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握 本評価事故シーケンスにおける操作時間余裕の把握は「3.1.2.3(3) 操作時間余裕の把握」と同様である。</p> <p>(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>3.4.4 必要な要員及び資源の評価 本評価事故シーケンスは、「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）」のうち、「3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」と同じであることから、必要な要員及び資源の評価は「3.1.2.4 必要な要員及び資源の評価」と同じである。</p> <p>3.4.5 結論 格納容器破損モード「水素燃焼」では、ジルコニウム-水反応等によって発生した水素ガスと、水の放射線分解によって発生した酸素ガスが原子炉格納容器内で反応することによって激しい燃焼が生じ、原子炉格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「水素燃焼」に対する格納容器破損防止対策としては、窒素ガス置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化を実施している。</p>	<p>b. 操作条件 本評価事故シーケンスにおける操作条件は、「3.1.2.3(2) b. 操作条件」と同様である。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握 本評価事故シーケンスにおける操作時間余裕の把握は「3.1.2.3(3) 操作時間余裕の把握」と同様である。</p> <p>(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>3.4.4 必要な要員及び資源の評価 本評価事故シーケンスは、「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）」のうち、「3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」と同じであることから、必要な要員及び資源の評価は「3.1.2.4 必要な要員及び資源の評価」と同じである。</p> <p>3.4.5 結論 格納容器破損モード「水素燃焼」では、ジルコニウム-水反応等によって発生した水素と、水の放射線分解によって発生した酸素が格納容器内で反応することによって激しい燃焼が生じ、格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「水素燃焼」に対する格納容器破損防止対策としては、窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化に加え、可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入手段を整備している。</p>	<p>b. 操作条件 本評価事故シーケンスにおける操作条件は、「3.1.2.3(2)b. 操作条件」と同様である。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握 本評価事故シーケンスにおける操作時間余裕の把握は、「3.1.2.3(3)操作時間余裕の把握」と同様である。</p> <p>(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>3.4.4 必要な要員及び資源の評価 本評価事故シーケンスは、「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）」のうち、「3.1.2 残留熱代替除去系を使用する場合」と同じであることから、必要な要員及び資源の評価は「3.1.2.4 必要な要員及び資源の評価」と同じである。</p> <p>3.4.5 結論 格納容器破損モード「水素燃焼」では、ジルコニウム-水反応等によって発生した水素ガスと、水の放射線分解によって発生した酸素ガスが原子炉格納容器内で反応することによって激しい燃焼が生じ、原子炉格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「水素燃焼」に対する格納容器破損防止対策としては、窒素ガス置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化に加え、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内への窒素注入手段を整備している。</p>	<p>・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、可燃領域の到達を防止するために、SA設備である可搬式窒素供給装置によ</p>

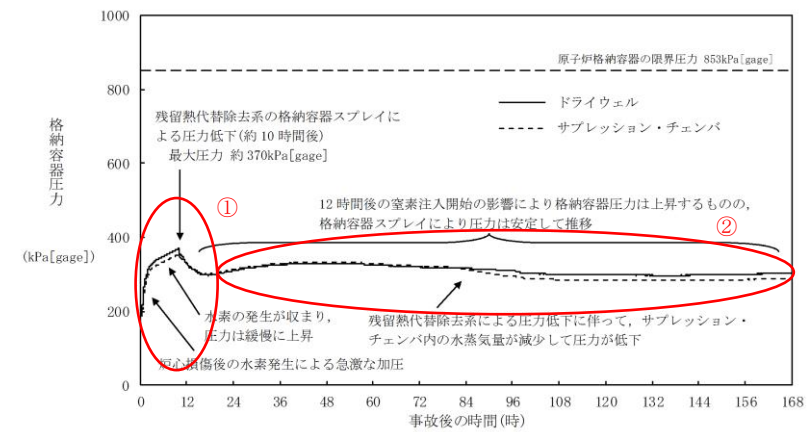
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>格納容器破損モード「水素燃焼」では、酸素濃度が他のプラント損傷状態よりも相対的に高くなる可能性が考えられ、炉心損傷を防止できない事故シーケンスとして抽出されている評価事故シーケンス「<u>大破断LOCA+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失</u>」について、有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、窒素ガス置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化により、酸素濃度が可燃限界である5vol%以下となることから、水素燃焼に至ることはなく、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、窒素ガス置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化等の格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「水素燃焼」に対して有効である。</p>	<p>格納容器破損モード「水素燃焼」では、酸素濃度が他のプラント損傷状態よりも相対的に高くなる可能性が考えられ、炉心損傷を防止できない事故シーケンスとして抽出されている評価事故シーケンス「<u>大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗</u>」について、有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化に加え、<u>可搬型窒素供給装置</u>による格納容器内への窒素注入により、酸素濃度が可燃限界である5vol%（ドライ条件）以下となることから、水素燃焼に至ることはなく、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<u>災害対策要員</u>にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化、<u>可搬型窒素供給装置</u>による格納容器内への窒素注入等の格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「水素燃焼」に対して有効である。</p>	<p>格納容器破損モード「水素燃焼」では、酸素濃度が他のプラント損傷状態よりも相対的に高くなる可能性が考えられ、炉心損傷を防止できない事故シーケンスとして抽出されている評価事故シーケンス「<u>冷却材喪失（大破断LOCA）+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失</u>」について、有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、<u>窒素ガス置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化及び可搬式窒素供給装置を用いた原子炉格納容器内への窒素注入</u>により、酸素濃度が可燃限界である5vol%（ドライ条件）以下となることから、水素燃焼に至ることはなく、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<u>運転員及び緊急時対策要員</u>にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源も供給可能である。</p> <p>以上のことから、窒素ガス置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化及び<u>可搬式窒素供給装置を用いた原子炉格納容器内への窒素注入手段</u>等の格納容器破損防止対策は、評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「水素燃焼」に対して有効である。</p>	<p>る窒素注入を実施することとしている。</p>



第 3.4.1 図 格納容器圧力の推移

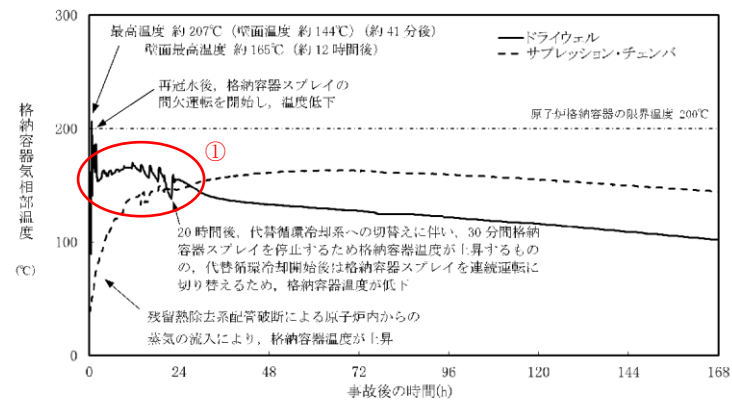


第 3.4-1 図 格納容器圧力の推移

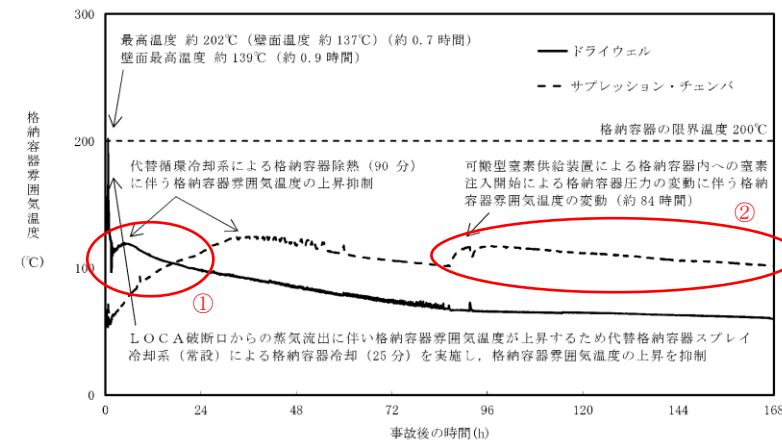


第 3.4.2-1(1) 図 格納容器圧力の推移

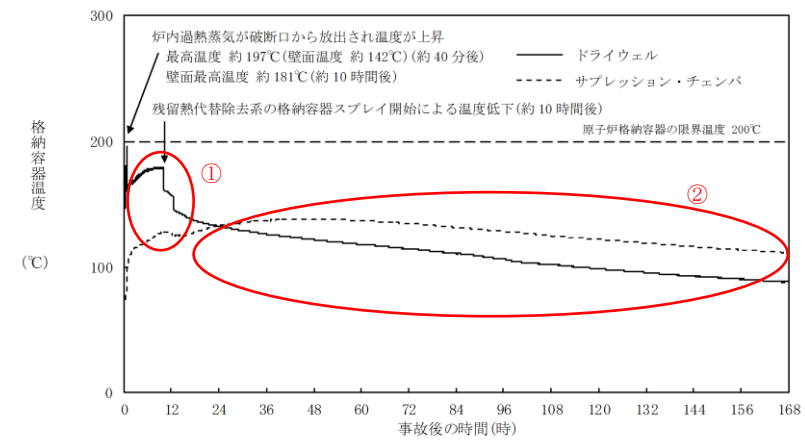
・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
 ①島根 2 号炉は、格納容器スプレイを実施していないが、柏崎 6/7 は原子炉注水と格納容器スプレイを交互に実施することによる挙動の差異。
 ②島根 2 号炉は、残留代替除去系の運転開始後に、窒素を注入していることから、柏崎 6/7 のように格納容器圧力が低下しない。
【東海第二】
 ①島根 2 号炉は、東海第二と比較して残留熱代替除去系の運転開始が遅いため、格納容器圧力が高く推移する。
 ②島根 2 号炉は、東海第二と比較して、注入する窒素の容量が少ないことから、窒素注入開始以降において格納容器圧力が有意に上昇しない。



第 3.4.2 図 格納容器気相温度の推移



第 3.4-2 図 格納容器雰囲気温度の推移

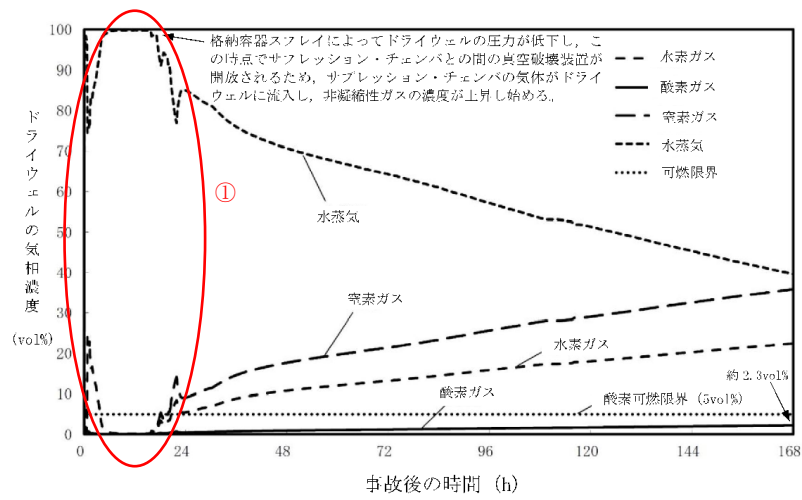


第 3.4.2-1(2)図 格納容器温度の推移

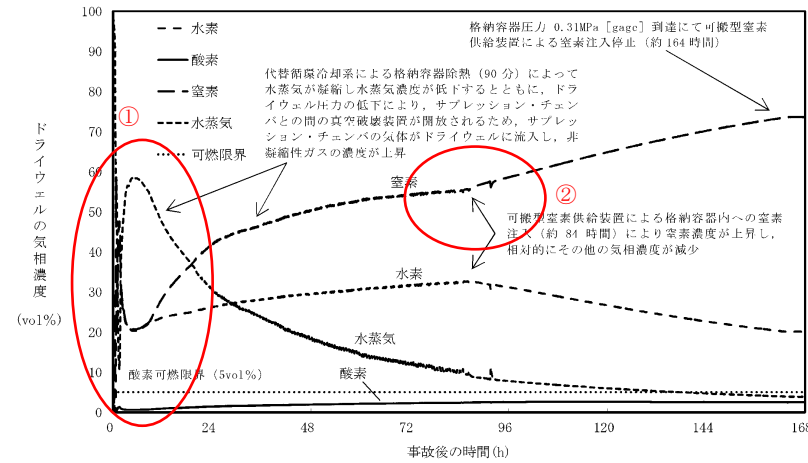
・解析結果の相違

【柏崎 6/7】
 ①島根 2号炉は、格納容器スプレイを実施していないが、柏崎 6/7 は原子炉注水と格納容器スプレイを交互に実施することによる挙動の差異。

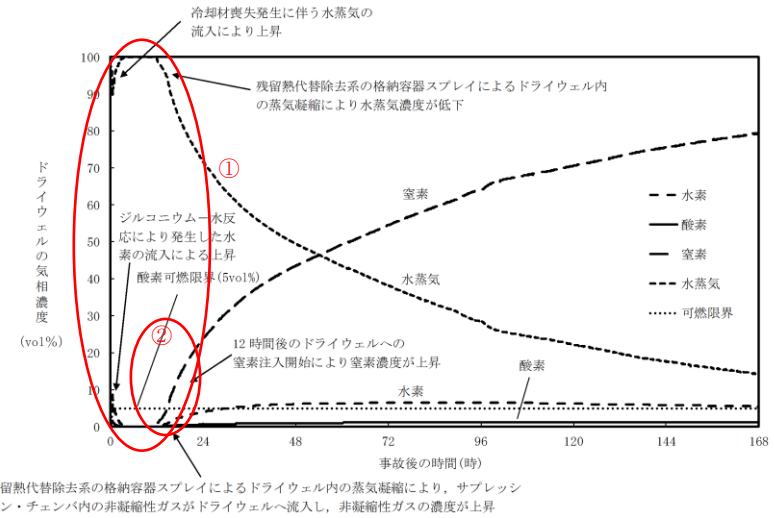
【東海第二】
 ①島根 2号炉は、東海第二と比較して残留熱代替除去系の運転開始が遅いため、格納容器温度が高く推移する。
 ②島根 2号炉は、東海第二と比較して、注入する窒素の容量が少ないことから、窒素注入開始以降において格納容器温度の有意な変動が生じない。



第3.4.3 図 ドライウェルの気相濃度の推移 (ウェット条件)

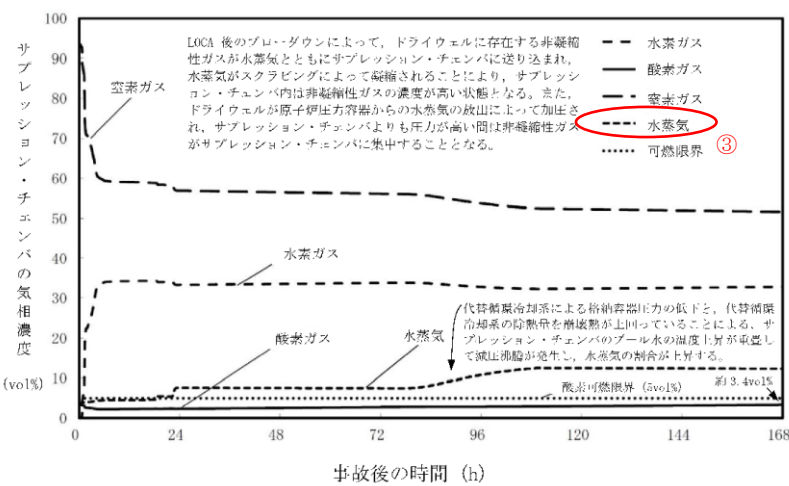


第3.4-3 図 ドライウェルの気相濃度の推移 (ウェット条件)

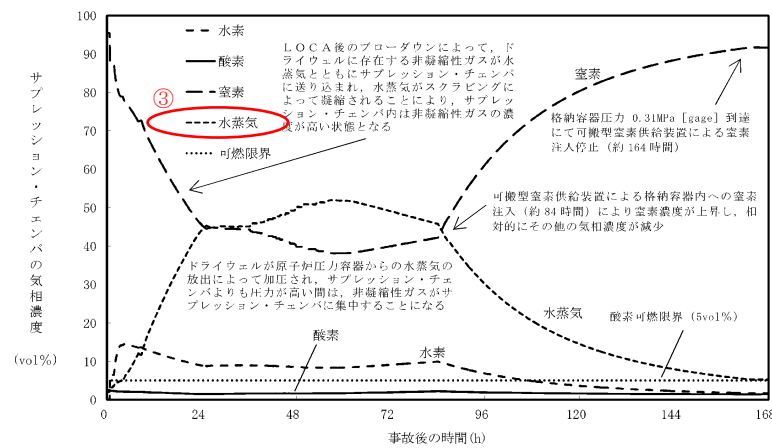


第3.4.2-1(3) 図 ドライウェルの気相濃度の推移 (ウェット条件)

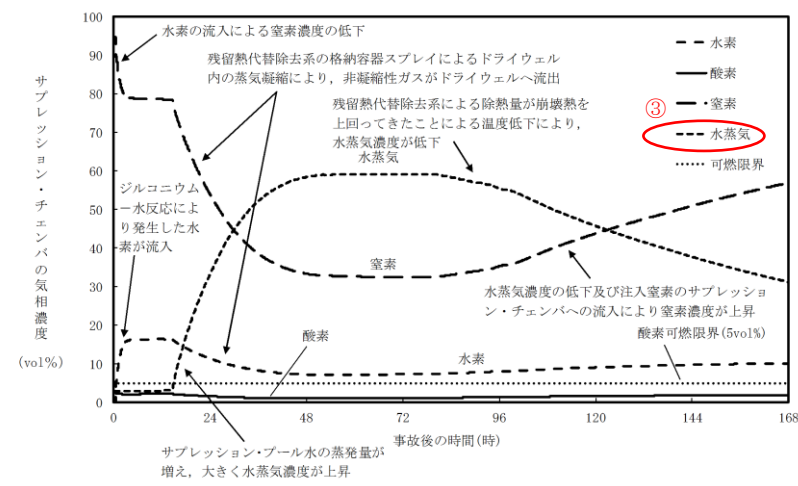
・解析結果の相違
【東海第二】
 ①島根2号炉及び柏崎6/7では、LOCA後のブローダウンにより、ドライウェル内のほぼ100%が水蒸気で満たされた状態となるが、東海第二では、事象初期に代替循環冷却系を用いた格納容器スプレイを実施することにより、水蒸気が凝縮され、水蒸気濃度は100%程度まで上昇しない。
 ②島根2号炉は、残留熱代替除去系の開始に合わせ窒素注入を開始するが、東海第二では、格納容器の酸素濃度(ドライ条件)4vol%到達時に開始するため、窒素濃度の上昇のタイミングが異なる。
【柏崎6/7, 東海第二】
 ③残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱開始後、ドライウェル内の格納容器圧力が低下し、それに伴うサブプレッション・チェンバ圧力の低下による減圧沸騰により水蒸気量が増加する(設備の除熱量や原子炉格納容器除熱開始のタイミング等により3社の挙動はそれぞれ異なる)。



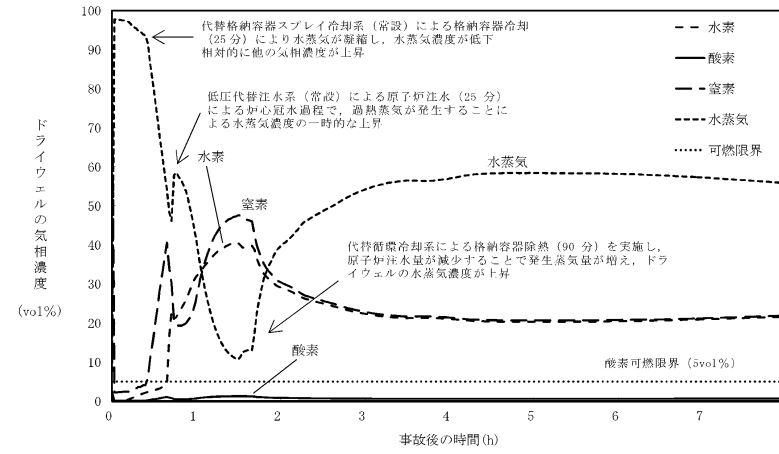
第3.4.4 図 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ウェット条件)



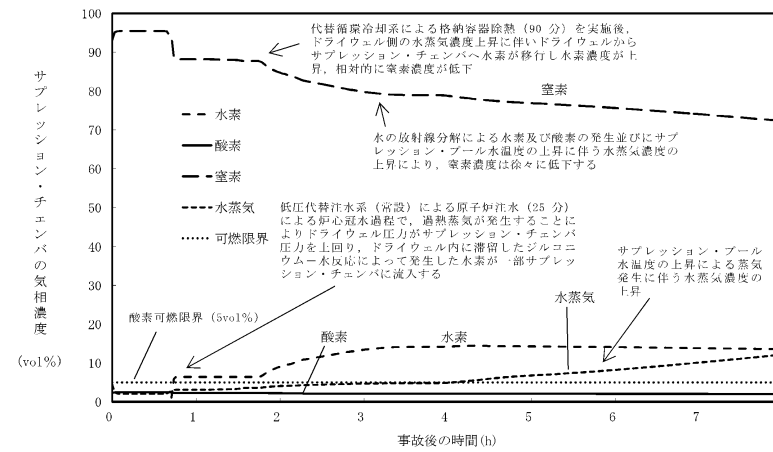
第3.4-4 図 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ウェット条件)



第3.4.2-1(4) 図 サプレッション・チェンバ気相濃度の推移 (ウェット条件)



第 3.4-5 図 ドライウエルの気相濃度の推移
(ウエット条件) (~8 時間)

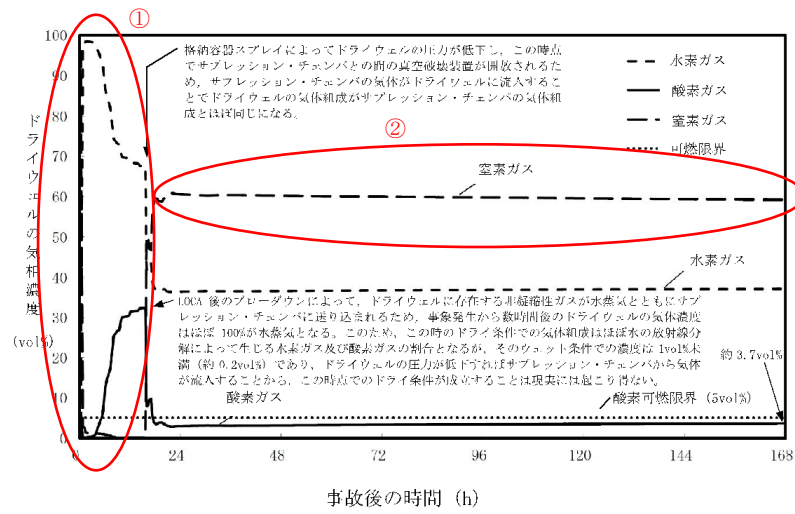


第 3.4-6 図 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移
(ウエット条件) (~8 時間)

・記載方針の相違
【東海第二】
島根 2号炉は, 事象初期に格納容器スプレイの実施による格納容器側のマネジメントは実施しないため, 挙動の移り変わりが少ないことから, ドライウエルの気相濃度 (ウエット条件) の短時間グラフは記載していない。

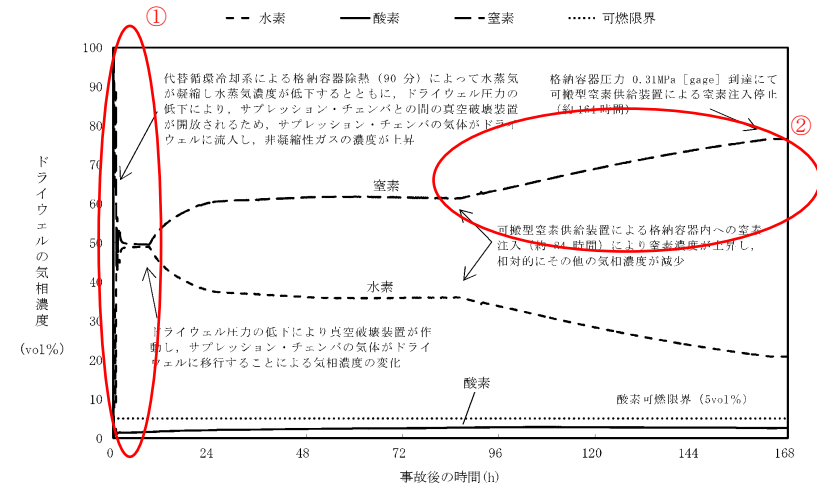
・記載方針の相違
【東海第二】
島根 2号炉は, 事象初期に格納容器スプレイの実施による格納容器側のマネジメントは実施しないため, 挙動の移り変わりが少ないことから, サプレッション・チェンバの気相濃度 (ウエット条件) の短時間グラフは記載していない。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)



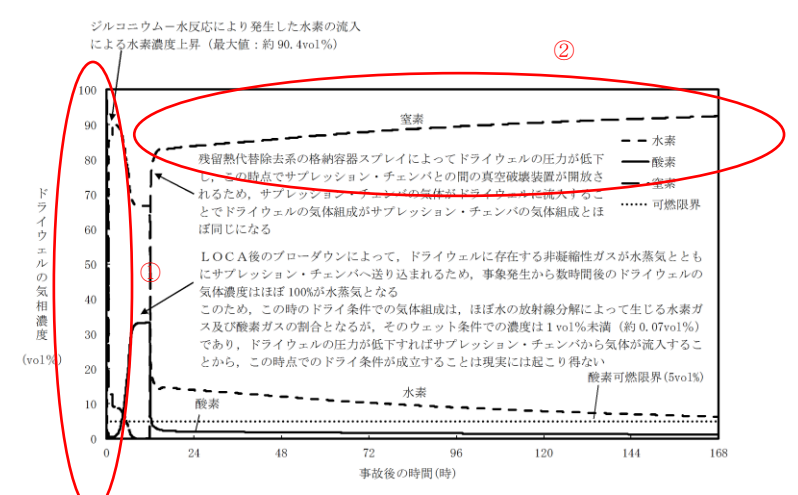
第 3.4.5 図 ドライウエルの気相濃度の推移 (ドライ条件)

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)



第 3.4-7 図 ドライウエルの気相濃度の推移 (ドライ条件)

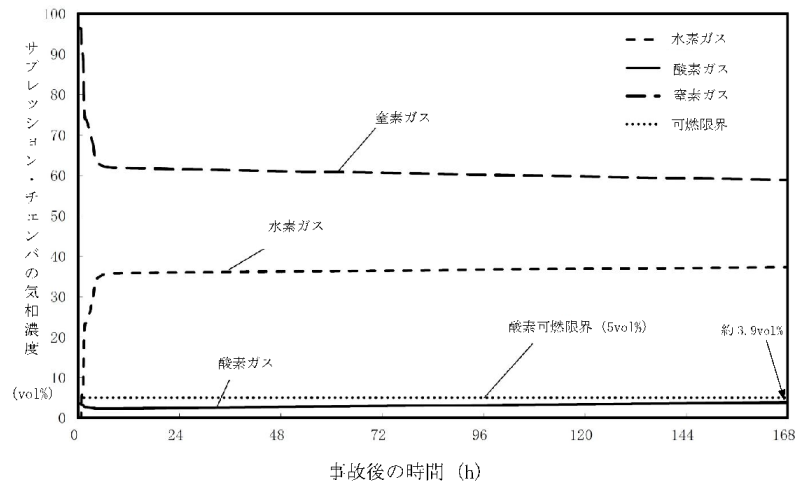
島根原子力発電所 2号炉



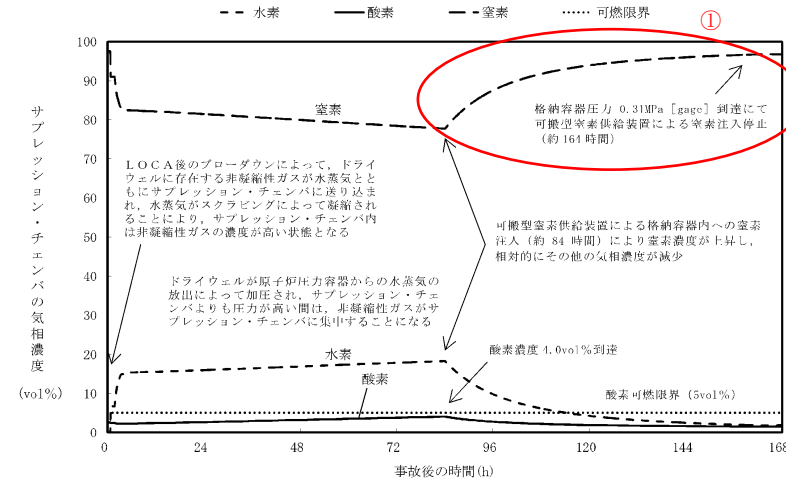
第 3.4.2-1(5) 図 ドライウエルの気相濃度の推移 (ドライ条件)

備考

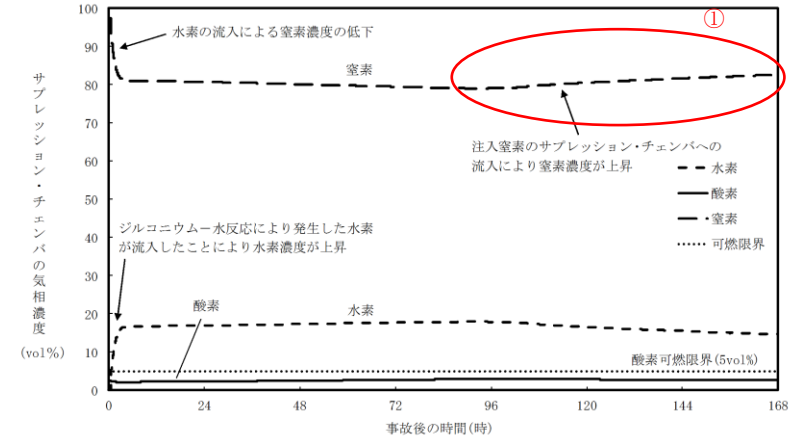
・解析結果の相違
【東海第二】
 ①島根 2号炉は、LOCA後のブローダウンにより、ドライウエル内のほぼ 100%が水蒸気で満たされた状態となることにより、可燃性ガスの濃度 (ドライ条件) が相対的に高くなるが、東海第二では、事象初期に代替循環冷却系を用いた格納容器スプレイを実施することにより、水蒸気濃度は 100%程度まで上昇しないため、これに伴う可燃性ガスの濃度 (ドライ条件) の有意な上昇はない。
【柏崎 6/7】
 ②島根 2号炉は、可燃性ガス濃度抑制のため、原子炉格納容器内に窒素を注入することから、窒素の濃度が上昇する。



第3.4.6 図 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ドライ条件)

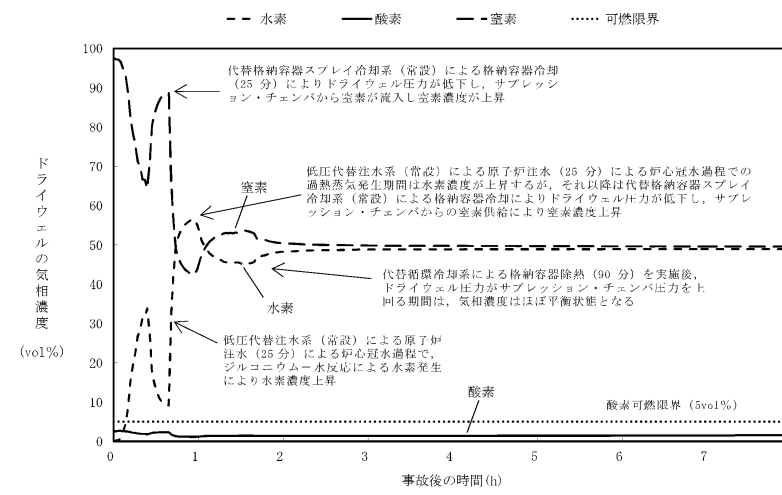


第3.4-8 図 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ドライ条件)



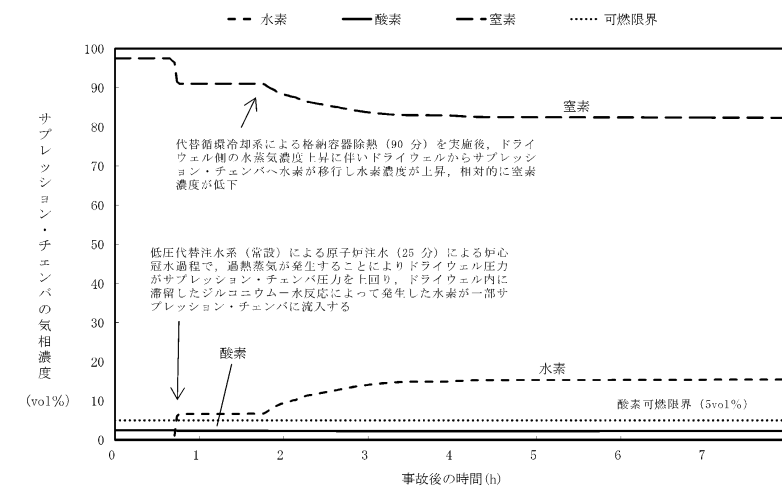
第3.4.2-1(6) 図 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ドライ条件)

・解析結果の相違
【東海第二】
 ①島根2号炉は、窒素の注入はドライウェル側のみであるため、ドライウェルへの窒素注入開始(事象発生から12時間)後に、当初サプレッション・チェンバの窒素濃度は上昇しないが、残留熱代替除去系による格納容器の除熱量が崩壊熱を上回った時点で、サプレッション・プールからの蒸発が減少して、サプレッション・チェンバの圧力がドライウェルの圧力を下回ることにより、ドライウェルに注入した窒素がサプレッション・チェンバに流入し、サプレッション・チェンバの窒素濃度が上昇する。一方で東海第二では、サプレッション・チェンバへも窒素を注入しているため、窒素注入開始以降、窒素の濃度が上昇している。



第3.4-9 図 ドライウエルの気相濃度の推移 (ドライ条件)

(~8 時間)



第3.4-10 図 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移

(ドライ条件) (~8 時間)

・記載方針の相違

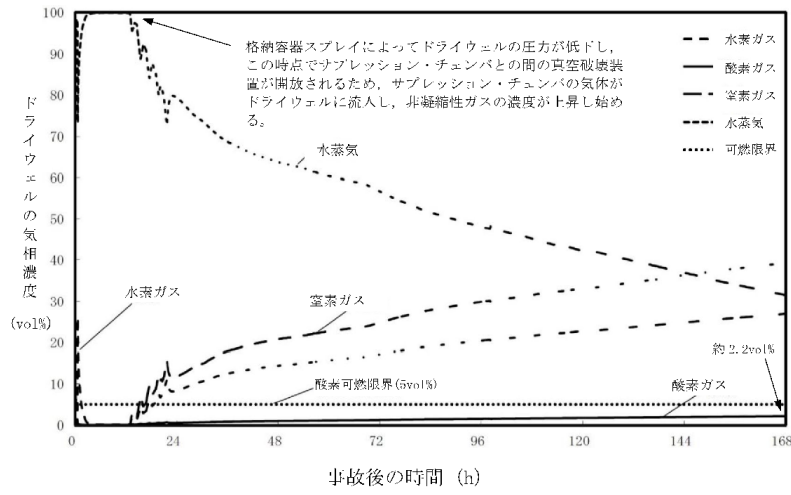
【東海第二】

島根2号炉は、事象初期に格納容器スプレイの実施による原子炉格納容器側のマネジメントは実施しないため、挙動の移り変わりが少ないことから、ドライウエルの気相濃度(ドライ条件)の短時間グラフは記載していない。

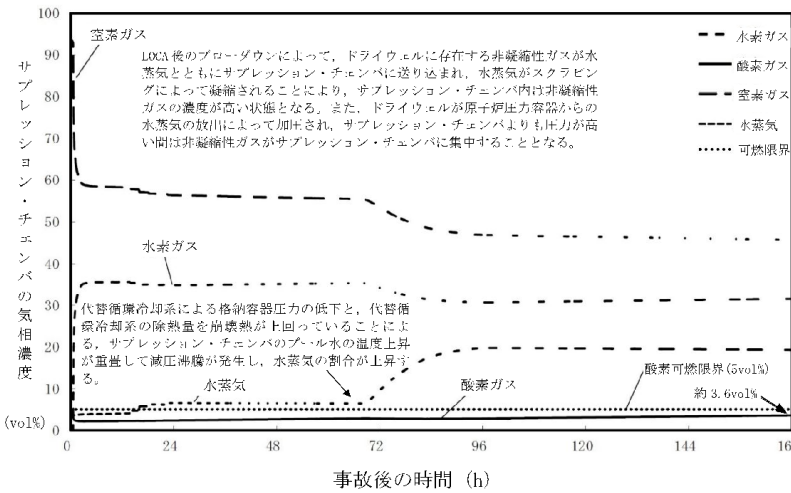
・記載方針の相違

【東海第二】

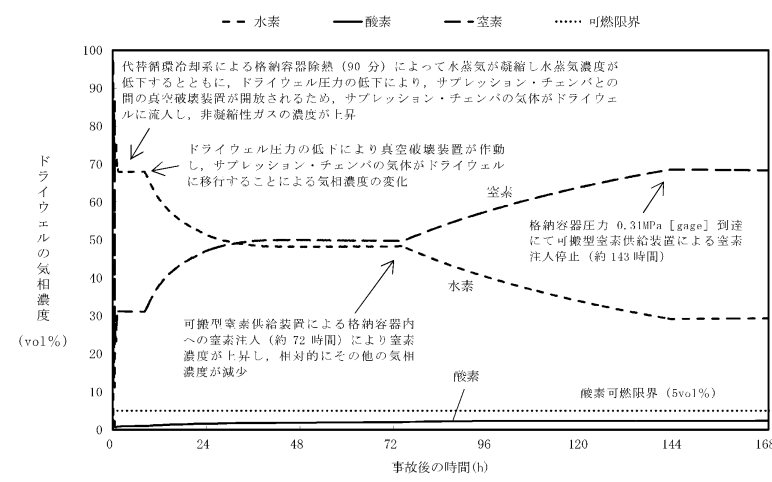
島根2号炉は、事象初期に格納容器スプレイの実施による原子炉格納容器側のマネジメントは実施しないため、挙動の移り変わりが少ないことから、サプレッション・チェンバの気相濃度(ドライ条件)の短時間グラフは記載していない。



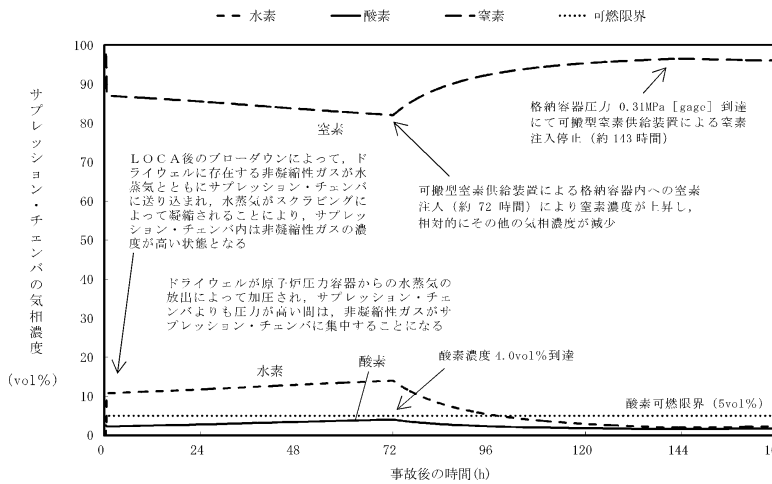
第 3.4.7 図 事象発生から 30 分後に注水を開始した場合のドライウエルの気相濃度の推移 (ウェット条件)



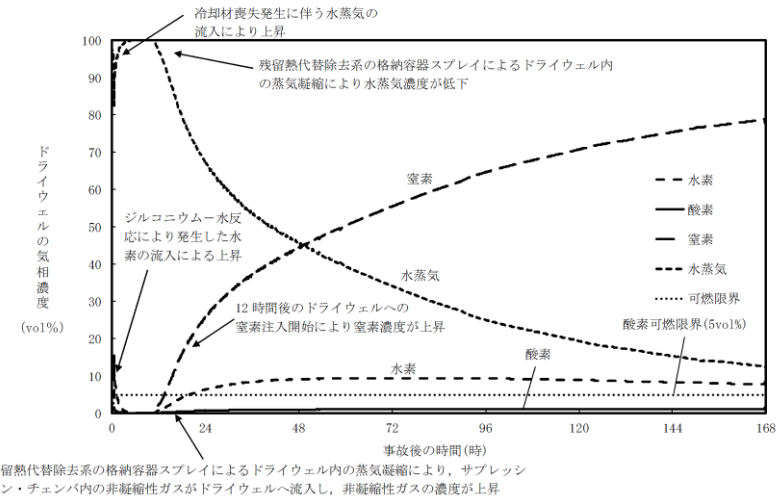
第 3.4.8 図 事象発生から 30 分後に注水を開始した場合のサブプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ウェット条件)



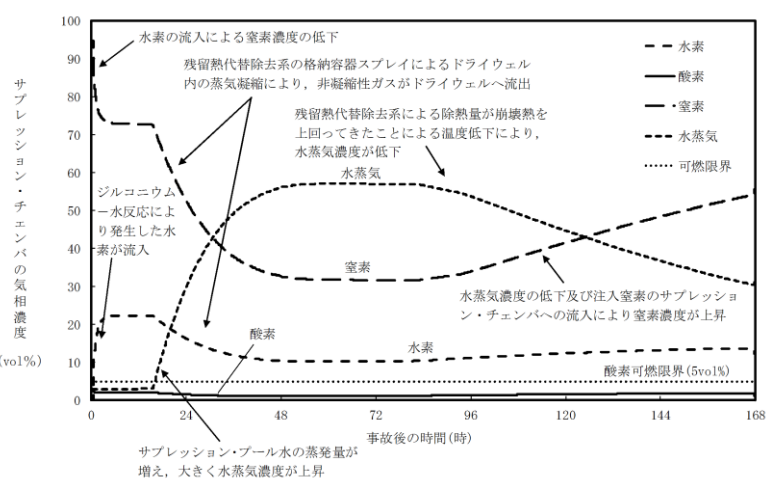
第 3.4-11 図 事象発生から 15 分後に原子炉注水を開始した場合のドライウエルの気相濃度の推移 (ドライ条件)



第 3.4-12 図 事象発生から 15 分後に原子炉注水を開始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 (ドライ条件)

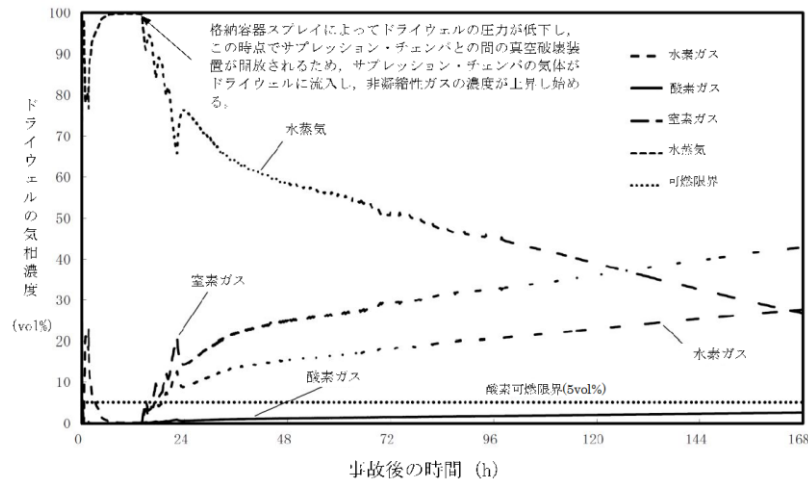


第 3.4.3-1(1) 図 事象発生から 25 分後に注水を開始した場合のドライウエルの気相濃度の推移 (ウェット条件)

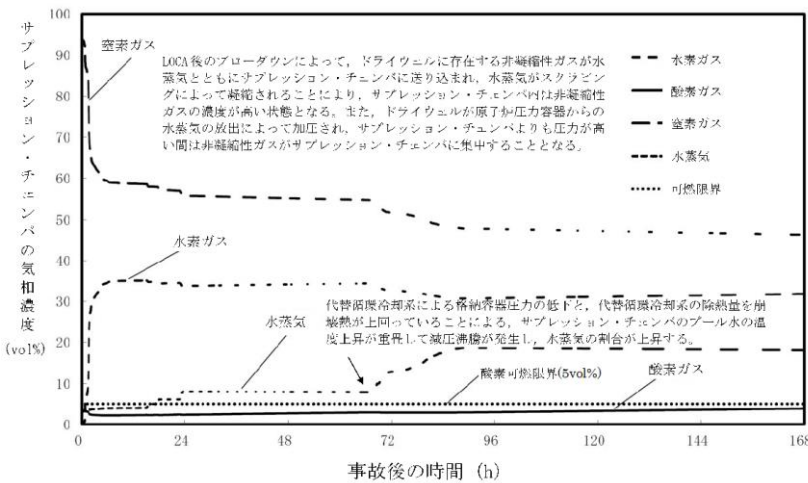


第 3.4.3-1(2) 図 事象発生から 25 分後に注水を開始した場合のサブプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ウェット条件)

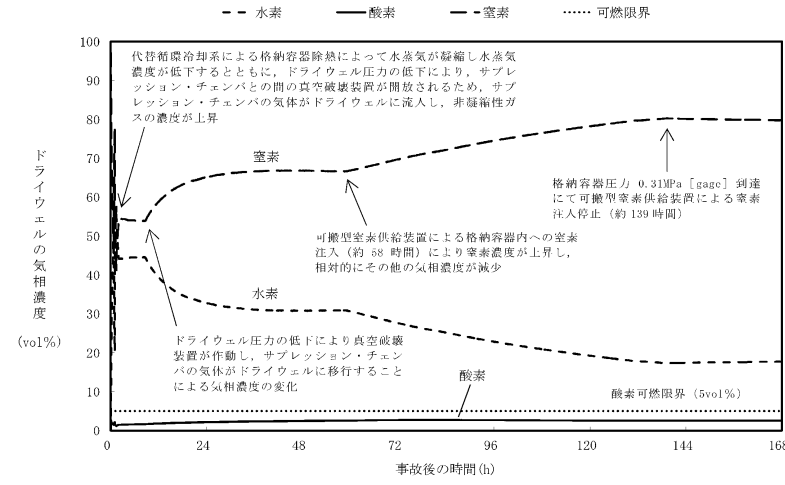
・解析条件の相違
【東海第二】
 島根 2号炉は、ウェット条件により原子炉注水操作の感度を評価しているが、東海第二はドライ条件で評価している。
 (・挙動の差異はベースケースと同様。)



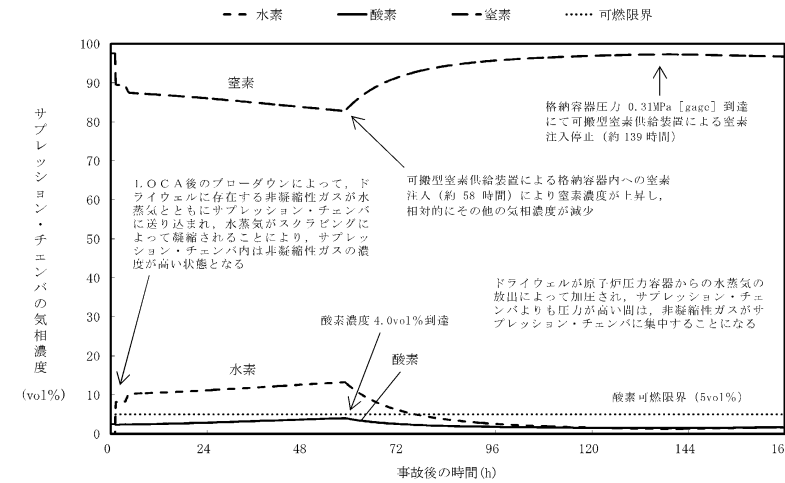
第 3.4.9 図 事象発生から 90 分後に注水を開始した場合のドライウエルの気相濃度の推移 (ウェット条件)



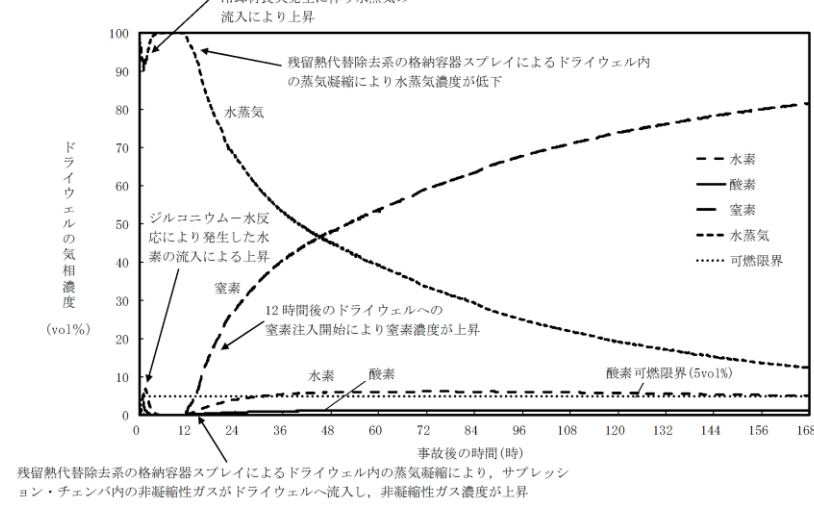
第 3.4.10 図 事象発生から 90 分後に注水を開始した場合のサブプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ウェット条件)



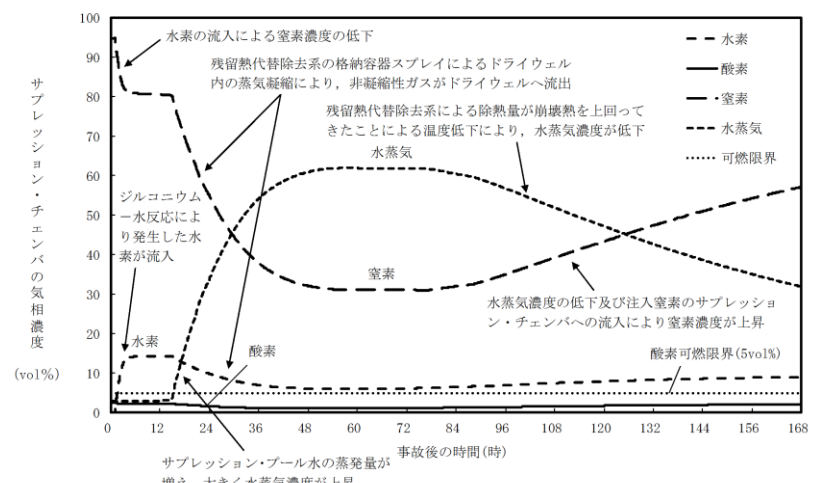
第 3.4-13 図 事象発生から 50 分後に原子炉注水を開始した場合のドライウエルの気相濃度の推移 (ドライ条件)



第 3.4-14 図 事象発生から 50 分後に原子炉注水を開始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 (ドライ条件)

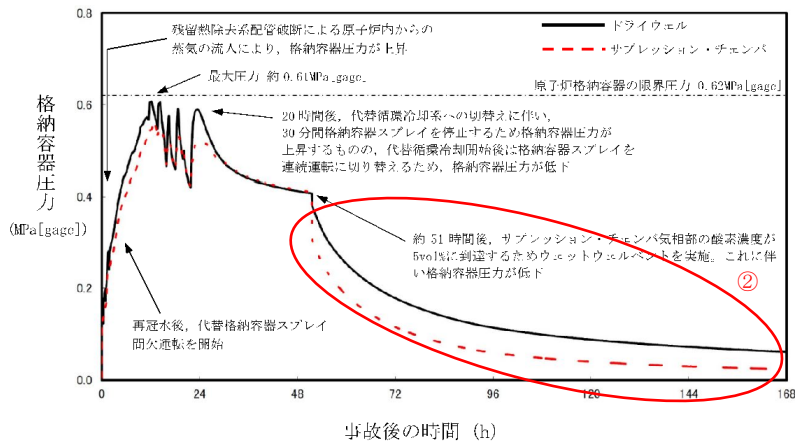


第 3.4.3-1(3) 図 事象発生から 60 分後に注水を開始した場合のドライウエルの気相濃度の推移 (ウェット条件)

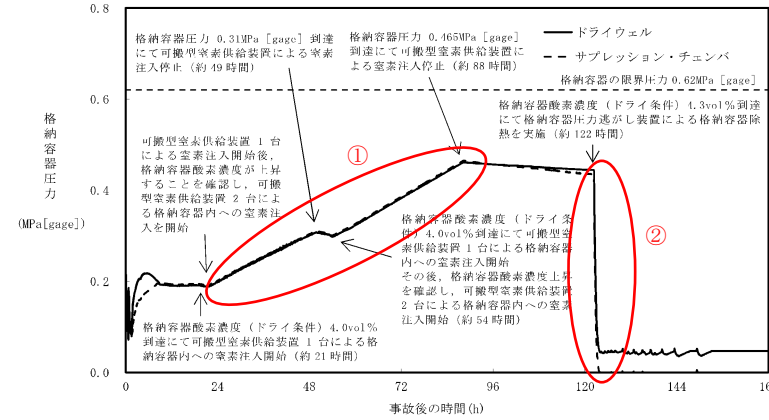


第 3.4.3-1(4) 図 事象発生から 60 分後に注水を開始した場合のサブプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ウェット条件)

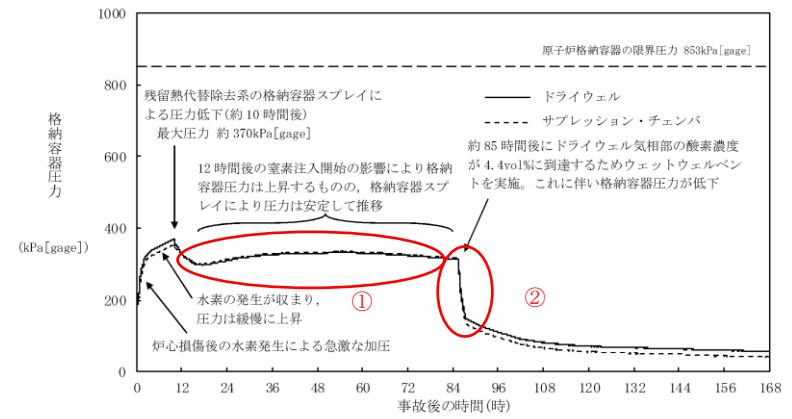
・解析条件の相違
【東海第二】
島根 2号炉は、ウェット条件により原子炉注水操作の感度を評価しているが、東海第二はドライ条件で評価している。
(・挙動の差異はベースケースと同様。)



第 3.4.11 図 G 値を設計基準事故ベースとした場合の格納容器圧力の推移※



第 3.4-15 図 G 値を設計基準事故ベースとした場合の格納容器圧力の推移



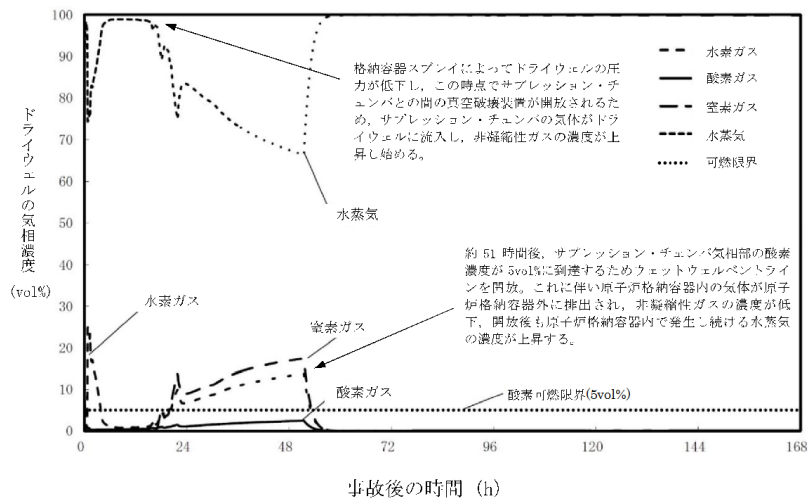
第 3.4.3-1(5) 図 G 値を設計基準事故ベースとした場合の格納容器圧力の推移

※ 本評価では事象初期の崩壊熱をより詳細に評価し、水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガス発生量に反映している。このため、事故後約 51 時間後までの格納容器圧力の推移は、「3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」の第 3.1.2.11 図及び第 3.4.1 図に示す格納容器圧力の推移とおおむね同じであるものの、完全には一致しない。

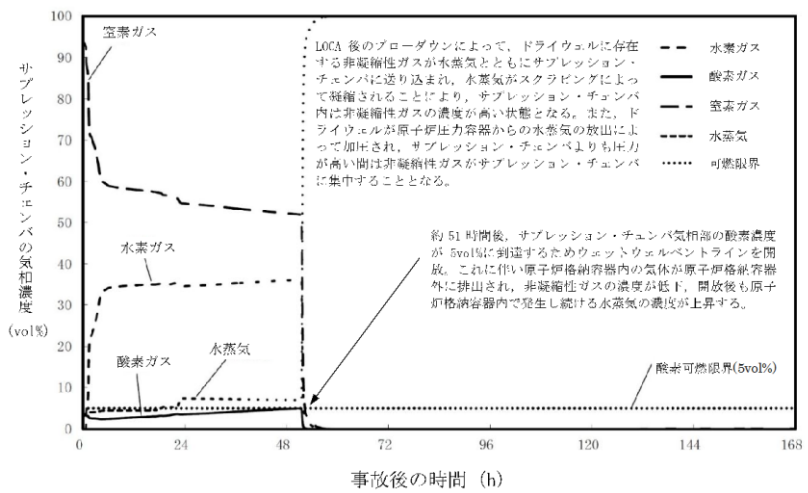
・解析結果の相違
【東海第二】
①島根 2 号炉は、東海第二と同様に可燃性ガス濃度の上昇抑制を目的に原子炉格納容器内に窒素を注入しているが、注入する窒素の容量が東海第二より小さいことから、格納容器圧力の有意な上昇はない。

(②酸素濃度を基準とした格納容器ベントの実施により格納容器圧力が低下しており、3 プラントとも同様の挙動。)

・解析条件の相違
【柏崎 6/7】
島根 2 号炉は、G 値を設計基準事故ベースとした場合についても、ベース解析と同じ条件で実施している。

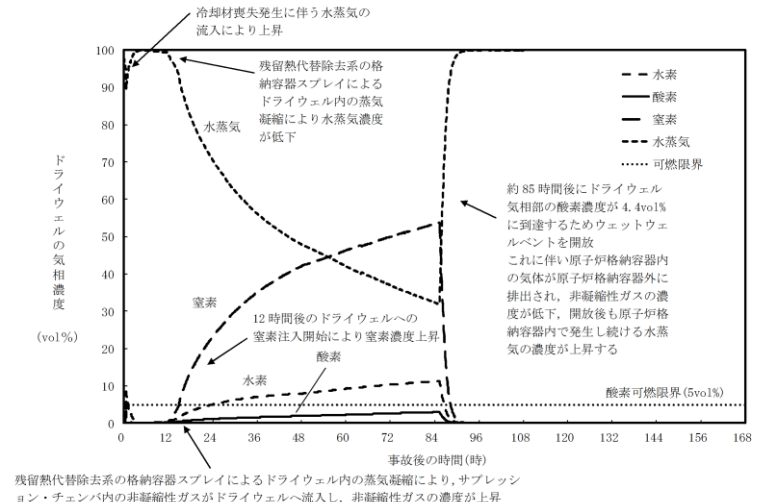


第 3.4.12 図 G 値を設計基準事故ベースとした場合のドライウエルの気相濃度の推移 (ウェット条件)

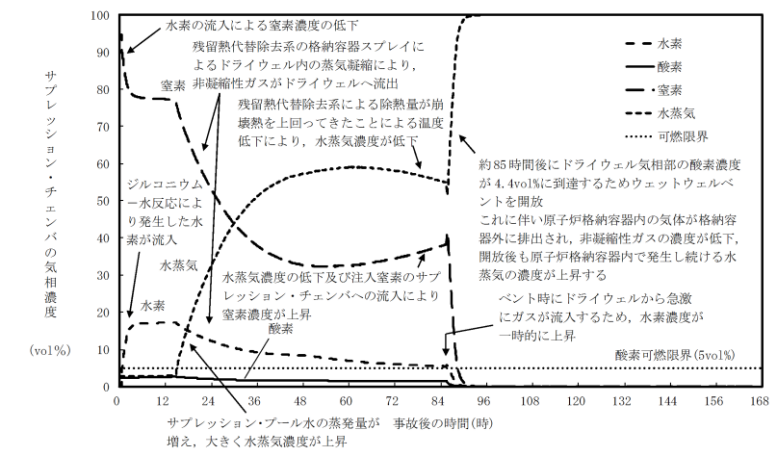


第 3.4.13 図 G 値を設計基準事故ベースとした場合のサプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ウェット条件)

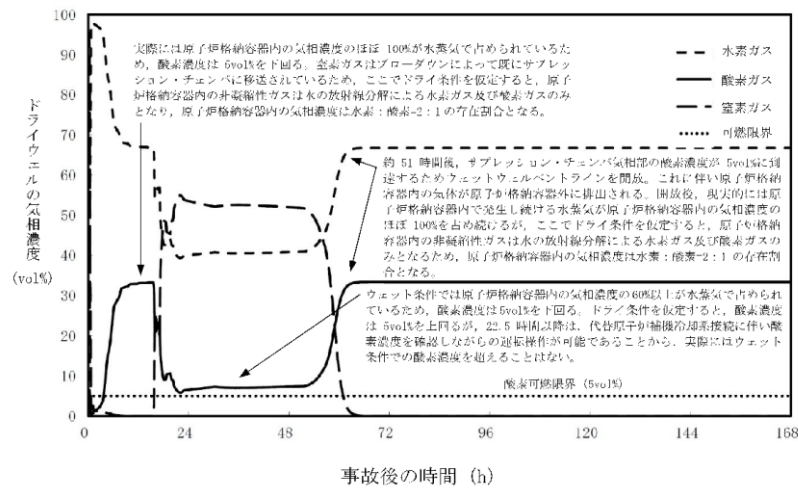
・記載方針の相違
【東海第二】
 島根 2 号炉は、G 値を設計基準事故ベースとした場合の解析においても、ウェット条件の気相濃度の推移を記載している。
 (・格納容器ベントの実施に伴う減圧沸騰により原子炉格納容器内が水蒸気に満たされた状態となり、非凝縮性ガスの濃度が小さくなることは、2 プラントとも同様の挙動。)



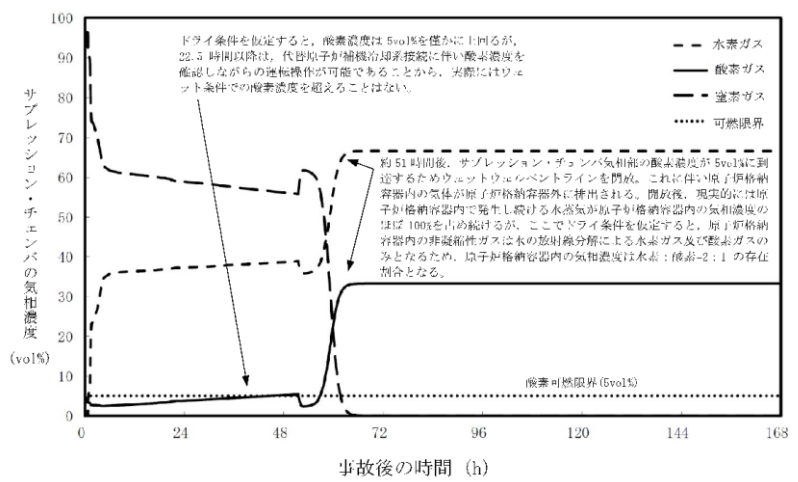
第 3.4.3-1(6) 図 G 値を設計基準事故ベースとした場合のドライウエルの気相濃度の推移 (ウェット条件)



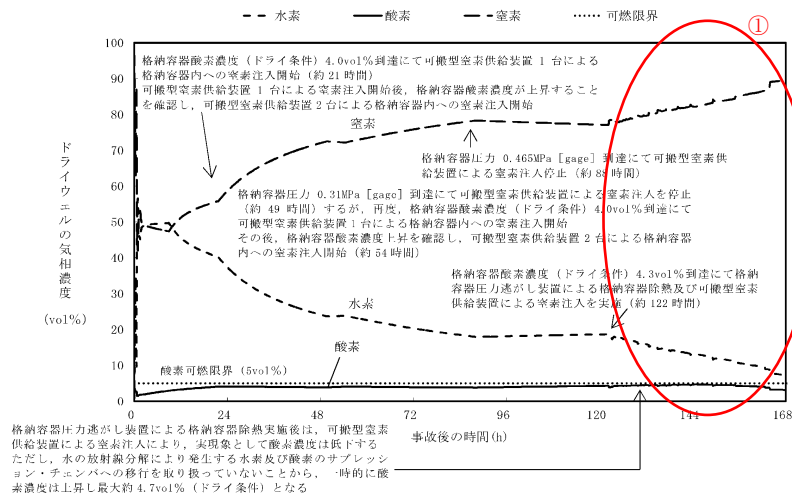
第 3.4.3-1(7) 図 G 値を設計基準事故ベースとした場合のサプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ウェット条件)



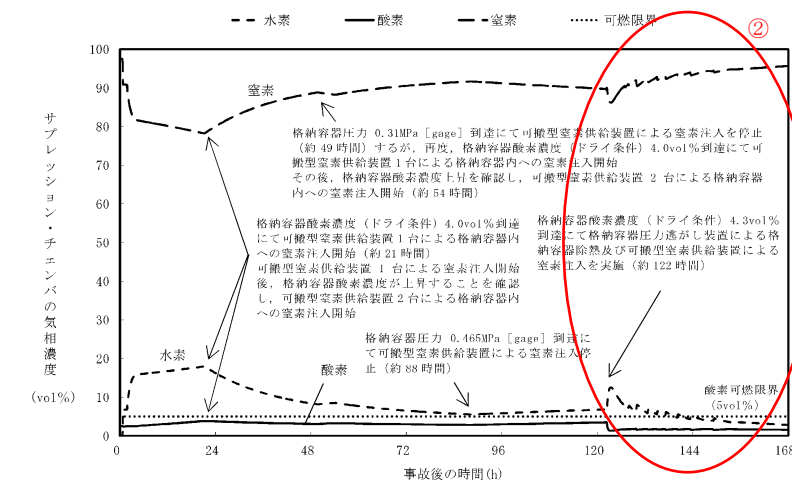
第3.4.14 図 G 値を設計基準事故ベースとした場合のドライウエルの気相濃度の推移 (ドライ条件)



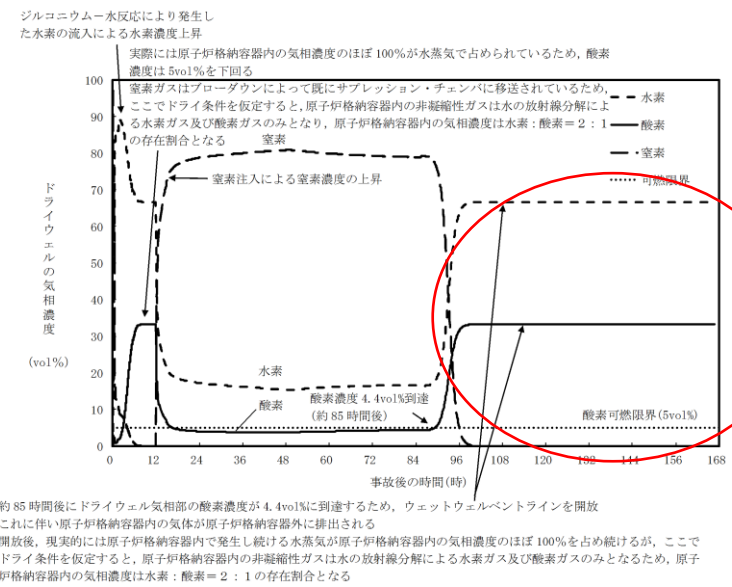
第3.4.15 図 G 値を設計基準事故ベースとした場合のサプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ドライ条件)



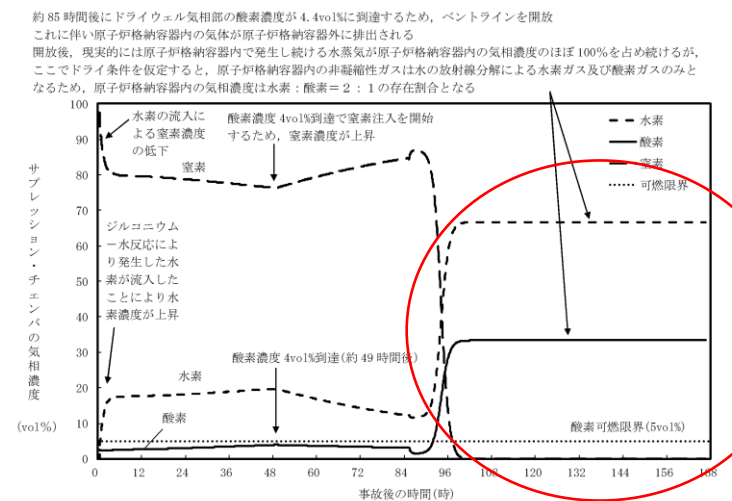
第3.4-16 図 G 値を設計基準事故ベースとした場合のドライウエルの気相濃度の推移 (ドライ条件)



第3.4-17 図 G 値を設計基準事故ベースとした場合のサプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ドライ条件)



第3.4.3-1(8) 図 G 値を設計基準事故ベースとした場合のドライウエルの気相濃度の推移 (ドライ条件)

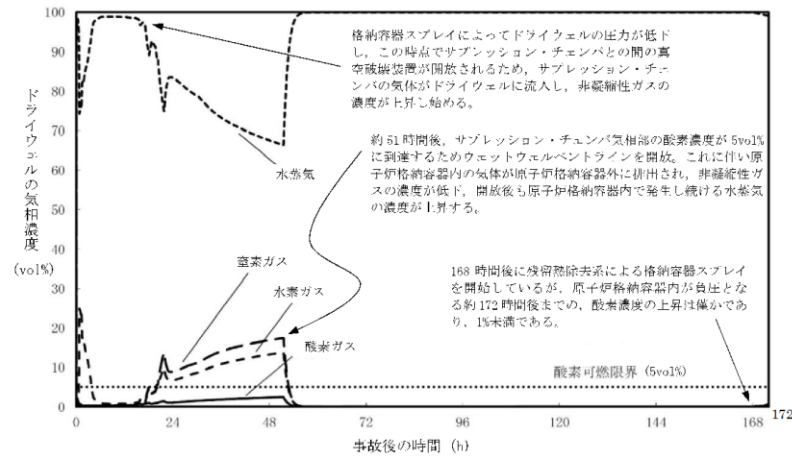


第3.4.3-1(9) 図 G 値を設計基準事故ベースとした場合のサプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ドライ条件)

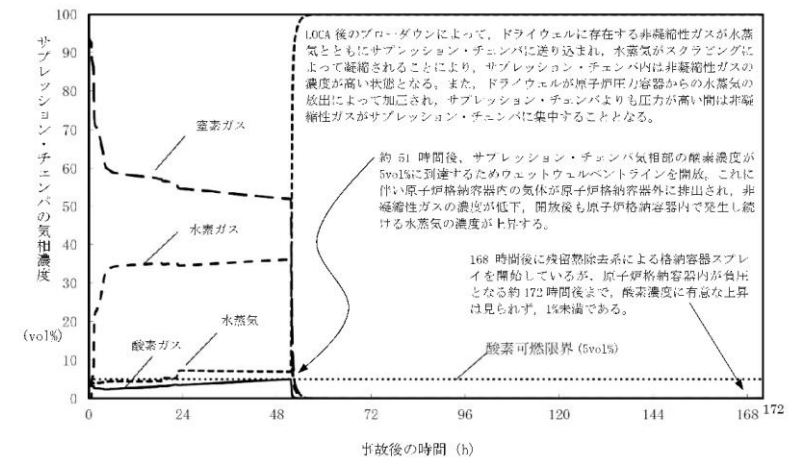
・解析結果の相違
【東海第二】
①島根2号炉は、格納容器ベント実施時に、原子炉格納容器内への窒素注入を実施していないため、ドライ条件の可燃性ガス濃度は、ほぼ水の放射線分解による水素と酸素の濃度比率となるが、東海第二では、窒素注入を実施しているため、水素と酸素だけではなく窒素も存在している。

②島根2号炉は、格納容器ベント実施時に、原子炉格納容器内への窒素注入を実施していないため、ドライ条件の可燃性ガス濃度は、ほぼ水の放射線分解による水素と酸素の濃度比率となるが、東海第二では、窒素注入を実施しているため、水素と酸素だけではなく窒素も存在している。

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>第 3.4.16 図 G 値を設計基準事故ベースとした場合の格納容器圧力の推移 (事象発生から 168 時間後に残留熱除去系によるドライウエルスプレイ (954m³/h) を連続で実施) *</p> <p>※本評価では事象初期の崩壊熱をより詳細に評価し、水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガス発生量に反映している。このため、事故後約 51 時間後までの格納容器圧力の推移は、<u>「3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」の第 3.1.2.11 図及び第 3.4.1 図に示す格納容器圧力の推移とおおむね同じであるものの、完全には一致しない。</u></p>			<p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、酸素濃度がドライ条件で 4.4vol% に到達した時点で格納容器ベントを実施することになっていることから、柏崎 6/7 とは異なり感度解析は不要。</p>



第 3.4.17 図 G 値を設計基準事故ベースとした場合のドライウエルの気相濃度の推移 (ウェット条件) (事象発生から 168 時間後に残留熱除去系によるドライウエルスプレイ (954m³/h) を連続で実施)



第 3.4.18 図 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 (ウェット条件) (事象発生から 168 時間後に残留熱除去系によるドライウエルスプレイ (954m³/h) を連続で実施)

・解析条件の相違
【柏崎 6/7】
 島根 2 号炉は、酸素濃度がドライ条件で 4.4vol% に到達した時点で格納容器ベントを実施することになっていることから、柏崎 6/7 とは異なり感度解析は不要。

第3.4.1表 主要解析条件 (水素燃焼)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件 酸素濃度	3.5vol%	保安規定をもとに設定 (運転上許容されている値の上限)
事故条件	炉心内のジルコニウム-水反応による水素ガス発生量	炉心内のジルコニウム量の約16.6%が水と反応して発生する水素ガス量
	金属腐食等による水素ガス発生量	考慮しない
	水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスの発生割合	水素ガス：0.06分子/100eV 酸素ガス：0.03分子/100eV

第3.4.2表 事象発生から7日後 (168時間後) の酸素濃度※

項目	ウェット条件 (vol%)	ドライ条件 (vol%)
ドライウエル	約2.3	約3.7
サブレーション・チェンバ	約3.4	約3.9

※ 全炉心内のジルコニウム量の約16.6%が反応した場合

第3.4-1表 主要解析条件 (水素燃焼)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件 酸素濃度	2.5vol%	① 酸素濃度4.3vol% (ドライ条件) 到達を防止可能な初期酸素濃度として設定 (運転上許容される値の上限)
事故条件	炉心内のジルコニウム-水反応による水素発生量	② 全炉心内のジルコニウム量の約10.1%が水と反応して発生する水素量
	金属腐食等による水素発生量	考慮しない
	水の放射線分解による水素及び酸素の発生割合	水素：0.06分子/100eV 酸素：0.03分子/100eV

第3.4-2表 事象発生から7日間 (168時間) における酸素濃度の最高値及び到達時間※

項目	ウェット条件	ドライ条件
ドライウエル	約2.7vol% (約116時間)	約2.8vol% (約107時間)
サブレーション・チェンバ	約2.5vol% (約0.4時間)	約4.0vol% (約84時間)

※ 全炉心内のジルコニウム量の約10.1%が反応した場合

第3.4.2-1表 主要解析条件 (水素燃焼)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件 酸素濃度	2.5vol%	① 酸素濃度4.4vol% (ドライ条件) 到達を防止可能な初期酸素濃度として設定 (運転上許容される値の上限)
事故条件	炉心内のジルコニウム-水反応による水素ガス発生量	全炉心内のジルコニウム量の約7.8%が水と反応して発生する水素量
	金属腐食等による水素ガス発生量	考慮しない
	水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスの発生割合	水素：0.06分子/100eV 酸素：0.03分子/100eV

第3.4.2-2表 事象発生から7日後 (168時間後) の酸素濃度※

項目	ウェット条件 (vol%)	ドライ条件 (vol%)
ドライウエル	約1.1	約1.2
サブレーション・チェンバ	約1.9	約2.8

※全炉心内のジルコニウム量の約7.8%が反応した場合

・解析条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
 ① 運転上許容される値の上限値に基づき, 初期酸素濃度を設定している考え方は3プラントとも同様。
【東海第二】
 ② 島根2号炉は, ドライ条件の酸素濃度について水蒸気が凝縮されるまでの期間で可燃領域を超えることから, 最高値ではなく, 統一的に7日後の酸素濃度を記載している。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料 3.4.1</p> <p>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</p> <p>1. はじめに</p> <p>今回の評価では、電力共同研究[1] [2]の結果を踏まえ、水の放射線分解における水素ガス及び酸素ガスのG 値を $G(H_2) = 0.06$, $G(O_2) = 0.03$ としている。今回の評価で用いたG 値は過去の複数回の実験によって測定した値であり、重大事故環境下での水の放射線分解の評価に適した値と考えるが、実験においてもG 値にはばらつきが確認されたこと及び事故時の原子炉格納容器内の環境には不確かさがあることを考慮すると、G 値については不確かさを考慮した取り扱いが特に重要となる。</p> <p>実際の事故対応において、何らかの要因によって酸素濃度が今回の評価よりも早く上昇する場合、事象発生から7日が経過する前に酸素濃度が5vol%を上回る可能性が考えられる。ここでは何らかの要因によって酸素濃度が今回の評価よりも早く上昇する場合を想定し、酸素濃度の上昇速度の変化が評価結果及び事故対応に与える影響を確認した。</p> <p>なお、基本的に、炉心損傷を伴う事故シーケンスでは、原子炉水位の低下や損傷炉心への注水により多量の水蒸気が発生するため、原子炉格納容器内がドライ条件となることは考えにくい。このため、水素燃焼の可能性の有無は、ウェット条件における気相濃度によって判断した。</p> <p>2. 評価条件</p> <p>今回の申請において示した解析ケース（以下「ベースケース」という。）の評価条件に対する変更点は以下のとおり。この他の評</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 3.4.5</p> <p>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について</p> <p>1. はじめに</p> <p>今回の評価では、電力共同研究^{[1][2]}の成果を踏まえ、水の放射線分解における水素及び酸素のG 値を $G(H_2)=0.06$, $G(O_2)=0.03$ としている。今回の評価で用いたG 値は、過去の複数回の実験によって測定した値であり、重大事故環境下での水の放射線分解の評価に適した値と考えるが、実験においてもG 値にはばらつきが確認されたこと及び事故時の格納容器内の環境には不確かさがあることを考慮すると、G 値については不確かさを考慮した取り扱いが特に重要となる。</p> <p>実際の事故対応において、何らかの要因によって酸素濃度が今回の評価よりも早く上昇する場合、事象発生から7日が経過する前に酸素濃度が4.3vol%を上回る可能性が考えられる。ここでは、何らかの要因によって酸素濃度が今回の評価よりも早く上昇する場合を想定し、酸素濃度の上昇速度の変化が評価結果及び事故対応に与える影響を確認した。</p> <p>なお、炉心損傷を伴う事故シーケンスでは、原子炉水位の低下や損傷炉心への注水により多量の水蒸気が発生するため、基本的に格納容器内がドライ条件となることは考えにくい。ただし、水素燃焼による爆轟の可能性の有無は、保守的にドライ条件における気相濃度によって判断する。</p> <p>2. 評価条件</p> <p>第3.4-3 図から第3.4-6 図に示した解析ケース（以下「ベースケース」という。）の評価条件に対する変更点は以下のとお</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 3.4.1</p> <p>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</p> <p>1. はじめに</p> <p>今回の評価では、電力共同研究^{[1][2]}の結果を踏まえ、水の放射線分解における水素ガス及び酸素ガスのG 値を $G(H_2)=0.06$, $G(O_2)=0.03$ としている。今回の評価で用いたG 値は過去の複数回の実験によって測定した値であり、重大事故環境下での水の放射線分解の評価に適した値と考えるが、実験においてもG 値にはばらつきが確認されたこと及び事故時の原子炉格納容器内の環境には不確かさがあることを考慮すると、G 値については不確かさを考慮した取り扱いが特に重要となる。</p> <p>実際の事故対応において、何らかの要因によって酸素濃度が今回の評価よりも早く上昇する場合、事象発生から7日が経過する前に酸素濃度が5vol%を上回る可能性が考えられる。ここでは何らかの要因によって酸素濃度が今回の評価よりも早く上昇する場合を想定し、酸素濃度の上昇速度の変化が評価結果及び事故対応に与える影響を確認した。</p> <p>なお、基本的に、炉心損傷を伴う事故シーケンスでは、原子炉水位の低下や損傷炉心への注水により多量の水蒸気が発生するため、原子炉格納容器内がドライ条件となることは考えにくい。このため、水素燃焼の可能性の有無は、ウェット条件における気相濃度によって判断した。</p> <p>2. 評価条件</p> <p>今回の申請において示した解析ケース（以下、「ベースケース」という。）の評価条件に対する変更点は以下のとおり。このほか</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・記載方針の相違 【東海第二】 島根2号炉は、有効性評価上、可燃性ガスの可燃限界到達有無を確認している。 ・評価方針の相違 【東海第二】 島根2号炉は、LOCA後のブローダウンにより、原子炉格納容器内が水蒸気で満たされ、ドライ条件における酸素濃度が5vol%を超える期間があるため、ウェット条件によって判断している。

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>価条件は、ベースケースと同等である。</p> <ul style="list-style-type: none"> 水の放射線分解における水素ガス及び酸素ガスのG値を $G(H_2) = 0.4$, $G(O_2) = 0.2$ とした。この値は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ている値であり、設計基準事故環境下に対しても一定の保守性を有する値である。設計基準事故環境下に比べ、重大事故環境下ではG値が低下する傾向にあることから、重大事故環境下におけるG値の不確かさとして考慮するには十分に保守的な値である。 事象発生から7日が経過する前に、水素濃度及び酸素濃度がともに可燃限界を上回る場合には、<u>格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント系(ウェットウェルベント)</u> (以下「<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>」という。)によって原子炉格納容器内の気体を環境中に排出し、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を低減する。 	<p>り。この他の評価条件は、ベースケースと同等である。</p> <ul style="list-style-type: none"> 水の放射線分解における水素及び酸素のG値を、沸騰状態においては $G(H_2) = 0.4$, $G(O_2) = 0.2$、非沸騰状態においては $G(H_2) = 0.25$, $G(O_2) = 0.125$ とする。この値は、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ている値であり、設計基準事故環境下に対しても一定の保守性を有する値である。設計基準事故環境下に比べ、重大事故環境下ではG値が低下する傾向にあることから、重大事故環境下におけるG値の不確かさとして考慮するには十分に保守的な値である。 事象発生から7日が経過する前に、水素濃度及び酸素濃度がともに可燃限界を上回るため、<u>格納容器圧力逃がし装置によって格納容器内の気体を環境中に排出し、格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を低減する。</u> <u>格納容器内への窒素注入手順としては、格納容器バウンダリの健全性に対する裕度の確保及び格納容器漏えいの影響を考慮し、格納容器圧力 0.31MPa[gage]までの注入を基本とするが、本感度解析のように早期の格納容器ベント(事故後7日以内を想定)に至る場合には、0.465MPa[gage]までの追加の窒素注入を実施することで、可能な限り格納容器ベント遅延させ、環境への影響を低減させることとする。ベースケースと感度解析ケースの窒素注入条件を第1表及び第2表に示す。</u> 	<p>の評価条件は、ベースケースと同等である。</p> <ul style="list-style-type: none"> 水の放射線分解における水素ガス及び酸素ガスのG値を、<u>沸騰状態においては $G(H_2) = 0.4$, $G(O_2) = 0.2$、非沸騰状態においては $G(H_2) = 0.25$, $G(O_2) = 0.125$ とした。</u>この値は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ている値であり、設計基準事故環境下に対しても一定の保守性を有する値である。設計基準事故環境下に比べ、重大事故環境下ではG値が低下する傾向にあることから、重大事故環境下におけるG値の不確かさとして考慮するには十分に保守的な値である。 事象発生から7日が経過する前に、水素濃度が可燃限界を上回り、酸素濃度がドライ条件で 4.4vol%及びウェット条件で 1.5vol%に到達する場合には、<u>格納容器フィルタベント系によって原子炉格納容器内の気体を環境中に排出し、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を低減する。</u> <u>サプレッション・チェンバ内の酸素濃度が 4.0vol% (ドライ条件) に到達する場合には、可搬式窒素供給装置を用いた窒素供給をドライウェル側からサプレッション・チェンバ側へ切り替える。</u> 	<ul style="list-style-type: none"> 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号炉ではその条件どおりに評価を行っている。 (柏崎 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。) 運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根2号炉は、炉心損傷後に耐圧強化ベントを使用しない。(以降、同様な相違については記載省略) 運用の相違 【柏崎 6/7】 島根2号炉は、可燃性ガス濃度の抑制は、SA設備である可搬式窒素供給装置による窒素注入を実施することとしている。 【東海第二】 島根2号炉は、窒素注入を実施し既定の格納

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	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. 評価結果</p> <p>評価結果を図1から図6に示す。また、評価結果のまとめを表1及び表2に示す。</p>	<p>第1表 重大事故相当のG値を想定した場合（ベースケース）の窒素注入条件</p> <table border="1" data-bbox="961 541 1694 684"> <thead> <tr> <th>時間</th> <th>窒素注入条件</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>① PCV酸素4.0vol%（ドライ条件）到達</td> <td>S/Cへの窒素注入（窒素198Nm³/h、酸素2Nm³/h）を開始</td> </tr> <tr> <td>② PCV圧力0.31MPa[gage]到達</td> <td>S/Cへの窒素注入を停止</td> </tr> </tbody> </table> <p>※ PCV：格納容器，S/C：サブプレッション・チェンバ，D/W：ドライウエル</p> <p>第2表 設計基準事故相当のG値を想定した場合（感度解析ケース）の窒素注入条件</p> <table border="1" data-bbox="961 856 1694 1220"> <thead> <tr> <th>時間</th> <th>窒素注入条件</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>① PCV酸素4.0vol%（ドライ条件）到達</td> <td>S/Cへの窒素注入（窒素198Nm³/h、酸素2Nm³/h）を開始</td> </tr> <tr> <td>② 酸素濃度が上昇傾向（解析上は①実施の30分後）</td> <td>S/Cへの窒素注入は継続したまま、追加でD/Wへの窒素注入（窒素198Nm³/h、酸素2Nm³/h）を開始（合計で窒素396Nm³/h、酸素4Nm³/hを格納容器内に注入）</td> </tr> <tr> <td>③ PCV圧力0.31MPa[gage]到達</td> <td>S/C及びD/Wへの窒素注入を停止</td> </tr> <tr> <td>④ PCV酸素4.0vol%（ドライ条件）到達</td> <td>S/Cへの窒素注入（窒素198Nm³/h、酸素2Nm³/h）を開始</td> </tr> <tr> <td>⑤ 酸素濃度が上昇傾向（解析上は④実施の30分後）</td> <td>S/Cへの窒素注入は継続したまま、追加でD/Wへの窒素注入（窒素198Nm³/h、酸素2Nm³/h）を開始（合計で窒素396Nm³/h、酸素4Nm³/hを格納容器内に注入）</td> </tr> <tr> <td>⑥ PCV圧力0.465MPa[gage]到達</td> <td>S/C及びD/Wへの窒素注入を停止</td> </tr> </tbody> </table> <p>※ PCV：格納容器，S/C：サブプレッション・チェンバ，D/W：ドライウエル</p> <p>3. 評価結果</p> <p>評価結果を第1図から第4図，評価結果のまとめを第3表に示す。</p> <p>第3図及び第4図に示すとおり、事象発生約21時間後に酸素濃度が4.0vol%（ドライ条件）に到達するため、サブプレッション・チェンバへの窒素注入を開始する。しかし、酸素濃度の上昇が継続することから、ドライウエルへの窒素注入を追加することで、酸素濃度の上昇が抑制される。</p>	時間	窒素注入条件	① PCV酸素4.0vol%（ドライ条件）到達	S/Cへの窒素注入（窒素198Nm ³ /h、酸素2Nm ³ /h）を開始	② PCV圧力0.31MPa[gage]到達	S/Cへの窒素注入を停止	時間	窒素注入条件	① PCV酸素4.0vol%（ドライ条件）到達	S/Cへの窒素注入（窒素198Nm ³ /h、酸素2Nm ³ /h）を開始	② 酸素濃度が上昇傾向（解析上は①実施の30分後）	S/Cへの窒素注入は継続したまま、追加でD/Wへの窒素注入（窒素198Nm ³ /h、酸素2Nm ³ /h）を開始（合計で窒素396Nm ³ /h、酸素4Nm ³ /hを格納容器内に注入）	③ PCV圧力0.31MPa[gage]到達	S/C及びD/Wへの窒素注入を停止	④ PCV酸素4.0vol%（ドライ条件）到達	S/Cへの窒素注入（窒素198Nm ³ /h、酸素2Nm ³ /h）を開始	⑤ 酸素濃度が上昇傾向（解析上は④実施の30分後）	S/Cへの窒素注入は継続したまま、追加でD/Wへの窒素注入（窒素198Nm ³ /h、酸素2Nm ³ /h）を開始（合計で窒素396Nm ³ /h、酸素4Nm ³ /hを格納容器内に注入）	⑥ PCV圧力0.465MPa[gage]到達	S/C及びD/Wへの窒素注入を停止	<p>3. 評価結果</p> <p>評価結果を図1から図6に示す。また、評価結果のまとめを表1及び表2に示す。</p> <p>事象発生約12時間後からドライウエルへの窒素注入を開始し、その後、図6に示すとおり、事象発生約49時間後にサブプレッション・チェンバの酸素濃度が4.0vol%（ドライ条件）に到達するため、窒素の注入をドライウエルからサブプレッション・チェンバへ切り替える。</p>	<p>容器圧力到達により窒素注入を停止した後の、再度の注入は行わない運用としている。</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、可燃性ガスの濃度により窒素を注入するのではなく、残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱開始後に注入することとしており、規定の酸素濃度到達後に窒素の注</p>
時間	窒素注入条件																						
① PCV酸素4.0vol%（ドライ条件）到達	S/Cへの窒素注入（窒素198Nm ³ /h、酸素2Nm ³ /h）を開始																						
② PCV圧力0.31MPa[gage]到達	S/Cへの窒素注入を停止																						
時間	窒素注入条件																						
① PCV酸素4.0vol%（ドライ条件）到達	S/Cへの窒素注入（窒素198Nm ³ /h、酸素2Nm ³ /h）を開始																						
② 酸素濃度が上昇傾向（解析上は①実施の30分後）	S/Cへの窒素注入は継続したまま、追加でD/Wへの窒素注入（窒素198Nm ³ /h、酸素2Nm ³ /h）を開始（合計で窒素396Nm ³ /h、酸素4Nm ³ /hを格納容器内に注入）																						
③ PCV圧力0.31MPa[gage]到達	S/C及びD/Wへの窒素注入を停止																						
④ PCV酸素4.0vol%（ドライ条件）到達	S/Cへの窒素注入（窒素198Nm ³ /h、酸素2Nm ³ /h）を開始																						
⑤ 酸素濃度が上昇傾向（解析上は④実施の30分後）	S/Cへの窒素注入は継続したまま、追加でD/Wへの窒素注入（窒素198Nm ³ /h、酸素2Nm ³ /h）を開始（合計で窒素396Nm ³ /h、酸素4Nm ³ /hを格納容器内に注入）																						
⑥ PCV圧力0.465MPa[gage]到達	S/C及びD/Wへの窒素注入を停止																						

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	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>ウェット条件において、酸素濃度は事象発生から約 51 時間後に 5vol%に到達した。このため、本評価では酸素濃度が 5vol%に到達した約 51 時間時点でウェットウェルベントを実施した。その結果、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度は大幅に低下し、水素濃度及び酸素濃度は可燃限界未満に抑制された。</p> <p>なお、ドライ条件では、図 5 及び図 6 に示すとおり、<u>事象進展を通じて酸素濃度が 5vol%を上回る時間帯があるが</u>、図 3 及び図 4 に示すとおり、その時間帯には格納容器内の大部分が水蒸気で占められているため、ドライ条件では放射線分解に伴って発生する水素ガス及び酸素ガスの体積割合が高くなり、酸素濃度が 5vol%を超える結果となっているものであり、実際の状況下で水素燃焼</p>	<p><u>事象発生約 49 時間後に格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達し、窒素注入を停止するが、酸素濃度が再度 4.0vol% (ドライ条件) に到達するため、事象発生約 54 時間後にサプレッション・チェンバへの窒素注入を再開し、酸素濃度の上昇継続を受けてドライウェルへの窒素注入も再開する。</u></p> <p><u>その後、事象発生約 88 時間後に格納容器圧力が 0.465MPa[gage]に到達するため、窒素注入を停止し、事象発生約 122 時間後に酸素濃度が 4.3vol% (ドライ条件) に到達した時点で、サプレッション・チェンバを経由したベントを実施する。これにより、格納容器内の水素濃度及び酸素濃度は大幅に低下し、水素濃度及び酸素濃度は可燃限界未満に抑制される。</u></p>	<p><u>ドライ条件において、酸素濃度は事象発生から約 85 時間後に 4.4vol%に到達した。このため、本評価では酸素濃度がドライ条件において 4.4vol%に到達した約 85 時間時点でウェットウェルベントを実施した。その結果、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度は大幅に低下し、水素濃度及び酸素濃度は可燃限界未満に抑制された。</u></p> <p><u>実際の手順では、窒素の注入をドライウェルからサプレッション・チェンバへ切り替えた後、ドライウェルの酸素濃度が 4.0vol%に到達した場合に、再度窒素の注入をサプレッション・チェンバからドライウェルへ切り替えることから、格納容器ベントは約 85 時間よりも遅延される。</u></p> <p>なお、ドライ条件では、図 5 及び図 6 に示すとおり、<u>事象発生</u>の約 3 時間後から約 17 時間後までの間、ドライウェルにおける酸素濃度が 5vol%を上回る時間帯があるが、図 3 及び図 4 に示すとおり、その時間帯には原子炉格納容器内の大部分が水蒸気で占められているため、ドライ条件では放射線分解に伴って発生する水素ガス及び酸素ガスの体積割合が高くなり、酸素濃度が 5vol%を</p>	<p>入箇所を切り替える運用としている。</p> <ul style="list-style-type: none"> 運用の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、窒素注入を実施し既定の格納容器圧力到達により窒素注入を停止した後の、再度の注入は行わない運用としている。 運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、ドライ条件により可燃限界到達の判断を行う。 記載方針の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、有効性評価上、可燃性ガスの可燃限界到達有無を確認している。 運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、窒素注入箇所の切り替えを繰り返すことにより、格納容器ベントを遅延する運用としている。 解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、LOCA によるブローダウンにより原子炉格納容器内が水蒸気で満たされ

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>が発生することはない(5. に確認結果を示す。)。また、代替原子炉補機冷却系の運転開始以降は酸素濃度を監視しながらの対応が可能となるため、<u>酸素濃度をウェット条件で5vol%未満に抑制しながらの運転操作が可能である。</u></p> <p><u>以上を踏まえると、実際の格納容器内の酸素濃度がウェット条件で仮定した時間よりも早く可燃限界に至ることは考えにくい。</u></p> <p>4. まとめ</p> <p>何らかの要因によって酸素濃度が今回の評価よりも早く上昇する場合の評価結果への影響を確認した結果、評価項目となる酸素濃度は、事象発生から7日が経過する前に<u>5vol%に到達するが、格納容器圧力逃がし装置等による環境中への原子炉格納容器内の気体の排出によって水素濃度及び酸素濃度を可燃限界未満に抑制できることを確認した。</u></p> <p>今回の感度解析に用いたG値は十分に保守的と考えられる値を用いたことから、仮に事故に至った場合でも、水の放射線分解に伴う酸素濃度の上昇速度は今回の感度解析の結果を十分下回るものと考えられるが、仮に酸素濃度の上昇速度が今回の感度解析の結果のおりであっても、<u>格納容器圧力逃がし装置等による環境中への原子炉格納容器内の気体の排出までに約51時間</u>の時間余裕があることを確認した。</p> <p><u>約51時間後の時点で、仮にサブプレッション・チェンバのベントラインを經由し耐圧強化ベント系による排出を実施した場合であっても、Cs-137の総放出量は、本評価と同じ「大破断LOCA+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失」を評価事故シーケンスとして</u><u>いる「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「3.1.3 代替循環冷却系を使用しない場合」において示した値を下回る※。</u></p>	<p>4. まとめ</p> <p>何らかの要因によって酸素濃度が今回の評価よりも早く上昇する場合の評価結果への影響を確認した結果、評価項目となる酸素濃度は、事象発生から7日が経過する前に<u>4.3vol%に到達するが、格納容器圧力逃がし装置による環境中への格納容器内の気体の排出によって水素濃度及び酸素濃度を可燃限界未満に抑制できることを確認した。</u></p> <p>今回の感度解析に用いたG値は十分に保守的と考えられる値を用いたことから、仮に事故に至った場合でも、水の放射線分解に伴う酸素濃度の上昇速度は今回の感度解析の結果を十分下回るものと考えられるが、仮に酸素濃度の上昇速度が今回の感度解析の結果のおりであっても、<u>格納容器圧力逃がし装置による環境中への格納容器内の気体の排出までには約122時間</u>の時間余裕があることを確認した。</p>	<p>超える結果となっているものであり、ウェット条件における酸素濃度は1.5vol%未満である。</p> <p><u>以上より、仮にG値が設計基準事故ベースであった場合においても、酸素発生量が増え、酸素濃度が5vol%を上回る時間帯がベースケース(約4時間後から約12時間後)よりも長時間となるが、ウェット条件における酸素濃度は1.5vol%未満であることからベースケースと同様に水素燃焼が発生することはない。</u></p> <p>4. まとめ</p> <p>何らかの要因によって酸素濃度が今回の評価よりも早く上昇する場合の評価結果への影響を確認した結果、評価項目となる酸素濃度は、事象発生から7日が経過する前に<u>4.4vol%に到達するが、格納容器フィルタベント系による環境中への原子炉格納容器内の気体の排出によって水素濃度及び酸素濃度を可燃限界未満に抑制できることを確認した。</u></p> <p>今回の感度解析に用いたG値は十分に保守的と考えられる値を用いたことから、仮に事故に至った場合でも、水の放射線分解に伴う酸素濃度の上昇速度は今回の感度解析の結果を十分下回るものと考えられるが、仮に酸素濃度の上昇速度が今回の感度解析の結果のおりであっても、<u>格納容器フィルタベント系による環境中への原子炉格納容器内の気体の排出までに約85時間</u>の時間余裕があることを確認した。</p>	<p>るため、事象初期にドライ条件の酸素濃度が5vol%を超える期間があるが、残留熱代替除去系による格納容器スプレイ等の実施により、5vol%を下回る。</p> <p>・記載方針の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、格納容器ベントの実施基準到達有無を確認している。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 酸素濃度を基準とした格納容器ベント開始時間の相違。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、耐圧強化ベントを使用しないため、当該の記載がない。</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>※「3.1.3 代替循環冷却系を使用しない場合」では、事象発生から約38時間後のベントを想定し、サブプレッション・チェンバのベントラインを経由した場合の格納容器圧力逃がし装置による大気中へのCs-137の7日間(事象発生から168時間後まで)の総放出量を1.4×10^{-3} TBqと評価している。ここで仮に格納容器圧力逃がし装置を使用しないものとし、その除染係数1,000を見込まない場合、Cs-137の7日間(事象発生から168時間後まで)の総放出量は1.4 TBqとなる。本評価で仮定した格納容器内の気体を排出する時間は事象発生から約51時間後であり、「3.1.3 代替循環冷却系を使用しない場合」において想定したベントの時間である約38時間後よりも遅く、時間経過に伴いCs-137の格納容器内壁面等への沈着やサブプレッション・チェンバ・プール水への取り込みが進むことから、本評価におけるCs-137の7日間(事象発生から168時間後まで)の総放出量は1.4 TBqよりも小さな値となる。</p> <p>また、排出開始後数時間で酸素濃度は1vol%以下に低下することから、その時点で排出操作を停止することにより、Cs-137の総放出量を更に低減することができる。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による対応が生じる場合、その対応フローは大破断LOCA後に格納容器圧力逃がし装置等を使用するケースと同じであり、前述のケースよりも格納容器圧力逃がし装置等による環境中への原子炉格納容器内の気体の排出までの時間余裕が確保されることから、水素燃焼を防止する観点での事故対応は十分に可能と考える。</p> <p>環境中に放出される核分裂生成物(Cs-137)の観点でも、大破断LOCA後により短い時間(事象発生から約38時間)で格納容器圧力逃がし装置等による排出を実施する場合について評価し、評価項目である100 TBqを十分に下回ることを確認していることから、格納容器圧力逃がし装置等による対応は可能と考える。</p> <p>5. <u>ドライ条件とならないことの確認</u></p> <p><u>原子炉格納容器内がドライ条件とならないことを確認するため、水蒸気の凝縮が過剰に進む場合として、上記の評価結果にお</u></p>	<p>格納容器圧力逃がし装置による対応が生じる場合、その対応フローは大破断LOCA後に代替循環冷却系を使用できない場合において、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作の前に可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作を実施する流れとなり、前述のケースよりも格納容器圧力逃がし装置による環境中への格納容器内の気体の排出までの時間余裕が確保されること、格納容器内への窒素注入操作を実施する要員については他作業と重複していないことから、水素燃焼を防止する観点での事故対応は十分に可能と考えられる。</p> <p>環境中に放出される核分裂生成物(Cs-137)の観点でも、大破断LOCA後により短い時間(事象発生から約19時間)で格納容器圧力逃がし装置による排出を実施する場合について評価し、評価項目である100TBqを十分に下回ることを確認していることから、格納容器圧力逃がし装置による対応は可能と考える。</p>	<p>格納容器フィルタベント系による対応が生じる場合、その対応フローは大破断LOCA後に格納容器フィルタベント系を使用するケースと同じであり、前述のケースよりも格納容器フィルタベント系による環境中への原子炉格納容器内の気体の排出までの時間余裕が確保されることから、水素燃焼を防止する観点での事故対応は十分に可能と考える。</p> <p>環境中に放出される核分裂生成物(Cs-137)の観点でも、大破断LOCA後により短い時間(事象発生から約32時間)で格納容器フィルタベント系による排出を実施する場合について評価し、評価項目である100TBqを十分に下回ることを確認していることから、格納容器フィルタベント系による対応は可能と考える。</p>	<p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 格納容器ベント開始時間の相違。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、ドライ</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>いて格納容器圧力が最も低下する事象発生から7日後(168時間後)において、残留熱除去系による格納容器スプレイ(流量954m³/h)をドライウェルに連続で実施した場合を評価し、格納容器内の気相濃度の推移を確認した。図7から図10に示すとおり、格納容器スプレイによる水蒸気の凝縮を考慮しても、格納容器スプレイ開始後約4時間(原子炉格納容器内が負圧となる時間)までは、格納容器内の水素ガス及び酸素ガスが可燃限界に至ることはない。なお、ベント弁を開放している状況下で格納容器スプレイを実施する手順とはしておらず、格納容器スプレイにインターロックによる自動起動はないことから誤動作の恐れはない。運転員の誤操作によって格納容器スプレイを連続で実施しても、格納容器内が負圧に至るまでは格納容器スプレイ開始から約4時間の時間余裕がある。また、格納容器スプレイの停止操作は中央制御室での簡易な操作であることから、約4時間の時間余裕の間での運転員による格納容器スプレイの停止に期待できると考えられる。このため、現実として格納容器内が負圧になることはなく、従って原子炉格納容器内がドライ条件になることはない。</u></p> <p>6. 参考文献 [1]「シビアアクシデントにおける可燃性ガスの挙動に関する研究」BWR 電力共同研究 平成12年3月 [2]「事故時放射線分解に関する研究」BWR 電力共同研究 昭和63年3月 以上</p>	<p>5. 参考文献 [1]「シビアアクシデントにおける可燃性ガスの挙動に関する研究」(BWR 電力共同研究, 平成12年3月) [2]「事故時放射線分解に関する研究」(BWR 電力共同研究, 昭和63年3月)</p>	<p>5. 参考文献 [1]「シビアアクシデントにおける可燃性ガスの挙動に関する研究」(BWR 電力共同研究, 平成12年3月) [2]「事故時放射線分解に関する研究」(BWR 電力共同研究, 昭和63年3月)</p>	<p>条件の酸素濃度が可燃領域に到達するよりも前に格納容器ベントを実施するため、ドライ条件の酸素濃度は5 vol%を超えない。</p>

表 1 G 値の変更に伴う評価項目への影響(ウェット条件)

項目	感度解析 (G(H ₂) = 0.4, G(O ₂) = 0.2)	ベースケース (G(H ₂) = 0.06, G(O ₂) = 0.03)	評価項目
酸素濃度 (ドライウエル)	事象発生から約 51 時間後にサブプレッション・チェンバにおいて 5vol%に到達するが、約 51 時間時点でのウェットウエルベントラインの開放によって、ドライウエル及びサブプレッション・チェンバともに 5vol%未満に低減。	約 2.3vol% (事象発生から 168 時間後)	5vol%以下
酸素濃度 (サブプレッション・チェンバ)		約 3.4vol% (事象発生から 168 時間後)	

表 2 G 値の変更に伴う評価項目への影響(ドライ条件)

項目	感度解析 (G(H ₂) = 0.4, G(O ₂) = 0.2)	ベースケース (G(H ₂) = 0.06, G(O ₂) = 0.03)	評価項目
酸素濃度 (ドライウエル)	ウェット条件での酸素濃度 5vol% 到達に伴いウェットウエルベントラインを開放するため、格納容器内の非凝縮性ガスは水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスのみとなり、ドライ条件での格納容器内の気相濃度は水素ガス：酸素ガス=2：1 の存在割合となるが、現実的には原子炉格納容器内で発生し続ける水蒸気が格納容器内の気相濃度のほぼ 100% を占め続ける。	約 3.7vol% (事象発生から 168 時間後)	5vol%以下
酸素濃度 (サブプレッション・チェンバ)		約 3.9vol% (事象発生から 168 時間後)	

第 3 表 G 値の変更に伴う評価項目への影響 (ドライ条件)

項目	感度解析 (G(H ₂) = 0.4, G(O ₂) = 0.2)	ベースケース (G(H ₂) = 0.06, G(O ₂) = 0.03)	評価項目
酸素濃度 最高値 (ドライウエル)	事象発生から約 122 時間後に、ドライウエルにおいて 4.3%に到達するため、約 122 時間時点でのサブプレッション・チェンバを経由したベント実施によって、ドライウエル及びサブプレッション・チェンバともに 5vol%未満に維持できる	約 2.8vol% (約 107 時間)	5vol% 未満
酸素濃度 最高値 (サブプレッション・チェンバ)		約 4.0vol% (約 84 時間)	

表 1 G 値の変更に伴う評価項目への影響 (ウェット条件)

項目	感度解析 (沸騰 : G(H ₂)=0.4, G(O ₂)=0.2 非沸騰 : G(H ₂)=0.25, G(O ₂)=0.125)	ベースケース (G(H ₂)=0.06, G(O ₂)=0.03)	評価項目
酸素濃度 (ドライウエル)	事象発生から約 85 時間後にドライウエルにおいてドライ条件での酸素濃度が 4.4vol%に到達するが、約 85 時間時点でのウェットウエルベントラインの開放によって、ドライウエル及びサブプレッション・チェンバともに 5 vol%未満に低減。	約 1.1vol% (事象発生から 168 時間後)	5 vol%以下
酸素濃度 (サブプレッション・チェンバ)		約 1.9vol% (事象発生から 168 時間後)	

表 2 G 値の変更に伴う評価項目への影響 (ドライ条件)

項目	感度解析 (沸騰 : G(H ₂)=0.4, G(O ₂)=0.2 非沸騰 : G(H ₂)=0.25, G(O ₂)=0.125)	ベースケース (G(H ₂)=0.06, G(O ₂)=0.03)	評価項目
酸素濃度 (ドライウエル)	事象発生から約 85 時間後にドライウエルにおいてドライ条件での酸素濃度 4.4vol%到達に伴い、ウェットウエルベントラインを開放するため、原子炉格納容器内の非凝縮性ガスは水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスのみとなり、ドライ条件での原子炉格納容器内の気相濃度は水素ガス：酸素ガス=2：1 の存在割合となるが、現実的には原子炉格納容器内で発生し続ける水蒸気が原子炉格納容器内の気相濃度のほぼ 100% を占め続ける。	約 1.2vol% (事象発生から 168 時間後)	5 vol%以下
酸素濃度 (サブプレッション・チェンバ)		約 2.8vol% (事象発生から 168 時間後)	

・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
・評価方針の相違
【東海第二】
島根 2 号炉及び柏崎 6/7 は、G 値を設計基準事故ベースとした場合の解析においても、ウェット条件の評価を実施している。

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

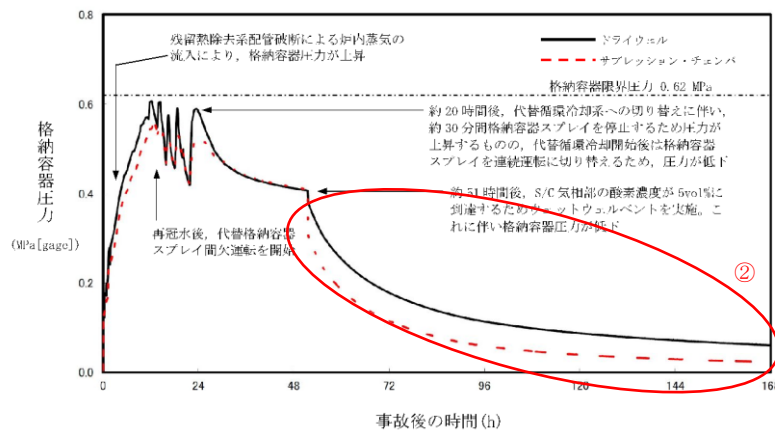
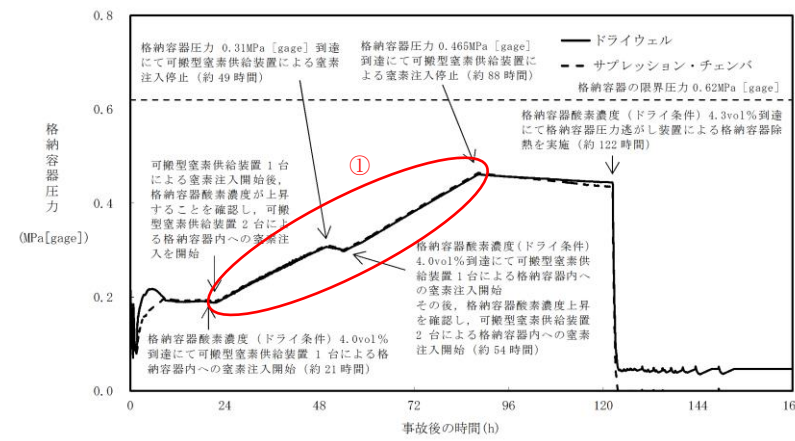


図1 格納容器圧力の推移



第1図 格納容器圧力の推移

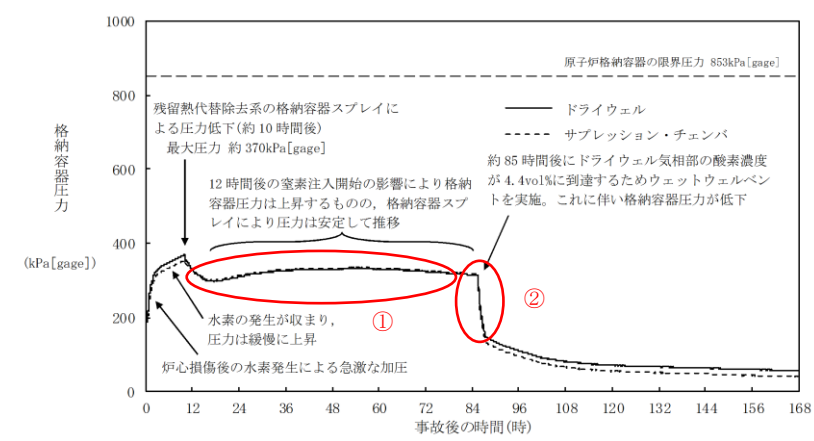


図1 格納容器圧力の推移

・解析結果の相違
【東海第二】
 ①島根2号炉は、東海第二と同様に可燃性ガス濃度の上昇抑制を目的に原子炉格納容器内に窒素を注入しているが、注入する窒素の容量が東海第二より小さいことから、格納容器圧力の有意な上昇はない。
【柏崎6/7、東海第二】
 ②酸素濃度を基準とした格納容器ベントの実施により格納容器圧力が低下しており、3プラントとも同様の挙動。

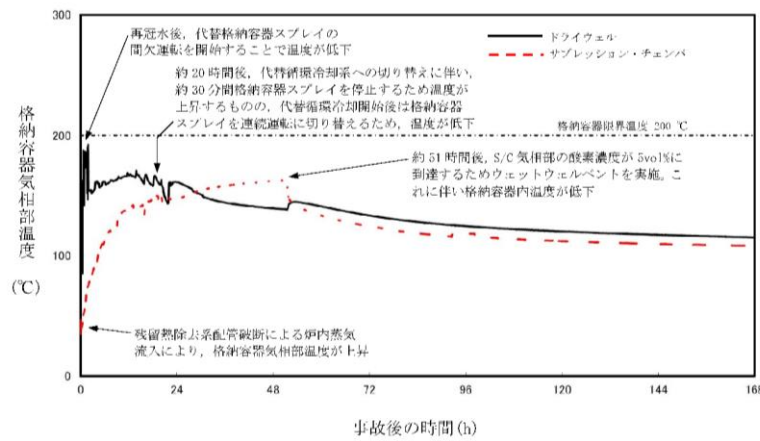
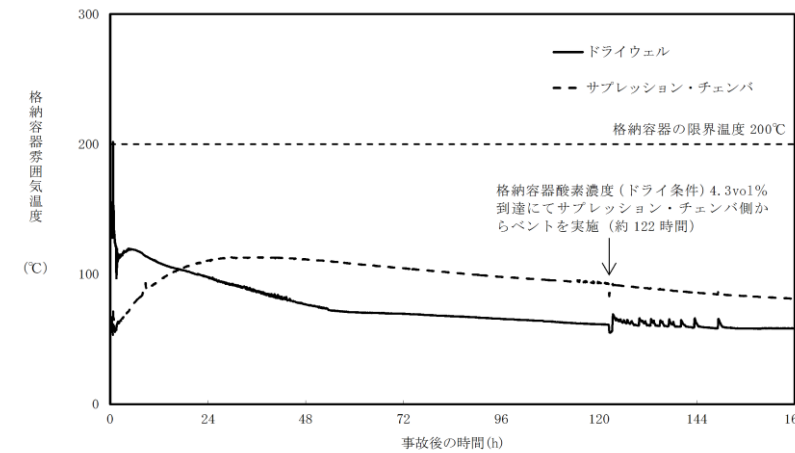


図2 格納容器気相部温度の推移



第2図 格納容器雰囲気温度の推移

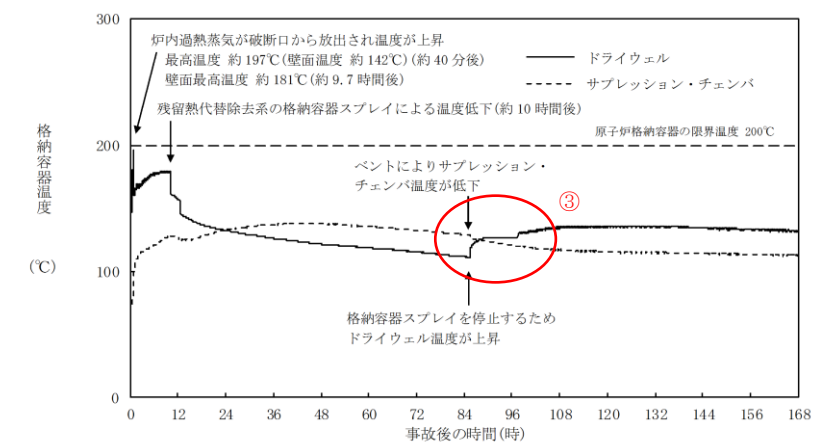


図2 格納容器温度の推移

・解析結果の相違
【柏崎6/7、東海第二】
 ③島根2号炉は、格納容器ベント実施時に残留熱代替除去系による格納容器スプレイを停止することから格納容器温度が一時的に上昇する。

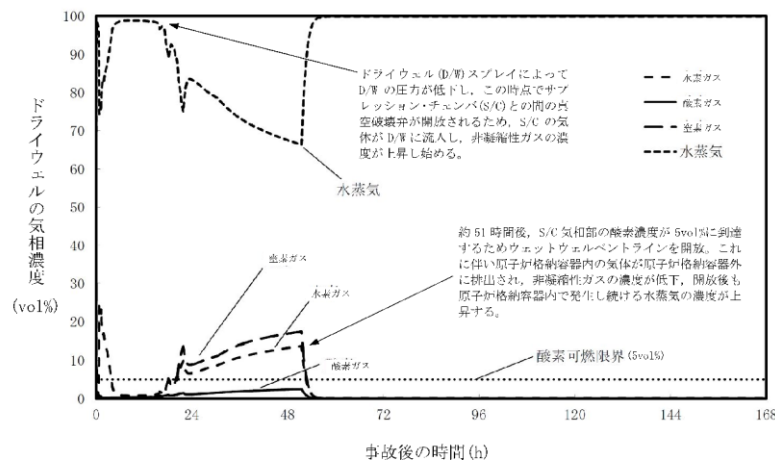


図3 ドライウエルの気相濃度の推移(ウェット条件)

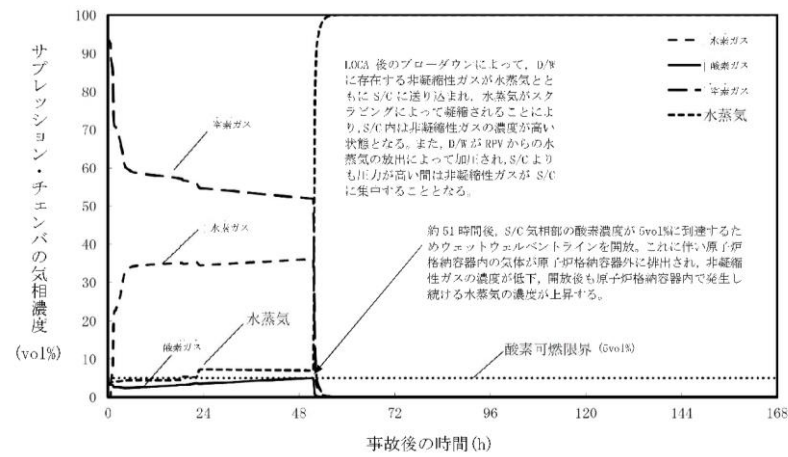


図4 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移(ウェット条件)

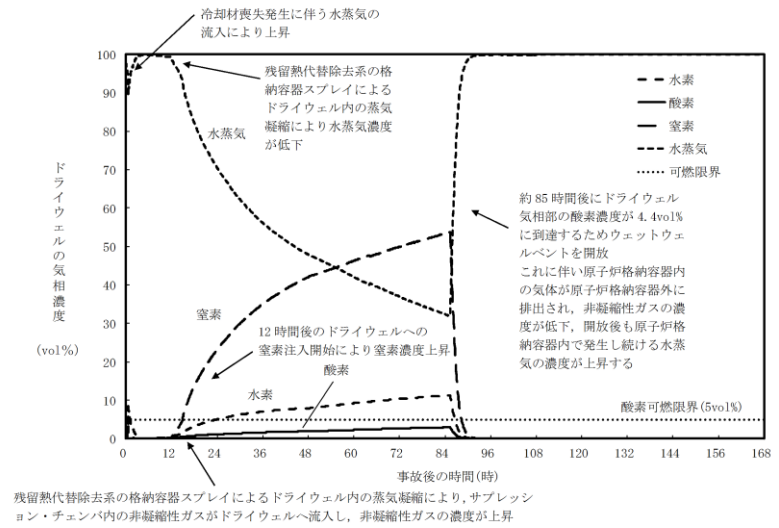


図3 ドライウエルの気相濃度の推移(ウェット条件)

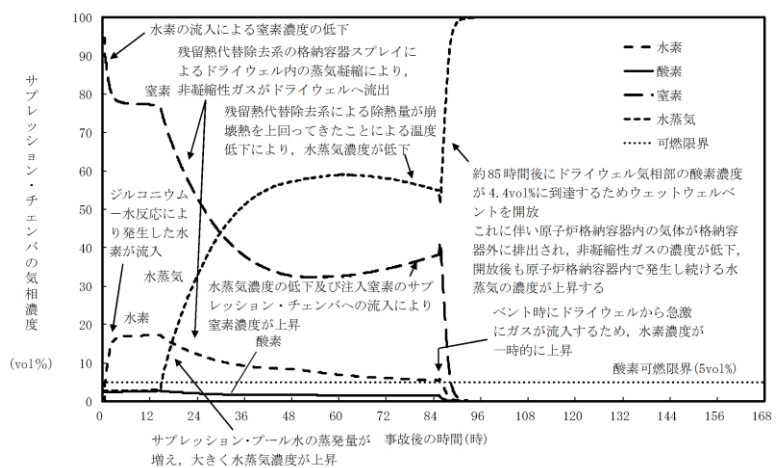


図4 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移(ウェット条件)

・記載方針の相違
 【東海第二】
 島根2号炉及び柏崎6/7は、G値を設計基準事故ベースとした場合の解析においても、ウェット条件の気相濃度の推移を記載している。

(・格納容器ベントの実施に伴う減圧沸騰により原子炉格納容器内が水蒸気に満たされた状態となり、非凝縮性ガスの濃度が小さくなることは、2プラントとも同様の挙動。)

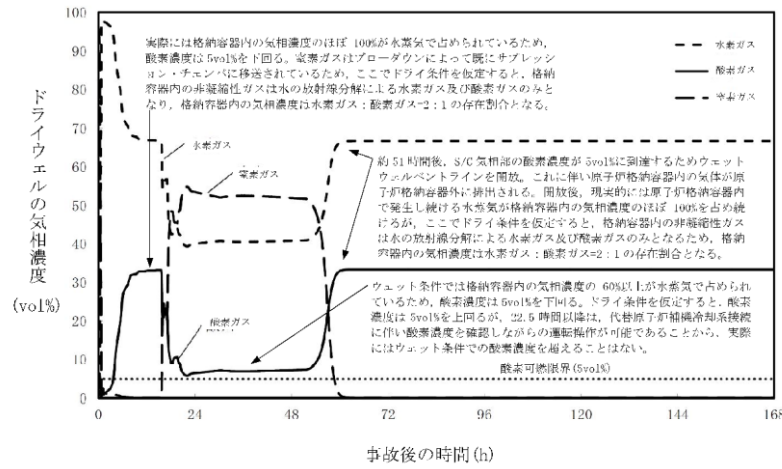


図5 ドライウエルの気相濃度の推移(ドライ条件)

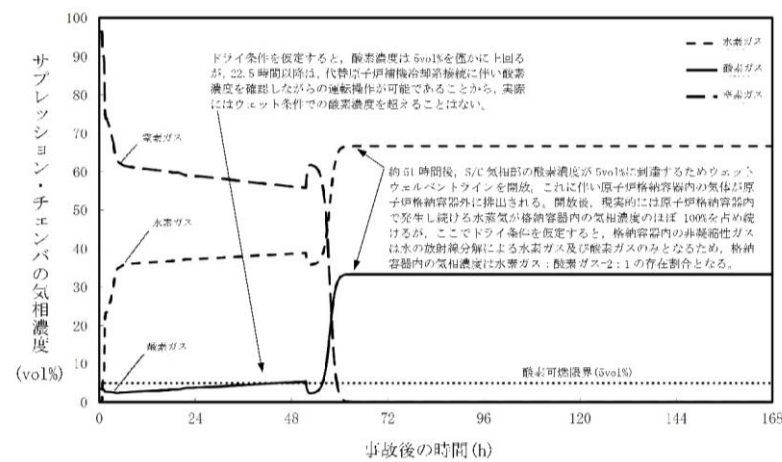
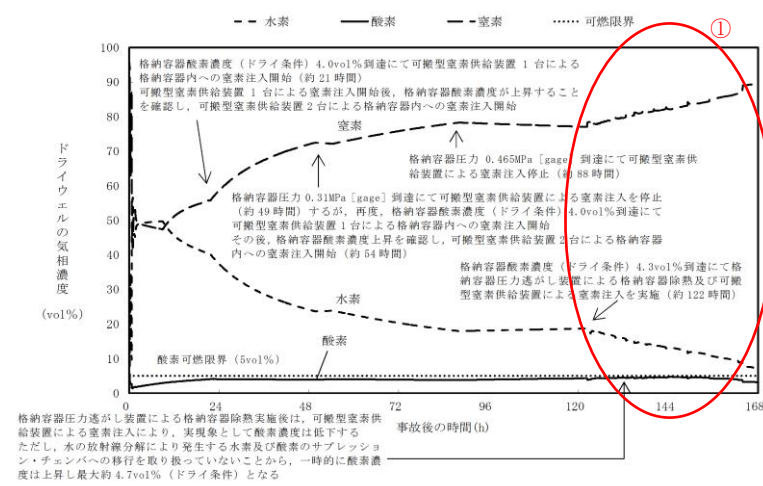
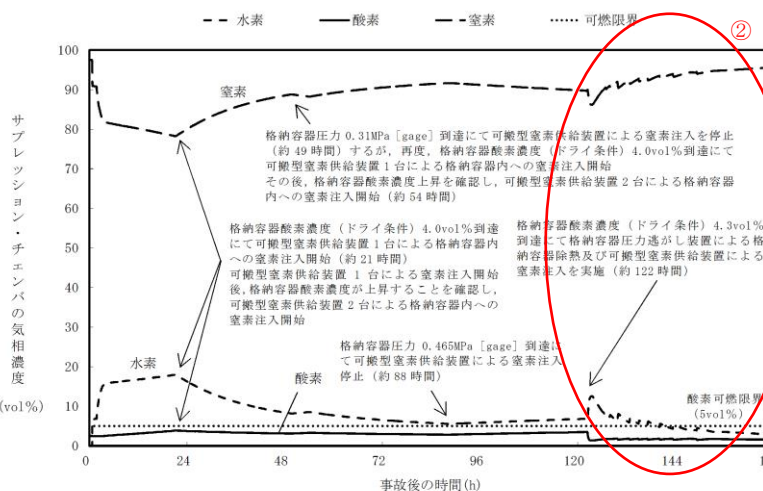


図6 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移(ドライ条件)



第3図 ドライウエルの気相濃度の推移(ドライ条件)



第4図 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移(ドライ条件)

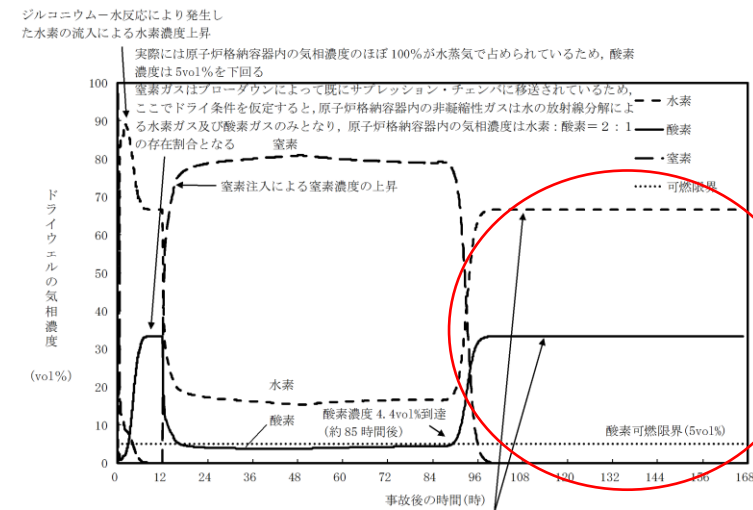


図5 ドライウエルの気相濃度の推移(ドライ条件)

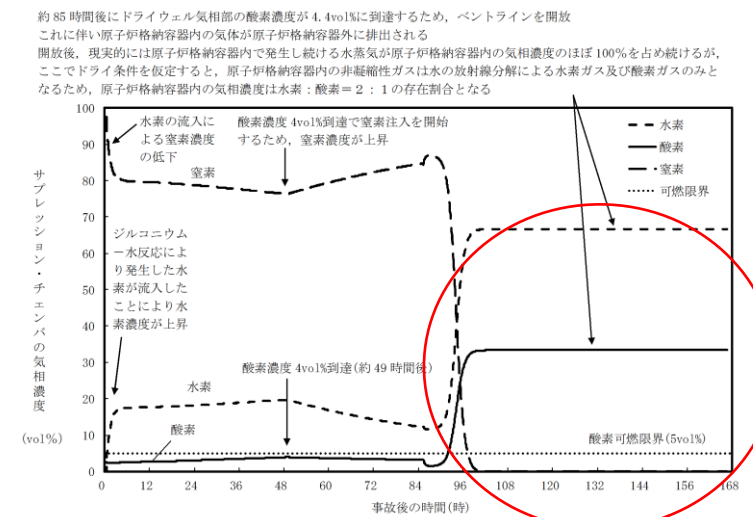
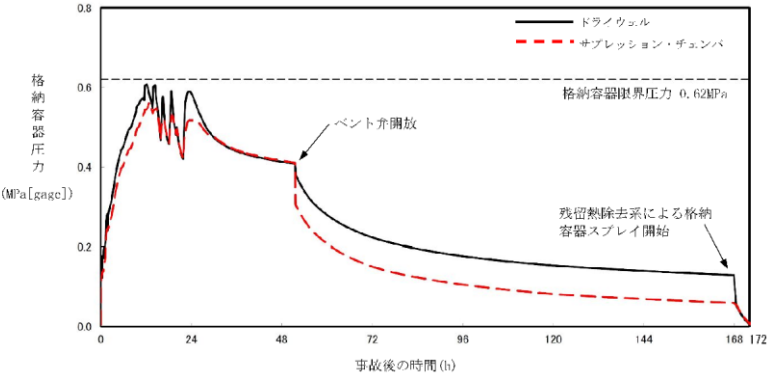
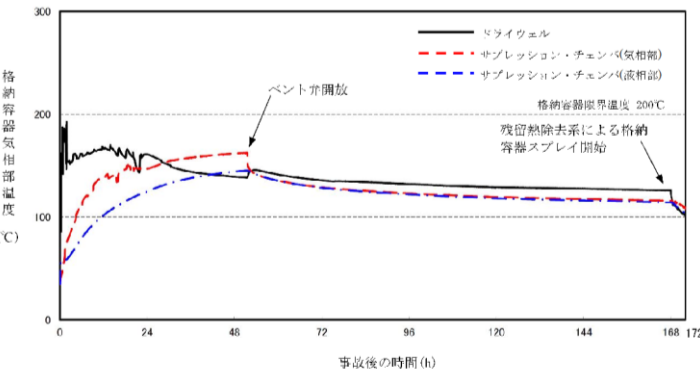


図6 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移(ドライ条件)

・解析結果の相違
【東海第二】
 ①島根2号炉及び柏崎6/7は、格納容器ベント実施時に、原子炉格納容器内への窒素注入を実施していないため、ドライ条件の可燃性ガス濃度は、ほぼ水の放射線分解による水素と酸素の濃度比率となるが、東海第二では、窒素注入を実施しているため、水素と酸素だけではなく窒素も存在している。

②島根2号炉及び柏崎6/7は、格納容器ベント実施時に、原子炉格納容器内への窒素注入を実施していないため、ドライ条件の可燃性ガス濃度は、ほぼ水の放射線分解による水素と酸素の濃度比率となるが、東海第二では、窒素注入を実施しているため、水素と酸素だけではなく窒素も存在している。

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 data-bbox="379 619 682 651">図7 格納容器圧力の推移</p> <p data-bbox="163 661 914 735"><u>(事象発生から168時間後に残留熱除去系によるドライウエルス プレイ(954m³/h)を連続で実施)</u></p>  <p data-bbox="341 1291 727 1323">図8 格納容器気相部温度の推移</p> <p data-bbox="163 1333 914 1407"><u>(事象発生から168時間後に残留熱除去系によるドライウエルス プレイ(954m³/h)を連続で実施)</u></p>			<p data-bbox="2537 262 2700 294">・運用の相違</p> <p data-bbox="2537 304 2686 336">【柏崎6/7】</p> <p data-bbox="2537 346 2819 651">島根2号炉は、ドライ条件の酸素濃度が可燃領域に到達するよりも前に格納容器ベントを実施するため、ドライ条件の酸素濃度は5 vol%を超えない。</p>

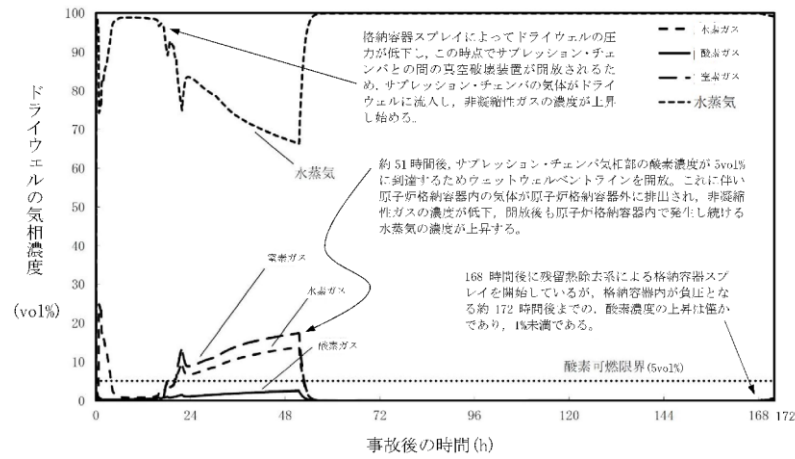


図9 ドライウエルの気相濃度の推移(ウェット条件)

(事象発生から 168 時間後に残留熱除去系によるドライウエルス
プレイ(954m³/h)を連続で実施)

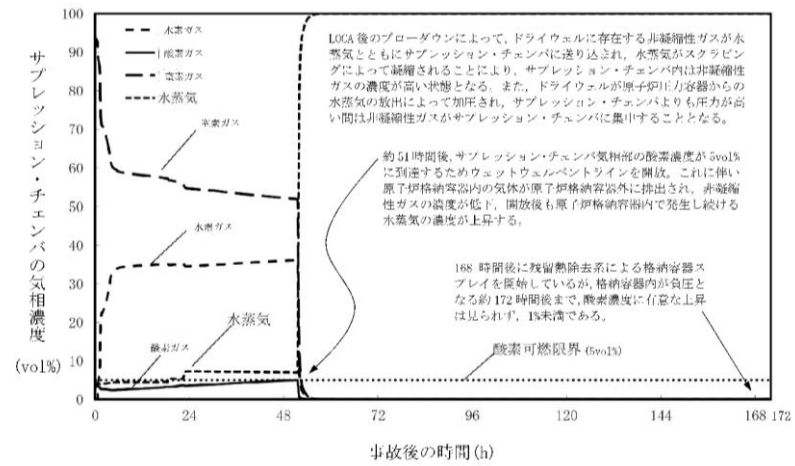


図10 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移(ウェット条件)

(事象発生から 168 時間後に残留熱除去系によるドライウエルス
プレイ(954m³/h)を連続で実施)

・運用の相違
【柏崎 6/7】
島根 2号炉は、ドライ条件の酸素濃度が可燃領域に到達するよりも前に格納容器ベントを実施するため、ドライ条件の酸素濃度は 5 vol% を超えない。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料 3.4.2</p> <p style="text-align: center;">水の放射線分解の評価について</p> <p>1. 水の放射線分解の考慮</p> <p>水がγ線等の放射線エネルギーを吸収すると非常に短時間の間に水の放射線分解が起こり、H(水素原子)、OHラジカル、e_{aq}⁻(水和電子)、HO₂ラジカル、H⁺(水素イオン)及び分子生成物のH₂、H₂O₂(過酸化水素)を生じる。また、これら反応と並行して以下の化学反応が生じ、H₂がOHラジカルと反応して水に戻る等の再結合反応が起こる。なお、酸素ガスは過酸化水素の分解によって生成される。</p> $\text{H}_2 + \text{OH} \rightarrow \text{H} + \text{H}_2\text{O} \quad \text{式①}$ $\text{H} + \text{H}_2\text{O}_2 \rightarrow \text{OH} + \text{H}_2\text{O} \quad \text{式②}$ $\text{H} + \text{OH} \rightarrow \text{H}_2\text{O} \quad \text{式③}$ <p>格納容器破損モード「水素燃焼」における重大事故等対策の有効性評価では、水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスの生成をモデル化している。</p> <p>柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉は、運転中、格納容器内が窒素ガスで置換されている。炉心損傷に至った場合及びその後の圧力容器破損後には、ジルコニウム-水反応やコア・コンクリート反応等、水素ガスについては多量に放出されるメカニズムが考えられるものの、酸素ガスに関しては水の放射線分解が支配的な生成プロセスである。水素ガスに関しては上記の反応によって比較的短時間で可燃限界の濃度を超えることから、格納容器内の気体の濃度を可燃限界以下に維持する観点では酸素濃度を低く維持することが重要となる。</p> <p>以下では、この酸素ガスの支配的な生成プロセスである水の放射線分解について、本評価で用いた考え方を示す。</p> <p>2. 水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガス量の計算</p> <p>水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスの生成量は以下の式(1)で算出している。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 3.4.1</p> <p style="text-align: center;">水の放射線分解の評価について</p> <p>1. 水の放射線分解の考慮</p> <p>水がガンマ線等の放射線エネルギーを吸収すると非常に短時間の間に水の放射線分解が起こり、H(水素原子)、OHラジカル、e_{aq}⁻(水和電子)、HO₂ラジカル、H⁺(水素イオン)及び分子生成物のH₂、H₂O₂(過酸化水素)を生じる。また、これらの反応と並行して以下の化学反応が生じ、H₂がOHラジカルと反応して水に戻る等の再結合反応が起こる。なお、酸素は過酸化水素の分解によって生成される。</p> $\text{H}_2 + \text{OH} \rightarrow \text{H} + \text{H}_2\text{O} \quad \text{式①}$ $\text{H} + \text{H}_2\text{O}_2 \rightarrow \text{OH} + \text{H}_2\text{O} \quad \text{式②}$ $\text{H} + \text{OH} \rightarrow \text{H}_2\text{O} \quad \text{式③}$ <p>格納容器破損モード「水素燃焼」における重大事故等対策の有効性評価では、水の放射線分解による水素及び酸素の生成をモデル化している。</p> <p>東海第二発電所は、運転中、格納容器内が窒素で置換されている。炉心損傷に至った場合及びその後の原子炉圧力容器破損後には、ジルコニウム-水反応や溶融炉心・コンクリート相互作用等、水素については多量に放出されるメカニズムが考えられるものの、酸素に関しては水の放射線分解が支配的な生成プロセスである。水素に関しては上記の反応によって比較的短時間で可燃限界の濃度を超えることから、格納容器内の気体の濃度を可燃限界以下に維持する観点では酸素濃度を低く維持することが重要となる。</p> <p>以下では、この酸素の支配的な生成プロセスである水の放射線分解について、本評価で用いた考え方を示す。</p> <p>2. 水の放射線分解による水素及び酸素量の計算</p> <p>水の放射線分解による水素及び酸素の生成量は以下の式(1)で算出している。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 3.4.2</p> <p style="text-align: center;">水の放射線分解の評価について</p> <p>1. 水の放射線分解の考慮</p> <p>水がγ線等の放射線エネルギーを吸収すると非常に短時間の間に水の放射線分解が起こり、H(水素原子)、OHラジカル、e_{aq}⁻(水和電子)、HO₂ラジカル、H⁺(水素イオン)及び分子生成物のH₂、H₂O₂(過酸化水素)を生じる。また、これら反応と並行して以下の化学反応が生じ、H₂がOHラジカルと反応して水に戻る等の再結合反応が起こる。なお、酸素ガスは過酸化水素の分解によって生成される。</p> $\text{H}_2 + \text{OH} \rightarrow \text{H} + \text{H}_2\text{O} \quad \text{式①}$ $\text{H} + \text{H}_2\text{O}_2 \rightarrow \text{OH} + \text{H}_2\text{O} \quad \text{式②}$ $\text{H} + \text{OH} \rightarrow \text{H}_2\text{O} \quad \text{式③}$ <p>格納容器破損モード「水素燃焼」における重大事故等対策の有効性評価では、水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスの生成をモデル化している。</p> <p>島根原子力発電所2号炉は、運転中、原子炉格納容器内が窒素ガスで置換されている。炉心損傷に至った場合及びその後の原子炉圧力容器破損後には、ジルコニウム-水反応やコア・コンクリート反応等、水素ガスについては多量に放出されるメカニズムが考えられるものの、酸素ガスに関しては水の放射線分解が支配的な生成プロセスである。水素ガスに関しては上記の反応によって比較的短時間で可燃限界の濃度を超えることから、原子炉格納容器内の気体の濃度を可燃限界以下に維持する観点では酸素濃度を低く維持することが重要となる。</p> <p>以下では、この酸素ガスの支配的な生成プロセスである水の放射線分解について、本評価で用いた考え方を示す。</p> <p>2. 水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガス量の計算</p> <p>水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスの生成量は以下の式(1)で算出している。</p>	<p>(本添付資料は、電力共同研究の成果等をまとめた内容であることから、実質的な相違なし)</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. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
$\Delta n = Q_{decay} \times \frac{E}{1.60 \times 10^{-19}} \times \frac{G}{100} \times \frac{1}{6.02 \times 10^{23}} \times \Delta t \quad (1)$ <p>式(1)のパラメータは以下のとおり。</p> <p>Δn : 水の放射線分解による水素(酸素) ガス発生量 [mol] Q_{decay} : 崩壊熱 [W] E : 放射線吸収割合 [-] - 炉内 : β 線, γ 線ともに 0.1 - 炉外の FP : β 線, γ 線ともに 1 G : 実効 G 値 [分子/100eV] - 水素 : $G(H_2) = 0.06$ - 酸素 : $G(O_2) = 0.03$ Δt : タイムステップ [sec]</p> <p>放射線吸収割合について、炉内については、炉心から放出される放射線が水に吸収される割合を解析によって評価した結果、約 1% となったことから、これを保守的に考慮して 10% とした。また、炉外の FP については水中に分散していることを考慮し、保守的に放射線のエネルギーの 100% が水の放射線分解に寄与するものとした。^[1]</p> <p>今回は β 線及び γ 線を考慮の対象とし、α 線については考慮の対象としていない。α 線については飛程が短いため、大部分が熔融炉心等に吸収されるものと考え、α 線による水の放射線分解への寄与は無視できるものとした。また、本評価では電力共同研究(以下「電共研」という。)において求めた G 値を用いているが、これは γ 線源による照射によって得られた実験結果である。β 線は γ 線に比べて飛程が短いことから熔融炉心等に吸収され易く、γ 線源による実験結果の G 値を β 線に対して適用することは、放射線分解に伴う水素及び酸素濃度を多く見積もる点で保守的な取り扱いと考えられる。</p> <p>放射線の吸収エネルギー 100eV 当りに生成する原子・分子数を G 値と呼ぶ。G 値には水の放射線による分解作用のみを考慮した初期 G 値と、これに加えて放射線分解による生成物が再結合して水分子等に戻る等の化学反応の効果を考慮した実効 G 値がある。</p>	$\Delta n = Q_{decay} \times \frac{E}{1.6 \times 10^{-19}} \times \frac{G}{100} \times \frac{1}{6.02 \times 10^{23}} \times \Delta t \quad \text{式 (1)}$ <p>式 (1) のパラメータは以下のとおり。</p> <p>Δn : 水の放射線分解による水素 (酸素) 発生量[mol] Q_{decay} : 崩壊熱[W] E : 放射線吸収割合[-] - サプレッション・プール以外の F P : ベータ線, ガンマ線ともに 0.1 - サプレッション・プール内の F P : ベータ線, ガンマ線ともに 1 G : 実効 G 値[分子/100eV] - 水素 : $G(H_2) = 0.06$ - 酸素 : $G(O_2) = 0.03$ Δt : タイムステップ[sec]</p> <p>放射線吸収割合について、炉内については、炉心から放出される放射線が水に吸収される割合を解析によって評価した結果、約 1% となったことから、これを保守的に考慮して 10% とした。また、炉外の F P については水中に分散していることを考慮し、保守的に放射線のエネルギーの 100% が水の放射線分解に寄与するものとした。^[1]</p> <p>今回は<u>ベータ線及びガンマ線</u>を考慮の対象とし、<u>アルファ線</u>については考慮の対象としていない。<u>アルファ線</u>については飛程が短いため、大部分が熔融炉心等に吸収されるものと考え、<u>アルファ線</u>による水の放射線分解への寄与は無視できるものとした。また、本評価では電力共同研究(以下「電共研」という。)において求めた G 値を用いているが、これは<u>ガンマ線源</u>による照射によって得られた実験結果である。<u>ベータ線はガンマ線</u>に比べて飛程が短いことから熔融炉心等に吸収され易く、<u>ガンマ線源</u>による実験結果の G 値を<u>ベータ線</u>に対して適用することは、放射線分解に伴う水素及び酸素濃度を多く見積もる点で保守的な取り扱いと考えられる。</p> <p>放射線の吸収エネルギー 100eV 当りに生成する原子・分子数を G 値と呼ぶ。G 値には水の放射線による分解作用のみを考慮した初期 G 値と、これに加えて放射線分解による生成物が再結合して水分子等に戻る化学反応の効果を考慮した実効 G 値がある。</p>	$\Delta n = Q_{decay} \times \frac{E}{1.6 \times 10^{-19}} \times \frac{G}{100} \times \frac{1}{6.02 \times 10^{23}} \times \Delta t \quad (1)$ <p>式(1)のパラメータは以下のとおり。</p> <p>Δn : 水の放射線分解による水素 (酸素) ガス発生量[mol] Q_{decay} : 崩壊熱[W] E : 放射線吸収割合[-] - 炉内 : β 線, γ 線ともに 0.1 - 炉外の F P : β 線, γ 線ともに 1 G : 実効 G 値[分子/100eV] - 水素 : $G(H_2) = 0.06$ - 酸素 : $G(O_2) = 0.03$ Δt : タイムステップ[sec]</p> <p>放射線吸収割合について、炉内については、炉心から放出される放射線が水に吸収される割合を解析によって評価した結果、約 1% となったことから、これを保守的に考慮して 10% とした。また、炉外の F P については水中に分散していることを考慮し、保守的に放射線のエネルギーの 100% が水の放射線分解に寄与するものとした。^[1]</p> <p>今回は<u>β線及びγ線</u>を考慮の対象とし、<u>α線</u>については考慮の対象としていない。<u>α線</u>については飛程が短いため、大部分が熔融炉心等に吸収されるものと考え、<u>α線</u>による水の放射線分解への寄与は無視できるものとした。また、本評価では電力共同研究(以下、「電共研」という。)において求めた G 値を用いているが、これは<u>γ線源</u>による照射によって得られた実験結果である。<u>β線はγ線</u>に比べて飛程が短いことから熔融炉心等に吸収され易く、<u>γ線源</u>による実験結果の G 値を<u>β線</u>に対して適用することは、放射線分解に伴う水素及び酸素濃度を多く見積もる点で保守的な取り扱いと考えられる。</p> <p>放射線の吸収エネルギー 100eV あたりに生成する原子・分子数を G 値と呼ぶ。G 値には水の放射線による分解作用のみを考慮した初期 G 値と、これに加えて放射線分解による生成物が再結合して水分子等に戻る化学反応の効果を考慮した実効 G 値がある。</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>照射が始まり、放射線分解による生成物が増加すると、その生成物の濃度に応じて生成物が再結合して水に戻る等の化学反応も増加するため、水素分子及び酸素分子の生成割合は照射初期から徐々に低下する。水素濃度や酸素濃度と水の吸収線量との関係の傾向は、一時的に水素濃度や酸素濃度の上昇ピークが現れるのではなく、水素濃度や酸素濃度の上昇が徐々に抑制されていく形の曲線となる。格納容器内の濃度上昇というマクロな現象を評価する観点では再結合等の化学反応の効果を含めた実効G値を用いることが適切と考えられるため、本評価では実効G値を用いる。また、実効G値には電共研の実験結果^[2]に基づく値を用いた。これについては次項に示す。</p> <p>3. 実効G値の設定について</p> <p>3.1 実効G値の設定根拠とした電共研の実験結果^[2]</p> <p>本評価における実効G値の設定根拠とした電共研「事故時放射線分解に関する研究」^[2]の実験結果を図1に示す。電共研の実験では、重大事故の際の格納容器内の環境を想定した。図1は、非沸騰条件において、よう素イオン濃度を炉心インベントリの50%に相当する濃度とし、ジルコニウム-水反応割合は5.5%とした場合の吸収線量と酸素濃度の相関を示している。</p> <p>実効G値は吸収線量が10×10^3 Gyでの傾きから求めた。この吸収線量は事象発生から約1.4時間後までのサプレッション・プールでの吸収線量に相当する。実効G値は吸収線量の増加とともに傾きが小さくなる傾向にあることから、事象発生から約1.4時間後の実効G値を本評価で用いることは保守的であり妥当と考える。</p> <p>3.2 実効G値に影響を及ぼす因子</p> <p>水の放射線分解によって生成した水素ガスや過酸化水素は、OHラジカルを介した再結合反応によって水に戻るが、このときOHラジカルと反応し易い物質の存在や、沸騰等による生成物の気相への移行があると、再結合反応が阻害され、水素分子及び酸素分子が生成される。このため、実効G値はこれらの因子によって変化する。</p> <p>実効G値に影響を及ぼす因子としては、よう素等の不純物濃度、液相中の水素分子の濃度といった化学的因子の他に、ガスの気液</p>	<p>照射が始まり、放射線分解による生成物が増加すると、その生成物の濃度に応じて生成物が再結合して水に戻る等の化学反応も増加するため、水素分子及び酸素分子の生成割合は照射初期から徐々に低下する。水素濃度や酸素濃度の水の吸収線量との関係の傾向は、一時的に水素濃度や酸素濃度の上昇ピークが現れるのではなく、水素濃度や酸素濃度の上昇が徐々に抑制されていく形の曲線となる。格納容器内の濃度上昇というマクロな現象を評価する観点では再結合等の化学反応の効果を含めた実効G値を用いることが適切であると考えられるため、本評価では実効G値を用いる。また、実効G値には電共研の実験結果^[2]に基づく値を用いた。</p> <p>【比較のため、「添付資料3.4.2」の一部を記載】</p> <p>2.2 基本実験の実機への適用性</p> <p><u>基本実験において評価したG値を用いるに当たり、実験条件(重大事故条件のうち非沸騰)と実機条件を比較した確認結果を第3表及び第4表に示す。</u></p> <p><u>第3表では、各種パラメータが酸素の実効G値に与える影響を評価しており、実験条件は実機で想定されるシビアアクシデント環境を考慮した場合においても評価結果に与える影響は軽微であることを確認している。</u></p> <p>・<u>吸収線量については、水素の実効G値は吸収線量が多いほど小さくなる傾向があり^{[2][5]}、酸素についても同様の傾向であることを確認している^[2]。酸素濃度の長期(7日間)の推移を見る観点では、事象進展を考えた上で事象発生から約1.5時間後の吸収線量に相当する1×10^4 Gyで求めた実効G値を用いることは保守的であり妥当と考える。(第9図参照)</u></p>	<p>照射が始まり、放射線分解による生成物が増加すると、その生成物の濃度に応じて生成物が再結合して水に戻る等の化学反応も増加するため、水素分子及び酸素分子の生成割合は照射初期から徐々に低下する。水素濃度や酸素濃度と水の吸収線量との関係の傾向は、一時的に水素濃度や酸素濃度の上昇ピークが現れるのではなく、水素濃度や酸素濃度の上昇が徐々に抑制されていく形の曲線となる。原子炉格納容器内の濃度上昇というマクロな現象を評価する観点では再結合等の化学反応の効果を含めた実効G値を用いることが適切と考えられるため、本評価では実効G値を用いる。また、実効G値には電共研の実験結果^[2]に基づく値を用いた。これについては次項に示す。</p> <p>3. 実効G値の設定について</p> <p>3.1 実効G値の設定根拠とした電共研の実験結果^[2]</p> <p>本評価における実効G値の設定根拠とした電共研「事故時放射線分解に関する研究」^[2]の実験結果を図1に示す。電共研の実験では、重大事故の際の原子炉格納容器内の環境を想定した。図1は、非沸騰条件において、よう素イオン濃度を炉心インベントリの50%に相当する濃度とし、ジルコニウム-水反応割合は5.5%とした場合の吸収線量と酸素濃度の相関を示している。</p> <p>実効G値は吸収線量が1×10^4 Gyでの傾きから求めた。この吸収線量は事象発生から約1.5時間後までのサプレッション・プールでの吸収線量に相当する。実効G値は吸収線量の増加とともに傾きが小さくなる傾向にあることから、事象発生から約1.5時間後の実効G値を用いることは保守的であり妥当と考える。</p> <p>3.2 実効G値に影響を及ぼす因子</p> <p>水の放射線分解によって生成した水素ガスや過酸化水素は、OHラジカルを介した再結合反応によって水に戻るが、このときOHラジカルと反応し易い物質の存在や、沸騰等による生成物の気相への移行があると、再結合反応が阻害され、水素分子及び酸素分子が生成される。このため、実効G値はこれらの因子によって変化する。</p> <p>実効G値に影響を及ぼす因子としては、よう素等の不純物濃度、液相中の水素分子の濃度といった化学的因子の他に、ガスの気液</p>	<p>備考</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎6/7、東海第二】型式や解析条件等の相違により異なる。</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>移行速度(沸騰, 非沸騰の違い)といった物理的因子がある。</p> <p>本評価における実効G値の設定根拠とした電共研の実験結果に対して上記の因子の影響を考慮する際に参照した電共研の実験結果を次に示す。また, 電共研の実験結果と本評価における各因子の相違と影響をまとめた結果を表1に示す。</p> <p>(1) よう素の影響</p> <p>体系中によう素等の不純物が存在すると, 以下の化学反応が生じ, OHラジカルがOH⁻となるため, OHラジカルを介した式①の再結合反応を阻害し, 水素分子の増加と同時に水素原子の生成が減少する。水素原子の減少により式②の反応が減少することで過酸化水素の加水分解が促進され, 酸素ガスの生成量が增大するものと考えられる。</p> $I^{\cdot} + OH \rightarrow I + OH^{\cdot} \quad \text{式④}$ <p>水中のよう素濃度を变化させた場合の酸素ガスの発生割合を図2に示す。液相単相条件下において, よう素イオン濃度は炉心インベントリの0~100%に相当する濃度とした。図2のとおり, 水中のよう素イオン濃度が高いほど, 吸収線量に対する酸素ガスの発生割合が高い。</p> <p>よう素以外の不純物として, ほう素, 鉄, 銅を添加した場合の酸素ガスの発生割合を図3に示す。図3のとおり, 不純物の添加による酸素ガスの発生割合への影響は見られない。</p> <p>以上の結果から, よう素濃度に関して本評価における条件とほぼ同等の実験の結果から求めた実効G値を用いることは妥当と考える。</p> <p>(2) 溶存水素濃度の影響</p> <p>液相中の水素濃度が増加すると, OHラジカルを介した再結合反応が進み, その結果, 水素ガスと酸素ガスの生成量が減少すると考えられる。</p> <p>水中の水素濃度を变化させた場合の酸素ガスの発生割合を図4に示す。液相単相条件下において, 初期水素濃度はジルコニウム-水反応割合が0~50%で生成した場合の水素濃度に相当する気相中濃度の気液平衡濃度とした。図4のとおり, 水中の水素濃度が高いほど, 吸収線量に対する酸素ガスの発生割合が低い。</p> <p>したがって, 水の放射線分解が進行し, 液相中の水素濃度が上昇すると実効G値は徐々に減少すると考えられる。また, ジルコ</p>	<p>・<u>よう素放出割合については, 水素の実効G値はよう素濃度が高いほど大きくなる傾向があり^{[2][6]}, 酸素についても同様の傾向であることを確認している^[2]。しかしながら, 第10図を参照すると, 左記の程度の割合の相違であれば, G値(測定データの傾き)に大きな違いは現れないと考えられることから, 有効性評価において, 電共研の実験結果に基づく実効G値を用いることは妥当と考える。</u></p> <p>・<u>ジルコニウム-水反応割合(溶存水素濃度)については, 水素の実効G値は溶存水素濃度が高いほど小さくなる傾向があり^{[2][4]}, 酸素についても同様の傾向であることを確認している^[2]。このことから, ジルコニウム-水反応割合が小さい電共研の実験結果に基づく実効G値を用いることは妥当と考える。(第11図参照)</u></p>	<p>移行速度(沸騰, 非沸騰の違い)といった物理的因子がある。</p> <p>本評価における実効G値の設定根拠とした電共研の実験結果に対して上記の因子の影響を考慮する際に参照した電共研の実験結果を次に示す。また, 電共研の実験結果と本評価における各因子の相違と影響をまとめた結果を表1に示す。</p> <p>(1) よう素の影響</p> <p>体系中によう素等の不純物が存在すると, 以下の化学反応が生じ, OHラジカルがOH⁻となるため, OHラジカルを介した式①の再結合反応を阻害し, 水素分子の増加と同時に水素原子の生成が減少する。水素原子の減少により式②の反応が減少することで過酸化水素の加水分解が促進され, 酸素ガスの生成量が增大するものと考えられる。</p> $I^{\cdot} + OH \rightarrow I + OH^{\cdot} \quad \text{式④}$ <p>水中のよう素濃度を变化させた場合の酸素ガスの発生割合を図2に示す。液相単相条件下において, よう素イオン濃度は炉心インベントリの0~100%に相当する濃度とした。図2のとおり, 水中のよう素イオン濃度が高いほど, 吸収線量に対する酸素ガスの発生割合が高い。</p> <p>よう素以外の不純物として, ほう素, 鉄, 銅を添加した場合の酸素ガスの発生割合を図3に示す。図3のとおり, 不純物の添加による酸素ガスの発生割合への影響は見られない。</p> <p>以上の結果から, よう素濃度に関して本評価における条件とほぼ同等の実験の結果から求めた実効G値を用いることは妥当と考える。</p> <p>(2) 溶存水素濃度の影響</p> <p>液相中の水素濃度が増加すると, OHラジカルを介した再結合反応が進み, その結果, 水素ガスと酸素ガスの生成量が減少すると考えられる。</p> <p>水中の水素濃度を变化させた場合の酸素ガスの発生割合を図4に示す。液相単相条件下において, 初期水素濃度はジルコニウム-水反応割合が0~50%で生成した場合の水素濃度に相当する気相中濃度の気液平衡濃度とした。図4のとおり, 水中の水素濃度が高いほど, 吸収線量に対する酸素ガスの発生割合が低い。</p> <p>したがって, 水の放射線分解が進行し, 液相中の水素濃度が上昇すると実効G値は徐々に減少すると考えられる。また, ジルコ</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>ニウム-水反応によって発生する水素ガスが液相中に溶解し、液相中の水素濃度が上昇する場合にも実効G値は減少すると考えられる。</p> <p>よって、炉心損傷事故の状況としては比較的少ないと考えられるジルコニウム-水反応割合 5.5%に相当する溶存水素濃度の実験結果から求めた実効G値を用いることは妥当と考える。</p> <p>(3) 初期酸素濃度の影響</p> <p>初期酸素濃度を变化させた場合の酸素ガスの発生割合を図3に示す。図3からは、初期酸素濃度が酸素ガスの実効G値に与える影響は確認できない。このことから、初期酸素濃度は少なくとも数 vol%程度では、初期酸素濃度は酸素ガスの実効G値に影響を及ぼすものではないと考える。</p> <p>(4) 沸騰、非沸騰状態の影響</p> <p>非沸騰の場合には、水素ガス及び酸素ガスが比較的長期間液相に滞在できるため、再結合反応が起こりやすく、水素ガスと酸素ガスの生成量が減少すると考えられる。一方、液相が沸騰している場合には、生成された水素ガス及び酸素ガスがボイドに移行し短期間で気相に放出されるため、再結合反応が非沸騰状態に比べ起こりにくく、水素ガスと酸素ガスの生成量が増加すると考えられる。</p> <p>沸騰状態における酸素濃度の変化を図5に示す。よう素イオン濃度を炉心インベントリの50%に相当する濃度とし、初期水素濃度はジルコニウム-水反応割合が5.0%で生成した場合の水素濃度に相当する気相中濃度の気液平衡濃度とした。図5のとおり、沸騰状態であっても、吸収線量に対する酸素ガスの発生割合は極めて低い。</p> <p>上記の結果に加え、本評価条件では、大部分の領域・期間が非沸騰状態であると考えられることから、非沸騰状態の実効G値を採用することは妥当と考える。</p> <p>(5) 温度の影響</p> <p>温度を室温(25°C)から45°Cまで变化させた場合の酸素濃度の変化を図6に示す。図6のとおり、温度が高くなるほど再結合反応が促進されるため、実効G値は小さくなる傾向となっている。また、オークリッジ国立研究所(ORNL)による照射試験^[2]でも、図7のとおり、温度依存性について同様の傾向が示されている</p>	<p><u>・初期酸素濃度については、少なくとも初期酸素濃度数 vol%程度では、初期酸素濃度は酸素の実効G値に影響を及ぼすものではないと考える^[2]。(第12図参照)</u></p> <p><u>・沸騰・非沸騰については、沸騰状態では酸素の実効G値はほぼ0となる傾向がある。このことから、非沸騰状態での電共研の実験結果に基づく実効G値を用いることは妥当と考える^[2]。(第13図参照)</u></p> <p><u>・温度については、温度が高いほど、再結合反応が促進されるため実効G値は小さくなる傾向がある。事故時には温度は室温を上回るため、室温での電共研の実験結果に基づく実効G値を用いることは保守的であり妥当と考える^{[2][5]}。(第14図参照)</u></p>	<p>ニウム-水反応によって発生する水素ガスが液相中に溶解し、液相中の水素濃度が上昇する場合にも実効G値は減少すると考えられる。</p> <p>よって、炉心損傷事故の状況としては比較的少ないと考えられるジルコニウム-水反応割合 5.5%に相当する溶存水素濃度の実験結果から求めた実効G値を用いることは妥当と考える。</p> <p>(3) 初期酸素濃度の影響</p> <p>初期酸素濃度を变化させた場合の酸素ガスの発生割合を図3に示す。図3からは、初期酸素濃度が酸素ガスの実効G値に与える影響は確認できない。このことから、初期酸素濃度は少なくとも数 vol%程度では、初期酸素濃度は酸素ガスの実効G値に影響を及ぼすものではないと考える。</p> <p>(4) 沸騰、非沸騰状態の影響</p> <p>非沸騰の場合には、水素ガス及び酸素ガスが比較的長期間液相に滞在できるため、再結合反応が起こりやすく、水素ガスと酸素ガスの生成量が減少すると考えられる。一方、液相が沸騰している場合には、生成された水素ガス及び酸素ガスがボイドに移行し短期間で気相に放出されるため、再結合反応が非沸騰状態に比べ起こりにくく、水素ガスと酸素ガスの生成量が増加すると考えられる。</p> <p>沸騰状態における酸素濃度の変化を図5に示す。よう素イオン濃度を炉心インベントリの50%に相当する濃度とし、初期水素濃度はジルコニウム-水反応割合が5.0%で生成した場合の水素濃度に相当する気相中濃度の気液平衡濃度とした。図5のとおり、沸騰状態であっても、吸収線量に対する酸素ガスの発生割合は極めて低い。</p> <p>上記の結果に加え、本評価条件では、大部分の領域・期間が非沸騰状態であると考えられることから、非沸騰状態の実効G値を採用することは妥当と考える。</p> <p>(5) 温度の影響</p> <p>温度を室温(25°C)から70°Cまで变化させた場合の酸素濃度の変化を図6に示す。図6のとおり、温度が高くなるほど再結合反応が促進されるため、実効G値は小さくなる傾向となっている。また、オークリッジ国立研究所(ORNL)による照射試験^[3]でも、図7のとおり、温度依存性について同様の傾向が示されてい</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>本評価条件では、温度は室温を上回るため、室温での電共研の実験結果に基づく実効G値を用いることは保守的であり妥当と考える。</p> <p>(6) pHの影響</p> <p>pHを4, 6.5, 10とした場合の酸素濃度の変化を図8に示す。図8からは、中性環境下で酸素ガスの実効G値は<u>僅かに小さい傾向を示している</u>ことが分かる。^[2]しかしながら、その傾きの違いは<u>僅か</u>であることから、中性条件下の試験で求めた実効G値を用いることに問題はないと考える。</p> <p>3. 3 実効G値への不純物の影響についての電共研の追加実験結果^[1]</p> <p>電共研「シビアアクシデントにおける可燃性ガスの挙動に関する研究」^[1]では、電線被覆材等に起因する有機物の影響について追加実験を行っており、有機物をエタノールで模擬して液相中に添加し、酸素濃度の変化を測定している。実験結果は図9, 10のとおり、実効G値を低減する効果があることが確認されている。これは、エタノールは放射線場ではOHラジカルと反応してエタノールラジカルとなり、還元剤として働いて酸素ガスを消費する反応に寄与するためである。</p> $\text{CH}_3\text{CH}_2\text{OH} + \text{OH} \rightarrow \text{CH}_3\text{CHOH} + \text{H}_2\text{O} \quad \text{式⑤}$ $\text{CH}_3\text{CHOH} + \text{O}_2 \rightarrow \text{CH}_3\text{COH} + \text{HO}_2 \quad \text{式⑥}$ <p>その他の不純物と合わせて影響をまとめた結果を表2に示す。なお、通常の想定濃度範囲では、OHラジカルの反応速度の観点から、実効G値への影響はヨウ素イオンが支配的となることから、ヨウ素イオンで不純物を代表させている。</p> <p>4. <u>格納容器内の酸素・水素濃度の評価方法</u></p> <p>放射線分解を考慮した<u>格納容器内の酸素・水素濃度の評価方法</u>は次のとおり。また、<u>格納容器内の酸素・水素濃度の評価の流れ</u>を図11に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・MAAP解析から得られる<u>各コンパートメントの窒素ガスモル数</u> 	<p>・<u>pHについては、中性環境下では酸素の実効G値は僅かに小さい傾向を示すが、その差は小さい。このため、中性条件下の試験で求めた電共研の実験結果に基づく実効G値を用いることに問題はないと考える</u>^[2]。(第15図参照)</p> <p>第4表では、<u>シビアアクシデント環境下で発生し得る不純物の影響について評価を行い、G値への影響が軽微であることを確認している。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>金属イオン等(Fe, Cu, B)については、よう素存在条件下において、金属イオン等(Fe, Cu, B)が添加された場合の解析結果からは、実効G値への影響は見られない</u>^[2]。(第12図参照) ・<u>ホウ酸については、水のpHに影響するが、pHの違いによる実効G値への影響は小さい</u>^[2]。 ・<u>コンクリートについては、安定な酸化物でエアロゾルとして挙動し、水にはほとんど溶けないため、放射線分解への影響は小さい。また、MCCI時にCO₂が発生し水のpHに影響するが、pHの変化によるG値への影響は小さい</u>^{[2][4]}。 ・<u>有機物については、酸素を消費する反応に寄与し、実効G値を低減する</u>^[4]。(第16, 17図参照) <p>以上から、<u>格納容器破損防止対策の有効性評価において、基本実験において評価したG値を用いることは妥当であると判断した。</u></p> <p>【ここまで】</p> <p>3. <u>格納容器内の水素・酸素濃度の評価方法</u></p> <p>放射線分解を考慮した<u>格納容器内の水素・酸素濃度の評価方法</u>は次のとおり。また、<u>格納容器内の水素・酸素濃度の評価の流れ</u>を第1図に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・MAAP解析から得られる<u>ドライウェル及びサブプレッショ</u> 	<p>る。</p> <p>本評価条件では、温度は室温を上回るため、室温での電共研の実験結果に基づく実効G値を用いることは保守的であり妥当と考える。</p> <p>(6) pHの影響</p> <p>pHを4, 6.5, 10とした場合の酸素濃度の変化を図8に示す。図8からは、中性環境下で酸素ガスの実効G値は<u>わずかに小さい傾向を示している</u>ことが分かる。^[2]しかしながら、その傾きの違いは<u>わずか</u>であることから、中性条件下の試験で求めた実効G値を用いることに問題はないと考える。</p> <p>3. 3 実効G値への不純物の影響についての電共研の追加実験結果^[1]</p> <p>電共研「シビアアクシデントにおける可燃性ガスの挙動に関する研究」^[1]では、電線被覆材等に起因する有機物の影響について追加実験を行っており、有機物をエタノールで模擬して液相中に添加し、酸素濃度の変化を測定している。実験結果は図9, 10のとおり、実効G値を低減する効果があることが確認されている。これは、エタノールは放射線場ではOHラジカルと反応してエタノールラジカルとなり、還元剤として働いて酸素ガスを消費する反応に寄与するためである。</p> $\text{CH}_3\text{CH}_2\text{OH} + \text{OH} \rightarrow \text{CH}_3\text{CHOH} + \text{H}_2\text{O} \quad \text{式⑤}$ $\text{CH}_3\text{CHOH} + \text{O}_2 \rightarrow \text{CH}_3\text{COH} + \text{HO}_2 \quad \text{式⑥}$ <p>その他の不純物と合わせて影響をまとめた結果を表2に示す。なお、通常の想定濃度範囲では、OHラジカルの反応速度の観点から、実効G値への影響はヨウ素イオンが支配的となることから、ヨウ素イオンで不純物を代表させている。</p> <p>4. <u>原子炉格納容器内の水素・酸素濃度の評価方法</u></p> <p>放射線分解を考慮した<u>原子炉格納容器内の水素・酸素濃度の評価方法</u>は次のとおり。また、<u>原子炉格納容器内の水素・酸素濃度の評価の流れ</u>を図11に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・MAAP解析から得られる<u>ドライウェル及びサブプレッショ</u> 	

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	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>から、格納容器の初期酸素濃度を <u>3.5vol%</u>としたときの酸素ガスモル数と窒素ガスモル数を計算する。</p> <ul style="list-style-type: none"> 各コンパートメントにおける崩壊熱から、水の放射線分解による酸素ガス発生量と水素ガス発生量を計算する。 上記を重ね合わせるにより、格納容器内の気相濃度を計算する。 <p>5. 参考文献</p> <p>[1] 「シビアアクシデントにおける可燃性ガスの挙動に関する研究」BWR 電力共同研究平成 12 年 3 月</p> <p>[2] 「事故時放射線分解に関する研究」BWR 電力共同研究 昭和 63 年 3 月</p> <p>[3] Zittel, H. E., “Boiling water reactor accident radiolysis studies”, ORNL-TM- 2412Part VIII (1970).</p> <p>[4] Parczewski, K. I., et. al., “Generation of hydrogen and oxygen by radiolytic decomposition of water in some BWR’ s”, U.S. NRC Joint ANS/ASME Conference, Aug. (1984).</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>ン・チェンバの窒素モル数から、格納容器の初期酸素濃度を <u>2.5vol%</u>とした時の酸素モル数と窒素モル数を計算する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ドライウエル及びサプレッション・チェンバにおける崩壊熱から、水の放射線分解による酸素発生量と水素発生量を計算する。 水の放射線分解によって生成する水素及び酸素については、MAAP結果に基づいてドライウエルとサプレッション・チェンバ間のベント管を介した移行量を評価し、移行量に応じてドライウエルとサプレッション・チェンバに分配する。 上記を重ね合わせるにより、格納容器内の気相濃度を計算する。 <p>4. 参考文献</p> <p>[1] 「シビアアクシデントにおける可燃性ガスの挙動に関する研究」BWR 電力共同研究, 平成 12 年 3 月</p> <p>[2] 「事故時放射線分解に関する研究」BWR 電力共同研究, 昭和 63 年 3 月</p>	<p>ン・チェンバの窒素ガスモル数から、原子炉格納容器の初期酸素濃度を <u>2.5vol%</u>としたときの酸素ガスモル数と窒素ガスモル数を計算する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ドライウエル及びサプレッション・チェンバにおける崩壊熱から、水の放射線分解による酸素ガス発生量と水素ガス発生量を計算する。 水の放射線分解によって生成する水素ガス及び酸素ガスについては、MAAP結果に基づいてドライウエルとサプレッション・チェンバ間の移行量を評価し、移行量に応じてドライウエルとサプレッション・チェンバに分配する。 上記を重ね合わせるにより、原子炉格納容器内の気相濃度を計算する。 <p>5. 参考文献</p> <p>[1] 「シビアアクシデントにおける可燃性ガスの挙動に関する研究」BWR 電力共同研究, 平成 12 年 3 月</p> <p>[2] 「事故時放射線分解に関する研究」(BWR 電力共同研究, 昭和 63 年 3 月)</p> <p>[3] Zittel, H. E., “Boiling water reactor accident radiolysis studies”, ORNL-TM-2412 Part VIII (1970) .</p> <p>[4] Przewski, K. I., et. al., “Generation of hydrogen and oxygen by radiolytic decomposition of water in some BWR’ s”, U.S. NRC Joint ANS/ASME Conference, Aug (1984) .</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>・解析条件の相違【柏崎 6/7】</p> <p>・解析条件の相違【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2 号炉は、本評価事故シーケンスにおいて、原子炉格納容器内に窒素を注入していることから、水の放射線分解によって発生した水素及び酸素が、窒素の移行に応じて移行する条件としている。</p>

表 1 各種パラメータが酸素ガスの実効G値に与える影響

パラメータ	電共研の実験	今回申請における評価	酸素ガスの実効G値への影響と保守性
吸収線量	~1×10 ⁴ Gy	サブプレッション・プールでの吸収線量は事象発生から約 1.4 時間後に 1×10 ⁴ Gy を超える。	水素ガスの実効G値は吸収線量が多いほど小さくなる傾向があり ^{[2][3]} 、酸素ガスの実効G値についても同様の傾向であることを確認している。 ^[2] 酸素濃度の長期(7日間)の推移を見る観点では、事象進展を考えた上で事象発生から約 1.4 時間後の吸収線量に相当する(1×10 ⁴ Gy)で求めた実効G値を用いることは、保守的であり妥当と考える。(図 1 参照)
よう素放出割合 (立地審査指針における仮想事故条件を設定)	50%	約 84%	水素ガスの実効G値はよう素濃度が高いほど大きくなる傾向があり ^{[2][4]} 、酸素ガスの実効G値についても同様の傾向であることを確認している。 ^[2] しかしながら、図 2 を参照すると、左記の程度の割合の相違であれば、G値(測定データの傾き)に大きな違いは表れないと考えられることから、今回申請における評価において、電共研の実験結果に基づく実効G値を用いることは妥当と考える。
ジルコニウム-水反応割合 (溶存水素濃度)	5.5%	約 16.6%	水素ガスの実効G値は溶存水素濃度が高いほど小さくなる傾向があり ^{[2][4]} 、酸素ガスの実効G値についても同様の傾向であることを確認している。 ^[2] このことから、ジルコニウム-水反応割合が小さい電共研の実験結果に基づく実効G値を用いることは妥当と考える。(図 4 参照)
初期酸素濃度	1.5vol%	3.5vol%	少なくとも初期酸素濃度数 vol%程度では、初期酸素濃度は酸素ガスの実効G値に影響を及ぼすものではないと考える。(図 3 参照) ^[2]
沸騰・非沸騰	非沸騰状態	炉内：沸騰状態 サブプレッション・プール：非沸騰状態	沸騰状態では酸素ガスの実効G値はほぼ 0 となる傾向がある。このことから、非沸騰状態での電共研の実験結果に基づく実効G値を用いることは妥当と考える。(図 5 参照) ^[2]
温度	室温	室温以上	温度が高いほど、再結合反応が促進されるため実効G値は小さくなる傾向がある。事故時には温度は室温を上回るため、室温での電共研の実験結果に基づく実効G値を用いることは保守的であり妥当と考える。(図 6, 7 参照) ^{[2][3]}
pH	中性	事故対応の中で変動する可能性がある	中性環境下では酸素ガスの実効G値は僅かに小さい傾向を示すが、その差は小さい。このため、中性条件下の試験で求めた電共研の実験結果に基づく実効G値を用いることに問題はないと考える。(図 8 参照) ^[2]

【比較のため、添付資料 3.4.2 の一部を記載】

第 3 表 各種パラメータが酸素の実効G値に与える影響

パラメータ	電共研の実験	有効性評価	酸素の実効G値への影響と保守性
吸収線量	~1×10 ⁴ Gy	サブプレッション・プールでの吸収線量は事象発生から約 1.5 時間後に 1×10 ⁴ Gy を超える。	水素の実効G値は吸収線量が多いほど小さくなる傾向があり ^{[2][3]} 、酸素についても同様の傾向であることを確認している ^[2] 。酸素濃度の長期(7日間)の推移を見る観点では、事象進展を考えた上で事象発生から約 1.5 時間後の吸収線量に相当する 1×10 ⁴ Gy で求めた実効G値を用いることは保守的であり妥当と考える。(第 9 図参照)
よう素放出割合 (立地審査指針における仮想事故条件を設定)	50%	約 64%	水素の実効G値はよう素濃度が高いほど大きくなる傾向があり ^{[2][4]} 、酸素についても同様の傾向であることを確認している ^[2] 。しかしながら、第 10 図を参照すると、左記の程度の割合の相違であれば、G値(測定データの傾き)に大きな違いは現れないと考えられることから、有効性評価において、電共研の実験結果に基づく実効G値を用いることは妥当と考える。
ジルコニウム-水反応割合 (溶存水素濃度)	5.5%	約 10.1%	水素の実効G値は溶存水素濃度が高いほど小さくなる傾向があり ^{[2][4]} 、酸素についても同様の傾向であることを確認している ^[2] 。このことから、ジルコニウム-水反応割合が小さい電共研の実験結果に基づく実効G値を用いることは妥当と考える。(第 11 図参照)
初期酸素濃度	1.5%	2.5%	少なくとも初期酸素濃度数 vol%程度では、初期酸素濃度は酸素の実効G値に影響を及ぼすものではないと考える ^[2] 。(第 12 図参照)
沸騰・非沸騰	非沸騰状態	炉内：沸騰状態 サブプレッション・プール：非沸騰状態	沸騰状態では酸素の実効G値はほぼ 0 となる傾向がある。このことから、非沸騰状態での電共研の実験結果に基づく実効G値を用いることは妥当と考える ^[2] 。(第 13 図参照)
温度	室温	室温以上	温度が高いほど、再結合反応が促進されるため実効G値は小さくなる傾向がある。事故時には温度は室温を上回るため、室温での電共研の実験結果に基づく実効G値を用いることは保守的であり妥当と考える ^{[2][3]} 。(第 14 図参照)
pH	中性	事故対応の中で変動する可能性がある。	中性環境下では酸素の実効G値は僅かに小さい傾向を示すが、その差は小さい。このため、中性条件下の試験で求めた電共研の実験結果に基づく実効G値を用いることに問題はないと考える ^[2] 。(第 15 図参照)

表 1 各種パラメータが酸素ガスの実効G値に与える影響

パラメータ	電共研の実験	有効性評価	酸素の実効G値への影響と保守性
吸収線量	~1×10 ⁴ Gy	サブプレッション・プールでの吸収線量は事象発生から約 1.5 時間後に 1×10 ⁴ Gy を超える。	水素ガスの実効G値は吸収線量が多いほど小さくなる傾向があり ^[2,3] 、酸素ガスの実効G値についても同様の傾向であることを確認している ^[2] 。酸素濃度の長期(7日間)の推移を見る観点では、事象進展を考えた上で事象発生から約 1.5 時間後の吸収線量に相当する(1×10 ⁴ Gy)で求めた実効G値を用いることは、保守的であり妥当と考える。(図 1 参照)
よう素放出割合 (立地審査指針における仮想事故条件を設定)	50%	約 79%	水素ガスの実効G値はよう素濃度が高いほど大きくなる傾向があり ^[2,4] 、酸素ガスの実効G値についても同様の傾向であることを確認している ^[2] 。しかしながら、図 2 を参照すると、左記の程度の割合の相違であれば、G値(測定データの傾き)に大きな違いは表れないと考えられることから、有効性評価において、電共研の実験結果に基づく実効G値を用いることは妥当と考える。
ジルコニウム-水反応割合 (溶存水素濃度)	5.5%	約 7.8%	水素ガスの実効G値は溶存水素濃度が高いほど小さくなる傾向があり ^[2,4] 、酸素ガスの実効G値についても同様の傾向であることを確認している ^[2] 。このことから、ジルコニウム-水反応割合が小さい電共研の実験結果に基づく実効G値を用いることは妥当と考える。(図 4 参照)
初期酸素濃度	1.5vol%	2.5vol%	少なくとも初期酸素濃度数 vol%程度では、初期酸素濃度は酸素ガスの実効G値に影響を及ぼすものではないと考える。(図 3 参照) ^[2]
沸騰・非沸騰	非沸騰状態	炉内：沸騰状態 サブプレッション・プール：非沸騰状態	沸騰状態では酸素ガスの実効G値はほぼ 0 となる傾向がある。このことから、非沸騰状態での電共研の実験結果に基づく実効G値を用いることは妥当と考える。(図 5 参照) ^[2]
温度	室温	室温以上	温度が高いほど、再結合反応が促進されるため実効G値は小さくなる傾向がある。事故時には温度は室温を上回るため、室温での電共研の実験結果に基づく実効G値を用いることは保守的であり妥当と考える。(図 6, 7 参照) ^[2,3]
pH	中性	事故対応の中で変動する可能性がある。	中性環境下では酸素の実効G値はわずかに小さい傾向を示すが、その差は小さい。このため、中性条件下の試験で求めた電共研の実験結果に基づく実効G値を用いることに問題はないと考える。(図 8 参照) ^[2]

・解析条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)		東海第二発電所 (2018.9.12版)		島根原子力発電所 2号炉		備考						
表2 よう素以外の不純物が酸素の実効G値に与える影響		第4表 よう素以外の不純物が酸素の実効G値に与える影響		表2 よう素以外の不純物が酸素ガスの実効G値に与える影響								
物質	発生原因	シビアアクシデント環境下における発生量	酸素ガスの実効G値への影響	物質	発生原因	シビアアクシデント環境下における発生量	酸素ガスの実効G値への影響	物質	発生原因	シビアアクシデント環境下における発生量	酸素ガスの実効G値への影響	
金属イオン等 (Fe, Cu, B)	炉内構造物等	0 ~ 2 ppm (TMI-2 事故時の冷却材中不純物濃度や BWR プラント通常運転時における金属濃度等の評価を参考に設定)	よう素存在条件下において、金属イオン等(Fe, Cu, B)が添加された場合の結果からは、実効G値へ影響は見られない。[4] (図3参照)	金属イオン等 (Fe, Cu, B)	炉内構造物等	0~2ppm (TMI-2 事故時の冷却材中不純物濃度やBWRプラント通常運転時における金属濃度等の評価を参考に設定)	よう素存在条件下において、金属イオン等 (Fe, Cu, B) が添加された場合の解析結果からは、実効G値への影響は見られない。[2] (第12図参照)	金属イオン等 (Fe, Cu)	炉内構造物等	0 ~ 2 ppm (TMI-2 事故時の冷却材中不純物濃度や BWR プラント通常運転時における金属濃度等の評価を参考に設定)	よう素存在条件下において、金属イオン等 (Fe, Cu, B) が添加された場合の結果からは、実効G値へ影響は見られない。[2] (図3参照)	
ホウ酸	制御棒材の酸化, MCC I 時の化学反応	約 1×10 ⁻³ mol/L (格納容器内での想定発生量と S/C 液相体積から概算)	水のpHに影響するが、pHの違いによる実効G値への影響は小さい。[2]	ホウ酸	制御棒材の酸化, MCC I 時の化学反応	約 1×10 ⁻³ mol/L (格納容器内での想定発生量とサプレッション・プール液相体積から概算)	水のpHに影響するが、pHの違いによる実効G値への影響は小さい。[2]	ホウ酸	制御棒材の酸化, MCC I 時の化学反応	約 1×10 ⁻³ mol/L (原子炉格納容器内での想定発生量と S/C 液相体積から概算)	水のpHに影響するが、pHの違いによる実効G値への影響は小さい。[2]	
コンクリート	主成分のSiO ₂ , CaO, Al ₂ O ₃ , MgOなどがMCCI時に放出	安定な酸化物でエアロゾルとして挙動し、水にはほとんど溶けない	安定な酸化物でエアロゾルとして挙動し、水にはほとんど溶けないので、放射線分解への影響は小さい。また、MCCI時にCO ₂ が発生し水のpHに影響するが、pHの変化によるG値への影響は小さい。[1,2]	コンクリート	主成分のSiO ₂ , CaO, Al ₂ O ₃ , MgOなどがMCCI時に放出	安定な酸化物でエアロゾルとして挙動し、水にはほとんど溶けない	安定な酸化物でエアロゾルとして挙動し、水にはほとんど溶けないため、放射線分解への影響は小さい。また、MCCI時にCO ₂ が発生し水のpHに影響するが、pHの変化によるG値への影響は小さい。[2] [4]	コンクリート	主成分のSiO ₂ , CaO, Al ₂ O ₃ , MgOなどがMCCI時に放出	安定な酸化物でエアロゾルとして挙動し、水にはほとんど溶けない	安定な酸化物でエアロゾルとして挙動し、水にはほとんど溶けないので、放射線分解への影響は小さい。また、MCCI時にCO ₂ が発生し水のpHに影響するが、pHの変化によるG値への影響は小さい。[1, 2]	
有機物	電線被覆材などの熱分解や放射線分解	約1.1×10 ⁻⁶ mol/L (格納容器内での想定発生量とS/C液相体積から概算)	酸素ガスを消費する反応に寄与し、実効G値を低減する。[1] (図9, 10参照)	有機物	電線被覆材などの熱分解や放射線分解	約1.1×10 ⁻⁶ mol/L (格納容器内での想定発生量とサプレッション・プール液相体積から概算)	酸素を消費する反応に寄与し、実効G値を低減する。[4] (第16, 17図参照)	有機物	電線被覆材などの熱分解や放射線分解	約1.1×10 ⁻⁶ mol/L (格納容器内での想定発生量とS/C液相体積から概算)	酸素ガスを消費する反応に寄与し、実効G値を低減する。[1] (図9, 10参照)	

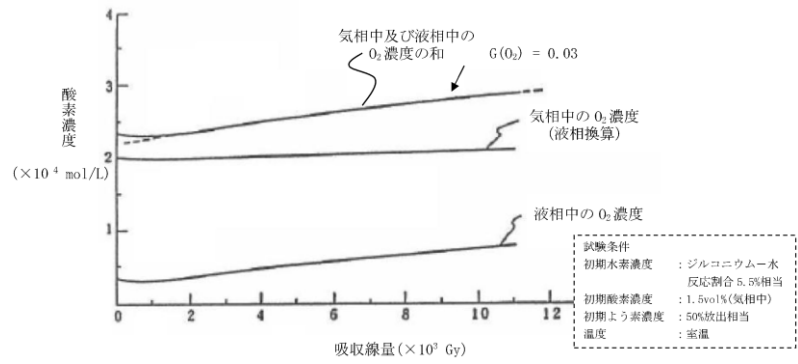


図1 本評価における実効G値の設定根拠とした電共研の実験結果

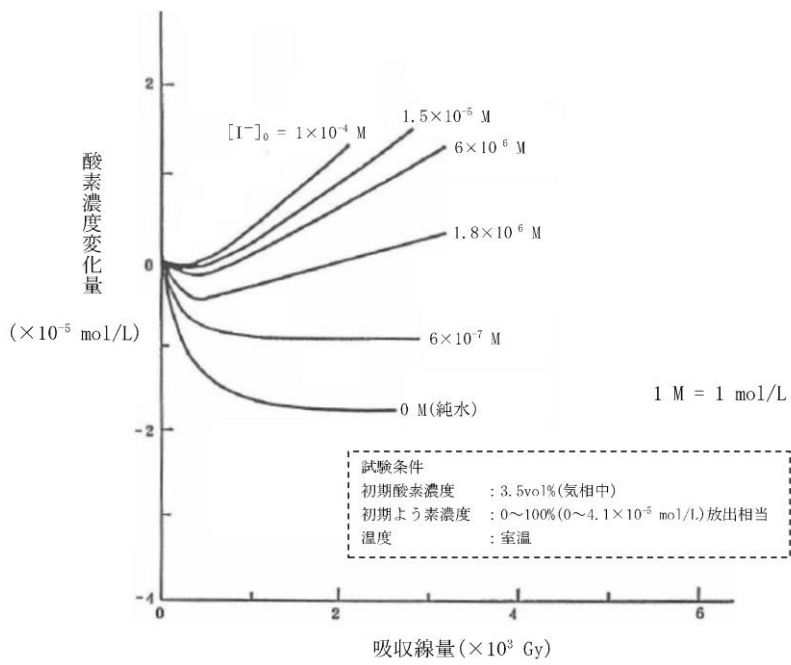
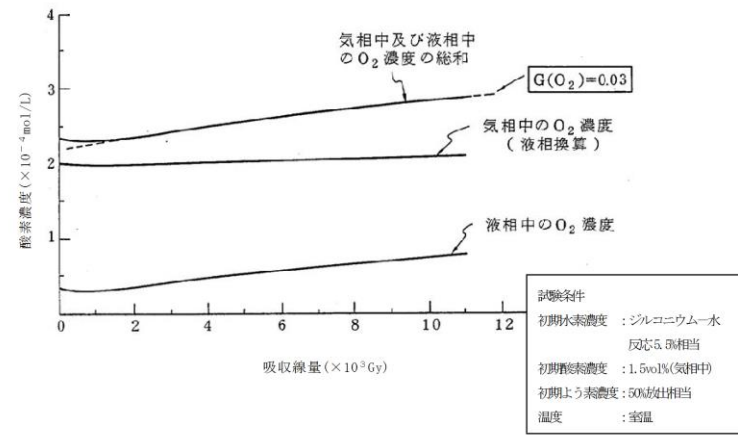
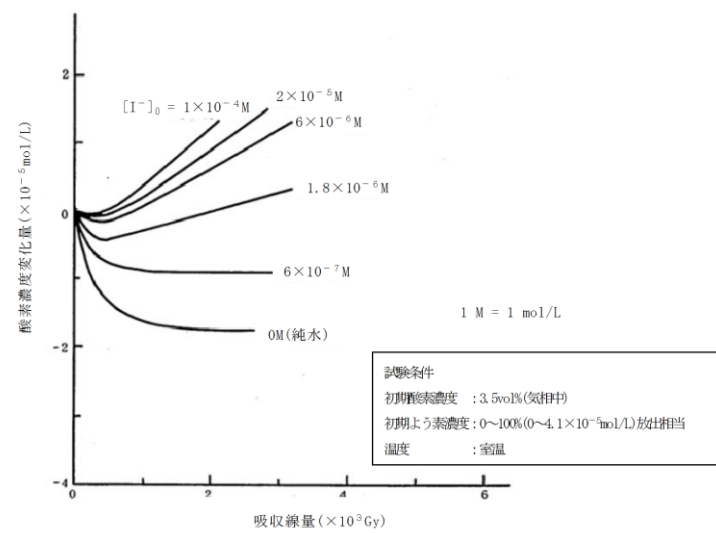


図2 溶存酸素濃度と吸収線量の関係 (よう素濃度を変化させた場合)



第9図 本評価における実効G値の設定根拠とした電共研の実験結果



第10図 溶存酸素濃度と吸収線量の関係 (よう素濃度を変化させた場合)

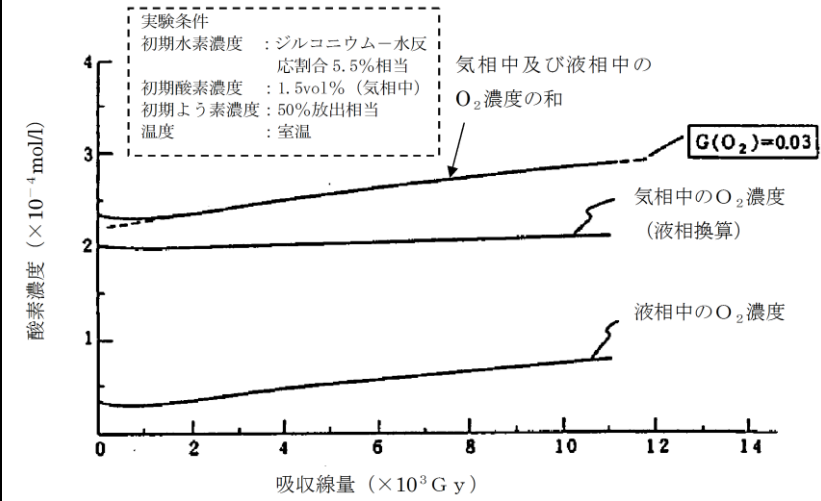


図1 本評価における実効G値の設定根拠とした電共研の実験結果

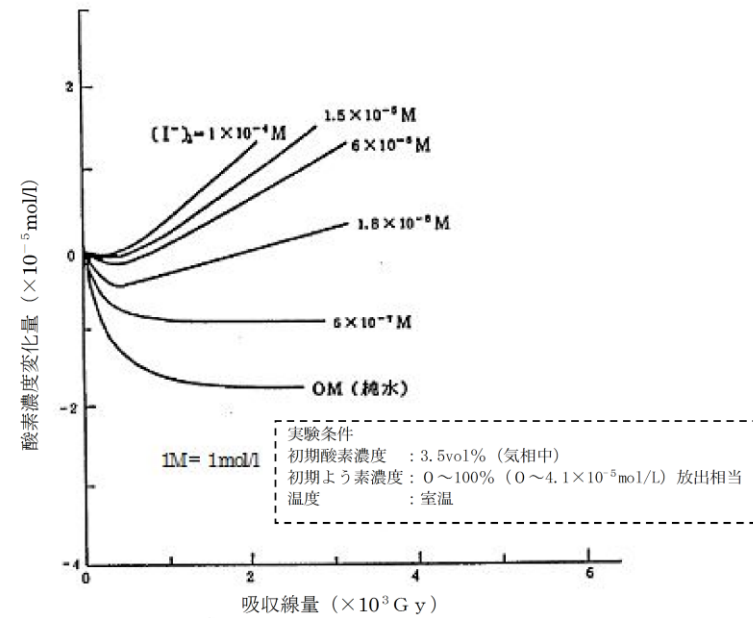


図2 溶存酸素濃度と吸収線量の関係 (よう素濃度を変化させた場合)

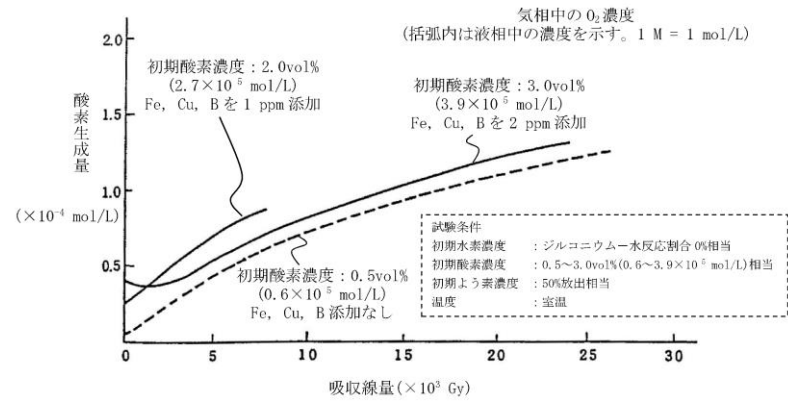


図3 溶存酸素濃度及び不純物(Fe, Cu, B)の有無と吸収線量の関係(酸素濃度及び不純物(Fe, Cu, B)の添加量を変化させた場合)

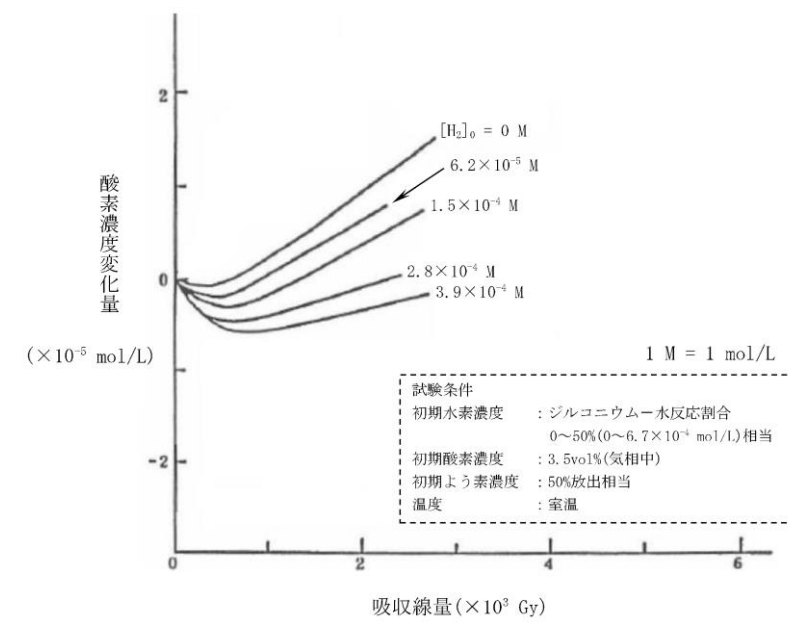
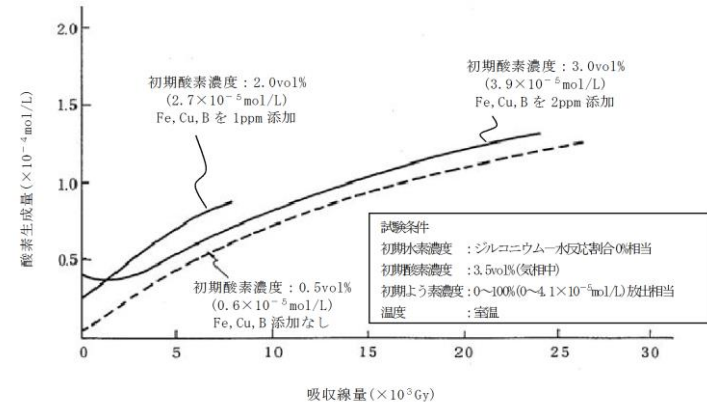
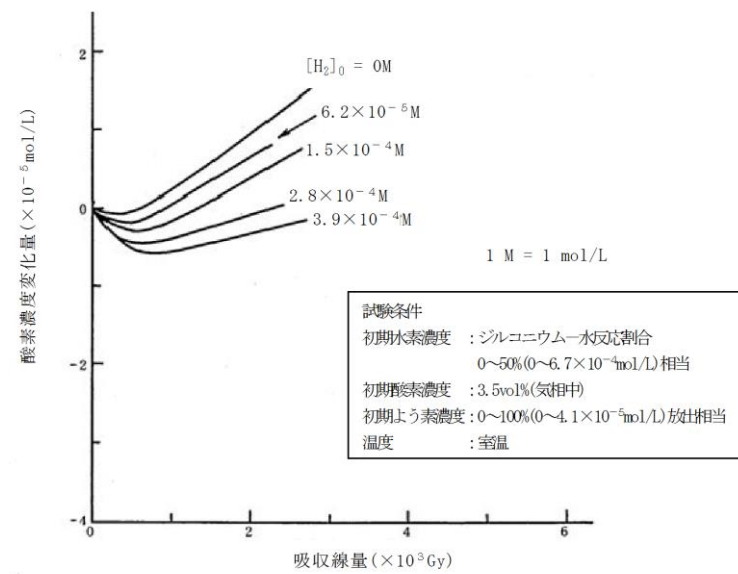


図4 溶存酸素濃度と吸収線量の関係(溶存水素濃度を変化させた場合)



第12図 溶存酸素濃度及び不純物(Fe, Cu, B)の有無と吸収線量の関係(酸素濃度及び不純物(Fe, Cu, B)の添加量を変化させた場合)



第11図 溶存酸素濃度と吸収線量の関係(溶存水素濃度を変化させた場合)

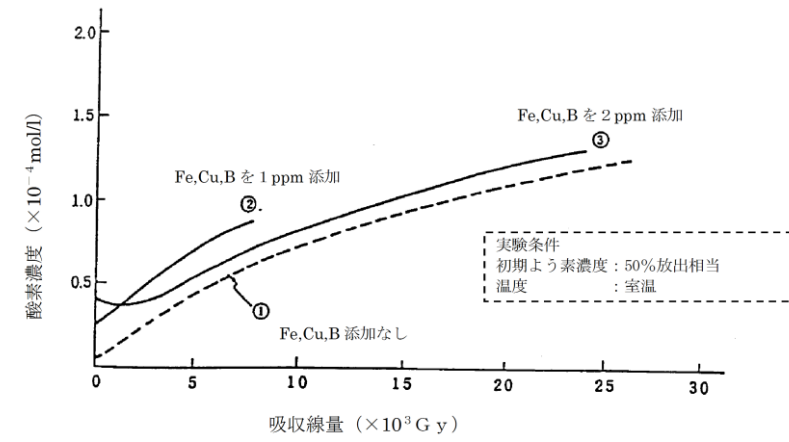


図3 溶存酸素濃度及び不純物(Fe, Cu, B)の有無と吸収線量の関係(酸素濃度及び不純物(Fe, Cu, B)の添加量を変化させた場合)

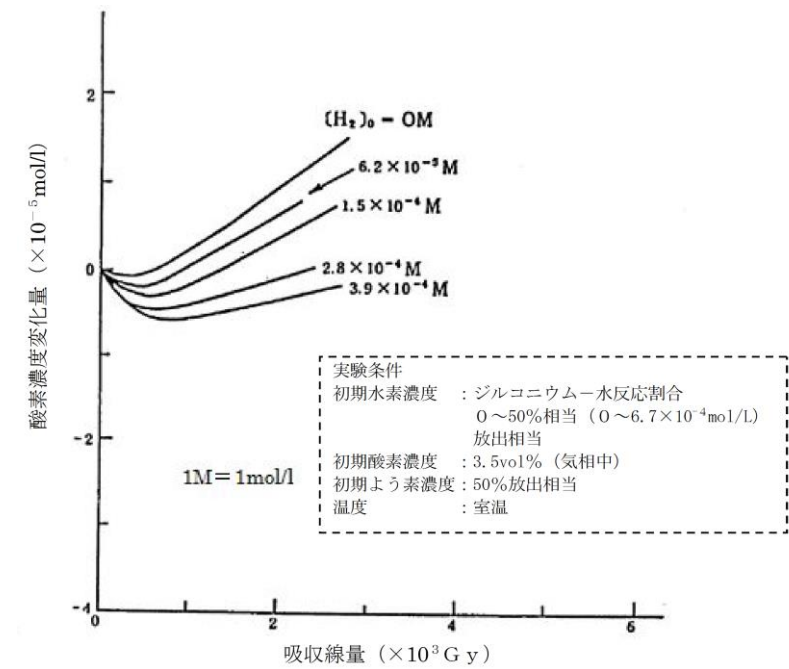


図4 溶存酸素濃度と吸収線量の関係(溶存水素濃度を変化させた場合)

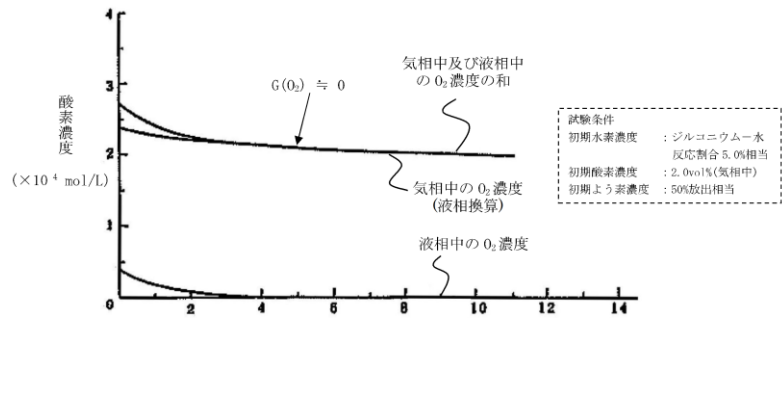
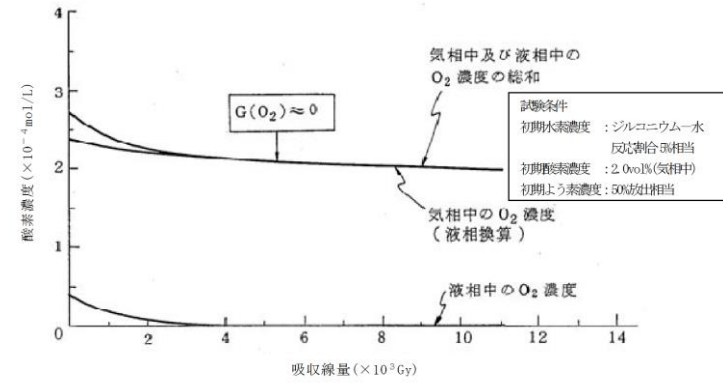


図5 溶存酸素濃度と吸収線量の関係(沸騰状態)



第13図 溶存酸素濃度と吸収線量の関係(沸騰状態)

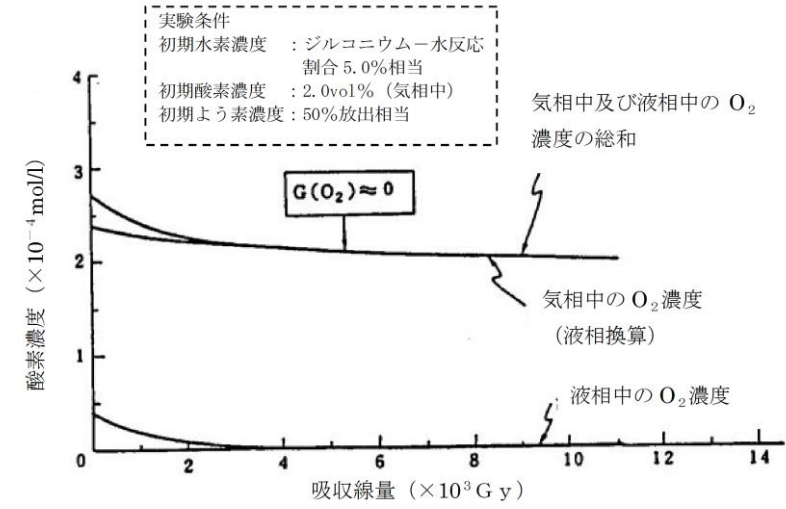


図5 溶存酸素濃度と吸収線量の関係(沸騰状態)

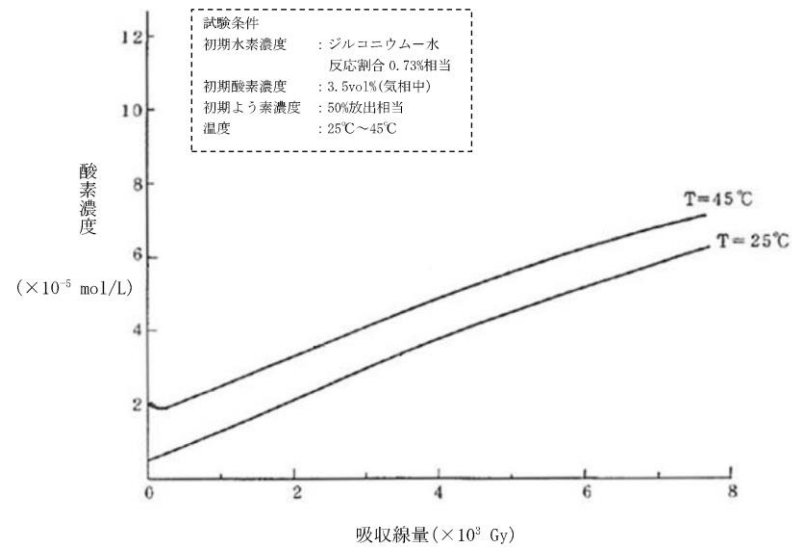
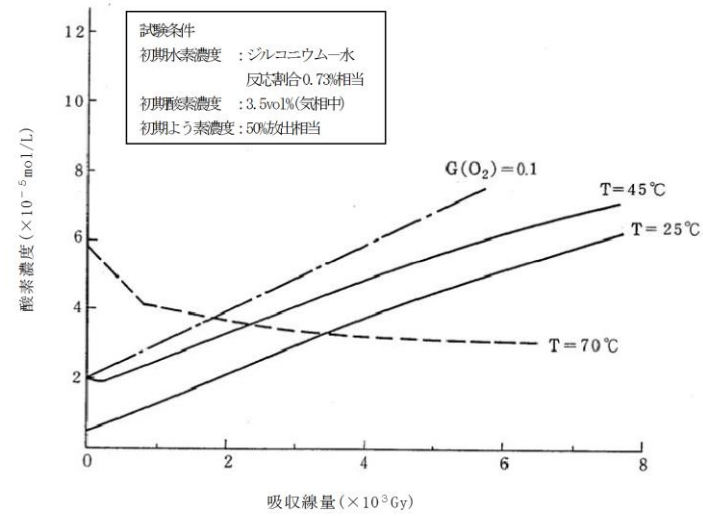


図6 溶存酸素濃度と吸収線量の関係
(温度を変化させた場合)



第14図 溶存酸素濃度と吸収線量の関係
(温度を変化させた場合)

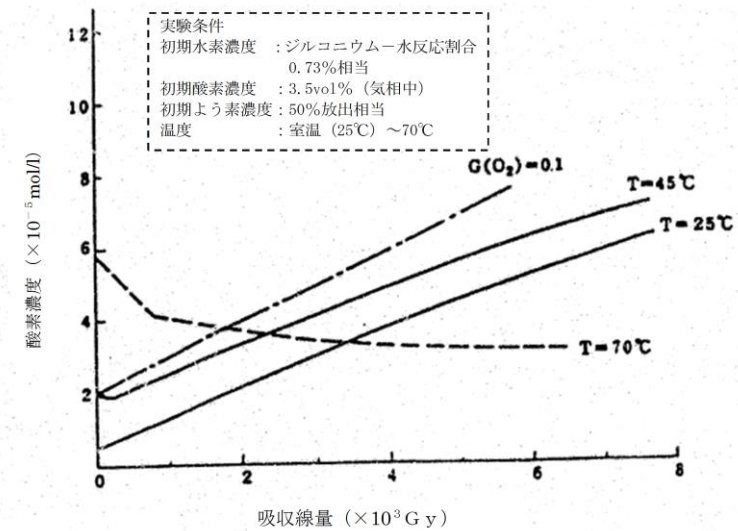


図6 溶存酸素濃度と吸収線量の関係
(温度を変化させた場合)

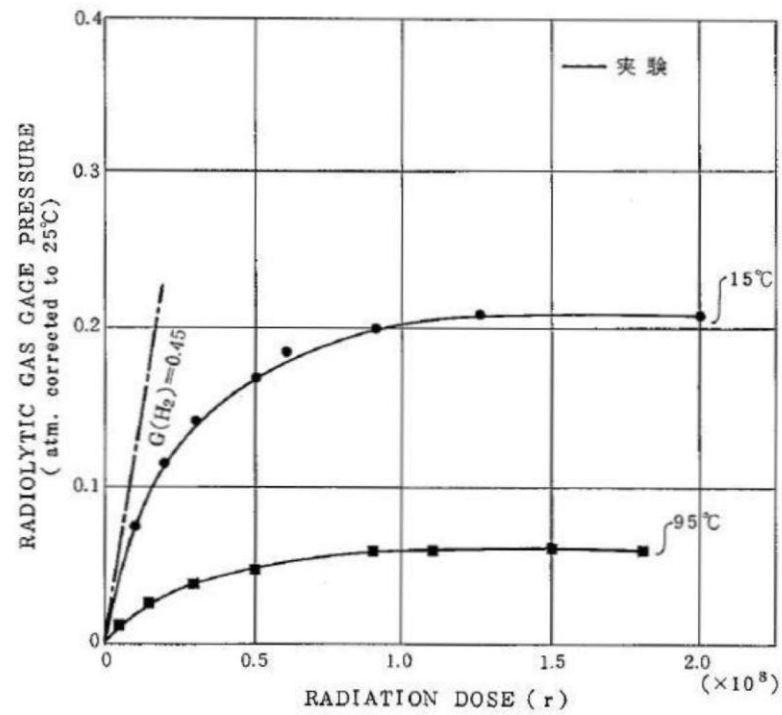
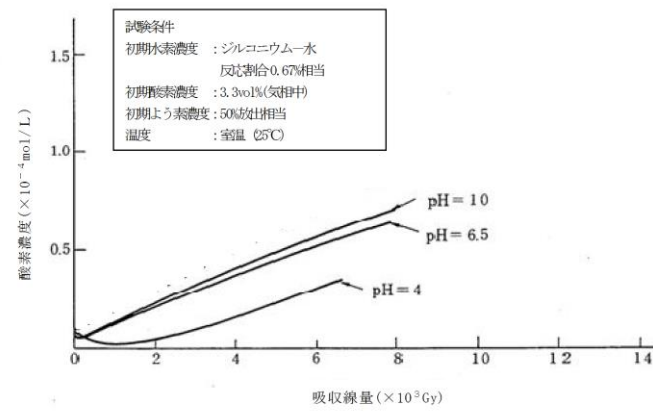


図7 水素ガス発生量と吸収線量の関係(温度を変化させた場合) - ORNL による試験



第15図 溶存酸素濃度と吸収線量の関係 (pHを変化させた場合)

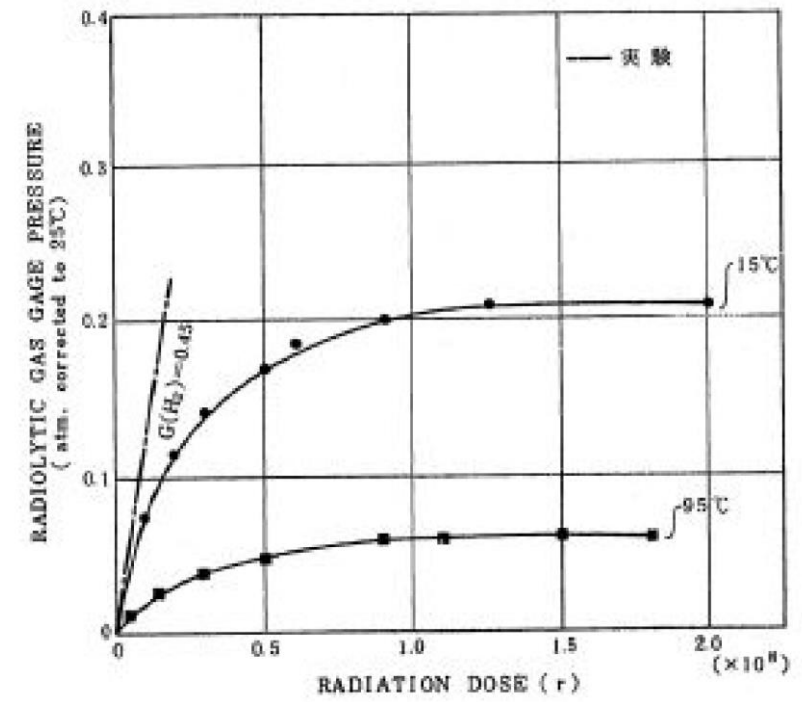


図7 水素ガス発生量と吸収線量の関係 (温度を変化させた場合) -ORNL による試験

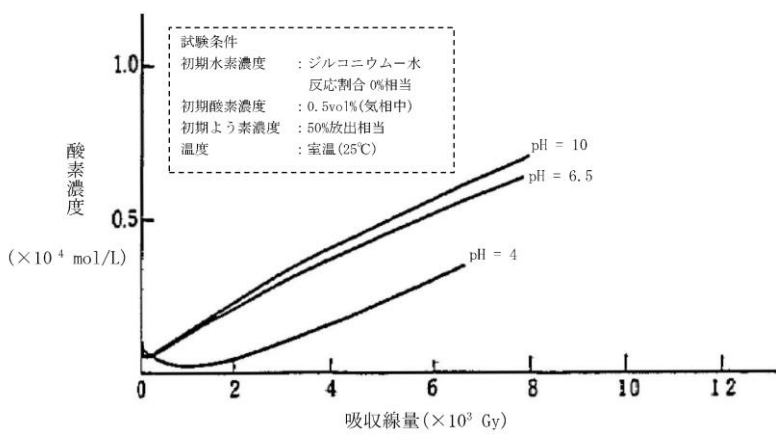


図8 溶存酸素濃度と吸収線量の関係 (pHを変化させた場合)

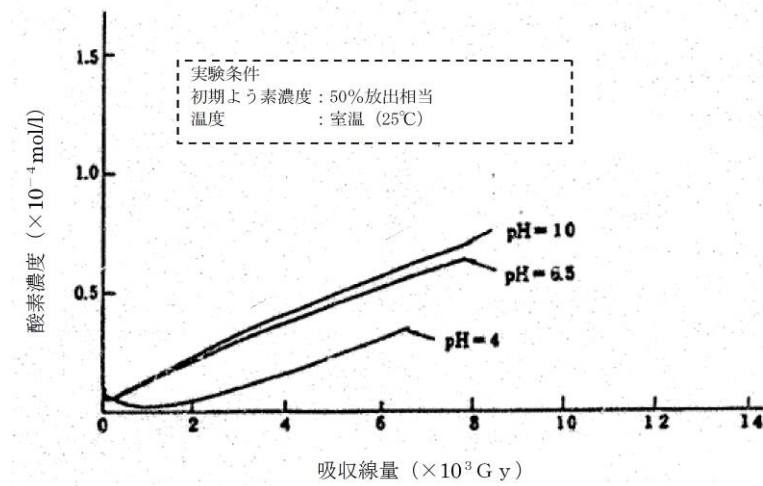


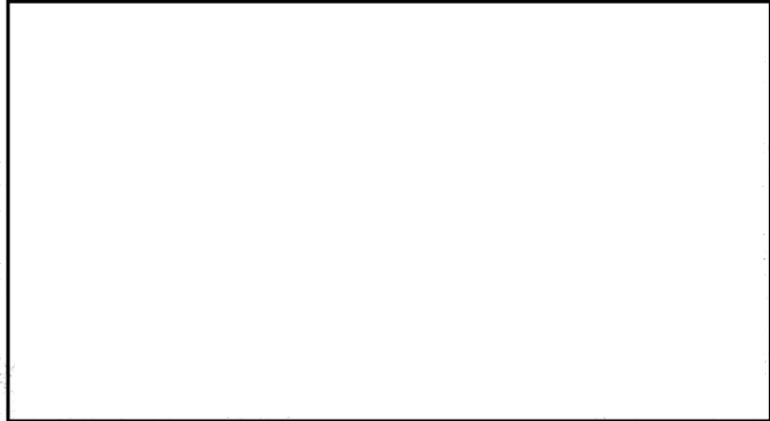





図8 溶存酸素濃度と吸収線量の関係 (pHを変化させた場合)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
			
<p>図9 溶存酸素濃度と吸収線量の関係(エタノール添加なし)</p>	<p>第16図 溶存酸素濃度と吸収線量の関係 (エタノール添加なし)</p>	<p>図9 溶存酸素濃度と吸収線量の関係 (エタノール添加なし)</p>	
			
<p>図10 溶存酸素濃度と吸収線量の関係(エタノール添加あり)</p>	<p>第17図 溶存酸素濃度と吸収線量の関係 (エタノール添加あり)</p>	<p>図10 溶存酸素濃度と吸収線量の関係 (エタノール添加あり)</p>	
	<p>【ここまで】</p>		

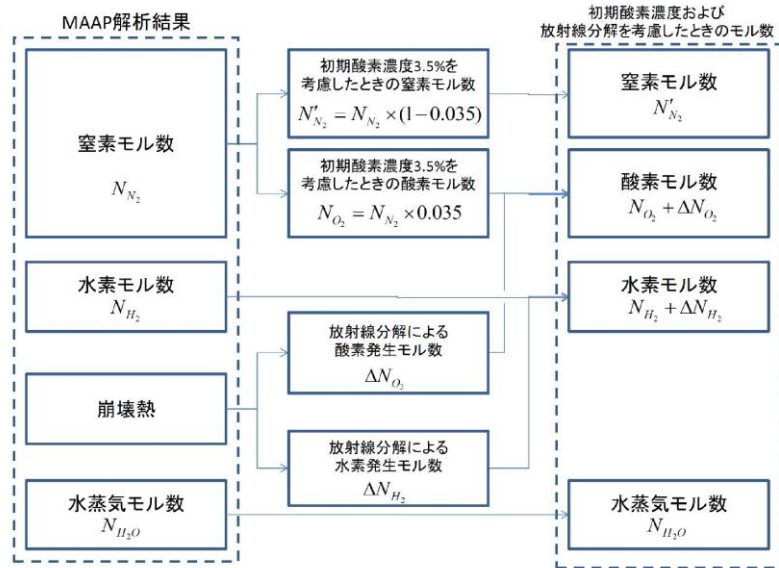
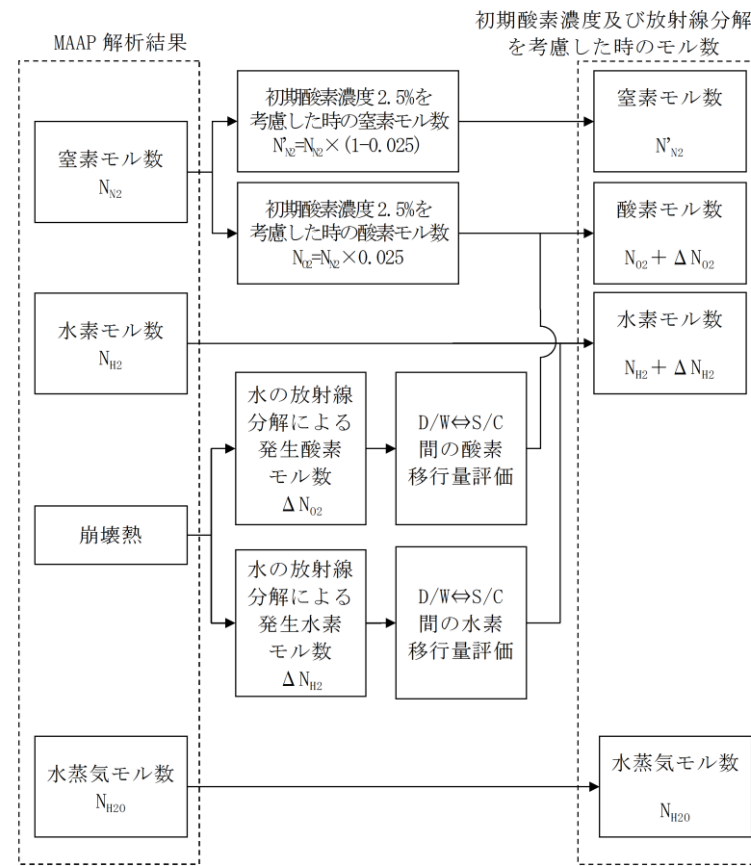


図 11 水素・酸素濃度の評価フロー図



第 1 図 水素・酸素濃度の評価フロー図

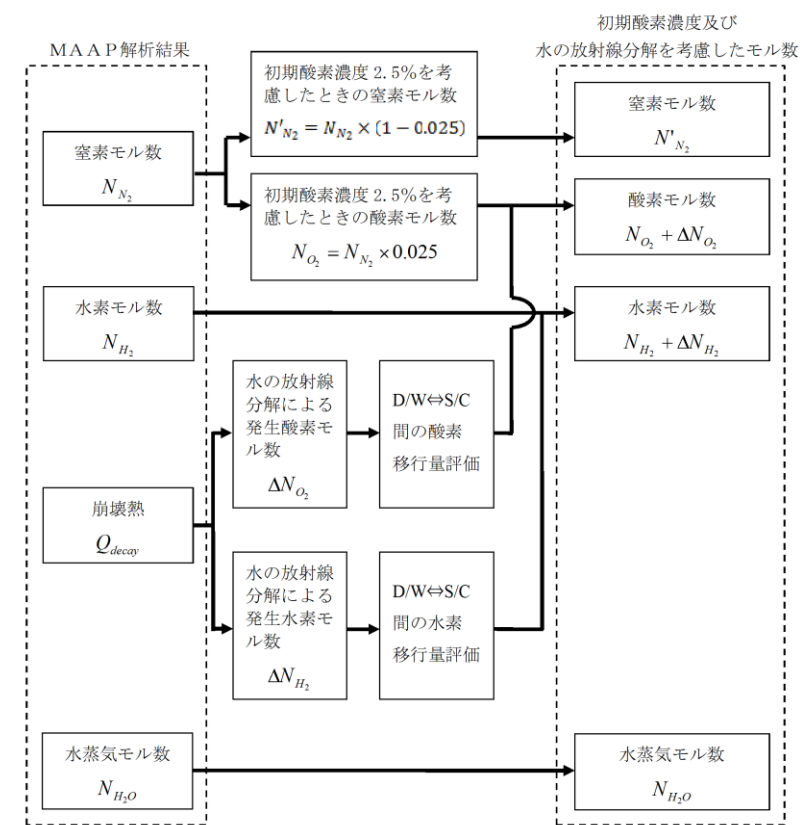


図 11 水素・酸素濃度の評価フロー図

備考

- ・解析条件の相違
- 【柏崎 6/7】
- 島根 2号炉は、本評価事故シーケンスにおいて、原子炉格納容器内に窒素を注入していることから、水の放射線分解によって発生した水素及び酸素が、窒素の移行に応じて移行する条件としている。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料 3.4.3</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>水素燃焼時の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉格納容器安定状態：本評価では、事象発生から約 20 時間で代替原子炉補機冷却系を接続し、代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱を実施する。これにより、7 日後まで格納容器ベントを実施しない状態で原子炉格納容器の機能を維持可能な事象進展となっている。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 3.4.3</p> <p style="text-align: center;">安定状態について (水素燃焼)</p> <p>「水素燃焼」時の安定状態については以下のとおり。</p> <p>格納容器安定状態： 本評価では、事象発生から 90 分後に代替循環冷却系による格納容器除熱を開始するとともに、事象発生から約 84 時間後に可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入を開始する。これにより、7 日後まで格納容器ベントを実施しない状態で格納容器の機能を維持可能な事象進展となっている。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 3.4.3</p> <p style="text-align: center;">安定状態について (水素燃焼)</p> <p>水素燃焼の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉格納容器安定状態：本評価では、事象発生から約 10 時間で原子炉補機代替冷却系を接続し、残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱を実施し、事象発生から約 12 時間後に可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器内への窒素注入を実施する。これにより、7 日後まで格納容器ベントを実施しない状態で原子炉格納容器の機能を維持可能な事象進展となっている。</p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 設備、運用等の相違により原子炉格納容器除熱の開始時間が異なる。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、可燃性ガス濃度の抑制は、S A 設備である可搬式窒素供給装置による窒素注入を実施することとしている。</p>
<p>【安定状態の維持について】</p> <p>本評価における格納容器ベントを実施しない状態を 7 日後以降も継続する場合、酸素濃度は事象発生から約 14 日後にサブプレッション・チェンバにおいて可燃限界に到達する。</p> <p>このため、事象発生から 7 日間が経過した以降も水素濃度及び酸素濃度を監視するとともに、状況に応じて酸素濃度の低減（可燃性ガス濃度制御系の運転等）を行い、原子炉格納容器内が可燃限界の濃度に到達することを防止する。また、重大事故等対処設備以外の設備の機能の復旧等も考慮し、格納容器圧力及び温度の低下操作や原子炉格納容器内の窒素ガス置換を試みる。これらの対応が困難であり、原子炉格納容器内の水素及び酸素濃度が可燃限界に到達する場合については、格納容器ベントにより、その水素及び酸素濃度を低減することにより安定状態を維持できる。</p>	<p>【安定状態の維持について】</p> <p>本評価における格納容器ベントを実施しない状態を 7 日後以降も継続する場合、酸素濃度（ドライ条件）は事象発生から約 46 日後にドライウエルにおいて 4.3vol% に到達する。</p> <p>このため、事象発生から 7 日間が経過した以降も水素濃度及び酸素濃度を監視するとともに、状況に応じて酸素濃度の低減（可燃性ガス濃度制御系の運転等）を行い、格納容器内が可燃限界の濃度に到達することを防止する。また、重大事故等対処設備以外の設備の機能の復旧等も考慮し、格納容器圧力及び雰囲気温度の低下操作や格納容器内の窒素置換を試みる。これらの対応が困難であり、格納容器内の酸素濃度（ドライ条件）が 4.3vol% に到達する場合については、格納容器ベントにより、水素濃度及び酸素濃度を低減することにより安定状態を維持できる。</p>	<p>【安定状態の維持について】</p> <p>本評価における格納容器ベントを実施しない状態を 7 日後以降も継続する場合、酸素濃度（ドライ条件）は事象発生から 100 日後時点における酸素濃度はドライ条件を仮定した場合であってもドライウエルで約 1.8vol%、サブプレッション・チェンバで約 4.2vol% であり、可燃限界に到達するのは事象発生から 100 日以降である。</p> <p>このため、事象発生から 7 日間が経過した以降も水素濃度及び酸素濃度を監視するとともに、状況に応じて酸素濃度の低減（可燃性ガス濃度制御系の運転等）を行い、原子炉格納容器内が可燃限界の濃度に到達することを防止する。また、重大事故等対処設備以外の設備の機能の復旧等も考慮し、格納容器圧力及び温度の低下操作や原子炉格納容器内の窒素ガス置換を試みる。これらの対応が困難であり、原子炉格納容器内の水素及び酸素濃度が可燃限界に到達する場合については、格納容器ベントにより、その水素及び酸素濃度を低減することにより安定状態を維持できる。</p>	<p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 設備、運用、解析条件等の相違により、酸素濃度の可燃限界（酸素ベント基準）到達時間が異なる。</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、有効性評価上、可燃性ガスの可燃限界到達有無を確認している。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料 3.4.5</p> <p style="text-align: center;">原子炉注水開始時間の評価結果への影響</p> <p>1. はじめに 今回の評価では、運転操作手順書等を踏まえ、原子炉圧力容器への注水開始時刻を事象発生から <u>70分後</u>としている。実際の事故対応においては原子炉圧力容器への注水開始時刻が早まる又は遅れる可能性も想定される。水素燃焼のリスクの観点では、ジルコニウム-水反応による水素ガス発生量が抑制され、相対的に酸素濃度が高くなることで水素濃度及び酸素濃度がともに可燃領域に至る可能性が考えられる。一方で、注水時点の炉心の状態によっては、ジルコニウム-水反応が促進され、水素ガス発生量が増加する場合も考えられる。この場合には、増加した水素ガスによって相対的に酸素濃度が低下すると考えられる。</p> <p>ここでは原子炉圧力容器への注水開始時刻が早まる又は遅れる場合を想定し、原子炉圧力容器への注水開始時刻が評価結果に与える影響を確認した。</p> <p>2. 評価条件 今回の申請において示した解析ケース（以下「ベースケース」という。）の評価条件に対する変更点は以下のとおり。この他の評価条件は、ベースケースと同等である。</p> <p>(1) 感度解析 1（注水開始時刻が早まる場合） ・原子炉圧力容器への注水開始時刻を事象発生から <u>30分後</u>とした。<u>30分</u>は今後の更なる事故対応能力の改善を見据えて設定した値である。</p> <p>・<u>格納容器圧力制御の観点で評価上の必要が生じたため、格納容器スプレイの流量を 155m³/h とした。格納容器スプレイの流量をベースケースの 140 m³/h よりも増加させることで、水蒸気の凝縮及びサプレッション・チェンバ気相部容積の低下</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料 3.4.6</p> <p style="text-align: center;">原子炉注水開始時間の評価結果への影響について</p> <p>1. はじめに 今回の評価では、運転操作手順書等を踏まえ、原子炉圧力容器への注水開始時刻を事象発生から <u>25分後</u>としている。実際の事故対応においては、原子炉圧力容器への注水開始時刻が早まる又は遅れる可能性も想定される。水素燃焼のリスクの観点では、ジルコニウム-水反応による水素発生量が抑制され、相対的に酸素濃度が高くなることで水素濃度及び酸素濃度がともに可燃領域に至る可能性が考えられる。一方で、注水時点の炉心の状態によっては、ジルコニウム-水反応が促進され、<u>水素発生量</u>が増加する場合も考えられる。この場合には、増加した水素によって相対的に酸素濃度が低下すると考えられる。</p> <p>ここでは、原子炉圧力容器への注水開始時刻が早まる又は遅れる場合を想定し、原子炉圧力容器への注水開始時刻が評価結果に与える影響を確認した。</p> <p>2. 評価条件 <u>ベースケース</u>の評価条件に対する変更点は以下のとおり。この他の評価条件は、ベースケースと同等である。</p> <p>(1) 感度解析 1（注水開始時刻が早まる場合） ・原子炉圧力容器への注水開始時刻を<u>ベースケースより 10分早くし、事象発生から 15分後</u>とした。</p> <p><u>また、代替循環冷却系による格納容器除熱開始時刻をベースケースより 10分早くし、事象発生から 80分後とした。10分は、今後のさらなる事故対応能力の改善等を見据えて設定した値である。</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料 3.4.5</p> <p style="text-align: center;">原子炉注水開始時間の評価結果への影響</p> <p>1. はじめに 今回の評価では、運転操作手順書等を踏まえ、原子炉圧力容器への注水開始時刻を事象発生から <u>30分後</u>としている。実際の事故対応においては原子炉圧力容器への注水開始時刻が早まる又は遅れる可能性も想定される。水素燃焼のリスクの観点では、ジルコニウム-水反応による水素ガス発生量が抑制され、相対的に酸素濃度が高くなることで水素濃度及び酸素濃度がともに可燃領域に至る可能性が考えられる。一方で、注水時点の炉心の状態によっては、ジルコニウム-水反応が促進され、<u>水素ガス発生量</u>が増加する場合も考えられる。この場合には、増加した水素ガスによって相対的に酸素濃度が低下すると考えられる。</p> <p>ここでは原子炉圧力容器への注水開始時刻が早まる又は遅れる場合を想定し、原子炉圧力容器への注水開始時刻が評価結果に与える影響を確認した。</p> <p>2. 評価条件 <u>今回の申請において示した解析ケース（以下「ベースケース」という。）</u>の評価条件に対する変更点は以下のとおり。このほかの評価条件は、ベースケースと同等である。</p> <p>(1) 感度解析 1（注水開始時刻が早まる場合） ・原子炉圧力容器への注水開始時刻を事象発生から <u>25分後</u>とした。<u>25分</u>は今後の更なる事故対応能力の改善を見据えて設定した値である。</p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 設備、運用等の相違により原子炉注水開始時間が異なる。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 感度解析における原子炉格納容器除熱の開始時間の設定は各プラントで異なる。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、原子炉注水開始時刻以外の解</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>が考えられるが、酸素濃度の評価の観点では保守的な結果を与えると考えられる。</u></p> <p>(2) 感度解析 2 (注水開始時刻が遅れる場合)</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉圧力容器への注水開始時刻をベースケースから <u>20分</u> 遅延することとし、事象発生から <u>90分後</u> とした。 <p><u>20分</u>は、原子炉圧力容器への注水が遅れたとしても、熔融炉心が炉心プレナム下部に移行しない時間であることを確認し、設定した値である。</p> <p>3. 評価結果</p> <p>評価結果を図1から図8に示す。また、評価結果のまとめを表1に示す。各パラメータの推移はベースケースとほぼ同等となり、事象発生から7日後の酸素濃度も5vol%未満となった。</p> <p>4. まとめ</p> <p>原子炉圧力容器への注水開始時刻が早まる又は遅れることによる評価結果への影響を確認した結果、評価項目となるパラメータである酸素濃度は、ベースケースと同等となった。</p> <p>このことから、実際の事故対応においては原子炉圧力容器への注水開始時刻が早まった又は遅れる場合においても水素燃焼のリスクの観点での事故対応への影響はない。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>(2) 感度解析 2 (注水開始時刻が遅れる場合)</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉圧力容器への注水開始時刻をベースケースから <u>25分</u> 遅延することとし、事象発生から <u>50分後</u> とした。 <p><u>また、代替循環冷却系による格納容器除熱開始時刻をベースケースより25分遅延することとし、事象発生から115分後とした。</u></p> <p><u>25分</u>は、原子炉圧力容器への注水が遅れたとしても、熔融炉心が炉心プレナム下部に移行しない時間であることを確認し、設定した値である。</p> <p>3. 評価結果</p> <p>評価結果を第1図から第8図に示す。また、評価結果のまとめを第1表に示す。各パラメータの推移はベースケースとほぼ同等となり、事象発生から7日後の酸素濃度も5vol%未満となった。</p> <p>4. まとめ</p> <p>原子炉圧力容器への注水開始時刻が早まる又は遅れることによる評価結果への影響を確認した結果、評価項目となるパラメータである酸素濃度は、ベースケースと同等となった。このことから、実際の事故対応においては原子炉圧力容器への注水開始時刻が早まった又は遅れる場合においても、水素燃焼のリスクの観点での事故対応への影響はない。</p>	<p>(2) 感度解析 2 (注水開始時刻が遅れる場合)</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉圧力容器への注水開始時刻をベースケースから <u>30分</u> 遅延することとし、事象発生から <u>60分後</u> とした。 <p><u>30分</u>は、原子炉圧力容器への注水が遅れたとしても、熔融炉心が炉心プレナム下部に移行しない時間であることを確認し、設定した値である。</p> <p>3. 評価結果</p> <p>評価結果を図1から図8に示す。また、評価結果のまとめを表1に示す。各パラメータの推移はベースケースとほぼ同等となり、事象発生から7日後の酸素濃度も5vol%未満となった。</p> <p>4. まとめ</p> <p>原子炉圧力容器への注水開始時刻が早まる又は遅れることによる評価結果への影響を確認した結果、評価項目となるパラメータである酸素濃度は、ベースケースと同等となった。このことから、実際の事故対応においては原子炉圧力容器への注水開始時刻が早まった又は遅れる場合においても水素燃焼のリスクの観点での事故対応への影響はない。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>析条件はベースケースと同様。</p> <ul style="list-style-type: none"> 解析条件の相違 <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>感度解析における原子炉格納容器除熱の開始時間の設定は各プラントで異なる。</p> <ul style="list-style-type: none"> 解析条件の相違 <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、原子炉注水開始時刻以外の解析条件はベースケースと同様。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																																																														
<p>表1 原子炉压力容器への注水開始時刻の変更に伴う評価項目への影響</p> <table border="1" data-bbox="172 390 902 806"> <thead> <tr> <th rowspan="2">項目</th> <th colspan="3">原子炉压力容器への注水開始時刻</th> <th rowspan="2">評価項目</th> </tr> <tr> <th>感度解析1 (事象発生から30分後)</th> <th>感度解析2 (事象発生から90分後)</th> <th>ベースケース (事象発生から70分後)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>全炉心内のジルコニウム量に対する酸化割合</td> <td>約 18.2%</td> <td>約 17.1%</td> <td>約 16.6%</td> <td rowspan="2">-</td> </tr> <tr> <td>ジルコニウム-水反応による水素ガス発生量</td> <td>約 625kg</td> <td>約 587kg</td> <td>約 570kg</td> </tr> <tr> <td>酸素濃度 (ドライウエル)</td> <td>約 2.2vol% (事象発生から 168 時間後)</td> <td>約 2.6vol% (事象発生から 168 時間後)</td> <td>約 2.3vol% (事象発生から 168 時間後)</td> <td rowspan="2">5vol% 以下</td> </tr> <tr> <td>酸素濃度 (サブプレッション・チェンバ)</td> <td>約 3.6vol% (事象発生から 168 時間後)</td> <td>約 3.9vol% (事象発生から 168 時間後)</td> <td>約 3.4vol% (事象発生から 168 時間後)</td> </tr> </tbody> </table>	項目	原子炉压力容器への注水開始時刻			評価項目	感度解析1 (事象発生から30分後)	感度解析2 (事象発生から90分後)	ベースケース (事象発生から70分後)	全炉心内のジルコニウム量に対する酸化割合	約 18.2%	約 17.1%	約 16.6%	-	ジルコニウム-水反応による水素ガス発生量	約 625kg	約 587kg	約 570kg	酸素濃度 (ドライウエル)	約 2.2vol% (事象発生から 168 時間後)	約 2.6vol% (事象発生から 168 時間後)	約 2.3vol% (事象発生から 168 時間後)	5vol% 以下	酸素濃度 (サブプレッション・チェンバ)	約 3.6vol% (事象発生から 168 時間後)	約 3.9vol% (事象発生から 168 時間後)	約 3.4vol% (事象発生から 168 時間後)	<p>第1表 原子炉压力容器への注水開始時刻の変更に伴う評価項目への影響</p> <table border="1" data-bbox="967 390 1697 907"> <thead> <tr> <th rowspan="2">項目</th> <th colspan="3">原子炉压力容器への注水開始時刻</th> <th rowspan="2">評価項目</th> </tr> <tr> <th>感度解析 1 (事象発生から 15 分後)</th> <th>感度解析 2 (事象発生から 50 分後)</th> <th>ベースケース (事象発生から 25 分後)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>全炉心内のジルコニウム量に対する酸化割合</td> <td>約 15.3%</td> <td>約 7.6%</td> <td>約 10.1%</td> <td rowspan="2">-</td> </tr> <tr> <td>ジルコニウム-水反応による水素発生量</td> <td>約 481kg</td> <td>約 272kg</td> <td>約 325kg</td> </tr> <tr> <td>酸素濃度 (ドライウエル)</td> <td>約 2.7vol% (約 0.1 時間)</td> <td>約 2.8vol% (約 76 時間)</td> <td>約 2.8vol% (約 107 時間)</td> <td rowspan="2">5vol% 未満</td> </tr> <tr> <td>酸素濃度 (サブプレッション・チェンバ)</td> <td>約 4.0vol% (約 72 時間)</td> <td>約 4.0vol% (約 58 時間)</td> <td>約 4.0vol% (約 84 時間)</td> </tr> </tbody> </table>	項目	原子炉压力容器への注水開始時刻			評価項目	感度解析 1 (事象発生から 15 分後)	感度解析 2 (事象発生から 50 分後)	ベースケース (事象発生から 25 分後)	全炉心内のジルコニウム量に対する酸化割合	約 15.3%	約 7.6%	約 10.1%	-	ジルコニウム-水反応による水素発生量	約 481kg	約 272kg	約 325kg	酸素濃度 (ドライウエル)	約 2.7vol% (約 0.1 時間)	約 2.8vol% (約 76 時間)	約 2.8vol% (約 107 時間)	5vol% 未満	酸素濃度 (サブプレッション・チェンバ)	約 4.0vol% (約 72 時間)	約 4.0vol% (約 58 時間)	約 4.0vol% (約 84 時間)	<p>表1 原子炉压力容器への注水開始時刻の変更に伴う評価項目への影響</p> <table border="1" data-bbox="1760 390 2490 823"> <thead> <tr> <th rowspan="2">項目</th> <th colspan="3">原子炉压力容器への注水開始時刻</th> <th rowspan="2">評価項目</th> </tr> <tr> <th>感度解析 1 (事象発生から 25 分後)</th> <th>感度解析 2 (事象発生から 60 分後)</th> <th>ベースケース (事象発生から 30 分後)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>全炉心内のジルコニウム量に対する酸化割合</td> <td>約 11.7%</td> <td>約 6.2%</td> <td>約 7.8%</td> <td rowspan="2">-</td> </tr> <tr> <td>ジルコニウム-水反応による水素ガス発生量</td> <td>約 293kg</td> <td>約 167kg</td> <td>約 198kg</td> </tr> <tr> <td>ドライウエル 酸素濃度 (ウエット条件)</td> <td>約 1.1vol%* (事象発生から 168 時間後)</td> <td>約 1.1vol% (事象発生から 168 時間後)</td> <td>約 1.1vol%* (事象発生から 168 時間後)</td> <td rowspan="2">5 vol% 以下</td> </tr> <tr> <td>サブプレッション・チェンバ 酸素濃度 (ウエット条件)</td> <td>約 1.9vol%* (事象発生から 168 時間後)</td> <td>約 2.1vol% (事象発生から 168 時間後)</td> <td>約 1.9vol%* (事象発生から 168 時間後)</td> </tr> </tbody> </table> <p>※ 注水開始時刻の違いにより、水-ジルコニウム反応による水素発生量 (①) や溶融炉心の形状に応じて水蒸気発生量 (②) が変化する。 感度解析 1 は、ベースケースよりも①が増加し、②が減少している。①の増加は格納容器内の酸素濃度を下げる効果となるが、②の減少は酸素濃度を上げる効果となるため、結果として 168 時間後の酸素濃度は同等の値となっている。</p>	項目	原子炉压力容器への注水開始時刻			評価項目	感度解析 1 (事象発生から 25 分後)	感度解析 2 (事象発生から 60 分後)	ベースケース (事象発生から 30 分後)	全炉心内のジルコニウム量に対する酸化割合	約 11.7%	約 6.2%	約 7.8%	-	ジルコニウム-水反応による水素ガス発生量	約 293kg	約 167kg	約 198kg	ドライウエル 酸素濃度 (ウエット条件)	約 1.1vol%* (事象発生から 168 時間後)	約 1.1vol% (事象発生から 168 時間後)	約 1.1vol%* (事象発生から 168 時間後)	5 vol% 以下	サブプレッション・チェンバ 酸素濃度 (ウエット条件)	約 1.9vol%* (事象発生から 168 時間後)	約 2.1vol% (事象発生から 168 時間後)	約 1.9vol%* (事象発生から 168 時間後)	<p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p>
項目		原子炉压力容器への注水開始時刻				評価項目																																																																											
	感度解析1 (事象発生から30分後)	感度解析2 (事象発生から90分後)	ベースケース (事象発生から70分後)																																																																														
全炉心内のジルコニウム量に対する酸化割合	約 18.2%	約 17.1%	約 16.6%	-																																																																													
ジルコニウム-水反応による水素ガス発生量	約 625kg	約 587kg	約 570kg																																																																														
酸素濃度 (ドライウエル)	約 2.2vol% (事象発生から 168 時間後)	約 2.6vol% (事象発生から 168 時間後)	約 2.3vol% (事象発生から 168 時間後)	5vol% 以下																																																																													
酸素濃度 (サブプレッション・チェンバ)	約 3.6vol% (事象発生から 168 時間後)	約 3.9vol% (事象発生から 168 時間後)	約 3.4vol% (事象発生から 168 時間後)																																																																														
項目	原子炉压力容器への注水開始時刻			評価項目																																																																													
	感度解析 1 (事象発生から 15 分後)	感度解析 2 (事象発生から 50 分後)	ベースケース (事象発生から 25 分後)																																																																														
全炉心内のジルコニウム量に対する酸化割合	約 15.3%	約 7.6%	約 10.1%	-																																																																													
ジルコニウム-水反応による水素発生量	約 481kg	約 272kg	約 325kg																																																																														
酸素濃度 (ドライウエル)	約 2.7vol% (約 0.1 時間)	約 2.8vol% (約 76 時間)	約 2.8vol% (約 107 時間)	5vol% 未満																																																																													
酸素濃度 (サブプレッション・チェンバ)	約 4.0vol% (約 72 時間)	約 4.0vol% (約 58 時間)	約 4.0vol% (約 84 時間)																																																																														
項目	原子炉压力容器への注水開始時刻			評価項目																																																																													
	感度解析 1 (事象発生から 25 分後)	感度解析 2 (事象発生から 60 分後)	ベースケース (事象発生から 30 分後)																																																																														
全炉心内のジルコニウム量に対する酸化割合	約 11.7%	約 6.2%	約 7.8%	-																																																																													
ジルコニウム-水反応による水素ガス発生量	約 293kg	約 167kg	約 198kg																																																																														
ドライウエル 酸素濃度 (ウエット条件)	約 1.1vol%* (事象発生から 168 時間後)	約 1.1vol% (事象発生から 168 時間後)	約 1.1vol%* (事象発生から 168 時間後)	5 vol% 以下																																																																													
サブプレッション・チェンバ 酸素濃度 (ウエット条件)	約 1.9vol%* (事象発生から 168 時間後)	約 2.1vol% (事象発生から 168 時間後)	約 1.9vol%* (事象発生から 168 時間後)																																																																														

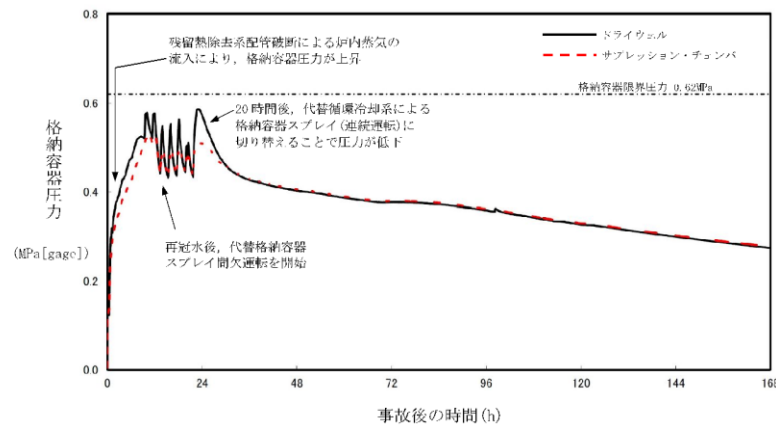


図1 格納容器圧力の推移 (感度解析1)

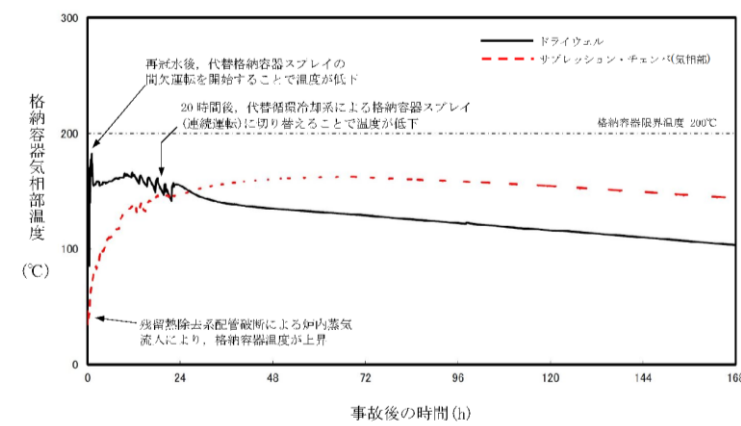
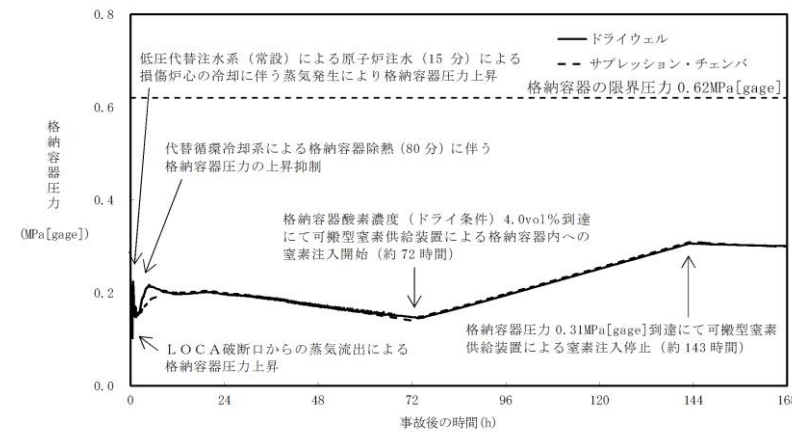
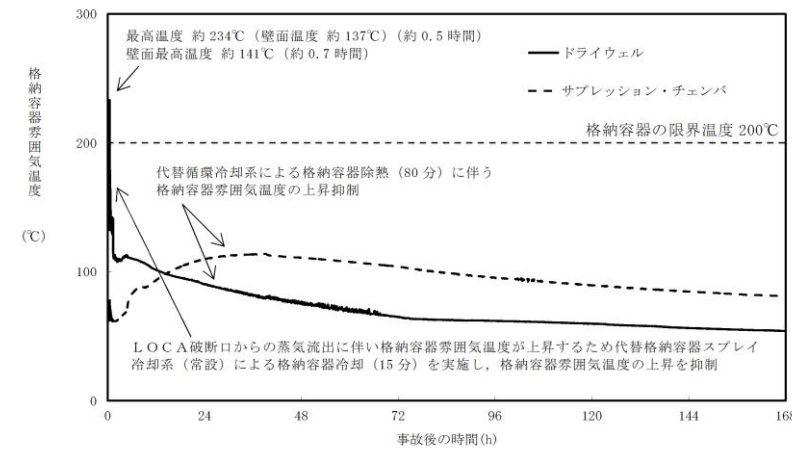


図2 格納容器気相部温度の推移 (感度解析1)



第1図 格納容器圧力の推移 (感度解析1)



第2図 格納容器雰囲気温度の推移 (感度解析1)

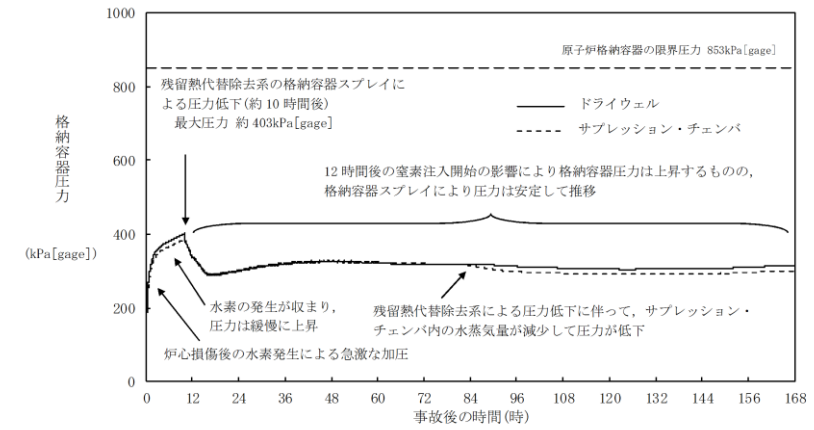


図1 格納容器圧力の推移 (感度解析1)

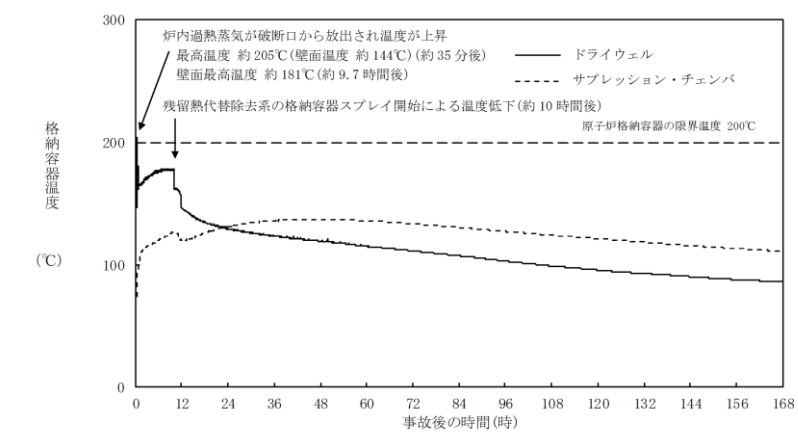


図2 格納容器温度の推移 (感度解析1)

(・挙動の相違は、ベースケースと同様。)

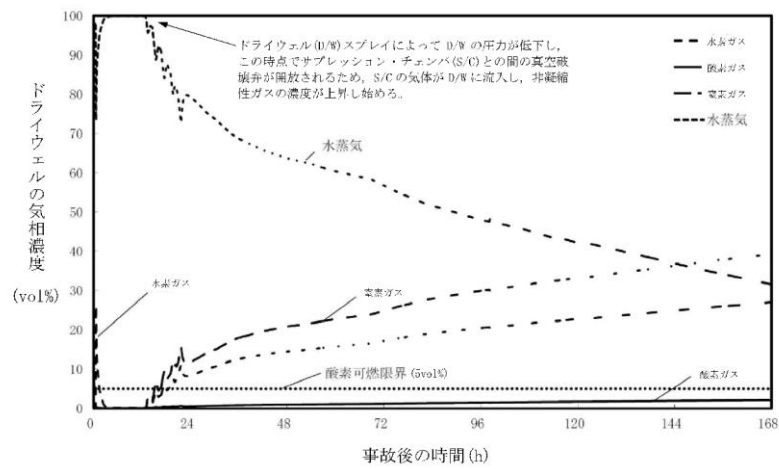


図3 ドライウエルの気相濃度の推移 (ウェット条件) (感度解析1)

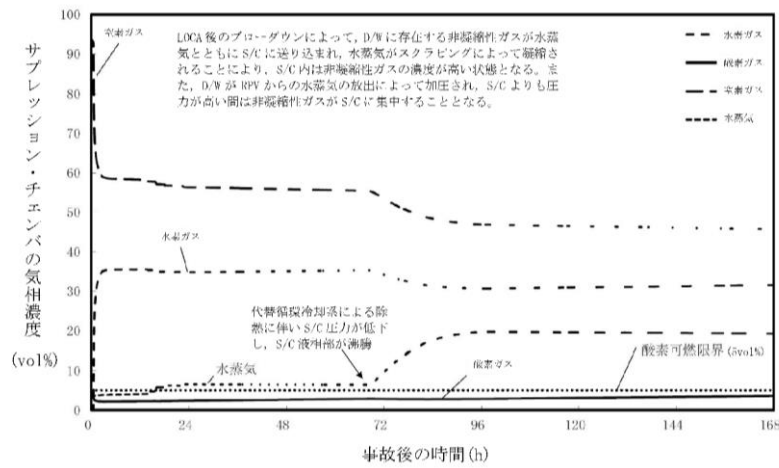
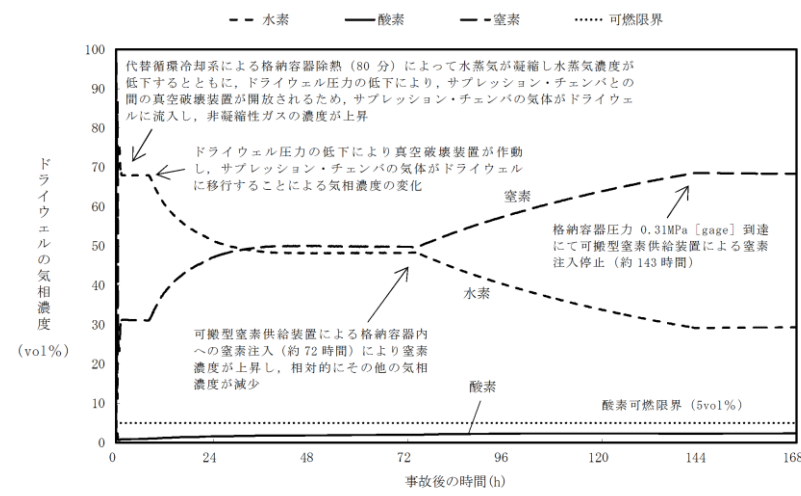
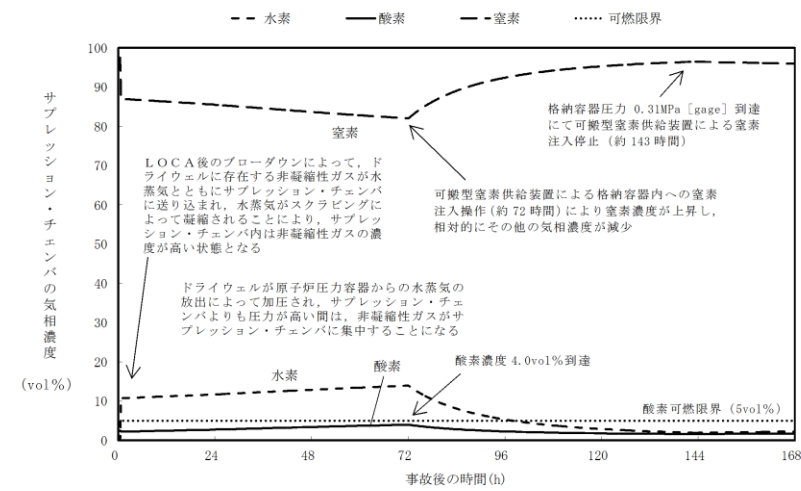


図4 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ウェット条件) (感度解析1)



第3図 ドライウエルの気相濃度の推移 (ドライ条件) (感度解析1)



第4図 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ドライ条件) (感度解析1)

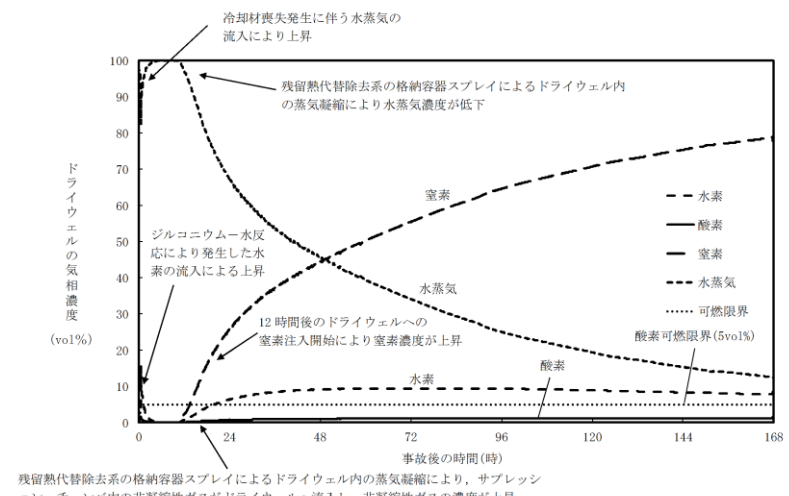


図3 ドライウエルの気相濃度の推移 (ウェット条件) (感度解析1)

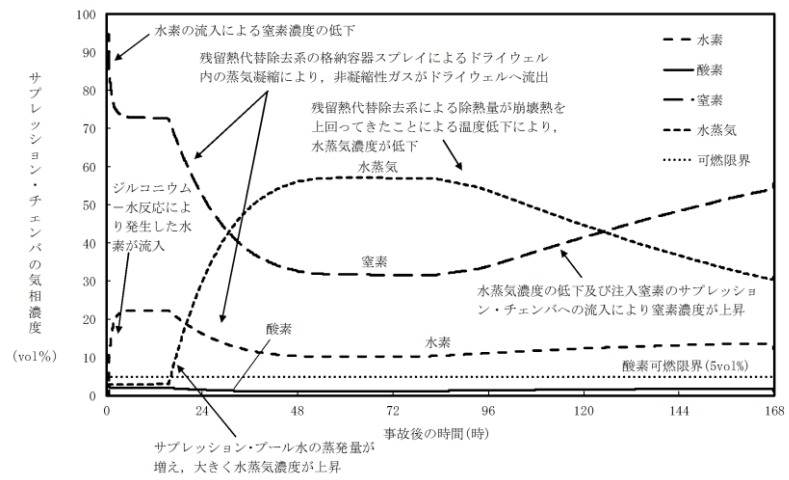


図4 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ウェット条件) (感度解析1)

・評価方針の相違
【東海第二】
 島根2号炉は、ウェット条件により原子炉注水操作の感度を評価しているが、東海第二はドライ条件で評価している。
 (・挙動の相違はベースケースと同様。)

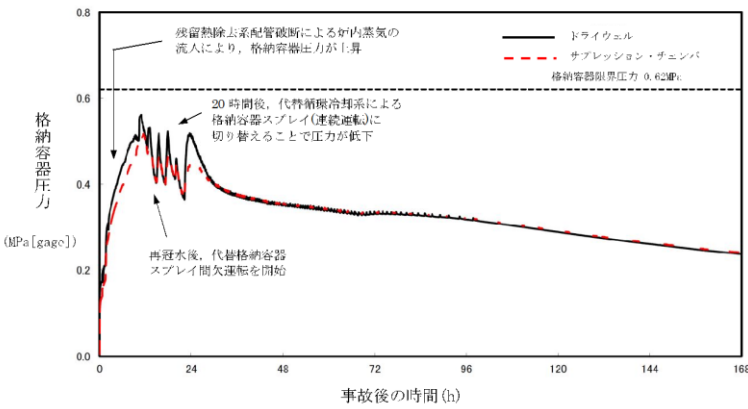


図5 格納容器圧力の推移 (感度解析 2)

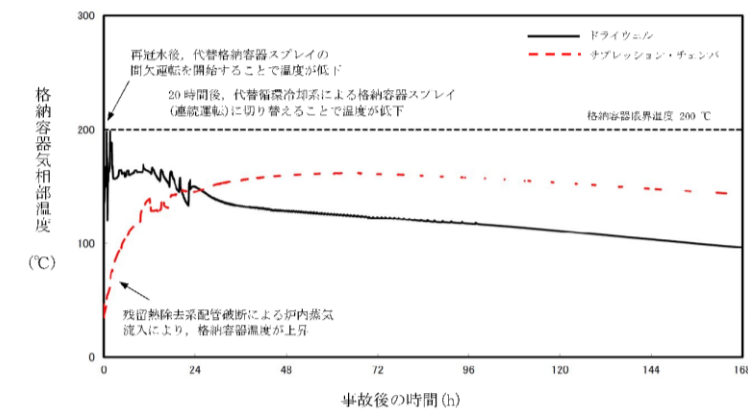
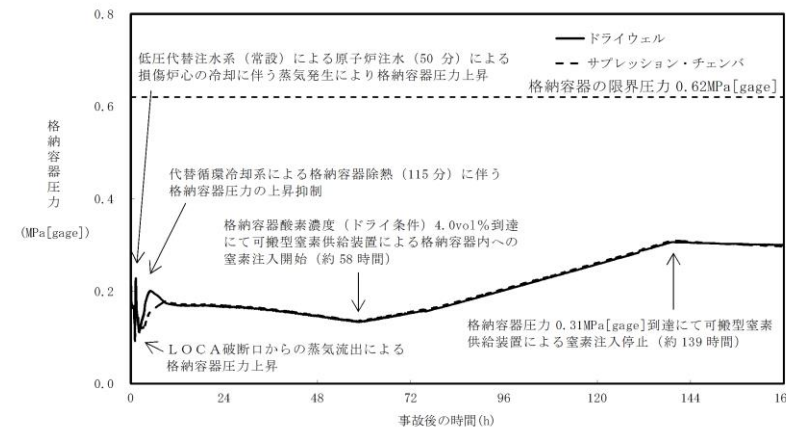
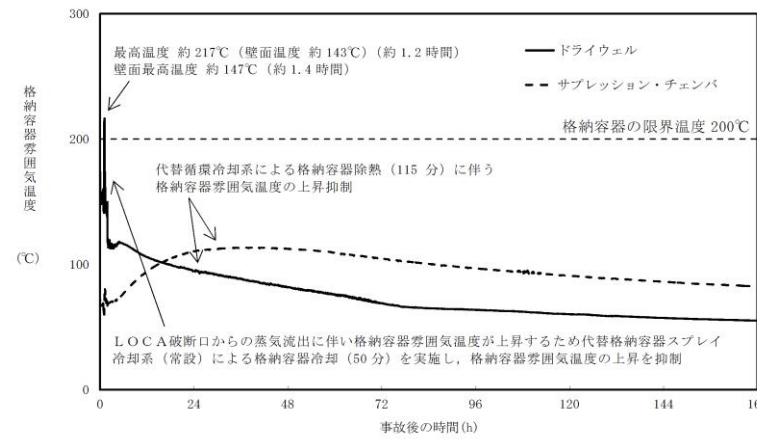


図6 格納容器気相温度の推移 (感度解析 2)



第5図 格納容器圧力の推移 (感度解析 2)



第6図 格納容器雰囲気温度の推移 (感度解析 2)

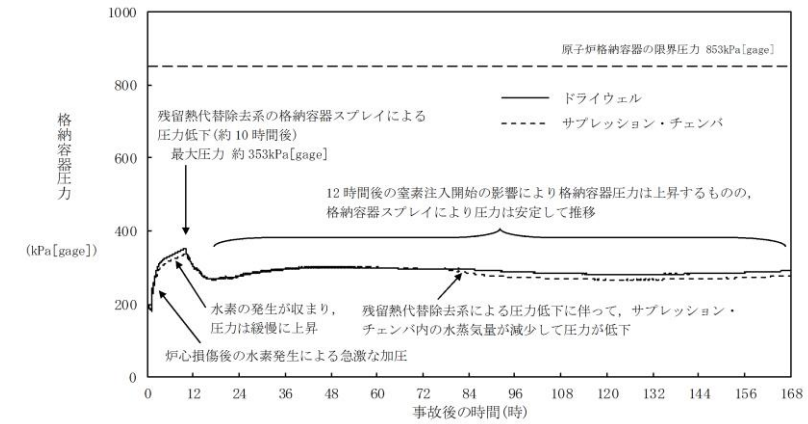


図5 格納容器圧力の推移 (感度解析 2)

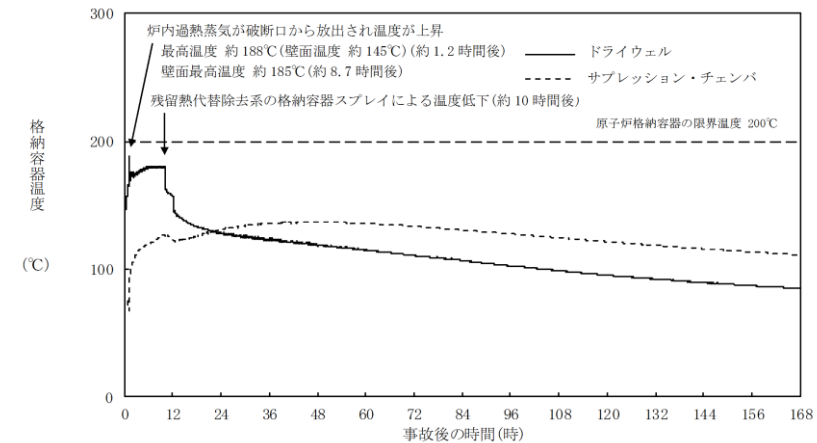


図6 格納容器温度の推移 (感度解析 2)

(・挙動の相違は、ベースケースと同様。)

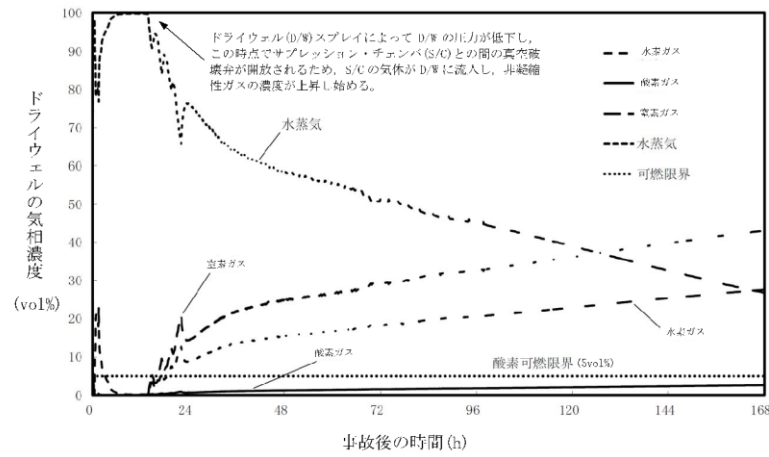


図7 ドライウエルの気相濃度の推移
(ウェット条件) (感度解析2)

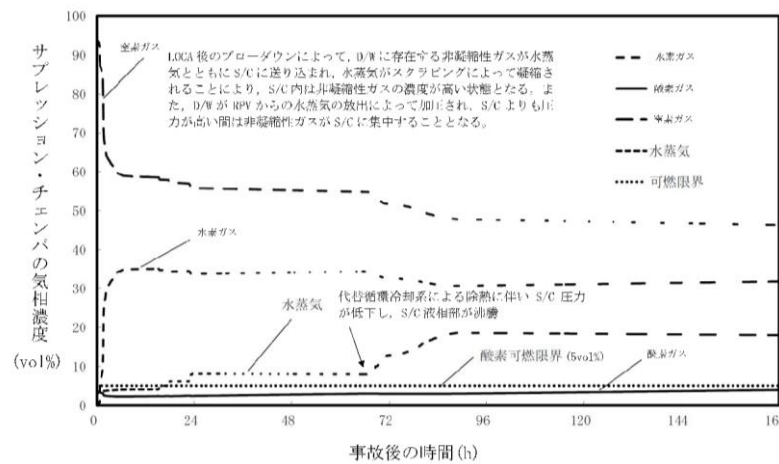
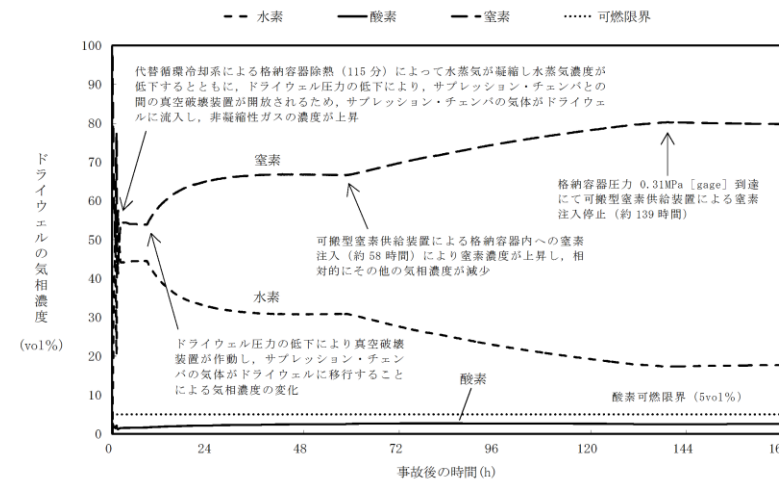
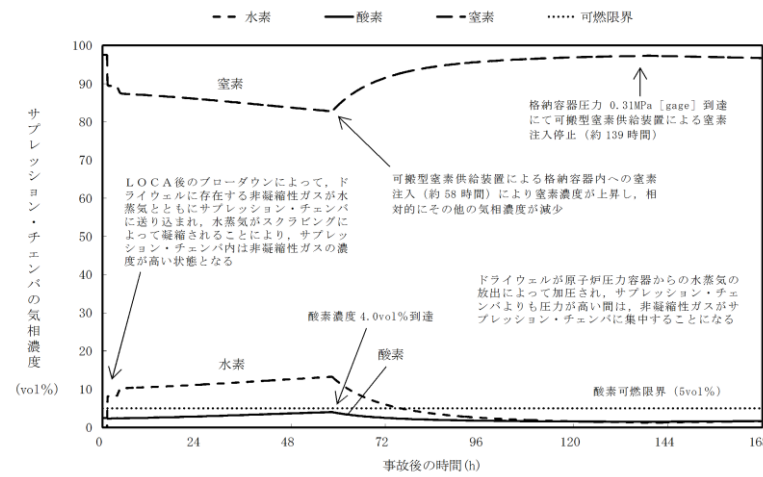


図8 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移
(ウェット条件) (感度解析2)



第7図 ドライウエルの気相濃度の推移
(ドライ条件) (感度解析2)



第8図 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移
(ドライ条件) (感度解析2)

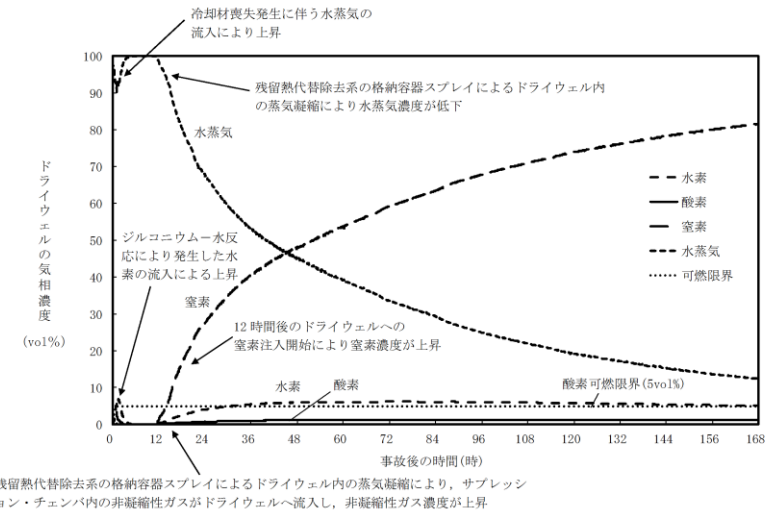


図7 ドライウエルの気相濃度の推移
(ウェット条件) (感度解析2)

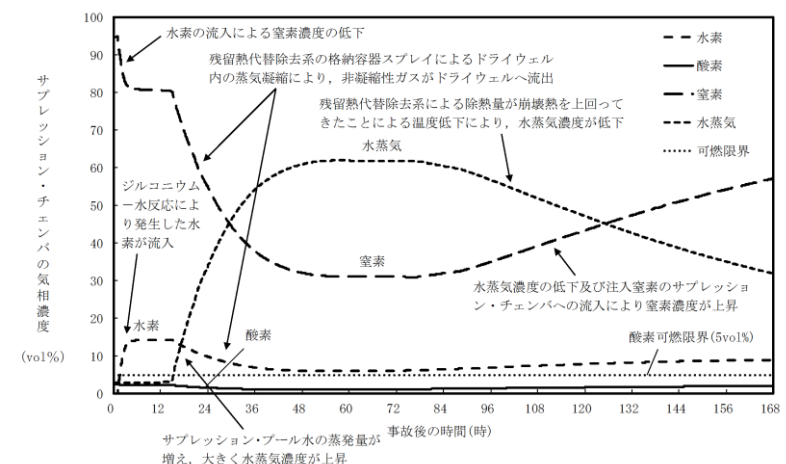


図8 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移
(ウェット条件) (感度解析2)

・評価方針の相違
【東海第二】
島根2号炉は、ウェット条件により原子炉注水操作の感度を評価しているが、東海第二はドライ条件で評価している。
(・挙動の相違はベースケースと同様。)

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

まとめ資料比較表 [有効性評価 5.1 崩壊熱除去機能喪失]

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故</p> <p>5.1 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>5.1.1 事故シーケンスグループの特徴, 燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、<u>①「崩壊熱除去機能喪失（RHR 機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・注水系失敗」</u>, <u>②「崩壊熱除去機能喪失（代替除熱機能喪失[フロントライン]※1）＋崩壊熱除去・注水系失敗」</u>, <u>③「崩壊熱除去機能喪失（補機冷却系機能喪失）＋崩壊熱除去・注水系失敗」</u>及び<u>④「外部電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗」</u>である。</p> <p><u>※1 原子炉冷却材浄化系等の残留熱除去系以外の崩壊熱除去機能の喪失</u></p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により燃料が露出し燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、崩壊熱除去機能を喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には、崩壊熱除去機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、運転員が異常を認知して、待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）による原子炉注水を行うことによって燃料損傷の防止を図る。また、残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより、原子炉を除熱する。</p>	<p>5 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故</p> <p>5.1 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>5.1.1 事故シーケンスグループの特徴, 燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、<u>①「残留熱除去系の故障（RHR 喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」</u>, <u>②「残留熱除去系の故障（RHR S 喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」</u>及び<u>③「外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」</u>である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により燃料が露出し燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、崩壊熱除去機能を喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には、崩壊熱除去機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、運転員が異常を認知して、待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水を行うことによって、燃料損傷の防止を図る。また、残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより、原子炉を除熱</p>	<p>5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故</p> <p>5.1 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>5.1.1 事故シーケンスグループの特徴, 燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「<u>崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗</u>」及び「<u>外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗</u>」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により燃料が露出し燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、崩壊熱除去機能を喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には、崩壊熱除去機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、運転員が異常を認知して、待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）による原子炉注水を行うことによって燃料損傷の防止を図る。また、残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより、原子炉を除熱する。</p>	<p>備考</p> <p>・評価条件の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉の「崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」は、残留熱除去系のフロントライン系又はサポート系の機能喪失を表している。</p> <p>柏崎6/7の②の事故シーケンスは、PRAにおいて、原子炉冷却材浄化系、燃料プール冷却浄化系に期待しているため抽出されているが、島根2号炉では期待していないため同様の事故シーケンスは抽出されていない。</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) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード及び原子炉停止時冷却モード</u>）による原子炉注水手段及び除熱手段を整備する。また、原子炉補機冷却機能喪失により残留熱除去機能が喪失した場合については「5.2 全交流動力電源喪失」にて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。これらの対策の概略系統図を第5.1.1 図及び第5.1.2 図に、手順の概要を第5.1.3 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第5.1.1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、<u>6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計14名</u>である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、<u>当直長1名（6号及び7号炉兼任）、当直副長2名、運転操作対応を行う運転員6名</u>である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名である。必要な要員と作業項目について第5.1.4 図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>14名</u>で対処可能である。</p> <p>a. 残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認</p> <p>原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能が喪失する。これにより、原子炉水温が上昇し100℃に</p>	<p>する。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水手段及び残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）による原子炉除熱手段を整備する。また、<u>残留熱除去系海水系機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失した場合</u>については「5.2 全交流動力電源喪失」にて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。これらの対策の概略系統図を第5.1-1 図に、手順の概要を第5.1-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第5.1-1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、<u>災害対策要員（初動）12名</u>である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、<u>当直発電長1名、当直副発電長1名及び運転操作対応を行う当直運転員3名</u>である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は<u>4名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は3名</u>である。必要な要員と作業項目について第5.1-3 図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>12名</u>で対処可能である。</p> <p>a. 残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認</p> <p>原子炉の運転停止中に残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）の故障により、崩壊熱除去機能が喪失する。これによ</p>	<p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）による原子炉注水手段及び残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）による原子炉除熱手段を整備する。また、<u>原子炉補機冷却機能喪失により残留熱除去機能が喪失した場合</u>については「5.2 全交流動力電源喪失」にて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。これらの対策の概略系統図を第5.1.1-1(1) 図及び第5.1.1-1(2) 図に、手順の概要を第5.1.1-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第5.1.1-1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、<u>中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計10名</u>である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、<u>当直長1名、当直副長1名、運転操作対応を行う運転員3名</u>である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は<u>5名</u>である。必要な要員と作業項目について第5.1.1-3 図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>10名</u>で対処可能である。</p> <p>a. 残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認</p> <p>原子炉の運転停止中に残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）の故障により、崩壊熱除去機能が喪失する。これによ</p>	<p>備考</p> <p>・運用及び設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>プラント基数，設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが，タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお，これら要員10名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。</p> <p>・体制の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>運用及び設備の相違に伴う，必要要員数の相違。</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>到達する。運転員は原子炉水温の上昇等を確認し、崩壊熱除去機能喪失を確認する。</p> <p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器出口温度等である。</p> <p>b. 逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持</p> <p>崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が100℃に到達し、原子炉圧力が上昇することから、原子炉を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁1個を開操作する。</p> <p>逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力等である。</p> <p>c. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水</p> <p>崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し、原子炉水位が低下するため、中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>残留熱除去系系統流量</u>等である。</p> <p>d. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉水位回復後、中央制御室にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切替えを行い、崩壊熱除去機能を回復する。</p> <p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。</p> <p>崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁を全閉とし、原子炉低圧状態の維持を停止する。</p>	<p>り、原子炉水温が上昇し100℃に到達する。運転員は原子炉水温の上昇等を確認し、崩壊熱除去機能喪失を確認する。</p> <p>残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器出口温度等である。</p> <p>(添付資料 5.1.1)</p> <p>b. 逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持</p> <p>崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が100℃に到達し、原子炉圧力が上昇することから、原子炉を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1個を開操作する。</p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力等である。</p> <p>c. 残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水</p> <p>崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し、原子炉水位が低下するため、中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）運転による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。</p> <p>残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）運転による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>残留熱除去系系統流量</u>等である。</p> <p>d. 残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）運転による崩壊熱除去機能回復</p> <p>残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）運転による原子炉水位回復後、中央制御室及び現場にて残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）へ切替えを行い、崩壊熱除去機能を回復する。</p> <p>残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）運転による崩壊熱除去機能回復を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。</p> <p>崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を停止するため、<u>逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とする。</u></p>	<p>り、原子炉水温が上昇し100℃に到達する。運転員は原子炉水温の上昇等を確認し、崩壊熱除去機能喪失を確認する。</p> <p>残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器出口温度等である。</p> <p>b. 逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持</p> <p>崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が100℃に到達し、原子炉圧力が上昇することから、原子炉を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（<u>自動減圧機能付き</u>）1個を開操作する。</p> <p>逃がし安全弁（<u>自動減圧機能付き</u>）による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉圧力（S.A.）</u>、原子炉圧力等である。</p> <p>c. 残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）による原子炉注水</p> <p>崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し、原子炉水位が低下するため、中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）運転による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。</p> <p>残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）運転による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>残留熱除去ポンプ出口流量</u>等である。</p> <p>d. 残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）運転による崩壊熱除去機能回復</p> <p>残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）運転による原子炉水位回復後、中央制御室及び現場にて残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）へ切替えを行い、崩壊熱除去機能を回復する。</p> <p>残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）運転による崩壊熱除去機能回復を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。</p> <p>崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁（<u>自動減圧機能付き</u>）を全閉とし、<u>原子炉低圧状態の維持を停止する。</u></p>	<p>備考</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）から残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）への切り替え時に現場操作を実施。</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>5.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「<u>崩壊熱除去機能喪失 (RHR 機能喪失[フロントライン]) + 崩壊熱除去・注水系失敗</u>」である。</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて想定するプラント状態は、崩壊熱、原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から、「<u>POS A PCV/RPV 開放及び原子炉ウェル満水への移行状態</u>」が有効燃料棒頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して、最も厳しい想定である。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。</p> <p>また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 5.1.1, 5.1.2)</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5.1.2 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 原子炉圧力容器の状態</p> <p>原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については、燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から、未開放時の評価に包絡される。</p> <p>(b) 崩壊熱</p> <p>原子炉停止後の崩壊熱は、ANSI/ANS-5.1-1979 の式に基づくものとし、また、崩壊熱を厳しく見積もるために、原子炉停止 1 日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約 <u>22MW</u> である。</p> <p>なお、崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約 <u>37m³/h</u></p>	<p>5.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「<u>残留熱除去系の故障 (RHR 喪失) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗</u>」である。</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて想定するプラント状態は、崩壊熱、原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から、「<u>POS-A PCV/RPV 開放及び原子炉ウェル満水への移行状態</u>」が燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して、最も厳しい想定である。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。</p> <p>また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 5.1.2)</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5.1-2 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 原子炉圧力容器の状態</p> <p>原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については、燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から、未開放時の評価に包絡される。</p> <p>(b) 崩壊熱</p> <p>原子炉停止後の崩壊熱は、ANSI/ANS-5.1-1979 の式に基づくものとし、また、崩壊熱を厳しく見積もるために、原子炉停止 1 日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約 <u>19MW</u> である。</p> <p>なお、崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約 <u>32m</u></p>	<p>5.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価するうえで選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「<u>崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系機能喪失[フロントライン]) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗</u>」である。</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて想定するプラント状態は、崩壊熱、原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から、「<u>POS-A 格納容器及び原子炉圧力容器の開放並びに原子炉ウェル満水への移行状態</u>」が燃料棒有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して、最も厳しい想定である。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。</p> <p>また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 5.1.1, 5.1.2)</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5.1.2-1 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 原子炉圧力容器の状態</p> <p>原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については、燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から、未開放時の評価に包絡される。</p> <p>(b) 崩壊熱</p> <p>原子炉停止後の崩壊熱は、ANSI/ANS-5.1-1979 の式に基づくものとし、また、崩壊熱を厳しく見積もるために、原子炉停止 1 日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約 <u>14.0MW</u> である。</p> <p>なお、崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約</p>	<p>備考</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・評価結果の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>である。</p> <p>(添付資料 5. 1. 3)</p> <p>(c) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温 事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし、また、原子炉初期水温は 52℃とする。</p> <p>(d) 原子炉圧力 原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また、事象発生後において、水位低下量を厳しく見積もるために、原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする^{※2}。</p> <p>※2 実操作では低圧注水系の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり、残留熱除去系の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べ小さくなるため、原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象 起因事象として、運転中の残留熱除去系の故障によって、崩壊熱除去機能を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能喪失に対する仮定 起因事象の想定により、運転中の残留熱除去系の機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 外部電源が使用できない場合においても、非常用ディーゼル発電機にて残留熱除去系による原子炉注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の評価の観点で厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 残留熱除去系 (低圧注水モード)</p>	<p>$\frac{3}{h}$ である。</p> <p>(添付資料 5. 1. 3, 5. 1. 4)</p> <p>(c) 原子炉水位及び原子炉水温 事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし、また、原子炉水温は 52℃とする。</p> <p>(d) 原子炉圧力 原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また、事象発生後において、水位低下量を厳しく見積もるために、原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする[※]。</p> <p>※ 実操作では残留熱除去系 (低圧注水系) の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり、残留熱除去系 (低圧注水系) の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べ小さくなるため、原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象 起因事象として、運転中の残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の故障によって、崩壊熱除去機能を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能喪失に対する仮定 起因事象の想定により、運転中の残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 外部電源が使用できない場合においても、非常用ディーゼル発電機にて残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の評価の観点で厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。</p> <p>(添付資料 1. 3. 3, 5. 1. 8)</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 残留熱除去系 (低圧注水系)</p>	<p>$23\text{m}^3/\text{h}$ である。</p> <p>(添付資料 5. 1. 3)</p> <p>(c) 原子炉水位及び原子炉水温 事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし、また、原子炉水温は 52℃とする。</p> <p>(d) 原子炉圧力 原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また、事象発生後において、水位低下量を厳しく見積もるために、原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする^{※1}。</p> <p>※1 実操作では残留熱除去系 (低圧注水モード) の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり、残留熱除去系 (低圧注水モード) の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べ小さくなるため、原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象 起因事象として、運転中の残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) の故障によって、崩壊熱除去機能を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能喪失に対する仮定 起因事象の想定により、運転中の残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) の機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 外部電源が使用できない場合においても、非常用ディーゼル発電機にて残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の評価の観点で厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 残留熱除去系 (低圧注水モード)</p>	<p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水流量は <u>954m³/h</u> とする。</p> <p>(b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） 伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり約 <u>8MW</u>（原子炉冷却材温度 <u>52℃</u>、海水温度 <u>30℃</u>において）とする。</p> <p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認を考慮し、事象発生から 2 時間後に実施するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第 5.1.5 図に、原子炉水位と線量率の関係を第 5.1.6 図に示す。</p> <p>a. 事象進展 事象発生後、残留熱除去系の故障に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し、約 1 時間後に沸騰、蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。残留熱除去系の機能喪失に伴う原子炉水温の上昇により異常を認知し、事象発生から約 2 時間後に待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、残留熱除去系（低圧注水モード）による注水を行う。</p> <p>原子炉水位回復から約 90 分後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切り替え、除熱を開始することによって、原子炉水温は低下する^{※3}。</p> <p>※3 原子炉冷却材の温度が 100℃の場合における残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）1 台での除熱能力は、燃料の崩壊熱を上回るため、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）への切替えを実施することで原子炉水温は低下する。</p> <p>実操作では低圧注水系の準備が完了した後で原子炉減圧を実</p>	<p>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量は <u>1,605m³/h</u> とする。</p> <p>(b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系） 伝熱容量は、熱交換器 1 基当たり約 <u>43MW</u>（原子炉冷却材温度 <u>100℃</u>、海水温度 <u>32℃</u>において）とする。</p> <p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認を考慮し、事象発生から 2 時間後に実施するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第 5.1-4 図に、原子炉水位と線量率の関係を第 5.1-5 図に示す。</p> <p>a. 事象進展 事象発生後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し、約 1.1 時間後に沸騰、蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の機能喪失に伴う原子炉水温の上昇により異常を認知し、事象発生から約 2 時間後に待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、残留熱除去系（低圧注水系）による注水を行う。</p> <p>原子炉水位回復から約 1 時間 45 分後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）へ切り替え、除熱を開始することによって、原子炉水温は低下する^{※1}。</p> <p>※1 原子炉冷却材の温度が 100℃の場合における残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）1 系統での除熱能力は、燃料の崩壊熱を上回るため、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への切替えを実施することで原子炉水温は低下する。</p> <p>実操作では残留熱除去系（低圧注水系）の準備が完了し</p>	<p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水流量は <u>1,136m³/h</u> とする。</p> <p>(b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） 伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり約 <u>9MW</u>（原子炉冷却材温度 <u>52℃</u>、海水温度 <u>30℃</u>において）とする。</p> <p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認を考慮し、事象発生から 2 時間後に実施するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第 5.1.2-1 図に、原子炉水位と線量率の関係を第 5.1.2-2 図に示す。</p> <p>a. 事象進展 事象発生後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し、事象発生から約 0.9 時間後に沸騰、蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の機能喪失に伴う原子炉水温の上昇により異常を認知し、事象発生から 2 時間後に待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、残留熱除去系（低圧注水モード）による注水を行う。</p> <p>原子炉水位回復から約 30 分後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切り替え、除熱を開始することによって、原子炉水温は低下する^{※2}。</p> <p>※2 原子炉冷却材の温度が 100℃の場合における残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）1 系統での除熱能力は、燃料の崩壊熱を上回るため、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）への切替えを実施することで原子炉水温は低下する。</p> <p>実操作では残留熱除去系（低圧注水モード）の準備が完</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>伝熱容量の相違。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・設備設計及び運用の相違 【東海第二】</p> <p>島根 2 号炉は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の起動に原子炉保護系母線の復旧が不要である。</p> <p>・設備設計及び運用の相</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>施することとなり、残留熱除去系の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。そのため、原子炉圧力が大気圧で維持されているとした評価は保守的な条件となる。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉水位は、<u>第5.1.5図</u>に示すとおり、<u>有効燃料棒頂部の約3.3m</u>上まで低下するに留まり、燃料は冠水維持される。</p> <p>原子炉圧力容器は未開放であり、<u>第5.1.6図</u>に示すとおり、必要な遮蔽^{※4}が維持される水位である<u>有効燃料棒頂部の約2.0m</u>上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は<u>原子炉建屋オペレーティングフロアの床付近</u>としている。また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。</p> <p>原子炉水位回復後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による除熱を継続することで、長期的に安定状態を維持できる。</p> <p>本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>※4 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。崩壊熱除去機能喪失における<u>原子炉建屋オペレーティングフロア</u>での作業時間及び作業員の退避は<u>1時間</u>以内であり、作業員の被ばく量は最大でも<u>10mSv</u>となるため、緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。</p> <p>本事故に応じた燃料損傷防止対策において<u>原子炉建屋オペレーティングフロア</u>での操作を必ず必要な作業としていないが、<u>燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッド）</u>を使用した<u>使用済燃料プール</u>への注水について仮に考慮し、<u>可搬型スプレイヘッド</u>及びホースの設置にかかる作業時間を</p>	<p>た後で原子炉減圧を実施することとなり、残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。そのため、原子炉圧力が大気圧で維持されているとした評価は保守的な条件となる。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉水位は、<u>第5.1-4図</u>に示すとおり、<u>燃料有効長頂部の約4.2m</u>上まで低下するにとどまり、燃料は冠水維持される。</p> <p>原子炉圧力容器は未開放であり、<u>第5.1-5図</u>に示すとおり、必要な遮蔽^{※2}が維持される水位である<u>燃料有効長頂部の約1.7m</u>上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は<u>原子炉建屋原子炉棟6階の床付近</u>としている。また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。</p> <p>原子炉水位回復後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による除熱を継続することで、長期的に安定状態を維持できる。</p> <p>本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。崩壊熱除去機能喪失における<u>原子炉建屋原子炉棟6階</u>での作業時間及び作業員の退避は<u>2.2時間</u>以内であり、作業員の被ばく量は最大でも<u>22mSv</u>となるため、緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。</p> <p>本事故に応じた燃料損傷防止対策において<u>原子炉建屋原子炉棟6階</u>での操作を必ず必要な作業としていないが、<u>可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）</u>を使用した<u>使用済燃料プール</u>のスプレイの準備操作について仮に考慮し、可搬型スプレ</p>	<p>了した後で原子炉減圧を実施することとなり、残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。そのため、原子炉圧力が大気圧で維持されているとした評価は保守的な条件となる。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉水位は、<u>第5.1.2-1図</u>に示すとおり、<u>燃料棒有効長頂部の約4.0m</u>上まで低下するに留まり、燃料は冠水維持される。</p> <p>原子炉圧力容器は未開放であり、<u>第5.1.2-2図</u>に示すとおり、必要な遮蔽^{※3}が維持される水位である<u>燃料棒有効長頂部の約1.8m</u>上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は<u>原子炉建物原子炉棟4階の燃料取替機台車床</u>としている。また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。</p> <p>原子炉水位回復後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による除熱を継続することで、長期的に安定状態を維持できる。</p> <p>本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>※3 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。崩壊熱除去機能喪失における<u>原子炉建物原子炉棟4階からの現場作業員の退避は2時間</u>以内であり、作業員の被ばく量は最大でも<u>20mSv</u>となるため、緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。</p> <p>本事故に応じた燃料損傷防止対策において<u>原子炉建物原子炉棟4階</u>での操作を必要な作業としていないが、<u>燃料プールのスプレイ系（可搬型スプレイノズル）</u>を使用した<u>燃料プール</u>への注水について仮に考慮し、<u>可搬型スプレイノズル</u>及びホースの設置にかかる作業</p>	<p>違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉はBWR-5であり、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の戻り水が再循環配管に流入する設計のため、原子炉圧力容器への低温水流入による過度な熱衝撃発生を防止を目的とした配管の暖気運転は実施しない。</p> <p>・評価結果の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・評価結果の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・評価結果の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>島根2号炉の現場作業員の退避時間を考慮した評価結果。</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>想定した。</p> <p>必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は、定期検査作業時での<u>原子炉建屋オペレーティングフロア</u>における線量率を考慮した値である。</p> <p>この線量率となる水位は<u>有効燃料棒頂部の約 2.0m 上</u> (通常水位から<u>約 2.4m 下</u>) の位置である。 (添付資料 4.1.2, 5.1.4, 5.1.5, 5.1.6)</p> <p>5.1.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>本重要事故シーケンスは、原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、待機中の残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水操作とする。</p> <p>(1) 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、<u>第 5.1.2 表</u>に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の<u>約 22.4MW</u> に対して最確条件は<u>約 22MW 以下</u>であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>イノズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。</p> <p>必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は、<u>施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟 6 階</u>における線量率を考慮した値である。</p> <p>この線量率となる水位は<u>燃料有効長頂部の約 1.7m 上</u> (通常水位から<u>約 3.5m 下</u>) の位置である。 (添付資料 5.1.5, 5.1.6, 5.1.7)</p> <p>5.1.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>本重要事故シーケンスは、原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、待機中の残留熱除去系 (<u>低圧注水系</u>) による原子炉注水操作とする。</p> <p>(1) 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、<u>第 5.1-2 表</u>に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の<u>約 18.8MW</u> に対して最確条件は<u>約 18.8MW 未満</u>であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>時間を想定した。</p> <p>必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は、定期検査作業時での<u>原子炉建物原子炉棟 4 階</u>における線量率を考慮した値である。</p> <p>この線量率となる水位は<u>燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上</u> (通常水位から<u>約 3.3m 下</u>) の位置である。 (添付資料 4.1.2, 5.1.4, 5.1.5, 5.1.6)</p> <p>5.1.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>本重要事故シーケンスは、原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、待機中の残留熱除去系 (<u>低圧注水モード</u>) による原子炉注水操作とする。</p> <p>(1) 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、<u>第 5.1.2-1 表</u>に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の<u>約 14.0MW</u> に対して最確条件は<u>約 14.0MW 以下</u>であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>備考</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・実績値の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>島根 2号炉の最確条件を記載。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の52℃に対して最確条件は約40℃～約53℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/h^{*4}が維持される水位）である有効燃料棒頂部の約2.0m上の高さに到達するまでの時間は約2時間となることから、評価条件である原子炉水温が52℃、原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが、注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなるが、注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧</p>	<p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の52℃に対して最確条件は約47℃～約58℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/hが維持される水位）である燃料有効長頂部の約1.7m上の高さに到達するまでの時間は約2.8時間となることから、評価条件である原子炉水温が52℃、原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが、注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎがあり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より低くなる場合があるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は短くなる場合があるが、注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時</p>	<p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の52℃に対して最確条件は約29℃～約46℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/hが維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約1.8m上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約2.7時間となることから、評価条件である原子炉水温が52℃、原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが、注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなるが、注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時</p>	<p>・実績値の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>・実績値の相違 【東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	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>力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 22.4MW に対して最確条件は約 22MW 以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に、原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は、注水までの時間余裕が短くなることから、評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h^註が維持される水位）である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上の高さに到達するまでの時間は約 2 時間、有効燃料棒頂部到達まで約 3 時間となることから、評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の 52℃に対して最確条件は約 40℃～約 53℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h^註が維持される水位）である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上の高さに到達するまでの時間は約 2 時間となることから、評価条件である原子炉水温が 52℃かつ原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は約 18.8MW 未満であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に、原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は、注水までの時間余裕が短くなることから、評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間、燃料有効長頂部到達まで約 4.2 時間となることから、評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の 52℃に対して最確条件は約 47℃～約 58℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間となることから、評価条件である原子炉水温が 52℃かつ原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 14.0MW に対して最確条件は約 14.0MW 以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に、原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は、注水までの時間余裕が短くなることから、評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約 2.7 時間、燃料棒有効長頂部到達まで事象発生から約 4.2 時間となることから、評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の 52℃に対して最確条件は約 29℃～約 46℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約 2.7 時間となることから、評価条件である原子炉水温が 52℃かつ原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・評価条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・実績値の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉の最確条件を記載。 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・実績値の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉の最確条件を記載。 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が有効燃料棒頂部まで水位が低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる^{※5}。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>※5 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）の注水操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から2時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、</p>	<p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位に対して<u>ゆらぎがあり</u>、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より<u>低くなる場合があるが</u>、<u>原子炉水位のゆらぎによる変動量は、事象発生後の水位低下量に対して十分小さいことから</u>、評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる[※]。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>※ 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による注水操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から約2時間後を設定している。運転員等操作時間に与</p>	<p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、<u>原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで水位が低下する時間は長くなることから</u>、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる^{※4}。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>※4 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）の注水操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から2時間後を設定している。運転員等操作時間に与え</p>	<p>・実績値の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉の最確条件を記載。</p> <p>・評価結果の相違</p> <p>【東海第二】</p>

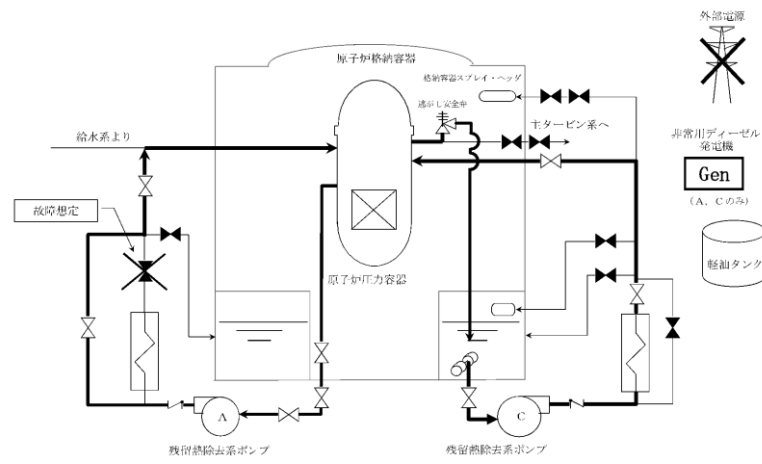
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>崩壊熱除去機能喪失による異常の認知により原子炉注水の必要性を確認し操作を実施することは容易であり、評価では事象発生から2時間後の注水操作開始を設定しているが、実態の注水操作開始時間は早くなる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まり、原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

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>5.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、<u>6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における必要な要員は、「5.1.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり14名</u>である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の<u>64名</u>で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、水源、燃料及び電源の資源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については、必要な注水量が少なく、また、<u>サプレッション・チェンバのプール水を水源とすることから</u>、水源が枯渇することはないため、7日間の継続実施が可能である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>非常用ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、<u>号炉あたり約753kLの軽油が必要となる。5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約13kLの軽油が必要となる（6号及び7号炉合計約1,519kL）。</u></p>	<p>5.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「5.1.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり<u>12名</u>である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している<u>災害対策要員（初動）の37名</u>で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、水源、燃料及び電源の資源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水については、必要な注水量が少なく、また、<u>サプレッション・チェンバのプール水を水源とすることから</u>、水源が枯渇することはないため、7日間の継続実施が可能である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（<u>常設代替高圧電源装置2台</u>）による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、<u>約755.5kL</u>の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクにて<u>約800kL</u>の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（<u>常設代替高圧電源装置2台</u>）による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p>	<p>5.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「5.1.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり<u>10名</u>である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している<u>運転員、緊急時対策要員等の43名</u>で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、水源、燃料及び電源の資源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）による原子炉注水については、必要な注水量が少なく、また、<u>サプレッション・チェンバのプール水を水源とし、循環することから</u>、水源が枯渇することはないため、7日間の継続実施が可能である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、<u>保守的に事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、運転継続に約700m³の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約730m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから非常用ディーゼル発電機等による電源供給について、7日間の継続が可能である。</u></p>	<p>・運用及び設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>プラント基数，設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが，タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお，これら要員10名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>常設代替電源設備から電源供給する負荷が異なる。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p>

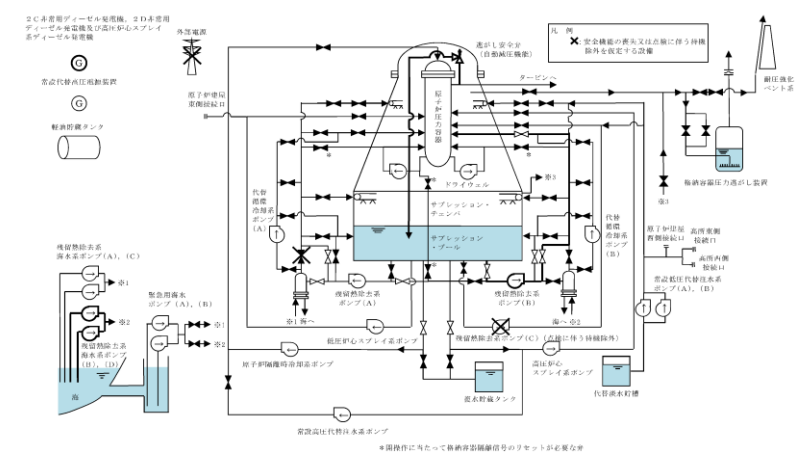
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>6号及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020kL(6号及び7号炉合計約2,040kL)の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料5.1.8)</p> <p>c. 電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。6号及び7号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は、各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> <p>また、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p>	<p>緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約70.0kLの軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約75kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料5.1.9)</p> <p>c. 電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。</p> <p><u>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、約951kW必要となるが、常設代替交流電源設備(常設代替高圧電源装置2台)の連続定格容量は約2,208kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</u></p> <p>また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料5.1.10)</p>	<p>緊急時対策所用発電機による電源供給については、保守的に事象発生直後から最大負荷での運転を想定すると、7日間の運転継続に約8m³の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約45m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料5.1.8)</p> <p>c. 電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p>	<p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>島根2号炉は、緊急時対策所用発電機用の燃料タンクを有している。また、モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】</p> <p>常設代替電源設備から電源供給する負荷が異なる。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	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>5.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対する燃料損傷防止対策としては、残留熱除去系による原子炉注水手段及び除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重要事故シーケンス「崩壊熱除去機能喪失（RHR 機能喪失[フロントライン]）+崩壊熱除去・注水系失敗」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、残留熱除去系による原子炉注水及び原子炉除熱を実施することにより、燃料損傷することはない。</p> <p>その結果、<u>有効燃料棒頂部の冠水</u>、<u>放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保</u>ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<u>運転員及び緊急時対策要員</u>にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、<u>残留熱除去系による原子炉注水</u>、<u>原子炉除熱等の燃料損傷防止対策</u>は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。</p>	<p>5.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）の故障により、崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対する燃料損傷防止対策としては、<u>残留熱除去系（低圧注水系）</u>による原子炉注水手段及び<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）</u>による原子炉除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重要事故シーケンス「<u>残留熱除去系の故障（RHR 喪失）+崩壊熱除去・炉心冷却失敗</u>」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、<u>残留熱除去系（低圧注水系）</u>による原子炉注水及び<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）</u>による原子炉除熱を実施することにより、燃料損傷することはない。</p> <p>その結果、<u>燃料有効長頂部の冠水</u>、<u>放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保</u>ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<u>災害対策要員</u>にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、<u>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策</u>は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。</p>	<p>5.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）の故障により、崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対する燃料損傷防止対策としては、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水手段及び<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）</u>による原子炉除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重要事故シーケンス「<u>崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系機能喪失[フロントライン]）+崩壊熱除去・炉心冷却失敗</u>」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水及び<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）</u>による原子炉除熱を実施することにより、燃料損傷することはない。</p> <p>その結果、<u>燃料棒有効長頂部の冠水</u>、<u>放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保</u>ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<u>運転員及び緊急時対策要員</u>にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策</u>は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。</p>	

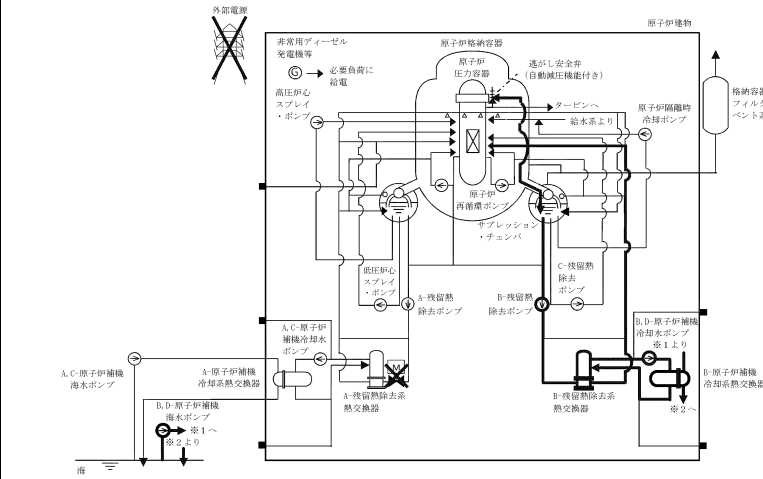
・設備設計の相違
【柏崎6/7, 東海第二】



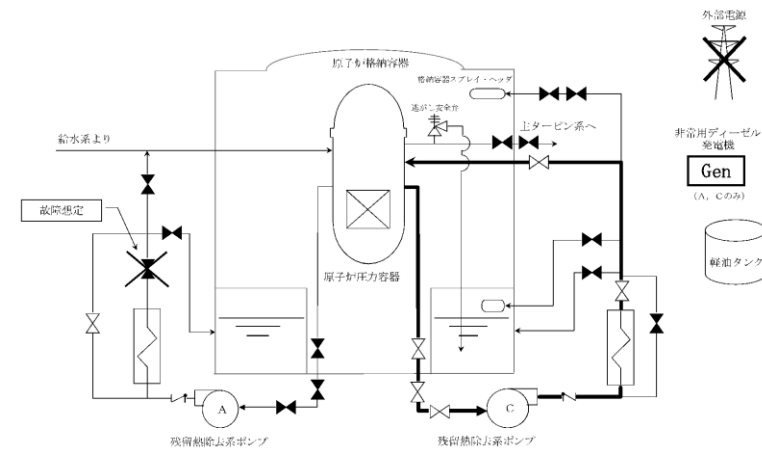
第5.1.1 図 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (原子炉停止時冷却失敗, 原子炉減圧及び原子炉注水)



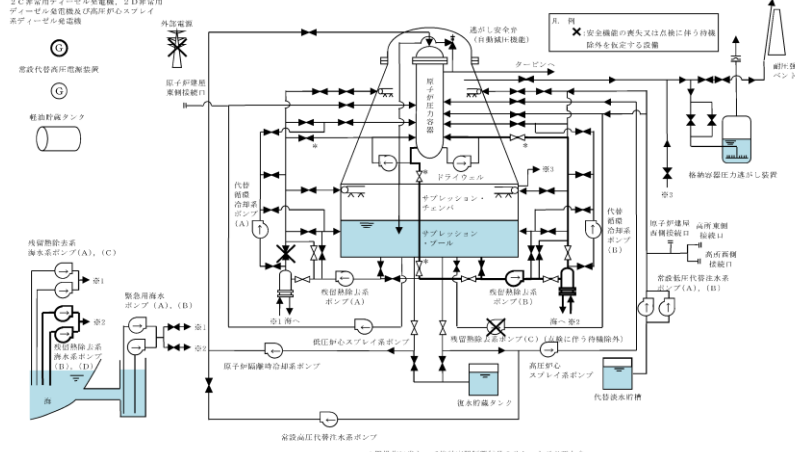
第5.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (原子炉減圧及び残留熱除去系 (低压注水系) による原子炉注水段階)



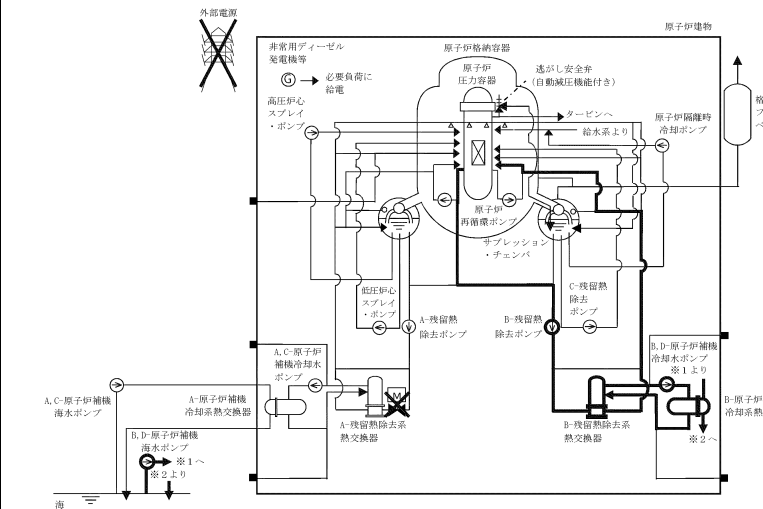
第5.1.1-1(1) 図 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉停止時冷却失敗, 原子炉減圧及び原子炉注水)



第5.1.2 図 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/2) (原子炉停止時冷却)

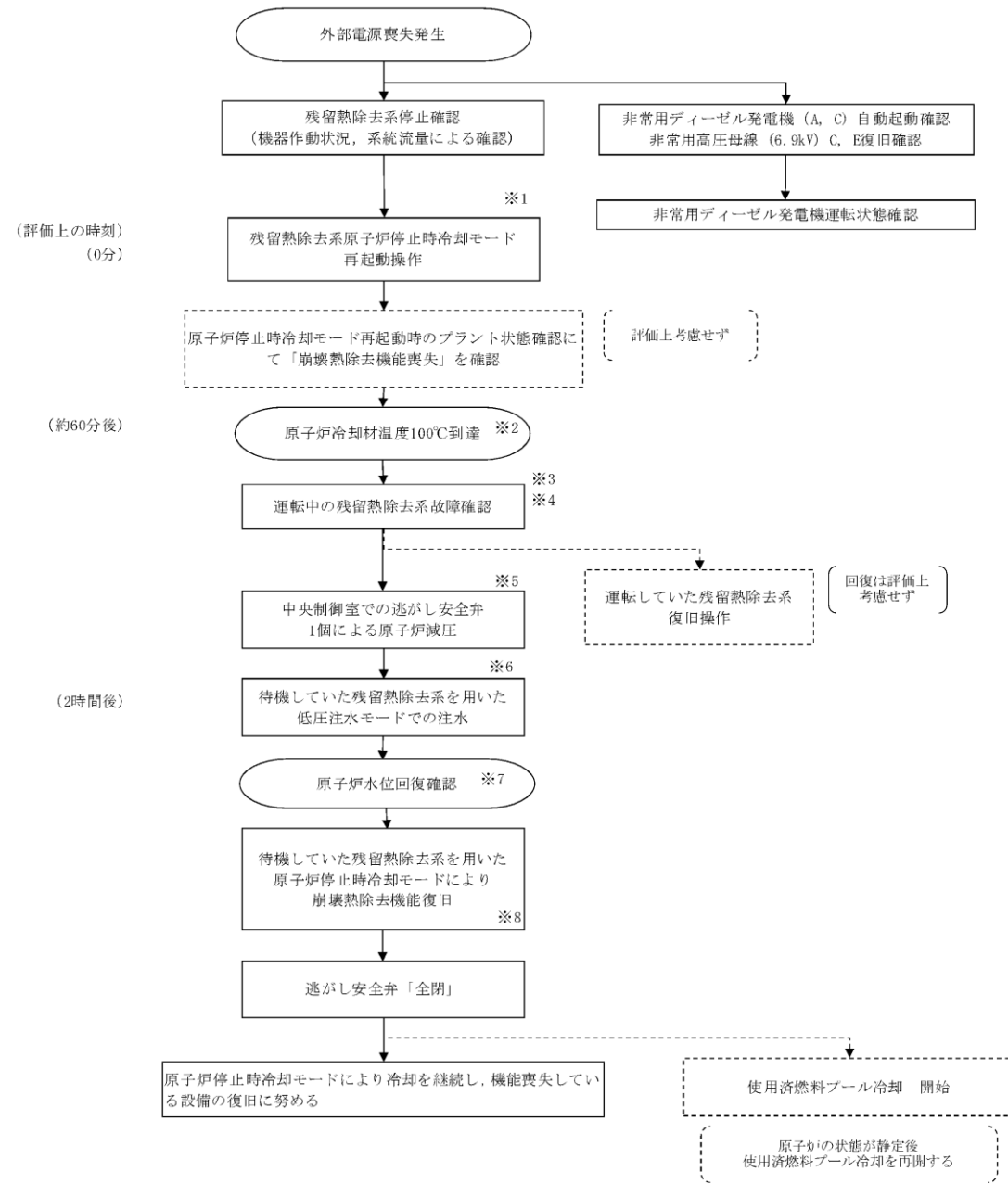
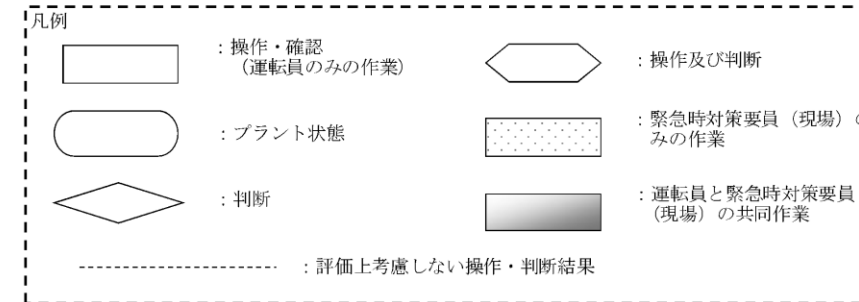


第5.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/2) (残留熱除去系 (原子炉停止時冷却) による原子炉除熱段階)



第5.1.1-1(2) 図 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉停止時冷却)

プラント前提条件
 ・プラント停止後1日目
 ・原子炉圧力容器閉鎖中
 ・原子炉格納容器開放中
 ・主蒸気隔離弁全閉
 ・非常用ディーゼル発電機 (B) 点検中
 ・残留熱除去系 (A) 原子炉停止時冷却モード運転中
 ・残留熱除去系 (B) 停止中
 ・残留熱除去系 (C) 低圧注水モード待機中
 ・原子炉水位通常運転水位 (通常, 原子炉停止時冷却モード運転時は+1550mm以上)

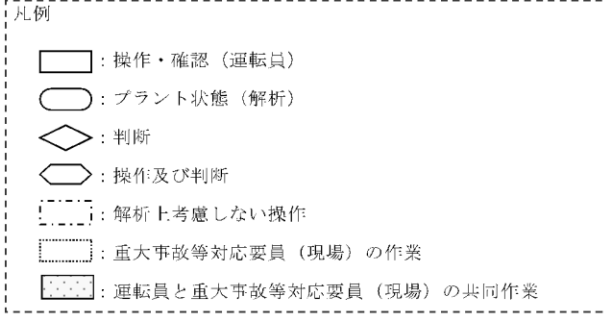


- ※1 崩壊熱除去機能喪失を模擬するため「熱交換器出口弁開操作忘れ」及び「熱交換器出口弁開操作不能」を評価条件とする。実際は、原子炉停止時冷却モード停止時の原子炉冷却材最高温度を確認する。再起動後から原子炉冷却材温度を継続監視するため、早期に崩壊熱除去機能喪失は確認することができる
- ※2 約1時間後に原子炉冷却材温度が100℃に到達する
- ※3 1時間ごとの中央制御室監視により原子炉冷却材温度の上昇、及び崩壊熱除去機能喪失を認知する
- ※4 重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する
評価上、人的過熱等の認知を約60分後としているため、建屋内への放射性物質の放出が想定されることから退避を指示する
- ※5 評価上、原子炉圧力容器を大気圧状態に維持するため逃がし安全弁を「開」する
- ※6 注水前の原子炉最低水位は有効燃料棒頂部 (TAF) +3.3m (レベル3-約500mm) となる
- ※7 原子炉水位計 (広帯域) にて原子炉水位の回復を確認する
低圧注水モードにより原子炉水位は通常運転水位まで回復する
なお、原子炉停止時冷却モードを運転する際は通常運転水位よりも高く維持する
- ※8 低圧注水モードで注水後、原子炉停止時冷却モードへ切り替える

第 5.1.3 図 「崩壊熱除去機能喪失」の対応手順の概要

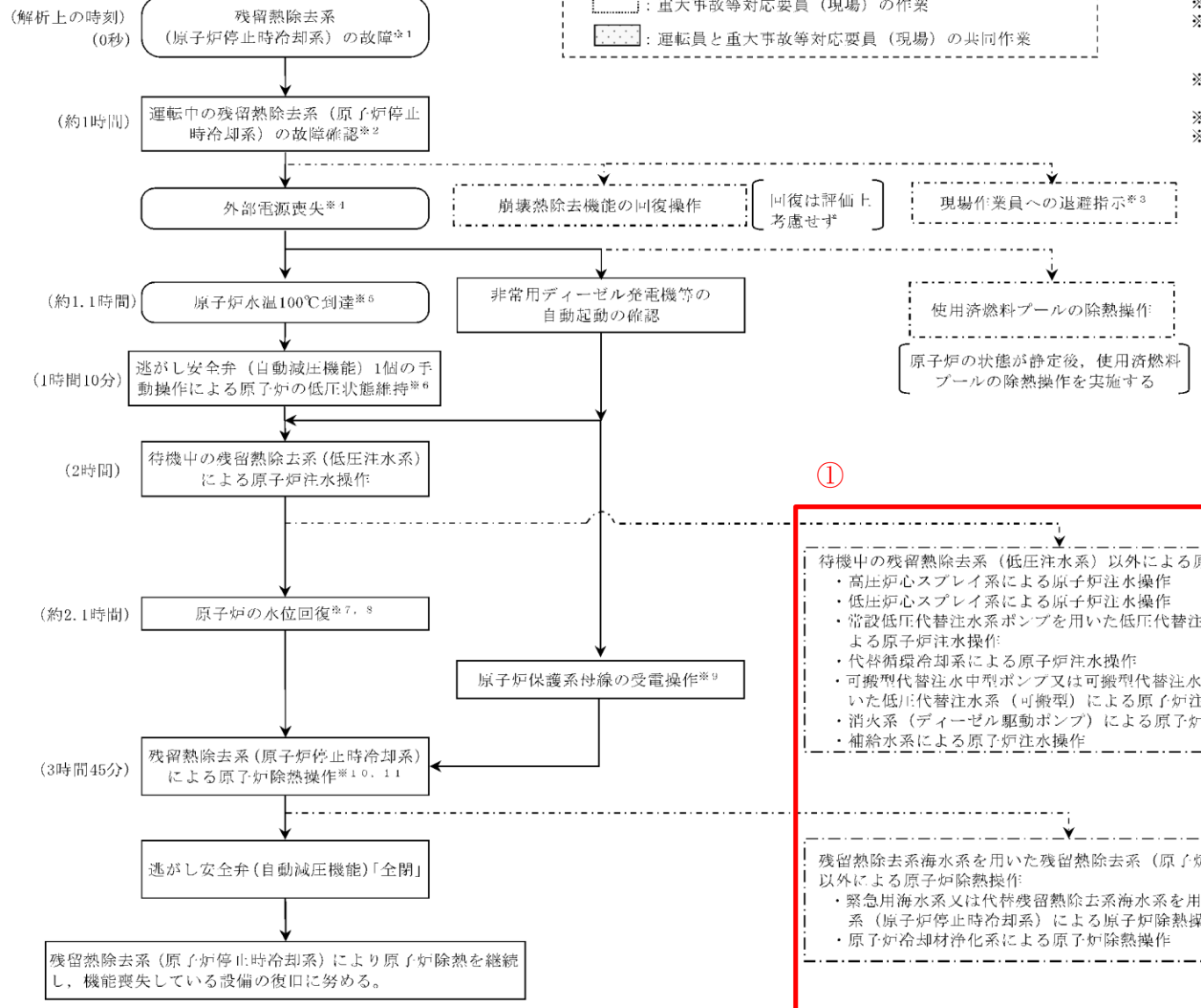
差異理由は、島根 2 号炉「第 5.1.1-2 図 「崩壊熱除去機能喪失」の対応手順の概要」の備考欄参照。

- プラント前提条件
- ・プラント停止後 1 日口
 - ・原子炉圧力容器未開放
 - ・格納容器開放中
 - ・主蒸気隔離弁全閉
 - ・全ての非常用ディーゼル発電機等：待機中
 - ・残留熱除去系（A）：原子炉停止時冷却系の状態で運転中
 - ・残留熱除去系（B）：低圧注水系の状態で待機中
 - ・残留熱除去系（C）：点検に伴い待機除外中
 - ・原子炉水位は通常運転水位（セパレータスカート下端から+126cm）



- ※1 崩壊熱除去機能喪失を模倣するため「熱交換器出口弁閉鎖」を評価条件とする。実際は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）停止時の原子炉冷却材温度を確認する。
- ※2 1時間ごとの中央制御室の巡視により原子炉冷却材温度の上昇、及び崩壊熱除去機能喪失を認知する。
- ※3 現場作業員は、当直発電長の送受話器（ページング）による退避指示を確認後、退避する。なお、全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は、1時間程度である。
- ※4 外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、電源の観点で厳しい外部電源なしを設定。外部電源が喪失する時間を事象発生1時間後（1時間ごとの中央制御室の巡視により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止を確認する時間）とすることにより、事象発生時の認知の観点で厳しい想定とする。
- ※5 約1.1時間後に原子炉冷却材温度が100℃に到達する。
- ※6 実施においては、作業員の退避後に操作を実施するが、解析上、原子炉の水位低下量を厳しく見積もるために、原子炉水温が100℃に到達した時点で、逃がし安全弁（自動減圧機能）1個の手动操作によって原子炉圧力が大気圧に維持されているものとする。
- ※7 注水前の原子炉水位は燃料有効長頂部から約4.2m上（原子炉水位低（レベル3）から約0.3m下）となる。
- ※8 原子炉水位（広帯域）により原子炉水位の回復を確認する。残留熱除去系（低圧注水系）により原子炉水位は通常運転水位まで回復する。なお、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転開始前は、通常運転水位よりも高く維持する。
- ※9 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁を開状態にするために、原子炉保護系母線の受電操作を行い、格納容器隔離信号をリセットする。
- ※10 残留熱除去系（低圧注水系）で注水後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替える。
- ※11 残留熱除去系の系統加圧ラインの手动弁を閉状態にする。

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



待機中の残留熱除去系（低圧注水系）以外による原子炉注水操作

- ・高圧炉心スプレイ系による原子炉注水操作
- ・低圧炉心スプレイ系による原子炉注水操作
- ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作
- ・代替循環冷却系による原子炉注水操作
- ・可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作
- ・消火系（ディーゼル駆動ポンプ）による原子炉注水操作
- ・補給水系による原子炉注水操作

I

残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）以外による原子炉除熱操作

- ・緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作
- ・原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱操作

II

【有効性評価の対象としていないが他に取れる手段】

I

高圧炉心スプレイ系による原子炉注水、低圧炉心スプレイ系による原子炉注水、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。

技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる。代替循環冷却系、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）、消火系（ディーゼル駆動ポンプ）及び補給水系による原子炉注水も実施可能である。

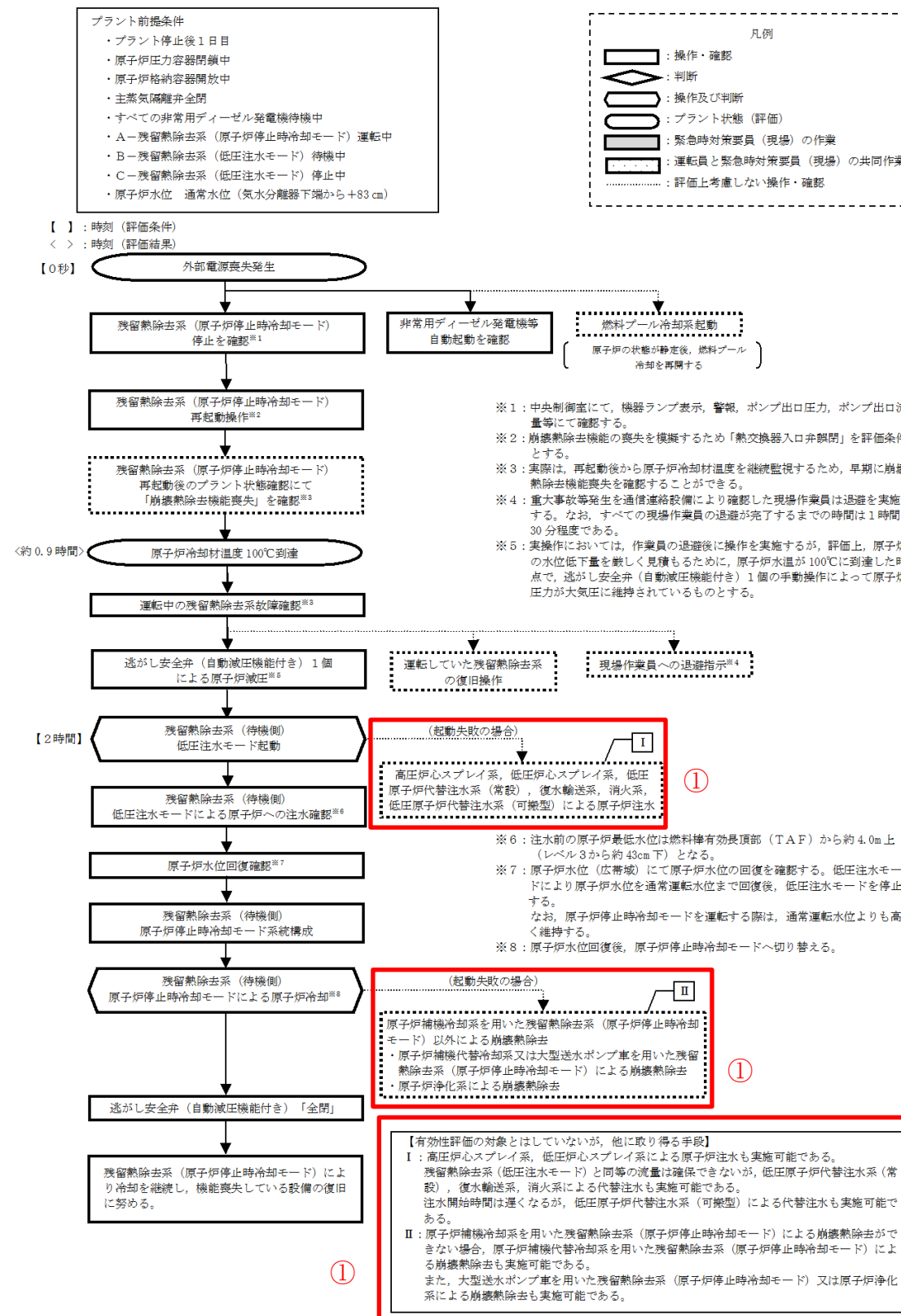
II

緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱も実施可能である。

技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる。代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱、及び原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱も実施可能である。

第 5.1-2 図 崩壊熱除去機能喪失の対応手順の概要

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



第 5.1.1-2 図 「崩壊熱除去機能喪失」の対応手順の概要

崩壊熱除去機能喪失

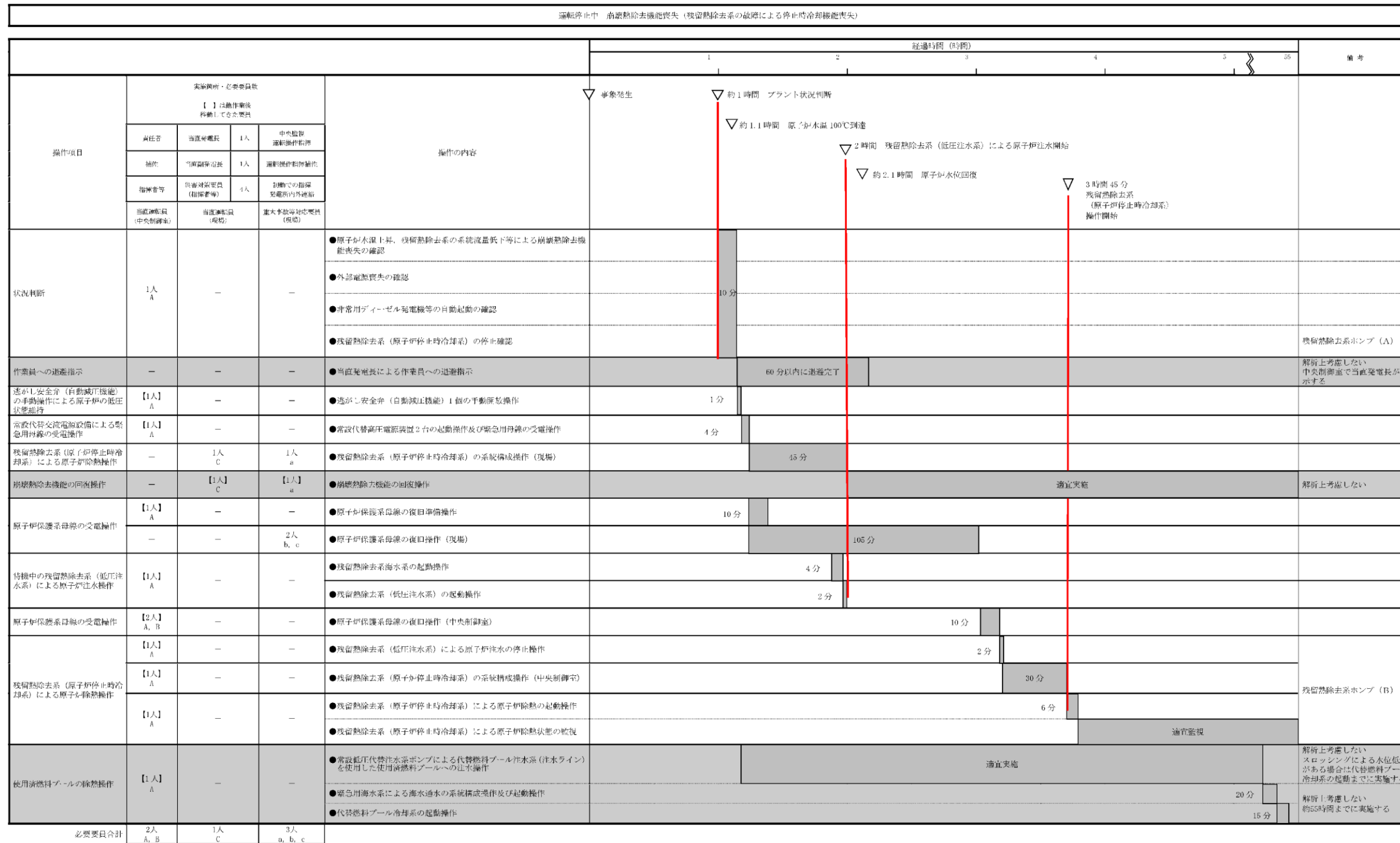
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間(時間)										備考						
	責任者	当直長		1人		中央監視 緊急時対策本部連絡		0	0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5		5	5.5				
操作項目	指揮者	6号	当直副長	1人	各号炉運転操作指揮		事象発生 プラント状況確認(残留熱除去系故障認知) 約60分 原子炉冷却材温度100℃到達 2時間 原子炉注水開始																	
	通報連絡者	緊急時対策本部要員		5人		中央制御室連絡 発電所外部連絡																		
状況判断	運転員 (中央制御室)	6号	7号	6号	7号	緊急時対策要員 (現場)	・外部電源喪失確認 ・非常用ディーゼルの発電機起動確認 ・残留熱除去系(運転側) 原子炉停止時冷却モード 停止確認 ・残留熱除去系(運転側) 原子炉停止時冷却モード 再起動操作											残留熱除去系ポンプ(A) 残留熱除去系ポンプ(A)						
	必要人員数	1人 A	1人 a	-	-	-		-																
残留熱除去系復旧操作	-	-	-	-	-	-	・残留熱除去系 機能回復											対応可能な要員により対応する						
原子炉注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・速がし安全弁 1個 手動開放操作						5分											
原子炉水位回復作業	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系(待機側) 低圧注水モード 起動/停止操作											通常運転水位まで回復後停止 残留熱除去系ポンプ(C)						
残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系(待機側) 原子炉停止時冷却モード 系統構成						90分						残留熱除去系ポンプ(C)					
	-	-	2人 C, D	2人 c, d	-	-	・放射線防護装備準備						10分											
	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・残留熱除去系 電動弁開閉						30分						残留熱除去系ポンプ(C)					
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系(待機側) 原子炉停止時冷却モード 起動操作						5分						残留熱除去系ポンプ(C)					
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉停止時冷却モード運転による原子炉状態監視											適宜実施 残留熱除去系ポンプ(C)						
使用済燃料プール冷却 再開 (詳細上考慮せず)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・スキマサージタンク水位調整 ・燃料プール冷却浄化系 系統構成						30分						・再起動準備としての監視装置の隔離及びスキマサージタンクへの補給を実施する ・燃料プール冷却浄化ポンプを再起動し使用済燃料プールの冷却を再開する ・必要に応じてスキマサージタンクへの補給を実施する					
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・燃料プール冷却浄化系再起動						30分											
必要人員数 合計	1人 A	1人 a	2人 C, D	2人 c, d	0人																			

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数

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

第5.1.4 図 「崩壊熱除去機能喪失」の作業と所要時間

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



第 5.1-3 図 崩壊熱除去機能喪失時の作業と所要時間

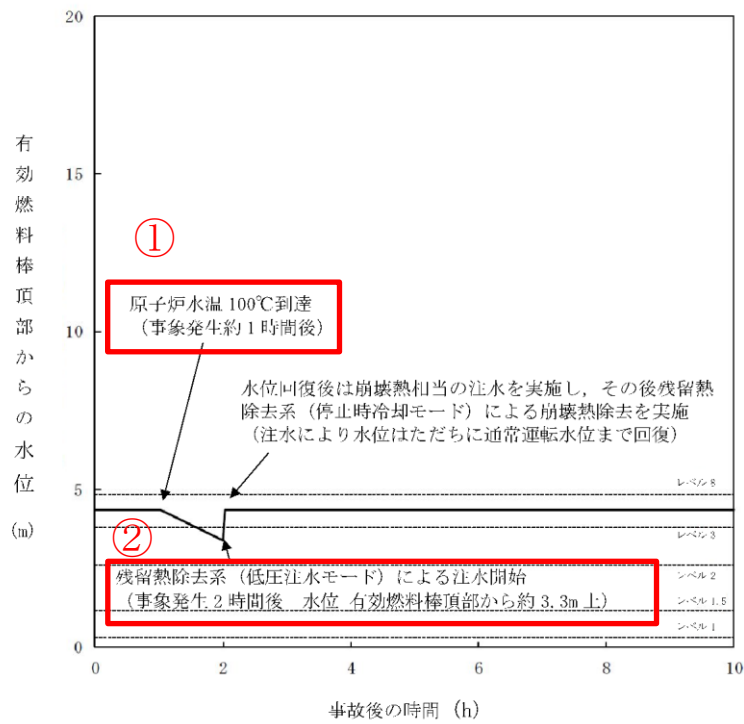
停止中の崩壊熱除去機能喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数			操作内容	経過時間 (分)																		経過時間 (日)			備考	
	責任者	当直長	1人		中央制御室監視 緊急時対策本部連絡	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	170	180	5	6		7
状況判断	責任者	当直長	1人	中央制御室監視 緊急時対策本部連絡	・ 外部電源喪失確認 ・ 非常用ディーゼル発電機等自動起動確認 ・ 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）停止確認 ・ 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）再起動	事象発生 ▽ プラント状況判断 約9.9時間後 原子炉冷却材温度100℃到達 2時間後 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水																					
	指揮者	当直副長	1人	運転操作指揮																							
	通報連絡者	緊急時対策本部要員	5人	初動での指揮 中央制御室連絡 発電所外部連絡																							
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	緊急時対策要員 (現場)																								
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）機能喪失調査、機器復旧操作	—	—	—	—	・ 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）機能回復																						評価上考慮せず 対応可能な要員により対応する
現場作業員への退避指示	—	—	—	—	・ 当直長による現場作業員への退避指示	1時間30分以内に退避完了																					評価上考慮せず 中央制御室で当直長が指示する
原子炉減圧操作	(1人) A	—	—	—	・ 逃がし安全弁（自動減圧機能付き）1個 手動開放操作	10分																					
原子炉水位回復操作	(1人) A	—	—	—	・ 残留熱除去系（低圧注水モード）（待機側）起動/停止操作	10分																		原子炉水位回復後、残留熱除去系（低圧注水モード）停止			B-残留熱除去ポンプ
① 残留熱除去系（低圧注水モード）から 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） への切替え	(1人) A	—	—	—	・ 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）（待機側）系統構成（中央制御室）	20分																					B-残留熱除去ポンプ
	—	2人 B,C	—	—	・ 放射線防護具準備	10分																					
	—	—	—	—	・ 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）（待機側）系統構成（現場）	20分																					B-残留熱除去ポンプ
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転	(1人) A	—	—	—	・ 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）（待機側）起動	10分																					B-残留熱除去ポンプ
	(1人) A	—	—	—	・ 原子炉冷却材温度調整																			残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転継続			B-残留熱除去ポンプ
燃料プール冷却 再開	(1人) A	—	—	—	・ 燃料プール冷却系再起動	適宜実施																					評価上考慮せず 燃料プール水温66℃以下維持
必要人員数 合計	1人 A	2人 B,C	—	—																							

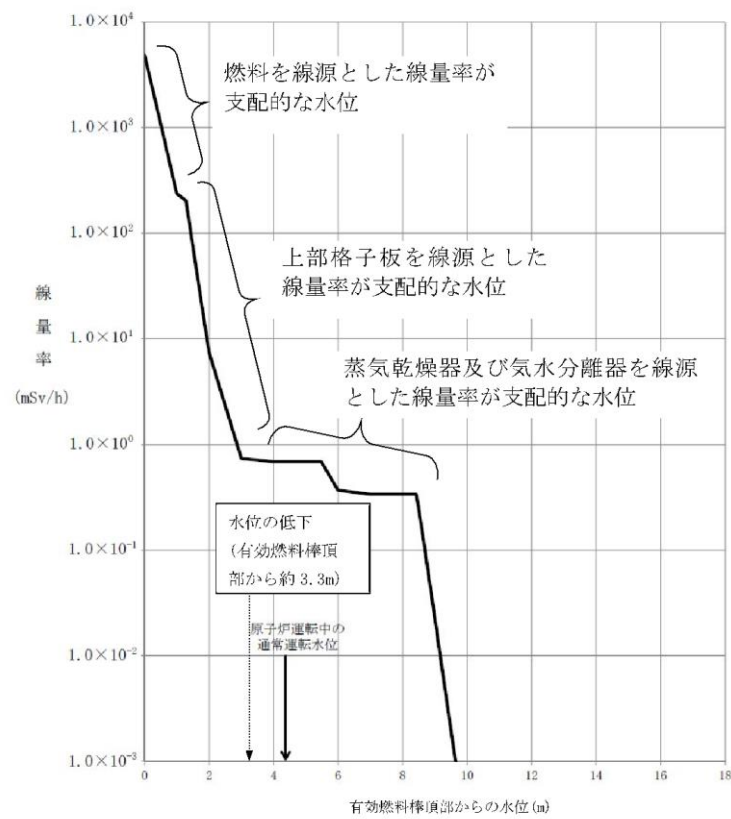
① 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

第 5.1.1-3 図 「崩壊熱除去機能喪失」の作業と所要時間

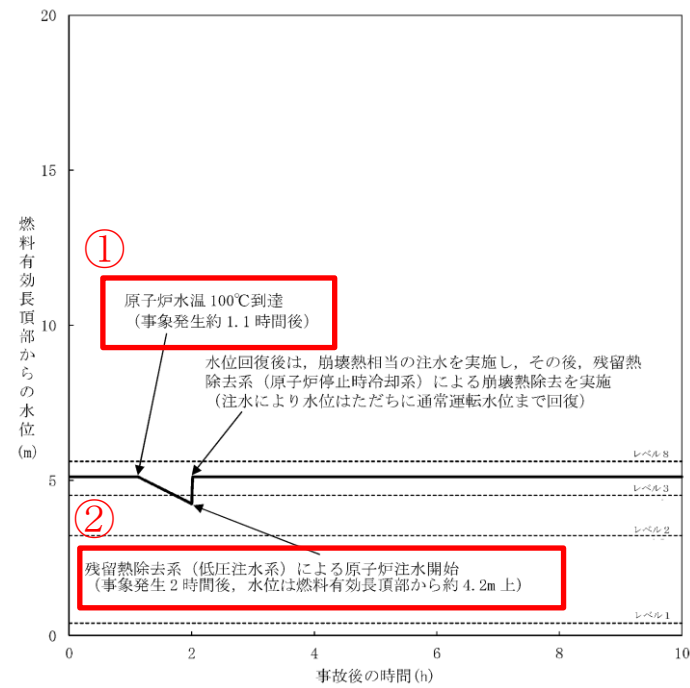
・ 評価結果の相違に基づく差異。
 ・ 設備設計・手順に基づく想定時間の差異。
 ・ 評価上考慮しない操作を含めて実際に実施する操作について要員の充足性を確認（ただし、事前に対応する要員を定めることが難しい機能回復操作を除く）。
 ・ 体制の相違
【東海第二】
 島根 2号炉は、シミュレータ訓練等において、中央制御室の対応を1名にて実施可能なことを確認している。
 ・ 記載方針の相違
【東海第二】
 ①島根 2号炉は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転により炉水がサブプレッション・チェンバへ流入すること等を防止するためミニマムフロー弁等の電源「切」操作を実施することを記載。



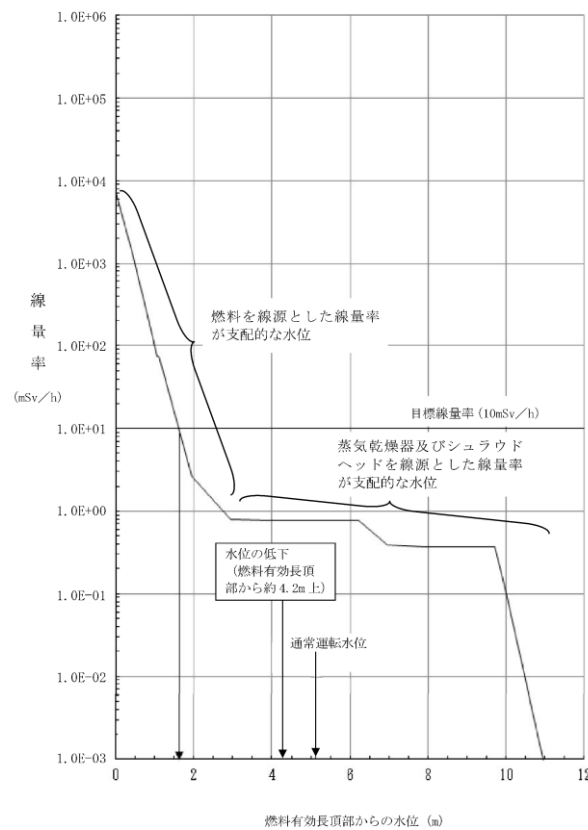
第 5.1.5 図 原子炉水位の移



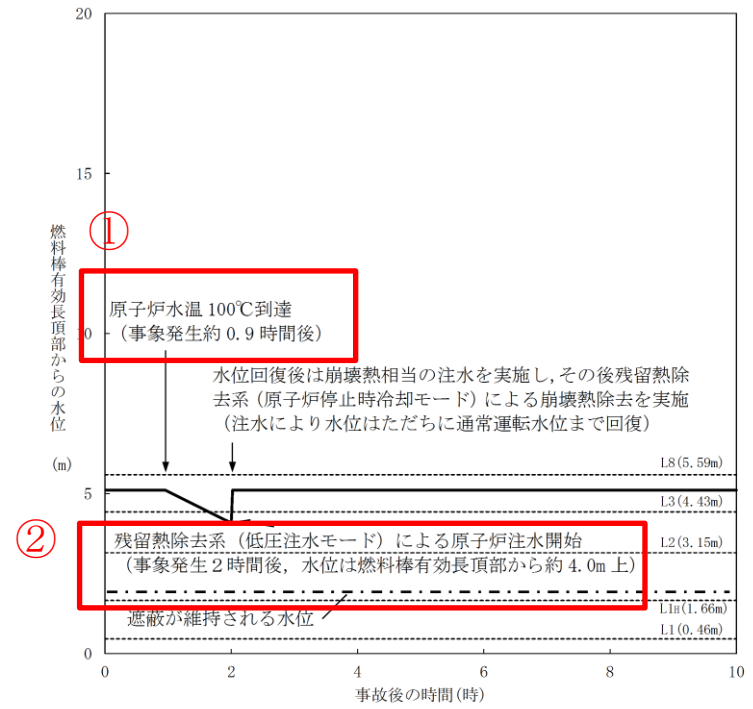
第 5.1.6 図 原子炉水位と線量率



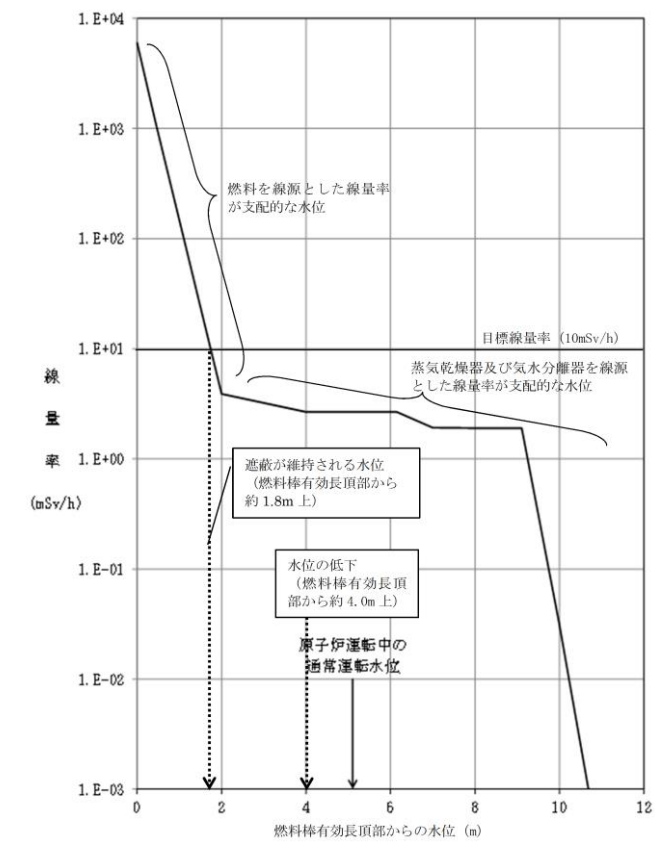
第 5.1-4 図 原子炉水位の推移



第 5.1-5 図 原子炉水位と線量率



第 5.1.2-1 図 原子炉水位の推移



第 5.1.2-2 図 原子炉水位と線量率

・評価結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
①原子炉水温 100℃到達時間の相違。

②原子炉注水開始時点の燃料棒有効長頂部からの水位の相違。

・設備設計及び評価結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

第 5.1.1.1 表 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策について

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

① 【 】：重大事故等対処設備(設計基準拡張)

第 5.1.1-1 表 崩壊熱除去機能喪失における重大事故等対策について

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

② * 既許可の対象となっていない設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 5.1.1-1 表 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策について

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

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

本文比較表に記載の差異以外で主要な差異について記載。

- ・記載方針の相違
- 【柏崎6/7】
- ①島根2号炉は、既許可の対象設備を重大事故等対処設備として位置付けるものを明確化している。
- 【東海第二】
- ②島根2号炉は、重大事故等時に設計基準対象施設としての機能を期待する設備を「重大事故等対処設備(設計基準拡張)」と位置付けている。

第 5.1.2 表 主要評価条件 (崩壊熱除去機能喪失) (1/2)

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

※1 原子炉停止 1 日後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び電機機群列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。
 ※2 サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮。

第 5.1-2 表 主要評価条件 (崩壊熱除去機能喪失) (1/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
崩壊熱	約 18.8MW (9×9 燃料 (A 型), 原子炉停止 1 日後 ^{※1})	① 平衡炉心燃料の平均燃焼度 33GWd/t ^{※2} を基に ANSI/ANS-5.1-1979 にて算出した原子炉停止 1 日後の崩壊熱として設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレーター スカート 下端 から +125cm)	原子炉停止 1 日後の水位から保守性を持たせた値
原子炉水温	52℃	原子炉停止 1 日後の実績を踏まえ、原子炉は残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) にて冷却されているため、その設計温度である 52℃ を設定
原子炉圧力	大気圧	原子炉停止 1 日後の実績を考慮して設定
起因事象、安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系機能喪失	運転中の残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の故障を想定
外部電源	事象認知まで：外部電源あり 事象認知後：外部電源なし	② 外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定。外部電源が喪失する時間を事象発生 1 時間後 (1 時間ごと) の中央制御室の巡回により残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の停止を確認する時間) とすることにより、事象発生時の認知の観点で厳しい想定とする。事象発生時の認知の観点で厳しい想定とする。

※1 原子炉停止から 1 日後とは、全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び電機機群列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。
 ※2 サイクルの運転期間 (13ヶ月) に調整運転期間 (約 1ヶ月) を考慮した運転期間に対する燃焼度として設定

第 5.1.2-1 表 主要評価条件 (崩壊熱除去機能喪失) (1/2)

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

※1 原子炉停止 1 日後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び電機機群列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。
 ※2 サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮

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

第 5.1.2 表 主要評価条件 (崩壊熱除去機能喪失) (2/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する機器条件	残留熱除去系 (低圧注水モード)	954m ³ /h で注水
	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)	熱交換器 1 基あたり約 8MW (原子炉冷却材温度 52℃, 海水温度 30℃において)
重大事故等対策に 関連する機器条件	残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水	<p>残留熱除去系の設計値として設定 (原子炉水位回復後は崩壊熱相当の注水を実施することで水位を維持するが、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) を実施することで原子炉内の崩壊熱を除去できるため、注水が不要となる)</p> <p>残留熱除去系の機能喪失に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に、さらに余裕を考慮して設定</p>

第 5.1-2 表 主要評価条件 (崩壊熱除去機能喪失) (2/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する機器条件	残留熱除去系 (低圧注水系)	1, 605m ³ / h で注水
	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)	熱交換器 1 基あたり約 4.3MW (原子炉冷却材温度 100℃, 海水温度 32℃において)
重大事故等対策に 関連する機器条件	残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水	<p>残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の設計値として設定</p> <p>残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の設計値として設定 (原子炉水位回復後は崩壊熱相当の注水を実施することで水位を維持するが、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) を実施することで原子炉内の崩壊熱を除去できるため、注水が不要となる)</p> <p>残留熱除去系の機能喪失に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に、さらに余裕を考慮して設定</p>

第 5.1.2-1 表 主要評価条件 (崩壊熱除去機能喪失) (2 / 2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する機器条件	残留熱除去系 (低圧注水モード)	1, 136 m ³ /h で注水
	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)	熱交換器 1 基あたり約 9 MW (原子炉冷却材温度 52℃, 海水温度 30℃において)
重大事故等対策に 関連する機器条件	残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水操作	<p>残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定</p> <p>残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) の設計値として設定 (原子炉水位回復後は崩壊熱相当の注水を実施することで水位を維持するが、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) を実施することで原子炉内の崩壊熱を除去できるため、注水が不要となる)</p> <p>残留熱除去系の機能喪失に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に、さらに余裕を考慮して設定</p>

・評価条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

まとめ資料比較表 [有効性評価 添付資料 5.1.1]

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備 考
<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.1</p> <p>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における<u>有効燃料棒頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について</u></p> <p>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失により、<u>有効燃料棒頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位到達までの時間余裕と必要な注水量について</u>、以下の式を用いて計算を行った。なお、事象を厳しく評価するため、発生する崩壊熱は全て原子炉水温の上昇及び蒸発に寄与するものとし、原子炉圧力容器や水面からの放熱は考慮しない。</p> <p>なお、5.1.2及び5.2.2の「燃料損傷防止対策の有効性評価」において、「1. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮しない計算」を用いて評価を行っており、添付資料5.1.7及び添付資料5.2.2の「評価条件の不確かさの影響評価について」の一部においては、未開放状態の被ばく影響をより現実に近い想定として評価するため、「2. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算」を用いた。</p> <p>1. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮しない計算</p> <p>原子炉未開放状態において、原子炉圧力上昇に伴う原子炉冷却材の比エンタルピの上昇により、大気圧下と比べて原子炉冷却材の蒸発量は抑制されるが、ここでは原子炉圧力容器の状態によらず、保守的かつ簡易的な評価として大気圧下の原子炉冷却材の蒸発量を求めた。</p> <p>(1) 100℃に至るまでの時間</p> <p>100℃に至るまでの時間は、運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時、全交流動力電源喪失時ともに<u>約1時間</u>である。計算は次の式で行った。</p> $t_1 = (h_{100} - h_{52}) \times V_c \times \rho_{52} / (Q \times 3600)$ <p>t₁ : 100℃に至るまでの時間[h] h₁₀₀ : 100℃の飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]=419.10</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.3</p> <p>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における<u>基準水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について</u></p> <p>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失により、<u>燃料有効長頂部が露出する水位又は放射線の遮蔽が維持される水位到達までの時間余裕と必要な注水量について</u>、以下の式を用いて計算を行った。なお、事象を厳しく評価するため、発生する崩壊熱は全て原子炉水温の上昇及び蒸発に寄与するものとし、原子炉圧力容器や水面からの放熱は考慮しない。</p> <p>1. 100℃に至るまでの時間</p> <p>100℃に至るまでの時間は次の式で求める。</p> $t_1 = (h_{100} - h_{52}) \times V_c \times \rho_{52} / (Q \times 3,600) = \text{約} 1.1\text{h}$ <p>t₁ : 100℃に至るまでの時間 (h) h₁₀₀ : 100℃の飽和水の比エンタルピ (kJ/kg) =419.10</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.1</p> <p>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における<u>燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について</u></p> <p>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失により、<u>燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位到達までの時間余裕と必要な注水量について</u>、以下の式を用いて計算を行った。なお、事象を厳しく評価するため、発生する崩壊熱はすべて原子炉水温の上昇及び蒸発に寄与するものとし、原子炉圧力容器や水面からの放熱は考慮しない。</p> <p><u>なお、5.1.2及び5.2.2の「燃料損傷防止対策の有効性評価」において、「1. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮しない計算」を用いて評価を行っており、添付資料5.1.7及び添付資料5.2.2の「評価条件の不確かさの影響評価について」の一部においては、未開放状態の被ばく影響をより現実に近い想定として評価するため、「2. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算」を用いた。</u></p> <p>1. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮しない計算</p> <p>原子炉未開放状態において、原子炉圧力上昇に伴う原子炉冷却材の比エンタルピの上昇により、大気圧下と比べて原子炉冷却材の蒸発量は抑制されるが、ここでは原子炉圧力容器の状態によらず、保守的かつ簡易的な評価として大気圧下の原子炉冷却材の蒸発量を求めた。</p> <p>(1) 100℃に至るまでの時間</p> <p>100℃に至るまでの時間は、<u>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時、全交流動力電源喪失時ともに約0.95時間</u>である。計算は次の式で行った。</p> $t_1 = (h_{100} - h_{52}) \times V_c \times \rho_{52} / (Q \times 3600)$ <p>t₁ : 100℃に至るまでの時間[h] h₁₀₀ : 100℃の飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]=419.10</p>	<p>・評価方針の相違 【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算も実施している。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備 考
<p> h_{52} : 52°Cの飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]=217.70 V_c : 保有水の体積[m³] = <input type="text"/> ρ_{52} : 52°Cの水密度[kg/m³] = 987 Q : 崩壊熱[kW] = 2.24×10^4 </p> <p> (2) 有効燃料棒頂部または放射線の遮蔽が維持される目安の水位に至るまでの時間 有効燃料棒頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位に至るまでの時間は、運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時、全交流動力電源喪失時で、それぞれ約5時間と約3時間である。計算は次の式で行った。 $t = t_1 + t_2$ $t_2 = (h_s - h_{100}) \times V_u \times \rho_{52} / (Q \times 3600)$ </p> <p> t : 有効燃料棒頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位に至るまでの時間[h] t_2 : 100°C到達から有効燃料棒頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位に至るまでの時間[h] h_{100} : 100°Cの飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]=419.10 h_s : 飽和蒸気の比エンタルピ[kJ/kg] = 2675.57 V_u : 保有水の体積[m³] (有効燃料棒頂部までの保有水の体積) = <input type="text"/> (放射線の遮蔽が維持される目安の水位までの保有水の体積) = <input type="text"/> ρ_{52} : 52°Cの水密度[kg/m³] = 987 Q : 崩壊熱[kW] = 2.24×10^4 </p> <p> また、注水前の蒸発量は、運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時、全交流動力電源喪失時ともに $37[m^3/h]$である。計算は次の式で行った。 </p>	<p> h_{52} : 52°Cの飽和水の比エンタルピ (kJ/kg) =217.70 V_c : 通常運転水位時の原子炉保有水の体積 (m³) =382 ρ_{52} : 52°Cの水密度 (kg/m³) =987 Q : 崩壊熱 (kW) =18.8×10^3 </p> <p> 2. 燃料有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間 崩壊熱(蒸発)によって燃料有効長頂部が露出する水位に至るまでの時間は次の式で求める。 </p> <p> $t = t_1 + t_2 = \text{約} 6.3\text{h}$ $t_2 = (h_s - h_{100}) \times V_{u1} \times \rho_{52} / (Q \times 3,600) = \text{約} 5.2\text{h}$ </p> <p> t : 燃料有効長頂部が露出する水位に至るまでの時間 (h) t_2 : 100°C到達から燃料有効長頂部が露出する水位に至るまでの時間 (h) h_s : 飽和蒸気の比エンタルピ (kJ/kg) =2,675.57 V_{u1} : 燃料有効長頂部が露出する水位までの水の体積 (m³) = 156 崩壊熱(蒸発)によって放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間は次の式で求める。 </p> <p> $t' = t_1 + t_3 = \text{約} 4.5\text{h}$ $t_3 = (h_s - h_{100}) \times V_{u2} \times \rho_{52} / (Q \times 3,600) = \text{約} 3.4\text{h}$ </p> <p> t' : 放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間 (h) t_3 : 100°C到達から放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間 (h) V_{u2} : 放射線の遮蔽が維持される水位までの水の体積 (m³) = 104 </p> <p> なお、崩壊熱によって蒸発する冷却材の量は次の式で求める。 </p>	<p> h_{52} : 52°Cの飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]=217.70 V_c : 保有水の体積[m³] = <input type="text"/> ρ_{52} : 52°Cの水密度[kg/m³] = 987 Q : 崩壊熱[kW] = 1.40×10^4 </p> <p> (2) 燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間 燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間は、運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時、全交流動力電源喪失時で、それぞれ約6.1時間と約4.3時間である。計算は次の式で行った。 </p> <p> $t = t_1 + t_2$ $t_2 = (h_s - h_{100}) \times V_u \times \rho_{52} / (Q \times 3600)$ </p> <p> t : 燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間[h] t_2 : 100°C到達から燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間[h] h_{100} : 100°Cの飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]=419.10 h_s : 飽和蒸気の比エンタルピ[kJ/kg] = 2675.57 V_u : 保有水の体積[m³] (燃料棒有効長頂部までの保有水の体積) = <input type="text"/> (放射線の遮蔽が維持される水位までの保有水の体積) = <input type="text"/> ρ_{52} : 52°Cの水密度[kg/m³] = 987 Q : 崩壊熱[kW] = 1.40×10^4 </p> <p> また、注水前の蒸発量は、運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時、全交流動力電源喪失時ともに約23[m³/h]である。計算は次の式で行った。 </p>	<p> ・評価条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 </p> <p> ・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 </p> <p> ・評価条件の相違 【柏崎6/7】 </p> <p> ・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 </p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																
<p>(注水前の蒸発量) = (Q × 3600) / (h_s - h₁₀₀) / ρ₁₀₀ ρ₁₀₀ : 100℃の水密度[kg/m³] = 958</p> <p>(3) 必要な注水量 崩壊熱によって喪失する原子炉冷却材を補うために必要な注水量は、<u>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時において約 32[m³/h]</u>、<u>全交流動力電源喪失時において約 33[m³/h]</u>である。計算は次の式で行った。</p> $f = (Q \times 3600) / ((h_s - h_f) \times \rho_f)$ <p>f : 必要な注水量[m³/h] ρ_f : 注水(飽和水)の密度[kg/m³] (崩壊熱除去機能喪失時) = 994 (水温 35℃) (全交流動力電源喪失時) = 988 (水温 50℃) h_s : 飽和蒸気の比エンタルピー[kJ/kg] = 2675.57 h_f : 注水(飽和水)の比エンタルピー[kJ/kg] (崩壊熱除去機能喪失時) = 146.64 (水温 35℃) (全交流動力電源喪失時) = 209.34 (水温 50℃) Q : 崩壊熱[kW] = <u>2.24 × 10⁴</u></p> <p>(4) 注水中の蒸発量 注水中の蒸発量は、<u>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時は 0[m³/h]</u>、<u>運転停止中の全交流動力電源喪失時は約 22[m³/h]</u>である。</p>	<p>$V_h = (Q \times 3,600) / ((h_s - h_{100}) \times \rho_{100}) = \text{約 } 32 \text{ m}^3/\text{h}$ V_h : 蒸発量 (m³/h) ρ₁₀₀ : 100℃の水密度 (kg/m³) = 958</p> <p>3. 必要な注水量 崩壊熱によって蒸発する冷却材を補うために必要な注水量は次の式で求める。</p> $f = (Q \times 3,600) / ((h_s - h_f) \times \rho_f)$ <p>f : 必要な注水量 (m³/h) ρ_f : 注水(飽和水)の密度 (kg/m³) h_f : 注水(飽和水)の比エンタルピー (kJ/kg)</p> <p><u>水源がサプレッション・チェンバ(水温:32℃)の場合及び代替淡水貯槽(水温:35℃)の場合の飽和水の密度、飽和水の比エンタルピー及び必要注水流量の評価結果は第1表のとおりである。</u></p> <p>第1表 各水源使用時における必要注水流量の評価結果</p> <table border="1" data-bbox="988 1514 1682 1705"> <thead> <tr> <th>パラメータ</th> <th>水源</th> <th>サプレッション・チェンバ</th> <th>代替淡水貯槽</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>飽和水の密度 (ρ_f) (kg/m³)</td> <td></td> <td>995</td> <td>994</td> </tr> <tr> <td>飽和水の比エンタルピー (h_f) (kJ/kg)</td> <td></td> <td>134.11</td> <td>146.64</td> </tr> <tr> <td>必要注水流量 (f) (m³/h)</td> <td></td> <td>約 26.7</td> <td>約 26.9</td> </tr> </tbody> </table> <p>4. 注水中の蒸発量 注水中の蒸発量は、注水された水を 100℃に上昇させる熱を崩壊熱から差し引いた熱が蒸発に使われることを考慮して、</p>	パラメータ	水源	サプレッション・チェンバ	代替淡水貯槽	飽和水の密度 (ρ _f) (kg/m ³)		995	994	飽和水の比エンタルピー (h _f) (kJ/kg)		134.11	146.64	必要注水流量 (f) (m ³ /h)		約 26.7	約 26.9	<p>(注水前の蒸発量) = (Q × 3600) / ((h_s - h₁₀₀) × ρ₁₀₀) ρ₁₀₀ : 100℃の水密度[kg/m³] = 958</p> <p>(3) 必要な注水量 崩壊熱によって喪失する原子炉冷却材を補うために必要な注水量は、<u>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時、全交流動力電源喪失時ともに約 21[m³/h]</u>である。計算は次の式で行った。</p> $f = (Q \times 3600) / ((h_s - h_f) \times \rho_f)$ <p>f : 必要な注水量[m³/h] ρ_f : 注水(飽和水, 水温 35℃)の密度[kg/m³] = 994 h_s : 飽和蒸気の比エンタルピー[kJ/kg] = 2675.57 h_f : 注水(飽和水, 水温 35℃)の比エンタルピー[kJ/kg] = 146.64 Q : 崩壊熱[kW] = <u>1.40 × 10⁴</u></p> <p>(4) 注水中の蒸発量 注水中の蒸発量は、<u>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時、運転停止中の全交流動力電源喪失時ともに 0[m³/h]</u>である。注入</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・評価結果の相違【柏崎 6/7】 ・評価条件の相違【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、崩壊熱除去機能喪失時に使用する水源であるサプレッション・プール水温度及び全交流動力電源喪失時に使用する水源である低圧原子炉代替注水槽水温度いずれも 35℃を想定している。 ・評価結果の相違【柏崎 6/7】
パラメータ	水源	サプレッション・チェンバ	代替淡水貯槽																
飽和水の密度 (ρ _f) (kg/m ³)		995	994																
飽和水の比エンタルピー (h _f) (kJ/kg)		134.11	146.64																
必要注水流量 (f) (m ³ /h)		約 26.7	約 26.9																

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>る。注入された水を 100℃に上昇させる熱を崩壊熱から差し引いた熱が蒸発に使われることから、計算は次の式で行った。</p> $Q \times 3600 = F \times \rho_f \times (h_{100} - h_f) + S \times \rho_f \times (h_s - h_{100})$ $S = (Q \times 3600 - F \times \rho_f \times (h_{100} - h_f)) / (\rho_f \times (h_s - h_{100}))$ <p>F : 注水量[m³/h] (崩壊熱除去機能喪失時) = <u>954</u> (残留熱除去系定格流量) (全交流動力電源喪失時) = <u>150</u> (低圧代替注水系 (常設) 設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定)</p> <p>S : 注水中の蒸発量[m³/h] (ただし, S ≥ 0) ρ_f : 注水 (飽和水) の密度[kg/m³] (崩壊熱除去機能喪失時) = 994 (水温 35℃) (全交流動力電源喪失時) = <u>988</u> (水温 50℃) h_s : 飽和蒸気の比エンタルピー[kJ/kg] = 2675.57 h₁₀₀ : 100℃の飽和水の比エンタルピー[kJ/kg] = 419.10 h_f : 注水 (飽和水) の比エンタルピー[kJ/kg] (崩壊熱除去機能喪失時) = 146.64 (水温 35℃) (全交流動力電源喪失時) = <u>209.34</u> (水温 50℃) Q : 崩壊熱[kW] = <u>2.24 × 10⁴</u></p> <p>2. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算 (原子炉圧力容器が閉鎖状態での評価) (1) <u>主蒸気逃がし安全弁(SRV)の逃がし弁機能が作動する最低圧力に到達する時間等</u> 5.1.2 及び 5.2.2 の「燃料損傷防止対策の有効性評価」においては原子炉圧力容器未開放であるが、原子炉の大気圧状態が維持される想定にて計算を実施している。ただし、実操作において崩壊熱除去機能が喪失した際の SRV による減圧操作は原子炉の注水機能が確保された後となるため、原子炉圧力上昇による</p>	<p>次の式で求める。</p> $Q \times 3,600 = F \times \rho_f \times (h_{100} - h_f) + S \times \rho_f \times (h_s - h_{100})$ $S = (Q \times 3,600 - F \times \rho_f \times (h_{100} - h_f)) / (\rho_f \times (h_s - h_{100}))$ <p>F : 注水流量 (m³/h)</p> <p>S : 注水中の蒸発量 (m³/h) (ただし, S ≥ 0)</p>	<p>された水を 100℃に上昇させる熱を崩壊熱から差し引いた熱が蒸発に使われることから、計算は次の式で行った。</p> $Q \times 3600 = F \times \rho_f \times (h_{100} - h_f) + S \times \rho_f \times (h_s - h_{100})$ $S = (Q \times 3600 - F \times \rho_f \times (h_{100} - h_f)) / (\rho_f \times (h_s - h_{100}))$ <p>F : 注水量[m³/h] (崩壊熱除去機能喪失時) = <u>1,136</u> (残留熱除去系定格流量) (全交流動力電源喪失時) = <u>200</u> (低圧原子炉代替注水系 (常設) の設計値として設定)</p> <p>S : 注水中の蒸発量[m³/h] (ただし, S ≥ 0) ρ_f : 注水 (飽和水, 水温 35℃) の密度[kg/m³] = 994 h_s : 飽和蒸気の比エンタルピー[kJ/kg] = 2675.57 h₁₀₀ : 100℃の飽和水の比エンタルピー[kJ/kg] = 419.10 h_f : 注水 (飽和水, 水温 35℃) の比エンタルピー[kJ/kg] = 146.64 Q : 崩壊熱[kW] = <u>1.40 × 10⁴</u></p> <p>2. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算 (原子炉圧力容器が閉鎖状態での評価) (1) <u>逃がし安全弁(SRV)の逃がし弁機能が作動する最低圧力に到達する時間等</u> 5.1.2 及び 5.2.2 の「燃料損傷防止対策の有効性評価」においては原子炉圧力容器未開放状態であるが、原子炉の大気圧状態が維持される想定にて計算を実施している。ただし、実操作において崩壊熱除去機能が喪失した際の<u>逃がし安全弁(SRV)</u>による減圧操作は原子炉の注水機能が確保された後となる</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・評価条件の相違 【柏崎 6/7・東海第二】 ・評価条件の相違 【柏崎 6/7】 ・評価方針の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は、原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算も実施している。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>原子炉冷却材蒸発の抑制効果に期待でき、原子炉冷却材の蒸発量は小さくなる。</p> <p>閉鎖状態における原子炉の圧力上昇と水位の関係は下の式で計算できる。ここで主蒸気逃がし安全弁(SRV)の逃がし弁機能が作動する最低圧力(7.51MPa[gage])に到達する時間等を求めた。</p> $M_s / \rho_s + M_l / \rho_l = V_{all}$ $M_s + M_l = M_{all}$ $\Delta (h_s \times V_s \times \rho_s + h_l \times V_l \times \rho_l) = Q \Delta t$ <p>※初期状態の各変数は[0], SRV 作動圧力到達時の各変数は[1]で表す</p> <p>M_s, M_l : 気相部の蒸気量, 液相部の水量[kg] 初期(大気圧, 原子炉水温 52°C): $M_{s0} = \text{約 } \square \text{ kg (飽和蒸気圧)}, M_{l0} = \text{約 } \square \text{ kg}$</p> <p>$M_{all}$: 原子炉圧力容器内の蒸気及び原子炉冷却材の総量[kg] = 約 \square kg</p> <p>ρ_s, ρ_l : 飽和蒸気の密度, 水の密度[kg/m³] 初期(大気圧, 原子炉水温 52°C): $\rho_{s0} = 0.09121 \text{ kg/m}^3$, $\rho_{l0} = 987 \text{ kg/m}^3$</p> <p>SRV 作動圧力到達時(7.51MPa[gage], 原子炉水温 291.6°C): $\rho_{s1} = 40 \text{ kg/m}^3, \rho_{l1} = 728.9 \text{ kg/m}^3$</p> <p>$V_s, V_l$: 気相部の体積, 液相部の体積[m³] 初期(大気圧, 原子炉水温 52°C): $V_{s0} = \text{約 } \square \text{ m}^3, V_{l0} = \text{約 } \square \text{ m}^3$</p> <p>$V_{all}$: 原子炉圧力容器の体積[m³] = 約 \square m³</p> <p>h_s, h_l : 飽和蒸気, 水のエンタルピー[kJ/kg] 初期(大気圧, 原子炉水温 52°C): $h_{s0} = \text{約 } 2594.8 \text{ kJ/kg}, h_{l0} = \text{約 } 217.7 \text{ kJ/kg}$</p> <p>SRV 作動圧力到達時(7.51MPa[gage], 原子炉水温 291.6°C): $h_{s1} = \text{約 } 2764.3 \text{ kJ/kg}, h_{l1} = \text{約 } 1298.2 \text{ kJ/kg}$</p> <p>$Q$: 崩壊熱量[kJ/s] = 約 $2.24 \times 10^4 \text{ kJ/s}$ (原子炉停止 1 日後)</p> <p>Δt : 事象発生後の時間[s] 上記式より</p>		<p>ため、原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果に期待でき、原子炉冷却材の蒸発量は小さくなる。</p> <p>閉鎖状態における原子炉の圧力上昇と水位の関係は下の式で計算できる。ここで逃がし安全弁(SRV)の逃がし弁機能が作動する最低圧力(7.58MPa[gage])に到達する時間等を求めた。</p> $M_s / \rho_s + M_l / \rho_l = V_{all}$ $M_s + M_l = M_{all}$ $\Delta (h_s \times V_s \times \rho_s + h_l \times V_l \times \rho_l) = Q \Delta t$ <p>※初期状態の各変数は[0], SRV 作動圧力到達時の各変数は[1]で表す</p> <p>M_s, M_l : 気相部の蒸気量, 液相部の水量[kg] 初期(大気圧, 原子炉水温 52°C): $M_{s0} = \text{約 } \square \text{ kg (飽和蒸気圧)}, M_{l0} = \text{約 } \square \text{ kg}$</p> <p>$M_{all}$: 原子炉圧力容器内の蒸気及び原子炉冷却材の総量[kg] = 約 \square kg</p> <p>ρ_s, ρ_l : 飽和蒸気の密度, 水の密度[kg/m³] 初期(大気圧, 原子炉水温 52°C): $\rho_{s0} = 0.0912 \text{ kg/m}^3, \rho_{l0} = 987 \text{ kg/m}^3$</p> <p>SRV 作動圧力到達時(7.58MPa[gage], 原子炉水温 292°C): $\rho_{s1} = 40.4 \text{ kg/m}^3, \rho_{l1} = 728 \text{ kg/m}^3$</p> <p>$V_s, V_l$: 気相部の体積, 液相部の体積[m³] 初期(大気圧, 原子炉水温 52°C): $V_{s0} = \text{約 } \square \text{ m}^3, V_{l0} = \text{約 } \square \text{ m}^3$</p> <p>$V_{all}$: 原子炉圧力容器内の体積[m³] = 約 \square m³</p> <p>h_s, h_l : 飽和蒸気, 水のエンタルピー[kJ/kg] 初期(大気圧, 原子炉水温 52°C): $h_{s0} = 2594.84 \text{ kJ/kg}, h_{l0} = 217.70 \text{ kJ/kg}$</p> <p>SRV 作動圧力到達時(7.58MPa[gage], 原子炉水温 292°C): $h_{s1} = 2763.55 \text{ kJ/kg}, h_{l1} = 1300.63 \text{ kJ/kg}$</p> <p>$Q$: 崩壊熱量[kJ/s] = $1.40 \times 10^4 \text{ kJ/s}$ (原子炉停止 1 日後)</p> <p>Δt : 事象発生後の時間[s] 上記式より</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>・評価条件の相違 【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>SRV 作動圧力到達時 (<u>7.51MPa[gage]</u>), 原子炉水温 <u>291.6℃</u>) の液相部の水量[kg] $M_{11} = \text{約 } 4.04 \times 10^5 \text{ kg}$</p> <p>SRV 作動圧力到達時 (<u>7.51MPa[gage]</u>), 原子炉水温 <u>291.6℃</u>) の液相部の体積[m³] $V_{11} = \text{約 } \boxed{} \text{ m}^3$</p> <p>事象発生後の時間[s] $\Delta t = \text{約 } 1.9 \times 10^4 \text{ [s]} \rightarrow 5 \text{ 時間以上}$</p> <p>となり、事象発生約 5 時間後までに約 3t の原子炉冷却材が蒸発する。ただし、熱膨張により原子炉冷却材の体積は約 140 m³ 増加し、原子炉水位は有効燃料棒頂部より約 8m 上(通常運転水位より約 4m 高い位置)となる。SRV 作動圧力到達時 (<u>7.51MPa[gage]</u>) においては遮蔽評価に用いている 100℃の時の水の密度と比べて水の密度が約 0.76 倍と減少しているため、同等の遮蔽厚さに換算した場合、<u>有効燃料棒頂部より約 6m 上</u> (通常運転水位より約 2m 高い位置)となり、事象発生前と同様原子炉冷却材による放射線の遮蔽は維持される。</p> <p>以上より、原子炉圧力容器が閉鎖状態において崩壊熱除去機能が喪失した後も、<u>主蒸気逃がし安全弁</u>の作動等により原子炉内の保有水量が減少するまでの間 (5 時間以上)、原子炉冷却材による放射線の遮蔽は維持される。</p> <p>なお、原子炉停止 12 時間後を想定した際、上記の原子炉停止 1 日後と同様の評価式を用いて算出すると、SRV 作動圧力到達時 (<u>7.51MPa[gage]</u>) までの時間は <u>3 時間以上</u>となる。</p>		<p>S R V 作動圧力到達時 (<u>7.58MPa[gage]</u>), 原子炉水温 <u>292℃</u>) の液相部の水量[kg] $M_{11} = \text{約 } 2.364 \times 10^5 \text{ kg}$</p> <p>S R V 作動圧力到達時 (<u>7.58MPa[gage]</u>), 原子炉水温 <u>292℃</u>) の液相部の体積[m³] $V_{11} = \text{約 } \boxed{} \text{ m}^3$</p> <p>事象発生後の時間[s] $\Delta t = \text{約 } 1.9 \times 10^4 \text{ [s]} \rightarrow 5 \text{ 時間以上}$</p> <p>となり、事象発生約 5 時間後までに約 2.5t の原子炉冷却材が蒸発する。ただし、熱膨張により原子炉冷却材の体積は約 82.8m³ 増加し、原子炉水位は燃料棒有効長頂部より約 8.69m 上 (通常運転水位より約 3.59m 高い位置)となる。S R V 作動圧力到達時 (<u>7.58MPa[gage]</u>) においては遮蔽評価に用いている 100℃の時の水の密度と比べて水の密度が約 0.76 倍と減少しているため、同等の遮蔽厚さに換算した場合、<u>燃料棒有効長頂部より約 6.61m 上</u> (通常運転水位より約 1.51m 高い位置)となり、事象発生前と同様原子炉冷却材による放射線の遮蔽は維持される。</p> <p>以上より、原子炉圧力容器が閉鎖状態において崩壊熱除去機能が喪失した場合も、<u>逃がし安全弁</u>の作動等により原子炉内の保有水量が減少するまでの間 (5 時間以上)、原子炉冷却材による放射線の遮蔽は維持される。</p> <p>なお、原子炉停止 12 時間後を想定した際、上記の原子炉停止 1 日後と同様の評価式を用いて算出すると、S R V 作動圧力到達時 (<u>7.58MPa[gage]</u>) までの時間は <u>4 時間以上</u>となる。</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>・設備設計の相違 【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 style="text-align: center;">添付資料 5.1.2</p> <p>重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定</p> <p>1. 「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価、 「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定にあたっては、他の殆どの重要事故シーケンス等の選定と同様に、PRAの結果から抽出された事故シーケンスグループからガイドに示された着眼点を考慮し、重要事故シーケンスを選定している。</p> <p>崩壊熱除去機能喪失の重要事故シーケンスとしては、ガイドに示された着眼点に加えて事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における評価内容との差別化を図ることを考慮し、次の事故シーケンスを選定した。</p> <ul style="list-style-type: none"> 崩壊熱除去機能喪失 (RHR 機能喪失[フロントライン]) + 崩壊熱除去・注水系失敗 <p>2. 重要事故シーケンスに対する燃料損傷防止対策の選定 有効性評価では、設計基準相当の設備の機能喪失を受けて燃料損傷に至る重要事故シーケンスに対し、重大事故等対処設備を用いて燃料損傷を防止できることを確認している。この観点では、全ての崩壊熱除去機能及び注水機能の喪失を受け、重大事故等対処設備を用いて燃料損傷を防止するという評価も考えられるが、この場合、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」で選定される重要事故シーケンスと同じ評価を実施することとなる。</p> <p>このため、「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの有効性評価では、「<u>実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド</u>」の対策例を参照し、待機中の残留熱除去系によって崩壊熱除去機能を確保し、燃料損傷を防止可能であることを確認している。</p> <p>3. プラント状態 (POS) の選定 重要事故シーケンスの選定プロセスでは、POS については選定</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 5.1.2</p> <p>重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定</p> <p>1. 「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価のうち、「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスは、他のほとんどの重要事故シーケンスの選定と同様に、PRAから抽出された事故シーケンスグループから、「実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」(以下「<u>審査ガイド</u>」という。)に示された着眼点を考慮して選定している。</p> <p>「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスは、<u>審査ガイド</u>に示された着眼点から、次の事故シーケンスを選定した。</p> <ul style="list-style-type: none"> 残留熱除去系の故障 (RHR 喪失) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗 <p>2. 重要事故シーケンスに対する燃料損傷防止対策の選定 有効性評価では、設計基準事故対処設備の機能喪失により燃料損傷に至る重要事故シーケンスに対し、重大事故等対処設備を用いた燃料損傷防止対策の有効性を確認する。この観点では、<u>本事故シーケンスにおいて全ての崩壊熱除去機能及び注水機能の喪失を想定し、重大事故等対処設備を用いた燃料損傷防止対策の有効性を確認することも考えられるが、この場合、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において選定した重要事故シーケンスと同じ対策の有効性を確認することとなる。</u></p> <p>このため、「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスに対する有効性評価では、<u>審査ガイド</u>の主要解析条件及び対策例を参照し、待機中の残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) 及び残留熱除去系 (低圧注水系) によって崩壊熱除去機能及び注水機能を確保し、燃料損傷防止が可能であることを確認している。</p> <p>3. プラント状態の選定 有効性評価の対象とする重要事故シーケンスについては、重</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 5.1.2</p> <p>重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定</p> <p>1. 「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定にあたっては、他の殆どの重要事故シーケンス等の選定と同様に、PRAの結果から抽出された事故シーケンスグループから「<u>実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド</u>」(以下「<u>ガイド</u>」という。)に示された着眼点を考慮し、<u>重要事故シーケンス</u>を選定している。</p> <p>崩壊熱除去機能喪失の重要事故シーケンスとしては、ガイドに示された着眼点に加えて事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失</u>」における評価内容との差別化を図ることを考慮し、次の事故シーケンスを選定した。</p> <ul style="list-style-type: none"> 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系機能喪失[フロントライン]) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗 <p>2. 重要事故シーケンスに対する燃料損傷防止対策の選定 有効性評価では、設計基準相当の設備の機能喪失を受けて燃料損傷に至る重要事故シーケンスに対し、重大事故等対処設備を用いて燃料損傷を防止できることを確認している。この観点では、すべての崩壊熱除去機能及び注水機能の喪失を受け、重大事故等対処設備を用いて燃料損傷を防止するという評価も考えられるが、この場合、事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失</u>」で選定される重要事故シーケンスと同じ評価を実施することとなる。</p> <p>このため、「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの有効性評価では、<u>ガイド</u>の対策例を参照し、待機中の残留熱除去系によって崩壊熱除去機能を確保し、燃料損傷を防止可能であることを確認している。</p> <p>3. プラント状態 (POS) の選定 重要事故シーケンスの選定プロセスでは、POS については選</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>していないため、有効性評価の評価条件を設定する際に決定している。</p> <p>崩壊熱除去機能の喪失事象が発生した場合、代替の崩壊熱除去機能や炉心への注水機能を用いて燃料損傷を防止することとなる。このため、POSを選定する上では崩壊熱が高く、原子炉圧力容器内の保有水量が少ないため、事象発生から燃料損傷までの時間余裕が厳しいPOSを選定することが適切と考える。停止時レベル1PRAにおけるPOSの分類及び定期検査工程を図1に、POSの選定方法及び原子炉圧力容器の開閉状態を表1に示す。崩壊熱の観点で最も厳しいPOSは「S 原子炉冷温停止への移行状態」であり、次に「A PCV/RPV 開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」、その次が「B 原子炉ウェル満水状態」という順となる。保有水の観点では原子炉水位が通常運転水位付近の可能性のあるPOS「S」、 「A」、 「C PCV/RPV 閉鎖及び起動準備への移行状態」、 「D 起動準備状態」が厳しい。</p> <p>次に崩壊熱除去・注水機能を持つ設備の事故時の使用可否について考えると、POS「S」及び「D」の原子炉停止直後・起動準備状態において、給水系を除く緩和設備が原子炉運転中と同様に待機状態又は早期復旧により使用可能な状態である*。そのため、緩和設備についてはPOS「S」及び「D」以外のPOS「A」～「C」が厳しい条件となる。</p> <p>なお、原子炉圧力容器蓋閉時は原子炉圧力の上昇が考えられるが、トップベントから原子炉の減圧ができること、急激に原子炉圧力が上昇するようなものではないこと、原子炉圧力が上昇しても逃がし安全弁で減圧できることから低圧注水系が使用できるとしている。また、原子炉格納容器閉鎖時においても同様の考え方である。</p> <p>このため、本評価においては、POS「S」の次に崩壊熱が高く、原子炉圧力容器内の保有水量が少ないことに加え、使用可能な緩和設備が原子炉運転中より少なくなるPOS「A」を選定している。</p>	<p>要事故シーケンスの選定プロセスで選定しているが、プラント状態については、有効性評価の評価条件を設定する際に選定している。</p> <p>「崩壊熱除去機能喪失」の事故シーケンスグループにおいては、代替の崩壊熱除去機能及び注水機能を用いて燃料損傷の防止及び放射線の遮蔽に必要な水位を維持することとなる。このため、POSを選定する上では、事象発生から燃料損傷及び遮蔽維持水位到達までの時間余裕が短い、すなわち崩壊熱が高く、保有水量が少ないプラント状態を選定することが適切であると考えられる。停止時レベル1PRAにおけるPOSの分類及び施設定期検査工程の概要を第1図に示す。また、POSの選定方法及び原子炉圧力容器の開閉状態を第1表に示す。崩壊熱が最も高いPOSはPOS-Sであり、次にPOS-A、その次がPOS-Bという順となる。また、保有水量の観点では原子炉水位が通常運転水位付近の可能性のあるPOS-S、POS-A、POS-C及びPOS-Dが厳しい。</p> <p>次に、崩壊熱除去機能又は注水機能を持つ設備の事故時における使用可否について考えると、POS-S及びPOS-D、すなわち原子炉停止直後及び起動準備状態においては、給水系を除く緩和設備が原子炉運転中と同様に待機状態又は早期復旧により使用可能な状態である*。そのため、緩和設備についてはPOS-S及びPOS-D以外のPOSである、POS-A～POS-Cが厳しい条件となる。</p> <p>なお、原子炉圧力容器未開放時は原子炉圧力の上昇が考えられるが、急激に原子炉圧力が上昇するような事象ではなく、原子炉圧力が上昇しても逃がし安全弁（自動減圧機能）により原子炉を減圧できるため、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水は有効としている。</p> <p>このため、本評価では、POS-Sの次に崩壊熱が高く、原子炉圧力容器内の保有水量が少ないことに加え、使用可能な緩和設備が原子炉運転中と同等であるPOS-S、POS-D以外のPOSとして、POS-Aを選定している。</p> <p>なお、POS-Aは「PCV/RPV開放への移行状態」と定義される状態であり、原子炉圧力容器未開放状態から原子炉ウェル水張り完了までの期間であるが、本評価では、原子炉圧力容器内の保有水量が少なく、遮蔽維持水位到達までの時間余</p>	<p>定していないため、有効性評価の評価条件を設定する際に選定している。</p> <p>崩壊熱除去機能の喪失事象が発生した場合、代替の崩壊熱除去機能や炉心への注水機能を用いて燃料損傷を防止することとなる。このため、POSを選定するうえでは崩壊熱が高く、原子炉圧力容器内の保有水量が少ないため、事象発生から燃料損傷までの時間余裕が厳しいPOSを選定することが適切と考える。停止時レベル1PRAにおけるPOSの分類及び定期事業者検査工程を図1に、POSの選定方法及び原子炉圧力容器の開閉状態を表1に示す。崩壊熱の観点で最も厳しいPOSは「S 原子炉冷温停止への移行状態」であり、次に「A 原子炉格納容器及び原子炉圧力容器の開放並びに原子炉ウェル満水への移行状態」、その次が「B 原子炉ウェル満水状態」という順となる。保有水の観点では原子炉水位が通常運転水位付近の可能性のあるPOS「S」、 「A」、 「C 原子炉格納容器及び原子炉圧力容器の閉鎖及び起動準備への移行状態」、 「D 起動準備状態」が厳しい。</p> <p>次に崩壊熱除去・注水機能を持つ設備の事故時の使用可否について考えると、POS「S」及び「D」の原子炉停止直後・起動準備状態において、給水系を除く緩和設備が原子炉運転中と同様に待機状態又は早期復旧により使用可能な状態である*。そのため、緩和設備についてはPOS「S」及び「D」以外のPOS「A」～「C」が厳しい条件となる。</p> <p>なお、原子炉圧力容器閉鎖時は原子炉圧力の上昇が考えられるが、トップベントから原子炉の減圧ができること、急激に原子炉圧力が上昇するようなものではないこと、原子炉圧力が上昇しても逃がし安全弁で減圧できることから残留熱除去系（低圧注水モード）が使用できるとしている。また、原子炉格納容器閉鎖時においても同様の考え方である。</p> <p>このため、本評価においては、POS「S」の次に崩壊熱が高く、原子炉圧力容器内の保有水量が少ないことに加え、使用可能な緩和設備が原子炉運転中より少なくなるPOS「A」を選定している。</p> <p>なお本評価では、原子炉圧力容器内の保有水量が少なく、放射線の遮蔽が維持される水位に到達するまでの時間余裕の観点か</p>	<p>・記載方針の相違 【東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>※ 一例として後述する「添付資料 5.1.6 6. 原子炉隔離時冷却系による注水について」で示すに、POS「S」及び「D」において原子炉圧力容器が閉鎖状態であるため、原子炉圧力が上昇した後に原子炉隔離時冷却系の注水も使用可能となる。</p> <p>4. 他の燃料損傷防止対策を想定した場合の影響</p> <p>本評価で確認している、待機中の残留熱除去系による崩壊熱除去機能確保とは別の燃料損傷防止対策としては、復水補給水系による原子炉注水が考えられるが、これについては「全交流動力電源喪失」で選定される重要事故シーケンスにおいて、本評価と同じPOS「A」でその有効性を確認している。</p>	<p>裕の観点から厳しい、原子炉圧力容器未開放状態を評価条件とした。</p> <p>※ 一例として後述する「添付資料5.1.7 6. 原子炉隔離時冷却系による注水について」に示すとおり、POS-S及びPOS-Dにおいては原子炉圧力容器が閉鎖状態であるため、原子炉圧力が上昇した後は原子炉隔離時冷却系による注水も使用可能となる。</p> <p>4. 他の燃料損傷防止対策を想定した場合の影響</p> <p>本評価では、待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水の有効性を確認しているが、別の燃料損傷防止対策として、<u>低圧代替注水系（常設）及び待機中の非常用炉心冷却設備</u>による原子炉注水が考えられる。ただし、<u>低圧代替注水系（常設）</u>については「全交流動力電源喪失」で選定される重要事故シーケンスにおいて、本評価と同じPOS-Aでの有効性を確認している。</p> <p>また、<u>待機中の非常用炉心冷却設備については、非常用炉心冷却設備に比べて注水流量が少ない低圧代替注水系（常設）の有効性評価に包絡される。</u></p> <p>なお、<u>本評価においては、運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の機能喪失時は待機側の残留熱除去系により原子炉除熱を行うこととしているが、施設定期検査中は待機中の残留熱除去系が点検により待機除外となる場合がある。この際に運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が機能喪失すると、原子炉除熱手段が確保できないため原子炉建屋内が蒸気雰囲気となり、原子炉建屋内に設置されている緩和設備に悪影響を与えることが考えられる。この場合においても、原子炉建屋外側ブローアウトパネルの開放等により原子炉建屋内の環境悪化を抑制することが可能である。なお、蒸気に含まれる放射性物質の量は、運転中の事故時と比べて非常に小さく、考慮不要である。また、原子炉建屋内の環境が悪化した場合においてもその影響を受けない重大事故等対策である、低圧代替注水系（常設）、低圧代替注水系（可搬型）により原子炉へ注水する</u></p>	<p>ら厳しい、原子炉圧力容器閉鎖状態を評価条件とした。</p> <p>※ 一例として後述する「添付資料 5.1.6 6. 原子炉隔離時冷却系による注水について」で示すとおり、POS「S」及び「D」において原子炉圧力容器が閉鎖状態であるため、原子炉圧力が上昇した後に原子炉隔離時冷却系の注水も使用可能となる。一方、POS「A」～「C」のうち原子炉圧力容器が開放状態である場合には、原子炉圧力が上昇しないため原子炉隔離時冷却系が使用できなくなる。</p> <p>4. 他の燃料損傷防止対策を想定した場合の影響</p> <p>本評価では、待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）による原子炉注水の有効性を確認しているが、別の燃料損傷防止対策として、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水が考えられるが、これについては「全交流動力電源喪失」で選定される重要事故シーケンスにおいて、本評価と同じPOS「A」でその有効性を確認している。</p>	<p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、待機中の非常用炉心冷却設備であるHPCS、LPCS及びLPCI（C-RHR）について、PRAの評価上は、期待していない設備であることから、記載していない。</p> <p>・記載箇所の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、原子炉建物内への影響について、添付資料 5.1.5 に記載をしている。</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>ことで、燃料有効長頂部の冠水及び放射線の遮蔽を維持することができる。</u></p>		

プラントの状態 (POS) ()内は日数	原子炉冷温 停止への移 行状態		原子炉ウエル満水状態	PCV/RPV閉鎖及 原子炉ウエル満水 への移行状態			原子炉ウエル満水状態			PCV/RPV閉鎖及び 起動準備への移行状態			起動準備状態
	S(1)	A(4)		B1(12)	B2(11)	B3(12)	B4(13)	C1(5)	C2(10)	D(12)			
崩壊熱の大きさ	高	高	中	低	低	低	低	低	低	低	低	低	低
PRA上考慮が必要ない イベント				全燃料取出	全燃料取出 MUWC全台停止	全燃料取出 MUWC全台停止 RHR切り替え	全燃料取出 MUWC全台停止 RHR切り替え	全燃料取出 MUWC全台停止 RHR切り替え	全燃料取出 MUWC全台停止 RHR切り替え	全燃料取出 MUWC全台停止 RHR切り替え	全燃料取出 MUWC全台停止 RHR切り替え	全燃料取出 MUWC全台停止 RHR切り替え	全燃料取出 MUWC全台停止 RHR切り替え
取水路 D/G	—	—	B系	A系及びC系	A系及びC系	A系及びC系	A系及びC系	A系及びC系	A系及びC系	A系及びC系	A系及びC系	A系及びC系	A系及びC系
非常用交流電源母線	通常水位	通常水位	開放	開放	開放	開放	開放	開放	開放	開放	開放	開放	開放
原子炉水位	—	—	開放	開放	閉鎖	閉鎖	閉鎖	閉鎖	閉鎖	閉鎖	閉鎖	閉鎖	閉鎖
フルゲート	—	—	開放	開放	閉鎖	閉鎖	閉鎖	閉鎖	閉鎖	閉鎖	閉鎖	閉鎖	閉鎖
評価する除熱対象	原子炉	原子炉	原子炉+燃料プール	燃料プール	燃料プール	燃料プール	燃料プール	燃料プール	燃料プール	燃料プール	燃料プール	燃料プール	燃料プール
RHR-A	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
RHR-B	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
RHR-C	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
熱除去	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
CJW-A	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
CJW-B	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
FPCZ台	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
HPCF-B	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
補給	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
水注	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
MUWC-A	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
MUWC-B	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
MUWC-C	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
FP	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

■ 崩壊熱除去に用いている設備
□ 機能を期待出来る設備

図1 停止時レベルIPRAにおけるPOSの分類及び定期検査工程

東海第二発電所 POS 分類及定期検査工程表

第1図 停止時レベルIPRAにおけるPOSの分類及び施設定期検査工程

島根原子力発電所 POS 分類及定期検査工程表

図1 停止時レベルIPRAにおけるPOSの分類及び定期事業者検査工程

・実績の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備 考
<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.3</p> <p style="text-align: center;">崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失評価における崩壊熱設定の考え方</p> <p>1. 本評価における崩壊熱の設定</p> <p>運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価、「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンスの有効性評価では、原子炉スクラムによる原子炉停止から1日後*の崩壊熱を用いて原子炉水温の上昇及び蒸発による原子炉水位の低下を評価している。</p> <p>一般に定期検査期間が数十日であることを考慮すると、原子炉停止から1日(24時間)後の崩壊熱を用いることは定期検査期間から見ると保守的な設定であると考えられるが、仮に原子炉停止からの時間がより短い時点での崩壊熱を用いれば、より厳しい評価条件となる。</p> <p>※ 原子炉停止から1日(24時間)後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。</p> <p>具体的には制御棒の挿入開始及び発電機解列の実績は、全制御棒全挿入完了を基準とするとそれぞれ <u>10時間程度前</u>、<u>2時間程度前</u>となっており、実際の崩壊熱は評価値より小さくなる。</p> <p>2. より厳しい崩壊熱を設定した場合の時間余裕への影響</p> <p>プラント停止時を復水器真空破壊からと考えると、通常、復水器真空破壊のタイミングは通常のプラント停止操作における全制御棒挿入完了から12時間以上後である。</p> <p>仮に、原子炉停止から12時間後の崩壊熱によって原子炉注水までの時間余裕を評価すると、<u>有効燃料棒頂部到達まで約3.7時間</u>となる。原子炉停止から1日(24時間)後の原子炉注水までの時間余裕が<u>約5.4時間</u>であることから、時間余裕の観点では約2時間短くなるが、本重要事故シーケンスにおける「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の事象発生から原子炉注</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.4</p> <p style="text-align: center;">崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における崩壊熱の設定の考え方</p> <p>1. 本評価における崩壊熱の設定</p> <p>運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価のうち、「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンスに対する有効性評価では、原子炉スクラムによる原子炉停止から1日(24時間)後*の崩壊熱を用いて原子炉水温の上昇及び蒸発による原子炉水位の低下を評価している。</p> <p>一般に、<u>施設定期検査期間</u>が数十日であることを考慮すると、原子炉停止から1日(24時間)後の崩壊熱を用いることは保守的な設定であると考えられるが、仮に原子炉停止からの時間がより短い時点での崩壊熱を用いれば、より厳しい評価条件となる。</p> <p>※ 原子炉停止から1日(24時間)後とは、<u>全制御棒全挿入からの時間</u>を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価は<u>原子炉スクラム</u>のような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。</p> <p>2. より厳しい崩壊熱を設定した場合の時間余裕への影響</p> <p>仮に、原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の崩壊熱を評価条件とした場合、<u>燃料有効長頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間余裕は約4.2時間</u>となり、<u>POS-A</u>に比べて時間余裕が約2時間短くなるが、「崩壊熱除去機能喪失」における<u>原子炉注水開始は事象発生から2時間後</u>、「全交流動力電源喪失」における<u>原子炉注水開始準備が完了するのは事象発生</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.3</p> <p style="text-align: center;">崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失評価における崩壊熱設定の考え方</p> <p>1. 本評価における崩壊熱の設定</p> <p>運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンスの有効性評価では、原子炉スクラムによる原子炉停止から1日後*の崩壊熱を用いて原子炉水温の上昇及び蒸発による原子炉水位の低下を評価している。</p> <p>一般に定期事業者検査期間が数十日であることを考慮すると、原子炉停止から1日(24時間)後の崩壊熱を用いることは定期事業者検査期間から見ると保守的な設定であると考えられるが、仮に原子炉停止からの時間がより短い時点での崩壊熱を用いれば、より厳しい評価条件となる。</p> <p>※ 原子炉停止から1日(24時間)後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。</p> <p>具体的には制御棒の挿入開始及び発電機解列の実績は、全制御棒全挿入完了を基準とするとそれぞれ <u>8時間程度前</u>、<u>5時間程度前</u>となっており、実際の崩壊熱は評価値より小さくなる。</p> <p>2. より厳しい崩壊熱を設定した場合の時間余裕への影響</p> <p>プラント停止時を復水器真空破壊からと考えると、通常、復水器真空破壊のタイミングは通常のプラント停止操作における全制御棒挿入完了から12時間以上後である。</p> <p>仮に、<u>原子炉水温が100℃</u>かつ原子炉停止から12時間後の崩壊熱によって原子炉注水までの時間余裕を評価すると、<u>燃料棒有効長頂部到達まで約4.2時間</u>となる。<u>原子炉停止から1日(24時間)後の原子炉注水までの時間余裕が約6.1時間</u>であることから、時間余裕の観点では約2時間短くなるが、<u>本重要事故シーケンス</u>における「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の事</p>	<p>・運用の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>・評価結果の相違 【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>水開始までの対応は約2時間であることから十分対応可能な範囲である。</p> <p>また、必要な遮蔽の確保の観点においても、現場作業員の退避までの時間余裕が原子炉停止から1日(24時間)後の場合では約3.4時間に対して、12時間後の場合では約2.0時間と短くなるものの、十分退避可能な範囲である (添付資料5.1.6)。</p> <p>この様に、崩壊熱の設定によっては原子炉注水及び現場作業員の退避の時間余裕に変動が生じるが、原子炉スクラムによる原子炉停止とし、13ヶ月運転に対して燃焼度を10%増加させた場合の崩壊熱を用いていること及び原子炉注水までの時間余裕の評価では崩壊熱の減衰を考慮していないこと等、様々な保守性を含めた評価としていることから、本重要事故シーケンスにおいて、原子炉注水が間に合わず燃料損傷に至る状況、現場作業員が過度な被ばくを受ける状況は想定し難いものとする。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>から25分後であるため、燃料有効長頂部の冠水は維持される。</p> <p>また、遮蔽維持水位到達までの時間余裕は、約2.8時間となり、POS-Aに比べて時間余裕が約1.7時間短くなるものの、放射線の遮蔽に必要な水位は維持される。 (添付資料5.1.7)</p> <p>このように、崩壊熱の設定によっては原子炉注水及び現場作業員の退避の時間余裕に変動が生じるが、原子炉スクラムによる原子炉停止とし更に燃焼度を保守的に見積もっていること、及び原子炉注水までの時間余裕の評価では崩壊熱の減衰を考慮していないこと等、様々な保守性を含めた評価としていることから、本重要事故シーケンスにおいて、原子炉注水が間に合わず燃料損傷に至る状況、現場作業員が過度な被ばくを受ける状況は想定し難いものとする。</p>	<p>象発生から原子炉注水開始までの対応は2時間であることから十分対応可能な範囲である。</p> <p>また、必要な遮蔽の確保の観点においても、現場作業員の退避までの時間余裕が原子炉停止から1日(24時間)後の場合では約4.3時間に対して、12時間後の場合では約2.7時間と短くなるものの、十分退避可能な範囲である。 (添付資料5.1.6)。</p> <p>この様に、崩壊熱の設定によっては原子炉注水及び現場作業員の退避の時間余裕に変動が生じるが、原子炉スクラムによる原子炉停止とし、13ヶ月運転に対して燃焼度を10%増加させた場合の崩壊熱を用いていること及び原子炉注水までの時間余裕の評価では崩壊熱の減衰を考慮していないこと等、様々な保守性を含めた評価としていることから、本重要事故シーケンスにおいて、原子炉注水が間に合わず燃料損傷に至る状況、現場作業員が過度な被ばくを受ける状況は想定し難いものとする。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>・評価結果の相違 【東海第二】 「全交流動力電源喪失」において、島根2号炉は、原子炉水位が低下した後に原子炉注水を開始するが、東海第二は原子炉水位が低下する前に低圧代替注水系(常設)の準備操作が完了するため、蒸発量に応じた注水を実施することによって、原子炉水位を通常運転水位付近に維持。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 条件設定は同じだが、島根2号炉は平衡炉心燃料のサイクル末期の炉心平均燃焼度に10%の保守性を考慮して設定。 東海第二は許認可炉心が13ヶ月運転であること及び実機における調整運転時期約1ヶ月を踏まえて設定。</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;">添付資料 5.1.4</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、原子炉安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】 <u>原子炉安定停止状態の確立について</u> 崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し、沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが、待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）による注水継続により原子炉水位は回復し、炉心の冷却が維持される。 その後、残留熱除去系を原子炉停止時冷却モードに切り替え、原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行し、原子炉安定停止状態が確立される。 重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。 また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.6</p> <p style="text-align: center;">安定停止状態について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）</p> <p>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時の安定停止状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定停止状態の確立について】 <u>原子炉安定停止状態の確立について</u> 待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による注水により原子炉水位は回復し、炉心の冷却が維持される。 その後、残留熱除去系（低圧注水系）を残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え、原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行し、原子炉安定停止状態が確立される。 重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定停止状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。 また、残留熱除去系の機能を維持し、原子炉除熱を行うことにより、安定停止状態後の状態維持が可能である。 （添付資料 2.1.2 別紙 1）</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.4</p> <p style="text-align: center;">安定状態について（運転停止中（崩壊熱除去機能喪失））</p> <p>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、<u>原子炉安定停止状態</u>が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】 <u>原子炉安定停止状態の確立について</u> 崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し、沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが、待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）による注水継続により原子炉水位は回復し、炉心の冷却が維持される。 その後、残留熱除去系（低圧注水モード）を残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）に切り替え、原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行し、原子炉安定停止状態が確立される。 重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により<u>原子炉安定停止状態</u>を維持できる。 また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。 （添付資料 2.1.1 別紙 1 参照）</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;">添付資料 5.1.5</p> <p style="text-align: center;">原子炉停止中における崩壊熱除去機能喪失及び 全交流動力電源喪失時の格納容器の影響について</p> <p>運転停止中の有効性評価は、審査ガイドの評価項目*に基づき原子炉への注水を行うことで燃料の冠水が維持されていることをもって、燃料の冷却が維持され燃料損傷が防止できていることを確認している。</p> <p>※<審査ガイドの評価項目></p> <p>(a)燃料有効長頂部が冠水していること。 (b)放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。 (c)未臨界を確保すること(ただし、通常の運転操作における臨界、又は燃料の健全性に影響を与えない一時的かつ<u>僅かな</u>出力上昇を伴う臨界は除く。)</p> <p>この際、格納容器内圧力及び温度の挙動は評価対象とはしていないが、<u>代替原子炉補機冷却系</u>又は格納容器ベントによる原子炉格納容器除熱により対応することとなる。</p> <p>1. プラント停止中における崩壊熱除去機能喪失時の格納容器の影響</p> <p>プラント停止中の有効性評価において、崩壊熱除去機能を喪失している期間は「崩壊熱除去機能喪失」の事象発生約2時間後まで、「全交流動力電源喪失」の事象発生から<u>代替原子炉補機冷却系等</u>による崩壊熱除去機能復旧の事象発生約20時間後までである。</p> <p>ここでは、代表として「全交流動力電源喪失」を前提に考察する。</p> <p>崩壊熱除去機能が喪失すると原子炉水温は上昇し、冷却機能喪失後1時間程度で沸騰を開始した後、水位が低下する。原子炉注水により燃料の冷却は維持されるが、原子炉内の圧力が徐々に上昇するため、原子炉の減圧が必要となる。減圧により原子炉内の熱量がサプレッション・チェンバへと移行し、格納容器内の温度上昇や圧力上昇に至る。格納容器内の圧力上昇が<u>炉心損傷前ベントの基準となる0.31MPa[gage]</u>に到達する時間は約32時間であり、<u>代替原子炉補機冷却系</u>による崩壊熱除去機能復旧の時間余裕</p>	<p style="text-align: center;">資料なし</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 5.1.5</p> <p style="text-align: center;">原子炉停止中における崩壊熱除去機能喪失及び 全交流動力電源喪失時の原子炉格納容器の影響について</p> <p>運転停止中の有効性評価は、審査ガイドの評価項目*に基づき原子炉への注水を行うことで燃料の冠水が維持されていることをもって、燃料の冷却が維持され燃料損傷が防止できていることを確認している。</p> <p>※<審査ガイドの評価項目></p> <p>(a)燃料有効長頂部が冠水していること。 (b)放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。 (c)未臨界を確保すること(ただし、通常の運転操作における臨界、又は燃料の健全性に影響を与えない一時的かつ<u>わずかな</u>出力上昇を伴う臨界は除く。)</p> <p>この際、格納容器内圧力及び温度の挙動は評価対象とはしていないが、<u>原子炉補機代替冷却系</u>又は格納容器ベントによる原子炉格納容器除熱により対応することとなる。</p> <p>1. プラント停止中における崩壊熱除去機能喪失時の原子炉格納容器の影響</p> <p>プラント停止中の有効性評価において、崩壊熱除去機能を喪失している期間は「崩壊熱除去機能喪失」の事象発生約2時間後まで、「全交流動力電源喪失」の事象発生から<u>原子炉補機代替冷却系等</u>による崩壊熱除去機能復旧の事象発生約10時間後までである。</p> <p>ここでは、代表として「全交流動力電源喪失」を前提に考察する。</p> <p>崩壊熱除去機能が喪失すると原子炉水温は上昇し、冷却機能喪失後0.9時間程度で沸騰を開始した後、水位が低下する。原子炉注水により燃料の冷却は維持されるが、原子炉内の圧力が徐々に上昇するため、原子炉の減圧が必要となる。減圧により原子炉内の熱量がサプレッション・チェンバへと移行し、格納容器内の温度上昇や圧力上昇に至る。格納容器内の圧力上昇が<u>384kPa[gage]</u>に到達する時間は約47時間であり、<u>原子炉補機代替冷却系</u>による崩壊熱除去機能復旧の時間余裕は十分確保される。</p>	<p>・運用の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉 (Mark-I)</p>

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

表 1 解析条件 (停止時ベントタイミングの確認)

分類	項目	解析条件
事故発生時のプラント状態	崩壊熱	原子炉停止1日後
	原子炉压力容器の想定	未開放
	原子炉初期水温	約55℃ (残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) の設計温度 52℃を包絡する値) *
	原子炉の初期圧力	大気圧相当
	原子炉格納容器の想定	未開放
	原子炉格納容器内の初期温度	サブプレッション・チェンバのプール水温: 約35℃ 気相部: 約67℃ (通常運転時の温度57℃を包絡する値) *
	原子炉格納容器内の初期圧力	大気圧相当
事象進展	復水貯蔵槽の水温	50℃
	事象開始	・全交流動力電源喪失発生 ・水位低下に伴う非常用炉心冷却系の起動は期待しない
	事象発生145分後	・常設代替交流電源設備による電源供給開始 ・逃がし安全弁による減圧 ・低圧代替注水系 (常設) による注水開始
	低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水	125m ³ /h (設計値1台)
	格納容器スプレイ	実施に期待しない, 又は復水移送ポンプ1台による D/W スプレイ実施 (100m ³ /h)
	ベントタイミング	格納容器圧力0.31MPa [gage] 到達, 又はサブプレッション・チェンバ・プール水位上限到達

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

表 1 解析条件 (停止時ベントタイミングの確認)

分類	項目	解析条件	
事故発生時のプラント状態	崩壊熱	原子炉停止1日後	
	原子炉压力容器の想定	未開放	
	原子炉初期水温	約51℃ (残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) の設計温度52℃とほぼ同値) *	
	原子炉の初期圧力	大気圧相当	
	原子炉格納容器の想定	未開放	
	原子炉格納容器内の初期温度	サブプレッション・プール水温: 約35℃ 気相部: 約64℃ (通常運転時の温度57℃を包絡する値) *	
	原子炉格納容器の初期圧力	大気圧相当	
	低圧原子炉代替注水槽の水温	35℃	
	事象進展	事象開始	・全交流動力電源喪失発生 ・水位低下に伴う非常用炉心冷却系の起動は期待しない
		事象発生2時間後	・常設代替交流電源設備による電源供給開始 ・逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) による減圧 ・低圧原子炉代替注水系 (常設) による注水開始
低圧原子炉代替注水系 (常設) による原子炉注水		200m ³ /h	
格納容器代替スプレイ		実施に期待しない, 又は格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による D/W スプレイ実施 (120m ³ /h)	
ベントタイミング		格納容器圧力384kPa [gage] 到達, 又はサブプレッション・プール水位通常水位+約1.3m到達	

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

・評価条件の相違
【柏崎 6/7】

表 2 解析結果 (停止時ベントタイミングの確認)

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

表 3 解析結果 (格納容器圧力及び温度※)

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

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

以上

表 2 解析結果 (停止時ベントタイミングの確認)

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

表 3 解析結果 (格納容器圧力及び温度※)

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

※：格納容器圧力及び温度はドライウエルとサブプレッション・チ
ェンバのうち、より値が大きい側の結果を記載

以 上

・評価結果の相違
【柏崎 6/7】

・評価結果の相違
【柏崎 6/7】

まとめ資料比較表 [有効性評価 添付資料 5.1.6]

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.6</p> <p>原子炉停止中 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について</p> <p>運転停止中の「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」における放射線の遮蔽維持について評価を行い、<u>事故時の作業員の退避も考慮すると、退避までの間、放射線の遮蔽維持に必要な水位（目安と考える 10mSv/h[*]）が維持されることを確認したため、その結果を以下に示す。</u></p> <p><u>なお、事故対応に関わる操作は、原子炉建屋オペレーティングフロアの様に現場の線量率が大きく上昇する場所では実施しないため、作業員の現場退避を評価の代表とした。</u></p> <p>また、放射線の遮蔽を検討する際、原子炉圧力容器開放作業の流れ、原子炉圧力容器等構造物及び原子炉水位が重要となるため、それらを考慮した評価とした。</p> <p>※ 必要な遮蔽の目安とする線量率は、「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」における<u>原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業時間及び作業員の退避は1時間以内</u>であり、作業員の被ばく量は最大でも <u>10mSv</u> となるため、緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある <u>10mSv/h</u> とした。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.7</p> <p>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について</p> <p>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における放射線の遮蔽維持について評価を行い、放射線の遮蔽維持（目安と考える 10mSv/h[*]）に必要な水位が維持されることを確認した。その結果を以下に示す。</p> <p>また、放射線の遮蔽を検討する際、原子炉圧力容器開放作業の流れ、原子炉圧力容器等構造物、原子炉水位が重要となるため、それらを考慮した評価とした。</p> <p>※ 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。崩壊熱除去機能喪失における<u>原子炉建屋原子炉棟6階での作業時間及び作業員の退避は2.2時間以内</u>であり、作業員の被ばく量は最大でも <u>22mSv</u> となるため、緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。</p> <p>本事故に応じた燃料損傷防止対策において<u>原子炉建屋原子炉棟6階での操作を必ず必要な作業としていないが、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールの準備操作について仮に考慮し、可搬型スプレイノ</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.6</p> <p>運転停止中 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について</p> <p>運転停止中の「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」における放射線の遮蔽維持について評価を行い、放射線の遮蔽維持に必要な水位（目安と考える 10mSv/h[*]）が維持されることを確認したため、その結果を以下に示す。</p> <p>また、放射線の遮蔽を検討する際、原子炉圧力容器開放作業の流れ、原子炉圧力容器等構造物及び原子炉水位が重要となるため、それらを考慮した評価とした。</p> <p>※ 必要な遮蔽の目安とする線量率は、「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」における<u>原子炉建物原子炉棟4階からの現場作業員の退避は2時間以内</u>であり、作業員の被ばく量は最大でも <u>20mSv</u> となるため、緊急作業時の被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある <u>10mSv/h</u> とした。</p> <p>本事故に応じた燃料損傷防止対策において<u>原子炉建物原子炉棟4階での操作を必要な作業としていないが、燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル使用）を使用した燃料プールへの注水について仮に考慮し、可搬型スプレイノズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。</u></p>	<p>備考</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉の現場作業員の退避時間を考慮した評価結果。</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、現場作業員の退避時間の他、可搬型スプレイノ</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. 原子炉圧力容器開放作業の流れ</p> <p>①原子炉圧力容器開放作業の開始前, コンクリートハッチ取り外し, 原子炉格納容器蓋取り外し (図1中の1, 2, 3及び4)</p> <p>原子炉を停止後, 残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードで除熱可能な圧力に減圧されるまでは, 原子炉は主蒸気系を介して, 復水器によって除熱される。残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードによる除熱を開始した後, 復水器真空破壊を経て, 復水器による除熱を停止する。</p> <p>これらの原子炉の冷温停止状態に向けた操作と並行して, コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の取り外し作業を実施する。</p> <p>②原子炉圧力容器蓋取り外し (図1中の5)</p> <p>原子炉が冷温停止状態になった後, 原子炉の水位を徐々に上昇させ, 原子炉圧力容器保温材及び原子炉圧力容器蓋を開放する (原子炉圧力容器開放時の水位はフランジ下 0.3m 程度)。</p> <p>③蒸気乾燥器取り外し (図1中の6)</p> <p>水位を徐々に上昇させながら, 蒸気乾燥器を蒸気乾燥器・気水分離器 (D/S) ピットへと移動する (蒸気乾燥器は気中移動)。</p> <p>④気水分離器取り外し (図1中の7)</p> <p>気水分離器を蒸気乾燥器・気水分離器 (D/S) ピットへと移動する (気水分離器は水中移動)。</p> <p>なお, 原子炉起動に向けて実施する原子炉圧力容器閉鎖作業においては開放作業の逆の流れで実施される。この状況においては原子炉圧力容器開放作業時に比べ, 原子炉停止後の冷却時間が長</p>	<p>ズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。</p> <p>必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は, 施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟6階における線量率を考慮した値である。</p> <p>この線量率となる水位は燃料有効長頂部の約 1.7m 上 (通常水位から約 3.5m 下) の位置である。</p> <p>1. 原子炉圧力容器開放作業の流れ</p> <p>①原子炉圧力容器開放作業の開始前, コンクリートハッチ取り外し, 格納容器蓋取り外し (第1図中の1, 2・3, 4)</p> <p>原子炉を停止後, 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) で除熱可能な圧力に減圧されるまでは, 原子炉は主蒸気系を介して復水器によって除熱される。残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による除熱開始後, 復水器による除熱を停止する。</p> <p>これらの原子炉の冷温停止状態に向けた操作と並行して, コンクリートハッチ及び格納容器蓋取り外し作業を実施する。</p> <p>②原子炉圧力容器蓋取り外し (第1図中の5)</p> <p>原子炉が冷温停止状態になった後, 原子炉の水位を徐々に上昇させ, 原子炉圧力容器保温材及び原子炉圧力容器蓋取り外しを行う (原子炉圧力容器開放時の水位はフランジ約 0.5m 下)。</p> <p>③蒸気乾燥器取り外し (第1図中の6)</p> <p>水位を上昇させながら, 蒸気乾燥器をドライヤー気水分離器貯蔵プールへと移動する (蒸気乾燥器は気中移動)。</p> <p>④気水分離器取り外し (第1図中の7)</p> <p>気水分離器をドライヤー気水分離器貯蔵プールへと移動する (気水分離器は水中移動)。</p> <p>なお, 原子炉起動に向けて実施する原子炉圧力容器閉鎖作業は原子炉圧力容器開放作業と逆の流れで作業を実施する。この状況においては, 原子炉圧力容器開放作業時に比べ, 原子炉停</p>	<p>必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は, 定期事業者検査作業時での原子炉建物原子炉棟4階における線量率を考慮した値である。</p> <p>この線量率となる水位は燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上 (通常水位から約 3.3m 下) の位置である。</p> <p>1. 原子炉圧力容器開放作業の流れ</p> <p>①原子炉圧力容器開放作業の開始前, コンクリートハッチ取り外し, 原子炉格納容器蓋取り外し (図1中の1, 2, 3)</p> <p>原子炉を停止後, 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) で除熱可能な圧力に減圧されるまでは, 原子炉は主蒸気系を介して, 復水器によって除熱される。残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) による除熱を開始した後, 復水器真空破壊を経て, 復水器による除熱を停止する。</p> <p>これらの原子炉の冷温停止状態に向けた操作と並行して, コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の取り外し作業を実施する。</p> <p>②原子炉圧力容器蓋取り外し (図1中の4)</p> <p>原子炉が冷温停止状態になった後, 原子炉の水位を徐々に上昇させ, 原子炉圧力容器保温材及び原子炉圧力容器蓋を開放する (原子炉圧力容器開放時の水位はフランジ下 0.5m 程度)。</p> <p>③蒸気乾燥器取り外し (図1中の5)</p> <p>水位を徐々に上昇させながら, 蒸気乾燥器を蒸気乾燥器・気水分離器ピット (以下「DSP」という。) へと移動する (蒸気乾燥器は気中移動)。</p> <p>④気水分離器取り外し (図1中の6)</p> <p>気水分離器をDSPへと移動する (気水分離器は水中移動)。</p> <p>なお, 原子炉起動に向けて実施する原子炉圧力容器閉鎖作業においては開放作業の逆の流れで実施される。この状況においては原子炉圧力容器開放作業時に比べ, 原子炉停止後の冷却時間が長</p>	<p>ズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定している。</p> <p>・評価結果の相違【東海第二】</p> <p>・運用の相違【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> く燃料の崩壊熱及び線源強度が小さくなる。そのため、放射線の遮蔽維持における影響は原子炉压力容器開放作業時に包絡される。 </p> <p> (添付資料 5.1.2) </p> <div data-bbox="231 682 845 1165" data-label="Diagram"> </div> <p data-bbox="326 1197 756 1228"> 図1 原子炉压力容器開放作業の流れ </p> <p data-bbox="163 1249 928 1365"> ※ http://www.tepco.co.jp/nu/f2-np/handouts/j140528a-j.pdf 公開されている沸騰水型原子炉の開放作業の流れとして「福島第二原子力発電所1号炉 原子炉開放作業の完了について」より参照 </p>	<p> 止後の冷却時間が長く燃料の崩壊熱及び線源強度が小さくなる。そのため、放射線の遮蔽維持における影響は原子炉压力容器開放作業時に包絡される。 </p> <p> (添付資料 5.1.2) </p> <p data-bbox="964 567 1291 598"> <参考>原子炉開放の流れ* </p> <div data-bbox="994 640 1676 1144" data-label="Diagram"> </div> <p data-bbox="1098 1197 1573 1228"> 第1図 原子炉压力容器開放作業の流れ </p> <p data-bbox="964 1249 1706 1323"> ※ http://www.tepco.co.jp/nu/f2-np/handouts/j140528a-j.pdf 東海第二発電所では蒸気乾燥器取外しが気中移動 </p>	<p> く燃料の崩壊熱及び線源強度が小さくなる。そのため、放射線の遮蔽維持における影響は原子炉压力容器開放作業時に包絡される。 </p> <p> (添付資料 5.1.2) </p> <div data-bbox="1855 630 2418 1165" data-label="Diagram"> </div> <p data-bbox="1914 1197 2374 1228"> 図1 原子炉压力容器開放作業の流れ </p>	<p>備考</p>

2. 原子炉圧力容器等構造物

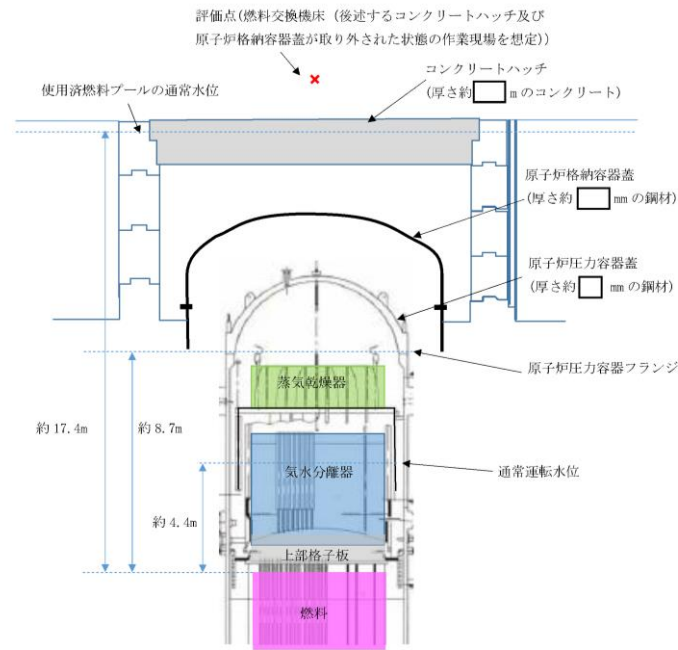


図2 原子炉圧力容器等構造物の概要

3. 各状態における遮蔽維持について

原子炉圧力容器開放作業時の各状態における現場の放射線遮蔽について以下に示す。

①-1 原子炉圧力容器開放作業の開始前 (図1中の1)

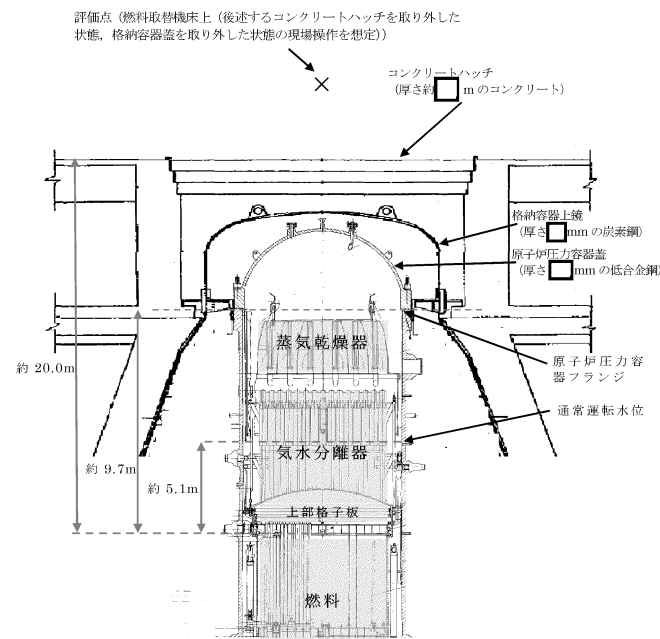
原子炉運転中、原子炉停止直後等はコンクリートハッチ、原子炉格納容器蓋及び原子炉圧力容器蓋が閉鎖されており、また蒸気乾燥器、汽水分離器等も炉内に存在するため、炉心燃料等の線源からの放射線の多くはこれらに遮られ、原子炉建屋オペレーティングフロアでの線量率は十分小さくなる。そのため、原子炉圧力容器開放作業の開始前において、原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である。

※ 一例としてCo60を線源とした時の10cmの鉄の実効線量透過率は約 8.2×10^{-2} 、155cmのコンクリートの実効線量透過率は約 4.1×10^{-7} と非常に小さくなる。

(参考:放射線施設の遮蔽計算実務(放射線)データ集 2012 公益財団法人 原子力安全技術センター)

2. 格納容器等構造物

原子炉圧力容器等構造物の概要について第2図に示す。



第2図 原子炉圧力容器等構造物の概要

3. 各状態における遮蔽維持について

原子炉圧力容器開放作業時の各状態における現場の放射線遮蔽について以下に示す。

①-1 原子炉圧力容器開放作業開始前 (第1図中の1)

原子炉運転中や原子炉停止直後等は図に示すように原子炉圧力容器蓋が未開放状態であり、蒸気乾燥器、汽水分離器等も炉内に存在する。炉心燃料等の線源からの放射線の多くはこれらに遮られ、原子炉建屋原子炉棟6階での線量率は十分小さくなる。また、この状態はコンクリートハッチ、格納容器蓋が未開放状態であり、後述する①-2の状態に包含される*。

以上より、この状態における放射線の遮蔽の評価は不要である。

※ 一例としてCo-60を線源とした時の10cmの鉄の実効線量透過率は約 $8.2E-02$ 、155cmのコンクリートの実効線量透過率は約 $4.1E-07$ である。

(参考 放射線施設のしゃへい計算実務マニュアル 2000 公益財団法人 原子力安全技術センター)

2. 原子炉圧力容器等構造物

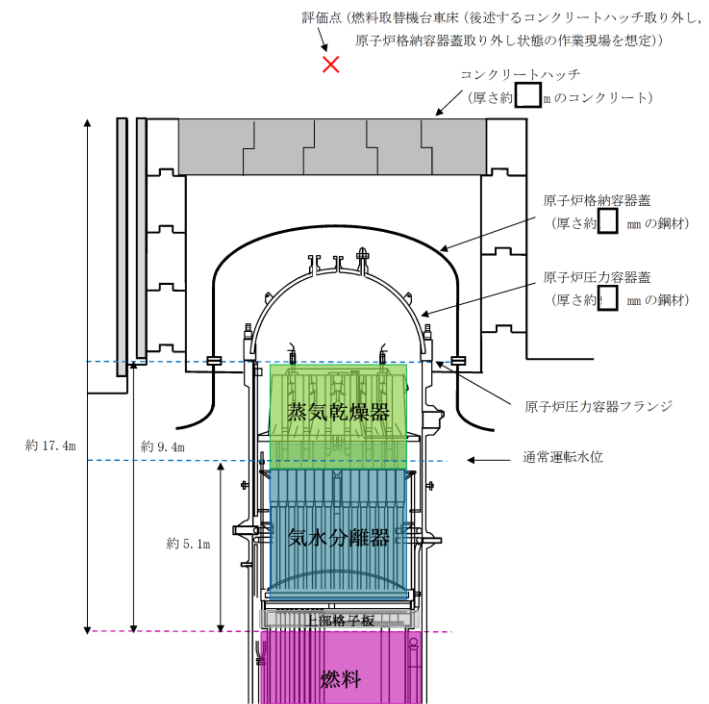


図2 原子炉圧力容器等構造物の概要

3. 各状態における遮蔽維持について

原子炉圧力容器開放作業時の各状態における現場の放射線遮蔽について以下に示す。

①-1 原子炉圧力容器開放作業の開始前 (図1中の1)

原子炉運転中、原子炉停止直後等はコンクリートハッチ、原子炉格納容器蓋及び原子炉圧力容器蓋が閉鎖されており、また、蒸気乾燥器、汽水分離器等も炉内に存在するため、炉心燃料等の線源からの放射線の多くはこれらに遮られ、原子炉建屋原子炉棟4階での線量率は十分小さくなる。そのため、原子炉圧力容器開放作業の開始前において、原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である。

※ 一例としてCo-60を線源とした時の10cmの鉄の実効線量透過率は約 8.2×10^{-2} 、155cmのコンクリートの実効線量透過率は約 4.1×10^{-7} と非常に小さくなる。

(参考:放射線施設の遮蔽計算実務(放射線)データ集 2012 公益財団法人 原子力安全技術センター)

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>①-2 <u>コンクリートハッチ取り外し, 原子炉格納容器蓋取り外し (図1中の2,3,及び4)</u> コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の取り外し後は, これらの遮蔽効果には期待できなくなるが, 原子炉圧力容器蓋, 蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽効果に期待できる。さらに原子炉圧力容器蓋の取り外し作業に向けて原子炉の水位の上昇操作を実施するため, <u>定検毎に</u>高さは異なるが原子炉の水位は徐々に上昇することになる。</p> <p>この状態で<u>原子炉建屋オペレーティングフロアにて原子炉圧力容器開放に向けた作業を実施していることも考えるため, コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の遮蔽に期待しない場合の現場線量率の評価が必要である。</u></p> <p>② <u>原子炉圧力容器蓋取り外し (図1中の5)</u> 原子炉圧力容器蓋開放時はフランジ下 <u>0.3m</u> 程度まで原子炉の水位を上昇させた後, 開放作業を実施する。この際, 原子炉の水位上昇により炉心燃料及び上部格子板からの放射線の影響は非常に小さくなる。また, 原子炉の保有水量が多くなるため, 100℃に至るまでの時間はさらに長くなる (<u>約1.4時間</u>)。</p> <p>仮に原子炉圧力容器蓋を取り外し中に全交流動力電源喪失事象等が発生した際を考えても, 原子炉圧力容器蓋を完全に移動させていなければ, その遮蔽に期待できる。</p> <p>また, 原子炉圧力容器蓋を取り外した後の状態にて後述する全交流動力電源喪失事象の水位低下 (フランジ付近から<u>約1.5m</u>低下) を仮定した場合も, 原子炉水位がフランジよりさらに高い水位である可能性があること, 炉心燃料及び上部格子板からの放射線影響は後述する原子炉冷却材の流出の原子炉水位と線量率の関係 (<u>5.3 原子炉冷却材の流出 第5.3.6 図</u>) に包絡できることから, 必要な遮蔽の目安とした10mSv/hを超えることはない。</p> <p>なお, 蒸気乾燥器及び気水分離器からの放射線影響においても線源強度が大きくないこと, <u>約1.5m</u>の水位低下により露出する蒸気乾燥器は通常作業でも気中移動させる設備であることから,</p>	<p>①-2 <u>コンクリートハッチ取外し及び格納容器蓋取外し (第1図中の2・3, 4)</u> コンクリートハッチ, <u>格納容器蓋の開放後は, これらの遮蔽効果には期待できなくなり, 期待できる遮蔽効果は, 原子炉圧力容器蓋, 蒸気乾燥器, 気水分離器となる。</u></p> <p>この状態における<u>通常運転水位時が①-1 及び後述する②, ③を包含する最も厳しい状態であるため, この状態を線量率の評価対象とする。</u></p> <p>②<u>原子炉圧力容器蓋取外し (第1図中の5)</u> 原子炉圧力容器蓋開放時はフランジ約 <u>0.5m</u> 下まで原子炉水位を上昇させた後, <u>原子炉圧力容器蓋開放作業を実施する。この際, 原子炉水位の上昇により炉心燃料や上部格子板からの放射線の影響は非常に小さくなる。また, 保有水量が多くなるため, 沸騰開始までの時間余裕は①-2 に比べて長くなる (約1.4時間程度)。</u>このため, <u>この状態における放射線の遮蔽の評価は, 上記の①-2 の評価に包絡される。</u></p> <p>なお, <u>原子炉圧力容器蓋取外し中に全交流動力電源喪失等の事故が発生した場合でも, 原子炉圧力容器蓋を完全に移動させていなければ, 原子炉圧力容器蓋による放射線の遮蔽に期待できる。</u></p> <p>また, 原子炉圧力容器開放時において全交流動力電源喪失の発生を仮定した場合も, <u>原子炉水位をフランジより更に上昇させている可能性があることから, 炉心燃料及び上部格子板からの放射線影響は後述する原子炉容器蓋開放時における原子炉水位と線量率の関係 (添付資料5.3.1) に包絡できる。</u></p> <p>なお, 蒸気乾燥器及び気水分離器からの放射線影響については, <u>線源強度が大きくないこと, 原子炉水位の低下により露出する蒸気乾燥器は通常作業でも気中移動させる設備であるこ</u></p>	<p>①-2 <u>コンクリートハッチ取り外し, 原子炉格納容器蓋取り外し (図1中の2, 3)</u> コンクリートハッチ<u>及び原子炉格納容器蓋の取り外し後は, これらの遮蔽効果には期待できなくなるが, 原子炉圧力容器蓋, 蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽効果に期待できる。</u>さらに原子炉圧力容器蓋の取り外し作業に向けて原子炉の水位の上昇操作を実施するため, <u>定期事業者検査ごと</u>に高さは異なるが原子炉の水位は徐々に上昇することになる。</p> <p>この状態で<u>原子炉建物原子炉棟4階にて原子炉圧力容器開放に向けた作業を実施していることも考えるため, コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の遮蔽に期待しない場合の現場線量率の評価が必要である。</u></p> <p>② <u>原子炉圧力容器蓋取り外し (図1中の4)</u> 原子炉圧力容器蓋開放時はフランジ下 <u>0.5m</u> 程度まで原子炉の水位を上昇させた後, 開放作業を実施する。この際, 原子炉の水位上昇により炉心燃料及び上部格子板からの放射線の影響は非常に小さくなる。また, <u>原子炉の保有水量が多くなるため, 100℃に至るまでの時間はさらに長くなる (約1.2時間程度)。</u></p> <p>仮に原子炉圧力容器蓋を取り外し中に全交流動力電源喪失事象等が発生した際を考えても, 原子炉圧力容器蓋を完全に移動させていなければ, <u>その遮蔽に期待できる。</u></p> <p>また, 原子炉圧力容器蓋を取り外した後の状態にて後述する全交流動力電源喪失事象の水位低下 (フランジ付近から<u>約1.1m</u>低下) を仮定した場合も, <u>原子炉水位がフランジよりさらに高い水位である可能性があること, 炉心燃料及び上部格子板からの放射線影響は後述する原子炉冷却材の流出の原子炉水位と線量率の関係 (5.3 原子炉冷却材の流出 第5.3.2-2 図) に包絡できることから, 必要な遮蔽の目安とした10mSv/hを超えることはない。</u></p> <p>なお, 蒸気乾燥器及び気水分離器からの放射線影響においても線源強度が大きくないこと, <u>約1.1m</u>の水位低下により露出する蒸気乾燥器は通常作業でも気中移動させる設備である</p>	<p>・運用の相違 【柏崎6/7】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 「全交流動力電源喪失」において, 島根2号炉は, 原子炉水位が低下した後に原子炉注水を開始する。</p> <p>・評価結果の相違 【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>これらを考慮しても必要な遮蔽は維持される。</p> <p>以上より、原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である（上記の①-2での評価に包絡）。</p> <p>③ 蒸気乾燥器取り外し（図1中の6）及び④水分離器取り外し（図1中の7）</p> <p>蒸気乾燥器の取り出しに併せ、水位を上昇させていく状態であり、崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失事象が発生した場合においても、沸騰開始及び水位低下まで十分に時間余裕があるため、原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である。</p> <p>4. 放射線の遮蔽維持に必要な水位</p> <p>放射線の遮蔽維持に必要な水位（目安と考える10mSv/h）は、3.の検討を踏まえ、「①-2 コンクリートハッチ取り外し、原子炉格納容器蓋取り外し（図1中の2、3・4）」の状態を想定して評価を行った。</p> <p>線量率の算出は、「添付資料4.1.2「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率」の算出について」と同様にQAD-CGGP2Rコードを用いて計算し、評価条件は以下に示すものを用いた。</p> <p>なお、評価点は燃料交換機床上*とした。</p> <p>*原子炉停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の事故対応で原子炉建屋オペレーティングフロア等の現場作業は不要であるため、作業員の退避を想定して評価点を設定した。コンクリートハッチ取り外し及び原子炉格納容器蓋取り外し作業時において作業員は天井クレーン操作室等にいることが考えられるため、より線源に近い燃料交換機床（原子炉建屋オペレーティングフロアの床付近）を代表としている。なお、停止作業中においては作業員が原子炉格納容器内（D/W含む）に入って作業することも考えられるが、これらの作業は停止直後に実施しないこと、炉心燃料からの放射線は遮蔽物（原子炉圧力容器、シュラウド、生体遮蔽（原子炉遮蔽壁）等）により減衰されること、原子炉建屋オペレーティングフロアと同様に</p>	<p>とから、これらの設備からの放射線影響はほとんどない。</p> <p>以上より、この状態における放射線の遮蔽の評価は不要である。</p> <p>③蒸気乾燥器取外し（第1図中の6）及び④気水分離器取外し（第1図中の7）</p> <p>蒸気乾燥器の取出しに合わせ、原子炉水位を上昇させていく状態であり、②の状態から更に保有水量が多くなるため、沸騰開始までの時間余裕は②に比べて更に長くなる。このため、この状態における放射線の遮蔽の評価は、上記の①-2の評価に包絡される。</p> <p>以上より、この状態における放射線の遮蔽の評価は不要である。</p> <p>4. 放射線の遮蔽維持に必要な水位</p> <p>放射線の遮蔽維持に必要な水位（目安と考える10mSv/h）は、3.での検討を踏まえ、「①-2 コンクリートハッチ取り外し及び格納容器蓋取外し（第1図中の2・3、4）」の状態を想定して評価を行った。</p> <p>線量率の算出は、「添付資料4.1.3「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率」の算出について」と同様にQAD-CGGP2Rコード（Ver1.04）を用いて計算し、評価に用いた条件は以下に示すものを用いた。</p> <p>評価点は燃料取替機床上*とした。</p> <p>* 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時及び全交流動力電源喪失時の事故対応で原子炉建屋原子炉棟6階での操作を必ず必要な作業としていないため、線源に近い燃料取替機床上を代表としている。</p>	<p>ことから、これらを考慮しても必要な遮蔽は維持される。</p> <p>以上より、原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である。（上記の①-2での評価に包絡）。</p> <p>③ 蒸気乾燥器取り外し（図1中の5）及び④気水分離器取り外し（図1中の6）</p> <p>蒸気乾燥器の取り外しに併せ、水位を上昇させていく状態であり、崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失事象が発生した場合においても、沸騰開始及び水位低下までに十分に時間余裕があるため、原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である。</p> <p>4. 放射線の遮蔽維持に必要な水位</p> <p>放射線の遮蔽維持に必要な水位（目安と考える10mSv/h）は、3.の検討を踏まえ、「①-2 コンクリートハッチ取り外し、原子炉格納容器蓋取り外し（図1中の2、3）」の状態を想定して評価を行った。</p> <p>線量率の算出は、「添付資料4.1.2「水遮蔽厚に対する貯蔵中の燃料等からの線量率」の評価について」と同様にQAD-CGGP2Rコードを用いて計算し、評価条件は以下に示すものを用いた。</p> <p>なお、評価点は燃料取替機台車床上*とした。</p> <p>* 原子炉停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の作業員の退避を想定して評価点を設定した。コンクリートハッチ取り外し及び原子炉格納容器蓋取り外し作業時において作業員は天井クレーン操作室等にいることが考えられるため、より線源に近い燃料取替機台車床を代表としている。なお、停止作業中においては作業員が原子炉格納容器内（D/W含む）に入って作業することも考えられるが、炉心燃料からの放射線は遮蔽物（原子炉圧力容器、シュラウド、生体遮蔽（原子炉遮蔽壁）等）により減衰されること、原子炉建物原子炉棟4階と同様に事故時に作業員が退避することから、作業員の退避に関する被ばく影響は本評価に包絡される。</p>	<p>備考</p> <p>・記載方針の相違【東海第二】</p> <p>・記載方針の相違【柏崎6/7・東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>事故後に作業員が退避することから、作業員の退避に関する被ばく影響は本評価に包絡される。</p> <p>(1) 炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度 放射線源として燃料, 上部格子板, 気水分離器及び蒸気乾燥器をモデル化した。</p> <p>a. 炉心燃料 評価条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 線源形状: 円柱線源 (炉心の全てに燃料がある状態) ○ 燃料有効長 (mm): <input type="text"/> ○ ガンマ線エネルギー: 評価に使用するガンマ線は, エネルギー 18 群 (ORIGEN 群構造) ○ 線源材質: 燃料及び水 (密度 <input type="text"/> g/cm³) ○ 線源強度は, 以下の条件で <u>ORIGEN2 コードを使用して算出</u> <p>線源強度 (γ・cm⁻³・s⁻¹) = $\frac{\text{文献に記載の線源強度 (MeV/(W \cdot s)) \times \text{燃料集合体あたりの熱出力 (W/体)}}{\text{各群のエネルギー (MeV) \times \text{燃料集合体体積 (cm}^3/\text{体)}} \dots \textcircled{1}$</p> <p>このときの線源条件は以下となる。なお、使用している文献値は、燃料照射期間 10⁶時間 (約 114 年) と、<u>東海第二発電所の実績を包絡した条件で評価されており、東海第二発電所に関する本評価においても適用可能である。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・燃料照射期間: <u>1264 日 (燃焼度 33Gwd/t 相当の値)</u> ・燃料組成: STEP III 9×9A 型 (低 Gd) ・濃縮度: <input type="text"/> (wt%) ・U 重量: 燃料一体あたり <input type="text"/> (kg) ・停止後の期間*: 停止後 12 時間 (原子炉未開放状態での実績を考慮して設定した値を設定) 	<p>(1) 炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度 放射線源として燃料, 上部格子板, シュラウドヘッド及び蒸気乾燥器をモデル化した。</p> <p>a. 炉心燃料 計算条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 線源形状: 炉心の全てに燃料がある状態 ○ 燃料有効長: 約 3.7m ○ γ線エネルギー: 計算に使用するγ線は, エネルギー 5 群 ○ 線源材質: 燃料及び水 (密度 <input type="text"/> g/cm³) ○ 線源強度: 文献値^{※1}に記載のエネルギーあたりの線源強度を基に, 9×9燃料 (A型) の体積あたりの線源強度を式①で算出 <p>線源強度 (γ・cm⁻³・s⁻¹) = $\frac{\text{文献に記載の線源強度 (MeV/(W \cdot s)) \times \text{燃料集合体あたりの熱出力 (W/体)}}{\text{各群のエネルギー (MeV) \times \text{燃料集合体体積 (cm}^3/\text{体)}} \dots \textcircled{1}$</p> <p>このときの線源条件は以下となる。なお、使用している文献値は、燃料照射期間 10⁶時間 (約 114 年) と、<u>東海第二発電所の実績を包絡した条件で評価されており、東海第二発電所に関する本評価においても適用可能である。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・燃料照射期間: 10⁶時間 ・原子炉停止後の期間: 停止 12 時間^{※2} (原子炉未開放状態での実績を考慮して設定した値) ・燃料集合体あたりの熱出力: 4.31MW/体 (9×9燃料 (A型)) ・燃料集合体体積: 約 7.2E+04cm³ (9×9燃料 (A型)) <p>※1 Blizard E. P. and Abbott L. S., ed., “REACTOR HANDBOOK. 2nd ed. Vol. III Part B, SHIELDING”, INTERSCIENCE PUBLISHERS, New</p>	<p>(1) 炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度 放射線源として燃料, 上部格子板, 気水分離器及び蒸気乾燥器をモデル化した。</p> <p>a. 炉心燃料 評価条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 線源形状: 円柱線源 (炉心のすべてに燃料がある状態) ○ 燃料棒有効長 (mm): <input type="text"/> ○ ガンマ線エネルギー: 評価に使用するガンマ線は, エネルギー 5 群 ○ 線源材質: 燃料及び水 (密度: <input type="text"/> g/cm³) ○ 線源強度: 文献値^{※1}に記載のエネルギーあたりの線源強度を基に, 9×9燃料 (A型) の体積あたりの線源強度を式①で算出 <p>線源強度 (cm⁻³・s⁻¹) = $\frac{\text{文献に記載の線源強度 (MeV} \cdot \text{W}^{-1} \cdot \text{s}^{-1}) \times \text{燃料集合体あたりの熱出力 (W/体)}}{\text{各群のエネルギー (MeV) \times \text{燃料集合体体積 (cm}^3/\text{体)}} \dots \textcircled{1}$</p> <p>このときの線源条件は以下となる。なお、本評価で使用している文献値は、燃料照射期間 10⁶時間 (約 114 年) と、<u>島根 2号炉の実績を包絡した条件で評価されており、島根 2号炉に関する本評価においても適用可能である。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・燃料照射期間: 10⁶時間 (無限照射) ・原子炉停止後の期間^{※2}: 停止後 12 時間 (原子炉未開放状態での実績を考慮して設定した値) ・燃料集合体あたりの熱出力: <u>4.35MW/体</u> (9×9燃料 (A型)) ・燃料集合体体積: <u>約 7.1×10⁴cm³</u> (9×9燃料 (A型)) <p>※1 Blizard E. P. and Abbott L. S., ed., “REACTOR HANDBOOK. 2nd ed. Vol. III Part B, SHIELDING”, INTERSCIENCE PUBLISHERS, New York, London, 1962”</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・評価条件の相違【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は, 燃料照射実績を包絡する値として, 文献値 (無限照射) を用いている。 ・評価条件の相違【柏崎 6/7】 ・設備設計の相違【東海第二】

※ 停止後の期間は全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な評価条件となっている。

線量率評価モデルを図3に示す。また、評価により求めた線源強度を表1に示す。

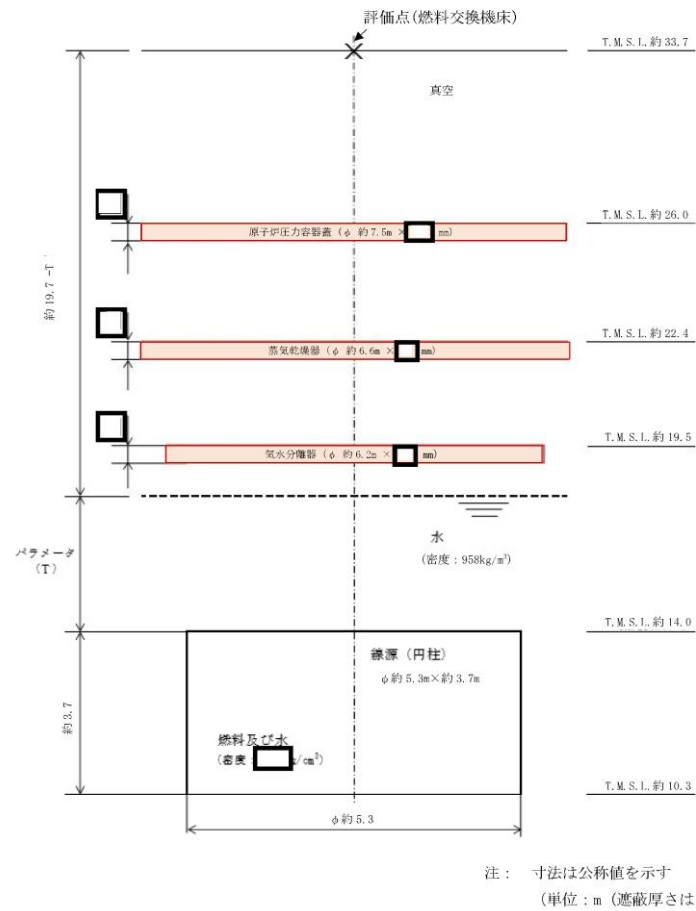


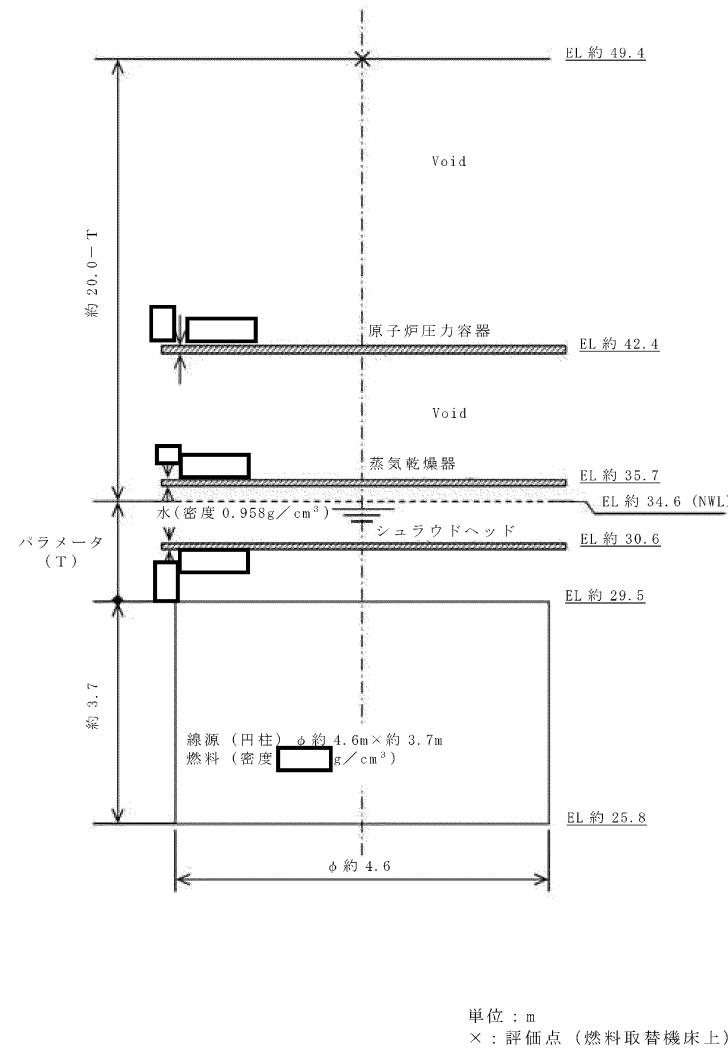
図3 燃料の線量率評価モデル

York, London, 1962”

※2 原子炉停止後の期間は全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

○計算モデル：円柱線源

線量率計算モデルを第3図に示す。また、式①で算出した体積当たりの線源強度を第1表に示す。



第3図 燃料の線量率計算モデル

※2 原子炉停止後の期間は全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な評価条件となっている。

○評価モデル：円柱線源

線量率評価モデルを図3に示す。また、式①で算出した体積当たりの線源強度を表1に示す。

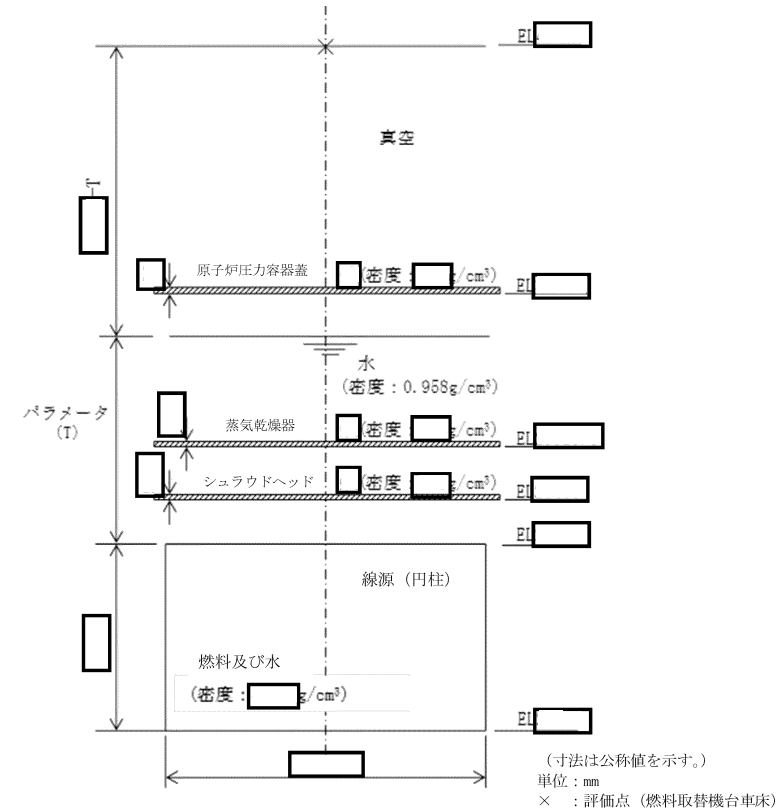


図3 燃料の線量率評価モデル

・評価条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

表 1 燃料の線源強度

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

第 1 表 燃料の線源強度

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

表 1 燃料の線源強度

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

・評価条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

b. 上部格子板
 評価条件を以下に示す。

- 線源形状：円柱線源としてモデル化
- 線源の高さ (mm)：
- ガンマ線エネルギー：評価に使用するガンマ線は、主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV
- 線源材質：水と同等(密度 $958\text{kg}/\text{m}^3$)
 ※ 65°C から 100°C までの飽和水の密度のうち、最小となる 100°C の値を採用
- 線源強度は、機器表面の実測値 (Sv/h) より $2.1 \times 10^9 (\text{Bq}/\text{cm}^3)$ と算出

線量率評価モデルを図4に示す。

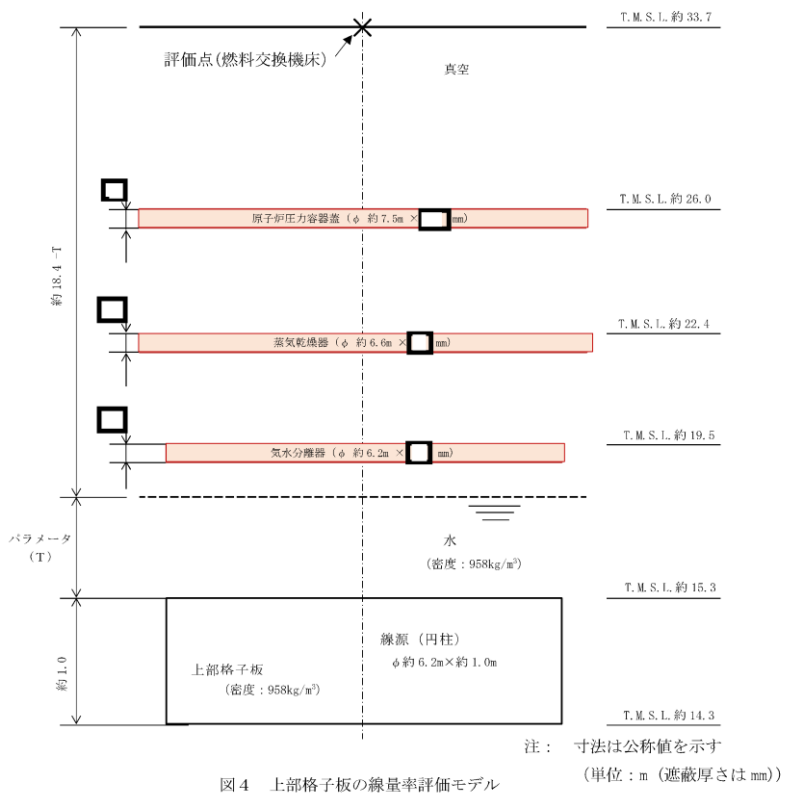
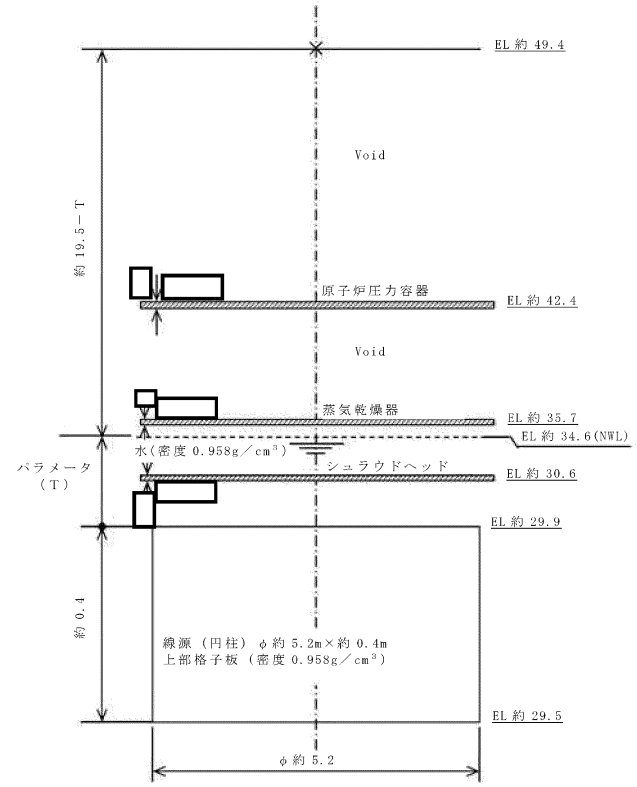


図4 上部格子板の線量率評価モデル

b. 上部格子板
 計算条件を以下に示す。

- 線源形状：円柱線源としてモデル化
- 線源の高さ：約0.4m
- γ 線エネルギー：計算に使用する γ 線は、主要核種 $\text{C.o.}-60$ を想定して 1.5MeV とする。
- 線源材質：水と同等 (密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$)
 ※ 52°C から 100°C までの飽和水の密度のうち、最小となる 100°C の値を採用
- 線源強度：機器表面の実測値 (Sv/h) より $7.3E+09 \text{Bq}/\text{cm}^3$ と算出した。

線量計算モデルを第4図に示す。



第4図 上部格子板の線量率計算モデル

b. 上部格子板
 評価条件を以下に示す。

- 線源形状：円柱線源としてモデル化
- 線源の高さ (mm)：
- ガンマ線エネルギー：評価に使用するガンマ線は、主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV
- 線源材質：水と同等 (密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$)
 ※ 52°C から 100°C までの飽和水の密度のうち、最小となる 100°C の値を採用
- 線源強度は、機器表面の実測値 (Sv/h) より $8.7 \times 10^9 \text{Bq}/\text{cm}^3$ と算出

線量率評価モデルを図4に示す。

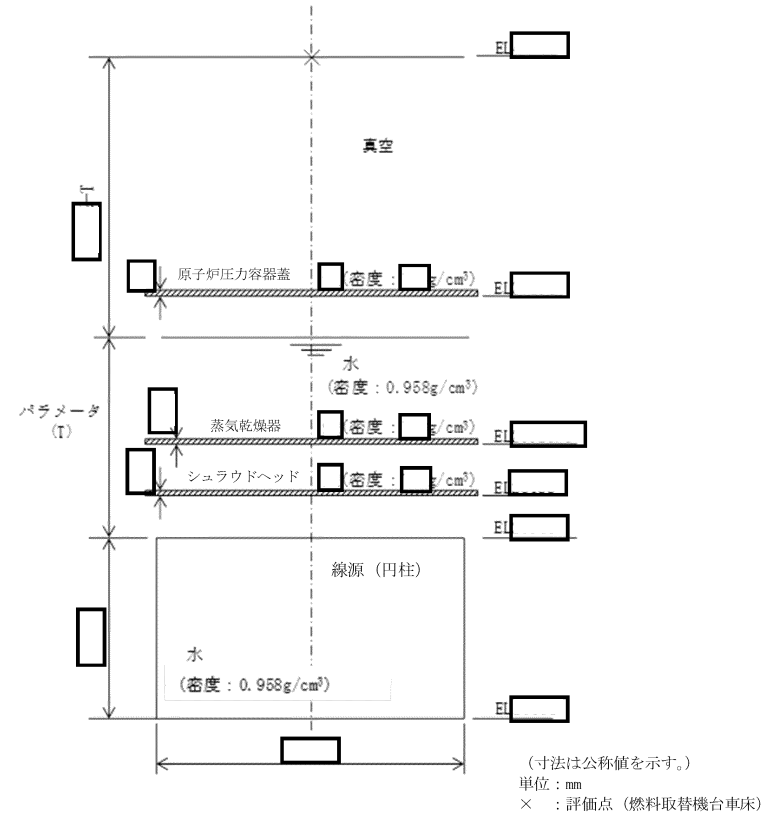


図4 上部格子板の線量率評価モデル

・評価結果の相違
 【柏崎6/7, 東海第二】

・評価条件の相違
 【柏崎6/7, 東海第二】

c. 気水分離器

評価条件を以下に示す。

- 線源形状：円柱線源としてモデル化
 - 線源の高さ (mm)：
 - ガンマ線エネルギー：評価に使用するガンマ線は、主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV
 - 線源材質：水と同等(密度 $958\text{kg}/\text{m}^3$)
 - ※ 65°C から 100°C までの飽和水の密度のうち、最小となる 100°C の値を採用
 - 線源強度は、機器表面の実測値 (Sv/h) より $5.2 \times 10^5 (\text{Bq}/\text{cm}^2)$ と算出
- 線量率評価モデルを図5に示す。

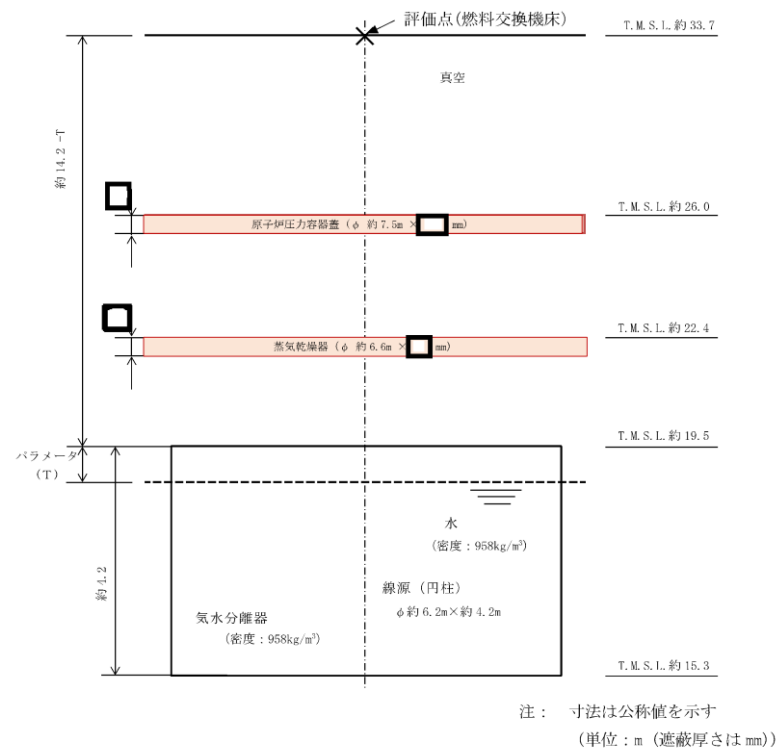


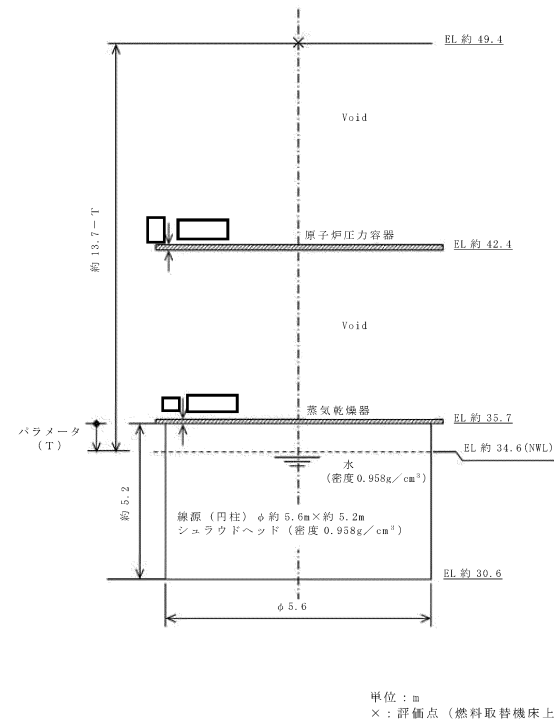
図5 気水分離器の線量率評価モデル

c. シュラウドヘッド

計算条件を以下に示す。

- 線源形状：円柱線源としてモデル化
 - 線源の高さ：約 5.2m^{*1}
 - γ 線エネルギー：計算に使用する γ 線は、主要核種 C.o. -60 を想定して 1.5MeV とする。
 - 線源材質：水と同等 (密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$)
 - ※2 52°C から 100°C までの飽和水の密度のうち、最小となる 100°C の値を採用
 - 線源強度：機器表面の実測値 (Sv/h) $*1$ より $6.7E + 05 \text{Bq}/\text{cm}^2$ と算出した。
- 線量計算モデルを第5図に示す。

※1 シュラウドヘッドの線量率の計算モデルでは、気水分離器を線源に含めたモデルとしており、機器表面の実測値についても気水分離器からの寄与を含んでいる。



第5図 シュラウドヘッドの線量率計算モデル

c. 気水分離器

評価条件を以下に示す。

- 線源形状：円柱線源としてモデル化
 - 線源の高さ (mm)：
 - ガンマ線エネルギー：評価に使用するガンマ線は、主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV
 - 線源材質：水と同等 (密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$)
 - ※ 52°C から 100°C までの飽和水の密度のうち、最小となる 100°C の値を採用
 - 線源強度は、機器表面の実測値 (mSv/h) より $1.3 \times 10^6 \text{Bq}/\text{cm}^2$ と算出
- 線量率評価モデルを図5に示す。

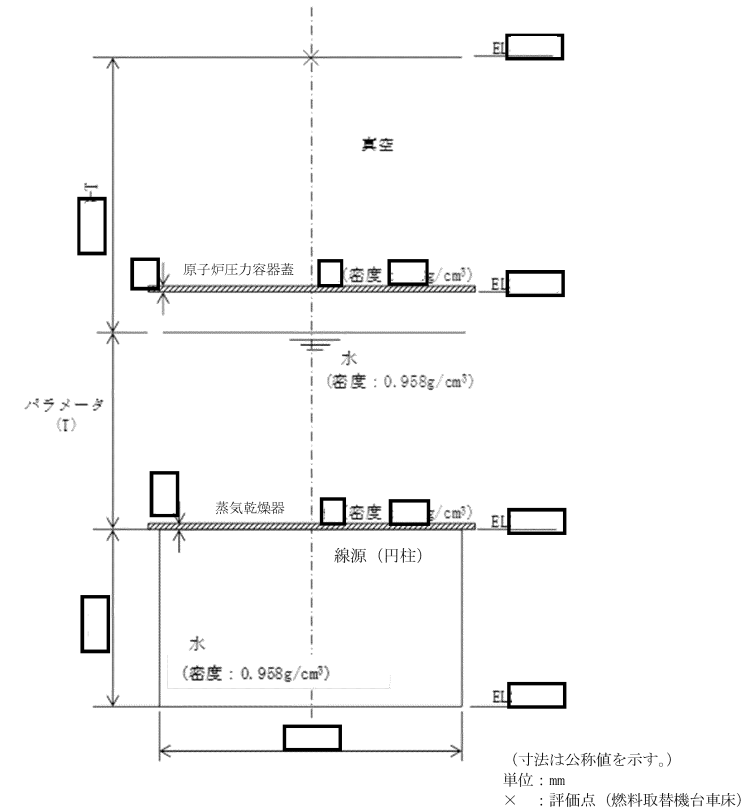
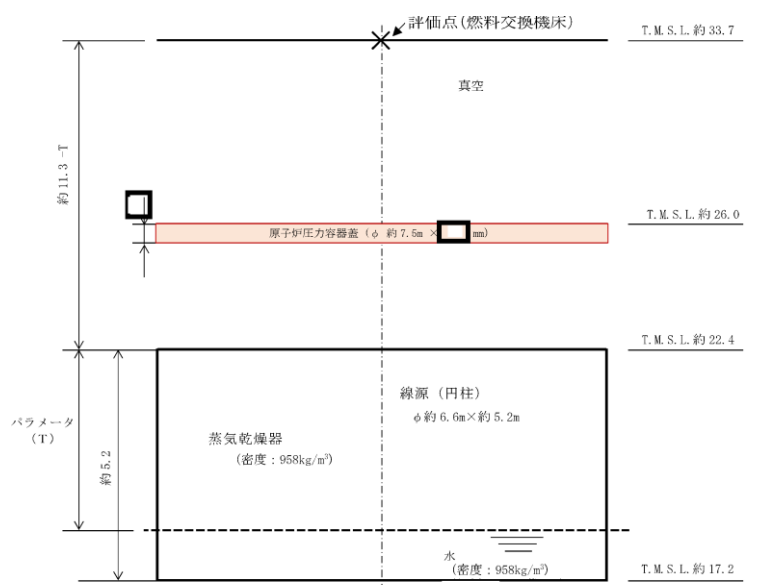
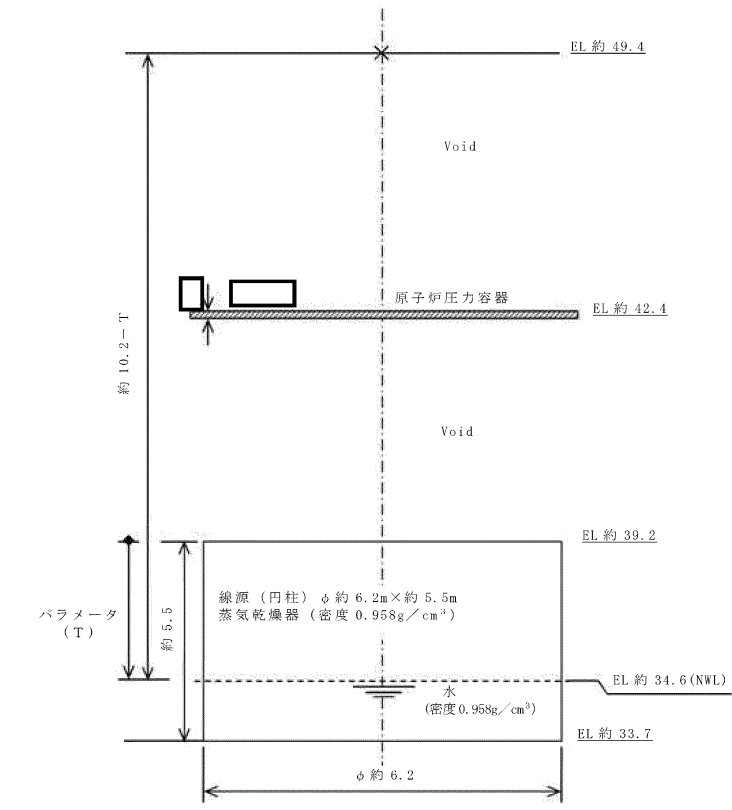
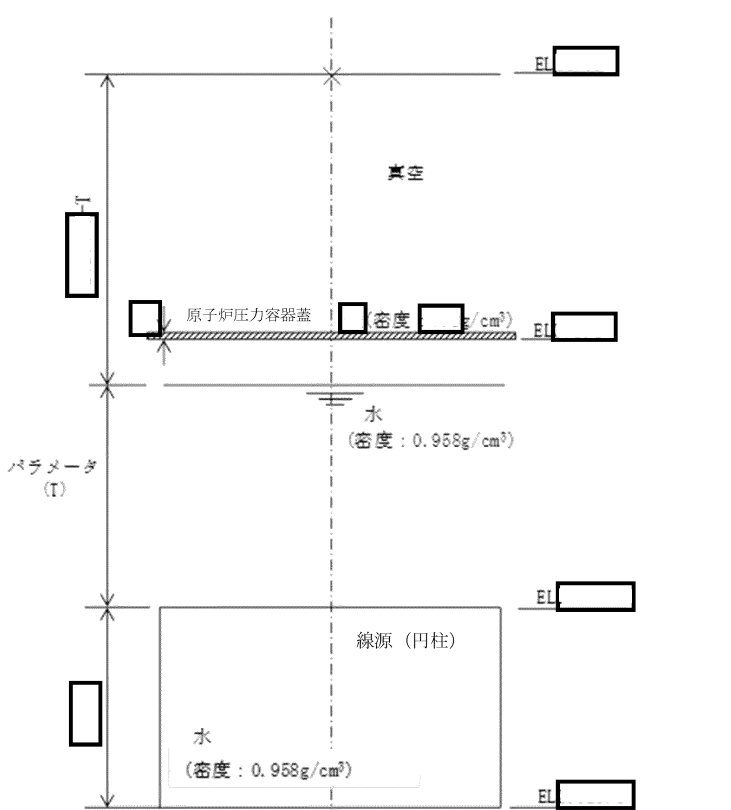


図5 気水分離器の線量率評価モデル

・評価結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

・評価条件の相違
【東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>d. 蒸気乾燥器 評価条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 線源形状：円柱線源としてモデル化 ○ 線源の高さ (mm)： <input type="text"/> ○ ガンマ線エネルギー：評価に使用するガンマ線は、主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV ○ 線源材質：水と同等(密度 $958\text{kg}/\text{m}^3$※) ※ 65°Cから 100°Cまでの飽和水の密度のうち、最小となる 100°Cの値を採用 ○ 線源強度は、機器表面の実測値 (<input type="text"/> Sv/h) より $2.3 \times 10^5 (\text{Bq}/\text{cm}^2)$ と算出 <p>線量率評価モデルを図6に示す。</p>  <p>注：寸法は公称値を示す (単位：m (遮蔽厚さはmm))</p> <p>図6 蒸気乾燥器の線量率評価モデル</p>	<p>d. 蒸気乾燥器 計算条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 線源形状：円柱線源としてモデル化 ○ 線源の高さ：約5.5m ○ γ線エネルギー：計算に使用するγ線は、主要核種 $\text{C.o.}-60$ を想定して 1.5MeV とする。 ○ 線源材質：水と同等 (密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$※) ※ 52°Cから 100°Cまでの飽和水の密度のうち、最小となる 100°Cの値を採用 ○ 線源強度：機器表面の実測値 <input type="text"/> Sv/h) より $2.7\text{E} + 05\text{Bq}/\text{cm}^2$ と算出した。 <p>線量計算モデルを第6図に示す。</p>  <p>単位：m ×：評価点 (燃料取替機床上)</p> <p>第6図 蒸気乾燥器の線量率計算モデル</p>	<p>d. 蒸気乾燥器 評価条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 線源形状：円柱線源としてモデル化 ○ 線源の高さ (mm)： <input type="text"/> ○ ガンマ線エネルギー：評価に使用するガンマ線は、主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV ○ 線源材質：水と同等 (密度：$0.958\text{g}/\text{cm}^3$※) ※ 52°Cから 100°Cまでの飽和水の密度のうち、最小となる 100°Cの値を採用 ○ 線源強度は、機器表面の実測値 (<input type="text"/> mSv/h) より $1.3 \times 10^6 \text{Bq}/\text{cm}^2$ と算出 <p>線量率評価モデルを図6に示す。</p>  <p>(寸法は公称値を示す。) 単位：mm ×：評価点 (燃料取替機台車床)</p> <p>図6 蒸気乾燥器の線量率評価モデル</p>	<p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(2) 遮蔽物の評価モデル</p> <p>原子炉圧力容器内の原子炉冷却材以外に放射線を遮蔽する構造物として、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器、気水分離器をモデル化した。なお、蒸気乾燥器及び気水分離器は構造が複雑であり、放射線の遮蔽物を平均化したモデルとするとストリーミング（放射線漏れ）の影響により非保守的な評価となるため、線源を覆うような構造物のみ遮蔽物として考慮した。</p> <p>a. 原子炉圧力容器蓋</p> <p>評価条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 遮蔽物形状：円柱線源としてモデル化 ○ 遮蔽物の高さ (mm)：□ (圧力容器蓋の最薄部厚さ) ○ 線源材質：□ 平板 (密度 □ g/cm³) * <p>※ 圧力容器鋼板 □ の密度は、同等である □ で代表した</p> <p>線量率評価モデル(遮蔽)を図3~7に示す。</p> <div data-bbox="290 1066 831 1312" style="border: 1px solid black; height: 117px; width: 182px; margin: 10px auto;"></div> <p>図7 原子炉圧力容器蓋の線量率評価モデル (遮蔽)</p>	<p>(2) 遮蔽物の評価モデル</p> <p>原子炉内の冷却材以外に放射線を遮蔽する構造物として、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器、シュラウドヘッドをモデル化した。なお、蒸気乾燥器及びシュラウドヘッドは構造が複雑であり、放射線の遮蔽物を平均化したモデルとするとストリーミング（放射線漏れ）の影響により非保守的な評価となるため、線源を覆うような構造物のみ遮蔽物として考慮した。</p> <p>a. 原子炉圧力容器蓋</p> <p>遮蔽物形状：円柱遮蔽物としてモデル化</p> <p>遮蔽物の高さ：□ mm (圧力容器蓋の最薄部厚さ)</p> <p>線源材質：□ 平板 (密度 □ g/cm³) *</p> <p>※ 原子炉圧力容器鋼板 □ の密度は、同等である □ で代表した</p> <p>線量率計算モデル (遮蔽) を第3~6図に示す。</p>	<p>(2) 遮蔽物の評価モデル</p> <p>原子炉圧力容器内の原子炉冷却材以外に放射線を遮蔽する構造物として、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器、気水分離器をモデル化した。なお、蒸気乾燥器及び気水分離器は構造が複雑であり、放射線の遮蔽物を平均化したモデルとするとストリーミング（放射線漏れ）の影響により非保守的な評価となるため、線源を覆うような構造物のみ遮蔽物として考慮した。</p> <p>a. 原子炉圧力容器蓋</p> <p>評価条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 遮蔽物形状：円柱遮蔽物としてモデル化 ○ 遮蔽物の高さ (mm)：□ (圧力容器蓋の最薄部厚さ) ○ 遮蔽物材質：□ 平板 (密度：□ g/cm³) * <p>※ 原子炉圧力容器鋼板 □ の密度は、同等である □ で代表した</p> <p>線量率評価モデル (遮蔽) を図3~7に示す。</p> <div data-bbox="1751 1008 2507 1312" style="border: 1px solid black; height: 145px; width: 255px; margin: 10px auto;"></div> <p>図7 原子炉圧力容器蓋の線量率評価モデル (遮蔽)</p>	<p>備考</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>b. 蒸気乾燥器 評価条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 遮蔽物形状 : 円柱線源としてモデル化 ○ 遮蔽物の高さ (mm) : <input type="text"/> (フード部の最薄部厚さ) ○ 線源材質 : <input type="text"/> 平板 (密度 <input type="text"/> g/cm³) * <p>※蒸気乾燥器の材質 <input type="text"/> の密度は、同等である <input type="text"/> で代表した</p> <p>線量率評価モデル(遮蔽)を図3~5及び8に示す。</p> <div data-bbox="240 678 857 1020" style="border: 1px solid black; height: 150px; width: 100%;"></div> <p style="text-align: center;">図8 蒸気乾燥器の線量率評価モデル(遮蔽)</p>	<p>b. 蒸気乾燥器</p> <p>遮蔽物形状 : 円柱遮蔽物としてモデル化 遮蔽物の高さ : <input type="text"/> mm (フード部の最薄部厚さ) 線源材料 : <input type="text"/> 平板 (密度 <input type="text"/> g/cm³) *</p> <p>※ 蒸気乾燥器の材質 <input type="text"/> の密度は、同等である <input type="text"/> で代表した</p> <p>線量率計算モデル(遮蔽)を第3~5図に示す。</p>	<p>b. 蒸気乾燥器 評価条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 遮蔽物形状 : 円柱遮蔽物としてモデル化 ○ 遮蔽物の高さ (mm) : <input type="text"/> (フード部の最薄部厚さ) ○ 遮蔽物材質 : <input type="text"/> 平板 (密度 <input type="text"/> g/cm³) * <p>※ 蒸気乾燥器の材質 <input type="text"/> の密度は、同等である <input type="text"/> で代表した</p> <p>線量率評価モデル(遮蔽)を図3~5及び8に示す。</p> <div data-bbox="1762 642 2510 1010" style="border: 1px solid black; height: 150px; width: 100%;"></div> <p style="text-align: center;">図8 蒸気乾燥器の線量率評価モデル(遮蔽)</p>	<p>・評価条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>c. 気水分離器 評価条件を以下に示す。</p> <p>○ 遮蔽物形状：円柱線源としてモデル化</p> <p>○ 遮蔽物の高さ (mm)：□ (シュラウドヘッドの厚さ (ベーン スワラによる遮蔽も考慮))</p> <p>○ 線源材質：□ 平板 (密度 □ g/cm³) ※ ※ 気水分離器の材質 □ の密度は、同等である □ で代表した</p> <p>線量率評価モデル (遮蔽) を図 3, 4 及び 9 に示す。</p> <div data-bbox="186 716 905 1031" style="border: 1px solid black; height: 150px; width: 242px; margin: 10px 0;"></div> <p style="text-align: center;">図 9 気水分離器の線量率評価モデル (遮蔽)</p> <p>(3) 現場の線量率の評価結果 (1), (2) の条件を用いて評価した原子炉水位と現場の線量率 の関係を図 10 に示す。 グラフより必要な遮蔽を確保できる水位 (目安と考える 10mSv/h ※) は以下の仮定のもとで「<u>有効燃料棒頂部の約 2.0m 上</u>」と求め た。 ※必要な遮蔽の目安は緊急作業時の被ばく限度 (100mSv) と比べ、 <u>十分余裕のある値 (10mSv/h) とする。</u></p>	<p>c. シュラウドヘッド</p> <p>遮蔽物形状：円柱遮蔽物としてモデル化</p> <p>遮蔽物の高さ：□ mm (シュラウドヘッドの厚さ (スワ ラによる遮蔽も考慮))</p> <p>線源材質：□ 平板 (密度 □ g/cm³) ※ ※ シュラウドヘッドの材質 □ の密度は、同等であ る □ で代表した</p> <p>線量率計算モデル (遮蔽) を第 3, 4 図に示す。</p> <p>(3) 現場の線量率の評価結果 (1), (2) の条件を用いて評価した現場の線量率と原子炉水位 の関係を第 7 図に示す。 グラフより必要な遮蔽を確保できる水位 (目安と考える 10mSv /h) は、「<u>燃料有効長頂部の約 1.7m 上</u>」とした。</p>	<p>c. 気水分離器 評価条件を以下に示す。</p> <p>○ 遮蔽物形状：円柱遮蔽物としてモデル化</p> <p>○ 遮蔽物の高さ (mm)：□ (シュラウドヘッドの厚さ (気 水分離器スワラによる遮蔽も考 慮))</p> <p>○ 遮蔽物材質 □ 平板 (密度：□ g/cm³) ※ ※ 気水分離器の材質 □ の密度は、同等である □ で代表した</p> <p>線量率評価モデル (遮蔽) を図 3, 4 及び 9 に示す。</p> <div data-bbox="1745 695 2510 1184" style="border: 1px solid black; height: 233px; width: 258px; margin: 10px 0;"></div> <p style="text-align: center;">図 9 気水分離器の線量率評価モデル (遮蔽)</p> <p>(3) 現場の線量率の評価結果 (1), (2) の条件を用いて評価した原子炉水位と現場の線量 率の関係を図 10 に示す。 グラフより必要な遮蔽を確保できる水位 (目安と考える 10mSv/h) は以下の仮定のもとで「<u>燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上</u>」と求めた。</p>	<p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p>

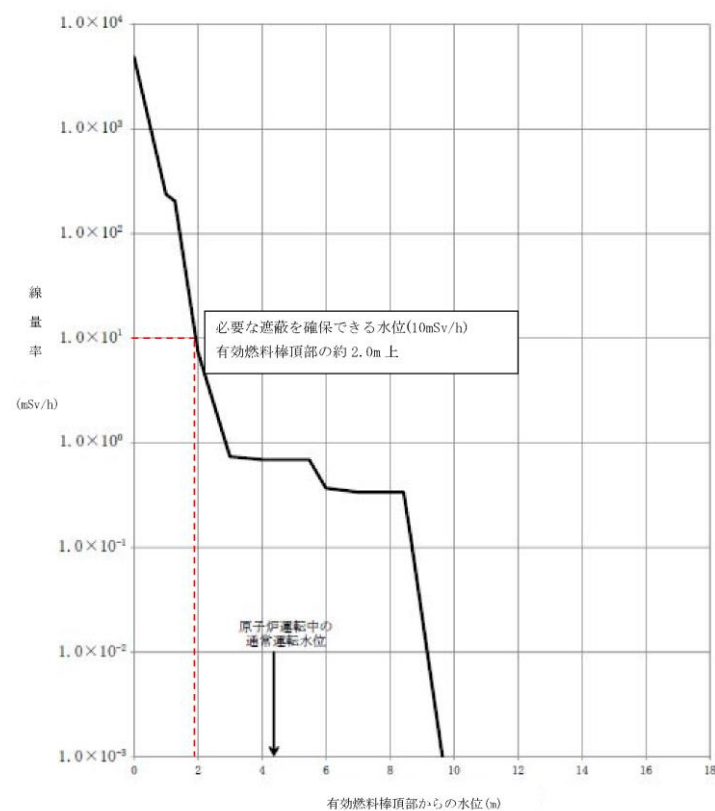
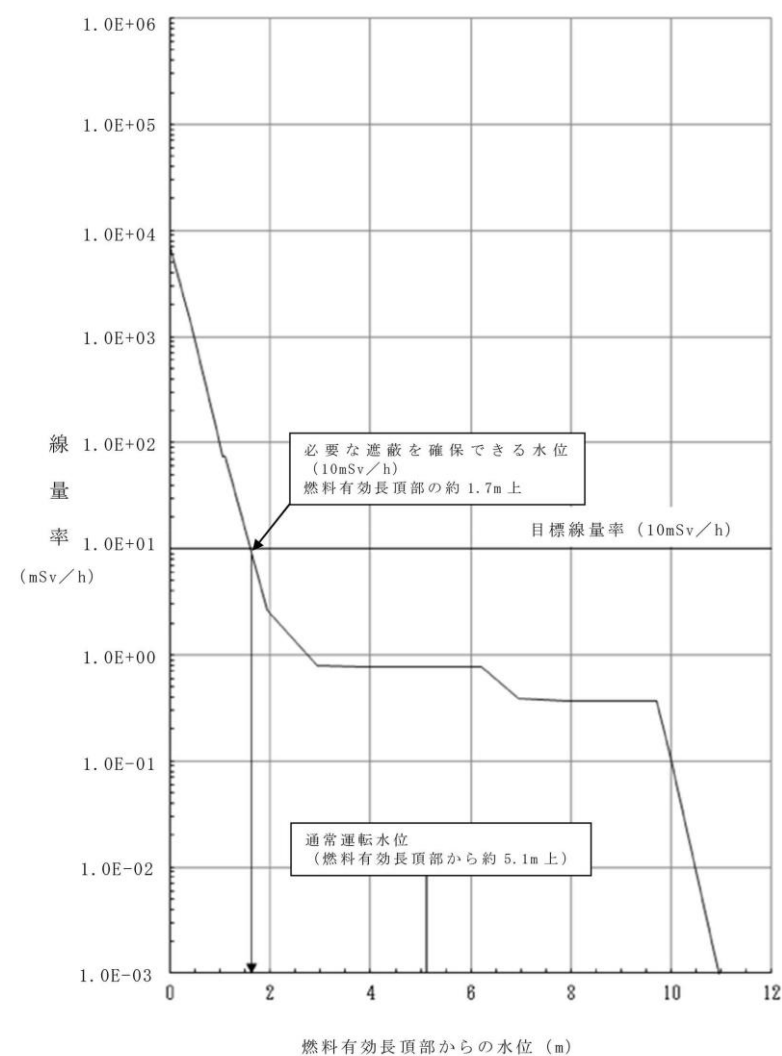


図10 原子炉水位と炉心燃料及び上部格子板からの線量率



第7図 原子炉水位と線量率

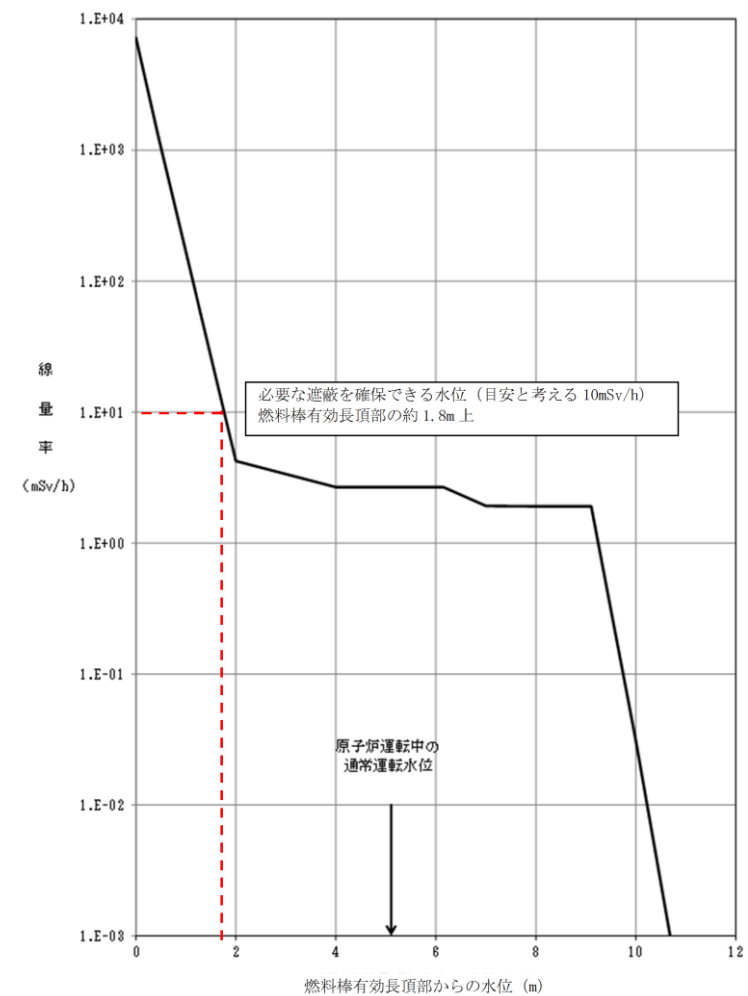


図10 原子炉水位と炉心燃料及び上部格子板等からの線量率

・評価結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(4) 必要な遮蔽を確保できる最低水位到達までの時間余裕 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の事故発生時 から放射線の遮蔽維持に必要な水位到達までの時間を、「添付資 料 5.1.1」の 1. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制 効果を考慮しない計算を用いて求めた。</p> <p>計算は後述する「添付資料 5.1.7」の評価条件の不確かさを踏 まえ、原子炉停止後 12 時間後と 1 日後の 2 ケースを実施した。</p> <p>評価条件及び評価結果を表 2 に示す。</p> <p>評価結果より、原子炉停止 1 日後においては崩壊熱除去機能喪 失時の注水までの想定時間 2 時間、全交流動力電源喪失時の注水 までの想定時間約 2.5 時間 (145 分) に対して十分であることが 確認された。</p> <p>また、原子炉停止後 12 時間後においては、上述の保守的な計 算方法を用いた場合、現場の線量率が目安と考える 10mSv/h を約 2.0 時間後に超えることが確認された。</p>	<p>(4) 必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失から放射線 の遮蔽維持に必要な水位到達までの時間を、「添付資料 5.1.3」の計算を用いて求めた。</p> <p>計算は後述する「添付資料 5.1.8」の評価条件の不確かさ を踏まえ、原子炉停止から 12 時間後と 1 日後の 2 ケースを 実施した。</p> <p>算出条件及び算出結果を第 2 表に示す。</p> <p>その結果、原子炉停止 1 日後における必要な遮蔽を確保で きる水位到達までの時間余裕は、崩壊熱除去機能喪失時の注 水開始までの時間 (2 時間)、全交流動力電源喪失時の注水準 備完了までの時間 (25 分) に対して十分な余裕があることを 確認した。</p>	<p>(4) 必要な遮蔽を確保できる最低水位到達までの時間余裕 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の事故発生 時から放射線の遮蔽維持に必要な水位到達までの時間を、「添 付資料 5.1.1 1. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の 抑制効果を考慮しない計算」を用いて求めた。</p> <p>計算は後述する「添付資料 5.1.7」の評価条件の不確かさを 踏まえ、原子炉停止後 12 時間後と 1 日後の 2 ケースを実施し た。</p> <p>評価条件及び評価結果を表 2 に示す。</p> <p>評価結果より、原子炉停止 12 時間後及び原子炉停止 1 日後 においては崩壊熱除去機能喪失時の注水までの想定時間であ る事象発生から 2 時間後、全交流動力電源喪失時の注水までの 想定時間である事象発生から 2 時間後に対して十分であるこ とが確認された。</p>	<p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・評価結果の相違 【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>表2 必要な遮蔽を確保できる最低水位到達までの時間余裕の評価条件と結果</p> <table border="1" data-bbox="172 348 890 676"> <thead> <tr> <th>原子炉停止後の時間</th> <th>原子炉初期水温(℃)</th> <th>崩壊熱(kW)</th> <th>必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕※1</th> <th>有効燃料棒頂部到達までの時間余裕</th> <th>残留熱除去機能喪失時の注水までの想定時間</th> <th>全交流動力電源喪失時の注水までの想定時間</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>12時間 (不確かさで確認するケース)</td> <td>100</td> <td>2.67×10⁴</td> <td>約2.0時間</td> <td>約3.7時間</td> <td>2時間以内※2</td> <td>約2.5時間 (145分)</td> </tr> <tr> <td>24時間 (有効性評価で確認するケース)</td> <td>52</td> <td>2.24×10⁴</td> <td>約3.4時間</td> <td>約5.4時間</td> <td>2時間</td> <td>約2.5時間 (145分)</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 「添付資料5.1.1」の「2. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算」に示すように、原子炉の減圧操作実施までは、発生した崩壊熱の多くが飽和水の顕熱として吸収されるため、必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕はさらに長くなる(原子炉停止12時間後でも3時間以上の時間余裕がある)。</p> <p>※2 水位低下の発生が早まるため、運転員の事象認知が早まる。</p> <p>5. 事故時の退避について 事故発生時の原子炉建屋オペレーティングフロア又は原子炉格納容器内にいる現場作業員の退避について確認した。 事象発生時、当直長のページングによる退避指示、又は現場の状況変化により、作業員は異常状態を認知し、<u>1時間以内に原子炉建屋オペレーティングフロア又は原子炉格納容器内より退避する。</u></p>	原子炉停止後の時間	原子炉初期水温(℃)	崩壊熱(kW)	必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕※1	有効燃料棒頂部到達までの時間余裕	残留熱除去機能喪失時の注水までの想定時間	全交流動力電源喪失時の注水までの想定時間	12時間 (不確かさで確認するケース)	100	2.67×10 ⁴	約2.0時間	約3.7時間	2時間以内※2	約2.5時間 (145分)	24時間 (有効性評価で確認するケース)	52	2.24×10 ⁴	約3.4時間	約5.4時間	2時間	約2.5時間 (145分)	<p>第2表 必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕の算出条件及び算出結果</p> <table border="1" data-bbox="988 359 1697 621"> <thead> <tr> <th colspan="3">算出条件</th> <th colspan="2">算出結果</th> </tr> <tr> <th>原子炉停止後の時間</th> <th>原子炉初期水温</th> <th>崩壊熱</th> <th>必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕</th> <th>燃料有効長頂部までの時間余裕</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>12時間 (不確かさで確認する感度解析ケース)</td> <td>100℃</td> <td>約22.4MW</td> <td>約2.8時間</td> <td>約4.2時間</td> </tr> <tr> <td>24時間 (有効性評価で確認するベースケース)</td> <td>52℃</td> <td>約18.8MW</td> <td>約4.5時間</td> <td>約6.3時間</td> </tr> </tbody> </table> <p>5. 事故時の退避について 事故発生時の現場作業員の退避について確認した。 事象発生時、<u>作業員は、当直発電長の送受話器(ページング)による退避指示により現場からの退避を開始し、全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は、1時間程度である。</u> また、運転員は作業員の退避が完了したことを確認し、逃がし安全弁の開操作を開始する。</p>	算出条件			算出結果		原子炉停止後の時間	原子炉初期水温	崩壊熱	必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕	燃料有効長頂部までの時間余裕	12時間 (不確かさで確認する感度解析ケース)	100℃	約22.4MW	約2.8時間	約4.2時間	24時間 (有効性評価で確認するベースケース)	52℃	約18.8MW	約4.5時間	約6.3時間	<p>表2 必要な遮蔽を確保できる最低水位到達までの時間余裕の評価条件と結果</p> <table border="1" data-bbox="1762 338 2502 1083"> <thead> <tr> <th>原子炉停止後の時間</th> <th>原子炉初期水温(℃)</th> <th>崩壊熱(kW)</th> <th>必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕※1</th> <th>燃料棒有効長頂部到達までの時間余裕</th> <th>残留熱除去機能喪失時の注水までの想定時間</th> <th>全交流動力電源喪失時の注水までの想定時間</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>12時間 (不確かさで確認するケース)</td> <td>100</td> <td>1.67×10⁴</td> <td>約2.7時間</td> <td>約4.2時間</td> <td>2時間</td> <td>2時間</td> </tr> <tr> <td>24時間 (有効性評価で確認するケース)</td> <td>52</td> <td>1.40×10⁴</td> <td>約4.3時間</td> <td>約6.1時間</td> <td>2時間</td> <td>2時間</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 「添付資料5.1.1 2. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算」に示すように、原子炉の減圧操作実施までは、発生した崩壊熱の多くが飽和水の顕熱として吸収されるため、必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕はさらに長くなる(原子炉停止12時間後でも4時間以上の時間余裕がある)。</p> <p>5. 事故時の退避について 事故発生時の原子炉建物原子炉棟4階又は原子炉格納容器内にいる現場作業員の退避について確認した。 事象発生時、<u>当直長のページングによる退避指示、又は現場の状況変化により、現場作業員は異常状態を認知し、2時間以内に原子炉建物原子炉棟4階又は原子炉格納容器内より退避する。</u> また、運転員は現場作業員の退避が完了したことを確認し、逃がし安全弁(自動減圧機能付き)の開操作を開始する。</p>	原子炉停止後の時間	原子炉初期水温(℃)	崩壊熱(kW)	必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕※1	燃料棒有効長頂部到達までの時間余裕	残留熱除去機能喪失時の注水までの想定時間	全交流動力電源喪失時の注水までの想定時間	12時間 (不確かさで確認するケース)	100	1.67×10 ⁴	約2.7時間	約4.2時間	2時間	2時間	24時間 (有効性評価で確認するケース)	52	1.40×10 ⁴	約4.3時間	約6.1時間	2時間	2時間	<p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉の現場作業員の退避時間を考慮した評価結果。</p>
原子炉停止後の時間	原子炉初期水温(℃)	崩壊熱(kW)	必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕※1	有効燃料棒頂部到達までの時間余裕	残留熱除去機能喪失時の注水までの想定時間	全交流動力電源喪失時の注水までの想定時間																																																											
12時間 (不確かさで確認するケース)	100	2.67×10 ⁴	約2.0時間	約3.7時間	2時間以内※2	約2.5時間 (145分)																																																											
24時間 (有効性評価で確認するケース)	52	2.24×10 ⁴	約3.4時間	約5.4時間	2時間	約2.5時間 (145分)																																																											
算出条件			算出結果																																																														
原子炉停止後の時間	原子炉初期水温	崩壊熱	必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕	燃料有効長頂部までの時間余裕																																																													
12時間 (不確かさで確認する感度解析ケース)	100℃	約22.4MW	約2.8時間	約4.2時間																																																													
24時間 (有効性評価で確認するベースケース)	52℃	約18.8MW	約4.5時間	約6.3時間																																																													
原子炉停止後の時間	原子炉初期水温(℃)	崩壊熱(kW)	必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕※1	燃料棒有効長頂部到達までの時間余裕	残留熱除去機能喪失時の注水までの想定時間	全交流動力電源喪失時の注水までの想定時間																																																											
12時間 (不確かさで確認するケース)	100	1.67×10 ⁴	約2.7時間	約4.2時間	2時間	2時間																																																											
24時間 (有効性評価で確認するケース)	52	1.40×10 ⁴	約4.3時間	約6.1時間	2時間	2時間																																																											

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	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>全交流動力電源喪失により現場の照明設備が消灯することも考えられるが、作業員はヘッドライト等のバッテリー式の照明を保有しており、線量が上昇する前(4. より最短約2時間)の退避が十分可能である。</p> <p>なお、作業員の避難が必要な場合は、避難指示及び立ち入り制限が実施されるため、作業員は緊急作業を除き現場の安全性が確認される前に再入域することはない。</p> <p>復旧に際しては放射能汚染等を確認し、現場の安全性が確認された後実施する。</p> <p>6. 原子炉隔離時冷却系による注水について</p> <p>原子炉隔離時冷却系の設計として、作動には1.03MPa[gage]以上の原子炉圧力を必要としており、原子炉停止時の初期圧力は大気圧程度まで低下しているため、評価において原子炉隔離時冷却系による注水に期待していない。ただし、有効性評価で想定しているような原子炉未開放状態において事象進展とともに原子炉の圧力が上昇し、原子炉隔離時冷却系による注水が可能となることが考えられる。なお、原子炉隔離時冷却系の点検の準備として弁の電源等に隔離操作(アイソレーション)を実施していることも考えられるが、これらの事故時に原子炉隔離時冷却系での注水を必要とした際は運転員がただちに復旧を実施することが可能であるため、原子炉隔離時冷却系の使用の問題とならない。</p> <p>7. まとめ</p> <p>崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時で想定する原子炉停止1日後において、必要な遮蔽を確保できる水位を下回ることはない。</p> <p>また、評価条件の不確かさを考慮して原子炉停止12時間後の状態を想定した場合でも、現場の作業員の退避を考慮すると4. で評価した必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕である2時間に比べ十分時間がある。さらに、これらの時間余裕は「添付資料5.1.1 2. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の</p>	<p>一旦避難指示が出ると管理区域内への入域制限が実施されるため、作業員は緊急作業を除き現場の安全性が確認される前に再入域することはない。</p> <p>(添付資料5.1.5)</p> <p>6. 原子炉隔離時冷却系による注水について</p> <p>原子炉隔離時冷却系(以下「RCIC」という。)の設計として、作動には約1.04MPa[gage]以上の原子炉圧力を必要としており、停止時の原子炉の初期圧力は大気圧程度まで低下しているため、評価においてRCICによる注水に期待していない。ただし、有効性評価で想定しているような原子炉未開放状態において事象進展とともに原子炉の圧力が上昇し、RCICによる注水が可能となることが考えられる。なお、RCICの点検の準備として弁の電源等に隔離操作を実施していることも考えられるが、これらの事故時にRCICでの注水を必要とした際は、運転員がただちに復旧を実施することが可能であるため、RCICの使用の問題とならない。</p> <p>7. まとめ</p> <p>崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失で想定する原子炉停止1日後において、必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕は、崩壊熱除去機能喪失時の注水開始までの時間(2時間)、全交流動力電源喪失時の注水準備完了までの時間(25分)に対して十分な余裕があることを確認した。</p> <p>また、評価条件の不確かさを考慮して原子炉停止12時間後、原子炉初期水温100℃の状態を想定した場合でも、POS-Aに比べて約1.7時間短くなるものの、放射線の遮蔽に必要な水位は維持される。</p>	<p>全交流動力電源喪失により現場の照明設備が消灯することも考えられるが、現場作業員はヘッドライト等のバッテリー式の照明を保有しており、線量が上昇する前(4. より事象発生から最短約2.7時間)の退避が十分可能である。</p> <p>なお、作業員の避難が必要な場合は、避難指示及び立ち入り制限が実施されるため、作業員は緊急作業を除き現場の安全性が確認される前に再入域することはない。</p> <p>復旧に際しては放射線汚染等を確認し、現場の安全性が確認された後実施する。</p> <p>6. 原子炉隔離時冷却系による注水について</p> <p>原子炉隔離時冷却系の設計として、作動には0.74MPa[gage]以上の原子炉圧力を必要としており、原子炉停止時の初期圧力は大気圧程度まで低下しているため、評価において原子炉隔離時冷却系による注水に期待していない。ただし、有効性評価で想定しているような原子炉未開放状態において事象進展とともに原子炉の圧力が上昇し、原子炉隔離時冷却系による注水が可能となることが考えられる。なお、原子炉隔離時冷却系の点検の準備として弁の電源等に隔離操作(アイソレーション)を実施していることも考えられるが、これらの事故時に原子炉隔離時冷却系での注水を必要とした際は運転員がただちに復旧を実施することが可能であるため、原子炉隔離時冷却系の使用の問題とならない。</p> <p>7. まとめ</p> <p>崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時で想定する原子炉停止1日後において、必要な遮蔽を確保できる水位を下回ることはない。</p> <p>また、評価条件の不確かさを考慮して原子炉停止12時間後、原子炉初期水温100℃の状態を想定した場合でも、4. で評価した必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕である約2.7時間に比べ十分時間がある。さらに、これらの時間余裕は「添付資料5.1.1 2. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・記載方針の相違【東海第二】 ・評価結果の相違【柏崎6/7】 ・記載方針の相違【東海第二】 ・設備設計の相違【柏崎6/7, 東海第二】 ・評価結果の相違【柏崎6/7, 東海第二】

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

表1 評価条件を最確条件とした場合の影響評価について (運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)

項目	評価条件 (初期、事故及び再燃条件)		最確条件	
	評価条件 (初期、事故及び再燃条件) の不確かさ	評価条件	最確条件	最確条件
燃料の崩壊熱	約 22.0Mw (約 14.0Mw (A型)、原子炉停止1日後)	約 2200 MW (再燃熱)	約 2200 MW (再燃熱)	約 2200 MW (再燃熱)
原子炉冷却水	約 40℃～約 53℃ (再燃熱)	52℃	約 40℃～約 53℃ (再燃熱)	52℃
原子炉圧力	通常運転水位(セパレーターから+119mm)	通常運転水位(セパレーターから+119mm)	通常運転水位(セパレーターから+119mm)	通常運転水位(セパレーターから+119mm)
原子炉圧力	大気圧	大気圧	大気圧	大気圧

※1 原子炉停止直後、サイクル期間の停止時冷温試験に向けた高温維持(80℃程度)などの特殊な場合を除く。
 ※2 原子炉停止直後、原子炉圧力投与装置作動などの特殊な場合を除く。
 ※3 添付資料 5.1.1、原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸気の抑制効果を考慮した計算 (原子炉圧力容器が閉鎖状態) による評価を参照

添付資料5.1.1.8

表1 評価条件を最確条件とした場合の影響評価について (運転停止中 崩壊熱除去機能喪失) (運転停止中 崩壊熱除去機能喪失) (1/3)

項目	評価条件 (初期、事故及び再燃条件)		最確条件	
	評価条件 (初期、事故及び再燃条件) の不確かさ	評価条件	最確条件	最確条件
燃料の崩壊熱	約 18.0Mw (約 10.0Mw (A型)、原子炉停止1日後)	約 18.0Mw (約 10.0Mw (A型)、原子炉停止1日後)	約 18.0Mw (約 10.0Mw (A型)、原子炉停止1日後)	約 18.0Mw (約 10.0Mw (A型)、原子炉停止1日後)
原子炉冷却水	約 52℃	52℃	約 52℃ (再燃熱)	52℃
原子炉圧力	通常運転水位(セパレーターから+126mm)	通常運転水位(セパレーターから+126mm)	通常運転水位(セパレーターから+126mm)	通常運転水位(セパレーターから+126mm)
原子炉圧力	大気圧	大気圧	大気圧	大気圧

※1 過去のプラント停止操作記録時の全閉制御弁挿入から約 24 時間経過後の原子炉冷却水の実際の実測データ。

表1 評価条件を最確条件とした場合の影響評価について (運転停止中 崩壊熱除去機能喪失) (運転停止中 崩壊熱除去機能喪失) (1/3)

項目	評価条件 (初期、事故及び再燃条件)		最確条件	
	評価条件 (初期、事故及び再燃条件) の不確かさ	評価条件	最確条件	最確条件
燃料の崩壊熱	約 14.0Mw (約 9.0Mw (A型)、原子炉停止1日後)	約 1400 MW (再燃熱)	約 1400 MW (再燃熱)	約 1400 MW (再燃熱)
原子炉冷却水	約 20℃～約 46℃ (再燃熱)	52℃	約 20℃～約 46℃ (再燃熱)	52℃
原子炉圧力	通常運転水位(セパレーターから+126mm)	通常運転水位(セパレーターから+126mm)	通常運転水位(セパレーターから+126mm)	通常運転水位(セパレーターから+126mm)
原子炉圧力	大気圧	大気圧	大気圧	大気圧

初期条件

※1 過去のプラント停止操作記録時の全閉制御弁挿入から約 24 時間経過後の原子炉冷却水の実際の実測データ。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)

東海第二発電所 (2018.9.12版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

・相違理由は本文参照。

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

項目	評価条件 (初期、事故及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉圧力容器の状態	事故ごとに変化	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事故進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉圧力容器の開放による影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	評価項目となるパラメータは、評価条件と同様であるため、事故進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉圧力容器の開放による影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
事故条件	燃料の容量	約2.040tL	通常時の燃料タンクの運用量を参考に設定	最確条件とした場合は、評価条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
	起因事故、安全機能の喪失に対する原因	—	運転中の崩壊熱除去系の稼働を想定	評価条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。
機器条件	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事故進展に大きく影響しないことから、資源の観点で新しい外部電源なしを設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合、事故進展は同じであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事故進展は同じであることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残存熱除去系(低圧注水モータ)	95㎫/h以上で注水	低圧注水系の設計値として設定	残存熱除去系の設計値として設定	残存熱除去系と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。
機器条件	残存熱除去系(原子炉停炉冷却ポンプ)	熱交換器1基あたり約800kW (原子炉停炉冷却ポンプ出力温度32℃、海水温度30℃において)	崩壊熱除去系の設計値として設定	崩壊熱除去系の設計値として設定	残存熱除去系と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。
	残存熱除去系(原子炉停炉冷却ポンプ)	熱交換器1基あたり約800kW (原子炉停炉冷却ポンプ出力温度32℃、海水温度30℃において)	崩壊熱除去系の設計値として設定	崩壊熱除去系の設計値として設定	残存熱除去系と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。

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

項目	評価条件 (初期、事故及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止1日後の表層を考慮して設定	最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事故進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力が高くなる場合は、崩壊熱除去系に余裕がなくなる可能性があることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、原子炉圧力が低下する場合は、崩壊熱除去系に余裕がなくなる可能性があることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	評価項目となるパラメータは、評価条件と同様であるため、事故進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
事故条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事故進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉圧力容器の開放による影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	評価項目となるパラメータは、評価条件と同様であるため、事故進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料の容量	約800kL	燃料貯蔵タンクの管理下限値を設定	最確条件とした場合は、評価条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
事故条件	起因事故、安全機能の喪失に対する原因	残存熱除去系機能喪失	運転中の残存熱除去系の故障を想定	残存熱除去系と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。	残存熱除去系と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。
	外部電源	—	外部電源の有無は事故進展に影響しないことから、資源の観点で新しい外部電源なしを設定。発生1時間後の(1時間ごとの)中央制御室の監視により残存熱除去系(原子炉停炉冷却ポンプ)の停止を確保する時間)を設定することにより、余裕を確保する。	外部電源がない場合と外部電源がある場合、事故進展は同じであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事故進展は同じであることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

※2 原子炉停止直後、原子炉圧力容器耐圧試験実施時等の特殊な場合を除く。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20版)

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

項目	評価条件 (初期、事故及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉水位	通常運転水位以上	原子炉停止1日後の水位	最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなるが、注水操作は原子炉水位に低下した時点で停止するのではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の発生を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに与える影響は大きい。
初期条件	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止1日後の表層を考慮して設定	最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事故進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力が低下する場合は、崩壊熱除去系に余裕がなくなる可能性があることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事故進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉圧力容器耐圧試験の状態	事故毎に変化	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	原子炉圧力容器の耐圧試験は、評価条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	原子炉圧力容器の耐圧試験は、評価条件と同様であるため、事故進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	燃料の容量	1,180m ³ (合計貯蔵量)	発電炉内に貯留している合計容量を参考に、最確条件を余裕で確保する条件を設定	最確条件とした場合は、評価条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
	燃料の容量	1,180m ³	発電炉内に貯留している合計容量を参考に、最確条件を余裕で確保する条件を設定	最確条件とした場合は、評価条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—

※2 原子炉停止直後、原子炉圧力容器耐圧試験などの特殊な場合を除く。

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

項目	評価条件(初期、事故及び機器条件)の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系(低圧注水系)	1,605m ³ /h	残留熱除去系(低圧注水系)の設計値として設定	評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)	熱交換器1基当たり約43MW以上(原子炉冷却材温度100℃、海水温度32℃において)	熱交換器の設計性能に基づき、残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	—

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

項目	評価条件(初期、事故及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
事故条件	起因事象(安全機能の喪失に対する仮定)	残留熱除去系の機能喪失	運転中の残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の故障を想定	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に与える影響はない。
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は、崩壊熱除去機能の喪失に伴う原子炉水位の低下に影響しないことから、資源の観点で厳しいうち外部電源なしを設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	残留熱除去系(低圧注水モード)	1,136 m ³ /hで注水	残留熱除去系(低圧注水モード)の設計値として設定	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に与える影響はない。
	残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)	熱交換器1基あたり約9MW(原子炉冷却材温度52℃、海水温度30℃において)	残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の設計値として設定	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に与える影響はない。

表2 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (運転停止中 崩壊熱除去機能喪失) (2/2)

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

第2表 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (運転停止中 崩壊熱除去機能喪失) (2/2)

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) による崩壊熱除去機能復旧 操作条件	事象発生から45分後	状況判断、逃がし安全機能 (自動減圧機能) による原子炉維持操作、状態維持保護系電圧及び残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) による崩壊熱除去機能復旧に要する時間を考慮して設定	-	-	-	残留熱除去系 (低圧注水モード) により、原子炉への注水を実施していることから、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) による崩壊熱除去機能復旧には時間余裕がある。	所要時間を36分と想定しているところ、訓練実績では、約20分である。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

表2 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (運転停止中(崩壊熱除去機能喪失)) (2/2)

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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)

7 日間における燃料の対応について (運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)

添付資料 5.1.8

炉別	時系列	合計	判定
7号炉	非常用ディーゼル発電機 3台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,440.4L/h × 24h × 7日 × 3台 = 722.672L	7日間の軽油消費量 約725kL	7号炉軽油タンク容量は約1,020kL(注1)であり、7日間対応可能。
6号炉	非常用ディーゼル発電機 3台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,491.0L/h × 24h × 7日 × 3台 = 752.472L	7日間の軽油消費量 約755kL	6号炉軽油タンク容量は約1,020kL(注1)であり、7日間対応可能。
1号炉	非常用ディーゼル発電機 2台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,879.0L/h × 24h × 7日 × 2台 = 631.344L	7日間の軽油消費量 約635kL	1号炉軽油タンク容量は約650kL(注2)であり、7日間対応可能。
2号炉	非常用ディーゼル発電機 2台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,879.0L/h × 24h × 7日 × 2台 = 631.344L	7日間の軽油消費量 約635kL	2号炉軽油タンク容量は約650kL(注2)であり、7日間対応可能。
3号炉	非常用ディーゼル発電機 2台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,879.0L/h × 24h × 7日 × 2台 = 631.344L	7日間の軽油消費量 約635kL	3号炉軽油タンク容量は約650kL(注2)であり、7日間対応可能。
4号炉	非常用ディーゼル発電機 2台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,879.0L/h × 24h × 7日 × 2台 = 631.344L	7日間の軽油消費量 約635kL	4号炉軽油タンク容量は約650kL(注2)であり、7日間対応可能。
5号炉	非常用ディーゼル発電機 2台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,879.0L/h × 24h × 7日 × 2台 = 631.344L	7日間の軽油消費量 約635kL	5号炉軽油タンク容量は約650kL(注2)であり、7日間対応可能。
その他	1号炉軽油タンク及び2号炉軽油タンク及び3号炉軽油タンク及び4号炉軽油タンク及び5号炉軽油タンク及び6号炉軽油タンク及び7号炉軽油タンク(合計)の残容量(合計)は約650kLであり、7日間対応可能。	7日間の軽油消費量 約135kL	

添付資料 5.1.8

プラント状況：1号炉停止中。
 事象：崩壊熱除去機能喪失は4号炉及び7号炉を想定。保守的に全ての設備が、事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。
 注1：至プラントで3日間燃費が完了することとし、5号炉原子炉用軽油貯蔵タンク(可搬型)燃費設備等、プラントに設置しない設備も対象とする。
 注2：燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定。
 注3：保安規定に基づく燃費。

東海第二発電所 (2018.9.12版)

添付資料 5.1.9

7日間における燃料の対応について
(運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)

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

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2台起動 ^{※1} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,440.4L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 2台 (運転台数) = 約 484.0kL	7日間の軽油消費量 約 755.5kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kLであり、7日間対応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 ^{※2} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 775.6L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 1台 (運転台数) = 約 130.3kL		
常設代替高圧電源装置 2台起動 ^{※3} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 420.0L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 2台 (運転台数) = 約 141.2kL		
緊急時対策用発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 411L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 1台 (運転台数) = 約 70.0kL	7日間の軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kLであり、7日間の対応可能

※1 事故収束に必要なディーゼル発電機は非常用ディーゼル発電機1台であるが、保守的にディーゼル発電機2台の起動を仮定した。
 ※2 事故収束に必要なではないが、保守的に起動を仮定した。
 ※3 緊急用母線の電源を、常設代替高圧電源装置2台で確保することを仮定した。

島根原子力発電所 2号炉

添付資料 5.1.8

7日間における燃料の対応について
(運転停止中 (崩壊熱除去機能喪失))

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

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2台起動 ^{※1} (燃料消費率は保守的に最大負荷(定格出力運転)時を想定) 1.618m ³ /h × 24h × 7日 × 2台 = 543.648m ³	7日間の軽油消費量 約 700m ³	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約 730m ³ であり、7日間対応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に最大負荷(定格出力運転)時を想定) 0.927m ³ /h × 24h × 7日 × 1台 = 155.736m ³		
緊急時対策用発電機 1台 (燃料消費率は保守的に最大負荷(定格出力運転)時を想定) 0.0469 m ³ /h × 24h × 7日 × 1台 = 7.8792m ³	7日間の軽油消費量 約 8m ³	緊急時対策用燃料地下タンクの容量は約 45m ³ であり、7日間対応可能

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

備考

- 設備の相違
【柏崎 6/7】
島根 2号炉は、緊急時対策用発電機用の燃料タンクを有している。また、モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。
- 評価結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】