

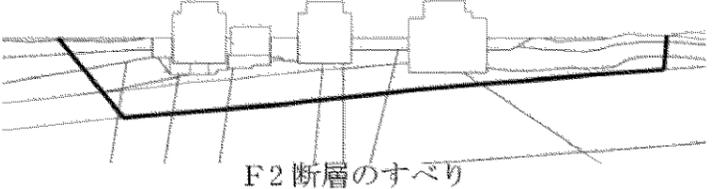
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙2）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p style="text-align: right;">別紙2</p> <p style="text-align: center;">外部事象（地震）に特有の事故シーケンスについて</p> <p>1. はじめに            外部事象のうち、地震 PRA を実施した結果、内部事象 PRA では抽出されていない建屋・構築物（原子炉建屋）の損傷、建屋・構築物（原子炉圧力容器・原子炉格納容器）の損傷といった事故シーケンスが抽出されている点、内部事象 PRA では有意な頻度ではなかった原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失の全体に占める寄与割合が大きくなっている点が地震事象の特徴となっている。</p> <p>また、これら事故シーケンスに加え、計測・制御系喪失、直流電源喪失、格納容器バイパスについては、事象進展の特定、詳細な事故シーケンスの定量化が困難であるため、保守的に炉心損傷直結事象として整理している点も地震事象評価特有の扱いである。</p> <p>以下では、これら地震事象に特有の各事故シーケンス（炉心損傷直結事象）について、地震 PRA 評価における脆弱性評価や事故シーケンス評価における条件設定の妥当性等について再整理の上、炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループとして取り扱うべきかの検討を実施した。</p> <p>2. 炉心損傷直結事象について            炉心損傷直結事象として整理した各事故シーケンスに関連する建屋・構築物、機器の脆弱性評価や事故シーケンスの評価条件や想定シナリオ等の詳細についてあらためて確認を行うとともに、評価の最適化について検討を実施した。</p> <p>2.1 建屋・構築物（原子炉建屋）の損傷            (1) 想定事故シナリオ            原子炉建屋については、「原子炉建屋」又は「原子炉建屋基礎地盤すべり線」の損傷を以て原子炉建屋損傷としており、このうち、寄与が大きい要因は「原子炉建屋基礎地盤すべり線」である。</p> <p>原子炉建屋又は原子炉建屋を支持している基礎地盤が損傷に至ることで、建屋内の原子炉格納容器、原子炉圧力容器等の機器及び構築物が大規模な損傷を受ける可能性があり、緩和系による炉心損傷防止に期待できる可能性を厳密に考慮することが困難なため、直接炉心損傷に至る事故シナリオとして整理している。</p>	<p style="text-align: right;">別紙2</p> <p style="text-align: center;">外部事象に特有の事故シーケンスについて</p> <p>1. はじめに            外部事象のうち、地震・津波 PRA を実施した結果、内的事象 PRA では抽出されていない以下の(1)から(7)の事故シーケンスが抽出された。</p> <p>(1) 原子炉建屋損傷            (2) 格納容器損傷            (3) 原子炉圧力容器損傷            (4) 原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失 (E x c e s s i v e L O C A)            (5) 計装・制御系喪失            (6) 格納容器バイパス            (7) 防潮堤損傷</p> <p>以下では、これら地震事象に特有の各事故シーケンスについて、地震・津波 PRA 評価における脆弱性評価や事故シーケンス評価における条件設定の妥当性等について再整理し、炉心損傷防止対策の有効性評価の対象とする事故シーケンスグループとして取り扱うべきかの検討を実施した。</p> <p>2. 炉心損傷に直結する事故シーケンスグループ            上記の(1)から(7)の事故シーケンスについては、それぞれの発生頻度は低く、これら事故シーケンスを除く事故シーケンスにより全炉心損傷頻度の約 99%は炉心損傷防止対策でカバーされるものであるが、(1)から(7)の事故シーケンスのそれぞれについて、地震・津波 PRA における脆弱性評価や事故シーケンス評価における条件設定の妥当性等について改めて確認した。</p> <p>2.1 原子炉建屋損傷            (1) 想定事故シナリオ            原子炉建屋が損傷することで、建屋内の格納容器、原子炉圧力容器等の構築物及び機器が広範囲にわたり損傷し、原子炉注水を行った場合においても炉心損傷を回避できないことを想定した事故シーケンスである。</p> <p>実際には地震による原子炉建屋の損傷程度により発生する事象の厳しさは以下のとおりの範囲を有している。</p> <p>&lt;小規模な損傷の場合&gt;            地震による原子炉建屋損傷として建屋全損壊ではなく一部フロア程度の損傷を想定する場合には、大規模な LOCA (E x c e s s i v e L O C A) には至らない可能性があり、外部電源喪失等の過渡事象が発生した場合においても、</p>	<p>・東海第二の基礎地盤は十分な支持性能を有しているものと判断。「基礎地盤すべり線」ではなく「原子炉建屋損傷」を説明。            ・評価対象の違いによる記載の相違。</p>

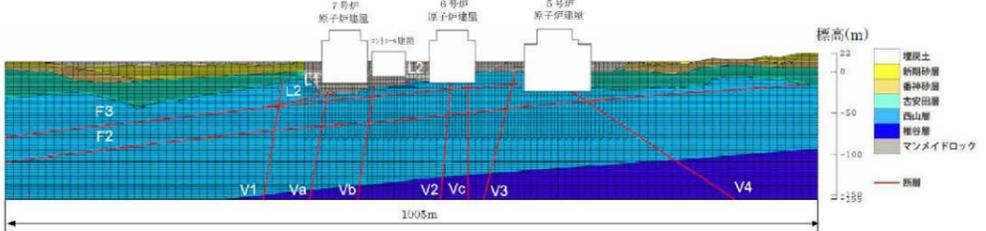
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙2）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>【炉心損傷頻度】<math>3.8 \times 10^{-6}</math> / 炉年（点推定値）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉建屋基礎地盤すべり線：<math>3.5 \times 10^{-6}</math> / 炉年（点推定値）</li> <li>原子炉建屋：<math>7.2 \times 10^{-7}</math> / 炉年（点推定値）</li> </ul> <p>【全炉心損傷頻度への寄与割合】約25%</p> <p>(2) フラジリティ評価</p> <p>a. 評価対象機器/評価部位</p> <p>一般社団法人日本原子力学会発行の「原子力発電所の地震を起因とした確率論的安全評価実施基準：2007」（以下「地震PSA学会標準」という。）に従えば、建屋基礎地盤、周辺斜面等の地盤のすべり破壊、転動の可能性のある岩塊を評価対象として、すべり安全率の小さなすべり線上の土塊及び不安定な岩塊を選定することが求められる。</p> <p>原子炉建屋基礎地盤の場合、基準地震動 <math>S_s</math> を対象として実施した設置変更許可申請書 添付書類六の「基礎地盤の安定性評価」に基づいて、第1図に示す最小安全率を算定したすべり線を評価対象として選定している。</p>  <p>第1図 最小すべり安全率を示すすべり      (6号及び7号炉原子炉建屋基礎地盤)</p> <p>b. 評価方法</p> <p>フラジリティ評価方法として「現実的耐力と現実的応答による方法（応答解析に基づく</p>	<p>原子炉注水機能等が健全な場合は炉心損傷に至ることはない。</p> <p>&lt;大規模な損傷の場合&gt;</p> <p>建屋損傷時に、緩和できない大規模なLOCA (Excessive LOCA) が発生すると同時に、建屋内の原子炉注水系配管が構造損傷して原子炉注水機能も喪失するため、炉心損傷に至る。建屋損傷の二次的被害により、格納容器や格納容器の貫通配管が損傷しており、閉じ込め機能にも期待することはできない。</p> <p>このように損傷の発生程度に応じて影響程度が変化する事故シーケンスであるものの、地震による建屋損傷状態及び機能喪失する機器を特定することが困難であることから、これらの様々な損傷の程度・組合せを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止が困難な事故シーケンスとして整理した。</p> <p>【炉心損傷頻度】<math>1.5 \times 10^{-7}</math> / 炉年（点推定値）</p> <p>【全炉心損傷頻度への寄与割合】約0.2%</p> <p>(2) フラジリティ評価の保守性</p> <p>a. 評価対象機器/評価部位</p> <p>原子炉建屋の支配的な損傷モード及び部位としては、建屋の崩壊シーケンスを踏まえて、層崩壊を伴う耐震壁のせん断破壊を選定した。</p> <p>b. 評価方法</p> <p>原子炉建屋は、「現実的耐力と現実的応答による方法（応答解析に基づく方法）」</p>	<p>・本資料は事故シーケンス選定の観点での考え方を整理する資料であるため、東海第二では、内部事象PRA及び地震・津波PRAを含めた全炉心損傷頻度に対する、本事故シーケンスの炉心損傷頻度の寄与割合を記載。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙2）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>く方法)」を選択した。評価手法は地震PSA学会標準に準拠した手法とする。</p> <p>現実的耐力に相当する地盤強度は、試験結果に基づき設定した。ばらつきについては、LHS法（Latin Hypercube Sampling, ラテン超方格法）によってサンプリングし、任意に組み合わせたデータセット30ケースを用いることで評価した。</p> <p>現実的応答については、試験結果に基づき設定した物性値を用いて、地震応答解析を実施することにより評価した。地震応答解析は、等価線形化法による周波数応答解析手法を用い、水平・鉛直動を同時入力している。</p> <p>地盤のせん断剛性については、ばらつきを考慮した値を設定し、地震応答解析を実施することにより評価を行った。ばらつきは、LHS法によってサンプリングし、任意に組み合わせたデータセット30ケースを用いることで評価する。</p> <p>応答解析モデルは、設置変更許可申請書 添付書類六の「基礎地盤の安定性評価」における地盤モデルを用いた。基礎地盤の解析モデルを第2図に示す。</p>  <p>第2図 解析用要素分割図（6号及び7号炉汀線平行断面）</p> <p>フラジリティ評価では、まず、模擬地震波と平均物性値を用いた地震応答解析を実施することで、すべり安全率が1.0となる限界加速度を算定する。地盤物性値のばらつきを評価するため、LHS法によってサンプリングしたデータセット30ケースを設定する。データセット30ケースを用いて、限界加速度に相当する模擬地震波を入力条件とした地震応答解析、すべり安全率の算定を行い、フラジリティ曲線を算出する。HCLPF (High confidence of low probability of failure) は信頼度95%フラジリティ曲線をもとに算出した。</p> <p>原子炉建屋基礎地盤のフラジリティ曲線を第3図に示す。</p>	<p>によりフラジリティを評価した。評価手法は地震PSA学会標準に準拠した手法としている。</p>	<p>・評価対象の違いによる記載の相違。</p>

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備 考
<div data-bbox="332 285 997 724" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="430 751 931 791" data-label="Text"> <p>(中央値:1193Gal, <math>\beta_R</math>:0.043, <math>\beta_U</math>:0.15)</p> </div> <div data-bbox="495 819 839 856" data-label="Caption"> <p>第3図 フラジリティ曲線</p> </div> <div data-bbox="106 928 1237 1281" data-label="Text"> <p>なお、最終的な HCLPF、中央値については、二次元基礎地盤安定解析における奥行き方向の側面抵抗効果を考慮して、上述の手法により得られた値に対して係数 1.5 を乗じている (HCLPF: 1.33G, 中央値: 1.83G, <math>\beta_R</math>: 0.043, <math>\beta_U</math>: 0.15)。奥行き方向の側面抵抗効果とは、二次元解析では期待していない平面奥行き方向のすべり面の抵抗を考慮するものであり、設置変更許可申請書 添付書類六の「基礎地盤の安定性評価」において、検討対象とした解析断面に対する効果を確認している。F2 断層沿いのすべりを想定する安全率 1.3 のケース (第 1 図) に対して奥行き方向の側面抵抗を考慮する場合、すべり安全率は 2.7 (約 2.1 倍) となる。</p> </div> <div data-bbox="106 1333 768 1371" data-label="Section-Header"> <p>c. 決定論的耐震評価/設計基準地震動に対する裕度</p> </div> <div data-bbox="106 1375 1237 1549" data-label="Text"> <p>設置変更許可申請書 添付書類六の「基礎地盤の安定性評価」の中では、二次元解析において期待していない平面奥行き方向のすべり面の抵抗を検討している。奥行き方向の側面抵抗を考慮した結果、すべり安全率の最小値は 2.7 であり、基準地震動 <math>S_s</math> を用いた決定論的評価における基礎地盤の安定性には十分な裕度がある。</p> </div> <div data-bbox="106 1600 792 1638" data-label="Section-Header"> <p>(3) 現実的評価/最適評価 (フラジリティ/シナリオ)</p> </div> <div data-bbox="106 1644 1237 1818" data-label="Text"> <p>a. 現行評価手法 (すべり安全率) における保守性について原子炉建屋基礎地盤の安定性は、すべり安全率を指標として評価を行う。しかし、実現象を考えれば、原子炉建屋の設置されている平坦な敷地に対して、地震動に起因したすべり線に沿った土塊の破壊・変形を想定することは困難である。</p> </div> <div data-bbox="106 1822 1237 1906" data-label="Text"> <p>基礎地盤の耐震安定性評価に当たって採用されているすべり安全率評価には、以下の保守性が含まれていると考えることができる。</p> </div>	<div data-bbox="1305 1600 1751 1638" data-label="Section-Header"> <p>c. フラジリティ曲線の保守性等</p> </div> <div data-bbox="1317 1644 2377 1774" data-label="Text"> <p>原子炉建屋のフラジリティ曲線は、原子炉建屋の最弱部位の損傷を模擬したフラジリティであり、建屋全体の損壊を模擬したものではないため、建屋全体崩壊に至るまでは余裕があると考えられる。</p> </div>	<div data-bbox="2383 218 2831 256" data-label="Text"> <p>・評価対象の違いによる記載の相違。</p> </div>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙2）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>○力のつり合い条件に基づく評価をしていることによる保守性</p> <p>土木工学の分野では、斜面の安定性を検討するに当たり、想定したすべり線上の力のつり合い条件に基づいた安全率により評価・設計を行う。斜面の場合、地震動の継続時間のうち極めてわずかな時間でも、地震に起因する滑動力が地盤の抵抗力を上回り、すべり線が破壊に至れば、安定性を失った斜面土塊が重力の作用により不安定な状態（崩壊）に至る懸念があり、すべり安全率を指標とした設計が一般的に実施されている。</p> <p>一方で、基礎地盤の安定性について検討する場合、支持力と変形（沈下）を指標とした評価が一般的であり、原子力発電所の基礎地盤に要求されるすべり安全率評価は一般的ではない。平坦な基礎地盤を考える場合、地震動の継続時間の中で、すべり線が破壊に至った場合でも、不安定な土塊が形成されることはない。また、地震に起因する滑動力が地盤の抵抗力を上回る（すべり安全率が1.0を下回り破壊に至る）のは微小な時間であり、大変形が生じることは考えられない。</p> <p>基礎地盤のすべり安全率に対する考え方は、斜面設計の考え方と地盤の極限支持力の考え方を勘案して、保守的に導入されたものと推定される。なお、地盤安定性評価を実施する上で一般的な指標となる支持力については、申請書に記載したとおり、原位置試験等により得られた極限支持力と建物・構築物の荷重を評価することにより、十分な安全性を確認している。</p> <p>○地盤モデルにおける断層の扱いにおける保守性</p> <p>基礎地盤の解析モデルの作成に当たっては、主要な断層が直線的に連続するものであると仮定している。実際の断層では、走行・傾斜、破碎部形状・性状に変化があることから、一様な解析モデル上の断層と比較すれば、大きな抵抗力を有するものと推定される。</p> <p>b. 基礎地盤に対する現実的評価</p> <p>既往の審査指針、JEAG等の中では、基礎地盤の安定性を評価するに当たり、すべり安全率を指標とした評価を要求しているが、その評価には保守性が含まれると考えられる。地震PSA学会標準では、より現実的な地盤耐力の評価手法として、許容すべり量の評価についても言及していることから、非線形有限要素解析を適用した検討を行い、変形量について評価する。</p> <p>UHS(10<sup>-6</sup>)相当地震波(2138Gal)を入力した場合、基礎地盤に変形が生じる可能性は否定できないものの、安全上重要な機器・配管系の安全機能に支障を与えるものではないと考えられる。以下に検討結果の概要を示す。</p> <p>○非線形有限要素解析を適用した検討</p> <p>フラジリティ評価を実施した等価線形解析に替えて、地震後の残留変形量を評価することができる非線形有限要素解析により変形量評価を行った。UHS(10<sup>-6</sup>)相当地震波を入力し、変形量を評価する。なお、非線形有限要素解析に適用する地盤モデルは、フラ</p>		<p>・評価対象の違いによる記載の相違。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙2）

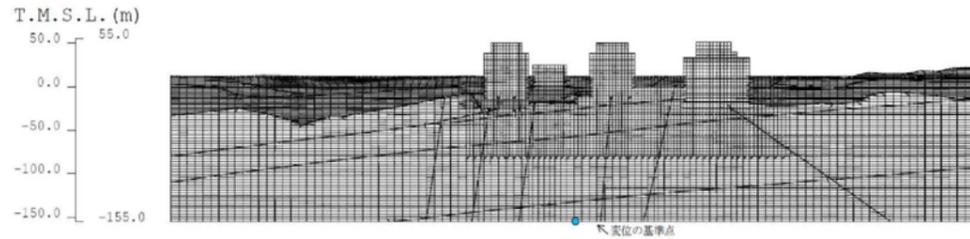
柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>ジリティ評価に適用したモデルと共通とする。</p> <p>非線形有限要素解析の結果を第4～6図及び第1表に示す。地震後の残留傾斜は、6号炉原子炉建屋で1/1500、7号炉原子炉建屋で1/2800と算定された。残留傾斜は1/1000以下であり、安全上重要な機器・配管系の安全機能に支障を与えるものではない。</p> <p>以上より、非線形有限要素解析を適用してUHS(10<sup>-6</sup>)相当地震波(2138Gal)を入力した結果、基礎地盤に変形が生じる可能性は否定できないものの、安全上重要な機器・配管系の安全機能に支障を与えるものではないと考えられる。</p>		<p>・評価対象の違いによる記載の相違。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

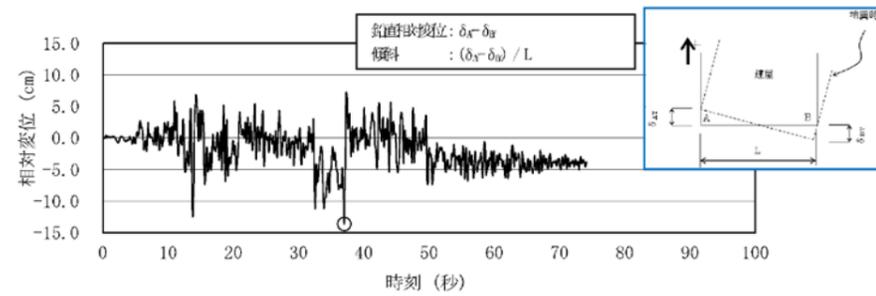
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機

東海第二発電所

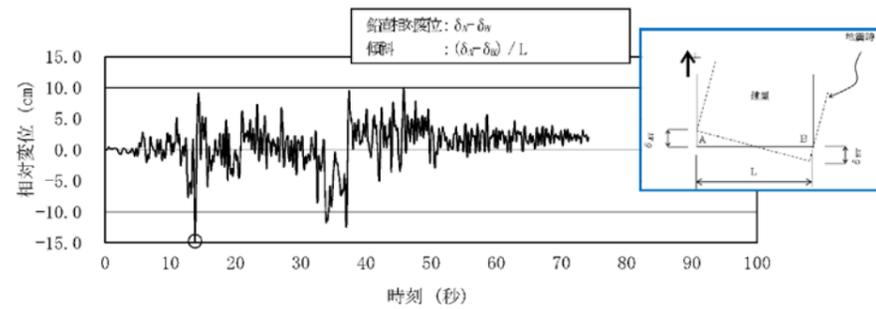
備考



第 4 図 非線形有限要素解析 残留変形 (UHS (10<sup>-6</sup>) 相当地震波)



第 5 図 6 号炉原子炉建屋の鉛直相対変位量 (UHS (10<sup>-6</sup>) 相当地震波)



第 6 図 7 号炉原子炉建屋の鉛直相対変位量 (UHS (10<sup>-6</sup>) 相当地震波)

第 1 表 非線形有限要素解析による原子炉建屋の変位まとめ

	最大鉛直 相対変位 (cm)	最大傾斜	発生時刻 (秒)	残留鉛直 相対変位 (cm)	残留傾斜
6 号炉	-13.6	-1/400	37.00	-3.8	-1/1500
7 号炉	-14.7	-1/300	13.78	2.0	1/2800

・評価対象の違いによる記載の相違。

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙2）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>(4) 有効性評価における事故シーケンスグループとしての取扱い</p> <p>以上のとおり、建屋・構築物（原子炉建屋）の損傷シーケンスの評価は、現状のフラジリティ評価手法にかなりの保守性を有していると考えられ、このような高い加速度領域における基礎地盤変形が起きるといことは現実的には考えにくい。</p> <p>仮に基礎地盤変形が起きた場合に考え得るシナリオとしては、原子炉建屋自体の損傷に伴う建屋内機器の機能喪失ではなく、建屋間に生じる可能性のある相対変位による建屋間を貫通している機器等の損傷である。建屋間を貫通している機器としては、配管、電線管・ケーブルトレイがあるが、電線管・ケーブルトレイが損傷に至った場合であっても、ケーブルは、ある程度、余長をもった施工がなされていることから、(3)に示したような変位に対して断線に至る可能性は小さい。そのため、想定し得るのは配管の損傷であるが、緩和系に係る配管で損傷が想定されるのは、原子炉建屋とタービン建屋（熱交換器エリア）を貫通している原子炉補機冷却水系配管、給水系配管及び消火系配管、また、コントロール建屋と原子炉建屋を貫通している純水補給水系配管等がある。原子炉補機冷却水系配管が破断するシナリオは既存の事故シーケンスグループである原子炉補機冷却水系喪失として整理されている。また、破断箇所からの溢水により、全ての水が原子炉建屋内へ流入することは現実的には考えられないものの、その場合の事故シナリオについても、高圧・低圧注水機能喪失として整理される。</p> <p>以上を総合的に勘案した上で、本事象については新たな有効性評価の事故シーケンスグループとしては取り扱わないこととした<sup>1</sup>。</p> <hr/> <p><sup>1</sup> 建屋間相対変位による配管の損傷にとどまらず、大規模な範囲での損傷を仮定した場合、地震による原子炉建屋の損傷程度や緩和系の健全性を評価の上、事故シーケンスを特定することは困難であり、炉心損傷対策の有効性評価の事故シーケンスグループとしては適切ではない。</p>	<p>(3) 有効性評価における事故シーケンスグループとしての取扱い</p> <p>本事故シーケンスの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも <math>1.5 \times 10^{-7}</math> /炉年であり、全炉心損傷頻度 (<math>7.5 \times 10^{-5}</math> /炉年) に対して約 0.2%と小さい。</p> <p>さらに、損傷の程度によっては、非常用炉心冷却系等による原子炉冷却、格納容器スプレイ冷却系等による格納容器冷却により、影響を緩和できる可能性があること及びフラジリティ評価が持つ保守性を考慮すると、原子炉建屋の損傷を有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして新たに追加することは不要と判断した。</p> <p>2.2 格納容器損傷</p> <p>(1) 想定事故シナリオ</p> <p>格納容器が損傷することで、格納容器内の原子炉圧力容器等の構造物及び機器が広範囲にわたり損傷し、原子炉注水を行った場合においても炉心損傷を回避できないことを想定した事故シーケンスである。</p> <p>実際には地震による格納容器の損傷程度により発生する事象の厳しさは以下のとおりの範囲を有している。</p> <p>&lt;小規模な損傷の場合&gt;</p> <p>地震による格納容器損傷として、一部のみの損傷を想定する場合には、原子炉冷却材圧力バウンダリが健全で大規模なLOCA (Excessive LOCA) が発生しない可能性があり、外部電源喪失等の過渡事象が発生した場合においても、原子炉注水機能等が健全な場合は炉心損傷に至ることはない。</p> <p>&lt;大規模な損傷の場合&gt;</p>	<p>・評価対象の違いによる記載の相違。</p> <p>・東海第二では、格納容器損傷と原子炉圧力容器損傷を別の起因事象として抽出。</p> <p>・評価対象の違いによる記載の相違。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙2）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
	<p>格納容器内の配管及びECCS注入配管が同時に構造損傷して、大規模なLOCA (Excessive LOCA) が発生すると同時に、原子炉注水機能も喪失するため、炉心損傷に至る。なお、この場合、格納容器が損傷しており、閉じ込め機能にも期待することはできない。</p> <p>このように損傷の発生程度に応じて影響程度が変化する事故シーケンスであるものの、地震による格納容器損傷状態及び機能喪失する機器を特定することは困難であることから、これらの様々な損傷の程度・組合せを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止が困難な事故シーケンスとして整理した。</p> <p>【炉心損傷頻度】 <math>4.1 \times 10^{-9}</math> / 炉年（点推定値）      【全炉心損傷頻度への寄与割合】 0.1%未満</p> <p>(2) フラジリティ評価の保守性</p> <p>a. 評価対象機器／評価部位</p> <p>格納容器の損傷により炉心損傷に至る事故シナリオに対して、支配的な機器として、格納容器スタビライザ及び格納容器下部シアラグを選定している。これらの構造物の位置関係を第1図に示す。</p> <p>格納容器スタビライザは、原子炉遮へい壁からの水平方向の地震荷重を原子炉建屋に伝達するために、原子炉遮へい壁と格納容器上部シアラグを結ぶ構造物であり、原子炉遮へい壁の最頂部にトラス状に設置されている。</p> <p>また、格納容器下部シアラグは、格納容器円錐部下部付近に設置されており、格納容器の水平方向の地震荷重及びダイアフラムフロアを介して伝達される原子炉圧力容器ペDESTALからの水平方向の地震荷重を原子炉建屋に伝達する構造となっている。</p> <p>b. 評価方法</p> <p>今回のフラジリティ評価では、決定論による耐震評価結果に基づき、耐力係数と応答係数を用いた安全係数法によりフラジリティを評価した。</p> <p>c. フラジリティ曲線の保守性等</p> <p>格納容器スタビライザ及び格納容器下部シアラグの構造強度評価は、地震応答解析により算出した時刻歴荷重データのうち当該部位に負荷される最大荷重を用いて、その地震荷重（最大荷重）を交番荷重ではなく、静的に負荷され続けている状態を想定して評価を行っており、保守的な評価となっている。</p> <p>さらに、格納容器は複数の格納容器スタビライザ及び格納容器下部シアラグにより支持されているが、最大地震荷重を受けるものが損傷した時点で、格納容器損傷に至るとしている点にも保守性がある。</p> <p>(3) 有効性評価における事故シーケンスグループとしての取り扱い</p> <p>本事故シーケンスの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも <math>4.1 \times 10^{-9}</math> / 炉年であり、全炉心損傷頻度 (<math>7.5 \times 10^{-5}</math> / 炉年) に対して0.1%未満と小さい。</p> <p>最大地震荷重を受ける格納容器スタビライザが損傷した場合でも、荷重の再配分により残りの格納容器スタビライザ及び原子炉圧力容器ペDESTALで原子炉遮へい</p>	<p>・評価対象の違いによる記載の相違。</p> <p>・内部事象PRA及び地震・津波PRAを含めた全炉心損傷頻度に対する寄与割合を記載。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙2）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備 考
<p>2.2 建屋・構築物（原子炉压力容器・原子炉格納容器）の損傷</p> <p>(1) 想定事故シナリオ</p> <p>原子炉压力容器及び原子炉格納容器のいずれか又は両方の損傷は、原子炉格納容器内の構築物や原子炉压力容器等の損傷に続く事象の進展が複雑であり、緩和系による事象収束について厳密に考慮することは合理的ではないことから、直接炉心損傷に至る事故シナリオとして整理している。</p> <p>【炉心損傷頻度】<math>8.9 \times 10^{-7}</math> / 炉年（点推定値）          【全炉心損傷頻度への寄与割合】約6%</p>	<p>壁の地震荷重を受けることができることから、直ちに原子炉遮へい壁が転倒するには至らず、原子炉冷却材圧力バウンダリ配管の一部損傷若しくは破損に留まるものと考えられる。この場合は既存のLOCAシナリオと同様の進展になることが想定される。</p> <p>また、最大地震荷重を受ける格納容器下部シアラグが損傷した場合でも、荷重の再配分により残りの格納容器下部シアラグ及びダイアフラムフロアで原子炉压力容器ペDESTALの地震荷重を受けることができることから、直ちに原子炉压力容器ペDESTALが転倒するには至らず、原子炉冷却材圧力バウンダリ配管の一部損傷若しくは破損に留まるものと考えられる。この場合は既存のLOCAシナリオと同様の進展になることが想定される。</p> <p>以上を総合的に勘案した上で、本事象については、有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして新たに追加することは不要と判断した。</p> <p>2.3 原子炉压力容器損傷</p> <p>(1) 想定事故シナリオ</p> <p>原子炉压力容器の支持機能喪失等により、原子炉压力容器に接続されている原子炉冷却材圧力バウンダリ配管の損傷や、原子炉冷却材の流路閉塞が発生することにより、原子炉注水を行った場合においても炉心損傷を回避できないことを想定した事故シーケンスである。</p> <p>実際には地震による原子炉压力容器の損傷程度により発生する事象の厳しさは以下のとおりの範囲を有している。</p> <p>＜小規模な損傷の場合＞</p> <p>地震による原子炉压力容器損傷として、原子炉压力容器の一部のみの損傷を想定する場合には、原子炉冷却材圧力バウンダリ配管の全周破断に至らず冷却材の注入が可能な場合や、炉内構築物の一部変形のみで原子炉冷却材の流路の完全な閉塞に至らない可能性があり、原子炉注水機能等が健全ならば炉心損傷を防止できる。</p> <p>＜大規模な損傷の場合＞</p> <p>原子炉压力容器の損傷により、原子炉冷却材圧力バウンダリ配管の全周破断による原子炉注水機能の喪失や、炉内構築物の大規模破断による冷却材流路の閉塞により、炉心の除熱が困難となり炉心損傷に至る。</p> <p>このように損傷の程度に応じて影響が変化する事故シーケンスであるものの、地震による原子炉压力容器損傷状態を特定することは困難であることから、これらの様々な損傷の程度・組合せを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止が困難な事故シーケンスとして整理した。</p> <p>【炉心損傷頻度】<math>2.2 \times 10^{-7}</math> / 炉年（点推定値）          【全炉心損傷頻度への寄与割合】約0.3%</p>	<p>・評価対象の違いによる記載の相違。</p> <p>・東海第二では、格納容器損傷と原子炉压力容器損傷を別の起因事象として抽出。</p> <p>・評価対象の違いによる記載の相違。</p> <p>・内部事象PRA及び地震・津波PRAを含めた全炉心損傷頻度に対する寄与割合を</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

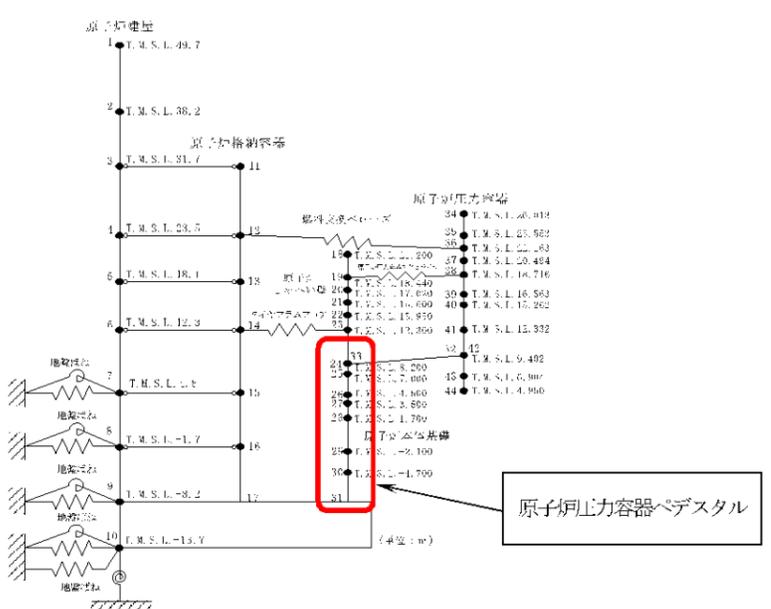
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙2）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備 考
<p>(2) フラジリティ評価</p> <p>a. 評価対象機器/評価部位</p> <p>建屋・構築物（原子炉圧力容器・原子炉格納容器）の損傷を起因とする燃料損傷に対して最も大きな影響をもつ設備は、原子炉圧力容器ペDESTALである。原子炉圧力容器ペDESTALの概要図を第7図に示す。</p> <p>原子炉圧力容器ペDESTAL下層は内外にある2枚の円筒鋼板（内筒、外筒）から構成されている。これらの鋼板はたてリブ鋼板（隔壁）により一体化され、鋼板間にコンクリートを充填した構造物である。</p> <p>地震時には、ダイヤフラムフロアを介して、原子炉圧力容器ペDESTAL頂部に原子炉建屋からせん断力が伝達される。</p> <p>原子炉圧力容器のスカート状の支持脚が、原子炉圧力容器ペDESTALのブラケットに設置され、120本の基礎ボルトによって固定されており、地震時に原子炉圧力容器から原子炉圧力容器ペDESTALにせん断力・モーメントが伝達される。</p> <p>原子炉圧力容器ペDESTAL基部は、リングガーダを介してアンカボルト（内筒側160本、外筒側320本）により原子炉格納容器底部に定着されており、原子炉圧力容器ペDESTALに付加された荷重は、この基部に伝達される。</p> <p>決定論による耐震評価結果において、地震荷重に対して裕度が小さい部位（アンカボルト、たてリブ）を、フラジリティの評価部位とした。</p>	<p>(2) フラジリティ評価の保守性</p> <p>a. 評価対象機器/評価部位</p> <p>原子炉圧力容器の損傷により炉心損傷に至る事故シナリオに対して、比較的大きな影響を及ぼす機器は、第1表に示すFV重要度から、原子炉圧力容器の蒸気乾燥器支持ブラケット及び原子炉圧力容器スタビライザである。これらの構造物の位置関係を第2図に示す。</p>	<p>記載。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>評価対象の違いによる記載の相違。</li> <li>評価対象の違いによる記載の相違。</li> </ul>

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>※数値は概略値</p> <p>第7図 原子炉压力容器ペデスタルの概要図</p> <p>b. 評価方法              今回のフラジリティ評価では、決定論による耐震評価結果に基づき、耐力係数と応答係数を用いた簡易的な安全係数法によりフラジリティを評価した。</p> <p>c. 決定論的耐震評価/設計基準地震動に対する裕度              原子炉建屋内の原子炉压力容器、原子炉格納容器、原子炉压力容器ペデスタル等の大型機器・構造物は、支持構造上から建屋との連成が無視できないため、地盤・建屋と連</p>	<p>b. 評価方法              今回のフラジリティ評価では、決定論による耐震評価結果に基づき、耐力係数と応答係数を用いた安全係数法によりフラジリティを評価した。</p> <p>c. フラジリティ曲線の保守性等              蒸気乾燥器支持ブラケット及び原子炉压力容器スタビライザの構造強度評価は、原子炉压力容器の地震応答解析により算出した最大荷重を用いて、その地震</p>	<p>・評価対象の違いによる記載の相違。</p>

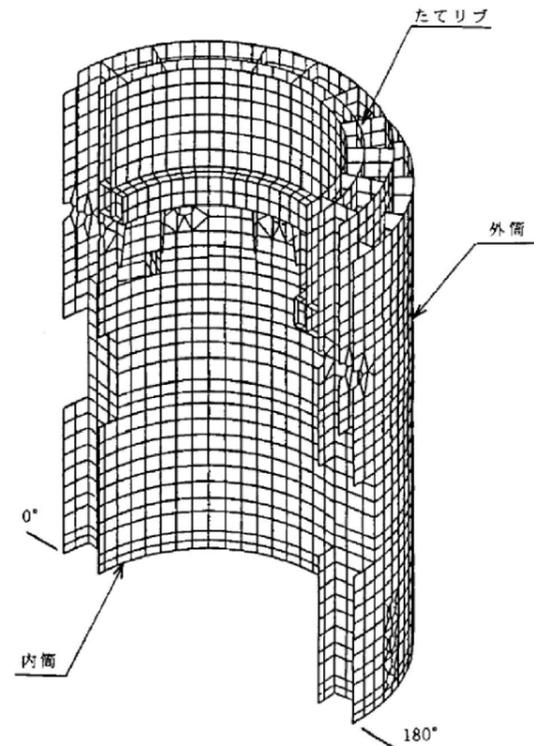
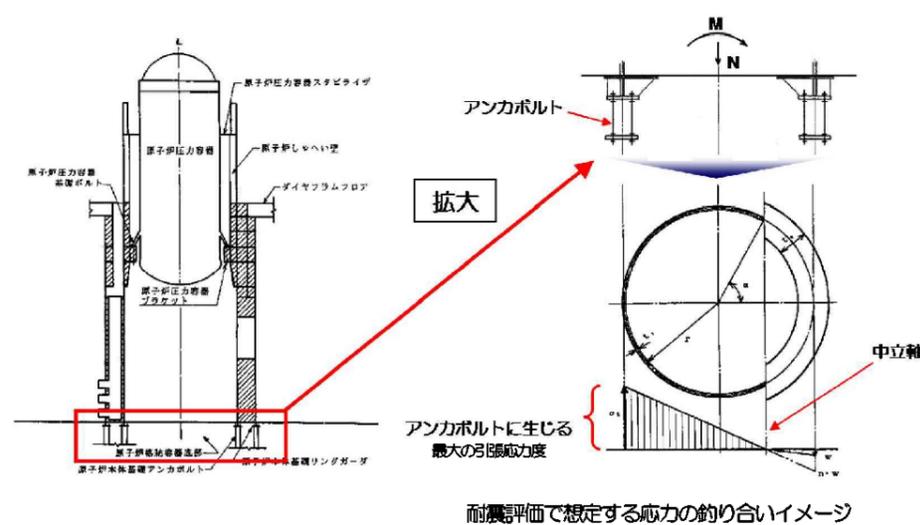
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>成し、コンクリート、鋼板の剛性を適切に考慮した解析モデルにより、基準地震動 Ss による地震応答解析を時刻歴解析で実施する（第8図）。</p>  <p>第8図 原子炉遮蔽壁、原子炉圧力容器ペデスタル及び原子炉圧力容器 地震応答解析モデル（NS方向）</p> <p>原子炉圧力容器ペデスタルのたてリブの構造強度評価においては、上記の地震応答解析により算出した時刻歴荷重データのうち最大荷重を用いて有限要素法による解析を実施している（第9図）。このとき、コンクリートの強度を無視して、最大荷重を静的に扱い評価を行っている。</p> <p>原子炉圧力容器ペデスタルのアンカボルトの構造強度評価においては、上記の地震応答解析により算出した時刻歴荷重データのうち最大荷重を静的に扱い、応力のつり合い式の計算を行っている（第10図）。</p> <p>たてリブ及びアンカボルトにおいては、ともに地震荷重（最大荷重）を交番荷重ではなく、静的に負荷され続けている単調荷重を想定して評価を行っているところに保守性がある<sup>2</sup>。さらに、たてリブの構造強度評価ではコンクリート強度を無視しているところにも保守性がある。</p> <p><sup>2</sup> 交番荷重を単調荷重として扱うことによる耐震設計上の余裕が一般的に知られている。</p>	<p>荷重（最大荷重）を交番荷重ではなく、静的に負荷され続けている状態を想定して評価を行っており、保守的な評価となっている。</p>	<p>・評価対象の違いによる記載の相違。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div data-bbox="210 226 1130 877" data-label="Figure"> <p>IAEA International Workshop 19-21 June 2008 Kashiwazaki, Japan</p> <p><b>応力評価に含まれる余裕 (2/2)</b></p> <p>■ 地震荷重の交番性による余裕</p> <p>① 地震荷重は交番荷重であり、単調荷重に比べてより大きな変形に耐える          ② エネルギー吸収効果により、より大きな地震力に耐える</p> <p>荷重 → 応力          時間</p> <p>単調荷重</p> <p>地震波 <math>f, h</math> → 応力          時間</p> <p>交番荷重</p> <p>単調荷重の場合          交番荷重の場合</p> <p>変位</p> <p>地震力 (加速度)</p> <p>荷重繰り返し          返しによる          エネルギー          吸収効果</p> <p>単調荷重と交番荷重の比較</p> <p>TOSHIBA Leading Innovation &gt;&gt;&gt;</p> <p>MITSUBISHI</p> <p>HITACHI</p> <p>68</p> </div> <p data-bbox="172 892 1175 951">東芝 電力システム社、三菱重工業、日立 GE ニュークリア・エナジー、 “Seismic Design Approach in Japanese NPPs”, IAEA International Workshop 19-21 June 2008 Kashiwazaki, Japan</p>		<p>・評価対象の違いによる記載の相違。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号機	東海第二発電所	備 考
 <p>第9図 原子炉圧力容器ペDESTAL 解析モデル概要図</p>  <p>第10図 決定論による耐震評価のイメージ (アンカボルト)</p>		<p>・評価対象の違いによる記載の相違。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙2）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備 考
<p>(3) 現実的評価/最適評価（フラジリティ/シナリオ）            現実的な損傷に対して評価を行うとすれば、鋼板、アンカ部、基礎マット及び充填コンクリート全体を詳細にモデル化して応答解析を行う詳細法が考えられるが、今回の評価としては保守的な決定論的評価に基づいた簡易的な方法により評価しているため、原子炉圧力容器ペDESTALの支持性能が実際に失われる地震動の大きさは、耐震評価から求まる地震動の大きさよりもはるかに大きいと考えられる。また、原子炉圧力容器ペDESTALが支持機能を喪失する地震動の大きさであっても、ダイヤフラムフロアや原子炉格納容器の壁が存在するため、原子炉圧力容器が大きく傾くスペースは存在せず、原子炉圧力容器に接続されている一次系配管の一部破断又は破損にとどまると考えられる。</p> <p>(4) 有効性評価における事故シーケンスグループとしての取扱い            以上のとおり、建屋・構築物（原子炉圧力容器・原子炉格納容器）の損傷シーケンスの評価は、現状のフラジリティ評価手法にかなりの保守性を有していると考えられ、現実的な耐性がPRAの結果に現れているものではない。            仮にペDESTALにおける支持機能の喪失が起きた場合に考え得るシナリオとして、(3)のとおり、一次系配管の一部破断又は破損が生じるにとどまり、想定し得る範囲においては、これによる冷却材喪失（LOCA）の発生が考えられるが、この場合の事象進展は、既存のLOCAシナリオと同様の進展となることが想定される。            以上を総合的に勘案した上で、本事象については新たな有効性評価の事故シーケンスグループとしては取り扱わないこととした。</p> <p>2.3 原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失            (1) 想定事故シナリオ            原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失については、地震によるスクラム後、SRVの開放失敗による原子炉圧力上昇又は地震による直接的な荷重により、原子炉格納容器内の原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管が損傷に至るシナリオを想定している。いずれの場合も原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷の規模や緩和系による事象収束可能性の評価が困難なため、保守的にExcessive LOCA相当とし、炉心損傷に至る事故シナリオとして整理している。  <b>【炉心損傷頻度】</b> <math>8.2 \times 10^{-7}</math> / 炉年（点推定値）  <b>【全炉心損傷頻度への寄与割合】</b> 約5%</p> <p>(2) フラジリティ評価            ①SRV 開失敗シナリオ            a. 評価対象機器/評価部位            事故シーケンスとしては、過渡事象や外部電源喪失、全交流動力電源喪失時の発生を</p>	<p>(3) 有効性評価における事故シーケンスグループとしての取扱い            本事故シーケンスの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも <math>2.2 \times 10^{-7}</math> / 炉年であり、全炉心損傷頻度 (<math>7.5 \times 10^{-5}</math> / 炉年) に対して約0.3%と小さい。            また、原子炉圧力容器等の損傷による炉心損傷に至る事故シナリオに対して、蒸気乾燥器支持ブラケットの支持機能が喪失したとしても、炉心との間には気水分離器が設置されており直接炉心に接触することはなく、また、原子炉圧力容器スタビライザの支持機能が喪失したとしても、原子炉圧力容器の周囲を囲む原子炉遮へい壁等の存在により原子炉圧力容器が大きく傾くことはなく、その影響は原子炉圧力容器に接続されている配管の一部破損に留まるものと考えられる。この場合は既存のLOCAシナリオと同様の進展になることが想定される。            以上を総合的に勘案した上で、本事象については、有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして新たに追加することは不要と判断した。</p> <p>2.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失（Excessive LOCA）            (1) 想定事故シナリオ            原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失については、地震によるスクラム後、逃がし安全弁の開放失敗による原子炉圧力上昇又は地震による直接的な荷重により原子炉格納容器内の原子炉冷却材圧力バウンダリ配管が損傷に至るシナリオを想定している。いずれの場合も原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷の規模や影響緩和系による事象収束可能性の評価が困難なため、保守的にExcessive LOCA相当とし、炉心損傷に至る事故シナリオとして整理している。  <b>【炉心損傷頻度】</b> <math>3.0 \times 10^{-10}</math> / 炉年（点推定値）  <b>【全炉心損傷頻度への寄与割合】</b> 0.1%未満</p> <p>① 逃がし安全弁開失敗シナリオ            ①- (1) フラジリティ評価の保守性            a. 評価対象機器/評価部位</p>	<p>・内部事象PRA及び地震・津波PRAを含めた全炉心損傷頻度に対する寄与割合を記載。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙2）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備 考
<p>想定しているが、いずれのケースにおいても、SRVの損傷に起因している。</p> <p>b. 評価方法 SRVの構造上、最弱部の決定論的評価結果に基づき、フラジリティ評価を実施している。</p> <p>②原子炉格納容器内配管損傷シナリオ</p> <p>a. 評価対象機器/評価部位 原子炉圧力容器に接続された配管で、原子炉格納容器内を通る配管を有する系統について、配管本体及びその支持構造物のフラジリティを評価した。</p> <p>b. 評価方法 配管の評価は、各系統で耐震評価上厳しい決定論の結果に基づき、フラジリティ評価</p>	<p>事故シーケンスとしては、過渡事象や外部電源喪失、交流電源喪失、直流電源喪失の発生時を想定しているが、いずれのケースにおいても、逃がし安全弁の機能損傷（開失敗）を想定している。</p> <p>b. 評価方法 今回のフラジリティ評価では、決定論による耐震評価結果に基づき、耐力係数と応答係数を用いた安全係数法によりフラジリティを評価した。</p> <p>c. フラジリティ曲線の保守性等 逃がし安全弁については、合計18台設置されているものの、フラジリティ評価上は、機器の完全相関を仮定しており、単一機器の評価＝全体の評価としている。共通原因故障として単一機器の機能喪失を全台機能喪失と仮定すること自体は保守的な取り扱いではあるが、実際には機器配置の差など、応答に差があることを踏まえると、さらに余裕があると言える。</p> <p>①-② 有効性評価における事故シーケンスグループとしての取扱い 本事故シーケンスの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも <math>3.0 \times 10^{-10}</math> / 炉年であり、全炉心損傷頻度 (<math>7.5 \times 10^{-5}</math> / 炉年) に対して0.1%未満と小さい。 逃がし安全弁開失敗によるLOCAシナリオとして、逃がし安全弁全数破損により原子炉圧力が過剰に上昇し原子炉冷却材圧力バウンダリが広範囲に破損に至ることを想定し、影響緩和系に期待できず炉心損傷が回避不可となるケースを考え、炉心損傷直結としている。 ただし、①-①のとおり、要因となっている逃がし安全弁の現状のフラジリティ評価に保守的な仮定をおいており、現実的な事故シナリオとしては、合計18台ある逃がし安全弁が同時損傷する可能性は極めて低いことから、Excessive LOCAには至ることなく影響緩和系による事象収束が期待できる。そのため、炉心損傷に至る確率が十分小さいと判断し、有効性評価の事故シーケンスグループとしては取り扱わないこととした。</p> <p>② 格納容器内配管損傷シナリオ</p> <p>②-① フラジリティ評価の保守性</p> <p>a. 評価対象機器/評価部位 本評価では、格納容器内を通る配管について、系統ごとに地震荷重に対して裕度が小さい部位を、評価部位として選定した。</p> <p>b. 評価方法 今回のフラジリティ評価では、決定論による耐震評価結果に基づき、耐力係</p>	<p>・記載場所の違いによる記載の相違。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙2）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備 考
<p>を実施している。</p> <p>c. 決定論的耐震評価/設計基準地震動に対する裕度          地震力をモーダル解析による応答スペクトル法により算出する配管系は、その配管系の振動性状を考慮したモデルを用い、適切な減衰定数により地震応答解析を行う。          配管系の地震応答解析に用いる減衰定数、評価基準値等は保守的に設定されており、裕度を確保している。          配管本体については設計に比べて大きな耐震裕度を有しており、既往研究結果等からも設計想定レベルを上回る地震力に対して健全性を維持することが確認されている。          「平成15年配管系終局強度試験」においては、配管バウンダリが設計レベルの約12倍の耐震裕度を有していることが確認された。          平成18年に実施した電共研における配管系耐震試験では、配管サポート及び定着部を含めて模擬した配管サポート系試験体の実規模加振試験を実施しており、配管及びサポートについて、設計で許容されるレベルに対して少なくとも9倍の耐震裕度があることを確認している。</p> <p>(3) 現実的評価/最適評価（フラジリティ/シナリオ）</p> <p>①SRV 開失敗シナリオ          フラジリティ評価上、地震動による損傷は、全18台あるSRVの間で完全相関すると仮定している。これは保守的な取扱いであり、実際には機器配置の差等により応答に差があることを踏まえると、更に余裕があると言える。</p> <p>②原子炉格納容器内配管損傷シナリオ          現実的な損傷に対して評価を行うとすれば、配管及び配管サポートを一体でモデル化した応答解析を行う詳細法が考えられるが、今回の評価としては保守的な決定論的評価に基づいた簡易的な方法により評価しているため、配管系が損傷に至る地震動の大きさは、耐震評価から求まる地震動の大きさよりもはるかに大きいと考えられる。</p> <p>(4) 有効性評価における事故シーケンスグループとしての取扱い</p> <p>①SRV 開失敗シナリオ          PRA評価では、SRV開失敗によるLOCAシナリオとして、SRV全数破損により原子炉圧力が過剰に上昇し、原子炉冷却材圧力バウンダリが広範囲・大規模に破損に至ることを想定し、緩和系に期待できず炉心損傷が回避不可となるケースを考え、炉心損傷直結としている。</p>	<p>数と応答係数を用いた安全係数法によりフラジリティを評価した。</p> <p>c. フラジリティ曲線の保守性等</p> <p>配管本体については、設計に比べて大きな耐震裕度を有しており、既往研究結果等からも設計想定レベルを上回る地震力に対して健全性を維持することが確認されている。「配管系終局強度試験」（平成10年度～平成15年）<sup>[1]</sup>においては、許容応力度（3Sm）の10倍の応力強さにおいても塑性崩壊又は疲労による破損は生じないことなどが確認されている。</p> <p>上記のような現実的な損傷に対して現実的な評価を行うとすれば、配管および配管サポートを一体でモデル化した応答解析を行う詳細法が考えられるが、今回の評価としては保守的な決定論的評価に基づいた安全係数法により評価しているため、配管系が損傷に至る地震動の大きさは、耐震評価から得られた地震動の大きさよりも十分に大きいと考えられる。          格納容器内配管が地震により疲労損傷した場合においても、大径配管が疲労により全周破損に至る可能性は小さく、その場合、原子炉冷却材の流出量は、LOCAで想定している流出量を大きく下回る。</p> <p>②- (2) 有効性評価における事故シーケンスグループとしての取扱い</p>	<p>・記載場所の違いによる記載の相違。</p> <p>・記載場所の違いによる記載の相違。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙2）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>ただし、(3)①のとおり、要因となっている SRV の現状のフラジリティ評価にかなり保守的な仮定をおいており、現実的な事故シナリオとしては、合計 18 台ある SRV が同時損傷する可能性は極めて低いことから、Excessive LOCA には至ることなく緩和系による事象収束が期待できる。そのため、炉心損傷に至る確率が十分小さいと判断し、有効性評価の事故シーケンスグループとしては取り扱わないこととした<sup>3</sup>。</p> <hr/> <p>3 Excessive LOCA を仮定した場合でも、ECCS 系による注水流量では足りないほどの原子炉冷却材の流出が考えられることから、この事故シーケンスは、LOCA 時に ECCS 系による注水機能が喪失した場合と類似の状況となる可能性が高いと考えられ、「LOCA 時注水機能喪失」の事故シーケンスグループに整理できる。また、Excessive LOCA 発生時には、大破断 LOCA+SBO シーケンスと同様に、早い段階で炉心損傷に至ることから、炉心損傷防止対策を講じることは困難である。そのため、本事故シーケンスについては、炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループとして定義するのではなく、格納容器破損防止対策を講じることにより、格納容器閉じ込め機能を維持できるようにしておくことが重要であると考えられる。</p> <p>②原子炉格納容器内配管損傷シナリオ</p> <p>PRA 評価では、原子炉格納容器内配管損傷による LOCA シナリオとして、損傷程度（規模、範囲）を特定することは困難であるものの、(3)②のとおり、フラジリティ評価にかなり保守的な仮定をおいており、現実的な事故シナリオとしては、Excessive LOCA には至ることなく緩和系による事象収束が期待できると考えられるため、炉心損傷に至る確率が十分小さいと判断し、有効性評価の事故シーケンスグループとしては取り扱わないこととした。</p> <p>2.4 計測・制御系喪失</p> <p>(1) 想定事故シナリオ</p> <p>計装・制御系が損傷した場合、プラントの監視及び制御が不能に陥る可能性があること、発生時のプラント挙動に対する影響が現在の知見では明確ではないことから、保守的に直接炉心損傷に至る事故シナリオとして整理している。</p> <p>【炉心損傷頻度】<math>6.9 \times 10^{-8}</math> / 炉年（点推定値）    【全炉心損傷頻度への寄与割合】1%未満</p> <p>(2) フラジリティ評価</p> <p>a. 評価対象機器/評価部位</p> <p>計測・制御系喪失において評価対象となる電気計装機器は、制御盤、計装ラック及びバイタル交流電源設備である。</p> <p>これらの電気計装機器について、基礎ボルトの構造損傷及び盤又は計装ラック全体に</p>	<p>本事故シーケンスの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも <math>3.0 \times 10^{-10}</math> / 炉年であり、全炉心損傷頻度 (<math>7.5 \times 10^{-5}</math> / 炉年) に対して 0.1%未満と小さい。</p> <p>格納容器内配管損傷による LOCA シナリオとして、損傷程度（規模、範囲）を想定することは困難であるものの、②- (1) のとおり、フラジリティ評価に保守的な仮定を置いており、現実的な事故シナリオとしては、Excessive LOCA には至ることなく影響緩和系による事象収束が期待できると考えられるため、炉心損傷に至る確率が十分小さいと判断し、有効性評価の事故シーケンスグループとしては取り扱わないこととした。</p> <p>2.5 計装・制御系喪失</p> <p>(1) 想定事故シナリオ</p> <p>地震により計装・制御系が損傷した場合、プラントの監視及び制御ができなくなる可能性があること、発生時のプラント挙動に対する影響が現在の知見では明確でないことから、保守的に直接炉心損傷に至る事故として整理している。</p> <p>【炉心損傷頻度】<math>3.7 \times 10^{-10}</math> / 炉年（点推定値）    【全炉心損傷頻度への寄与割合】0.1%未満</p> <p>(2) フラジリティ評価の保守性</p> <p>a. 評価対象機器/評価部位</p> <p>計測・制御系喪失において評価対象となる電気計装機器は、制御盤及び計装ラックであり、これらの機能損傷について評価している。</p>	<p>・内部事象 PRA 及び地震・津波 PRA を含めた全炉心損傷頻度に対する寄与割合を記載。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙2）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備 考
<p>おける機能損傷について評価している。</p> <p>b. 評価方法          制御盤及びバイタル交流電源設備は、盤の形状がいずれも直立盤に分類されることから、水平方向の耐力評価については、過去に直立盤について機能確認済加速度値を検証している旧独立行政法人原子力安全基盤機構（以下「旧 JNES」という。）の知見を用いて行った。          計装ラックについても水平方向の耐力評価については、旧 JNES による計装ラック全体を加振して検証した機能確認済加速度値が検証されていることから、この知見を用いて耐力評価を実施した。          鉛直方向については、既往の試験結果による機能確認済加速度値を適用することとした。</p> <p>c. 決定論的耐震評価/設計基準地震動に対する裕度          今回の耐力評価に使用している機能確認済加速度値は、誤動作を起こすまでの結果である場合が多く、電気計装機器の機能損傷レベルに対して余裕のある機能確認済加速度値を採用している。</p> <p>(3) 現実的評価/最適評価（ fragility / シナリオ）          今回の直立盤及び計装ラックの評価に適用した機能確認済加速度値は、盤及び内蔵器具類が再使用困難な状態まで検証を行った結果ではないことから、仮に地震動が機能確認済加速度値を超過した場合においても一時的な故障にとどまる可能性が高く、地震収束後に再起動操作等を適切に実施することにより機能回復が可能と考えられる。          そのため、今回の評価においては炉心損傷直結事象と整理してはいるが、現実的に、直立盤又は計装ラックが倒壊するような復旧困難な損傷でない限りは事象収束措置が図られること及び上記理由により機能回復が見込めることから、実態として炉心損傷に直結しないものと考えられる。</p> <p>(4) 有効性評価における事故シーケンスグループとしての取扱い          仮に直立盤又は計装ラックが倒壊し、機能回復が見込めないような場合で、その範囲により事象収束の可能性が残されている場合であっても、損傷の程度や、影響の程度によって変化する事故シーケンスを個別に特定していくことは困難である。          ただし、(3)のとおり、現実的な事故シナリオとしては、一時的な機能喪失にとどまる機器が多く、地震収束後に再起動操作を適切に実施することで緩和系による事象収束が期待できるため、炉心損傷に至る確率が十分小さいと判断し、有効性評価の事故シーケンスグループとしては取り扱わないこととした。</p>	<p>b. 評価方法          今回の fragility 評価では、決定論による耐震評価結果に基づき、耐力係数と応答係数を用いた安全係数法により fragility を評価した。</p> <p>c. fragility 曲線の保守性等          今回の耐力評価に使用している機能確認済加速度は、誤動作を起こすまでの試験結果である場合が多く、電気計装機器の実際の機能損傷レベルに対して余裕のある機能確認済加速度値を採用している。</p> <p>このため、機能維持確認済加速度値は、制御盤、計装ラック及びこれらに内蔵される器具が再使用困難な状態（構造損傷）となるまでを検証した結果ではないことから、仮に地震動が機能確認済加速度値を超過した場合においても一時的な機能喪失にとどまる可能性が高く、地震収束後に再起動操作等を適切に実施することにより機能回復が可能と考える。</p> <p>(3) 有効性評価における事故シーケンスグループとしての取扱い          本事故シーケンスの発生頻度は復旧可能な機能喪失の影響も含めた評価でも <math>3.7 \times 10^{-10}</math> / 炉年であり、全炉心損傷頻度 (<math>7.5 \times 10^{-5}</math> / 炉年) に対して 0.1% 未満と小さい。          現実的な事故シナリオとしては、一時的な機能喪失にとどまる機器が多く、地震収束後に再起動操作を適切に実施することで影響緩和系による事象収束が期待できるため、炉心損傷に至る確率が十分小さいと判断し、有効性評価の事故シーケンスグループとしては取り扱わないこととした。</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙2）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>2.5 直流電源喪失</p> <p>(1) 想定事故シナリオ</p> <p>直流電源系が損傷に至ることで、ほぼ全ての安全機能の制御機能が喪失することから直接炉心損傷に至る事故シナリオとして整理している。</p> <p>【炉心損傷頻度】<math>6.0 \times 10^{-8}</math> / 炉年（点推定値）      【全炉心損傷頻度への寄与割合】1%未満</p> <p>(2) フラジリティ評価</p> <p>a. 評価対象機器/評価部位</p> <p>直流電源喪失において評価対象となる電気計装機器は、蓄電池、充電器盤、直流主母線盤、ケーブルトレイ、電線管及び直流モータコントロールセンタである。</p> <p>これらの電気計装機器について、蓄電池架台と盤の基礎部の構造損傷、ケーブルトレイ及び電線管のサポート類の構造損傷及び盤における機能損傷について評価している。</p> <p>b. 評価方法</p> <p>蓄電池については蓄電池架台の基礎部についての構造損傷評価を実施し、ケーブルトレイ及び電線管については、ケーブルトレイと電線管の本体及び各サポート類の構造損傷を評価した。</p> <p>また、充電器盤及び直流主母線盤は、盤の形状がいずれも直立盤に分類されることから、水平方向の耐力評価については、過去に直立盤について機能確認済加速度値を検証している旧 JNES の知見を用いて行った。</p> <p>直流モータコントロールセンタについても水平方向の耐力評価については、旧 JNES によるモータコントロールセンタ全体を加振して検証した機能確認済加速度値が検証されていることから、この知見を用いて耐力評価を実施した。</p> <p>鉛直方向については、既往の試験結果による機能確認済加速度値を評価して適用することとした。</p> <p>c. 決定論的耐震評価/設計基準地震動に対する裕度</p> <p>今回の耐力評価に使用している機能確認済加速度値は、誤動作を起こすまでの結果である場合が多く、電気計装機器の機能損傷レベルに対して余裕のある機能確認済加速度値を採用している。</p> <p>直流電源喪失において、特に HCLPF が低い電線管及びケーブルトレイは、多数のサポート類における決定論上の評価結果より、最も裕度の低かった部位（最弱部位）の評価結果を適用して得られた結果である。</p> <p>よって、部分的に損傷を開始する可能性は考えられるが、多数の電線管等が全て同時に損傷するものではないと考えられる。さらに、電線管及びケーブルトレイの評価部位は、最弱部位（サポート類）に対する評価結果であり、電線管やケーブルトレイに収納されているケーブルが断線等により直接的に機能喪失に至ることを評価したものではありません。</p>		<p>・東海第二は、直流電源系の設備構成が異なることから、完全相関として扱っていないため、直接炉心損傷に至る事故シナリオとしては整理していない。</p> <p>・評価対象の違いによる記載の相違。</p> <p>・評価対象の違いによる記載の相違。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙2）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>ない。</p> <p>(3) 現実的評価/最適評価（フラジリティ/シナリオ）        今回の直立盤，直流モータコントロールセンタの評価に適用した機能確認済加速度値は，盤及び内蔵器具類が再使用困難な状態まで検証を行った結果ではないことから，仮に地震動が機能確認済加速度値を超過した場合においても一時的な故障にとどまる可能性が高く，地震収束後に再起動操作等を適切に実施することにより機能回復が可能と考えられる。</p> <p>また，ケーブルトレイ及び電線管に適用した決定論上の評価結果についても，最弱部位（サポート類）のうち，最も裕度の低い評価結果を適用した結果であることから，全てのサポートが同時に損傷するものではないと考えられること及びケーブル断線等の直接的な機能喪失を評価した結果を適用しているものではないことから，実際のケーブル断線等の機能損傷に至るまでには裕度があると考えられる。</p> <p>今回の評価結果から炉心損傷直結事象と整理してはいるが，現実的に，直立盤，直流モータコントロールセンタ又は蓄電池が倒壊するような復旧困難な損傷でない限り，事象収束措置が図られ，機能回復が見込めること及び電線管等についてもケーブル断線等の機能喪失に至るまでには裕度を有していることから，実態として炉心損傷に直結しないものと考えられる。</p> <p>(4) 有効性評価における事故シーケンスグループとしての取扱い        仮に一部の直流モータコントロールセンタや蓄電池が倒壊し復旧困難な場合においては，事象収束措置が困難となり炉心損傷に至るケースも想定されるものの，損傷の程度や影響の程度によって変化する事故シーケンスを個別に特定していくことは困難であり，大規模に機器が損傷に至る場合においては，更にその困難さや評価の不確かさが増すことから，PRA 評価では，直流電源喪失シナリオは，保守的に炉心損傷直結としている。</p> <p>ただし，(3)のとおり，現実的な事故シナリオとしては，一時的な機能喪失にとどまる機器に対し，地震収束後に適切に対応することで緩和系による事象収束が期待できるため，炉心損傷に至る確率が十分小さいと判断し，有効性評価の事故シーケンスグループとしては取り扱わないこととした。</p> <p>2.6 格納容器バイパス        (1) 想定事故シナリオ        格納容器バイパス事象は，インターフェイスシステム LOCA（以下「ISLOCA」という。）と，バイパス破断に細分化される。ISLOCA は，原子炉格納容器バウンダリ内外の高圧設計配管と低圧設計配管のインターフェイスの隔離機能が喪失することによって，原子炉格納容器外の低圧設計配管，弁等に原子炉冷却材の高圧負荷がかかり損傷が生じ，原子炉格納容器外へ原子炉冷却材流出を引き起こす事象である。バイパス破断は，通常開等</p>	<p>2.6 格納容器バイパス        (1) 想定事故シナリオ        格納容器バイパス事象は，常時開の隔離弁に接続している配管が格納容器外で破損すると同時に隔離弁が閉失敗することで，原子炉冷却材が流出する事象である。高温・高圧の原子炉冷却材が隔離不能な状態で格納容器外（原子炉建屋）へ流出し，原子炉建屋内の広範な影響緩和系に係る機器（電気品，計装品等）が機能喪失し，損傷の規模や影響緩和系による事象収束可能性の評価が困難なため，保守的に直接</p>	<p>・評価対象の違いによる記載の相違。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙2）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備 考
<p>の隔離弁に接続している配管が原子炉格納容器外で破損すると同時に隔離弁が閉失敗することで、原子炉冷却材が流出する事象である。</p> <p>本事故シーケンスにおいて支配的なシナリオは原子炉冷却材浄化系（以下「CUW」という。）隔離弁の下流側配管（耐震 B クラス）の地震による損傷と、通常開状態である隔離弁の同時損傷による隔離失敗に至ることでバイパス破断が発生するものである。事故シナリオとしては、原子炉冷却材が原子炉格納容器外へ流出することで、建屋内の広範な緩和系に係る機器（電気品、計装品等）が機能喪失するとし、直接炉心損傷に至るものと整理している。</p> <p>【炉心損傷頻度】<math>1.2 \times 10^{-7}</math> / 炉年（点推定値）      【全炉心損傷頻度への寄与割合】1%未満</p> <p>(2) フラジリティ評価      a. 評価対象機器/評価部位      本事故シーケンスで支配的なシナリオである格納容器バイパス破断については、CUW配管の破損と、CUW 隔離弁の閉失敗に関する機器（隔離弁、電源設備（D/G、電源盤等））である。</p> <p>b. 評価方法      隔離弁や電源設備については、本事故シーケンス特有の設備ではないため、特段、フラジリティ評価に変わりはないが、CUW 配管については、耐震 B クラスであり、地震発生時の損傷確率を 1.0 としている。</p> <p>(3) 現実的評価/最適評価（フラジリティ/シナリオ）      CUW 配管については、耐震 B クラスであり、フラジリティ評価では地震に対する耐力を考慮していないものの、一定程度の耐力は有していると考えられる。また、隔離弁については、2重化されているものの、完全相関を仮定していることから、地震動の大きさによっては、同時破損確率は、現評価よりは低くなることが考えられる。</p> <p>(4) 有効性評価における事故シーケンスグループとしての取扱い      PRA 評価では、格納容器バイパスシナリオについて、配管損傷の程度やその発生位置に応じて変化する溢水量や溢水（又は蒸気）の伝播経路の特定、影響緩和措置の実現性や成立性の確認を含めた詳細な事象進展の特定は不確実さも大きく定量化が困難である。</p>	<p>炉心損傷に至る事故シナリオとして整理している。</p> <p>【炉心損傷頻度】<math>3.2 \times 10^{-8}</math> / 炉年（点推定値）      【全炉心損傷頻度への寄与割合】0.1%未満</p> <p>(2) フラジリティ評価の保守性      a. 評価対象機器/評価部位      本事故シーケンスに関連する機器のうち、本事故シナリオに対して、比較的大きな影響を及ぼす事象は、第 1 表に示す F V 重要度から、主蒸気ドレン弁（外側）の下流側配管（耐震 B クラス）の地震による損傷と、通常開状態である主蒸気隔離弁及び主蒸気ドレン弁（外側）の同時損傷による隔離失敗に至る事象であり、本事象に関連する機器に対する保守性について整理する。</p> <p>b. 評価方法      今回のフラジリティ評価では、決定論による耐震評価結果に基づき、耐力係数と応答係数を用いた安全係数法によりフラジリティを評価した。</p> <p>c. フラジリティ曲線の保守性等      主蒸気ドレン弁（外側）の下流側配管については、耐震 B クラスであるため、地震動の大きさに限らず、地震発生時の損傷確率を 1.0 としているが、実際には、当該配管についても一定の裕度を有していることを踏まえると、保守性が確保されているものと判断できる。      主蒸気隔離弁及び主蒸気ドレン弁（外側）のフラジリティは、既往加振試験で得られた加速度の上限値を機能維持限界としているが、加振試験で機能損傷が確認されていないため、実際に機能損傷に至るには余裕があるものと考えられる。</p> <p>(3) 有効性評価における事故シーケンスグループとしての取扱い      本事故シーケンスの発生頻度は (2) フラジリティの保守性も含めた評価でも <math>3.2 \times 10^{-8}</math> / 炉年であり、全炉心損傷頻度 (<math>7.5 \times 10^{-5}</math> / 炉年) に対して 0.1% 未満と小さい。      ただし、(2) のとおり、主蒸気ドレン弁（外側）の下流側配管（耐震 B クラス）に</p>	<p>・内部事象 PRA 及び地震・津波 PRA を含めた全炉心損傷頻度に対する寄与割合を記載。      ・評価対象の違いによる記載の相違。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙2）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>ただし、(3)のとおり、現実的な事故シナリオとしては、損傷の程度や位置によっては、建屋内で影響が及ぶ機器は限定的なものとなり、原子炉へ注水を継続することにより炉心損傷回避が図られる。また、(2)のとおり、地震動の大きさに限らずCUW配管（耐震Bクラス）について損傷確率を1.0と仮定した評価を実施しているものの、新潟県中越沖地震の際も、建屋での配管損傷事例は確認されておらず、実際には一定の裕度を有していることから、発生頻度は更に低くなると判断される。</p> <p>すなわち、損傷の程度によっては既存の有効性評価の事故シーケンスグループに含まれること、加えて本事故シーケンスにより炉心損傷に至る頻度はかなり稀な事象であるといえることから、新たな有効性評価の事故シーケンスグループとしては取り扱わないものとした。</p> <p>2.7 原子炉停止機能喪失</p> <p>(1) 想定事故シナリオ</p> <p>原子炉停止機能喪失事象（TC）は、スクラムによる原子炉停止に失敗するシナリオである。ただし、本シナリオについては炉心損傷直結事象には分類されるものではない。PRA評価ではヘディング「スクラム系」において、以下の設備の地震要因損傷により、制御棒の挿入に失敗するものとして評価している。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・炉内支持構造物</li> <li>・制御棒駆動系（以下「CRD」という。）</li> <li>・燃料集合体（過度の相対変位による制御棒挿入失敗を想定）</li> </ul> <p>【炉心損傷頻度】<math>3.6 \times 10^{-7}</math> / 炉年（点推定値）    【全炉心損傷頻度への寄与割合】約2%</p> <p>(2) フラジリティ評価</p> <p>本事故シーケンスに関連するフラジリティについては、現実的評価/最適評価は実施していないことから記載を省略する。</p> <p>(3) 現実的評価/最適評価（フラジリティ/シナリオ）</p> <p>本事故シーケンスに関連するフラジリティについては、現実的評価/最適評価は実施していない。</p> <p>(4) 有効性評価における事故シーケンスグループとしての取扱い</p> <p>原子炉停止機能喪失は内部事象において既に抽出された事故シーケンスグループではあるものの、地震PRAにおいては全交流動力電源喪失+スクラム失敗といったシナリオも評価上抽出される。</p> <p>ただし、(1)で挙げた設備（炉内支持構造物、CRD及び燃料集合体）については地震要因による損傷は否定できないものの、地震発生から損傷に至るまでには時間差があると</p>	<p>ついて、地震動の大きさに限らず損傷確率を1.0としており、実際には一定の裕度が確保されていること、主蒸気隔離弁及び主蒸気ドレン弁について、評価に用いている機能維持加速度に一定の裕度が確保されているものと考えられることから、実際には本事故シーケンスの発生頻度は更に低くなると判断できる。</p> <p>以上を総合的に勘案した上で、本事象については、有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして新たに追加することは不要と判断した。</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙2）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>考えられる。そのため、その間に地震加速度大（水平 120Gal、鉛直 100Gal）によるスクラム信号発信及び制御棒挿入（100%挿入で 1.33 秒、60%挿入で 0.85 秒（ともに平成 21 年定期検査時））は余裕をもって完了している可能性が高い。</p> <p>例えば設計基準地震動では P 波によりスクラム信号が発信し、3～4 秒程度で最大加速度に達する。また、新潟県中越沖地震では、震源が発電所から近い場所にあり厳しい地震であったが、その場合も燃料集合体の最大相対変位が生じる前に、制御棒の挿入は完了していた（7号炉）。</p> <p>また、制御棒が部分的に挿入失敗するようなケースでは、必ずしも臨界とはならないが、地震による CRD の損傷は完全相関を想定しているため、1 本の制御棒でも挿入失敗した場合は保守的にスクラム失敗により炉心損傷するものとして評価している。</p> <p>以上より、現実的には本事故シーケンスにより炉心損傷に至る確率が十分小さいと判断し、地震 PRA としてはあらためて有効性評価の事故シーケンスグループとして取り扱う必要はないものとした。</p>	<p>2.7 防潮堤損傷</p> <p>(1) 想定事故シナリオ</p> <p>津波波力により防潮堤が損傷し、多量の津波が敷地内に浸水することで、非常用海水ポンプが被水・没水して最終ヒートシンクが喪失するとともに、屋内外の施設が広範囲にわたり機能喪失して炉心損傷に至る事故シーケンスである。実際には津波波力による防潮堤の損傷の程度により、発生する事象の厳しさは以下のとおりの範囲を有している。</p> <p>＜小規模な損傷の場合＞</p> <p>T.P. +24m を超える津波により防潮堤の一部が損傷した場合は、原子炉建屋への浸水箇所や浸水量の程度によっては、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水に期待できる場合がある。</p> <p>＜大規模な損傷の場合＞</p> <p>T.P. +24m を超える津波により防潮堤が倒壊する等、大規模な損傷が発生した場合は、敷地内に多量の津波が浸水することで、屋内外の施設が広範囲にわたり機能喪失して炉心損傷に至る。</p> <p>【炉心損傷頻度】<math>3.3 \times 10^{-7}</math> / 炉年（点推定値）</p> <p>【全炉心損傷頻度への寄与割合】0.4%</p> <p>(2) フラジリティ評価の保守性</p> <p>今回のフラジリティ評価では、津波高さが防潮堤耐力を確認している T.P. + 24.0m を超えた時点で防潮堤の損傷確率を 1.0 と仮定しているが、実際には T.P. + 24.0m を超える津波に対してもある一定程度は防潮堤が健全であると考えられるため、保守性を有していると考えられる。</p> <p>(3) 有効性評価における事故シーケンスグループとしての取扱い</p>	<p>・内部事象PRA及び地震・津波PRAを含めた全炉心損傷頻度に対する寄与割合を記載。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙2）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>3. まとめ</p> <p>炉心損傷直結事象として整理した6つの事故シーケンスについては、現実的な耐力や事故シナリオを考慮することにより、新たな有効性評価の事故シーケンスグループとしては取り扱わないものとした<sup>4</sup>。</p> <p>本来はPRA評価においても、損傷の程度に応じて緩和系による事象収束可否を詳細に評価することが望ましいが、現段階では損傷の規模や範囲の特定は困難かつ不確かさが大きく、これら事故シーケンスが発生した場合の事象進展、具体的には炉心損傷までの時間余裕、緩和系の健全性や炉心損傷防止への必要性能有無等について評価を行うことは現実的ではないことから、保守的に炉心損傷直結として取り扱っている。</p> <p style="text-align: right;">以 上</p> <hr/> <p>4 大規模な地震を想定した場合の、多数の設備の損壊により炉心損傷回避が困難となるケースについても、炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループとして単独で定義する必要はなく、地震による損傷の程度や事象進展に応じて、さまざまな炉心損傷防止対策を臨機応変に組み合わせて活用可能なように準備しておくことが重要である。また、原子炉建屋全体が損壊し、建屋内部の安全系機器が機能喪失に至ってしまうような非常に苛酷な状況下においても、屋外の可搬型設備により注水、除熱、電源機能を確保するとともに、大規模損壊対策として放水砲等の影響緩和措置を講じられるようにしておくことが重要であると考えられる。</p>	<p>本事故シーケンスグループの炉心損傷頻度は <math>3.3 \times 10^{-7}</math> / 炉年であり、全炉心損傷頻度 (<math>7.5 \times 10^{-5}</math> / 炉年) に占める割合が1%未満と小さい。また、防潮堤損傷時は敷地内に多量の津波が流入することにより、屋内外の施設が広範囲にわたり機能喪失することが考えられるが、津波による影響の程度を特定することが難しく、不確かさが大きいと、新たな事故シーケンスグループとして追加する必要はないと判断した。</p> <p>3. まとめ</p> <p>地震・津波PRA特有の事故シーケンスについては、本来は、PRA評価においても、損傷の程度に応じて影響緩和系による事象収束可否を詳細に評価することが望ましいが、現段階では損傷の規模や範囲の特定は困難かつ不確かさが大きく、これら事故シーケンスが発生した場合の事象進展、対策の成立性などについて評価を行うことが現実的ではないことから、保守的に炉心損傷に直結するものとして取り扱うこととしている。</p> <p>これらの事故シーケンスについては、保守的に実施した今回の地震・津波PRAにおいても、発生頻度や全炉心損傷頻度に対する寄与割合は小さく、さらに、現実的な耐力や事故シナリオを考慮することにより、その多くの場合は、炉心損傷に至らないか、すでに想定されている事故シーケンスグループに含まれるものと考えられる。</p> <p>また、各事故シーケンスが発生した際の影響については、炉心損傷に至らない小規模な事象から、地震により建屋全体が崩壊し内部の安全系機器・配管の全てが機能を喪失するような深刻な事故や、津波により屋内外の施設が広範囲にわたり機能喪失する事故まで、事象発生時にプラントに及ぼす影響は大きな幅を有する。したがって、これらの地震・津波PRA特有の事故シーケンスは、炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループとして単独で定義するものではなく、発生する事象の程度や組合せに応じて対応していくべきものである。具体的には、炉心損傷に至らない小規模な事象の場合には、使用可能な炉心損傷防止対策や格納容器破損防止対策を柔軟に活用することが可能であると考えられる。また、建屋全体が崩壊し内部の安全系機器・配管の全てが機能喪失するような深刻な事故の場合には、可搬型のポンプ・電源、放水砲等を駆使した大規模損壊対策による対応も含め、臨機応変に影響緩和対策を試みることで対応していくことが可能と考えられる。</p> <p>以上のとおり頻度及び影響の観点から検討した結果、これらの事故シーケンスについては、設置許可基準規則の解釈に基づき想定する事故シーケンスグループと比較して、新たに追加する必要はないと総合的に判断した。</p> <p style="text-align: right;">以 上</p> <p>【参考文献】</p> <p>[1] (財)原子力発電技術機構“原子力発電施設耐震信頼性実証に関する報告書、配管系終局強度”，平成10年度～平成15年度</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機

東海第二発電所

備考

第1表 FV重要度

事故シーケンス	起回事象／影響緩和機能	設備	損傷モード	評価部位	HCLPF (G)	FV重要度
原子炉圧力容器損傷	原子炉圧力容器損傷	原子炉圧力容器	構造損傷	蒸気乾燥器支持 ブラケット付根部	1.29	1.0E-02
格納容器バイパス	格納容器バイパス	原子炉圧力容器 ライザ 原子炉遮へい壁 主蒸気ドレン弁（外側） 原子炉隔離時冷却系配 管 給水逆止弁 主蒸気隔離弁 原子炉冷却材浄化系配 管 主蒸気系配管 給水配管 主蒸気ドレン弁（内側） 原子炉隔離時冷却系蒸 気隔離弁 原子炉冷却材浄化系隔 離弁 主蒸気ドレン配管（内 側）	構造損傷 構造損傷 構造損傷 機能損傷 構造損傷 機能損傷 機能損傷 構造損傷 構造損傷 構造損傷 機能損傷 機能損傷 機能損傷 機能損傷 構造損傷	ロッド 開口集中部 — 配管本体 — （鉛直方向評価） — 配管本体 配管本体 配管本体 — — （鉛直方向評価） — 配管本体	1.59 1.81 1.15 2.63 1.47 (2.32*) 2.99 3.58 3.75 5.47 5.35 3.96 (6.25*) 6.81 7.00	9.2E-04 1.8E-04 9.9E-05 2.0E-05 1.4E-05 1.9E-06 5.4E-07 3.3E-07 3.4E-10 2.6E-10 <1.0E-16 <1.0E-16 <1.0E-16

※ 鉛直方向のフラジリティを水平方向に換算した値

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

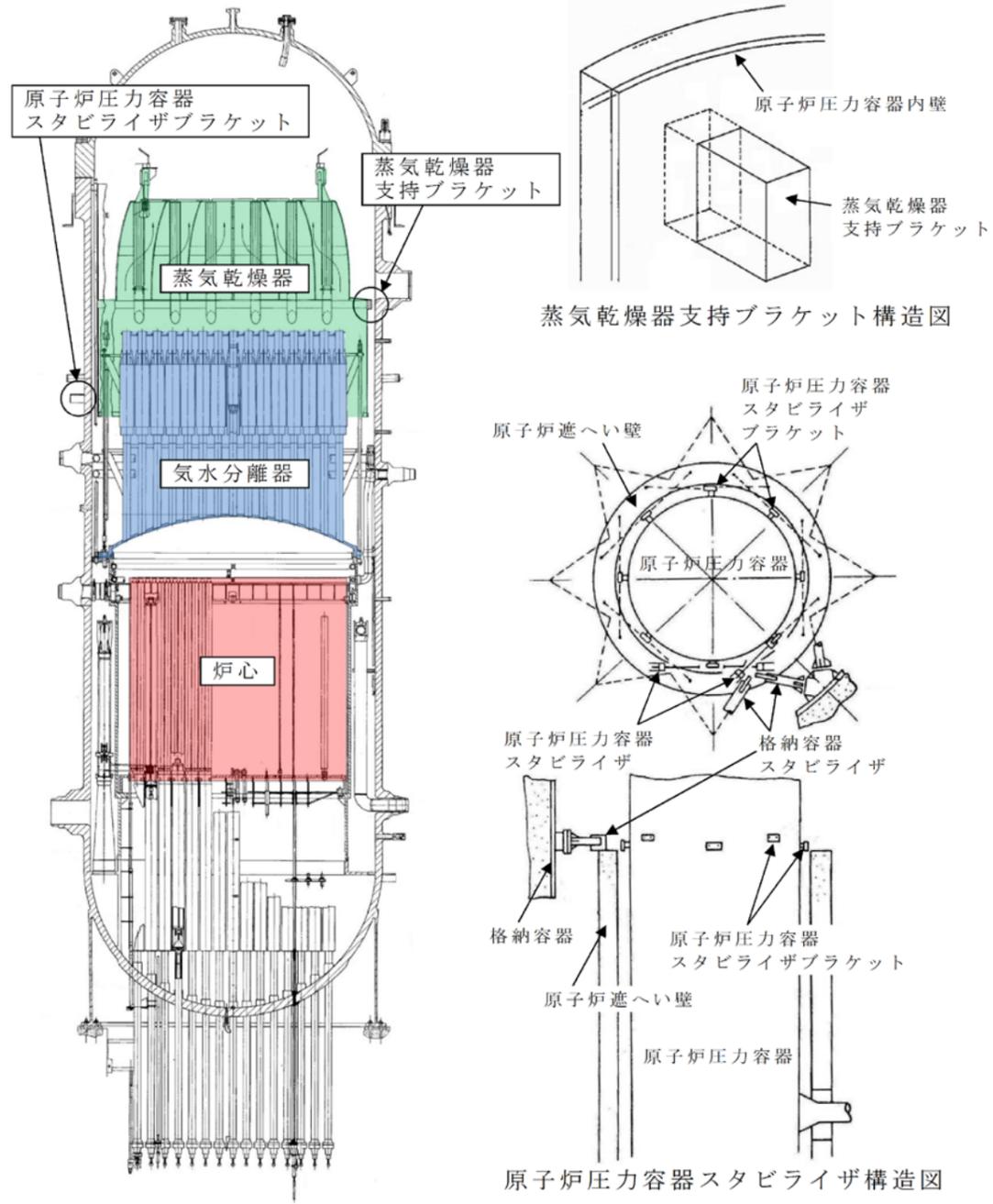
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
	<p>第1図 格納容器 (格納容器スタビライザ, 格納容器下部シアラグ) の概要図</p> <p>別紙2-22</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考



第2図 原子炉圧力容器 (蒸気乾燥器支持ブラケット, 原子炉圧力容器スタビライザ) の概要図

別紙 2-23

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙3）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p style="text-align: right;">別紙3</p> <p style="text-align: center;">重大事故防止に係る設備についての諸外国の調査結果</p> <p>(1) 諸外国における先進的な安全対策の調査方法          諸外国(米国及び欧州)において整備されている対策の状況については、国外の原子力規制機関である米国原子力規制委員会(NRC)等の規制文書、米国の事業者公開資料、欧州におけるストレステスト報告書等を調査した。          また、原子力規制関係の調査委託会社から得られる情報等についても調査した。当社における海外情報収集の体系を第1図に示す。</p> <p>(2) 諸外国での先進的な対策について          諸外国における重大事故防止に係る対策の情報について、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉で整備している対策と比較した結果を第1表に示す。          調査の結果、全ての事故シーケンスグループについて、諸外国の既設プラントで整備されている各機能の対策と同等の対策が、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉にも整備されていることを確認した。</p> <p style="text-align: right;">以 上</p>	<p style="text-align: right;">別紙3</p> <p style="text-align: center;">諸外国における炉心損傷防止対策の調査結果について</p> <p>1. 調査方法          諸外国（米国及び欧州）の既設プラントにおいて整備している先進的な炉心損傷防止対策について、以下の書類等から調査を実施した。          ・原子力規制機関（米国NRC、ドイツBMU等）の規制要求文書          ・米国における最終安全解析書（FSAR）等の事業者文書          ・欧州におけるストレステスト報告書          また、原子力規制関係の調査委託会社の提携先である国外コンサルティング機関から得られる情報、国外原子力関係者を招いたセミナーでの情報、国外原子力プラントの視察情報等についても調査を実施した（図1参照）。</p> <p>2. 調査結果          調査可能な範囲内で得られた国外既設プラントにおける炉心損傷防止対策について、東海第二発電所の対策と比較した結果を表1に示す。なお、表1では事故シーケンスグループごとに対策を整理しているが、国外既設プラントにおける炉心損傷防止対策については、各対策のサポート系等の詳細な情報が一部公開されていないため、各事故シーケンスグループの条件下で使用可能か判断できない対策については使用可能と仮定して記載している。          表1のとおり、東海第二発電所の対策は、全ての事故シーケンスグループにおいて、国外既設プラントで整備されている対策と同等であることを確認した。          なお、「LOCA時注水機能喪失」の事故シーケンスグループについては、諸外国においても全ての破断面積に対して炉心損傷を防止できるような設備対策はとられていないことを確認した。</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考												
<p>【主な情報入手先】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>各機関からの直接入手</li> <li>会議体・レビュー等</li> <li>原子力安全推進協会(JANSI)</li> </ul> <div data-bbox="181 642 1160 1486" style="border: 1px solid black; padding: 10px; margin: 10px 0;"> <p style="text-align: center;">主な海外情報</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="text-align: center;">WANO 世界原子力発電事業者協会</td> <td style="text-align: center;">INPO 米原子力発電協会</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">米規制情報</td> <td style="text-align: center;">欧州規制情報</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">NRC 米原子力規制委員会</td> <td style="text-align: center;">OECD/NEA 経済協力開発機構原子力機関</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">IAEA 国際原子力機関</td> <td style="text-align: center;">ASME 米機械学会</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">NEI 原子力エネルギー協会</td> <td style="text-align: center;">EPRI 米電力研究所</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">海外事業者</td> <td style="text-align: center;">プラントメーカー</td> </tr> </table> <p style="text-align: center; margin-top: 20px;">↓</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: 0 auto;">東京電力ホールディングス（株）</div> </div> <p style="text-align: center; margin-top: 20px;">第1図 当社における海外等の情報収集の仕組み</p>	WANO 世界原子力発電事業者協会	INPO 米原子力発電協会	米規制情報	欧州規制情報	NRC 米原子力規制委員会	OECD/NEA 経済協力開発機構原子力機関	IAEA 国際原子力機関	ASME 米機械学会	NEI 原子力エネルギー協会	EPRI 米電力研究所	海外事業者	プラントメーカー	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div data-bbox="1270 642 1795 1276" style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: 45%;"> <p>【原子力規制機関の規制要求文書】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>【米国】 原子力規制委員会（NRC） ・連邦規則（10CFR） ・Regulatory Guide 等</li> <li>【ドイツ】 環境・自然保護・原子炉安全省（BMU） ・BMU規則指針 ・原子力安全委員会（RSK）勧告 ・原子力技術基準委員会（KTA）技術基準 等</li> <li>【スウェーデン】 放射線安全機関（SSM） ・SSM規制コード（SSMFS） 等</li> <li>【フィンランド】 放射線防護・原子力安全センター（STUK） ・安全設計審査指針（Guide YVL 1.0） 等</li> </ul> </div> <div data-bbox="1825 642 2350 1276" style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: 45%;"> <p>【事業者文書】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>米国の最終安全解析書（FSAR）</li> <li>米国の個別プラントの安全解析評価（IPE） 等</li> </ul> <p>【欧州ストレステスト報告書】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>各国の規制当局によるストレステスト国別最終報告書</li> <li>ストレステスト欧州ピアレビュー報告書</li> <li>ストレステスト後のアクションプラン 等</li> </ul> <p>【その他】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>国外コンサルティング会社による聞き取り情報</li> <li>国外関係者を招いて行ったセミナーでの説明資料</li> <li>国外原子力プラント視察から得られる情報 等</li> </ul> </div> </div> <p style="text-align: center; margin-top: 10px;">図1 諸外国における炉心損傷防止対策の調査対象</p>	
WANO 世界原子力発電事業者協会	INPO 米原子力発電協会													
米規制情報	欧州規制情報													
NRC 米原子力規制委員会	OECD/NEA 経済協力開発機構原子力機関													
IAEA 国際原子力機関	ASME 米機械学会													
NEI 原子力エネルギー協会	EPRI 米電力研究所													
海外事業者	プラントメーカー													





赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

第1表 米国・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較 (3/3)

分類	事故シナリオ	想定する機能	重大事故対策に係る設備				効果の概要
			米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	
4-1	炉心損傷 (炉内冷却系破断) (SBO現象等)	炉心冷却	3と同等	3と同等	3と同等	3と同等	3と同等
		原子炉停止	3と同等	3と同等	3と同等	3と同等	3と同等
4-2	格納容器破損 (格納容器破断) (SBO現象等)	最終ヒートシンク	1と同等	1と同等	1と同等	1と同等	1と同等
		格納容器注水	1と同等	1と同等	1と同等	1と同等	1と同等
5	100%炉心冷却系破断 (炉心冷却系破断) (SBO現象等)	格納容器注水	1と同等	1と同等	1と同等	1と同等	1と同等
		最終ヒートシンク	1と同等	1と同等	1と同等	1と同等	1と同等
6	原子炉停止機能喪失	原子炉停止	1と同等	1と同等	1と同等	1と同等	1と同等
		格納容器注水	1と同等	1と同等	1と同等	1と同等	1と同等
7	原子炉停止機能喪失	原子炉停止	1と同等	1と同等	1と同等	1と同等	1と同等
		格納容器注水	1と同等	1と同等	1と同等	1と同等	1と同等

表1 諸外国における炉心損傷防止対策と東海第二発電所の対策との比較 (3/6)

分類	事故シナリオ	機能	炉心損傷防止対策に係る設備又は操作				対策の概要
			米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	
3	全交流動力電源喪失	炉心冷却 (交流電源復旧後)	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉隔離時冷却系ポンプ</li> <li>常設高圧注水ポンプ</li> <li>ディーゼル駆動消火ポンプ</li> <li>残留熱除去系ポンプ</li> <li>常設低圧注水ポンプ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉隔離時冷却系ポンプ</li> <li>ディーゼル駆動消火ポンプ</li> <li>独立非常用系の中圧注水ポンプ</li> <li>可搬型消火ポンプ (サ-ビス水系-RRR 経由)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>蒸気タービン駆動の高圧注水</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>火災用ポンプ、ブースターポンプ (専用電源有り)</li> <li>可搬型ポンプ</li> </ul>	ドイツ及びフィンランドでは、専用の電源により動作可能なポンプを整備している。 東海第二発電所においても、代替交流電源により動作可能な残留熱除去系ポンプ、常設低圧代替注水ポンプを整備することとしている。
		最終ヒートシンク	<ul style="list-style-type: none"> <li>可搬型代替注水中型ポンプ</li> <li>可搬型代替注水大型ポンプ</li> <li>格納容器圧力逃がし装置 (手動操作可能)</li> <li>耐圧強化ベント系 (手動操作可能)</li> <li>耐圧強化ベント系 (自動操作可能)</li> <li>緊急用海水系 (交流電源の復旧が必要)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>可搬型ポンプ</li> <li>耐圧強化ベント系 (手動操作可能)</li> <li>独立非常用系 (ヒートシンク、冷却塔、地下水、河川)</li> <li>必須サ-ビス水系 (ヒートシンク、河川)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>フィルタベント系 (手動操作可能)</li> <li>フィルタベント系 (手動操作可能)</li> <li>原子炉冷却材浄化系 (S/P 除熱)</li> <li>緊急用海水系 (交流電源の復旧が必要)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>フィルタベント系 (ラプチャディスク)による自動起動)</li> <li>大容量圧力逃がし装置 (ラプチャディスク)</li> <li>代替最終ヒートシンク (冷却塔及び既存ポンプの利用)</li> </ul>	欧米では、交流電源がなくても動作可能なファイナルベント系や耐圧強化ベント系を整備しており、大気を最終ヒートシンクとする対策をとっている。また、代替交流電源により動作可能な最終ヒートシンクを整備している。 東海第二発電所においても、交流電源がなくても動作可能な格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系を整備することとしている。また、緊急最終ヒートシンクとする対策としている。また、緊急用海水系及び可搬型ポンプによる海水をヒートシンクとする対策を整備することとしている。
	格納容器注水	格納容器注水	<ul style="list-style-type: none"> <li>代替格納容器スプレイ</li> <li>ディーゼル駆動消火ポンプ</li> <li>常設低圧代替注水ポンプ (交流電源の復旧が必要)</li> <li>代替格納容器冷却系ポンプ (交流電源の復旧が必要)</li> <li>代替格納容器スプレイ</li> <li>可搬型代替注水中型ポンプ</li> <li>可搬型代替注水大型ポンプ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>代替格納容器スプレイ</li> <li>ディーゼル駆動消火ポンプ</li> <li>S/P への注水 (サ-ビス水系-RRR 経由)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>代替格納容器スプレイ</li> <li>火災防護系ポンプ (専用 DG 有)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>代替格納容器スプレイ</li> <li>火災防護系ポンプ (専用 DG 有)</li> </ul>	欧米では、交流電源に依存しない常設又は可搬型ポンプによる代替格納容器スプレイ手段を整備している。また、専用電源を持つポンプによる代替格納容器スプレイ手段を整備している。 東海第二発電所においても、交流電源に依存しない常設及び可搬型ポンプによる代替格納容器スプレイ手段を整備することとしている。また、代替電源から給電する低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ手段を整備している。
		給水源	1と同等	1と同等	1と同等	1と同等	1と同等
	まとめ		上述の調査結果より、東海第二発電所の対策は、諸外国の既設プラントで整備されている対策と同等であることを確認した。				

下線部：有効性評価において有効性を確認する対策

備考

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

表1 諸外国における炉心損傷防止対策と東海第二発電所の対策との比較 (4/6)

分類	事故シーケンス シナリオ	機能	炉心損傷防止対策に係る設備又は操作				フィンランド	対策の概要	
			東海第二発電所	米国	ドイツ	スウェーデン			
4-1	前熱除去機能喪失 (取水機能喪失)	最終ヒートシンク	<ul style="list-style-type: none"> <li>緊急用海水系</li> <li>格納容器圧力逃がし装置</li> <li>耐圧強化ベント系</li> <li>ドライウェル内ガス冷却装置</li> <li>可搬型代替注水大型ポンプ</li> </ul>	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	欧米では、フィルタベント系や耐圧強化ベント系を整備しており、大気を最終ヒートシンクとする対策をとっている。また、冷却路等の代替最終ヒートシンクを整備している。 東海第二発電所においても、格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系を整備することとしており、大気を最終ヒートシンクとする対策としてしている。また、緊急用海水系を整備することとしている。	
		炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> <li>常設低圧代替注水系ポンプ</li> <li>代替循環冷却系ポンプ</li> <li>常設高圧代替注水系ポンプ</li> <li>電動消火ポンプ</li> <li>ディーゼル駆動消火ポンプ</li> <li>復水移送ポンプ</li> <li>ほう酸水注入ポンプ</li> <li>可搬型代替注水中型ポンプ</li> <li>可搬型代替注水大型ポンプ</li> </ul>	1と同様*	1と同様*	1と同様*	1と同様	1と同様	
		格納容器注水	<ul style="list-style-type: none"> <li>代替格納容器スプレイ</li> <li>常設低圧代替注水系ポンプ</li> <li>代替循環冷却系ポンプ</li> <li>電動消火ポンプ</li> <li>ディーゼル駆動消火ポンプ</li> <li>復水移送ポンプ</li> <li>代替格納容器スプレイ</li> <li>可搬型代替注水中型ポンプ</li> <li>可搬型代替注水大型ポンプ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>代替格納容器スプレイ</li> <li>ディーゼル駆動消火ポンプ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>D/W, W/W スプレイ</li> <li>サービスイス水系</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>代替格納容器スプレイ</li> <li>火災防護系ポンプ</li> <li>セル駆動ポンプ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>代替格納容器スプレイ</li> <li>火災防護系ポンプ (専用DG有)</li> </ul>	欧米では、常設又は可搬型ポンプによる代替格納容器スプレイ手段を整備しており、格納容器スプレイ機能を多様化している。 東海第二発電所においても、常設及び可搬型ポンプによる代替格納容器スプレイ手段を整備することとしており、格納容器スプレイ機能の多様化を対策としている。	
		給水源	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	
		まとめ	上述の調査結果より、東海第二発電所の対策は、諸外国の既設プラントで整備されている対策と同等であることを確認した。					1と同様	1と同様

工務部：有効性評価において有効性を確認する対策。  
 ※：取水機能の喪失により動作できないものは除く。

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

表1 諸外国における炉心損傷防止対策と東海第二発電所の対策との比較 (5/6)

分類	事故シーケンスグループ	機能	炉心損傷防止対策に係る設備又は操作				対策の概要
			東海第二発電所	米国	ドイツ	スウェーデン	
4-2	崩壊蒸気発生機 喪失 (RRR 機能喪失)	最終ヒートシンク	<ul style="list-style-type: none"> <li>格納容器圧力逃がし装置</li> <li>耐圧強化ベント系</li> <li>ドライウェル内ガス冷却装置</li> </ul>	4-1と同様	4-1と同様	4-1と同様	欧米では、フィルタベント系や耐圧強化ベント系を整備しており、大気を最終ヒートシンクとする対策をとっている。また、冷却塔等の代替最終ヒートシンクを整備している。 東海第二発電所においても、格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系を整備することとしており、大気を最終ヒートシンクとする対策としている。
5	原子炉停止機能喪失	炉心注水	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		格納容器注水	4-1と同様	4-1と同様	4-1と同様	4-1と同様	4-1と同様
		給水源	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
まとめ		上述の調査結果より、東海第二発電所の対策は、諸外国の既設プラントで整備されている対策と同等であることを確認した。					
6	LOCA 時注水機能喪失	原子炉停止	<ul style="list-style-type: none"> <li>ほう酸水注入系 (手動)</li> <li>A-TWS 後和設備 (代替原子炉再循環ポンプトリップ機能)</li> <li>再循環ポンプトリップ機能</li> <li>A-TWS 後和設備 (代替制御挿入機能)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ほう酸水注入系 (自動)</li> <li>ほう酸水注入系のほう酸濃度の増加</li> <li>CRD 系、原子炉冷却材浄化系によるほう酸水注入</li> <li>代替制御挿入回路</li> <li>ATWS 原子炉再循環ポンプトリップ</li> <li>MSIV 閉後 ATWS 時の炉圧高で給水ポンプトリップロジック追加</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>緊急ほう酸水注入系 (手動)</li> <li>ほう酸水注入系 (自動)</li> <li>ほう酸水注入系 (手動) 又は自動</li> <li>バックアップスクラム回路 (制御挿入機能)</li> <li>再循環ポンプ減速</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ほう酸水注入系 (自動)</li> <li>ほう酸水注入系 (手動)</li> <li>ほう酸水注入系 (自動)</li> </ul>	欧米では、代替制御挿入回路及び原子炉再循環ポンプトリップ回路の導入や、ほう酸水注入系を整備している。 東海第二発電所においても、A-TWS 後和設備 (代替制御挿入機能) 及び A-TWS 後和設備 (代替制御挿入機能) を導入することとしている。また、ほう酸水注入系を整備している。
		炉心冷却	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		原子炉減圧	2と同様	2と同様	2と同様	2と同様	2と同様
7	最終ヒートシンク	格納容器注水	4-1と同様	4-1と同様	4-1と同様	4-1と同様	4-1と同様
		給水源	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		まとめ	上述の調査結果より、東海第二発電所の対策は、諸外国の既設プラントで整備されている対策と同等であることを確認した。 なお、「LOCA 時注水機能喪失」において、炉心損傷を防止するためには、LOCA の破断面積によっては大容量のポンプが自動的に動作する必要があるが、そのような対策は確認できなかったことから、諸外国においても全ての破断面積の大きさに対応できるような設備対策は取られていないことを確認した。				

別紙3-7

下線部：有効性評価において有効性を確認する対策

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機

東海第二発電所

備考

表 1 諸外国における炉心損傷防止対策と東海第二発電所の対策との比較 (6/6)

分類	事故シーケンス グループ	機能	炉心損傷防止対策に係る設備又は操作				対策の概要
			東海第二発電所	米国	ドイツ	スウェーデン	
7	インターフーズ システム LOCA	炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> <li>健全な原子炉注水設備で対応</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>既存設備で対応</li> </ul>	—	—	米国では、既存設備を用いて炉心冷却を実施することとしている。 東海第二発電所においては、健全な原子炉注水設備 (既設ポンプ、新設ポンプ) を用いて炉心冷却を実施することとしている。
		格納容器 バイパス 防止等	<ul style="list-style-type: none"> <li>破損箇所の検出、隔離 (既設の計装)</li> <li>原子炉減圧、水位制御</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>破損箇所の検出、隔離 (既設の計装)</li> <li>原子炉の減圧 (破断口からの流出量低減)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>隔離弁の自動閉止又は代替隔離弁の閉止による格納容器隔離機能の確保</li> </ul>	—	米国では、既存の計装等から破損箇所の検出、隔離手段と、原子炉の減圧手順を整備しており、破断箇所からの流出量を低減している。ドイツにおいては、格納容器隔離手段として代替隔離弁を設置している。 東海第二発電所においては、米国と同様に、既存の計装等から破損箇所の検出、隔離手段と、原子炉の減圧手順を整備することとしており、破断箇所からの流出量低減を対策としている。
		まとめ	上述の調査結果より、東海第二発電所の対策は、諸外国の既設プラントで整備されている対策と同等であることを確認した。				

下線部：有効性評価において有効性を確認する対策

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙4）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p style="text-align: right;">別紙4</p> <p style="text-align: center;">内部事象 PRA における主要なカットセットと FV 重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況</p> <p>各事故シーケンスグループに分類される事故シーケンスについて、炉心損傷又は格納容器破損に至る要因をカットセットレベルまで展開し、炉心損傷頻度又は格納容器破損頻度への寄与割合の観点で整理し、主要なカットセットに対する重大事故等防止対策等の対応状況を確認した。</p> <p>また、事故シーケンスグループ別に FV 重要度<sup>*</sup>を評価し、FV 重要度が高い基事象に対する重大事故等防止対策等の対応状況を確認した。</p> <p>※ Fussell-Vesely 重要度(FV 重要度)</p> <p>炉心損傷の発生を仮定したときに、当該事象の発生が寄与している割合を表す指標。特定の機器の故障や人的過誤の発生確率を低減することにより、どの程度の安全性の向上が望めるかを示す指標とみることにもできる。プラントのリスクの低減を図る際に注目すべき機器等の候補を同定する際に有用な指標。</p> <p>以下に、内部事象運転時レベル 1PRA、内部事象運転時レベル 1.5PRA、内部事象停止時レベル 1PRA それぞれのカットセットの分析結果及び内部事象運転時レベル 1PRA、内部事象停止時レベル 1PRA において FV 重要度が高い基事象に対する重大事故等防止対策等の対応状況の確認結果を示す。</p>	<p style="text-align: right;">別紙6</p> <p style="text-align: center;">内部事象 PRA における主要なカットセット及び F V 重要度 に照らした重大事故等防止対策の有効性について</p> <p>各事故シーケンスグループに分類される事故シーケンスについて、炉心損傷又は格納容器破損に至る要因をカットセットレベルまで展開し、炉心損傷頻度又は格納容器破損頻度への寄与割合の観点で整理し、主要なカットセットに対して重大事故等対処設備が有効であるか確認した。</p> <p>また、事故シーケンスグループごとに F V 重要度を評価し、F V 重要度が高い基事象に対する重大事故防止対策が有効であるか確認した。</p> <p>以下に、内部事象出力運転時レベル 1 P R A、内部事象出力運転時レベル 1 . 5 P R A 及び内部事象停止時レベル 1 P R A のカットセットの分析結果並びに内部事象出力運転時レベル 1 P R A 及び内部事象停止時レベル 1 P R A において F V 重要度が高い基事象に対して重大事故等対処設備が有効であるか確認した結果を示す。</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙 4）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>1. 内部事象運転時レベル 1PRA</p> <p>1-1. 主要なカットセットに照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認</p> <p>(1) 選定条件</p> <p>事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するため、ここでは、主要な事故シーケンス<sup>*</sup>のうち、最も炉心損傷頻度の大きな事故シーケンスについて、上位3位までのカットセットを抽出した。</p> <p>各事故シーケンスにおける主要なカットセット及び炉心損傷防止対策の整備状況を第1-1表に示す。</p> <p>※ 主要な事故シーケンスは、同じ事故シーケンスグループに含まれる複数のシーケンスを、シーケンス上の主な特徴に着目して分類したもの。</p> <p>(2) 主要なカットセットの確認結果</p> <p>第1-1表に示したとおり、一部に炉心損傷防止が困難な事故シーケンスが存在するものの、大半の事故シーケンスに対しては、主要なカットセットレベルまで展開しても、整備された重大事故等防止対策により炉心損傷を防止できることを確認した。</p> <p>一方、事故シーケンスグループのうち、「高圧注水・減圧機能喪失」、「全交流動力電源喪失」、「LOCA 時注水機能喪失」に含まれる一部の事故シーケンスにおいて、故障モードによっては有効性評価で考慮した対策では対応できない場合があることを確認した。</p> <p>(3) カットセットを踏まえた事故シーケンスへの対策の有効性の確認</p> <p>今回の分析では、各事故シーケンスグループのうち、主要な事故シーケンスごとに支配的なカットセットを確認し、対策の有効性を定性的に考察した。支配的なカットセットであっても、事故シーケンスグループ全体の炉心損傷頻度に対しては小さな割合となる場合もある。このため、今回確認したカットセットの炉心損傷頻度の合計が事故シーケンスグループの炉心損傷頻度に占める割合は事故シーケンスグループごとに異なり、約27～76%の幅が生じた。</p> <p>全炉心損傷頻度から見ると、除熱機能の喪失によって原子炉格納容器が先行破損し、炉心損傷に至る事故シーケンスグループである「崩壊熱除去機能喪失」の炉心損傷頻度が全炉心損傷頻度の約99.9%を占めている。</p> <p>「崩壊熱除去機能喪失」については、その炉心損傷頻度の約66%のカットセットを確認したことから、全炉心損傷頻度に対しても、約66%のカットセットを確認し、対策の有効性を定性的に確認したものと整理できる。</p> <p>さらに、「崩壊熱除去機能喪失」への対策としては、残留熱除去系に対して電源等のサポート系を含めて独立であり、遠隔操作のほか手動による開放も可能である等、残留熱除去系と異なる動作原理を持ち、残留熱除去系と異なる最終ヒートシンクに除熱を行う系統である耐圧強化ベント系や格納容器圧力逃がし装置を設け、除熱機能を多</p>	<p>1. 内部事象出力運転時レベル 1 P R A</p> <p>1-1. 主要なカットセットに照らした重大事故等対処設備の有効性</p> <p>(1) 選定条件</p> <p>事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するため、ここでは以下の基準を基に主要なカットセットを抽出した。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・炉心損傷頻度が1E-7/炉年以上</li> <li>・事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度への寄与が1%以上</li> </ul> <p>また、上記の条件を満たさないカットセットについても、各事象シーケンスにおける上位3位までのカットセットを抽出し、重大事故等対処設備が有効であるか確認した。</p> <p>確認結果を第1-1表～第1-9表に示す。</p> <p>(2) 主要なカットセットの確認結果</p> <p>第1-1表～第1-9表に示したとおり、一部に炉心損傷防止が困難な事故シーケンスが存在するものの、大半の事故シーケンスに対しては、主要なカットセットレベルまで展開しても、整備する炉心損傷防止対策により炉心損傷を防止できることを確認した。</p> <p>一方、事故シーケンスグループのうち、「LOCA時注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスでは、故障モード又はLOCAの破断面積の大きさによっては有効性で考慮した対策では対応できない場合があることを確認した。</p> <p>(3) カットセットを踏まえた事故シーケンスへの対策の対応性</p> <p>今回の分析では、各事故シーケンスグループのうち、主要な事故シーケンスそれぞれについて支配的なカットセットを確認し、対策の有効性を定性的に考察した。なお、支配的なカットセットであっても、事故シーケンスグループ全体の炉心損傷頻度に対しては小さな割合となる場合もあり、今回確認したカットセットの炉心損傷頻度の合計が事故シーケンスグループの炉心損傷頻度に占める割合は事故シーケンスグループによって異なる。全炉心損傷頻度から見ると、「崩壊熱除去機能喪失」の事故シーケンスグループが約99.8%を占めており、「崩壊熱除去機能喪失」については、炉心損傷頻度の約82%のカットセットを確認したことから、全炉心損傷頻度に対しても、約82%のカットセットを確認し、対策の有効性を定性的に確認したものと整理できる。</p> <p>また、「崩壊熱除去機能喪失」は除熱機能の喪失によって格納容器が先行破損し、炉心損傷に至ることから、対策としては除熱機能の多重化及び多様化が有効であると考えられる。除熱機能については、大気を最終ヒートシンクとする耐圧強化ベント及び格納容器圧力逃がし装置を設置し、その機能を多様化している。耐圧強化ベント及び格納容器圧力逃がし装置は残留熱除去系等に対して独立した系統であり、共通原因による機能喪失のリスクを可能な限り低減している。このことから、全炉</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙4）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備 考
<p>様化している。この耐圧強化ベント系や格納容器圧力逃がし装置の持つ独立性及び多様性を考慮すると、有効性評価で考慮した対策が有効に機能しない状況は考えにくい。このため、全炉心損傷頻度の約99.9%を占める「崩壊熱除去機能喪失」に対して、有効性評価で考慮した対策は有効に機能するものと考えられる。</p> <p>(2)で述べた有効性評価で考慮した対策では対応できない場合について、「高圧注水・減圧機能喪失」、「LOCA 時注水機能喪失」のカットセットを確認すると、人的過誤（注水失敗の認知失敗等）と計測制御系の故障（計器や自動起動ロジック故障）の重畳が抽出されている。全炉心損傷頻度から見た場合、これらのカットセットの頻度は非常に小さな値であるが、これらについては、訓練等により人的過誤の発生可能性の低減に努めるとともに、計測制御系の故障時にも、正常に動作・計測されているほかの計器・パラメータによってプラントの異常を検知できるよう訓練等による対応能力の向上に努めていく。また、「全交流動力電源喪失」におけるSRV 再閉鎖失敗を伴う事故シーケンスは、炉心損傷を防止できないと整理していたシーケンスであって、格納容器破損防止対策で対応する事故シーケンスとして整理していたものである。これについては、カットセットからも、有効性評価で考慮した対策での対応が困難であることが確認された。</p> <p>上記のとおり、人的過誤と計測制御系の故障が重畳する非常に頻度の小さな場合において、有効性評価で考慮した対策では対応できない場合が考えられるものの、有効性評価で考慮した対策と設計基準事故対処設備の共用部分（注入弁等）の故障を伴うようなカットセットは、支配的なカットセットとしては抽出されていない。有効性評価で考慮した対策は、基本的に設計基準事故対処設備に対して多様化された、独立な系統機能の追加であることから、これらの共用部分の故障を伴うカットセットが支配的なカットセットとして抽出されていない以上、有効性評価で考慮した対策は、ほとんどのシーケンスに対して有効であると考えられる。また、全炉心損傷頻度の約99.9%を占める「崩壊熱除去機能喪失」についても、今回考慮した除熱機能である残留熱除去系に対して、独立かつ多様化された系統である格納容器圧力逃がし装置等が設けられていることから、全炉心損傷頻度のほとんどの割合に対して、有効性評価で考慮した対策が有効なものであると考えられる。</p>	<p>心損傷頻度の約99.8%を占める「崩壊熱除去機能喪失」に対しては炉心損傷頻度のほとんどの割合に対して、有効性評価で考慮した対策での対応が有効なものであると考えられる。</p> <p>(2)で述べた有効性評価で考慮した対策では対応できない場合について、全炉心損傷頻度から見た場合は非常に小さい寄与ではあるが、「LOCA時注水機能喪失」において中破断LOCAを起因とするカットセットが抽出されており、LOCAについては破断面積の大きさが一定の範囲を超えるような場合は、炉心損傷を防止することができないシーケンスとして整理している。これらの炉心損傷防止対策が有効に機能しないカットセットについては、格納容器破損防止対策により原子炉格納容器の閉じ込め機能に期待できることを確認することとしている。また、「LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗」のカットセットとして抽出されている、計装系の故障及び人的過誤（注水不能認知失敗）が重畳するカットセットについては、認知に失敗したまま長時間気づかないことは現実的には考え難く、これら認知失敗が含まれるカットセットの炉心損傷頻度は非常に小さくなっているものの、発生した場合は有効性評価で考慮した対策が困難である。</p> <p>有効性評価で考慮した対策は、基本的に設計基準設備に対して多様化された、独立系統機能の追加であることから、これらの共用部分の故障を伴うカットセットが抽出されていない以上、有効性評価で考慮した対策はほとんどのシーケンスに対して有効であると考えられる。また、全炉心損傷頻度の約99.8%を占める「崩壊熱除去機能喪失」についても、今回考慮した除熱機能である残留熱除去系に対して、独立かつ多様化された系統である格納容器圧力逃がし装置等を設けることから、全炉心損傷頻度のほとんどの割合に対して、有効性評価で考慮した対策が有効なものであると考えられる。</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙4）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p><b>【主要なカットセットに対する検討】（高圧・低圧注水機能喪失(TQUV)）</b></p> <p>○ 第1-1表より、事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」については炉心損傷頻度の約27%のカットセットを確認した。なお、「高圧・低圧注水機能喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が0.1%未満であり、全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。</p> <p>○ 主要な事故シーケンスのうち、「過渡事象+高圧/低圧注水失敗」、「過渡事象+SRV 再閉鎖失敗+高圧/低圧注水失敗」、「通常停止+高圧/低圧注水失敗」、「通常停止+SRV 再閉鎖失敗+高圧/低圧注水失敗」、「サポート系喪失+SRV 再閉鎖失敗+高圧/低圧注水失敗」では、高圧・低圧注水機能が喪失する要因として、原子炉補機冷却水系又は原子炉補機冷却海水系の起動又は継続運転失敗の共通原因故障による電動の ECCS 注水ポンプの機能喪失と併せて、SRV の開固着又は起動失敗等による原子炉隔離時冷却系の機能喪失があげられている。炉心損傷防止対策としては、機能喪失した ECCS 注水系の代替となる、低圧代替注水系(常設)による注水が有効である。</p> <p>○ 「サポート系喪失+高圧/低圧注水失敗」については、計測・制御機器の共通原因故障と併せて、高圧/低圧 ECCS の起動失敗があがっている。炉心損傷防止対策としては、機能喪失した ECCS 注水系の代替となる、低圧代替注水系(常設)による注水が有効である。</p> <p>○ いずれの事故シーケンスについても、注水による炉心冷却を確保した後は、代替原子炉補機冷却系又は格納容器圧力逃がし装置を用いて除熱を行う。なお、上位のカットセットには含まれていないが、残留熱除去系が機能喪失している場合には、格納容器圧力逃がし装置を用いて除熱を行う。</p>	<p><b>【高圧・低圧注水機能喪失】</b></p> <p>いずれの事故シーケンスにおいても、機器故障又は保守点検のための待機除外により電源、補機冷却系等のサポート系の機能喪失が重畳し、それに伴い高圧・低圧注水機能が喪失するカットセットが上位に抽出されている。</p> <p>これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては、補機冷却が不要であり、また、代替電源である代替高圧電源装置からの給電が可能な低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が有効である。</p> <p>また、高圧・低圧注水機能喪失における低圧代替注水系（常設）と設計基準設備の共有部分となる注入弁の故障を伴うカットセットについては、低圧代替注水系（常設）に期待が出来ないものの、事故シーケンスグループに対する寄与割合は0.1%未満と非常に小さい。また、低圧代替注水系（常設）の注入弁が故障した場合においては、高圧代替注水系により炉心損傷防止が可能である。</p>	<p>・東海第二の順序に合わせて記載。</p>



赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

第1-1表 事故シーケンスの分析(ミニマルカットセットの抽出)結果(1/7(続き))※1

事故 シーケンス グループ	主要な 事故シーケンス※2 (/年)	主要なカットセット	炉心損傷頻度		主な対策	対策 有効性
			(/年)	主要な事故 シーケンスへの 寄与割合 (%)		
TQIV (高圧・低圧 注水機能喪 失) ( $9.6 \times 10^{-10}$ /年)	通常停止 +SRV 再閉鎖失敗 +高圧/低圧注水失敗 ( $3.1 \times 10^{-10}$ /年)	通常停止+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補給冷却水系統ポンプ連続運転失敗(共通原因故障) 低圧系起動操作失敗 通常停止+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補給冷却水系統ポンプ連続運転失敗(共通原因故障)+復水器ホットアップニ ル水位制御失敗 通常停止+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補給冷却水系統ポンプ連続運転失敗(共通原因故障)+復水器起動操作 失敗 通常停止+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補給冷却水系統ポンプ連続運転失敗(共通原因故障)+復水器ホットウ ニル水位制御失敗	$4.2 \times 10^{-11}$	14	4.4	○
	サポート系喪失 +高圧/低圧注水失敗 ( $3.5 \times 10^{-11}$ /年)	タービン補給冷却系故障+BCVS デジタル制御系(DTM)故障(共通原因故障)+高圧注水系統起動操作失敗 タービン補給冷却系故障+原子炉水位計不動作/異常出力(共通原因故障)+高圧注水系統起動操作失敗+低 圧注水系統起動操作失敗 タービン補給冷却系故障+BCVS デジタル制御系(DTM)故障(多重故障)+高圧注水系統起動操作失敗	$7.2 \times 10^{-12}$	21	0.8	○
	サポート系喪失 +SRV 再閉鎖失敗 +高圧/低圧注水失敗 ( $1.3 \times 10^{-12}$ /年)	タービン補給冷却系故障+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補給冷却水系統ポンプ連続運転失敗(共通原因故障) タービン補給冷却系故障+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補給冷却水系統ポンプ連続運転失敗(共通原因故障)+高圧注水系統 起動操作失敗	$1.9 \times 10^{-12}$	44	0.2	○
		タービン補給冷却系故障+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補給冷却水系統ポンプ連続運転失敗(共通原因故障)+高圧注水系統 起動操作失敗	$1.4 \times 10^{-12}$	33	0.1	○
		タービン補給冷却系故障+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補給冷却水系統ポンプ連続運転失敗(共通原因故障)+高圧注水系統 起動操作失敗	$3.8 \times 10^{-14}$	0.9	<0.1	○

※1 主要な事故シーケンスの中の支配的なシーケンスに対する分析結果を示す。  
 ※2 主要な事故シーケンスは、同じ事故シーケンスグループに含まれる複数のシーケンスを、シーケンス上の主な特徴に着目して詳細化して分類したものを。  
 括弧内は主要な事故シーケンスに含まれるシーケンスの炉心損傷頻度の合計を示す。

東海第二発電所	備考

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙4）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p><b>【主要なカットセットに対する検討】（高圧注水・減圧機能喪失（TQUX））</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ 第1-1表より、事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」については炉心損傷頻度の約41%のカットセットを確認した。なお、「高圧注水・減圧機能喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が0.1%未満であり、全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。</li> <li>○ いずれの主要な事故シーケンスのカットセットからも、原子炉注水自動起動不能の認知失敗の人的過誤、原子炉減圧操作失敗の人的過誤が抽出され、「通常停止+SRV再閉鎖失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗」を除く主要な事故シーケンスのカットセットからは、原子炉水位計不動作/誤高出力(共通原因故障)等の信号系の故障も抽出された。このうち、原子炉注水自動起動不能の認知失敗と信号系の共通原因故障が重畳する場合、認知に失敗にしていることから、重大事故等対処設備である高圧代替注水系の手動起動に期待できず、故障の内容によるが、信号系の共通原因故障が生じている場合には代替自動減圧ロジックにも期待できないとすると、重大事故等防止対策に期待できず、炉心損傷を防止できない。この基事象の組み合わせ以外の場合には、高圧代替注水系による高圧注水のバックアップや代替自動減圧ロジックによる低圧状態への移行等により、注水による炉心冷却を確保できる。</li> <li>○ 注水による炉心冷却の確保に成功した後は、代替原子炉補機冷却系又は格納容器圧力逃がし装置を用いて除熱を行う。なお、上位のカットセットには含まれていないが、残留熱除去系が機能喪失している場合には、格納容器圧力逃がし装置を用いて除熱を行う。</li> <li>○ 全炉心損傷頻度から見た場合、炉心損傷を防止できないカットセットの頻度は非常に小さな値に抑えられていると考えるが、炉心損傷を防止できないカットセットに含まれている原子炉注水自動起動不能の認知失敗については、訓練等によりその発生可能性の低減に努めていく。</li> </ul>	<p><b>【高圧注水・減圧機能喪失】</b></p> <p>いずれの事故シーケンスにおいても、注水不能認知失敗のヒューマンエラー、原子炉減圧失敗のヒューマンエラーにより減圧機能が喪失するカットセットが上位に抽出されている。</p> <p>これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては、過渡時自動減圧機能による原子炉減圧が有効である。</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

第1-1表 事故シーケンスの分析(ミニマルカットセット)の抽出結果(2/7)※1

事故 シーケンス グループ	主要な 事故シーケンス※2	主要なカットセット	炉心損傷頻度		主要な事故 シーケンスへの 寄与割合 (%)	事故シーケンス グループへの 寄与割合 (%)	主な対策	対策 有効性
			(/年)	主要な事故 シーケンスへの 寄与割合 (%)				
TQIX (高圧注水・減 圧機能喪失) (4.2×10 <sup>7</sup> /戸年)	過渡事象 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (1.8×10 <sup>-9</sup> /戸年)	全給水喪失+原子炉注水自動起動不能の発知+原子炉水位低下動作/異常出力(共通原因故障) 全給水喪失+原子炉注水自動起動不能の発知+原子炉水位低下動作/異常出力(共通原因故障) 全給水喪失+原子炉注水自動起動不能の発知+原子炉水位低下動作/異常出力(共通原因故障)	4.6×10 <sup>-10</sup>	26	11	—※3	—※3	
			2.1×10 <sup>-10</sup>	12	5.0	—※3	—※3	
	過渡事象 +SRV再閉鎖失敗 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (5.2×10 <sup>-11</sup> /戸年)	全給水喪失+SRV再閉鎖失敗+原子炉注水自動起動不能の発知+原子炉水位低下動作/異常出力(共通原因故障) 全給水喪失+SRV再閉鎖失敗+原子炉注水自動起動不能の発知+原子炉水位低下動作/異常出力(共通原因故障)	1.9×10 <sup>-10</sup>	11	4.5	○	○	
			2.4×10 <sup>-10</sup>	4.6	0.1	—※3	—※3	
	通常停止 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (2.0×10 <sup>-10</sup> /戸年)	通常停止+原子炉注水自動起動不能の発知+原子炉水位低下動作/異常出力(共通原因故障) 通常停止+原子炉注水自動起動不能の発知+原子炉水位低下動作/異常出力(共通原因故障)	1.4×10 <sup>-10</sup>	2.7	<0.1	○	○	
			1.2×10 <sup>-10</sup>	2.3	<0.1	—※3	—※3	
	通常停止 +SRV再閉鎖失敗 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (1.2×10 <sup>-10</sup> /戸年)	通常停止+SRV再閉鎖失敗+原子炉注水自動起動不能の発知+原子炉水位低下動作/異常出力(共通原因故障) 通常停止+SRV再閉鎖失敗+原子炉注水自動起動不能の発知+原子炉水位低下動作/異常出力(共通原因故障)	3.9×10 <sup>-10</sup>	20	9.3	—※3	—※3	
			1.8×10 <sup>-10</sup>	9.0	4.3	—※3	—※3	
	サポート系喪失 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (2.9×10 <sup>-10</sup> /戸年)	通常停止+原子炉注水自動起動不能の発知+原子炉水位低下動作/異常出力(共通原因故障) 通常停止+原子炉注水自動起動不能の発知+原子炉水位低下動作/異常出力(共通原因故障)	2.8×10 <sup>-11</sup>	23	0.7	○	○	
			2.5×10 <sup>-11</sup>	21	0.6	—※3	—※3	
サポート系喪失 +SRV再閉鎖失敗 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (4.1×10 <sup>-11</sup> /戸年)	通常停止+原子炉注水自動起動不能の発知+原子炉水位低下動作/異常出力(共通原因故障) 通常停止+原子炉注水自動起動不能の発知+原子炉水位低下動作/異常出力(共通原因故障)	2.1×10 <sup>-11</sup>	18	0.5	○	○		
		1.3×10 <sup>-11</sup>	4.5	0.3	—※3	—※3		
		高圧注水失敗+原子炉注水自動起動不能の発知+原子炉水位低下動作/異常出力(共通原因故障) 高圧注水失敗+原子炉注水自動起動不能の発知+原子炉水位低下動作/異常出力(共通原因故障)	7.3×10 <sup>-12</sup>	2.5	0.2	○	○	
			6.3×10 <sup>-12</sup>	2.2	0.2	—※3	—※3	
		高圧注水失敗+原子炉注水自動起動不能の発知+原子炉水位低下動作/異常出力(共通原因故障) 高圧注水失敗+原子炉注水自動起動不能の発知+原子炉水位低下動作/異常出力(共通原因故障)	5.1×10 <sup>-12</sup>	12	0.1	○	○	
		高圧注水失敗+原子炉注水自動起動不能の発知+原子炉水位低下動作/異常出力(共通原因故障) 高圧注水失敗+原子炉注水自動起動不能の発知+原子炉水位低下動作/異常出力(共通原因故障)	4.4×10 <sup>-12</sup>	11	0.1	—※3	—※3	
		高圧注水失敗+原子炉注水自動起動不能の発知+原子炉水位低下動作/異常出力(共通原因故障) 高圧注水失敗+原子炉注水自動起動不能の発知+原子炉水位低下動作/異常出力(共通原因故障)	1.4×10 <sup>-12</sup>	3.4	<0.1	○	○	

※1 主要な事故シーケンスの中の支配的なシーケンスに対する分析結果を示す。  
 ※2 主要な事故シーケンスは、同じ事故シーケンスグループに含まれる複数のシーケンスを、シーケンス上の主要特徴に注目して詳細化して分類したもの。  
 ※3 炉内は主要な事故シーケンスに含まれるシーケンスの炉心損傷頻度の合計を小さく。  
 ※4 当該カットセットの発生源の低下に期待できるものと与える。

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第1-2表 「高圧注水・減圧機能喪失」における主要なカットセット

事故シーケンス	炉心 損傷頻度 (/戸年)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (/戸年)	事故シーケンス グループに対する 寄与割合 (%)	有効性を確認する主な対策	対策の 有効性
過渡事象 +高圧注水自動起動失敗 +原子炉減圧失敗	9.4E-09	① 高圧注水失敗 +HPCS-DGメンテナンによる待機除外 +RCICポンプ起動失敗 +原子炉自動減圧失敗	1.7E-10	0.8	過渡時自動減圧機能	○
		② 高圧注水失敗 +HPCS-DGメンテナンによる待機除外 +RCICポンプ起動失敗 +原子炉自動減圧失敗	5.1E-11	0.4		○
		③ 高圧注水失敗 +HPCS-DGメンテナンによる待機除外 +RCICポンプ起動失敗 +注水不能発知失敗	6.7E-11	0.3		○
サポート系喪失 +高圧注水自動起動失敗 +原子炉減圧失敗	2.6E-09	① 交流電源故障(区分1) +HPCS-DGメンテナンによる待機除外 +原子炉自動減圧失敗	1.0E-10	0.5	過渡時自動減圧機能	○
		② 交流電源故障(区分1) +HPCS-DGメンテナンによる待機除外 +原子炉自動減圧失敗	4.8E-11	0.2		○
		③ 計画外停止 +HPCS-DGメンテナンによる待機除外 +RCICポンプ起動失敗 +原子炉自動減圧失敗	4.2E-11	0.2		○
サポート系喪失 +高圧注水自動起動失敗 +原子炉減圧失敗	5.3E-09	① 交流電源故障(区分1) +HPCS-DGメンテナンによる待機除外 +原子炉自動減圧失敗	1.6E-09	7.8	過渡時自動減圧機能	○
		② 交流電源故障(区分1) +HPCS-DGメンテナンによる待機除外 +原子炉自動減圧失敗	1.1E-09	5.3		○
		③ 計画外停止 +HPCS-DGメンテナンによる待機除外 +RCICポンプ起動失敗 +原子炉自動減圧失敗	6.8E-10	3.4		○
サポート系喪失 +高圧注水自動起動失敗 +原子炉減圧失敗		① 交流電源故障(区分1) +HPCS-DGメンテナンによる待機除外 +原子炉自動減圧失敗	5.3E-10	3.1	過渡時自動減圧機能	○
		② 交流電源故障(区分1) +HPCS-DGメンテナンによる待機除外 +原子炉自動減圧失敗	4.3E-10	2.1		○
		③ 計画外停止 +HPCS-DGメンテナンによる待機除外 +RCICポンプ起動失敗 +原子炉自動減圧失敗	2.7E-10	1.3		○

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙4）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>【主要なカットセットに対する検討】（全交流動力電源喪失(TB)）</p> <p>○ 第1-1 表より、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」については炉心損傷頻度の約56%のカットセットを確認した。なお、「全交流動力電源喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が0.1%未満であり、全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。</p> <p>○ 主要な事故シーケンスのうち、「外部電源喪失+D/G 全台起動失敗」（長期TB）では、外部電源、非常用ディーゼル発電機による給電を喪失し、外部電源の復旧、高圧電源融通にも失敗するカットセットが抽出されている。</p> <p>このカットセットに対しては、常設代替交流電源設備により電源を復旧するほか、原子炉隔離時冷却系の運転による長時間の炉心冷却の確保と格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器からの除熱によってプラントを安定な状態に維持することが有効である。</p>	<p>【全交流動力電源喪失（長期TB）】</p> <p>いずれの事故シーケンスにおいても、非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系非常用ディーゼル発電機の故障が重畳して全交流動力電源喪失に至るカットセット、並びに軽油貯蔵タンク閉塞／破損により全交流動力電源喪失に至るカットセットが上位に抽出されている。</p> <p>これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては、代替交流電源や交流動力電源に依存しない代替注水手段が有効である。</p>	<p>・東海第二の順序に合わせて記載。</p>



赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙 4）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備 考
<p>○ 主要な事故シーケンスのうち、「外部電源喪失+直流電源喪失」(TBD)では、外部電源を喪失し、共通原因故障により全てのバッテリーからの給電に失敗するカットセットが抽出され、主要な事故シーケンスの100%を占めた。このカットセットに対しては、常設代替直流電源設備を用いて直流電源を復旧することにより、炉心損傷を防止することができる。</p> <p>○ 主要な事故シーケンスのうち、「外部電源喪失+D/G 全台起動失敗+原子炉隔離時冷却系失敗」(TBU)では、外部電源、非常用ディーゼル発電機による給電を喪失し、短時間での外部電源の復旧に失敗し、原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な復水貯蔵槽への補給に失敗するカットセットが抽出されている。このカットセットに対しては、同じ復水貯蔵槽を水源とする高圧代替注水系は有効な対策とならない。一方、復水貯蔵槽への補給に失敗するため、原子炉隔離時冷却系が使命時間 24 時間の運転を継続することはできないものの、元々復水貯蔵槽に蓄えられている水量を注水に費やせると考えると、少なくとも炉心損傷までに数時間程度の時間余裕を有するカットセットである。このため、今回抽出されたカットセットに対しては、常設代替交流電源設備等による電源復旧によって低圧の注水機能の復旧を図ること等により、炉心損傷を防止することができると考えられる。また、今回のカットセットとしては抽出されなかったが、事象発生と同時に原子炉隔離時冷却系が故障等によって機能喪失に至る等、対応の時間余裕が短い場合は、高圧代替注水系によって炉心損傷を防止することができる。</p>	<p>【全交流動力電源喪失（TBD，TBU）】</p> <p>○TBD        高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の故障又は保守点検による待機除外と蓄電池の故障が重畳し、全交流動力電源喪失に至るカットセットが上位に抽出されている。</p> <p>○TBU        いずれの事故シーケンスにおいても、非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の故障の重畳又は軽油貯蔵タンクの閉塞／破損により全交流動力電源喪失に至り、ポンプ故障、保守点検のための待機除外、流量制御器故障、直流電源喪失等が要因となって原子炉隔離時冷却系が機能喪失するカットセットが上位に抽出されている。</p> <p>これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては、高圧代替注水手段による原子炉注水又は代替直流電源による原子炉減圧後の低圧代替注水手段による原子炉注水が有効である。</p> <p>また、全交流動力電源喪失（TBU）における高圧代替注水系と設計基準設備の共有部分となる注入弁や蒸気供給弁の故障を伴うカットセットについては、高圧代替注水系に期待が出来ないものの、事故シーケンスグループに対する寄与割合は0.1%未満と非常に小さい。また、これらの故障が発生した場合においても、常設代替高圧電源装置により交流動力電源を回復し低圧代替注水系（常設）により原子炉注水を実施することで炉心損傷防止が可能である。</p>	<p>・東海第二の順序に合わせて記載。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第1-1表 事故シーケンスの分析(ミニマルカットセットの結果(3/7)) ※1

事故 シーケンス グループ	主要な 事故シーク エンス※2	主要なカットセット	炉心損傷程度		対策 有効性
			主要な事故 シーケンスへの 寄与割合 (%)	事故シークエンス グループへの 寄与割合 (%)	
T (崩壊熱除去 機能喪失) (8.7×10 <sup>-6</sup> /炉年)	+SRV 再閉鎖 +除熱失敗 (3.0×10 <sup>-7</sup> /炉年)	隔離弁象+残熱除去系起動操作失敗	72	41	○
		隔離弁象+原子炉補機冷却水系統ポンプ起動失敗(共通原因故障)	6.0	3.4	○
		隔離弁象+原子炉補機冷却水系統ポンプ起動失敗(非共通原因故障)	2.0	1.1	○
		隔離弁象+SRV 再閉鎖失敗+残熱除去系起動操作失敗	32	1.4	○
		隔離弁象+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却水系統ポンプ起動失敗(共通原因故障)	2.6	0.1	○
		隔離弁象+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却水系統ポンプ起動失敗(共通原因故障)	0.8	<0.1	○
		通常停止-原子炉補機冷却水系統ポンプ継続運転失敗(非共通原因故障)	33	10	○
		通常停止-原子炉補機冷却水系統ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)	24	7.4	○
		通常停止-外部電源喪失(使命時間中の機能喪失)+非常用ディーゼル発電機(D/G)継続運転失敗(共通原因故障)	<0.1	<0.1	△※3
		通常停止-SRV 再閉鎖失敗+常用系(廃水器)を用いた除熱操作失敗	29	0.1	○
T (崩壊熱除去 機能喪失) (8.7×10 <sup>-6</sup> /炉年)	+SRV 再閉鎖 +除熱失敗 (2.1×10 <sup>-7</sup> /炉年)	通常停止-SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却水系統ポンプ起動失敗(共通原因故障)	2.4	<0.1	○
		通常停止-SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却水系統ポンプ起動失敗(共通原因故障)	1.5	<0.1	○
		通常停止-SRV 再閉鎖失敗+残熱除去系起動操作失敗	1.5	<0.1	○
		通常停止-SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却水系統ポンプ起動失敗(共通原因故障)	1.5	<0.1	○
		通常停止-SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却水系統ポンプ起動失敗(共通原因故障)	1.5	<0.1	○
		通常停止-SRV 再閉鎖失敗+残熱除去系起動操作失敗	1.5	<0.1	○
		通常停止-SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却水系統ポンプ起動失敗(共通原因故障)	1.5	<0.1	○
		通常停止-SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却水系統ポンプ起動失敗(共通原因故障)	1.5	<0.1	○
		通常停止-SRV 再閉鎖失敗+残熱除去系起動操作失敗	1.5	<0.1	○
		通常停止-SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却水系統ポンプ起動失敗(共通原因故障)	1.5	<0.1	○

※1 主要な事故シーケンスの中の支配的なシーケンスに対する分析結果を示す。  
 ※2 主要な事故シーケンスは、同じ事故シーケンスグループに含まれる複数のシーケンスを、シーケンス上の上位階級に着目して詳細化して分類したものを示す。  
 ※3 長期TBの対策で対応可能。

第1-4表 「全交流動力電源喪失(TBD, TBU)」  
 における主要なカットセット

事故シーケンス	炉心 損傷程度 (/炉年)	主要なカットセット	炉心 損傷程度 (/炉年)	事故シーケンス グループに対する 寄与割合※1 (%)	有効性を確認する主な対策	対策の 有効性
T 外部電源喪失 +高圧電源喪失 +HPCS失敗	6.0E-12	①外部電源喪失 +留置池-A/B給電失敗+共通原因故障 +HPCS-DG運転継続失敗	1.0E-12	<0.1	・低圧代替注水系(可搬型)	○
外部電源喪失 +DG失敗 +高圧炉心冷却失敗	2.0E-10	②外部電源喪失 +留置池-A/B給電失敗+共通原因故障 +HPCS-DG起動失敗	1.0E-12	<0.1		○
		③外部電源喪失 +留置池-A/B給電失敗+共通原因故障 +HPCS-DGメンテナンスによる待機除外	6.0E-13	<0.1		○
サポート系喪失(高圧電源故障) +DG失敗 +高圧炉心冷却失敗	2.1E-08	④外部電源喪失 +給油貯蔵タンク閉塞 +R.C.I.C.ポンプ起動失敗	7.1E-11	0.3		○
		⑤外部電源喪失 +給油貯蔵タンク閉塞 +R.C.I.C.メンテナンスによる待機除外	4.0E-11	0.2		○
TBD TBU	2.1E-08	⑥外部電源喪失 +給油貯蔵タンク閉塞 +R.C.I.C.流量検出器故障	7.7E-12	<0.1		○
		⑦交流電源故障(区分1) +給油貯蔵タンク閉塞	3.2E-09	15.3		○
		⑧交流電源故障(区分1) +DG-2D運転継続失敗 +HPCS-DG運転継続失敗	1.4E-09	6.9		○
		⑨交流電源故障(区分1) +DG-2D運転継続失敗 +HPCS-DG起動失敗	9.0E-10	4.7		○
		⑩交流電源故障(区分1) +DG-2D起動失敗 +HPCS-DG運転継続失敗	9.0E-10	4.7		○
		⑪交流電源故障(区分1) +DG-2D起動失敗 +HPCS-DGメンテナンス	6.7E-10	3.2	○	
TBD TBU	2.1E-10	⑫交流電源故障(区分1) +DG-2D運転継続失敗 +HPCS-DGメンテナンス	6.3E-10	3.0	○	
		⑬交流電源故障(区分1) +DG-2Dメンテナンス +HPCS-DG起動失敗	4.3E-10	2.0	○	
		⑭交流電源故障(区分1) +DG-2D起動失敗	4.3E-10	2.0	○	
		⑮交流電源故障(区分1) +給油貯蔵タンク閉塞	2.1E-10	1.0	○	

※1 全交流動力電源喪失(TBD, TBU)の炉心損傷程度に対する寄与割合を示す

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙4）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考																																										
<p>○ 主要な事故シーケンスのうち、「外部電源喪失+D/G 全台起動失敗+SRV 再閉鎖失敗」(TBP)では、全交流動力電源喪失により電動駆動の ECCS 注水設備が機能喪失することに加え、SRV 再閉鎖失敗により、長時間の原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系による注水には期待できない。このため、原子炉隔離時冷却系又は高圧代替注水系による注水が継続している間に常設代替交流電源設備によって電源を復旧し、低圧代替注水系等による低圧注水に移行できる場合には炉心損傷を防止できる。また、低圧注水への移行に失敗し、炉心損傷に至る場合については、LOCA 時に ECCS による注水ができず、炉心損傷に至るシーケンスに包絡されると考えられ、炉心損傷に至るものの、電源復旧等の後、原子炉圧力容器又は原子炉格納容器に注水し、格納容器圧力逃がし装置等による除熱を行うことで、原子炉格納容器の破損を防止することができる。</p>	<p>【全交流動力電源喪失（TBP）】          ○TBP          いずれの事故シーケンスにおいても、非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の故障の重畳又は軽油タンクの閉塞／破損により全交流動力電源喪失に至り、逃がし安全弁の再閉鎖失敗により原子炉隔離時冷却系が機能喪失するカットセットが上位に抽出されている。          これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては、代替交流電源や交流動力電源が不要な代替注水手段を確保することが有効である。          なお、高圧・低圧注水機能喪失における低圧代替注水系（常設）と設計基準設備の共有部分となる注入弁の故障を伴うカットセットについては、低圧代替注水系（常設）に期待が出来ないものの、事故シーケンスグループに対する寄与割合は0.1%未満と非常に小さくなっており、その場合においても常設代替高圧電源装置により交流動力電源を回復し、低圧代替注水系（常設）により原子炉注水を実施することで炉心損傷防止が可能である。</p> <p style="text-align: center;">第1-5表 「全交流動力電源喪失（TBP）」          における主要なカットセット</p> <table border="1" data-bbox="1270 1056 2350 1423"> <thead> <tr> <th>事故シーケンス</th> <th>炉心損傷程度（/99%）</th> <th>主要なカットセット</th> <th>炉心損傷程度（/99%）</th> <th>事故シーケンスグループに対する寄与割合<sup>※1</sup>（%）</th> <th>有効性を確認する主な対策</th> <th>対策の有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">外部電源喪失 +D/G失敗 +逃がし安全弁再閉鎖失敗 +HPCS失敗</td> <td rowspan="2">3.0E-10</td> <td>①外部電源喪失 +軽油貯蔵タンク閉塞 +逃がし安全弁再閉鎖失敗</td> <td>2.0E-10</td> <td>47.8</td> <td rowspan="6">・低圧代替注水系（可搬型）</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>②外部電源喪失 +軽油貯蔵タンク閉塞 +逃がし安全弁再閉鎖失敗</td> <td>1.7E-11</td> <td>3.2</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">サボート系喪失（直流電源故障） （外部電源喪失） +D/G失敗 +逃がし安全弁再閉鎖失敗 +HPCS失敗</td> <td rowspan="4">2.3E-10</td> <td>③外部電源喪失 +D/G-2C/2D運転継続失敗共通原因故障 +逃がし安全弁再閉鎖失敗 +HPCS-D/G運転継続失敗</td> <td>2.4E-12</td> <td>0.5</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>①交流電源故障（区分Ⅰ） +軽油貯蔵タンク閉塞 +逃がし安全弁再閉鎖失敗</td> <td>1.7E-11</td> <td>3.2</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>①交流電源故障（区分Ⅱ） +軽油貯蔵タンク閉塞 +逃がし安全弁再閉鎖失敗</td> <td>1.7E-11</td> <td>3.2</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>②交流電源故障（区分Ⅰ） +D/G-2D運転継続失敗 +逃がし安全弁再閉鎖失敗 +HPCS-D/G運転継続失敗</td> <td>7.6E-12</td> <td>1.4</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>③交流電源故障（区分Ⅱ） +D/G-2C運転継続失敗 +逃がし安全弁再閉鎖失敗 +HPCS-D/G運転継続失敗</td> <td>7.6E-12</td> <td>1.4</td> <td>○</td> </tr> </tbody> </table> <p><small>※1 全交流動力電源喪失（TBP）の炉心損傷程度に対する寄与割合を示す</small></p>	事故シーケンス	炉心損傷程度（/99%）	主要なカットセット	炉心損傷程度（/99%）	事故シーケンスグループに対する寄与割合 <sup>※1</sup> （%）	有効性を確認する主な対策	対策の有効性	外部電源喪失 +D/G失敗 +逃がし安全弁再閉鎖失敗 +HPCS失敗	3.0E-10	①外部電源喪失 +軽油貯蔵タンク閉塞 +逃がし安全弁再閉鎖失敗	2.0E-10	47.8	・低圧代替注水系（可搬型）	○	②外部電源喪失 +軽油貯蔵タンク閉塞 +逃がし安全弁再閉鎖失敗	1.7E-11	3.2	○	サボート系喪失（直流電源故障） （外部電源喪失） +D/G失敗 +逃がし安全弁再閉鎖失敗 +HPCS失敗	2.3E-10	③外部電源喪失 +D/G-2C/2D運転継続失敗共通原因故障 +逃がし安全弁再閉鎖失敗 +HPCS-D/G運転継続失敗	2.4E-12	0.5	○	①交流電源故障（区分Ⅰ） +軽油貯蔵タンク閉塞 +逃がし安全弁再閉鎖失敗	1.7E-11	3.2	○	①交流電源故障（区分Ⅱ） +軽油貯蔵タンク閉塞 +逃がし安全弁再閉鎖失敗	1.7E-11	3.2	○	②交流電源故障（区分Ⅰ） +D/G-2D運転継続失敗 +逃がし安全弁再閉鎖失敗 +HPCS-D/G運転継続失敗	7.6E-12	1.4	○			③交流電源故障（区分Ⅱ） +D/G-2C運転継続失敗 +逃がし安全弁再閉鎖失敗 +HPCS-D/G運転継続失敗	7.6E-12	1.4	○	<p>・東海第二の順序に合わせて記載。</p>
事故シーケンス	炉心損傷程度（/99%）	主要なカットセット	炉心損傷程度（/99%）	事故シーケンスグループに対する寄与割合 <sup>※1</sup> （%）	有効性を確認する主な対策	対策の有効性																																						
外部電源喪失 +D/G失敗 +逃がし安全弁再閉鎖失敗 +HPCS失敗	3.0E-10	①外部電源喪失 +軽油貯蔵タンク閉塞 +逃がし安全弁再閉鎖失敗	2.0E-10	47.8	・低圧代替注水系（可搬型）	○																																						
		②外部電源喪失 +軽油貯蔵タンク閉塞 +逃がし安全弁再閉鎖失敗	1.7E-11	3.2		○																																						
サボート系喪失（直流電源故障） （外部電源喪失） +D/G失敗 +逃がし安全弁再閉鎖失敗 +HPCS失敗	2.3E-10	③外部電源喪失 +D/G-2C/2D運転継続失敗共通原因故障 +逃がし安全弁再閉鎖失敗 +HPCS-D/G運転継続失敗	2.4E-12	0.5		○																																						
		①交流電源故障（区分Ⅰ） +軽油貯蔵タンク閉塞 +逃がし安全弁再閉鎖失敗	1.7E-11	3.2		○																																						
		①交流電源故障（区分Ⅱ） +軽油貯蔵タンク閉塞 +逃がし安全弁再閉鎖失敗	1.7E-11	3.2		○																																						
		②交流電源故障（区分Ⅰ） +D/G-2D運転継続失敗 +逃がし安全弁再閉鎖失敗 +HPCS-D/G運転継続失敗	7.6E-12	1.4		○																																						
		③交流電源故障（区分Ⅱ） +D/G-2C運転継続失敗 +逃がし安全弁再閉鎖失敗 +HPCS-D/G運転継続失敗	7.6E-12	1.4	○																																							

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙4）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備 考
<p><b>【主要なカットセットに対する検討】（崩壊熱除去機能喪失(TW)）</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ 第1-1表より、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」については炉心損傷頻度の約66%のカットセットを確認した。なお、「崩壊熱除去機能喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が約99.9%であり、全炉心損傷頻度のほとんどを占める事故シーケンスグループである。</li> <li>○ いずれの主要な事故シーケンスのカットセットからも、残留熱除去系、原子炉補機冷却水系又は原子炉補機冷却海水系の起動又は継続運転失敗の共通原因故障が抽出されている。この基事象に対しては、代替原子炉補機冷却系による海水への熱除去機能の代替や、格納容器圧力逃がし装置による大気への除熱により炉心損傷(格納容器先行破損)を防止できる。</li> <li>○ 主要な事故シーケンスのうち、「過渡事象+除熱失敗」、「過渡事象+SRV再閉鎖失敗+除熱失敗」では、残留熱除去系起動操作失敗の人的過誤が抽出されている。この基事象に対しては、格納容器圧力逃がし装置による大気への除熱により炉心損傷(格納容器先行破損)を防止できる。</li> <li>○ 主要な事故シーケンスのうち、「通常停止+除熱失敗」では、使命時間中の外部電源喪失等、電源喪失により炉心損傷(格納容器先行破損)に至るカットセットが抽出されている。このカットセットに対しては、長期TBのシーケンスにおける対策により炉心損傷を防止できる。</li> <li>○ 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に対する主要な対策と考えられる格納容器圧力逃がし装置は残留熱除去系、原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系に対して独立な系統であり、共通原因による機能喪失のリスクを可能な限り低減している。このことから、全炉心損傷頻度の約99.9%を占める「崩壊熱除去機能喪失」に対しては炉心損傷頻度のほとんどの割合に対して、有効性評価で考慮した対策が有効なものであると考えられる。</li> </ul>	<p><b>【崩壊熱除去機能喪失】</b></p> <p>TWについては、いずれの事故シーケンスにおいても、ポンプ故障、弁故障、ストレーナ閉塞、点検のための待機除外等の要因により、残留熱除去系又はそのサポート系である残留熱除去系海水系が機能喪失することにより崩壊熱除去機能が喪失するカットセット及び残留熱除去系操作失敗のヒューマンエラーにより崩壊熱除去機能が喪失するカットセットが上位に抽出されている。</p> <p>これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては、残留熱除去系海水系が機能喪失している場合（取水機能喪失時）は、緊急用海水系及び残留熱除去系を用いた除熱又は格納容器圧力逃がし装置若しくは耐圧強化ベントによる除熱が有効である。また、残留熱除去系が機能喪失している場合（RHR故障時）は、格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベントによる除熱が有効である。</p> <p>TBWについては、いずれの事故シーケンスにおいても、外部電源喪失及び非常用ディーゼル発電機の故障が重畳する等、交流電源の喪失に伴い崩壊熱除去機能喪失に至るカットセットも抽出されている。</p> <p>これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては、常設代替高圧電源装置により交流動力電源を回復することが有効である。なお、残留熱除去系海水系又は残留熱除去系の故障が重畳した場合は、TWと同様の対策が有効である。</p>	<p>・東海第二の順序に合わせて記載。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号機

東海第二発電所

備考

第1-1表 事故シーケンスの分析(ミニマルカットセットの結果(3/7(続き))※1)

事故シーケンスグループ	主要な事故シーケンス※2	主要なカットセット	(/年)	炉心損傷頻度		主な対策	対策有効性
				主要な事故シーケンスへの寄与割合(%)	事故シーケンスグループへの寄与割合(%)		
TW (崩壊熱除去機能喪失) ( $8.7 \times 10^{-4}$ /年)	サボート系喪失+除熱失敗 ( $5.5 \times 10^{-7}$ /年)	原子炉補機冷却海水系故障(C系)+残留熱除去系起動操作失敗	$9.6 \times 10^{-8}$	17	1.1	・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) ・代替格納容器系 ・ブレイ冷却系 ・代替原子炉補機冷却系	○
	サボート系喪失+SRV再閉鎖失敗+除熱失敗 ( $2.9 \times 10^{-9}$ /年)	原子炉補機冷却海水系故障(C系)+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障(三重以上))	$7.9 \times 10^{-9}$	1.4	0.1	・代替格納容器系 ・ブレイ冷却系 ・代替原子炉補機冷却系 ・格納容器圧力逃がし装置 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	○
TW (崩壊熱除去機能喪失) ( $8.7 \times 10^{-4}$ /年)	サボート系喪失+SRV再閉鎖失敗+除熱失敗 ( $2.9 \times 10^{-9}$ /年)	原子炉補機冷却海水系故障(C系)+SRV再閉鎖失敗+残留熱除去系起動操作失敗	$5.0 \times 10^{-10}$	17	<0.1	・代替格納容器系 ・ブレイ冷却系 ・代替原子炉補機冷却系 ・格納容器圧力逃がし装置 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	○
	サボート系喪失+SRV再閉鎖失敗+除熱失敗 ( $2.9 \times 10^{-9}$ /年)	原子炉補機冷却海水系故障(C系)+SRV再閉鎖失敗+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障(二重))	$8.0 \times 10^{-11}$	2.8	<0.1	・代替格納容器系 ・ブレイ冷却系 ・代替原子炉補機冷却系 ・格納容器圧力逃がし装置 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	○
		原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障(三重以上))	$4.1 \times 10^{-11}$	1.4	<0.1		○

※1 主要な事故シーケンスの中の支配的なシーケンスに対する分析結果を示す。  
 ※2 主要な事故シーケンスは、同じ事故シーケンスグループに含まれる複数のシーケンスを、シーケンス上の主な特徴に着目して詳細化して分類したものを、括弧内は主要な事故シーケンスに含まれるシーケンスの炉心損傷頻度の合計を示す。

第1-6表 「崩壊熱除去機能喪失」における主要なカットセット(1/2)

事故シーケンス	炉心損傷頻度(/年)	主要なカットセット	炉心損傷頻度(/年)	事故シーケンスグループに対する寄与割合(%)※1	有効性を確認する主な対策	対策の有効性		
崩壊熱除去機能喪失 (TW, T BW)	4.4E-06	①非同期事象+RHR系操作失敗	1.9E-05	30.7	[RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント	○		
		②原子炉緊急停止系動作等+RHR系操作失敗	6.0E-06	9.9		○		
		③同期事象+RHR系操作失敗	2.9E-06	4.9	[RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント	○		
		④水位低下事象+RHR系操作失敗	2.9E-06	4.9		○		
		⑤全給水喪失+RHR系操作失敗	2.9E-06	4.8	[取水機能喪失時] ・緊急用海水系	○		
		⑥全給水喪失+RHR系操作失敗	1.1E-06	1.8	[RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント	○		
		⑦原子炉緊急停止系動作等+RHR S-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	9.4E-07	1.6	[取水機能喪失時] ・緊急用海水系	○		
		⑧同期事象+RHR S-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	6.1E-07	1.0	[RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント	○		
		⑨同期事象+RHR S-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	4.6E-07	0.8	[取水機能喪失時] ・緊急用海水系	○		
		⑩水位低下事象+RHR S-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	4.6E-07	0.8		○		
		⑪外部電源喪失+RHR系操作失敗	4.5E-07	0.7	[RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント	○		
		⑫非同期事象+RHR-A/B熱交バイパス弁閉塞共通原因故障	3.9E-07	0.6		○		
		⑬非同期事象+RHR S-A/B/C/Dポンプ起動失敗共通原因故障	3.5E-07	0.6	[取水機能喪失時] ・緊急用海水系	○		
		⑭非同期事象+RHR-A/Bポンプ起動失敗共通原因故障	3.1E-07	0.5		○		
		崩壊熱除去機能喪失 (TW, T BW)	3.9E-07	⑮非同期事象+RHR-A/Bポンプ駆動失敗共通原因故障	3.1E-07	0.5	[RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント	○
⑯原子炉緊急停止系動作等+RHR S-A/B流量調整弁閉塞共通原因故障	2.0E-07			0.3		○		
⑰非同期事象+RHR-A/Bポンプ運転経路閉塞共通原因故障	1.7E-07			0.3		○		
⑱全給水喪失+RHR S-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	1.7E-07			0.3	[取水機能喪失時] ・緊急用海水系	○		
⑲非同期事象+RHR-A/B/Cポンプ起動失敗共通原因故障	1.6E-07			0.3		○		
⑳非同期事象+RHR-A/B/Cポンプ駆動失敗共通原因故障	1.6E-07			0.3	[RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント	○		
㉑原子炉緊急停止系動作等+RHR-A/B熱交バイパス弁閉塞共通原因故障	1.2E-07			0.2		○		
㉒原子炉緊急停止系動作等+RHR S-A/B/C/Dポンプ起動失敗共通原因故障	1.1E-07			0.2	[取水機能喪失時] ・緊急用海水系	○		
㉓原子炉緊急停止系動作等+RHR-A/Bポンプ駆動失敗共通原因故障	1.0E-07			0.2	[RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント	○		
㉔原子炉緊急停止系動作等+RHR-A/Bポンプ駆動失敗共通原因故障	1.0E-07			0.2		○		
㉕過がし安全弁開閉+RHR系操作失敗	1.1E-07			0.2	[RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント	○		
㉖過がし安全弁再閉鎖失敗+RHR系操作失敗	9.7E-08			0.2		○		
㉗過がし安全弁開閉+RHR S-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	1.7E-08			<0.1	[取水機能喪失時] ・緊急用海水系	○		
手動停止/サボート系喪失(手動停止)+RHR系操作失敗	9.9E-06			①手動停止+RHR系操作失敗	4.7E-06	7.8	[RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント	○
				②手動停止+RHR S-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	7.4E-07	1.2		○
		③残留熱除去系海水系故障(区分I)+RHR S-Bメンテナンスによる機械除外	2.7E-07	0.4	[取水機能喪失時] ・緊急用海水系	○		
		④残留熱除去系海水系故障(区分II)+RHR S-Aメンテナンスによる機械除外	2.7E-07	0.4		○		
		⑤手動停止+RHR S-A/B流量調整弁閉塞共通原因故障	1.9E-07	0.3	[RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント	○		

※1 崩壊熱除去機能喪失(TW, T BW)の炉心損傷頻度に対する寄与割合を示す

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第1-6表 「崩壊熱除去機能喪失」における主要なカットセット (2/2)

事故シーケンス	炉心 損傷程度 (%/年)	主要なカットセット	炉心 損傷程度 (%/年)	事故シーケンス グループに対する 発生割合 (%) <sup>※1</sup>	有効性を確認する主な対策	対策の 有効性
T W	半動停止/サポート系喪失 (半動停止) + 逃がし安全弁閉鎖失敗 + RHR失敗	① 計測外停止 + 逃がし安全弁閉鎖失敗 + RHR系操作失敗	2.2E-08	<0.1	[RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置 又は耐圧強化ベント	○
		② 計測外停止 + 逃がし安全弁閉鎖失敗 + RHR S-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	3.9E-09	<0.1		○
		③ 崩壊熱除去系海水系故障 (区分I) + 逃がし安全弁閉鎖失敗 + RHR S-Bメンテナンスによる待機除外	1.4E+09	<0.1		○
		④ 崩壊熱除去系海水系故障 (区分II) + 逃がし安全弁閉鎖失敗 + RHR S-Aメンテナンスによる待機除外	1.4E-09	<0.1		○
		① 直流電源故障 (区分I) + RHR S-Bメンテナンスによる待機除外	1.0E+07	6.2	[取水機能喪失時] ・緊急用海水系	○
サポート系喪失 (自動停止) + RHR失敗	① 直流電源故障 (区分II) + RHR S-Aメンテナンスによる待機除外	1.0E+07	6.2		○	
	③ 交流電源故障 (区分II) による待機除外	5.7E+08	<0.1		○	
サポート系喪失 (自動停止) + 逃がし安全弁閉鎖失敗 + RHR失敗	① 直流電源故障 (区分I) + 逃がし安全弁閉鎖失敗 + RHR S-Bメンテナンスによる待機除外	5.4E+10	<0.1		○	
	① 直流電源故障 (区分II) による待機除外	5.4E+10	<0.1		○	
② 交流電源故障 (区分II) による待機除外	3.0E+10	<0.1		○		
	① 小破断LOCA + RHR系操作失敗	3.3E-08	<0.1	[RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置 又は耐圧強化ベント	○	
中小破断LOCA + RHR失敗	② 中破断LOCA + RHR系操作失敗	2.2E-08	<0.1		○	
	③ 大破断LOCA + RHR S-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	5.2E-09	<0.1	[取水機能喪失時] ・緊急用海水系	○	
大破断LOCA + RHR失敗	① 大破断LOCA + RHR系操作失敗	2.2E-09	<0.1	[RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置 又は耐圧強化ベント	○	
	② 大破断LOCA + RHR S-A/B流量調整弁閉鎖共通原因故障	7.2E-11	<0.1	[取水機能喪失時] ・格納容器圧力逃がし装置 又は耐圧強化ベント	○	
崩壊熱除去機能喪失	外部電源喪失 + DG失敗 (HPCS成功)	① 外部電源喪失 + DG-2C/2D運転継続失敗共通原因故障	2.0E-07	6.3		○
		② 外部電源喪失 + DG-2C/2D配管失敗共通原因故障	1.3E-07	6.2		○
		③ 外部電源喪失 + DG SW-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	7.2E-08	6.1		○
外部電源喪失 + DG失敗 + 逃がし安全弁閉鎖失敗 (HPCS成功)	① 外部電源喪失 + DG-2C/2D運転継続失敗共通原因故障 + 逃がし安全弁閉鎖失敗	1.0E-09	<0.1		○	
	② 外部電源喪失 + DG-2C/2D配管失敗共通原因故障 + 逃がし安全弁閉鎖失敗	7.0E-10	<0.1		○	
	③ 外部電源喪失 + DG SW-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障 + 逃がし安全弁閉鎖失敗	3.7E-10	<0.1		○	
外部電源喪失 + 配管喪失失敗 (HPCS成功)	① 外部電源喪失 + 配管-A/B給電失敗共通原因故障	6.9E-10	<0.1		○	
	② 外部電源喪失 + 配管-A/B給電失敗共通原因故障 + 逃がし安全弁閉鎖失敗	3.6E-12	<0.1		○	
	③ 外部電源喪失 + 配管-A/B給電失敗	1.7E-12	<0.1		○	
T B W	サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + DG失敗 (HPCS成功)	① 直流電源故障 (区分I) + DG-2D運転継続失敗	6.3E-07	1.0	・常設代替系圧力調整装置	○
		① 直流電源故障 (区分II) + DG-2C運転継続失敗	6.3E-07	1.0		○
		② 直流電源故障 (区分I) + DG-2D配管失敗	4.3E-07	6.7		○
		③ 直流電源故障 (区分II) + DG-2C配管失敗	4.3E-07	6.7		○
		④ 直流電源故障 (区分I) + DG-2Dメンテナンスによる待機除外	2.7E-07	6.5		○
		⑤ 直流電源故障 (区分II) + DG-2Cメンテナンスによる待機除外	2.7E-07	6.5		○
サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + DG失敗 + 逃がし安全弁閉鎖失敗 (HPCS成功)	① 直流電源故障 (区分I) + DG-2D運転継続失敗 + 逃がし安全弁閉鎖失敗	3.3E-09	<0.1		○	
	① 直流電源故障 (区分II) による待機除外	3.3E-09	<0.1		○	
	② 直流電源故障 (区分I) + DG-2D配管失敗 + 逃がし安全弁閉鎖失敗	2.2E-09	<0.1		○	
	③ 直流電源故障 (区分II) による待機除外	2.2E-09	<0.1		○	

※1 崩壊熱除去機能喪失 (T W, T B W) の炉心損傷程度に対する発生割合を示す

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙4）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>【主要なカットセットに対する検討】（原子炉停止機能喪失(TC)）</p> <p>○ 第1-1表より、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」については炉心損傷頻度の約43%のカットセットを確認した。なお、「原子炉停止機能喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が0.1%未満であり、全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。</p> <p>○ 主要な事故シーケンスとして、「過渡事象+原子炉停止失敗」について評価したところ、制御棒挿入失敗(機械系故障)に加えてSLCの機能喪失に関する基事象のカットセットが抽出された。原子炉停止機能について、ABWRである柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉では、今回重大事故等対処設備として位置づけた機能・設備がプラント設計当初より設置されていたことから、今回はこれらの機能・設備を考慮してPRAを実施した。</p> <p>このため、これらの機能・設備の喪失を含めて炉心損傷に至るカットセットが抽出されており、対策の有効性を確認することはできない。</p> <p>○ 原子炉停止機能喪失の事故シーケンスグループは、グループの炉心損傷頻度が<math>5.1 \times 10^{-12}</math> /炉年であり、評価全体の炉心損傷頻度に占める割合は全シーケンスグループの中で最も小さい。主要なカットセットに今回重大事故等対処設備として位置づけたSLCが含まれていることから、これらの今回重大事故等対処設備の寄与も含めて、非常に小さな炉心損傷頻度に抑えられていると考えられる。</p>	<p>【原子炉停止機能喪失】</p> <p>いずれの事故シーケンスにおいても、電氣的故障としてスクラムコンタクタの故障を原子炉停止機能喪失の要因とするカットセットが上位に抽出されている。</p> <p>これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては、ATWS緩和設備（代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能）及びほう酸水注入系による対応が有効である。</p> <p>なお、直流電源故障（区分I，II）時は当該区分の代替再循環ポンプトリップ回路が機能しないが、これらのカットセットの寄与は全炉心損傷頻度及び事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度に対して非常に小さくなっており、また、その場合においても代替再循環ポンプの手動停止に期待でき、ほう酸水注入系も健全であることから炉心損傷防止が可能である。</p> <p>また、LOCA起因の原子炉停止失敗時には、原子炉冷却材の流出により、ほう酸水注入系が有効に機能しないことも考えられるが、これらのカットセットの炉心損傷頻度は非常に小さくなっており、また、その場合においてもATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能）による反応度制御により対応可能である。</p>	<p>・東海第二の順序に合わせて記載。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第1-1表 事故シーケンスの分析(ミニマルカットセットの抽出)結果(5/7)※1

事故シーケンスグループ	主要な事故シーケンス※2	主要なカットセット	炉心損傷頻度		主な対策	対策有効性
			主要な事故シーケンスへの寄与割合(%)	事故シーケンスへの寄与割合(%)		
TC (原子炉停止機能喪失) ( $5.1 \times 10^{-12}$ / 炉年)	過渡事象 +原子炉停止失敗 ( $5.0 \times 10^{-12}$ / 炉年)	非隔離事象+制御棒挿入失敗+SILC ほう酸水タンク閉塞	44	43	<ul style="list-style-type: none"> <li>・代替制御棒挿入機能</li> <li>・代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能</li> <li>・ほう酸水注入系</li> <li>・高圧炉心注水系</li> <li>・原子炉隔離時冷却系</li> <li>・残留熱除去系</li> </ul>	-
		非隔離事象+制御棒挿入失敗+SILC ほう酸水タンク保	<0.1	<0.1		-
		非隔離事象+制御棒挿入失敗+SILC ほう酸水タンク保 +温用ヒーター制御回路遮断器閉失敗	<0.1	<0.1		-

※1 主要な事故シーケンスの中の支配的なシーケンスに対する分析結果を示す。  
 ※2 主要な事故シーケンスは、同じ事故シーケンスグループに含まれる複数のシーケンスを、シーケンス上の主な特徴に着目して詳細化して分類したものの括弧内は主要な事故シーケンスに含まれるシーケンスの炉心損傷頻度の合計を示す。

第1-7表 「原子炉停止機能喪失」における主要なカットセット

事故シーケンス	炉心損傷頻度(炉年)	主要なカットセット	炉心損傷頻度(炉年)	事故シーケンスグループに対する寄与割合(%)	有効性を検証する主な対策	対策の有効性	
過渡事象 +原子炉停止失敗	2.5E-08	①非隔離事象 +スタラムコンタクター-A/C作動失敗共通原因故障	4.6E-09	18.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ATWS緩和設備(代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能)</li> <li>・ほう酸水注入系</li> </ul>	○	
		②非隔離事象 +スタラムコンタクター-B/D作動失敗共通原因故障	4.6E-09	18.0		○	
		③非隔離事象 +スタラムコンタクター-E/G作動失敗共通原因故障	4.6E-09	18.0		○	
		④非隔離事象 +スタラムコンタクター-F/H作動失敗共通原因故障	4.6E-09	18.0		○	
サポート系異常(自動停止) +原子炉停止失敗	3.9E-11	①直流電源故障(区分I) +スタラムコンタクター-B/D作動失敗共通原因故障	7.6E-12	<0.1		<ul style="list-style-type: none"> <li>・ATWS緩和設備(代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能)</li> <li>・ほう酸水注入系</li> </ul>	○ <sup>0.1</sup>
		②直流電源故障(区分I) +スタラムコンタクター-F/H作動失敗共通原因故障	7.6E-12	<0.1			○ <sup>0.1</sup>
		③直流電源故障(区分II) +スタラムコンタクター-A/C作動失敗共通原因故障	7.6E-12	<0.1			○ <sup>0.1</sup>
		④直流電源故障(区分II) +スタラムコンタクター-E/G作動失敗共通原因故障	7.6E-12	<0.1			○ <sup>0.1</sup>
中小規模LOCA +原子炉停止失敗	5.4E-11	①小規模LOCA +スタラムコンタクター-A/C作動失敗共通原因故障	8.1E-12	<0.1	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ATWS緩和設備(代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能)</li> <li>・ATWS緩和設備(代替制御棒挿入機能)</li> </ul>		○ <sup>0.2</sup>
		②小規模LOCA +スタラムコンタクター-B/D作動失敗共通原因故障	8.1E-12	<0.1			○ <sup>0.2</sup>
		③小規模LOCA +スタラムコンタクター-E/G作動失敗共通原因故障	8.1E-12	<0.1			○ <sup>0.2</sup>
		④小規模LOCA +スタラムコンタクター-F/H作動失敗共通原因故障	8.1E-12	<0.1			○ <sup>0.2</sup>
大規模LOCA +原子炉停止失敗	2.2E-12	①大規模LOCA +スタラムコンタクター-A/C作動失敗共通原因故障	5.4E-13	<0.1		<ul style="list-style-type: none"> <li>・ATWS緩和設備(代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能)</li> <li>・ATWS緩和設備(代替制御棒挿入機能)</li> </ul>	○ <sup>0.2</sup>
		②大規模LOCA +スタラムコンタクター-B/D作動失敗共通原因故障	5.4E-13	<0.1			○ <sup>0.2</sup>
		③大規模LOCA +スタラムコンタクター-E/G作動失敗共通原因故障	5.4E-13	<0.1			○ <sup>0.2</sup>
		④大規模LOCA +スタラムコンタクター-F/H作動失敗共通原因故障	5.4E-13	<0.1			○ <sup>0.2</sup>

※1 直流電源故障(区分I, II)時は両区分の代替再循環系ポンプトリップ回路が機能しないが、代替再循環系ポンプの自動停止に期待することが可能であり、ほう酸水注入系も健全であることから炉心損傷防止可能  
 ※2 LOCA時は原子炉冷却材の流出によりほう酸水注入系が有効に機能しないことも考えられるが、代替制御棒挿入機能による反応度制御に期待することで炉心損傷を防止可能

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙4）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p><b>【主要なカットセットに対する検討】（LOCA 時注水機能喪失(LOCA)）</b></p> <p>○ 第1-1 表より、事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」については炉心損傷頻度の約76%のカットセットを確認した。なお、「LOCA 時注水機能喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が約0.1%であり、全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。</p> <p>○ 主要な事故シーケンスのうち、「LOCA+高圧/低圧注水失敗」では、原子炉補機冷却水系又は原子炉補機冷却海水系の起動又は熱交換器の弁故障の共通原因故障が抽出されている。中破断LOCAにより原子炉隔離時冷却系に期待できず、原子炉補機冷却水系等の喪失により、駆動機構の冷却が必要な電動駆動のECCS注水系に期待できない状況であるため、このカットセットに対しては、SRVの手動作動により原子炉を減圧し、駆動機構の冷却を必要としない常設の低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)により注水することで炉心損傷を防止できると考えられる。</p> <p>○ 主要な事故シーケンスのうち、「LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗」では、注水不能の認知に失敗する人的過誤とデジタル制御系の共通原因故障、又は多重故障によるカットセットが抽出されている。この場合、代替の注水手段への移行の必要性に気付けないことから、SRVの手動作動等の運転員操作に期待することができないため、これらの重大事故等防止対策に期待できず、炉心損傷を防止できない。また、高圧ECCS注水及び原子炉の減圧操作に失敗する人的過誤とデジタル制御系の共通原因故障によるECCS系の自動起動に失敗するカットセットが抽出されている。この場合、原子炉を減圧できない一方で、LOCAにより蒸気駆動の高圧代替注水設備にも期待できないことから、炉心損傷を防止できない。</p> <p>○ LOCAが発生しているにも関わらず、認知に失敗したまま長時間気付かない場合や、操作に失敗したにも関わらずその後の対応をとらないことは現実的には考えにくく、全炉心損傷頻度から見た場合、これらの炉心損傷を防止できないカットセットの頻度は非常に小さな値に抑えられているが、原子炉注水自動起動不能の認知失敗等の人的過誤については、訓練等によりその発生可能性の低減に努めていく。</p>	<p><b>【LOCA時注水機能喪失】</b></p> <p>○<u>中小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗</u></p> <p>高圧注水機能が喪失する主要な要因として高圧炉心スプレイ系の弁の故障及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系のメンテナンス/ストレーナ閉塞が、低圧注水機能が喪失する要因としてサポート系である残留熱除去系海水系のストレーナ閉塞がカットセット上位に抽出されている。</p> <p>これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては、低圧代替注水系（常設）の注水容量の及ぶ範囲の破断面積までであれば、原子炉手動減圧後の低圧代替注水系（常設）による注水が有効である。</p> <p>なお、低圧代替注水系（常設）と設計基準設備の共有部分となる注入弁の故障を伴うカットセットについては、低圧代替注水系（常設）に期待が出来ないものの、事故シーケンスグループに対する寄与割合は0.1%未満と非常に小さい。また、注入弁の故障が重畳した場合は、炉心損傷防止が困難である。</p> <p>○<u>中小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗</u></p> <p>高圧注水機能が喪失する主要な要因として高圧炉心スプレイ系の弁の故障及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系のメンテナンス/ストレーナ閉塞が、減圧機能が喪失する要因として水位トランスミッタの故障と認知失敗の重畳がカットセット上位に抽出されている。</p> <p>中小破断LOCA時における減圧操作に対する認知失敗については、発生した場合は炉心損傷を防止することができないが、LOCAが発生しているにもかかわらず、認知に失敗したまま長時間気づかないことは現実的には考え難く、これら認知失敗が含まれるカットセットの炉心損傷頻度は非常に小さくなっている。また、上位のカットセットには含まれていないが自動減圧回路の機能喪失要因が格納容器圧力高信号を発信する機器の故障等であれば、過渡時自動減圧回路による原子炉減圧にも期待できる。</p> <p>なお、いずれのカットセットにおいても、LOCAの破断面積の大きさが一定の範囲を超えるような場合は、炉心損傷を防止することができないが、これらの炉心損傷防止対策が有効に機能しないカットセットについては、格納容器破損防止対策により原子炉格納容器の閉じ込め機能に期待できることを確認することとしている。</p>	<p>・東海第二の順序に合わせて記載。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

第1-1表 事故シーケンスの分析(ミニマルカットセット)の結果(6/7) ※1

事故シーケンスグループ	主要な事故シーケンス ※2	主要なカットセット	炉心損傷頻度		上な対策	対策有効性
			(/知年)	主要な事故シーケンスへの寄与割合 (%)		
LOCA 時注水機能喪失 (4.5×10 <sup>-9</sup> /知年)	LOCA +高圧/低圧注水失敗 (3.9×10 <sup>-9</sup> /知年)	中破断 LOCA+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	2.3×10 <sup>-9</sup>	59	・ 手動減圧 ・ 低圧代替注水系(常設) (復水補給水系) ・ 代替格納容器スプレッド冷却系 ・ 代替原子炉補機冷却系 ・ 格納容器圧力逃がし装置 ・ 可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	○
		中破断 LOCA+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	7.6×10 <sup>-10</sup>	19		○
		中破断 LOCA+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	3.0×10 <sup>-10</sup>	7.7		○
LOCA 時注水機能喪失 (4.5×10 <sup>-9</sup> /知年)	LOCA +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (6.0×10 <sup>-11</sup> /知年)	中破断 LOCA+注水不能認知失敗+ECCS デジタル制御系(DTM)故障(共通原因故障)	4.3×10 <sup>-11</sup>	72	・ 代替原子炉補機冷却系 ・ 格納容器圧力逃がし装置 ・ 可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	○
		中破断 LOCA+注水不能認知失敗+ECCS デジタル制御系(DTM)故障(多重故障)	1.4×10 <sup>-11</sup>	23		○
		中破断 LOCA+原子炉減圧操作失敗+ECCS デジタル制御系(DTM)故障(共通原因故障)+高圧注水系起動操作失敗	3.9×10 <sup>-13</sup>	0.7		○

※1 主要な事故シーケンスの中の支配的なシーケンスに対する分析結果を示す。  
 ※2 主要な事故シーケンスは、同じ事故シーケンスグループに含まれる複数のシーケンスの炉心損傷頻度の合計を示す。  
 ※3 原子炉注水自動起動不能の認知失敗等の人的過誤については、訓練等によりその発生確率の低減に努めていく。訓練等の運用の対策は、確実に当該カットセットの発生を防止するものではないが、当該カットセットの発生頻度の低下に期待できるものとする。

第1-8表 「LOCA時注水機能喪失」における主要なカットセット

事故シーケンス	炉心損傷頻度 (/知年)	主要なカットセット	炉心損傷頻度 (/知年)	事故シーケンスグループに対する寄与割合 (%)	有効性を確保する主な対策	対策の有効性			
中破断 LOCA +高圧/低圧注水失敗 +原子炉減圧失敗	1.1E-11	①中破断 LOCA +HPCS入口遮断弁(S/P側)開失敗 +RHS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	1.1E-12	5.3	・ 低圧代替注水系(常設)	△ <sup>0.1</sup>			
		②中破断 LOCA +HPCS-DGSWメンテナンスによる待機除外 +RHS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	9.3E-13	4.3		△ <sup>0.1</sup>			
		③中破断 LOCA +HPCS-DGSW海水ストレーナ閉塞 +RHS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	4.2E-13	2.1		△ <sup>0.1</sup>			
		④中破断 LOCA+HPCS-DGSWポンプ駆動失敗+RHS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	3.2E-13	1.6		△ <sup>0.1</sup>			
		⑤中破断 LOCA+HPCSメンテナンス+RHS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	3.4E-13	1.6		△ <sup>0.1</sup>			
		⑥中破断 LOCA+HPCS-DG軽度ストレーナ閉塞+RHS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ <sup>0.1</sup>			
		⑦中破断 LOCA+HPCS軽度ストレーナ閉塞+RHS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ <sup>0.1</sup>			
		⑧中破断 LOCA+HPCSモカシールタール入口弁開け忘れ+RHS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ <sup>0.1</sup>			
		⑨中破断 LOCA+HPCSタール出口弁開け忘れ+RHS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ <sup>0.1</sup>			
		⑩中破断 LOCA+HPCSポンプ駆動1冷却水入口弁開け忘れ+RHS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ <sup>0.1</sup>			
		⑪中破断 LOCA+HPCSポンプ駆動1冷却水出口弁開け忘れ+RHS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ <sup>0.1</sup>			
		⑫中破断 LOCA+HPCSポンプ駆動2冷却水入口弁開け忘れ+RHS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ <sup>0.1</sup>			
		⑬中破断 LOCA+HPCSポンプ駆動2冷却水出口弁開け忘れ+RHS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ <sup>0.1</sup>			
		⑭中破断 LOCA+HPCSポンプ駆動タール弁開け忘れ+RHS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ <sup>0.1</sup>			
		⑮中破断 LOCA+HPCS-DGSW出口ライン閉塞弁開け忘れ+RHS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ <sup>0.1</sup>			
		⑯中破断 LOCA+HPCS-DGSW出口ライン排水弁1開け忘れ+RHS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ <sup>0.1</sup>			
		⑰中破断 LOCA+HPCS-DGSW出口ライン排水弁2開け忘れ+RHS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ <sup>0.1</sup>			
		⑱中破断 LOCA+HPCS-DGSWエンジンエアタール入口弁開け忘れ+RHS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ <sup>0.1</sup>			
		⑲中破断 LOCA+HPCS-DGSWエンジンエアタール入口弁開け忘れ+RHS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ <sup>0.1</sup>			
		⑳中破断 LOCA+HPCS-DGSW系出口閉塞弁開け忘れ+RHS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-13	1.3		△ <sup>0.1</sup>			
		㉑中破断 LOCA+HPCS入口遮断弁(S/P側)開失敗+RHS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.4E-13	1.1		△ <sup>0.1</sup>			
		㉒中破断 LOCA+復水貯蔵タンクA真空度がしず作動失敗+HPCS水源切替操作失敗+RHS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.3E-13	1.1		△ <sup>0.1</sup>			
		㉓中破断 LOCA+復水貯蔵タンクB真空度がしず作動失敗+HPCS水源切替操作失敗+RHS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.3E-13	1.1		△ <sup>0.1</sup>			
		大破断 LOCA +高圧/低圧注水失敗 +原子炉減圧失敗	1.4E-12	①中破断 LOCA +HPCS入口遮断弁(S/P側)開失敗 +原子炉減圧失敗 +注水不能認知失敗		1.3E-13	0.6		△ <sup>0.1</sup>
				②中破断 LOCA +HPCS入口遮断弁(S/P側)開失敗 +原子炉減圧失敗 +注水不能認知失敗		1.3E-13	0.6		△ <sup>0.1</sup>
		大破断 LOCA +高圧/低圧注水失敗 +原子炉減圧失敗	1.4E-12	③中破断 LOCA +HPCS-DGSWメンテナンスによる待機除外 +原子炉減圧失敗+RHS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障 +注水不能認知失敗		1.0E-13	0.5		△ <sup>0.1</sup>
④大破断 LOCA +HPCS入口遮断弁(S/P側)開失敗 +RHS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	1.1E-13			0.5		-			
大破断 LOCA +高圧/低圧注水失敗 +原子炉減圧失敗	1.4E-12	⑤大破断 LOCA +HPCS-DGSWメンテナンスによる待機除外 +RHS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	9.3E-14	0.4		-			
		⑥大破断 LOCA +HPCS-DGSW海水ストレーナ閉塞 +RHS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	4.2E-14	0.2		-			

※1 LOCAの最新面積が低圧代替注水系(常設)の注水容量を超える場合は炉心損傷を防止できない

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙4）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備 考
<p><b>【主要なカットセットに対する検討】（ISLOCA）</b></p> <p>○ 第1-1表より、事故シーケンスグループ「ISLOCA」については炉心損傷頻度の約61%のカットセットを確認した。なお、「ISLOCA」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が0.1%未満であり、全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。</p> <p>○ 主要な事故シーケンスである、「ISLOCA」では、高圧炉心注水系の定例試験時の弁リークや誤開放に伴うカットセットが抽出されている。これらのカットセットに対しては、高圧炉心注水系又は原子炉を減圧した後に高圧又は低圧炉心注水系による炉心の水位維持によって炉心損傷を防ぐことができる。その後は、注入隔離弁の再閉操作等、破断箇所の隔離を試みるとともに、使用可能な緩和系で水位維持、除熱を行うことで、炉心を安定な状態とすることができる。</p>	<p><b>【格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）】</b></p> <p>いずれの事故シーケンスにおいても、原子炉冷却材圧力バウンダリにおける複数の隔離弁が、定期検査時の通常状態への復旧失敗や機械的故障が重畳することで同時に機能喪失し、低圧設計配管が過圧され破断するカットセットが上位に抽出されている。これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては、格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）が発生した系統以外の高圧注水機能又は低圧注水機能（原子炉を減圧した後に使用）を用いた原子炉注水が有効である。その後は、隔離弁の再閉操作等、破断箇所の隔離を試みるとともに、使用可能な緩和設備による水位維持、除熱を行うことで、炉心を安定状態とすることが可能である。</p>	<p>・東海第二の順序に合わせて記載。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

第1-1表 事故シーケンスの分析(ミニマルカットセットの抽出)結果(7/7)※1

事故シーケンスグループ	主要な事故シーケンス※2	主要なカットセット	加心損傷頻度		主な対策	対策有効性
			(/年)	事故シーケンスグループへの寄与割合(%)		
ISLOCA ( $9.5 \times 10^{-11}$ / 年)	ISLOCA ( $9.5 \times 10^{-11}$ / 年)	定例試験時 HPCF(B系)試験可能逆止弁内部リーク+HPCF(B系)ポンプ吸込配管破損+HPCF(B系)注入隔離弁閉鎖失敗	$1.5 \times 10^{-11}$	16	・ ISLOCA 発生箇所との隔離 ・ 高圧炉心注水系 ・ 手動減圧 ・ 低圧炉心注水系	○
		定例試験時 HPCF(C系)試験可能逆止弁内部リーク+HPCF(C系)ポンプ吸込配管破損+HPCF(C系)注入隔離弁閉鎖失敗	$1.5 \times 10^{-11}$	16		○
		定例試験時 HPCF(B系)注入隔離弁閉鎖+HPCF(B系)ポンプ吸込配管破損+HPCF(B系)試験可能逆止弁閉鎖失敗	$1.4 \times 10^{-11}$	15		○
		定例試験時 HPCF(C系)注入隔離弁閉鎖+HPCF(C系)ポンプ吸込配管破損+HPCF(C系)試験可能逆止弁閉鎖失敗	$1.4 \times 10^{-11}$	15		○

※1 主要な事故シーケンスの中の支配的なシーケンスに対する分析結果を示す。  
 ※2 主要な事故シーケンスは、同じ事故シーケンスグループに含まれる複数のシーケンスを、シーケンス上の主な特徴に着目して詳細化して分類したものを、括弧内は主要な事故シーケンスに含まれるシーケンスの加心損傷頻度の合計を示す。

東海第二発電所

備考

第1-9表 「格納容器バイパス」における主要なカットセット

事故シーケンス	加心損傷頻度(/年)	主要なカットセット	加心損傷頻度(/年)	事故シーケンスグループに対する寄与割合(%)	有効性を確保する主な対策	対策の有効性
インターフェイスシステムLOCA	4.8E-10	① RHR-Aテストブル逆止弁定期試験 + RHR-A進入弁定期試験時の通常状態への復旧失敗 + RHR-Aテストブル逆止弁閉鎖失敗 + RHR-A吐出配管破損	1.5E-10	30.4	・ 微増系統を除く原子炉注水機能 ・ 微増系統の隔離	○
		② RHR-Bテストブル逆止弁定期試験 + RHR-B進入弁定期試験時の通常状態への復旧失敗 + RHR-Bテストブル逆止弁閉鎖失敗 + RHR-B吐出配管破損	1.5E-10	30.4		○
		③ RHR-Cテストブル逆止弁定期試験 + RHR-C進入弁定期試験時の通常状態への復旧失敗 + RHR-Cテストブル逆止弁閉鎖失敗 + RHR-C吐出配管破損	5.9E-11	12.1		○
		④ RHR停止時冷却ライン(復旧) 格納容器外隔離弁内部リーク + RHR停止時冷却ライン(復旧) 格納容器内隔離弁内部リーク + RHR低圧配管破損	1.7E-11	3.6		○
		⑤ RHR停止時冷却ライン(復旧) 格納容器内隔離弁内部リーク + RHR停止時冷却ライン(復旧) 格納容器外隔離弁内部リーク + RHR低圧配管破損	1.7E-11	3.6		○
		⑥ RHR停止時冷却ライン(復旧) 格納容器外隔離弁閉鎖 + RHR停止時冷却ライン(復旧) 格納容器内隔離弁内部リーク + RHR低圧配管破損	1.1E-11	2.2		○
		⑦ RHR停止時冷却ライン(復旧) 格納容器内隔離弁閉鎖 + RHR停止時冷却ライン(復旧) 格納容器外隔離弁内部リーク + RHR低圧配管破損	1.1E-11	2.2		○
		⑧ RHR停止時冷却ライン(復旧) 格納容器外隔離弁内部リーク + RHR停止時冷却ライン(復旧) 格納容器内隔離弁閉鎖 + RHR低圧配管破損	1.1E-11	2.2		○
		⑨ RHR停止時冷却ライン(復旧) 格納容器内隔離弁内部リーク + RHR停止時冷却ライン(復旧) 格納容器外隔離弁閉鎖 + RHR低圧配管破損	1.1E-11	2.2		○
		⑩ HPCSテストブル逆止弁定期試験 + HPCS進入弁内部リーク + HPCSポンプ出口逆止弁内部リーク + HPCS低圧配管破損	8.6E-12	1.8		○
		⑪ RHR-Aテストブル逆止弁定期試験 + RHR-A進入弁定期試験時の通常状態への復旧失敗 + RHR-A逆止弁操作スイッチ開失敗 + RHR-A吐出配管破損	8.2E-12	1.7		○
		⑫ RHR-Bテストブル逆止弁定期試験 + RHR-B進入弁定期試験時の通常状態への復旧失敗 + RHR-B逆止弁操作スイッチ開失敗 + RHR-B吐出配管破損	8.2E-12	1.7		○
		⑬ RHR停止時冷却ライン(復旧) 格納容器外隔離弁閉鎖 + RHR停止時冷却ライン(復旧) 格納容器内隔離弁閉鎖 + RHR低圧配管破損	6.5E-12	1.3		○
		⑭ RHR停止時冷却ライン(復旧) 格納容器内隔離弁閉鎖 + RHR停止時冷却ライン(復旧) 格納容器外隔離弁閉鎖 + RHR低圧配管破損	6.5E-12	1.3		○
		⑮ RHR-Aテストブル逆止弁定期試験 + RHR-A進入弁定期試験時の通常状態への復旧失敗 + RHR-A逆止弁閉鎖失敗+ RHR-A熱交換器破損	4.9E-12	1.0		○
		⑯ RHR-Bテストブル逆止弁定期試験 + RHR-B進入弁定期試験時の通常状態への復旧失敗 + RHR-B逆止弁閉鎖失敗 + RHR-B熱交換器破損	4.9E-12	1.0		○

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙4）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>1-2. FV 重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認</p> <p>(1) 実施内容</p> <p>今回は、FV 重要度の高い基事象に対し、その基事象の発生に伴って生じる系統機能の喪失に重大事故等防止対策の有効性を定性的に考察した。</p> <p>なお、今回の整理は定量的に評価したFV 重要度に対し、対策の有効性の観点で定性的な考察を加えた分析結果である。対策の有効性を定量的に把握する観点では、新たに講じた対策をモデル化した上でPRA を実施し、その結果を比較することが望ましいが、今回はプラント運転開始時の内部事象運転時レベル1PRA の結果のみを定量的な検討材料として分析することとし、この確認を実施した。</p> <p>(2) 選定条件</p> <p>事故シーケンスグループ別にFV 重要度を分析し、その値が<math>10^{-3}</math> を超える基事象について、重大事故等防止対策の対応状況を確認することとした。FV 重要度が小さい基事象は、重大事故等防止対策による対応が可能であったとしても、炉心損傷頻度の低減効果が小さいことから、事故シーケンスグループの支配的なリスク要因を網羅的に確認する範囲として、今回は<math>10^{-3}</math> を基準とすることとし、<math>10^{-3}</math> 未満の基事象については確認対象外とした。</p> <p>(3) 確認結果</p> <p>FV 重要度が<math>10^{-3}</math> を超える基事象を確認したところ、事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失(TQUV)」、「高圧注水・減圧機能喪失(TQUX)」、「崩壊熱除去機能喪失(TW)」、「全交流動力電源喪失」に含まれる全ての事故シーケンスグループ(長期TB, TPU, TBP, TBD)、「インターフェイスシステムLOCA(ISLOCA)」については、抽出された全ての基事象に対して、定性的には何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。また、「LOCA 時注水機能喪失(S1E, S2E)」、「原子炉停止機能喪失(TC)」については、抽出された基事象の一部に対して、定性的には有効な重大事故等防止対策が確認されなかった。</p> <p>今回の内部事象運転時レベル1PRA では、TW がその炉心損傷頻度のほぼ100%を占めており、TW に対しては、FV 重要度が<math>10^{-3}</math> を超える全ての基事象に重大事故等対策設備(具体的には耐圧強化ベント系等による除熱機能の代替)が有効であることを確認した。このことから、重大事故等対策設備によって、プラント運転開始時の内部事象運転時レベル1PRA の全炉心損傷頻度は<math>10^{-3}</math> 程度まで低減されるものと考えられる。このことから、重大事故等対策設備による、内部事象を起因とした炉心損傷リスクへの対策の網羅性は99%以上と整理できる。</p> <p>事故シーケンスグループ別の確認結果は以下のとおり。</p> <p>○高圧・低圧注水機能喪失(TQUV)</p> <p>FV 重要度が<math>10^{-3}</math> を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。</p>	<p>1-2. FV 重要度に照らした重大事故等対策設備の有効性</p> <p>(1) 実施内容</p> <p>FV 重要度の高い基事象に対し、その基事象の発生に伴って生じる系統機能の喪失に重大事故等防止対策が有効であるか定性的に分析した。</p> <p>なお、今回の整理は定量的に評価したFV 重要度に対し対策の有効性の観点で定性的な考察を加えたものであり、あくまで定性的な分析である。対策の有効性を定量的に把握する観点では、新たに講じた対策をモデル化した上でPRA を実施し、その結果を比較することが望ましいが、今回はプラント運転時の内部事象出力運転時レベル1PRA のFV 重要度を定量的な検討材料として分析することとし、この確認を実施した。</p> <p>(2) 選定条件</p> <p>事故シーケンスグループ別にFV 重要度を分析し、その値が<math>1E-3</math> を超える基事象について、重大事故等防止対策が有効であるか確認することとした。FV 重要度が小さい基事象は、重大事故等防止対策による対応が可能であったとしても、炉心損傷頻度の低減効果が小さいことから、事故シーケンスグループの支配的なリスク要因を網羅的に確認する範囲として、<math>1E-3</math> を基準とすることとし、<math>1E-3</math> 未満の基事象については確認対象外とした。</p> <p>(3) 確認結果</p> <p>FV 重要度が<math>1E-3</math> を超える基事象を確認したところ、「高圧・低圧注水機能喪失」、「高圧注水・減圧機能喪失」、「全交流動力電源喪失」、「崩壊熱除去機能喪失」、「原子炉停止機能喪失」、「インターフェイスシステムLOCA」については、抽出された全ての基事象に対して、定性的には何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。また、「LOCA 時注水機能喪失」については、LOCA の破断面積が大きい場合には、抽出された一部の基事象に対して、定性的には有効な重大事故等対策が確認されなかった。</p> <p>今回の内部事象出力運転時レベル1PRA では、「崩壊熱除去機能喪失」が炉心損傷頻度のほぼ100%を占めており、「崩壊熱除去機能喪失」に対してはFV 重要度が<math>1E-3</math> を超える全ての基事象に重大事故等対策設備(具体的には格納容器圧力逃がし装置等による除熱機能の代替)が有効であることを確認した。このことから、重大事故等対策設備によって、プラント運転開始時の内部事象レベル1PRA の全炉心損傷頻度は<math>1E-3</math> 程度低減されるものと考えられる。また、重大事故等対策設備による内部事象を起因した炉心損傷リスクへの対策の網羅性は99%以上と整理できる。</p> <p>事故シーケンスグループ別の確認結果については以下に示すとおり。</p> <p>【高圧・低圧注水機能喪失】</p> <p>FV 重要度が<math>1E-3</math> を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙4）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>支配的な基事象として、原子炉補機冷却水系、原子炉補機冷却海水系の共通原因故障や水源である復水貯蔵槽への補給失敗が抽出されたが、これらに対しては低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水及び可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への補給によって対応することが可能である。</p> <p>○高圧注水・減圧機能喪失(TQUX)</p> <p>FV 重要度が <math>10^{-3}</math> を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。</p> <p>支配的な基事象として、高圧注水不能の認知失敗及び高圧注水及び減圧機能の不動作につながる信号系の故障が抽出された。ドライウェル圧力高を伴わない高圧注水不能の状況下では、自動減圧系による原子炉の減圧機能に期待できないが、重大事故等対処設備として導入した代替自動減圧ロジック（残留熱除去系ポンプ吐出圧確立+原子炉水位低(レベル1)+600 秒経過でSRV4 弁開放)によって原子炉減圧されるため、その後の低圧注水に期待できる。また、原子炉減圧機能の不動作に対しては、高圧代替注水系による対応が可能である。</p> <p>なお、高圧注水不能の認知に失敗(FV 重要度約0.76)し、高圧注水及び原子炉減圧機能の不動作につながる信号系の故障(代替自動減圧ロジックにも期待できない状況)(内上位の基事象のFV 重要度約0.34)が重畳する場合、有効な対策が見当たらない状況となる。これはTQUX のカットセットとしても抽出(TQUX の炉心損傷頻度の約31%)されており、有効な対策が見当たらない場合として整理している。</p> <p>○崩壊熱除去機能喪失(TW)</p> <p>FV 重要度が <math>10^{-3}</math> を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。</p> <p>支配的な基事象として、残留熱除去系、原子炉補機冷却水系、原子炉補機冷却海水系の共通原因故障が抽出されたが、これらに対しては独立な系統である耐圧強化ベント系等によって除熱機能を確保することが可能である。</p> <p>○全交流動力電源喪失(長期TB, TBP, TBU, TBD)</p> <p>FV 重要度が <math>10^{-3}</math> を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。</p> <p>支配的な基事象として、長期TB 及びTBP では交流電源の喪失、TBU ではこれに加えて原子炉隔離時冷却系の機器故障、TBD ではバッテリーの共通原因故障が抽出されたが、これらに対しては高圧代替注水系で対応が可能であり、その時間余裕の間に代替交流電源による電源復旧が可能である。</p>	<p>支配的な基事象として、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び残留熱除去系海水系の故障並びに点検のための待機除外等が抽出されたが、これらに対しては低圧代替注水系（常設）による原子炉注水によって対応することが可能である。</p> <p>【高圧注水・減圧機能喪失】</p> <p>F V重要度が <math>1E-3</math> を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。</p> <p>支配的な基事象として、原子炉手動減圧失敗、注水不能認知失敗等のヒューマンエラーが抽出されたが、これらに対しては過渡時自動減圧機能による原子炉減圧が有効であり、その後の低圧炉心冷却によって対応することが可能である。</p> <p>【崩壊熱除去機能喪失】</p> <p>F V重要度が <math>1E-3</math> を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。</p> <p>支配的な基事象として、残留熱除去系操作失敗のヒューマンエラー及び残留熱除去系、残留熱除去系海水系の故障等が抽出されたが、これらに対しては耐圧強化ベント又は格納容器圧力逃がし装置によって対応することが可能である。また、残留熱除去系海水系が故障した場合については、緊急用海水系によって対応することも可能である。</p> <p>【全交流動力電源喪失（長期TB, TBU, TBP, TBD）】</p> <p>F V重要度が <math>1E-3</math> を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。</p> <p>支配的な基事象として、非常用ディーゼル発電機、非常用蓄電池の故障等が抽出されたが、これらに対しては常設代替直流電源設備及び常設代替高圧電源装置による電源復旧によって対応することが可能である。また、長期TBの場合については、原子炉隔離時冷却系の運転継続中に電源が不要となる低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を確保することによって対応することも可能である。</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙4）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備 考
<p>○LOCA 時注水機能喪失(S1E, S2E)</p> <p>FV 重要度が<math>10^{-3}</math>を超える基事象のうち、重大事故等防止対策の有効が確認できない基事象は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>LOCA 時の ECCS による注水不能の認知失敗 (FV 重要度：S1E <math>1.4 \times 10^{-2}</math> S2E <math>7.4 \times 10^{-1}</math>)</li> </ul> <p>これは人的過誤による基事象であり、FV 重要度の高いS2E では主要なカットセットにも含まれている。この基事象については、訓練等による発生確率の低減に努めることが、今後も継続して取り組むべき対策の1 つであると考え。</p> <p>このほかに支配的な基事象として、原子炉補機冷却海水系の共通原因故障が抽出された。S1E に対しては破断口径の大きさによるが、これらに対しては低圧代替注水系による注水機能を確保することが可能であると整理した。</p> <p>○原子炉停止機能喪失(TC)</p> <p>FV 重要度が<math>10^{-3}</math>を超える基事象のうち、重大事故等防止対策の有効が確認できない基事象は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>ATWS 時の SLC 起動操作失敗(FV 重要度：<math>9.4 \times 10^{-1}</math>)</li> </ul> <p>これは重大事故等防止対策に対する、人的過誤による基事象である。TC に対しては ABWR の設計上、プラント運転開始時点で今回重大事故等対処設備に位置づけた設備を備えていたことから、上記の基事象が抽出されたものである。この基事象については、訓練等による発生確率の低減に努めることが、今後も継続して取り組むべき対策の1 つであると考え。</p> <p>このほかに支配的な基事象として、原子炉緊急停止系の共通原因故障が抽出されたが、これらに対しては SLC 等による原子炉停止が可能である整理した。</p> <p>○インターフェイスシステム LOCA(ISLOCA)</p> <p>FV 重要度が<math>10^{-3}</math>を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。</p> <p>支配的な基事象として、高圧炉心注水系の配管破断が抽出されたが、これに対しては発生箇所の隔離並びに原子炉減圧及び低圧注水系等による対応が可能である。</p>	<p>【LOCA時注水機能喪失】</p> <p>LOCA時注水機能喪失については、LOCAの破断面積が大きい場合には炉心損傷防止が困難となるが、破断面積が一定の範囲内であれば、何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。</p> <p>支配的な基事象として、残留熱除去系海水系、高圧炉心スプレイ系の故障等が抽出されたが、これらに対しては低圧代替注水系（常設）による原子炉注水によって対応することが可能である。また、この他に支配的な基事象として、注水不能認知失敗、原子炉手動減圧失敗等のヒューマンエラーが抽出されたが、これらに対しては低圧ECCSが健全な状況であれば、過渡時自動減圧回路による減圧によって対応することも可能である。</p> <p>【原子炉停止機能喪失】</p> <p>FV重要度が<math>1E-3</math>を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。</p> <p>支配的な基事象として、スクラムコンタクタの故障が抽出されているが、これらに対してはATWS緩和設備（代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能）及びほう酸水注入系によって対応することが可能である。</p> <p>【格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）】</p> <p>FV重要度が<math>1E-3</math>を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。</p> <p>支配的な基事象として、インターフェイスシステムLOCA発生起因となる配管破損及び隔離弁の閉め忘れ、故障等が抽出されたが、これらに対しては減圧による漏えい低減や発生個所の隔離によって対応することが可能である。</p>	<p>・東海第二のPRAでは、ほう酸注入系（SLC）に期待していない。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙4）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>2. 内部事象運転時レベル 1.5PRA</p> <p>(1) 選定条件            事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するため、ここでは、各事故シーケンスについて以下の基準をもとに主要なカットセットを抽出した。また、格納容器先行破損シーケンスについては、炉心損傷防止対策の有効性を確認しているため、カットセットの分析対象から除外した。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>格納容器破損モードの中で最も炉心損傷頻度の大きな事故シーケンスについて、上位3位までのカットセット</li> </ul> <p>各事故シーケンスにおける主要なカットセット及び格納容器破損防止対策の整備状況等を第2-1表に示す。</p> <p>(2) 主要なカットセットの確認結果            第2-1表に示したとおり、主要なカットセットレベルまで展開しても、整備された重大事故等防止対策により格納容器破損を防止できることを確認した。</p> <p>【主要なカットセットに対する検討】</p> <p>○雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)</p> <p>支配的な事故シーケンスは、長期TBによって炉心損傷に至った後に過圧破損に至るシーケンスであり、主要なカットセットには全ての交流電源が失われるケースと、外部電源の復旧に成功するも、格納容器スプレイ(残留熱除去系)の起動に失敗する基事象の組み合わせが抽出されている。これらのカットセットに対しては、格納容器圧力逃がし装置が過圧破損防止に有効である。また、常設代替交流電源設備によって電源を復旧し、代替格納容器スプレイ冷却系によって格納容器圧力の上昇抑制を図ることも有効である。</p> <p>○雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損)</p> <p>支配的な事故シーケンスは、LOCAによって炉心損傷に至った後に過温破損に至るシーケンスであり、主要なカットセットには原子炉補機冷却水系又は原子炉補機冷却海水系の起動失敗又は熱交換器の弁故障(開失敗)の共通原因故障が抽出されている。これらのカットセットに対しては、低圧代替注水系(常設)による損傷炉心への注水が有効である。</p>	<p>2. 内部事象運転時レベル 1.5PRA</p> <p>2-1. 主要なカットセットに照らした重大事故等対処設備の有効性</p> <p>(1) 選定条件            事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するため、ここでは、各事象シーケンスについて以下の基準を基に主要なカットセットを抽出した。なお、格納容器先行破損シーケンスについては、炉心損傷防止対策の有効性を確認しているため、カットセットの分析対象から除外した。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>格納容器破損モードの各PDSの中で上位3位までのカットセット</li> </ul> <p>各事故シーケンスにおける主要なカットセット及び格納容器破損防止対策の確認結果を第2-1表～第2-4表に示す。</p> <p>(2) 主要なカットセットの確認結果            第2-1表～第2-4表に示したとおり、主要なカットセットレベルまで展開しても、格納容器破損防止対策により格納容器破損を防止できることを確認した。</p> <p>【雰囲気圧力・温度による静的負荷(過圧破損)】</p> <p>最も支配的な事故シーケンスは、TQUXによって炉心損傷に至った後に過圧破損に至るシーケンスとなる。本事故シーケンスにおける主要なカットセットとしては、直流電源(区分I)が故障し、HPCS-DGの運転継続、原子炉減圧及びRHRスプレイに失敗することにより過圧破損に至る事象が抽出されている。</p> <p>本破損モードに対する格納容器破損防止対策としては、常設代替高圧電源装置及び常設代替直流電源設備による電源供給の対策に加え、低圧代替注水系(常設)による損傷炉心への注水、代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による除熱が有効である。</p> <p>【雰囲気圧力・温度による静的負荷(過温破損)】</p> <p>最も支配的な事故シーケンスは、長期TBによって炉心損傷に至った後に過温破損に至るシーケンスとなる。本事故シーケンスにおける主要なカットセットとしては、外部電源喪失が発生し、軽油貯蔵タンク閉塞/破損やDG及びHPCS-DGの故障の重畳によって全交流動力電源喪失に至ることにより、過温破損に至る事象が抽出されている。</p> <p>本破損モードに対する格納容器破損防止対策としては、常設代替高圧電源装置による電源供給の対策に加え、低圧代替注水系(常設)による損傷炉心への注水、代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却、代替循環冷却系及び格納容器圧力逃がし装置による除熱が有効である。</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

第2-1表 事故シーケンスの分析(ミニマルカットセットの抽出)結果

格納容器破損モード	プラント損傷状態 (PDS) 注1	主要なカットセット	格納容器破損頻度 [1/年]	格納容器破損モードへの寄与割合 [%]	主な対策	対策有効性
外部電源喪失+非常用 D/G 運転継続失敗(共通原因故障)+外部電源復旧失敗+高圧電源融通失敗	外部電源喪失+非常用 D/G 運転継続失敗(共通原因故障)+外部電源復旧失敗+高圧電源融通失敗	$3.9 \times 10^{-10}$	1.0	○		
外部電源喪失+非常用 D/G 運転継続失敗(共通原因故障)+高圧電源融通失敗+残留熱除去系操作失敗(外部電源復旧成功後)	外部電源喪失+非常用 D/G 運転継続失敗(共通原因故障)+高圧電源融通失敗+残留熱除去系操作失敗(外部電源復旧成功後)	$5.6 \times 10^{-13}$	0.1	○	・格納容器圧力逃がし装置による除熱 ・常設代替交流電源設備	○
LOCA+原子炉補機冷却水系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	LOCA+原子炉補機冷却水系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	$2.0 \times 10^{-9}$	31	○		
LOCA+原子炉補機冷却水系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	LOCA+原子炉補機冷却水系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	$8.6 \times 10^{-10}$	10	○	・原子炉圧力容器破損までに手動操作により原子炉圧力容器を減圧	○
LOCA+原子炉補機冷却水系電動弁(原子炉補機冷却水系熱交換器出口)開失敗(共通原因故障)	LOCA+原子炉補機冷却水系電動弁(原子炉補機冷却水系熱交換器出口)開失敗(共通原因故障)	$3.6 \times 10^{-10}$	4.3	○		
外部電源喪失+非常用 D/G 運転継続失敗(共通原因故障)+外部電源復旧失敗+高圧電源融通失敗	外部電源喪失+非常用 D/G 運転継続失敗(共通原因故障)+外部電源復旧失敗+高圧電源融通失敗	$5.0 \times 10^{-13}$	41	○	・なし。(溶融燃料-冷却材相互作用が発生しても格納容器圧力バウンダリの機能喪失には至らない。)	-
外部電源喪失+非常用 D/G 運転継続失敗(共通原因故障)+外部電源復旧失敗+高圧電源融通失敗	外部電源喪失+非常用 D/G 運転継続失敗(共通原因故障)+外部電源復旧失敗+高圧電源融通失敗	$1.2 \times 10^{-23}$	32	○		
外部電源喪失+非常用 D/G 運転継続失敗(共通原因故障)+外部電源復旧失敗+高圧電源融通失敗	外部電源喪失+非常用 D/G 運転継続失敗(共通原因故障)+外部電源復旧失敗+高圧電源融通失敗	$4.0 \times 10^{-21}$	11	○	・溶融炉心・エンタクリート相対作用 ・格納容器下部への水張り及び格納容器下部の崩壊熱除去も必要な流しでの注水	○
外部電源喪失+非常用 D/G 非常用送風機起動失敗(共通原因故障)+外部電源復旧失敗+高圧電源融通失敗	外部電源喪失+非常用 D/G 非常用送風機起動失敗(共通原因故障)+外部電源復旧失敗+高圧電源融通失敗	$1.7 \times 10^{-21}$	4.4	○		
LOCA+原子炉補機冷却水系電動弁(原子炉補機冷却水系熱交換器出口)開失敗(共通原因故障)	LOCA+原子炉補機冷却水系電動弁(原子炉補機冷却水系熱交換器出口)開失敗(共通原因故障)	$6.6 \times 10^{-13}$	5.5	○	・なし。(溶融燃料-冷却材相互作用が発生しても格納容器圧力バウンダリの機能喪失には至らない。)	-
LOCA+原子炉補機冷却水系電動弁(原子炉補機冷却水系熱交換器出口)開失敗(共通原因故障)	LOCA+原子炉補機冷却水系電動弁(原子炉補機冷却水系熱交換器出口)開失敗(共通原因故障)	$2.8 \times 10^{-23}$	2.3	○		
給水操作失敗+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+原子炉水位計不動作/誤高出力(共通原因故障)	給水操作失敗+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+原子炉水位計不動作/誤高出力(共通原因故障)	$2.2 \times 10^{-23}$	1.8	○	・なし。(溶融燃料-冷却材相互作用が発生しても格納容器圧力バウンダリの機能喪失には至らない。)	-
給水操作失敗+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+原子炉水位計不動作/誤高出力(共通原因故障)	給水操作失敗+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+原子炉水位計不動作/誤高出力(共通原因故障)			○		

注1 最も格納容器破損頻度の高いシーケンスを用いているため、右欄に評価値に記述する PDS とは一致しない。  
 注2 格納容器先行破損による前駆熱除去機能喪失(TW)、原子炉停止機能喪失(TO)による格納容器破損頻度を除く。

東海第二発電所

備考

第2-1表 「雰囲気圧力温度による静的負荷」における  
 主要なカットセット

格納容器破損モード	プラント損傷状態 (PDS)	CFF (/年)	主要なカットセット	CFF (/年)	事故シーケンスに対する寄与割合 (%)	主な対策	対策有効性
雰囲気圧力温度による静的負荷 (過圧破壊)	TQUX	2.2E-09	① 高圧電源故障 (区分1) + HPCS-DG運転継続失敗+原子炉手動減圧失敗+RHRによる格納容器スプレイ操作失敗	1.8E-10	8.4	・常設代替注水系(常設) ・常設格納容器スプレイ冷却系(常設) ・代替格納容器スプレイ冷却系(常設) ・代替格納容器スプレイ冷却系又は格納容器圧力逃がし装置	○
			② 高圧電源故障 (区分1) + HPCS-DG運転継続失敗+原子炉手動減圧失敗+RHRによる格納容器スプレイ操作失敗	1.3E-10	5.7		○
③ 高圧電源故障 (区分1) + HPCS-DG運転継続失敗+注水不能認知失敗+RHRによる格納容器スプレイ操作失敗	8.0E-11	3.7	○				
TQUX	6.3E-09	① 高圧電源故障 (区分1) + HPCS-DG運転継続失敗+原子炉手動減圧失敗+炉心損傷後の原子炉手動減圧失敗	3.1E-10	5.0	○		
		② 高圧電源故障 (区分1) + HPCS-DG運転継続失敗+原子炉手動減圧失敗+炉心損傷後の原子炉手動減圧失敗	3.1E-10	5.0	○		
		③ 高圧電源故障 (区分1) + HPCS-DG運転継続失敗+原子炉手動減圧失敗+炉心損傷後の原子炉手動減圧失敗	2.1E-10	3.4	○		
長期TB	6.9E-08	① 外部電源喪失+軽油貯蔵タンク閉塞	4.3E-08	62.2	○		
		② 外部電源喪失+軽油貯蔵タンク閉塞	2.8E-09	4.1	○		
TBU	4.2E-09	① 外部電源喪失+DG-2C、2D運転継続失敗+過渡期故障+HPCS-DG運転継続失敗	4.1E-10	0.6	○		
		② 高圧電源故障 (区分1) + DG-2D運転継続失敗+HPCS-DG運転継続失敗+原子炉手動減圧失敗	6.4E-10	15.2	○		
		③ 高圧電源故障 (区分1) + DG-2D運転継続失敗+HPCS-DG運転継続失敗+原子炉手動減圧失敗	2.9E-10	6.9	○		
TBD	5.9E-12	① 高圧電源故障 (区分1) + DG-2D運転継続失敗+HPCS-DG運転継続失敗+原子炉手動減圧失敗	2.0E-10	4.7	○		
		② 高圧電源故障 (区分1) + DG-2D運転継続失敗+HPCS-DG運転継続失敗+原子炉手動減圧失敗	2.0E-10	4.7	○		
		③ 外部電源喪失+蓄電池-A/B給電失敗+過渡期故障+HPCS-DG運転継続失敗	1.6E-12	26.6	○		
LOCA	2.1E-11	① 外部電源喪失+蓄電池-A/B給電失敗+過渡期故障+HPCS-DG運転継続失敗	1.1E-12	18.1	○		
		② 外部電源喪失+蓄電池-A/B給電失敗+過渡期故障+HPCS-DG運転継続失敗	6.8E-13	11.5	○		
		③ 中破断LOCA+HPCS入口遮断弁(S/P側)閉失敗+RHR-A/B海水ストレーナ閉塞+過渡期故障	1.1E-12	5.3	○		
TQUX		① 中破断LOCA+HPCS-DGSWメンテナンス+RHR-A/B海水ストレーナ閉塞+過渡期故障	9.9E-13	4.3	○		
		② 中破断LOCA+HPCS-DGSW海水ストレーナ閉塞+RHR-A/B海水ストレーナ閉塞+過渡期故障	4.9E-13	2.1	○		

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考																																																																						
<p>○高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱</p> <p>支配的な事故シーケンスは、長期TB によって炉心損傷に至った後に高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱に至るシーケンスであり、主要なカットセットには全ての交流電源が失われる基事象の組み合わせが抽出されている。交流電源を喪失しても原子炉圧力容器の減圧操作は可能であることから、現状の対策である原子炉圧力容器の減圧操作によって、本モードによる格納容器破損を防止できる。</p>	<p>【高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱】</p> <p>最も支配的な事故シーケンスは、長期TBによって炉心損傷に至った後に格納容器雰囲気直接加熱に至るシーケンスとなる。本事故シーケンスにおける主要なカットセットとしては、外部電源喪失が発生し、軽油貯蔵タンク閉塞／破損やDG及びHPCS-DGの故障の重畳によって全交流動力電源喪失に至ることにより、原子炉圧力容器が高圧状態で破損し、格納容器雰囲気直接加熱により格納容器破損に至る事象が抽出されている。</p> <p>本破損モードについては、交流電源が喪失しても原子炉圧力容器の減圧操作は可能であることから、格納容器破損を防止することが可能である。</p> <p>なお、ヒューマンエラーによる原子炉の減圧失敗については、発生した場合は格納容器破損を防止することができないが、認知に失敗したまま長時間気づかない場合や、操作に失敗したにもかかわらずその後の対応をとらないことは現実的には考え難く、これらのカットセットの炉心損傷頻度は非常に小さくなっている。</p> <p>第2-2表 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」における                  主要なカットセット</p> <table border="1" data-bbox="1270 987 2350 1585"> <thead> <tr> <th>格納容器破損モード</th> <th>プラント損傷状態(PDS)</th> <th>CFR (/伊年)</th> <th>主要なカットセット</th> <th>CFR (/伊年)</th> <th>事故シーケンスに対する寄与割合 (%)</th> <th>主な対策</th> <th>対策有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="10">高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱</td> <td rowspan="3">TQUX</td> <td rowspan="3">2.4E-11</td> <td>①交流電源故障(区分I)+HPCS-DG運転継続失敗+原子炉手動減圧失敗+炉心損傷後の原子炉手動減圧失敗+DCHによるPCV破損</td> <td>1.2E-12</td> <td>5.0</td> <td rowspan="10">原子炉圧力容器破損までに過剰安全弁による手動減圧</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>②交流電源故障(区分I)+HPCS-DG運転継続失敗+注水不能感知失敗+損傷炉心の冷却器失敗+DCHによるPCV破損</td> <td>1.2E-12</td> <td>5.0</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>③直流電源故障(区分I)+HPCS-DG起動失敗+原子炉手動減圧失敗+炉心損傷後の原子炉手動減圧失敗+DCHによるPCV破損</td> <td>7.9E-13</td> <td>3.4</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">長期TB</td> <td rowspan="3">8.5E-09</td> <td>①外部電源喪失+燃料貯蔵タンク閉塞+DCHによるPCV破損</td> <td>5.3E-09</td> <td>62.2</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>②外部電源喪失+燃料貯蔵タンク破損+DCHによるPCV破損</td> <td>3.5E-10</td> <td>4.1</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>③外部電源喪失+DG-2C、2D運転継続失敗共通要因故障+HPCS-DG運転継続失敗+DCHによるPCV破損</td> <td>5.0E-11</td> <td>0.6</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">TBU</td> <td rowspan="4">1.0E-11</td> <td>①交流電源故障(区分I)+軽油貯蔵タンク閉塞+原子炉手動減圧失敗+DCHによるPCV破損</td> <td>2.4E-12</td> <td>15.2</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>②交流電源故障(区分I)+DG-2D運転継続失敗+HPCS-DG運転継続失敗+原子炉手動減圧失敗+DCHによるPCV破損</td> <td>1.1E-12</td> <td>6.9</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>③直流電源故障(区分I)+DG-2D起動失敗+HPCS-DG運転継続失敗+原子炉手動減圧失敗+DCHによるPCV破損</td> <td>7.3E-13</td> <td>4.7</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>④交流電源故障(区分I)+DG-2D運転継続失敗+HPCS-DG起動失敗+原子炉手動減圧失敗+DCHによるPCV破損</td> <td>7.3E-13</td> <td>4.7</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">TBD</td> <td rowspan="3">2.2E-14</td> <td>①外部電源喪失+蓄電池-A/B給電失敗共通要因故障+HPCS-DG運転継続失敗+DCHによるPCV破損</td> <td>5.8E-15</td> <td>26.6</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>②外部電源喪失+蓄電池-A/B給電失敗共通要因故障+HPCS-DG起動失敗+DCHによるPCV破損</td> <td>4.0E-15</td> <td>18.1</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>③外部電源喪失+蓄電池-A/B給電失敗共通要因故障+HPCS-DGメンテナンス+DCHによるPCV破損</td> <td>2.5E-15</td> <td>11.5</td> <td>○</td> </tr> </tbody> </table>	格納容器破損モード	プラント損傷状態(PDS)	CFR (/伊年)	主要なカットセット	CFR (/伊年)	事故シーケンスに対する寄与割合 (%)	主な対策	対策有効性	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	TQUX	2.4E-11	①交流電源故障(区分I)+HPCS-DG運転継続失敗+原子炉手動減圧失敗+炉心損傷後の原子炉手動減圧失敗+DCHによるPCV破損	1.2E-12	5.0	原子炉圧力容器破損までに過剰安全弁による手動減圧	-	②交流電源故障(区分I)+HPCS-DG運転継続失敗+注水不能感知失敗+損傷炉心の冷却器失敗+DCHによるPCV破損	1.2E-12	5.0	-	③直流電源故障(区分I)+HPCS-DG起動失敗+原子炉手動減圧失敗+炉心損傷後の原子炉手動減圧失敗+DCHによるPCV破損	7.9E-13	3.4	-	長期TB	8.5E-09	①外部電源喪失+燃料貯蔵タンク閉塞+DCHによるPCV破損	5.3E-09	62.2	○	②外部電源喪失+燃料貯蔵タンク破損+DCHによるPCV破損	3.5E-10	4.1	○	③外部電源喪失+DG-2C、2D運転継続失敗共通要因故障+HPCS-DG運転継続失敗+DCHによるPCV破損	5.0E-11	0.6	○	TBU	1.0E-11	①交流電源故障(区分I)+軽油貯蔵タンク閉塞+原子炉手動減圧失敗+DCHによるPCV破損	2.4E-12	15.2	-	②交流電源故障(区分I)+DG-2D運転継続失敗+HPCS-DG運転継続失敗+原子炉手動減圧失敗+DCHによるPCV破損	1.1E-12	6.9	-	③直流電源故障(区分I)+DG-2D起動失敗+HPCS-DG運転継続失敗+原子炉手動減圧失敗+DCHによるPCV破損	7.3E-13	4.7	-	④交流電源故障(区分I)+DG-2D運転継続失敗+HPCS-DG起動失敗+原子炉手動減圧失敗+DCHによるPCV破損	7.3E-13	4.7	-	TBD	2.2E-14	①外部電源喪失+蓄電池-A/B給電失敗共通要因故障+HPCS-DG運転継続失敗+DCHによるPCV破損	5.8E-15	26.6	○	②外部電源喪失+蓄電池-A/B給電失敗共通要因故障+HPCS-DG起動失敗+DCHによるPCV破損	4.0E-15	18.1	○	③外部電源喪失+蓄電池-A/B給電失敗共通要因故障+HPCS-DGメンテナンス+DCHによるPCV破損	2.5E-15	11.5	○	
格納容器破損モード	プラント損傷状態(PDS)	CFR (/伊年)	主要なカットセット	CFR (/伊年)	事故シーケンスに対する寄与割合 (%)	主な対策	対策有効性																																																																	
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	TQUX	2.4E-11	①交流電源故障(区分I)+HPCS-DG運転継続失敗+原子炉手動減圧失敗+炉心損傷後の原子炉手動減圧失敗+DCHによるPCV破損	1.2E-12	5.0	原子炉圧力容器破損までに過剰安全弁による手動減圧	-																																																																	
			②交流電源故障(区分I)+HPCS-DG運転継続失敗+注水不能感知失敗+損傷炉心の冷却器失敗+DCHによるPCV破損	1.2E-12	5.0		-																																																																	
			③直流電源故障(区分I)+HPCS-DG起動失敗+原子炉手動減圧失敗+炉心損傷後の原子炉手動減圧失敗+DCHによるPCV破損	7.9E-13	3.4		-																																																																	
	長期TB	8.5E-09	①外部電源喪失+燃料貯蔵タンク閉塞+DCHによるPCV破損	5.3E-09	62.2		○																																																																	
			②外部電源喪失+燃料貯蔵タンク破損+DCHによるPCV破損	3.5E-10	4.1		○																																																																	
			③外部電源喪失+DG-2C、2D運転継続失敗共通要因故障+HPCS-DG運転継続失敗+DCHによるPCV破損	5.0E-11	0.6		○																																																																	
	TBU	1.0E-11	①交流電源故障(区分I)+軽油貯蔵タンク閉塞+原子炉手動減圧失敗+DCHによるPCV破損	2.4E-12	15.2		-																																																																	
			②交流電源故障(区分I)+DG-2D運転継続失敗+HPCS-DG運転継続失敗+原子炉手動減圧失敗+DCHによるPCV破損	1.1E-12	6.9		-																																																																	
			③直流電源故障(区分I)+DG-2D起動失敗+HPCS-DG運転継続失敗+原子炉手動減圧失敗+DCHによるPCV破損	7.3E-13	4.7		-																																																																	
			④交流電源故障(区分I)+DG-2D運転継続失敗+HPCS-DG起動失敗+原子炉手動減圧失敗+DCHによるPCV破損	7.3E-13	4.7		-																																																																	
TBD	2.2E-14	①外部電源喪失+蓄電池-A/B給電失敗共通要因故障+HPCS-DG運転継続失敗+DCHによるPCV破損	5.8E-15	26.6	○																																																																			
		②外部電源喪失+蓄電池-A/B給電失敗共通要因故障+HPCS-DG起動失敗+DCHによるPCV破損	4.0E-15	18.1	○																																																																			
		③外部電源喪失+蓄電池-A/B給電失敗共通要因故障+HPCS-DGメンテナンス+DCHによるPCV破損	2.5E-15	11.5	○																																																																			

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙4）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考																																						
<p>○原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用</p> <p>支配的な事故シーケンスは、LOCA によって炉心損傷に至った後に原子炉圧力容器が破損し、原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用に至るシーケンスであり、主要なカットセットには原子炉補機冷却水系又は原子炉補機冷却海水系の起動失敗又は熱交換器の弁故障（開失敗）の共通原因故障が抽出されている。この事象については、仮に発生した場合であっても原子炉格納容器の破損に至らないことを確認しており、対策は講じていない。</p>	<p>【原子炉圧力容器外溶融燃料－冷却材相互作用】</p> <p>最も支配的な事故シーケンスは、TQUXによって炉心損傷に至った後に原子炉圧力容器が破損し、ペDESTAL（ドライウェル部）に落下した溶融物と水との接触に伴い、溶融物の持つ熱エネルギーが爆発的な機械エネルギーに変換され、格納容器への荷重が生じることで格納容器が破損するシーケンスとなる。本事故シーケンスにおける主要なカットセットとしては、直流電源（区分I）が故障した後、HPCS－DGの運転及び原子炉減圧に失敗することにより、ペDESTAL（ドライウェル部）に落下した溶融物と冷却材との相互作用によって格納容器破損に至る事象が抽出されている。</p> <p>本破損モードに対しては、仮に発生した場合においても格納容器圧力バウンダリの機能喪失に至らないことを確認しており、対策は講じていない。</p> <p>第2－3表 「原子炉圧力容器外溶融燃料－冷却材相互作用」における        主要なカットセット</p> <table border="1" data-bbox="1261 835 2353 1171"> <thead> <tr> <th>格納容器破損モード</th> <th>プラント 状態 (PDS)</th> <th>CFF (/伊年)</th> <th>主要なカットセット</th> <th>CFF (/伊年)</th> <th>事故シーケンス に対する発生率 （%）</th> <th>主な対策</th> <th>対策 有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="6">原子炉圧力容器外 溶融燃料－冷却材相互作用</td> <td rowspan="3">TQUX</td> <td rowspan="3">2.2E-14</td> <td>①直流電源故障（区分I）+HPCS－DG運転機故障+原子炉手動減圧失敗+IVR失敗+水蒸気爆発（ペDESTAL）</td> <td>1.4E-15</td> <td>6.1</td> <td rowspan="6">なし （原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用が発生しても格納容器圧力バウンダリの機能喪失に至らないことを確認する）</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>②直流電源故障（区分I）+HPCS－DG起動失敗+原子炉手動減圧失敗+IVR失敗+水蒸気爆発（ペDESTAL）</td> <td>9.2E-16</td> <td>4.1</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>③直流電源故障（区分I）+HPCS－DGメンテナンス+原子炉手動減圧失敗+IVR失敗+水蒸気爆発（ペDESTAL）</td> <td>5.9E-16</td> <td>2.6</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">LOCA</td> <td rowspan="3">2.8E-20</td> <td>①中破断LOCA+HPCS入口停止弁（S/P側）開失敗+RHR S-Aメンテナンス+LPCI-B/C注入弁開失敗+共通原因故障+水蒸気爆発（ペDESTAL）</td> <td>2.1E-22</td> <td>0.8</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>②中破断LOCA+HPCS-DGSWメンテナンス+RHR S-Aメンテナンス+LPCI-B/C注入弁開失敗+共通原因故障+水蒸気爆発（ペDESTAL）</td> <td>1.7E-22</td> <td>0.6</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>③中破断LOCA+HPCS入口停止弁（S/P側）開失敗+RHR S-Aメンテナンス+LPCI-B/C注入弁開失敗+共通原因故障+水蒸気爆発（ペDESTAL）</td> <td>1.2E-22</td> <td>0.4</td> <td>○</td> </tr> </tbody> </table>	格納容器破損モード	プラント 状態 (PDS)	CFF (/伊年)	主要なカットセット	CFF (/伊年)	事故シーケンス に対する発生率 （%）	主な対策	対策 有効性	原子炉圧力容器外 溶融燃料－冷却材相互作用	TQUX	2.2E-14	①直流電源故障（区分I）+HPCS－DG運転機故障+原子炉手動減圧失敗+IVR失敗+水蒸気爆発（ペDESTAL）	1.4E-15	6.1	なし （原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用が発生しても格納容器圧力バウンダリの機能喪失に至らないことを確認する）	○	②直流電源故障（区分I）+HPCS－DG起動失敗+原子炉手動減圧失敗+IVR失敗+水蒸気爆発（ペDESTAL）	9.2E-16	4.1	○	③直流電源故障（区分I）+HPCS－DGメンテナンス+原子炉手動減圧失敗+IVR失敗+水蒸気爆発（ペDESTAL）	5.9E-16	2.6	○	LOCA	2.8E-20	①中破断LOCA+HPCS入口停止弁（S/P側）開失敗+RHR S-Aメンテナンス+LPCI-B/C注入弁開失敗+共通原因故障+水蒸気爆発（ペDESTAL）	2.1E-22	0.8	○	②中破断LOCA+HPCS-DGSWメンテナンス+RHR S-Aメンテナンス+LPCI-B/C注入弁開失敗+共通原因故障+水蒸気爆発（ペDESTAL）	1.7E-22	0.6	○	③中破断LOCA+HPCS入口停止弁（S/P側）開失敗+RHR S-Aメンテナンス+LPCI-B/C注入弁開失敗+共通原因故障+水蒸気爆発（ペDESTAL）	1.2E-22	0.4	○	
格納容器破損モード	プラント 状態 (PDS)	CFF (/伊年)	主要なカットセット	CFF (/伊年)	事故シーケンス に対する発生率 （%）	主な対策	対策 有効性																																	
原子炉圧力容器外 溶融燃料－冷却材相互作用	TQUX	2.2E-14	①直流電源故障（区分I）+HPCS－DG運転機故障+原子炉手動減圧失敗+IVR失敗+水蒸気爆発（ペDESTAL）	1.4E-15	6.1	なし （原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用が発生しても格納容器圧力バウンダリの機能喪失に至らないことを確認する）	○																																	
			②直流電源故障（区分I）+HPCS－DG起動失敗+原子炉手動減圧失敗+IVR失敗+水蒸気爆発（ペDESTAL）	9.2E-16	4.1		○																																	
			③直流電源故障（区分I）+HPCS－DGメンテナンス+原子炉手動減圧失敗+IVR失敗+水蒸気爆発（ペDESTAL）	5.9E-16	2.6		○																																	
	LOCA	2.8E-20	①中破断LOCA+HPCS入口停止弁（S/P側）開失敗+RHR S-Aメンテナンス+LPCI-B/C注入弁開失敗+共通原因故障+水蒸気爆発（ペDESTAL）	2.1E-22	0.8		○																																	
			②中破断LOCA+HPCS-DGSWメンテナンス+RHR S-Aメンテナンス+LPCI-B/C注入弁開失敗+共通原因故障+水蒸気爆発（ペDESTAL）	1.7E-22	0.6		○																																	
			③中破断LOCA+HPCS入口停止弁（S/P側）開失敗+RHR S-Aメンテナンス+LPCI-B/C注入弁開失敗+共通原因故障+水蒸気爆発（ペDESTAL）	1.2E-22	0.4		○																																	
<p>○溶融炉心・コンクリート相互作用</p> <p>支配的な事故シーケンスは、TQUX によって炉心損傷に至った後に原子炉圧力容器が破損し、ペDESTAL床面での溶融炉心・コンクリート相互作用が継続するシーケンスであり、主要なカットセットには原子炉注水自動起動不能の認知失敗の人的過誤、原子炉減圧操作失敗の人的過誤、原子炉水位計不動作/誤高出力(共通原因故障)等の信号系の故障が抽出されている。</p> <p>認知の失敗等により炉心損傷に至るものの、炉心損傷後にはその状況を認知するとともに、炉心損傷から圧力容器の破損までの間に低圧代替注水系等を用いて、ペDESTALへの水張りを行うことで、溶融炉心・コンクリート相互作用の継続を防止することができる。</p>	<p>【溶融炉心・コンクリート相互作用】</p> <p>最も支配的な事故シーケンスは、TBUによって炉心損傷に至った後に原子炉圧力容器が破損し、ペDESTAL（ドライウェル部）床面での溶融炉心・コンクリート相互作用が継続するシーケンスとなる。本事故シーケンスにおける主要なカットセットとしては、直流電源（区分I）が故障し、軽油貯蔵タンク閉塞/破損やDG及びHPCS－DGの故障の重畳によって全交流動力電源喪失に至ることにより、ペDESTAL（ドライウェル部）床面での溶融炉心・コンクリート相互作用が継続して格納容器破損に至る事象が抽出されている。</p> <p>本破損モードに対する格納容器破損防止対策としては、格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）への注水が有効である。</p>																																							

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第2-4表 「熔融炉心・コンクリート相互作用」における  
 主要なカットセット

格納容器破損モード	プラント 項番 (PDS)	CFR (/伊年)	主要なカットセット	CFR (/伊年)	事故シーケンス に対する発生割合 (%)	主な対策	対策 有効性
熔融炉心・コンクリート相互作用	TQUV	3.3E-09	①直流電源故障（区分1）+HPCS-DG運転継続失敗+RHR S-Bメンテナンス	2.1E-10	6.4	・常設代替者正電圧装置 ・常設代替者逆電圧装置 ・格納容器下部注水系（架設）	○
			②直流電源故障（区分1）+HPCS-DG起動失敗+RHR S-Bメンテナンス	1.4E-10	4.3		○
			③直流電源故障（区分1）+HPCS-DGメンテナンス+RHR S-Bメンテナンス	9.2E-11	2.8		○
	TQUX	7.0E-10	①直流電源故障（区分1）+HPCS-DG運転継続失敗+原子炉手動減圧失敗+IVR失敗+ベグスタル注水失敗+RHRによる格納容器スプレイ操作失敗	2.4E-11	3.5		○
			②直流電源故障（区分1）+HPCS-DG起動失敗+原子炉手動減圧失敗+IVR失敗+ベグスタル注水失敗+RHRによる格納容器スプレイ操作失敗	1.7E-11	2.4		○
			③直流電源故障（区分1）+HPCS-DGメンテナンス+原子炉手動減圧失敗+IVR失敗+ベグスタル注水失敗+RHRによる格納容器スプレイ操作失敗	1.1E-11	1.5		○
	TBU	1.7E-08	①直流電源故障（区分1）+軽油貯蔵タンク閉塞	2.3E-09	13.7		○
			②直流電源故障（区分1）+DG-2D運転継続失敗+HPCS-DG運転継続失敗	1.0E-09	6.2		○
			③直流電源故障（区分1）+DG-2D運転継続失敗+HPCS-DG起動失敗	7.0E-10	4.2		○
	TBP	5.2E-10	①外部電源喪失+軽油貯蔵タンク閉塞+SRV再閉鎖失敗	2.2E-10	42.5		○
			②外部電源喪失+軽油貯蔵タンク取損+SRV再閉鎖失敗	1.3E-11	2.8		○
			③外部電源喪失+DG-2C、2D運転継続失敗+過渡回復+SRV再閉鎖失敗+HPCS-DG運転継続失敗	2.1E-12	0.4		○
	LOCA	6.8E-16	①中破断LOCA+HPCS入口逆止弁（S/P側）閉鎖失敗+RHR S-Aメンテナンス+LPCI-B/C注入弁閉鎖失敗+過渡回復+ベグスタル（ドライウエル部）での水素気発生なし	4.9E-18	0.7		○
			②中破断LOCA+HPCS-DG SWメンテナンス+RHR S-Aメンテナンス+LPCI-B/C注入弁閉鎖失敗+過渡回復+ベグスタル（ドライウエル部）での水素気発生なし	4.0E-18	0.6		○
			③中破断LOCA+HPCS入口逆止弁（S/P側）閉鎖失敗+RHR S-Aメンテナンス+LPCI-A/B/C注入弁閉鎖失敗+過渡回復+ベグスタル（ドライウエル部）での水素気発生なし	2.8E-18	0.4		○

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙4）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考																																																																
<p>3. 停止時レベル1PRA</p> <p>3-1. 主要なカットセットに照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認</p> <p>(1) 選定条件</p> <p>事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが非常に多くなる。事故シーケンスグループごとに主要なシナリオを抽出した結果を第3-1表に示す。</p> <p>(2) 主要なカットセットの確認結果</p> <p>各事故シーケンスグループの炉心損傷頻度が最上位であるシーケンス（第3-1, 3-2, 3-3 図）においてミニマルカットセットの分析(MCS)を実施し（第3-2, 3-3, 3-4表）、整備された炉心損傷防止対策が有効となることを確認した*。</p> <p>*実施した炉心損傷防止策は起因事象である外部電源喪失や崩壊熱除去機能喪失に対応した対策（代替交流電源の確保や注水・除熱機能の確保）であるため、MCS分析をした事故シーケンス以外のシーケンスにも有効である。</p> <p>第3-1表 事故シーケンスグループごとの主要シーケンス</p> <table border="1" data-bbox="219 1354 1121 1724"> <thead> <tr> <th>事故シーケンスグループ</th> <th>上位</th> <th>全体順位</th> <th>POS分類</th> <th>起因事象</th> <th>シーケンスNo.</th> <th>頻度(/日)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">崩壊熱除去機能喪失</td> <td>1</td> <td>1</td> <td>C1</td> <td>崩壊熱除去機能喪失 (補機冷却系機能喪失)</td> <td>12</td> <td>2.1E-09</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>4</td> <td>C1</td> <td>崩壊熱除去機能喪失 (RHR機能喪失)</td> <td>12</td> <td>2.1E-11</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>-</td> <td>A</td> <td>外部電源喪失</td> <td>346</td> <td>5.7E-12</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">全交流動力電源喪失</td> <td>1</td> <td>2</td> <td>S</td> <td>外部電源喪失</td> <td>358</td> <td>4.8E-11</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>5</td> <td>A</td> <td>外部電源喪失</td> <td>358</td> <td>8.4E-12</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>-</td> <td>C1</td> <td>外部電源喪失</td> <td>358</td> <td>7.7E-12</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">原子炉冷却材の流出</td> <td>1</td> <td>3</td> <td>C1</td> <td>一次冷却材バウンダリ機能喪失 (CUWブロー)</td> <td>9</td> <td>3.8E-11</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>-</td> <td>B2</td> <td>一次冷却材バウンダリ機能喪失 (RIP点検)</td> <td>8</td> <td>8.1E-12</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>-</td> <td>B2</td> <td>一次冷却材バウンダリ機能喪失 (RIP点検)</td> <td>16</td> <td>2.2E-13</td> </tr> </tbody> </table>	事故シーケンスグループ	上位	全体順位	POS分類	起因事象	シーケンスNo.	頻度(/日)	崩壊熱除去機能喪失	1	1	C1	崩壊熱除去機能喪失 (補機冷却系機能喪失)	12	2.1E-09	2	4	C1	崩壊熱除去機能喪失 (RHR機能喪失)	12	2.1E-11	3	-	A	外部電源喪失	346	5.7E-12	全交流動力電源喪失	1	2	S	外部電源喪失	358	4.8E-11	2	5	A	外部電源喪失	358	8.4E-12	3	-	C1	外部電源喪失	358	7.7E-12	原子炉冷却材の流出	1	3	C1	一次冷却材バウンダリ機能喪失 (CUWブロー)	9	3.8E-11	2	-	B2	一次冷却材バウンダリ機能喪失 (RIP点検)	8	8.1E-12	3	-	B2	一次冷却材バウンダリ機能喪失 (RIP点検)	16	2.2E-13	<p>3. 内部事象停止時レベル1PRA</p> <p>3-1. 主要なカットセットに照らした重大事故等対策設備の有効性</p> <p>(1) 選定条件</p> <p>事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するものがあるため、ここでは、各事故シーケンスについて以下の判断基準を基に主要なカットセットを抽出した。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>炉心損傷頻度が1E-7/炉年以上のカットセット</li> <li>事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度への寄与が1%以上</li> </ul> <p>また、上記の条件を満たさないカットセットについても、各事故シーケンスにおける上位3位までのカットセットを抽出し、重大事故等対策設備が有効であるか確認した。</p> <p>確認結果を第3-1表～第3-3表に示す。また、主要なカットセットのうち、各事故シーケンスグループの炉心損傷頻度が最上位であるシーケンスを第3-1図～第3-3図に示す。</p> <p>(2) 主要なカットセットの確認結果</p> <p>第3-1～第3-3表に示したとおり、全ての事故シーケンスに対しては、主要なカットセットまで展開した場合においても、整備する燃料損傷防止対策により燃料損傷を防止できることを確認した。</p>	
事故シーケンスグループ	上位	全体順位	POS分類	起因事象	シーケンスNo.	頻度(/日)																																																												
崩壊熱除去機能喪失	1	1	C1	崩壊熱除去機能喪失 (補機冷却系機能喪失)	12	2.1E-09																																																												
	2	4	C1	崩壊熱除去機能喪失 (RHR機能喪失)	12	2.1E-11																																																												
	3	-	A	外部電源喪失	346	5.7E-12																																																												
全交流動力電源喪失	1	2	S	外部電源喪失	358	4.8E-11																																																												
	2	5	A	外部電源喪失	358	8.4E-12																																																												
	3	-	C1	外部電源喪失	358	7.7E-12																																																												
原子炉冷却材の流出	1	3	C1	一次冷却材バウンダリ機能喪失 (CUWブロー)	9	3.8E-11																																																												
	2	-	B2	一次冷却材バウンダリ機能喪失 (RIP点検)	8	8.1E-12																																																												
	3	-	B2	一次冷却材バウンダリ機能喪失 (RIP点検)	16	2.2E-13																																																												

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考																																																																																							
	<p><b>【崩壊熱除去機能喪失】</b>                      ○崩壊熱除去機能喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗                      POS-B1～B3においては、使用可能である除熱・注水設備が残留熱除去系1系統及び復水移送系1系統のみとなる。そのため、当該POSにおいて、残留熱除去系の故障の発生後、復水移送系の水源である復水貯蔵タンクの真空逃がし弁作動失敗により、崩壊熱除去機能喪失に至るカットセットが上位に抽出されている。</p> <p>○外部電源喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗                      POS-B1～B3においては、使用可能である除熱・注水設備が残留熱除去系1系統及び復水移送系1系統のみとなる。そのため、当該POSにおいて、外部電源喪失の発生により復水移送系が機能喪失し、残留熱除去系のポンプや弁の手動操作失敗により崩壊熱除去機能喪失に至るカットセットが上位に抽出されている。</p> <p>これらのカットセットに対する燃料損傷防止対策としては、注水設備の多様化(低圧代替注水系（常設）、低圧代替注水系（可搬型）、消火系等）による対応が有効である。</p> <p>第3-1表 「崩壊熱除去機能喪失」における主要なカットセット</p> <table border="1" data-bbox="1270 1024 2356 1661"> <thead> <tr> <th>事故シーケンス</th> <th>炉心損傷程度 (/施設定期検査)</th> <th>主要なカットセット</th> <th>POS</th> <th>炉心 損傷程度 (/POS)</th> <th>事故シーケンス グループに対する 寄与割合 (%)</th> <th>主な対策</th> <th>対策の 有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="7">崩壊熱除去系の故障 (RHR喪失) +崩壊熱除去・炉心冷却失敗</td> <td rowspan="7">9.9E-07</td> <td>①RHR喪失+復水貯蔵タンクA真空逃がし弁作動失敗</td> <td>B3</td> <td>3.0E-07</td> <td>20.8</td> <td rowspan="7">注水設備の多様化 (低圧代替注水系（常設）、 低圧代替注水系（可搬型）、 消火系等）</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>②RHR喪失+復水貯蔵タンクB真空逃がし弁作動失敗</td> <td>B3</td> <td>3.0E-07</td> <td>20.8</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>③RHR喪失+復水貯蔵タンクA真空逃がし弁作動失敗</td> <td>B1</td> <td>1.1E-07</td> <td>7.4</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>④RHR喪失+復水貯蔵タンクB真空逃がし弁作動失敗</td> <td>B1</td> <td>1.1E-07</td> <td>7.4</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>⑤RHR喪失+復水貯蔵タンクA真空逃がし弁作動失敗</td> <td>B2</td> <td>6.4E-08</td> <td>4.5</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>⑥RHR喪失+復水貯蔵タンクB真空逃がし弁作動失敗</td> <td>B2</td> <td>6.4E-08</td> <td>4.5</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>⑦RHR喪失+CST-Bポンプ運転継続失敗</td> <td>B3</td> <td>2.1E-08</td> <td>1.5</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">崩壊熱除去系の故障 (RHR S喪失) +崩壊熱除去・炉心冷却失敗</td> <td rowspan="4">1.2E-07</td> <td>①RHR S喪失+復水貯蔵タンクA真空逃がし弁作動失敗</td> <td>B3</td> <td>3.7E-08</td> <td>2.6</td> <td rowspan="4"></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>②RHR S喪失+復水貯蔵タンクB真空逃がし弁作動失敗</td> <td>B3</td> <td>3.7E-08</td> <td>2.6</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>③RHR S喪失+復水貯蔵タンクA真空逃がし弁作動失敗</td> <td>B1</td> <td>1.3E-08</td> <td>0.9</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>④RHR S喪失+復水貯蔵タンクB真空逃がし弁作動失敗</td> <td>B1</td> <td>1.3E-08</td> <td>0.9</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">外部電源喪失 +崩壊熱除去・炉心冷却失敗</td> <td rowspan="3">3.1E-07</td> <td>①外部電源喪失+RHR-Bポンプ手動操作失敗</td> <td>B2</td> <td>8.4E-08</td> <td>5.9</td> <td rowspan="3"></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>②外部電源喪失+LPCI-B注入弁手動操作失敗</td> <td>B2</td> <td>8.4E-08</td> <td>5.9</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>③外部電源喪失+RHR-Bポンプ入口弁(S/P)手動操作失敗</td> <td>B2</td> <td>8.4E-08</td> <td>5.9</td> <td>○</td> </tr> </tbody> </table>	事故シーケンス	炉心損傷程度 (/施設定期検査)	主要なカットセット	POS	炉心 損傷程度 (/POS)	事故シーケンス グループに対する 寄与割合 (%)	主な対策	対策の 有効性	崩壊熱除去系の故障 (RHR喪失) +崩壊熱除去・炉心冷却失敗	9.9E-07	①RHR喪失+復水貯蔵タンクA真空逃がし弁作動失敗	B3	3.0E-07	20.8	注水設備の多様化 (低圧代替注水系（常設）、 低圧代替注水系（可搬型）、 消火系等）	○	②RHR喪失+復水貯蔵タンクB真空逃がし弁作動失敗	B3	3.0E-07	20.8	○	③RHR喪失+復水貯蔵タンクA真空逃がし弁作動失敗	B1	1.1E-07	7.4	○	④RHR喪失+復水貯蔵タンクB真空逃がし弁作動失敗	B1	1.1E-07	7.4	○	⑤RHR喪失+復水貯蔵タンクA真空逃がし弁作動失敗	B2	6.4E-08	4.5	○	⑥RHR喪失+復水貯蔵タンクB真空逃がし弁作動失敗	B2	6.4E-08	4.5	○	⑦RHR喪失+CST-Bポンプ運転継続失敗	B3	2.1E-08	1.5	○	崩壊熱除去系の故障 (RHR S喪失) +崩壊熱除去・炉心冷却失敗	1.2E-07	①RHR S喪失+復水貯蔵タンクA真空逃がし弁作動失敗	B3	3.7E-08	2.6		○	②RHR S喪失+復水貯蔵タンクB真空逃がし弁作動失敗	B3	3.7E-08	2.6	○	③RHR S喪失+復水貯蔵タンクA真空逃がし弁作動失敗	B1	1.3E-08	0.9	○	④RHR S喪失+復水貯蔵タンクB真空逃がし弁作動失敗	B1	1.3E-08	0.9	○	外部電源喪失 +崩壊熱除去・炉心冷却失敗	3.1E-07	①外部電源喪失+RHR-Bポンプ手動操作失敗	B2	8.4E-08	5.9		○	②外部電源喪失+LPCI-B注入弁手動操作失敗	B2	8.4E-08	5.9	○	③外部電源喪失+RHR-Bポンプ入口弁(S/P)手動操作失敗	B2	8.4E-08	5.9	○	
事故シーケンス	炉心損傷程度 (/施設定期検査)	主要なカットセット	POS	炉心 損傷程度 (/POS)	事故シーケンス グループに対する 寄与割合 (%)	主な対策	対策の 有効性																																																																																		
崩壊熱除去系の故障 (RHR喪失) +崩壊熱除去・炉心冷却失敗	9.9E-07	①RHR喪失+復水貯蔵タンクA真空逃がし弁作動失敗	B3	3.0E-07	20.8	注水設備の多様化 (低圧代替注水系（常設）、 低圧代替注水系（可搬型）、 消火系等）	○																																																																																		
		②RHR喪失+復水貯蔵タンクB真空逃がし弁作動失敗	B3	3.0E-07	20.8		○																																																																																		
		③RHR喪失+復水貯蔵タンクA真空逃がし弁作動失敗	B1	1.1E-07	7.4		○																																																																																		
		④RHR喪失+復水貯蔵タンクB真空逃がし弁作動失敗	B1	1.1E-07	7.4		○																																																																																		
		⑤RHR喪失+復水貯蔵タンクA真空逃がし弁作動失敗	B2	6.4E-08	4.5		○																																																																																		
		⑥RHR喪失+復水貯蔵タンクB真空逃がし弁作動失敗	B2	6.4E-08	4.5		○																																																																																		
		⑦RHR喪失+CST-Bポンプ運転継続失敗	B3	2.1E-08	1.5		○																																																																																		
崩壊熱除去系の故障 (RHR S喪失) +崩壊熱除去・炉心冷却失敗	1.2E-07	①RHR S喪失+復水貯蔵タンクA真空逃がし弁作動失敗	B3	3.7E-08	2.6		○																																																																																		
		②RHR S喪失+復水貯蔵タンクB真空逃がし弁作動失敗	B3	3.7E-08	2.6		○																																																																																		
		③RHR S喪失+復水貯蔵タンクA真空逃がし弁作動失敗	B1	1.3E-08	0.9		○																																																																																		
		④RHR S喪失+復水貯蔵タンクB真空逃がし弁作動失敗	B1	1.3E-08	0.9		○																																																																																		
外部電源喪失 +崩壊熱除去・炉心冷却失敗	3.1E-07	①外部電源喪失+RHR-Bポンプ手動操作失敗	B2	8.4E-08	5.9		○																																																																																		
		②外部電源喪失+LPCI-B注入弁手動操作失敗	B2	8.4E-08	5.9		○																																																																																		
		③外部電源喪失+RHR-Bポンプ入口弁(S/P)手動操作失敗	B2	8.4E-08	5.9		○																																																																																		

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

第 3-2 表 崩壊熱除去機能喪失 (補機冷却系機能喪失) の主要なカットセット (POS C1 シーケンス No. 12)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機

事故シーケンス	炉心損傷 頻度	主要なカットセット	炉心損傷 頻度	寄与割合	対策	対策の有効性
崩壊熱除去機能喪失 (補機冷却系機能喪失) + 崩壊熱除去・注水失敗	2. 1E-09	補機冷却系 (B) 機能喪失 + MWC 系 T/B 積算流量計バイパス弁 手動弁閉 失敗 + 注水系復旧失敗	1. 1E-09	52%	・代替補機冷却系 ・注水機能の信頼性向上 多様化	○
		補機冷却系 (B) 機能喪失 + MWC 系 T/B 積算流量計バイパス弁 現場操作 失敗 (人的過誤) + 注水系復旧失敗	9. 7E-10	46%		○
		補機冷却系 (B) 機能喪失 + MWC 系 R/B 供給ライン逆止弁 開失敗 + 注水系復旧失敗	6. 3E-11	3%		○

【主要なカットセットに対する検討】

- POS C1 においては、保有水が少ないために炉心損傷までの時間が短く、また取水路点検等により A 及び C 系の補機冷却系に期待していないため、期待する注水機能が少ない状態である。この状態で補機冷却系 (B 系) が機能喪失すると、運転中であった残留熱除去系 (B 系) だけでなく、待機中の高圧炉心注水系 (B 系) についても機能を喪失する。
- 期待できる注水機能は補機冷却系と系統間の従属性を持たない MWC (A~C 系) のみとなり、MWC の全系統が機能喪失する「タービン建屋復水積算流量計バイパス弁の手動弁閉失敗」等の共通の基事象を含むカットセットが主要なカットセットとして抽出された。
- 主要なカットセットに対する対策としては代替原子炉補機冷却系、注水機能の信頼性向上・多様化 (低圧代替注水 (常設) [MWC タービン建屋バイパス隔離弁の追設置等の信頼性向上を実施した MWC 系]、可搬型代替注水ポンプ) であり、当社の実施している炉心損傷防止対策は有効である。

東海第二発電所

備考

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機														東海第二発電所				備考		
崩壊熱除去機能喪失 代用装置 フロントラ イン	RHR-A	RHR-B	RHR-C	CUW	MUWC	SPCU	HPC-A	HPC-B	HPC-C	LPFT-A	LPFT-B	LPFT-C	注水系統 ID	消火ホ ン	MUWP	消防車	No.	最終状態	発生頻度 (/日)	事故シーケンスグループ
	X	X	X	X	X		X	X	X	X	X	X					1	-		
																	2	-		
																	3	-		
																	4	-		
																	5	-		
																	6	-		
																	7	-		
																	8	-		
																	9	-		
																	10	-		
																	11	-		
																	12	燃料損傷		崩壊熱除去機能喪失
																	13	-		
																	14	-		
																	15	-		
																	16	-		
																	17	-		
																	18	-		
																	19	-		
																	20	-		
																	21	-		
																	22	-		崩壊熱除去機能喪失
																	23	燃料損傷		崩壊熱除去機能喪失

X: プラント状態や起回事象との関係により期待できない設備

第3-1図 崩壊熱除去機能喪失の主要なシーケンス  
 (POS C1 崩壊熱除去機能喪失 (補機冷却系機能喪失))

RHR喪失 (POS-B3) ERH	待機RHR起動	待機RHR起動	LPCS	LPCS	LPCI	LPCC	LPCC	LPCC	HPCS	HPCS	MUWC	MUWC	No.	最終状態	備考
	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	1	-	
													2	-	
													3	-	
													4	-	
													5	-	
													6	-	
													7	TW	
														合計値	

X: プラント状態や起回事象との関係により期待できない設備

第3-1図 「崩壊熱除去機能喪失」における主要なシーケンス  
 (POS-B3 残留熱除去系の故障 (RHR喪失))

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第3-3表 全交流動力電源喪失の主要なカットセット  
 (POS S シーケンス No. 358)

事故シーケンス	炉心損傷程度	奇与割合	対策	対策の有効性
外部電源喪失 非常用 D/G (A), (B), (C) 運転継続失敗 (共通原因故障) + 外部電源 (短期) 復旧失敗 + 外部電源 (長期) 復旧失敗 + 非常用 D/G 復旧失敗	1. 8E-11	38%		○
外部電源喪失 非常用 D/G (A), (B), (C) 起動失敗 (共通原因故障) + 外部電源 (短期) 復旧失敗 + 外部電源 (長期) 復旧失敗 + 非常用 D/G 復旧失敗	1. 3E-11	27%	常設代替交流電源設備 注水系の多様化	○
外部電源喪失 原子炉補機冷却水ポンプ (A) ~ (F) 起動失敗 (共通原因故障) + 外部電源 (短期) 復旧失敗 + 外部電源 (長期) 復旧失敗	5. 0E-12	10%		○

【主要なカットセットに対する検討】

- POS S においては、除熱系や注水系は多くあるが、崩壊熱量が大きく保水が少ないので余裕時間は短く、高圧電源融通に期待していない。外部電源が喪失し、D/G が全台起動に失敗すると全交流動力電源喪失となる。そのため、D/G の運転継続失敗や起動失敗の CCF を含むカットセットが主要なカットセットとして抽出された。
- 対策として常設代替交流電源設備 (GTG) や注水系の多様化 (消火系による原子炉注水) であり、当社の実施している炉心損傷防止対策は有効である。

【全交流動力電源喪失】

○外部電源喪失+交流電源喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗

POS-B1~B3においては、待機状態の非常用DGが1台のみとなる。そのため、当該POSにおいて、外部電源喪失の発生後、待機状態の非常用DGの起動失敗や運転継続失敗により全交流動力電源喪失に至るカットセットが上位に抽出されている。

○外部電源喪失+直流電源喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗

外部電源喪失後の蓄電池の共通原因故障により、全交流動力電源喪失に至るカットセットが上位に抽出されている。

これらのカットセットに対する燃料損傷防止対策としては、常設代替直流電源設備及び常設代替高圧電源装置による電源復旧、注水設備の多様化 (低圧代替注水系 (常設)、低圧代替注水系 (可搬型)、消火系等) による対応が有効である。

第3-2表 「全交流動力電源喪失」における主要なカットセット

事故シーケンス	炉心損傷程度 (/施設定期検査)	主要なカットセット	POS	炉心 損傷程度 (/POS)	事故シーケンス グループに対する 奇与割合	主な対策	対策の有効性
全交流動力電源喪失 + 交流電源喪失 + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	3. 5E-06	①外部電源喪失+DG-2D運転継続失敗	B 3	8. 2E-07	23.3	常設代替直流電源設備 常設高圧代替電源装置 注水設備の多様化	○
		②外部電源喪失+DG-2D起動失敗	B 3	5. 6E-07	15.8		○
		③外部電源喪失+DG-2C運転継続失敗	B 1	3. 0E-07	8.4		○
		④外部電源喪失+DG-2C起動失敗	B 1	2. 0E-07	5.7		○
		⑤外部電源喪失+DG-2D運転継続失敗	B 2	1. 8E-07	5.0		○
		⑥外部電源喪失+DG-2D起動失敗	B 2	1. 2E-07	3.4		○
		⑦外部電源喪失+DG-2D閉塞信号故障	B 3	7. 9E-08	2.2		○
		⑧外部電源喪失+DG-2D送粉器閉塞	B 3	7. 6E-08	2.1		○
		⑨外部電源喪失+DG SW-2D海水ストレーナ閉塞	B 3	4. 7E-08	1.3		○
		⑩外部電源喪失+DG SW-2Dポンプ起動失敗	B 3	3. 6E-08	1.0		○
外部電源喪失 + 蓄電池喪失 + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	1. 3E-10	①外部電源喪失+蓄電池-A/B給電失敗共通原因故障	B 3	6. 0E-11	<0.1		○
		②外部電源喪失+蓄電池-A/B給電失敗共通原因故障	C 2	3. 8E-11	<0.1		○
		③外部電源喪失+蓄電池-A/B給電失敗共通原因故障	B 1	2. 2E-11	<0.1		○



赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

第3-4表 一次冷却材バウンダリ喪失（CUWブロー）の主要なカットセット  
 (POS C1 シーケンス No. 9)

事故シーケンス	炉心損傷頻度	主要なカットセット	炉心損傷頻度	審判割合	対策	対策の有効性
冷却材流出（CUWブロー） + 認知失敗	3.8E-11	冷却材流出（CUWブロー） + 運転員による水位低下の認知失敗	3.8E-11	100%	・運転員への注意喚起等	一※

※ 運転員への注意喚起等は人的過誤防止のための運用面の対策であり、確実に当該カットセットの発生を防止するものではないが、当該カットセットの発生頻度の低下には期待できると考える。

【主要なカットセットに対する検討】

- 本シーケンスでのカットセットは定期検査中の水位調整のために CUW ブローにより日標水位まで原子炉水位を低下させた後、ブローの停止し忘れにより冷却材の流出が継続し、その後、水位低下の認知に失敗することで発生するものである。  
このリスクに対しては運転員の定期的な原子炉水位の監視に加え、手順書等による作業時の注意喚起を実施している。また、急激な水位の低下が継続しないようにブロー量の管理もされており十分認知のための時間の余裕があること、通常原子炉水位計による警報機能にも期待できることから、PRA 上の想定より運転員の水位低下の認知はより容易になると考えられる。
- 対策は運転員への注意喚起等、運用面の対策を継続的に実施していくことと考える。

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

**【原子炉冷却材の流出】**  
 ○原子炉冷却材の流出（RHR切替時／CUWブロー時のLOCA）+崩壊熱除去・炉心冷却失敗  
 RHR切替時又はCUWブロー時における原子炉冷却材流出の発生後、運転員によるLOCAの認知失敗により、燃料損傷に至るカットセットが上位に抽出されている。  
 ○原子炉冷却材の流出（CRD点検時のLOCA）  
 +崩壊熱除去・炉心冷却失敗  
 CRD点検時における大規模な原子炉冷却材流出の発生後、隔離操作に失敗し、残留熱除去系のポンプ、弁等の手動操作失敗により燃料損傷に至るカットセットが上位に抽出されている。  
 ○原子炉冷却材の流出（LPRM点検時のLOCA）  
 +崩壊熱除去・炉心冷却失敗  
 LPRM点検時における原子炉冷却材流出の発生後、隔離操作に失敗し、残留熱除去系のポンプ、弁等の手動操作失敗及び復水貯蔵タンクの真空逃がし弁作動失敗が重畳することにより、燃料損傷に至るカットセットが上位に抽出されている。

これらのカットセットに対する燃料損傷防止対策としては、運転員等がLOCAの発生を速やかに認知することに加えて、注水設備の多様化（低圧代替注水系（常設）、低圧代替注水系（可搬型）、消火系等）による対応が有効である。

運転員によるLOCAの認知失敗に関しては、認知に成功しないことには燃料損傷を防止することができないが、LOCAの発生の可能性のある作業では、以下のとおり対策をとった上で実施しており、LOCAが発生しているにもかかわらず、複数の運転員が認知に失敗したまま長時間気づかないことは現実的には考え難い。

(RHR切替時のLOCA)

- ・RHR切替時における弁の開閉状態については、中央制御室のランプで確認可能であり、運転手順書には作業時に確認することと明記されている。
- ・仮にLOCAが発生した場合でも、定期的実施される中央制御室の運転員による原子炉水位、サプレッション・プール水位等の監視により、異常の認知が可能である。

(CUWブロー時のLOCA)

- ・CUWブロー時における弁の開閉状態については、中央制御室のランプで確認可能であり、運転手順書には作業時に確認することと明記されている。
- ・CUWブローダウン流量は管理されており、燃料損傷までの余裕時間の間に中央制御室の運転員によるCUWブローダウン流量、原子炉水位等の監視により異常の認知が可能である。
- ・中央制御室の運転員の他に、排水先であるNR/Wの運転員による異常の認知にも期待できる。

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

また、今後もLOCAの発生可能性がある作業を実施する場合には、作業開始前に注意喚起を実施し、LOCAの発生防止を努めるとともに、LOCAが発生した場合の対応手順を予め確認することにより、今後も継続的にリスク低減に努めていく。

第3-3表 「原子炉冷却材の流出」における主要なカットセット

事故シーケンス	伊心相違程度 (/監定定期検査)	主要なカットセット	POS	伊心 相違程度 (/POS)	事故シーケンス グループに対する 重み割合	主な対策	対策の 有効性
原子炉冷却材の流出 (RHR切替時のLOCA) + 崩壊熱除去・伊心冷却失敗	8. 3E-11	①RHR切替時のLOCA+運転員の認知失敗	C 2	4. 1E-11	22. 2	運転員への注意喚起 ・ 注水設備の多様化 (低圧代替注水系(常設)、 低圧代替注水系(可搬型)、 消火系等)	-
		①RHR切替時のLOCA+運転員の認知失敗	D	4. 1E-11	22. 2		-
		③RHR切替時のLOCA+隔離失敗+RHR-B ポンプ入口弁(S/P側)手動操作失敗+復水貯蔵 タンクA真空逃がし弁作動失敗	B 2	5. 1E-14	<0. 1		○
		③RHR切替時のLOCA+隔離失敗+RHR-B ポンプ入口弁(S/P側)手動操作失敗+復水貯蔵 タンクB真空逃がし弁作動失敗	B 2	5. 1E-14	<0. 1		○
		③RHR切替時のLOCA+隔離失敗+RHR-B ポンプ入口弁(SDC側)手動操作失敗+復水貯蔵 タンクA真空逃がし弁作動失敗	B 2	5. 1E-14	<0. 1		○
		③RHR切替時のLOCA+隔離失敗+RHR-B ポンプ入口弁(SDC側)手動操作失敗+復水貯蔵 タンクB真空逃がし弁作動失敗	B 2	5. 1E-14	<0. 1		○
		③RHR切替時のLOCA+隔離失敗+RHR-B ポンプ手動操作失敗+復水貯蔵タンクA真空逃がし 弁作動失敗	B 2	5. 1E-14	<0. 1		○
		③RHR切替時のLOCA+隔離失敗+RHR-B ポンプ手動操作失敗+復水貯蔵タンクB真空逃がし 弁作動失敗	B 2	5. 1E-14	<0. 1		○
原子炉 冷却 材の 流出  原子炉冷却材の流出 (CUWブロー時のLOCA) + 崩壊熱除去・伊心冷却失敗	5. 8E-11	①CUWブロー時のLOCA+運転員の認知失敗	C 1	2. 9E-11	15. 6	運転員への注意喚起 ・ 注水設備の多様化 (低圧代替注水系(常設)、 低圧代替注水系(可搬型)、 消火系等)	-
		①CUWブロー時のLOCA+運転員の認知失敗	D	2. 9E-11	15. 6		-
		③CUWブロー時のLOCA+隔離失敗+燃油貯蔵 タンク積蓄+外部電源喪失	C 1	1. 5E-17	<0. 1		○
		③CUWブロー時のLOCA+隔離失敗+燃油貯蔵 タンク積蓄+外部電源喪失	D	1. 5E-17	<0. 1		○
原子炉冷却材の流出 (CRD点検時のLOCA) + 崩壊熱除去・伊心冷却失敗	4. 3E-11	①CRD点検時のLOCA(大規模流出)+隔離失 敗+RHR-Bポンプ入口弁(S/P側)手動操作 失敗	B 2	1. 1E-11	6. 0	運転員への注意喚起 ・ 注水設備の多様化 (低圧代替注水系(常設)、 低圧代替注水系(可搬型)、 消火系等)	○
		①CRD点検時のLOCA(大規模流出)+隔離失 敗+RHR-Bポンプ入口弁(SDC側)手動操作 失敗	B 2	1. 1E-11	6. 0		○
		①CRD点検時のLOCA(大規模流出)+隔離失 敗+RHR-Bポンプ手動操作失敗	B 2	1. 1E-11	6. 0		○
原子炉冷却材の流出 (LPRM点検時のLOCA) + 崩壊熱除去・伊心冷却失敗	9. 8E-14	①LPRM点検時のLOCA+隔離失敗+RHR-B ポンプ入口弁(S/P側)手動操作失敗+復水貯 蔵タンクA真空逃がし弁作動失敗	B 2	1. 2E-14	<0. 1	運転員への注意喚起 ・ 注水設備の多様化 (低圧代替注水系(常設)、 低圧代替注水系(可搬型)、 消火系等)	○
		①LPRM点検時のLOCA+隔離失敗+RHR-B ポンプ入口弁(S/P側)手動操作失敗+復水貯 蔵タンクB真空逃がし弁作動失敗	B 2	1. 2E-14	<0. 1		○
		①LPRM点検時のLOCA+隔離失敗+RHR-B ポンプ入口弁(SDC側)手動操作失敗+復水貯 蔵タンクA真空逃がし弁作動失敗	B 2	1. 2E-14	<0. 1		○
		①LPRM点検時のLOCA+隔離失敗+RHR-B ポンプ入口弁(SDC側)注入弁手動操作失敗+ 復水貯蔵タンクB真空逃がし弁作動失敗	B 2	1. 2E-14	<0. 1		○
		①LPRM点検時のLOCA+隔離失敗+RHR-B ポンプ手動操作失敗+復水貯蔵タンクA真空逃が し弁作動失敗	B 2	1. 2E-14	<0. 1		○
		①LPRM点検時のLOCA+隔離失敗+RHR-B ポンプ手動操作失敗+復水貯蔵タンクB真空逃が し弁作動失敗	B 2	1. 2E-14	<0. 1		○

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機

冷却材流出 (CUWブロー時)	水位低下 認識	漏洩箇所 隔離	MUWC	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	消火ポンプ	No.	最終状態	発生頻度 (/日)	事故シーケンスグループ
										1	-		原子炉冷却材の流出 原子炉冷却材の流出
										2	-		
										3	-		
										4	-		
										5	-		
										6	-		
										7	-		
										8	燃料損傷		
										9	燃料損傷		

X: プラント状態や起因事象との関係により期待できない設備

第 3-3 図 原子炉冷却材の流出の主要なシーケンス (POS C1 一次冷却材バウンダリ喪失 (CUWブロー))

東海第二発電所

RHR切替時の冷却材流出 (POS-C2) ELCR	水位低下 認識		漏洩箇所 隔離		LPCS		LPCI-A		LPCI-B		LPCI-C		HPCS	MUWC	No.	最終状態	備考
	HB	IS	IS	IS	LPCS	LPCS	LPCI-A	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-B	LPCI-C	LPCI-C	HPCS	MUWC			
															1	-	
															2	-	
															3	-	
															4	-	
															5	-	
															6	-	
															7	-	
															8	LOCA	
															9	LOCA	
															合計値		

RHR切替時の冷却材流出 (POS-D) ELCR	水位低下 認識		漏洩箇所 隔離		LPCS		LPCI-A		LPCI-B		LPCI-C		HPCS	MUWC	No.	最終状態	備考
	HB	IS	IS	IS	LPCS	LPCS	LPCI-A	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-B	LPCI-C	LPCI-C	HPCS	MUWC			
															1	-	
															2	-	
															3	-	
															4	-	
															5	-	
															6	-	
															7	-	
															8	LOCA	
															9	LOCA	
															合計値		

第 3-3 図 「原子炉冷却材流出」における主要なシーケンス

(POS-C2, POS-D RHR切替時の冷却材流出)

備考

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙 4）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>3-2. FV 重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認</p> <p>FV 重要度が <math>1.0 \times 10^{-4}</math> *1 を超える基事象に対して、有効性評価で考慮している対策が有効であるかを検討し、その大部分について有効となることを確認した。</p> <p>また、有効性評価中で考慮している対策が有効とならないものを以下のとおりに抽出し、これらの基事象が主要なカットセットで確認したものと同様、注水機能の信頼性向上・多様化（可搬型代替注水ポンプ、MUWP、SPCU、FP）や運転員への注意喚起等の継続的实施、区分Ⅰ～Ⅳの直流電源に期待しないGTG の給電等によって炉心損傷の発生頻度を更に低下させることが可能であることを確認した。</p> <p>a. MUWC による原子炉注水が有効とならない基事象</p> <p>停止時レベル 1PRA においては時間余裕が十分長いことから重大事故等対処設備である MUWC による原子炉等への注水に期待している。</p> <p>そのためこの機能が喪失する基事象は有効性評価で考慮している対策が有効とならない基事象として第 3-5 表に抽出される。</p> <p>これらの基事象の FV 重要度が高い原因は、POS C1 の補機冷却機能喪失を起因事象とする事故シーケンスでは MUWC 以外の注水設備がないことによるものだと考えられる。ただし、POS C1 においては時間余裕が約 27 時間と長く、LPFL や MUWC（有効性評価で期待している注水手段）以外の対策（可搬型代替注水ポンプ、MUWP、SPCU、FP）を考慮することで炉心損傷を防止することが可能である。</p> <p>b. 冷却材流出事象において LPFL、MUWC の原子炉注水が有効とならない基事象</p> <p>冷却材流出事象が発生して、運転員が認知に失敗した場合は考慮している対策が有効とならず、炉心損傷に至る（第 3-6 表）。</p> <p>対策として運転員の定期的な原子炉水位の監視に加え、マニュアルや手順等による操作時の注意喚起を実施している（例：社内で行うリスク評価の際に抽出された「水位低下の操作」等に対して注意喚起の連絡の実施）。また、急激な水位の低下が継続しないようにブロー量の管理もされており十分認知のための時間余裕があること、ブロー水の排水先である RW 設備の運転員による異常の認知にも期待できることから、PRA 上の想定より運転員の水位低下の認知はより容易になると考えられる。</p> <p>c. 有効性評価で考慮している GTG からの給電操作が有効とならない基事象</p> <p>有効性評価では交流電源の喪失に対して GTG から緊急用 M/C、非常用電源母線等を經由して各負荷までの給電を実施している。この対策は第 3-7 表に示すように非常用電源母線の遮断器故障や区分Ⅰ～Ⅲの直流電源に関連した故障が発生した場合は有効とならない。ただし、この場合であっても、非常用電源母線や区分Ⅰ～Ⅲの直流電</p>	<p>3-2. F V重要度に照らした重大事故等対処設備の有効性</p> <p>停止時におけるF V重要度は、個々の事故シーケンスの事象進展や対策に大きな差異がないことから、全炉心損傷頻度に対する分析を実施することとした。その際、全炉心損傷頻度に対する個々の事故シーケンスグループの寄与割合も考慮し、出力運転時レベル1 P R Aより1桁小さい1E-4を基準としてそれを超える基事象を抽出し、重大事故等防止対策が有効か否か定性的に考察した。</p> <p>その結果、F V重要度が1E-4を超える基事象として抽出された全ての基事象（ディーゼル発電機の故障、復水貯蔵タンクの真空逃がし安全弁の故障等）に対して、重大事故等対処設備（常設代替直流電源設備及び常設代替高圧電源装置による電源復旧、注水設備の多様化（低圧代替注水系（常設）、低圧代替注水系（可搬型）、消火系等）による対応が有効であることを確認した。</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙 4）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考																																	
<p>源に期待しないGTG から緊急用M/C, AM 用電源母線を経由したMUWC 等の負荷へ給電, 隣接プラントからの電源融通, 消火系や可搬型代替注水ポンプでの注水, 可搬型代替直流電源設備を用いた直流電源の復旧等の手段を用いることで炉心損傷の防止が可能である。</p> <p>*1 停止時における FV 重要度は, 個々の事故シーケンスの事象進展や対策に大きな差異がないことから, 全炉心損傷頻度に対する分析を実施した。その際, 全炉心損傷頻度に対する個々の事故シーケンスグループの寄与割合も考慮し, 運転時レベル 1PRA より一桁小さい <math>1.0 \times 10^{-4}</math> を基準としてそれを超える基事象について抽出を実施した。</p> <p>第 3-5 表 MUWC による原子炉注水が有効とならない基事象と FV 重要度</p> <table border="1" data-bbox="181 806 1163 1839"> <thead> <tr> <th>基事象</th> <th>FV 重要度</th> <th>基事象の説明</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>① MUWC 供給ライン逆止弁開失敗</td> <td><math>2.9 \times 10^7</math></td> <td>供給ラインにある逆止弁は通常開であるが, 外部電源喪失等の理由により一時的に閉状態となり, その後の開動作に失敗する基事象</td> </tr> <tr> <td>② HPCF 洗浄水補給止め弁現場操作失敗(B)</td> <td><math>2.6 \times 10^3</math></td> <td>MUWC を用いた原子炉注水をする際に使用する注水ラインの洗浄水補給止め弁(B)の現場操作に誤る基事象</td> </tr> <tr> <td>③ MUWC 電動ポンプ起動失敗の共通原因故障</td> <td><math>1.8 \times 10^3</math></td> <td>複数系統の電動機が共通原因故障により起動失敗する基事象</td> </tr> <tr> <td>④ MUWC 電動ポンプ継続運転失敗の共通原因故障</td> <td><math>4.9 \times 10^4</math></td> <td>複数系統の電動機が共通原因故障により運転継続に失敗する基事象</td> </tr> <tr> <td>⑤ HPCF 洗浄水補給止め弁開失敗(B)</td> <td><math>4.0 \times 10^4</math></td> <td>MUWC を用いた原子炉注水をする際に使用する注水ラインの洗浄水補給止め弁(B)の開動作に失敗する基事象</td> </tr> <tr> <td>⑥ HPCF 注入隔離弁作業失敗(B)</td> <td><math>3.4 \times 10^4</math></td> <td>MUWC を用いた原子炉注水をする際に使用する注水ラインの注入隔離弁(B)の開動作に失敗する基事象</td> </tr> <tr> <td>⑦ MUWC 吐出逆止弁開失敗の共通原因故障</td> <td><math>1.8 \times 10^4</math></td> <td>複数系統の吐出逆止弁が共通原因故障により開動作に失敗する基事象</td> </tr> <tr> <td>⑧ RIIR 洗浄水ライン止め弁手動開操作忘れ(B)</td> <td><math>1.0 \times 10^4</math></td> <td>MUWC の原子炉注水ラインである RIIR 洗浄水ライン止め弁(B)の開操作を忘れることで原子炉注水に失敗する基事象</td> </tr> <tr> <td>⑨ HPCF 洗浄用補給水一次逆止弁開失敗(B)</td> <td><math>1.7 \times 10^4</math></td> <td>MUWC の原子炉への注水ラインである HPCF 洗浄用補給水一次逆止弁開失敗(B)の開動作に失敗する基事象</td> </tr> <tr> <td>⑩ HPCF 洗浄用補給水二次逆止弁開失敗(B)</td> <td><math>1.7 \times 10^4</math></td> <td>MUWC の原子炉への注水ラインである HPCF 洗浄用補給水二次逆止弁開失敗(B)の開動作に失敗する基事象</td> </tr> </tbody> </table>	基事象	FV 重要度	基事象の説明	① MUWC 供給ライン逆止弁開失敗	$2.9 \times 10^7$	供給ラインにある逆止弁は通常開であるが, 外部電源喪失等の理由により一時的に閉状態となり, その後の開動作に失敗する基事象	② HPCF 洗浄水補給止め弁現場操作失敗(B)	$2.6 \times 10^3$	MUWC を用いた原子炉注水をする際に使用する注水ラインの洗浄水補給止め弁(B)の現場操作に誤る基事象	③ MUWC 電動ポンプ起動失敗の共通原因故障	$1.8 \times 10^3$	複数系統の電動機が共通原因故障により起動失敗する基事象	④ MUWC 電動ポンプ継続運転失敗の共通原因故障	$4.9 \times 10^4$	複数系統の電動機が共通原因故障により運転継続に失敗する基事象	⑤ HPCF 洗浄水補給止め弁開失敗(B)	$4.0 \times 10^4$	MUWC を用いた原子炉注水をする際に使用する注水ラインの洗浄水補給止め弁(B)の開動作に失敗する基事象	⑥ HPCF 注入隔離弁作業失敗(B)	$3.4 \times 10^4$	MUWC を用いた原子炉注水をする際に使用する注水ラインの注入隔離弁(B)の開動作に失敗する基事象	⑦ MUWC 吐出逆止弁開失敗の共通原因故障	$1.8 \times 10^4$	複数系統の吐出逆止弁が共通原因故障により開動作に失敗する基事象	⑧ RIIR 洗浄水ライン止め弁手動開操作忘れ(B)	$1.0 \times 10^4$	MUWC の原子炉注水ラインである RIIR 洗浄水ライン止め弁(B)の開操作を忘れることで原子炉注水に失敗する基事象	⑨ HPCF 洗浄用補給水一次逆止弁開失敗(B)	$1.7 \times 10^4$	MUWC の原子炉への注水ラインである HPCF 洗浄用補給水一次逆止弁開失敗(B)の開動作に失敗する基事象	⑩ HPCF 洗浄用補給水二次逆止弁開失敗(B)	$1.7 \times 10^4$	MUWC の原子炉への注水ラインである HPCF 洗浄用補給水二次逆止弁開失敗(B)の開動作に失敗する基事象		
基事象	FV 重要度	基事象の説明																																	
① MUWC 供給ライン逆止弁開失敗	$2.9 \times 10^7$	供給ラインにある逆止弁は通常開であるが, 外部電源喪失等の理由により一時的に閉状態となり, その後の開動作に失敗する基事象																																	
② HPCF 洗浄水補給止め弁現場操作失敗(B)	$2.6 \times 10^3$	MUWC を用いた原子炉注水をする際に使用する注水ラインの洗浄水補給止め弁(B)の現場操作に誤る基事象																																	
③ MUWC 電動ポンプ起動失敗の共通原因故障	$1.8 \times 10^3$	複数系統の電動機が共通原因故障により起動失敗する基事象																																	
④ MUWC 電動ポンプ継続運転失敗の共通原因故障	$4.9 \times 10^4$	複数系統の電動機が共通原因故障により運転継続に失敗する基事象																																	
⑤ HPCF 洗浄水補給止め弁開失敗(B)	$4.0 \times 10^4$	MUWC を用いた原子炉注水をする際に使用する注水ラインの洗浄水補給止め弁(B)の開動作に失敗する基事象																																	
⑥ HPCF 注入隔離弁作業失敗(B)	$3.4 \times 10^4$	MUWC を用いた原子炉注水をする際に使用する注水ラインの注入隔離弁(B)の開動作に失敗する基事象																																	
⑦ MUWC 吐出逆止弁開失敗の共通原因故障	$1.8 \times 10^4$	複数系統の吐出逆止弁が共通原因故障により開動作に失敗する基事象																																	
⑧ RIIR 洗浄水ライン止め弁手動開操作忘れ(B)	$1.0 \times 10^4$	MUWC の原子炉注水ラインである RIIR 洗浄水ライン止め弁(B)の開操作を忘れることで原子炉注水に失敗する基事象																																	
⑨ HPCF 洗浄用補給水一次逆止弁開失敗(B)	$1.7 \times 10^4$	MUWC の原子炉への注水ラインである HPCF 洗浄用補給水一次逆止弁開失敗(B)の開動作に失敗する基事象																																	
⑩ HPCF 洗浄用補給水二次逆止弁開失敗(B)	$1.7 \times 10^4$	MUWC の原子炉への注水ラインである HPCF 洗浄用補給水二次逆止弁開失敗(B)の開動作に失敗する基事象																																	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙 4）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考															
<p>第3-6表 冷却材流出事象においてLPFL、MUWCの原子炉注水が有効とならない基事象とFV重要度</p> <table border="1" data-bbox="172 373 1172 512"> <thead> <tr> <th>基事象</th> <th>FV重要度</th> <th>基事象の説明</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>① 冷却材流出時の水位低下認知失敗</td> <td><math>3.5 \times 10^{-3}</math></td> <td>冷却材流出事象が発生して、運転員が認知に失敗した場合は考慮している対策が有効とならず、炉心損傷に至る基事象</td> </tr> </tbody> </table>	基事象	FV重要度	基事象の説明	① 冷却材流出時の水位低下認知失敗	$3.5 \times 10^{-3}$	冷却材流出事象が発生して、運転員が認知に失敗した場合は考慮している対策が有効とならず、炉心損傷に至る基事象											
基事象	FV重要度	基事象の説明															
① 冷却材流出時の水位低下認知失敗	$3.5 \times 10^{-3}$	冷却材流出事象が発生して、運転員が認知に失敗した場合は考慮している対策が有効とならず、炉心損傷に至る基事象															
<p>第3-7表 有効性評価で考慮しているGTGからの給電操作が有効とならない基事象とFV重要度</p> <table border="1" data-bbox="172 863 1172 1171"> <thead> <tr> <th>基事象</th> <th>FV重要度</th> <th>基事象の説明</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>① 蓄電池給電失敗の共通原因故障</td> <td><math>1.7 \times 10^{-3}</math></td> <td>複数区分の蓄電池が共通原因故障により給電に失敗する基事象</td> </tr> <tr> <td>② 蓄電池(B)給電失敗</td> <td><math>4.4 \times 10^{-3}</math></td> <td>蓄電池(B)の給電に失敗する基事象</td> </tr> <tr> <td>③ P/C 7D-1-2B遮断器誤開</td> <td><math>1.5 \times 10^{-3}</math></td> <td>M/C 7Dからの動力変圧器を通じた給電を行う際に遮断器が誤開放され、給電できなくなる基事象</td> </tr> <tr> <td>④ M/C 7D-2A遮断器誤開</td> <td><math>1.5 \times 10^{-3}</math></td> <td>P/C 7Dへの給電を行う際に遮断器が誤開放され、給電できなくなる基事象</td> </tr> </tbody> </table>	基事象	FV重要度	基事象の説明	① 蓄電池給電失敗の共通原因故障	$1.7 \times 10^{-3}$	複数区分の蓄電池が共通原因故障により給電に失敗する基事象	② 蓄電池(B)給電失敗	$4.4 \times 10^{-3}$	蓄電池(B)の給電に失敗する基事象	③ P/C 7D-1-2B遮断器誤開	$1.5 \times 10^{-3}$	M/C 7Dからの動力変圧器を通じた給電を行う際に遮断器が誤開放され、給電できなくなる基事象	④ M/C 7D-2A遮断器誤開	$1.5 \times 10^{-3}$	P/C 7Dへの給電を行う際に遮断器が誤開放され、給電できなくなる基事象		
基事象	FV重要度	基事象の説明															
① 蓄電池給電失敗の共通原因故障	$1.7 \times 10^{-3}$	複数区分の蓄電池が共通原因故障により給電に失敗する基事象															
② 蓄電池(B)給電失敗	$4.4 \times 10^{-3}$	蓄電池(B)の給電に失敗する基事象															
③ P/C 7D-1-2B遮断器誤開	$1.5 \times 10^{-3}$	M/C 7Dからの動力変圧器を通じた給電を行う際に遮断器が誤開放され、給電できなくなる基事象															
④ M/C 7D-2A遮断器誤開	$1.5 \times 10^{-3}$	P/C 7Dへの給電を行う際に遮断器が誤開放され、給電できなくなる基事象															

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙5）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p style="text-align: right;">別紙5</p> <p>地震PRA、津波PRA から抽出される事故シーケンスと対策の有効性</p> <p>内部事象PRA から抽出される事故シーケンスには、一部を除いてそれぞれ有効な炉心損傷防止対策等が講じられている。内部事象PRA では、機器の故障等の発生確率をランダム要因によるものとして炉心損傷頻度等を評価しているが、外部事象PRA では、外部事象によっても機器の故障等が発生するため、例えばランダム要因では壊れにくい地震に対しては脆弱な機器等が含まれる場合等、同じ事故シーケンスあるいはカットセットであってもその発生頻度及び寄与率には違いが現れる。このため、地震レベル1PRA、津波レベル1PRA から抽出される事故シーケンスについても、支配的な事故シーケンスに対してカットセットを分析し、炉心損傷防止対策の有効性を整理した。</p> <p>1. 地震レベル1PRA          (1) 選定条件          事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するため、ここでは、各事故シーケンスについて以下の基準をもとに主要なカットセットを抽出した。          ・事故シーケンスグループのうち、最も炉心損傷頻度の大きな事故シーケンスについて、上位3位までのカットセット各事故シーケンスにおける主要なカットセット及び炉心損傷防止対策の整備状況等を第1-1表に示す。</p> <p>(2) 主要なカットセットの確認結果          第1-1表に示したとおり、一部に炉心損傷防止が困難な事故シーケンスが存在するものの、大半の事故シーケンスに対しては、主要なカットセットレベルまで展開しても、整備された重大事故等対処設備により炉心損傷を防止できることを確認した。なお、地震により重大事故等対処設備の機能が失われる可能性もあるが、その際は機能喪失を免れた設備等を用いて対応することとなる。          一方、事故シーケンスグループのうち、「高圧注水・減圧機能喪失」、「全交流動力電源喪失」に含まれる一部の事故シーケンスにおいて、故障モードによっては有効性評価で考慮した対策では対応できない場合があることを確認した。また、「LOCA時注水機能喪失」、「計測・制御系喪失」、「格納容器バイパス」、「原子炉圧力容器・原子炉格納容器損傷」、「原子炉建屋損傷」の炉心損傷直結事象についても、地震動に応じた詳細な損傷の程度や影響を評価することは困難なことから、現状、炉心損傷直結事象として整理しているものの、実際には損傷の程度に応じて使用可能な重大事故等対処設備等を用いて対応することにより、炉心損傷を防止できる可能性があることを確認し</p>	<p style="text-align: right;">別紙7</p> <p>地震PRA、津波PRAにおける主要な事故シーケンスの対策について</p> <p>地震PRA、津波PRAにおける主要な事故シーケンスについて、炉心損傷又は格納容器破損に至る要因をカットセットレベルまで展開し、主要なカットセットに対して重大事故等対処設備が有効であるか確認した。</p> <p>1. 地震レベル1PRA          (1) 選定条件          事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するため、ここでは、各事故シーケンスグループについて以下の基準を基に主要なカットセットを抽出し、整備する炉心損傷防止対策で対応可能であることを確認した。          ・事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度への寄与が1%以上          確認結果を第1-1表～第1-9表に示す。</p> <p>(2) 主要なカットセットの確認結果          第1-1表～第1-9表に示したとおり、「原子炉停止機能喪失」に含まれるカットセットの一部に炉心損傷防止が困難なカットセットが存在するものの、主要なカットセットレベルまで展開しても、大半のカットセットについては整備された重大事故等対処設備により炉心損傷を防止できることを確認した。なお、地震により重大事故等対処設備の機能が失われる可能性もあるが、その場合は機能喪失を免れた設備等を用いて事象の緩和に努めることとなる。          炉心損傷防止が困難なカットセットとして、「原子炉停止機能喪失」における、原子炉スクラムの失敗（シュラウドサポート損傷）と交流電源又は直流電源の喪失が重畳するカットセットが抽出された。これらのカットセットに対しては、交流電源又は直流電源の喪失により、ほう酸水注入系が機能喪失に至ることから、炉心損傷を防止することができない。          ただし、これらの事故シーケンスは、地震発生と同時に最大加速度を受けるものとして評価している地震PRAから抽出されたものであるが、基準地震動S<sub>s</sub>より</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙5）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備 考
<p>た。</p> <p>【主要なカットセットに対する検討】</p> <p>○ 高圧・低圧注水機能喪失(TQUV)</p> <p>いずれのカットセットにも、地震による原子炉補機冷却水系の構造損傷と地震あるいはランダム故障による原子炉隔離時冷却系の機能喪失が含まれている。つまり、電動駆動のECCS注水系の機能喪失の原因については、原子炉補機冷却水系の機能喪失により空調及び駆動部の冷却機能を喪失し、注水不能となるカットセットが支配的となる。これらのカットセットに対しては、駆動部の冷却が不要な低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)により、原子炉圧力容器に注水することにより炉心損傷を防止できる。</p>	<p>も十分小さな加速度でスクラム信号「地震加速度大」が発信し、シュラウドサポート等の炉内構造物が損傷する前に制御棒の挿入が完了すると考えられる。このため、現実的にはこれらの事故シーケンスは発生し難いと考えられる(別紙2)。このため、現実的に想定するとこれらのカットセットによって炉心損傷に至る頻度は十分に小さいものと考えられる。</p> <p>【高圧・低圧注水機能喪失(TQUV)】</p> <p>地震による残留熱除去系(RHR)又は残留熱除去系海水系(RHRS)の損傷に伴い低圧注水機能が喪失する事象が上位に抽出されている。なお、高圧注水機能である高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系については、地震PRAの評価上の仮定として、0.7Gを超えるような地震動では水源切替操作に失敗し、期待できないものとしている。この仮定は、他の事故シーケンスグループにおいても同様の扱いである。これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水が有効である。</p>	<p>・東海第二の順序に合わせて記載。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

第1-1表 事故シーケンスの分析(ミニマルカットセットの抽出)結果(1/3)

事故 シーケンス グループ	主要な 事故シーケンス※1	評価対象 とした地震 加速度領域 [g <sub>all</sub> ]	評価対象とした地震加速度領域におけるカットセットの分析結果※2		対策 有効性
			主要なカットセット※3	炉心損傷頻度 [%/年]	
TQV (高圧・低圧注水機 能喪失) (1.3×10 <sup>-8</sup> /炉年)	過渡事象 +高圧/低圧注水機 能喪失 (6.4×10 <sup>-9</sup> /炉年)	1200	地震による原子炉補機冷却水系統交換器の構造損傷+RHCランダム故障	45	○
			地震による原子炉補機冷却水系統配管の構造損傷+RHCランダム故障	13	
TQX (高圧注水・減圧機 能喪失) (2.3×10 <sup>-8</sup> /炉年)	過渡事象 +高圧注水機 能喪失 (1.8×10 <sup>-9</sup> /炉年)	150	原子炉減圧機操作失敗+原子炉水位高(L8)誤信号	46	○
			原子炉注水自動起動不能の認知失敗+原子炉水位高(L8)誤信号	35	
TW (留熱除去 機能喪失) (5.3×10 <sup>-9</sup> /炉年)	過渡事象+留熱失敗 (3.0×10 <sup>-6</sup> /炉年)	150	原子炉注水自動起動不能の認知失敗+原子炉水位計不動作/異常出力(共通原因故障)	10	○
			残留熱除去系系統操作失敗	82	
TC (原子炉停止 機能喪失) (3.6×10 <sup>-7</sup> /炉年)	全交流動力電源喪失 +原子炉停止失敗 (1.7×10 <sup>-7</sup> /炉年)	1650	地震による原子炉補機冷却水系統交換器の構造損傷	24	-
			地震による原子炉補機冷却水系統交換器の構造損傷+地震による原子炉補機冷却水系統交換器の構造損傷	22	

※1 主要な事故シーケンスは、同じ事故シーケンスグループに含まれる複数のシーケンスを、シーケンス上の主要特徴に着目し、詳細化して分類したものを示す。  
 ※2 括弧内は主要な事故シーケンスに含まれるシーケンスのうち、支配的なシーケンスのうち、最も高い炉心損傷頻度を示す地震加速度領域におけるカットセットの分析結果を示す。  
 ※3 主要な事故シーケンスの中で最も高い炉心損傷頻度を示す地震加速度領域におけるカットセットの分析結果を示す。  
 ※4 地震 PRA では機器の損傷を完全相図としているため、多重化されたある機器が地震により損傷する場合、ほかの多重化された機器も全て損傷する。  
 ※5 評価対象とした地震加速度領域における炉心損傷頻度に対するカットセットの割合を示す。  
 ※6 原子炉注水自動起動不能の認知失敗等の人的過失については、訓練等によりその発生確率の低減に努めていく。訓練等の運用面の対策は、確率に当該カットセットの発生を防止するものではないが、当該カットセットの発生頻度の低下に期待できるものと考えられる。

東海第二発電所

第1-1表 「高圧・低圧注水機能喪失」における主要なカットセット

No.	加速度区分 (G)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (%/年)	事故シーケンス グループに対する 割合 (%)	有効性を確認する主な 対策	対策の 有効性
1	1.5~1.6	①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失)+地震によるRHRSPポン プ損傷+水源切替操作失敗	3.4E-08	7.2	・低圧代替注水系(常 設)	○
2	1.4~1.5		3.4E-08	7.2		○
3	1.3~1.4		2.5E-08	5.4		○
4	1.3~1.4	②地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失)+地震によるRHRSP配管 損傷+水源切替操作失敗	2.4E-08	5.1		○
4	1.0~1.1		2.4E-08	5.1		○
6	1.1~1.2		2.3E-08	4.9		○
7	1.2~1.3		2.2E-08	4.7		○
8	1.6~1.7	①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失)+地震によるRHRSPポン プ損傷+水源切替操作失敗	2.1E-08	4.5		○
9	1.4~1.5		1.8E-08	3.9		○
10	0.9~1.0	②地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失)+地震によるRHRSP配管 損傷+水源切替操作失敗	1.5E-08	3.2		○
10	1.2~1.3		1.5E-08	3.2		○
12	1.5~1.6	②地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失)+地震によるRHRSP配管 損傷+水源切替操作失敗	1.3E-08	2.8		○
13	1.7~1.8		1.2E-08	2.6		○
14	1.3~1.4	③地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失)+地震によるRHR熱交換 器損傷+水源切替操作失敗	8.5E-09	1.8		○
15	1.1~1.2		8.1E-09	1.7		○
16	0.8~0.9	②地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失)+地震によるRHRSP配管 損傷+水源切替操作失敗	8.0E-09	1.7		○
17	1.1~1.2		7.8E-09	1.7		○
18	1.6~1.7	②地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失)+地震によるRHRSP配管 損傷+水源切替操作失敗	7.7E-09	1.6		○
19	1.4~1.5		7.6E-09	1.6		○
20	1.2~1.3	③地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失)+地震によるRHR熱交換 器損傷+水源切替操作失敗	6.9E-09	1.5		○
21	1.5~1.6		5.7E-09	1.2		○
22	1.8~1.9	①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失)+地震によるRHRSPポン プ損傷+水源切替操作失敗	5.5E-09	1.2		○
23	1.0~1.1		4.8E-09	1.0		○

備考



赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

第1-1表 事故シーケンスの分析(ミニマルカットセット)の抽出結果(3/3)

評価対象とした地震加速度領域におけるカットセットの分析結果 <sup>※1</sup>				東海第二発電所		備考
事故 シーケンス グループ	主要な 事故シーケンス <sup>※1</sup>	評価対象 とした地震 加速度領域 [gal]	主要なカットセット <sup>※3</sup>	炉心損傷頻度		対策 有効性
				[/炉年]	希少割合 <sup>※4</sup> [%]	
LOCA (LOCA時 注水機能喪失) ( $8.2 \times 10^{-7}$ /炉年)	原子炉冷却材 圧力バウデンダリの喪失 ( $7.8 \times 10^{-7}$ /炉年)	1250	地震による原子炉格納容器内配管の構造損傷	$4.4 \times 10^{-9}$	100	-
	計測・制御系喪失 ( $6.9 \times 10^{-6}$ /炉年)	1700	地震によるコントロール建屋の構造損傷 地震による声立騒音(制振機・多重伝送機)の機能損傷 地震によるバイタル分電盤の機能損傷	$8.0 \times 10^{-9}$ $1.7 \times 10^{-6}$ $1.2 \times 10^{-9}$	63 14 9	- - -
	格納容器バイパス ( $1.2 \times 10^{-7}$ /炉年)	1600	地震による原子炉冷却材浄化系吸込ライン隔離弁の機能損傷+地震による原子炉 冷却材浄化系吸込ライン隔離弁の下流側配管の構造損傷 地震による残留熱除去系停止時冷却モード吸込ライン隔離弁の機能損傷+地震に よる残留熱除去系停止時冷却モード吸込ライン隔離弁の下流側配管の構造損傷 地震による原子炉冷却材浄化系吸込ライン隔離弁の構造損傷+高圧 交流分電盤の機能損傷(隔離弁の電源喪失)	$4.4 \times 10^{-9}$ $4.0 \times 10^{-9}$ $1.7 \times 10^{-9}$	36 33 14	- - -
	原子炉圧力容器・原 子炉格納容器損傷 ( $8.9 \times 10^{-6}$ /炉年)	1500	地震による原子炉圧力容器ベドスタルの構造損傷 地震による制振機駆動系バウデンダ(制振機駆動機構の外側支持部分)の構造損 傷 地震による再循環ポンプモーターケーシングの構造損傷	$4.6 \times 10^{-8}$ $9.9 \times 10^{-9}$ $6.6 \times 10^{-9}$	66 14 10	- - -
	原子炉建屋損傷 ( $3.8 \times 10^{-6}$ /炉年)	1750	地震により原子炉建屋が基礎地盤すべりに沿って動くことによる損傷 地震による原子炉建屋の損傷	$1.9 \times 10^{-7}$ $2.4 \times 10^{-9}$	89 11	- -

※1 主要な事故シーケンスは、同じ事故シーケンスグループに含まれる複数のシーケンスを、シーケンス上の主な特徴に着目し、詳細化して分類したものの、  
 括弧内は主要な事故シーケンスに含まれるシーケンスのうち、支配的なシーケンスの炉心損傷頻度を示す。  
 ※2 主要な事故シーケンスの中で最も高い炉心損傷頻度を示したシーケンスのうち、最も高い炉心損傷頻度を示す地震加速度領域におけるカットセットの分析結果を示す。  
 ※3 地震PRAでは機器の損傷を完全和関としていたため、多重化されたある機器が地震により損傷する場合は、ほかの多重化された機器も全て損傷する。  
 ※4 評価対象とした地震加速度領域における炉心損傷頻度に対するカットセットの希少割合を示す。

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙5）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考																																																																																																		
<p>○ 高圧注水・減圧機能喪失(TQUX)</p> <p>本事故シーケンスグループで最も高い炉心損傷頻度となる加速度領域は 150 gal であり、いずれのカットセットにも、地震による機器の損傷の基事象は含まれていない。このため対策は、内部事象レベル 1PRA の結果抽出されたカットセットに対する対策と同様のものとなる。</p>	<p>【高圧注水・減圧機能喪失（TQUX）】</p> <p>ヒューマンエラーにより減圧機能が喪失する事象が上位に抽出されている。これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては、過渡時自動減圧機能による原子炉減圧が有効である。</p> <p>第1-2表 「高圧注水・減圧機能喪失」における主要なカットセット</p> <table border="1" data-bbox="1264 520 2350 1654"> <thead> <tr> <th>No.</th> <th>加速度区分 (G)</th> <th>主要なカットセット</th> <th>炉心損傷頻度 (1/炉年)</th> <th>事故シーケンスグループに対する寄与割合 (%)</th> <th>有効性を確認する主な対策</th> <th>対策の有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>0.7~0.8</td> <td>①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 水源切替操作失敗 + 手動減圧操作失敗</td> <td>2.7E-07</td> <td>20.2</td> <td rowspan="15">過渡時自動減圧機能</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>0.8~0.9</td> <td></td> <td>1.7E-07</td> <td>12.7</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>0.7~0.8</td> <td>②水源切替操作失敗 + 手動減圧操作失敗</td> <td>1.6E-07</td> <td>12.4</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>0.7~0.8</td> <td>③地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 水源切替操作失敗 + 注水不能認知失敗</td> <td>1.0E-07</td> <td>8.0</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>0.9~1.0</td> <td>①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 水源切替操作失敗 + 手動減圧操作失敗</td> <td>1.0E-07</td> <td>7.6</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>0.8~0.9</td> <td>③地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 水源切替操作失敗 + 注水不能認知失敗</td> <td>6.5E-08</td> <td>5.0</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>7</td> <td>0.7~0.8</td> <td>②水源切替操作失敗 + 注水不能認知失敗</td> <td>6.4E-08</td> <td>4.9</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>8</td> <td>0.8~0.9</td> <td>④水源切替操作失敗 + 手動減圧操作失敗</td> <td>6.3E-08</td> <td>4.8</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>9</td> <td>1.0~1.1</td> <td>①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 水源切替操作失敗 + 手動減圧操作失敗</td> <td>5.8E-08</td> <td>4.5</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>10</td> <td>0.9~1.0</td> <td>③地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 水源切替操作失敗 + 注水不能認知失敗</td> <td>3.9E-08</td> <td>3.0</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>11</td> <td>1.1~1.2</td> <td>①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 水源切替操作失敗 + 手動減圧操作失敗</td> <td>3.3E-08</td> <td>2.5</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>12</td> <td>0.8~0.9</td> <td>②水源切替操作失敗 + 注水不能認知失敗</td> <td>2.5E-08</td> <td>1.9</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>13</td> <td>0.9~1.0</td> <td>④水源切替操作失敗 + 手動減圧操作失敗</td> <td>2.4E-08</td> <td>1.8</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>14</td> <td>1.0~1.1</td> <td>③地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 水源切替操作失敗 + 注水不能認知失敗</td> <td>2.3E-08</td> <td>1.8</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>15</td> <td>1.2~1.3</td> <td>①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 水源切替操作失敗 + 手動減圧操作失敗</td> <td>1.7E-08</td> <td>1.3</td> <td>○</td> </tr> </tbody> </table>	No.	加速度区分 (G)	主要なカットセット	炉心損傷頻度 (1/炉年)	事故シーケンスグループに対する寄与割合 (%)	有効性を確認する主な対策	対策の有効性	1	0.7~0.8	①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 水源切替操作失敗 + 手動減圧操作失敗	2.7E-07	20.2	過渡時自動減圧機能	○	2	0.8~0.9		1.7E-07	12.7	○	3	0.7~0.8	②水源切替操作失敗 + 手動減圧操作失敗	1.6E-07	12.4	○	4	0.7~0.8	③地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 水源切替操作失敗 + 注水不能認知失敗	1.0E-07	8.0	○	4	0.9~1.0	①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 水源切替操作失敗 + 手動減圧操作失敗	1.0E-07	7.6	○	6	0.8~0.9	③地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 水源切替操作失敗 + 注水不能認知失敗	6.5E-08	5.0	○	7	0.7~0.8	②水源切替操作失敗 + 注水不能認知失敗	6.4E-08	4.9	○	8	0.8~0.9	④水源切替操作失敗 + 手動減圧操作失敗	6.3E-08	4.8	○	9	1.0~1.1	①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 水源切替操作失敗 + 手動減圧操作失敗	5.8E-08	4.5	○	10	0.9~1.0	③地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 水源切替操作失敗 + 注水不能認知失敗	3.9E-08	3.0	○	11	1.1~1.2	①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 水源切替操作失敗 + 手動減圧操作失敗	3.3E-08	2.5	○	12	0.8~0.9	②水源切替操作失敗 + 注水不能認知失敗	2.5E-08	1.9	○	13	0.9~1.0	④水源切替操作失敗 + 手動減圧操作失敗	2.4E-08	1.8	○	14	1.0~1.1	③地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 水源切替操作失敗 + 注水不能認知失敗	2.3E-08	1.8	○	15	1.2~1.3	①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 水源切替操作失敗 + 手動減圧操作失敗	1.7E-08	1.3	○	<p>・東海第二の順序に合わせて記載。</p>
No.	加速度区分 (G)	主要なカットセット	炉心損傷頻度 (1/炉年)	事故シーケンスグループに対する寄与割合 (%)	有効性を確認する主な対策	対策の有効性																																																																																														
1	0.7~0.8	①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 水源切替操作失敗 + 手動減圧操作失敗	2.7E-07	20.2	過渡時自動減圧機能	○																																																																																														
2	0.8~0.9		1.7E-07	12.7		○																																																																																														
3	0.7~0.8	②水源切替操作失敗 + 手動減圧操作失敗	1.6E-07	12.4		○																																																																																														
4	0.7~0.8	③地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 水源切替操作失敗 + 注水不能認知失敗	1.0E-07	8.0		○																																																																																														
4	0.9~1.0	①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 水源切替操作失敗 + 手動減圧操作失敗	1.0E-07	7.6		○																																																																																														
6	0.8~0.9	③地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 水源切替操作失敗 + 注水不能認知失敗	6.5E-08	5.0		○																																																																																														
7	0.7~0.8	②水源切替操作失敗 + 注水不能認知失敗	6.4E-08	4.9		○																																																																																														
8	0.8~0.9	④水源切替操作失敗 + 手動減圧操作失敗	6.3E-08	4.8		○																																																																																														
9	1.0~1.1	①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 水源切替操作失敗 + 手動減圧操作失敗	5.8E-08	4.5		○																																																																																														
10	0.9~1.0	③地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 水源切替操作失敗 + 注水不能認知失敗	3.9E-08	3.0		○																																																																																														
11	1.1~1.2	①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 水源切替操作失敗 + 手動減圧操作失敗	3.3E-08	2.5		○																																																																																														
12	0.8~0.9	②水源切替操作失敗 + 注水不能認知失敗	2.5E-08	1.9		○																																																																																														
13	0.9~1.0	④水源切替操作失敗 + 手動減圧操作失敗	2.4E-08	1.8		○																																																																																														
14	1.0~1.1	③地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 水源切替操作失敗 + 注水不能認知失敗	2.3E-08	1.8		○																																																																																														
15	1.2~1.3	①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 水源切替操作失敗 + 手動減圧操作失敗	1.7E-08	1.3		○																																																																																														

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙5）

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備 考																																																							
<p>○ 全交流動力電源喪失</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>全交流動力電源喪失(長期 TB)</li> </ul> <p>主要な事故シーケンスのうち、「全交流動力電源喪失」(長期 TB)では、原子炉補機冷却水系又は非常用取水路の構造損傷を含むカットセットが抽出されている。このカットセットに対しては、常設代替交流電源設備により電源を復旧するほか、原子炉隔離時冷却系の運転による長時間の炉心冷却の確保と格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器からの除熱によってプラントを安定な状態に維持することが有効である。</p>	<p>【全交流動力電源喪失（長期TB）】</p> <p>非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系非常用ディーゼル発電機の故障が重畳して全交流動力電源喪失に至るカットセット及び軽油貯蔵タンク閉塞／破損により全交流動力電源喪失に至るカットセットが上位に抽出されている。これらのカットセットが含まれる事故シーケンスは、全交流動力電源喪失後、蓄電池枯渇により原子炉隔離時冷却系による炉心の冷却が十分に行われず炉心損傷に至る事象となる。</p> <p>これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては、早期の電源復旧に期待しない場合、原子炉隔離時冷却系の運転が継続している間に電源が不要となる代替注水手段（低圧代替注水系（可搬型））を確保することが有効となる。</p> <p>第1-3表 「全交流動力電源喪失（長期TB）」における                  主要なカットセット</p> <table border="1" data-bbox="1270 798 2267 1449"> <thead> <tr> <th>No.</th> <th>加速度区分 (G)</th> <th>主要なカットセット</th> <th>炉心損傷頻度 (1/年)</th> <th>事故シーケンスグループに対する寄与割合 (%)</th> <th>有効性を確認する主な対策</th> <th>対策の有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>0.4~0.5</td> <td rowspan="6">①地震によるセラミックインシュレータ損傷(外部電源喪失) + 軽油貯蔵タンク閉塞</td> <td>1.1E-09</td> <td>19.1</td> <td rowspan="9">・低圧代替注水系(可搬型)</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>0.3~0.4</td> <td>9.7E-10</td> <td>17.1</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>0.5~0.6</td> <td>9.6E-10</td> <td>16.9</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>0.6~0.7</td> <td>6.9E-10</td> <td>12.2</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>0.2~0.3</td> <td>5.7E-10</td> <td>10.0</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>0.16~0.2</td> <td>1.0E-10</td> <td>1.8</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>7</td> <td>0.4~0.5</td> <td rowspan="3">②地震によるセラミックインシュレータ損傷(外部電源喪失) + 軽油貯蔵タンク破損</td> <td>7.2E-11</td> <td>1.3</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>8</td> <td>0.3~0.4</td> <td>6.5E-11</td> <td>1.1</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>9</td> <td>0.5~0.6</td> <td>6.4E-11</td> <td>1.1</td> <td>○</td> </tr> </tbody> </table>	No.	加速度区分 (G)	主要なカットセット	炉心損傷頻度 (1/年)	事故シーケンスグループに対する寄与割合 (%)	有効性を確認する主な対策	対策の有効性	1	0.4~0.5	①地震によるセラミックインシュレータ損傷(外部電源喪失) + 軽油貯蔵タンク閉塞	1.1E-09	19.1	・低圧代替注水系(可搬型)	○	2	0.3~0.4	9.7E-10	17.1	○	3	0.5~0.6	9.6E-10	16.9	○	4	0.6~0.7	6.9E-10	12.2	○	5	0.2~0.3	5.7E-10	10.0	○	6	0.16~0.2	1.0E-10	1.8	○	7	0.4~0.5	②地震によるセラミックインシュレータ損傷(外部電源喪失) + 軽油貯蔵タンク破損	7.2E-11	1.3	○	8	0.3~0.4	6.5E-11	1.1	○	9	0.5~0.6	6.4E-11	1.1	○	<p>・東海第二の順序に合わせて記載。</p>
No.	加速度区分 (G)	主要なカットセット	炉心損傷頻度 (1/年)	事故シーケンスグループに対する寄与割合 (%)	有効性を確認する主な対策	対策の有効性																																																			
1	0.4~0.5	①地震によるセラミックインシュレータ損傷(外部電源喪失) + 軽油貯蔵タンク閉塞	1.1E-09	19.1	・低圧代替注水系(可搬型)	○																																																			
2	0.3~0.4		9.7E-10	17.1		○																																																			
3	0.5~0.6		9.6E-10	16.9		○																																																			
4	0.6~0.7		6.9E-10	12.2		○																																																			
5	0.2~0.3		5.7E-10	10.0		○																																																			
6	0.16~0.2		1.0E-10	1.8		○																																																			
7	0.4~0.5	②地震によるセラミックインシュレータ損傷(外部電源喪失) + 軽油貯蔵タンク破損	7.2E-11	1.3		○																																																			
8	0.3~0.4		6.5E-11	1.1		○																																																			
9	0.5~0.6		6.4E-11	1.1		○																																																			
<ul style="list-style-type: none"> <li>直流電源喪失(TBD)</li> </ul> <p>主要な事故シーケンスのうち、「直流電源喪失」(TBD)では、地震により直流電源設備の構造損傷又は機能損傷に至るカットセットが抽出された。このカットセットに対しては、常設代替直流電源設備を用いて直流電源を復旧することにより、炉心損傷を防止することができる。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>全交流動力電源喪失+原子炉隔離時冷却系失敗(TBU)</li> </ul> <p>主要な事故シーケンスのうち、「全交流動力電源喪失+原子炉隔離時冷却系失敗」(TBU)では、原子炉補機冷却水系又は非常用取水路の構造損傷及び原子炉隔離時冷却</p>	<p>【全交流動力電源喪失（TBD，TBU）】</p> <p>TBDでは、地震によるケーブルトレイの損傷により全交流動力電源喪失に至るカットセットが上位に抽出されている。</p> <p>また、TBUでは、地震による交流電源設備（DG SWポンプ、非常用パワーセンタ）の損傷により全交流動力電源喪失に至るカットセットが上位に抽出されている。これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては、早期の電源復旧に期待しない場合、高圧代替注水系を起動し、運転が継続している間に電源が不要となる代替注水手段（低圧代替注水系（可搬型））を確保することが有効となる（TBDのカットセットに含まれる地震によるケーブルトレイ損傷についても、非常用直流母線、非常用交流母</p>	<p>・東海第二の順序に合わせて記載。</p>																																																							

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考																																																																					
<p>系の水源となる復水貯蔵槽周りの配管の構造損傷を含むカットセットが抽出されている。このカットセットに対しては、同じ復水貯蔵槽を水源とする高圧代替注水系は有効な対策とならない。一方、サプレッション・チェンバに水源を切り替えることができれば、一定時間、原子炉隔離時冷却系によって注水できると考えると、少なくとも炉心損傷までに数時間程度の時間余裕を有するカットセットである。</p> <p>このため、今回抽出されたカットセットに対しては、原子炉隔離時冷却系による注水及び低圧代替注水系(可搬型)によって、炉心損傷を防止することができると考えられる。また、今回のカットセットとしては抽出されなかったが、事象発生と同時に原子炉隔離時冷却系が故障等によって機能喪失に至るものの復水貯蔵槽は機能を維持する場合等、高圧代替注水系によって炉心損傷を防止することができる場合も考えられる。</p>	<p>線とは独立した緊急用母線を通じて、常設代替直流電源設備及び常設代替高圧電源装置からの給電による対応が有効である)。</p> <p style="text-align: center;">第1-4表 「全交流動力電源喪失（TBD）」における                  主要なカットセット</p> <table border="1" data-bbox="1273 487 2353 1404"> <thead> <tr> <th>No.</th> <th>加速度区分 (G)</th> <th>主要なカットセット</th> <th>炉心損傷頻度 (1/炉年)</th> <th>事故シーケンスグループに対する寄与割合 (%)</th> <th>有効性を確認する主な対策</th> <th>対策の有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>1.1~1.2</td><td rowspan="12">①地震によるケーブルトレイ損傷</td><td>3.0E-07</td><td>14.0</td><td rowspan="12">・低圧代替注水系(可搬型)</td><td>○</td></tr> <tr><td>2</td><td>1.0~1.1</td><td>2.9E-07</td><td>13.6</td><td>○</td></tr> <tr><td>3</td><td>1.2~1.3</td><td>2.5E-07</td><td>11.6</td><td>○</td></tr> <tr><td>3</td><td>0.9~1.0</td><td>2.5E-07</td><td>11.6</td><td>○</td></tr> <tr><td>5</td><td>1.3~1.4</td><td>2.3E-07</td><td>10.5</td><td>○</td></tr> <tr><td>6</td><td>0.8~0.9</td><td>2.1E-07</td><td>9.9</td><td>○</td></tr> <tr><td>7</td><td>1.4~1.5</td><td>1.6E-07</td><td>7.6</td><td>○</td></tr> <tr><td>8</td><td>1.5~1.6</td><td>1.2E-07</td><td>5.7</td><td>○</td></tr> <tr><td>9</td><td>0.7~0.8</td><td>9.5E-08</td><td>4.4</td><td>○</td></tr> <tr><td>10</td><td>1.6~1.7</td><td>7.3E-08</td><td>3.4</td><td>○</td></tr> <tr><td>11</td><td>0.6~0.7</td><td>4.9E-08</td><td>2.3</td><td>○</td></tr> <tr><td>12</td><td>1.7~1.8</td><td>3.8E-08</td><td>1.8</td><td>○</td></tr> </tbody> </table>	No.	加速度区分 (G)	主要なカットセット	炉心損傷頻度 (1/炉年)	事故シーケンスグループに対する寄与割合 (%)	有効性を確認する主な対策	対策の有効性	1	1.1~1.2	①地震によるケーブルトレイ損傷	3.0E-07	14.0	・低圧代替注水系(可搬型)	○	2	1.0~1.1	2.9E-07	13.6	○	3	1.2~1.3	2.5E-07	11.6	○	3	0.9~1.0	2.5E-07	11.6	○	5	1.3~1.4	2.3E-07	10.5	○	6	0.8~0.9	2.1E-07	9.9	○	7	1.4~1.5	1.6E-07	7.6	○	8	1.5~1.6	1.2E-07	5.7	○	9	0.7~0.8	9.5E-08	4.4	○	10	1.6~1.7	7.3E-08	3.4	○	11	0.6~0.7	4.9E-08	2.3	○	12	1.7~1.8	3.8E-08	1.8	○	
No.	加速度区分 (G)	主要なカットセット	炉心損傷頻度 (1/炉年)	事故シーケンスグループに対する寄与割合 (%)	有効性を確認する主な対策	対策の有効性																																																																	
1	1.1~1.2	①地震によるケーブルトレイ損傷	3.0E-07	14.0	・低圧代替注水系(可搬型)	○																																																																	
2	1.0~1.1		2.9E-07	13.6		○																																																																	
3	1.2~1.3		2.5E-07	11.6		○																																																																	
3	0.9~1.0		2.5E-07	11.6		○																																																																	
5	1.3~1.4		2.3E-07	10.5		○																																																																	
6	0.8~0.9		2.1E-07	9.9		○																																																																	
7	1.4~1.5		1.6E-07	7.6		○																																																																	
8	1.5~1.6		1.2E-07	5.7		○																																																																	
9	0.7~0.8		9.5E-08	4.4		○																																																																	
10	1.6~1.7		7.3E-08	3.4		○																																																																	
11	0.6~0.7		4.9E-08	2.3		○																																																																	
12	1.7~1.8		3.8E-08	1.8		○																																																																	

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所					備 考																																																																																																																
第 1-5 表 「全交流動力電源喪失 (TBU)」における 主要なカットセット																																																																																																																						
	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th data-bbox="1270 384 1317 457">No.</th> <th data-bbox="1317 384 1448 457">加速度区分 (G)</th> <th data-bbox="1448 384 1881 457">主要なカットセット</th> <th data-bbox="1881 384 1970 457">炉心 損傷頻度 (/炉年)</th> <th data-bbox="1970 384 2089 457">事故シーケンス グループに対する 寄与割合 (%)</th> <th data-bbox="2089 384 2288 457">有効性を確認する主な 対策</th> <th data-bbox="2288 384 2356 457">対策の 有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>1.5~1.6</td> <td rowspan="2">①地震による DG SWポンプ損傷</td> <td>3.7E-08</td> <td>8.3</td> <td rowspan="19">・低圧代替注水系(可搬型)</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>1.4~1.5</td> <td>3.6E-08</td> <td>8.0</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>1.3~1.4</td> <td rowspan="2">②地震による非常用パワーセンタ損傷</td> <td>3.2E-08</td> <td>7.2</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>1.2~1.3</td> <td>3.1E-08</td> <td>7.0</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>1.3~1.4</td> <td>①地震による DG SWポンプ損傷</td> <td>3.1E-08</td> <td>6.9</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>1.0~1.1</td> <td rowspan="3">②地震による非常用パワーセンタ損傷</td> <td>3.0E-08</td> <td>6.6</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>7</td> <td>1.4~1.5</td> <td>2.9E-08</td> <td>6.4</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>7</td> <td>1.1~1.2</td> <td>2.9E-08</td> <td>6.4</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>9</td> <td>1.6~1.7</td> <td>①地震による DG SWポンプ損傷</td> <td>2.8E-08</td> <td>6.4</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>10</td> <td>1.5~1.6</td> <td>②地震による非常用パワーセンタ損傷</td> <td>2.1E-08</td> <td>4.7</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>11</td> <td>1.7~1.8</td> <td rowspan="2">①地震による DG SWポンプ損傷</td> <td>1.8E-08</td> <td>4.0</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>11</td> <td>1.2~1.3</td> <td>1.8E-08</td> <td>3.9</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>13</td> <td>0.9~1.0</td> <td rowspan="2">②地震による非常用パワーセンタ損傷</td> <td>1.4E-08</td> <td>3.2</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>13</td> <td>1.6~1.7</td> <td>1.4E-08</td> <td>3.1</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>15</td> <td>0.8~0.9</td> <td></td> <td>1.2E-08</td> <td>2.7</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>16</td> <td>1.8~1.9</td> <td rowspan="2">①地震による DG SWポンプ損傷</td> <td>1.1E-08</td> <td>2.4</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>17</td> <td>1.1~1.2</td> <td>9.0E-09</td> <td>2.0</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>18</td> <td>1.7~1.8</td> <td>②地震による非常用パワーセンタ損傷</td> <td>7.8E-09</td> <td>1.8</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>19</td> <td>1.9~2.0</td> <td>①地震による DG SWポンプ損傷</td> <td>5.4E-09</td> <td>1.2</td> <td>○</td> </tr> </tbody> </table>	No.	加速度区分 (G)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (/炉年)	事故シーケンス グループに対する 寄与割合 (%)	有効性を確認する主な 対策	対策の 有効性	1	1.5~1.6	①地震による DG SWポンプ損傷	3.7E-08	8.3	・低圧代替注水系(可搬型)	○	2	1.4~1.5	3.6E-08	8.0	○	3	1.3~1.4	②地震による非常用パワーセンタ損傷	3.2E-08	7.2	○	4	1.2~1.3	3.1E-08	7.0	○	4	1.3~1.4	①地震による DG SWポンプ損傷	3.1E-08	6.9	○	6	1.0~1.1	②地震による非常用パワーセンタ損傷	3.0E-08	6.6	○	7	1.4~1.5	2.9E-08	6.4	○	7	1.1~1.2	2.9E-08	6.4	○	9	1.6~1.7	①地震による DG SWポンプ損傷	2.8E-08	6.4	○	10	1.5~1.6	②地震による非常用パワーセンタ損傷	2.1E-08	4.7	○	11	1.7~1.8	①地震による DG SWポンプ損傷	1.8E-08	4.0	○	11	1.2~1.3	1.8E-08	3.9	○	13	0.9~1.0	②地震による非常用パワーセンタ損傷	1.4E-08	3.2	○	13	1.6~1.7	1.4E-08	3.1	○	15	0.8~0.9		1.2E-08	2.7	○	16	1.8~1.9	①地震による DG SWポンプ損傷	1.1E-08	2.4	○	17	1.1~1.2	9.0E-09	2.0	○	18	1.7~1.8	②地震による非常用パワーセンタ損傷	7.8E-09	1.8	○	19	1.9~2.0	①地震による DG SWポンプ損傷	5.4E-09	1.2	○		
No.	加速度区分 (G)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (/炉年)	事故シーケンス グループに対する 寄与割合 (%)	有効性を確認する主な 対策	対策の 有効性																																																																																																																
1	1.5~1.6	①地震による DG SWポンプ損傷	3.7E-08	8.3	・低圧代替注水系(可搬型)	○																																																																																																																
2	1.4~1.5		3.6E-08	8.0		○																																																																																																																
3	1.3~1.4	②地震による非常用パワーセンタ損傷	3.2E-08	7.2		○																																																																																																																
4	1.2~1.3		3.1E-08	7.0		○																																																																																																																
4	1.3~1.4	①地震による DG SWポンプ損傷	3.1E-08	6.9		○																																																																																																																
6	1.0~1.1	②地震による非常用パワーセンタ損傷	3.0E-08	6.6		○																																																																																																																
7	1.4~1.5		2.9E-08	6.4		○																																																																																																																
7	1.1~1.2		2.9E-08	6.4		○																																																																																																																
9	1.6~1.7	①地震による DG SWポンプ損傷	2.8E-08	6.4		○																																																																																																																
10	1.5~1.6	②地震による非常用パワーセンタ損傷	2.1E-08	4.7		○																																																																																																																
11	1.7~1.8	①地震による DG SWポンプ損傷	1.8E-08	4.0		○																																																																																																																
11	1.2~1.3		1.8E-08	3.9		○																																																																																																																
13	0.9~1.0	②地震による非常用パワーセンタ損傷	1.4E-08	3.2		○																																																																																																																
13	1.6~1.7		1.4E-08	3.1		○																																																																																																																
15	0.8~0.9		1.2E-08	2.7		○																																																																																																																
16	1.8~1.9	①地震による DG SWポンプ損傷	1.1E-08	2.4		○																																																																																																																
17	1.1~1.2		9.0E-09	2.0		○																																																																																																																
18	1.7~1.8	②地震による非常用パワーセンタ損傷	7.8E-09	1.8		○																																																																																																																
19	1.9~2.0	①地震による DG SWポンプ損傷	5.4E-09	1.2		○																																																																																																																

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙5）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>・ 全交流動力電源喪失+SRV 再閉鎖失敗(TBP)</p> <p>主要な事故シーケンスのうち、「全交流動力電源喪失+SRV 再閉鎖失敗」(TBP)では、原子炉補機冷却水系又は非常用取水路の構造損傷を含むカットセットが抽出されている。これにより非常用ディーゼル発電機の冷却機能が失われ、外部電源喪失と併せて全交流動力電源喪失に至り、電動駆動のECCS注水設備が機能を喪失する。また、SRV再閉鎖失敗により、長時間の原子炉隔離時冷却系及び高压代替注水系による注水には期待できない。このため、原子炉隔離時冷却系又は高压代替注水系による注水が継続している間に常設代替交流電源設備によって電源を復旧し、低压代替注水系等による低压注水に移行できる場合には炉心損傷を防止できる。また、低压注水への移行に失敗し、炉心損傷に至る場合については、LOCA時にECCSによる注水ができず、炉心損傷に至るシーケンスに包絡されると考えられ、炉心損傷に至るものの、電源復旧等の後、原子炉圧力容器又は原子炉格納容器に注水し、格納容器圧力逃がし装置等による除熱を行うことで、原子炉格納容器の破損を防止することができる。</p>	<p>【全交流動力電源喪失（TBP）】</p> <p>TBPでは、地震による交流電源設備（DG SWポンプ、非常用パワーセンタ）の損傷により全交流動力電源喪失に至るカットセットが上位に抽出されている。</p> <p>これらのカットセットが含まれる事故シーケンスは、全交流動力電源喪失後、駆動蒸気の喪失により原子炉隔離時冷却系による炉心の冷却が十分に行われず炉心損傷に至る事象となる。</p> <p>これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては、早期の電源復旧に期待しない場合、原子炉隔離時冷却系の運転が継続している間に電源が不要となる代替注水手段（低压代替注水系（可搬型））を確保することが有効となる。</p>	<p>・ 東海第二の順序に合わせて記載。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所						備考
第1-6表 「全交流動力電源喪失（TBP）」における 主要なカットセット							
No.	加速度区分 (G)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (/年)	事故シーケンス グループに対する 寄与割合 (%)	有効性を確認する主な 対策	対策の 有効性	
1	1.5~1.6	①逃がし安全弁再閉鎖失敗+地震によるDGS Wポンプ損傷	1.9E-10	8.2	・低圧代替注水系(可搬型)	○	
1	1.4~1.5		1.9E-10	7.9		○	
3	1.3~1.4	②逃がし安全弁再閉鎖失敗+地震による非常用 パワーセンタ損傷	1.7E-10	7.1		○	
4	1.2~1.3		1.6E-10	7.0		○	
4	1.3~1.4	①逃がし安全弁再閉鎖失敗+地震によるDGS Wポンプ損傷	1.6E-10	6.8		○	
6	1.0~1.1	②逃がし安全弁再閉鎖失敗+地震による非常用 パワーセンタ損傷	1.5E-10	6.6		○	
6	1.4~1.5		1.5E-10	6.4		○	
6	1.1~1.2		1.5E-10	6.4		○	
6	1.6~1.7	①逃がし安全弁再閉鎖失敗+地震によるDGS Wポンプ損傷	1.5E-10	6.3		○	
10	1.5~1.6	②逃がし安全弁再閉鎖失敗+地震による非常用 パワーセンタ損傷	1.1E-10	4.7		○	
11	1.7~1.8	①逃がし安全弁再閉鎖失敗+地震によるDGS Wポンプ損傷	9.4E-11	4.0		○	
12	1.2~1.3		9.2E-11	3.9		○	
13	0.9~1.0	②逃がし安全弁再閉鎖失敗+地震による非常用 パワーセンタ損傷	7.4E-11	3.1		○	
14	1.6~1.7		7.2E-11	3.0		○	
15	0.8~0.9		6.3E-11	2.7		○	
16	1.8~1.9	①逃がし安全弁再閉鎖失敗+地震によるDGS Wポンプ損傷	5.6E-11	2.4		○	
17	1.1~1.2		4.7E-11	2.0		○	
18	1.7~1.8	②逃がし安全弁再閉鎖失敗+地震による非常用 パワーセンタ損傷	4.1E-11	1.7		○	
19	1.9~2.0	①逃がし安全弁再閉鎖失敗+地震によるDGS Wポンプ損傷	2.8E-11	1.2		○	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙5）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考																																									
<p>○ 崩壊熱除去機能喪失(TW)</p> <p>いずれのカットセットにも、残留熱除去系のランダム故障が含まれている。この基事象に対しては、代替原子炉補機冷却系ユニットによる海水への熱除去機能の代替には期待できないが、格納容器圧力逃がし装置による大気への除熱により炉心損傷（格納容器先行破損）を防止できる。</p>	<p><b>【崩壊熱除去機能喪失（TW，TBW）】</b></p> <p>TWについては、低加速度領域（～0.5G）における主要なカットセットとして、ヒューマンエラー及び残留熱除去系海水系のランダム故障（弁、ストレーナ閉塞等）により崩壊熱除去機能が喪失するカットセットが上位に抽出されている。また、高加速度領域（1.0G～）における主要なカットセットとして、地震による残留熱除去系のゲート弁の損傷により崩壊熱除去機能が喪失するカットセットが上位に抽出されている。これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策として、残留熱除去系海水系が機能喪失している場合（取水機能喪失時）は、緊急用海水系及び残留熱除去系を用いた除熱や、格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベントによる除熱が有効である。また、残留熱除去系が機能喪失している場合（RHR故障時）は、格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベントによる除熱が有効である。</p> <p>TBWについては、いずれの事故シーケンスにおいても、外部電源喪失及び非常用ディーゼル発電機の故障が重畳する等、交流電源の喪失に伴い崩壊熱除去機能喪失に至るカットセットも抽出されている。</p> <p>これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては、常設代替高圧電源装置により交流電源を回復することが有効である。なお、残留熱除去系海水系又は残留熱除去系の故障が重畳した場合は、TWと同様の対策が有効である。</p> <p>第1-7表 「崩壊熱除去機能喪失（TW）」における主要なカットセット</p> <table border="1" data-bbox="1264 1100 2347 1604"> <thead> <tr> <th>No.</th> <th>加速度区分 (G)</th> <th>主要なカットセット</th> <th>炉心損傷頻度 (1/年)</th> <th>事故シーケンスグループに対する寄与割合 (%)</th> <th>有効性を確認する主な対策</th> <th>対策の有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>0.16～0.2</td> <td rowspan="4">①RHR系操作失敗</td> <td>1.7E-06</td> <td>30.6</td> <td rowspan="4">[RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>0.2～0.3</td> <td>1.1E-06</td> <td>19.1</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>0.3～0.4</td> <td>3.0E-07</td> <td>5.5</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>0.4～0.5</td> <td>1.1E-07</td> <td>2.1</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>0.16～0.2</td> <td rowspan="2">②RHR S-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障</td> <td>1.0E-07</td> <td>1.9</td> <td rowspan="2">[取水機能喪失時] ・緊急用海水系</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>0.2～0.3</td> <td>6.5E-08</td> <td>1.2</td> <td>○</td> </tr> </tbody> </table>	No.	加速度区分 (G)	主要なカットセット	炉心損傷頻度 (1/年)	事故シーケンスグループに対する寄与割合 (%)	有効性を確認する主な対策	対策の有効性	1	0.16～0.2	①RHR系操作失敗	1.7E-06	30.6	[RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント	○	2	0.2～0.3	1.1E-06	19.1	○	3	0.3～0.4	3.0E-07	5.5	○	4	0.4～0.5	1.1E-07	2.1	○	5	0.16～0.2	②RHR S-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	1.0E-07	1.9	[取水機能喪失時] ・緊急用海水系	○	6	0.2～0.3	6.5E-08	1.2	○	<p>・東海第二の順序に合わせて記載。</p>
No.	加速度区分 (G)	主要なカットセット	炉心損傷頻度 (1/年)	事故シーケンスグループに対する寄与割合 (%)	有効性を確認する主な対策	対策の有効性																																					
1	0.16～0.2	①RHR系操作失敗	1.7E-06	30.6	[RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント	○																																					
2	0.2～0.3		1.1E-06	19.1		○																																					
3	0.3～0.4		3.0E-07	5.5		○																																					
4	0.4～0.5		1.1E-07	2.1		○																																					
5	0.16～0.2	②RHR S-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	1.0E-07	1.9	[取水機能喪失時] ・緊急用海水系	○																																					
6	0.2～0.3		6.5E-08	1.2		○																																					

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所						備考
	第1-8表 「崩壊熱除去機能喪失（TBW）」における主要なカットセット						
	No.	加速度区分 (G)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (/年)	事故シーケンス グループに対する 寄与割合 (%)	有効性を確認する主な 対策	対策の 有効性
	1	0.4~0.5		4.5E-09	7.0	・常設代替高圧電源装置	○
	2	0.3~0.4	①地震によるセラミックインシュレータ損傷(外部電源喪失)+DG-2C/2D運転継続失敗共通原因故障	4.0E-09	6.2		○
	2	0.5~0.6		4.0E-09	6.1		○
	4	0.4~0.5	②地震によるセラミックインシュレータ損傷(外部電源喪失)+DG-2C/2D起動失敗共通原因故障	3.0E-09	4.7		○
	5	0.6~0.7	①地震によるセラミックインシュレータ損傷(外部電源喪失)+DG-2C/2D運転継続失敗共通原因故障	2.9E-09	4.4		○
	6	0.3~0.4	②地震によるセラミックインシュレータ損傷(外部電源喪失)+DG-2C/2D起動失敗共通原因故障	2.7E-09	4.2		○
	6	0.5~0.6		2.7E-09	4.2		○
	8	0.2~0.3	①地震によるセラミックインシュレータ損傷(外部電源喪失)+非常用ディーゼル発電機-2C/2D運転継続失敗共通原因故障	2.3E-09	3.6		○
	9	0.6~0.7	②地震によるセラミックインシュレータ損傷(外部電源喪失)+非常用ディーゼル発電機-2C/2D起動失敗共通原因故障	1.9E-09	3.0		○
	10	0.4~0.5	③地震によるセラミックインシュレータ損傷(外部電源喪失)+DGSW-2A/2Bストレーナ閉塞共通原因故障	1.6E-09	2.5		○
	10	0.2~0.3	②地震によるセラミックインシュレータ損傷(外部電源喪失)+非常用ディーゼル発電機-2C/2D起動失敗共通原因故障	1.6E-09	2.5		○
	12	0.3~0.4	③地震によるセラミックインシュレータ損傷(外部電源喪失)+DGSW-2A/2Bストレーナ閉塞共通原因故障	1.4E-09	2.2		○
	12	0.5~0.6		1.4E-09	2.2		○
	14	0.6~0.7	④地震によるセラミックインシュレータ損傷(外部電源喪失)+非常用パワーセンタ損傷	1.1E-09	1.6		○
	15	0.6~0.7	③地震によるセラミックインシュレータ損傷(外部電源喪失)+DGSW-2A/2Bストレーナ閉塞共通原因故障	1.0E-09	1.6		○
	16	0.2~0.3		8.4E-10	1.3		○

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙5）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>○ 原子炉停止機能喪失(TC)</p> <p>いずれのカットセットにも、原子炉補機冷却水系又は非常用取水路の構造損傷が含まれている。原子炉スクラムが必要な際に制御棒を挿入できない場合、高圧炉心注水系による水位制御に期待できないことから炉心損傷に至る。</p> <p>原子炉停止機能について、ABWR である柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉では、今回重大事故等対処設備として位置づけた機能・設備がプラント設計当初から設置されていたことから、今回はこれらの機能・設備を考慮してPRAを実施した。このため、これらの機能・設備の喪失を含めて炉心損傷に至るカットセットが抽出されており、対策の有効性を確認することはできない。</p>	<p>【原子炉停止機能喪失（TC）】</p> <p>地震によるスクラム系（シュラウドサポート）の損傷を要因とするカットセットが上位に抽出されている。</p> <p>これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては、代替原子炉再循環ポンプトリップ回路及びほう酸水注入系による対応が有効である。ただし、地震によりケーブルトレイ又はDG SWが損傷するカットセットを含む場合は、交流電源の喪失又は直流電源の喪失により代替の原子炉停止手段であるほう酸水注入系が機能喪失すること、及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失により原子炉水位の確保が困難であることから、炉心損傷を防ぐことができない。</p>	<p>・東海第二の順序に合わせて記載。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所						備考
第 1-9 表 「原子炉停止機能喪失」における主要なカットセット							
	No.	加速度区分 (G)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (/年)	事故シーケンス グループに対する 寄与割合 (%)	有効性を確認する主な 対策	対策の 有効性
	1	1.4~1.5	①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 地震によるシュラウドサポート損傷	1.3E-08	11.0	・代替原子炉再循環ポンプトリップ回路 ・ほう酸水注入系	○
	2	1.3~1.4		1.2E-08	10.3		○
	3	1.5~1.6		1.1E-08	9.3		○
	4	1.2~1.3		8.5E-09	7.1		○
	5	1.6~1.7		8.0E-09	6.7		○
	6	1.1~1.2		5.7E-09	4.8		○
	7	1.7~1.8		4.4E-09	3.7		○
	8	1.6~1.7	②地震によるケーブルトレイ損傷 + 地震によるシュラウドサポート損傷	4.0E-09	3.3	-	-
	9	1.5~1.6		3.9E-09	3.3		-
	10	1.7~1.8		3.4E-09	2.8		-
	11	1.0~1.1	①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 地震によるシュラウドサポート損傷	3.3E-09	2.8	・代替原子炉再循環ポンプトリップ回路 ・ほう酸水注入系	○
	12	1.4~1.5	②地震によるケーブルトレイ損傷 + 地震によるシュラウドサポート損傷	2.7E-09	2.3	-	-
	12	1.8~1.9		2.7E-09	2.2		-
	14	1.8~1.9	①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 地震によるシュラウドサポート損傷	2.1E-09	1.8	・代替原子炉再循環ポンプトリップ回路 ・ほう酸水注入系	○
	14	1.9~2.0	②地震によるケーブルトレイ損傷 + 地震によるシュラウドサポート損傷	2.1E-09	1.8	-	-
	16	2.0~3.0		2.0E-09	1.7		-
	17	1.3~1.4		1.9E-09	1.6		-
	18	1.7~1.8	③地震による DGSW ポンプ損傷 + 地震によるシュラウドサポート損傷	1.6E-09	1.3	-	-
	18	1.6~1.7		1.6E-09	1.3		-
	20	1.8~1.9		1.4E-09	1.2		-
	21	0.9~1.0	①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) + 地震によるシュラウドサポート損傷	1.2E-09	1.0	・代替原子炉再循環ポンプトリップ回路 ・ほう酸水注入系	○

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙5）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>○ LOCA 時注水機能喪失(LOCA)</p> <p>カットセットとしては、地震による原子炉格納容器内配管の構造損傷が抽出された。地震動に応じた詳細な損傷の程度を評価することは困難なことから、原子炉格納容器内配管の構造損傷を以て炉心損傷直結としているものの、実際には配管損傷の規模に応じて炉心損傷を防止できる場合も考えられる。</p> <p>○ その他の炉心損傷直結事象</p> <p>計測・制御系喪失、格納容器バイパス、原子炉圧力容器・原子炉格納容器損傷、原子炉建屋損傷については、別紙2 のとおり、評価方法にかなりの保守性を有しており、また、地震動に応じた詳細な損傷の程度や影響を評価することは困難なことから、現状、炉心損傷直結事象として整理しているものの、実際には損傷の程度に応じて使用可能な重大事故等対処設備等を用いて対応することにより、炉心損傷を防止できる可能性があるものとする。その場合は、損傷した機能に応じて内部事象運転時レベル 1PRA の結果から抽出された既存の事故シーケンスグループに包絡されるものとする。</p> <p>例えば、別紙2 の2.1 建屋・構築物(原子炉建屋)の損傷の(4)に示したとおり、現実的には考えにくいものの、仮に基礎地盤の変形が生じ、建屋間での配管破断に至り、原子炉建屋内への水の流入によって高圧・低圧注水機能の喪失に至ったとしても、サプレッション・チェンバを水源とした原子炉隔離時冷却系による注水や低圧代替注水系(可搬型)によって対応できると考える。</p> <p>また、別紙2 の2.2 建屋・構築物(圧力容器・格納容器)の損傷の(4)に示したとおり、フラジリティの評価手法が有する保守性により、現実的にはPRA の結果以上に起こりにくい事象と考えるものの、仮にペDESTALにおける支持機能の喪失が発生し、一次系の配管破断等が発生した場合は、LOCA と同等の対応として、使用可能な注水設備による注水及び格納容器圧力逃がし装置等を用いた除熱によって、プラントを安定な状態に導くことができると考える。</p> <p>2. 津波レベル 1PRA</p> <p>津波 PRA の結果、今回評価の対象としたプラント状態では、津波高さ 4.2m 以上の場合、取水口からの浸水により炉心損傷に至る。津波高さと同様に重要な機器の組み合わせから、高圧・低圧注水機能喪失(TQUV)、直流電源喪失(TBD)に事故シーケンスグループを区分しているものの、安全上重要な機器の機能喪失の原因はいずれも浸水であり、対策としては浸水防止対策が最も有効であるとする。</p> <p>また、何らかの要因により浸水防止対策が機能せず、建屋内に浸水した場合には、喪失した機能に応じ、重大事故等対処設備等を用いて対応することで、炉心損傷を防止できるものとする。何らかの要因による建屋内への浸水時に重大事故等対処設備等に期待できるか否かについては、建屋内への浸水の状況等による部分もあるが、建</p>	<p>2. 津波レベル 1 P R A</p> <p>(1) 選定条件</p> <p>事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するため、ここでは、各事象シーケンスについて以下の基準を基に主要なカットセットを抽出した。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・事故シーケンスグループのうち、最も炉心損傷頻度の大きな事故シーケンスについて、上位3位まで</li> </ul> <p>各事故シーケンスにおける主要なカットセットの抽出結果及び主要なカットセットに対して、整備する炉心損傷防止対策で対応可能であるかを確認した。確認結果を第2-1表に示す。</p>	<p>・東海第二はE x c e s s i v e L O C Aとしている。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考																																												
<p>屋内部の浸水防止対策や高台に配備した設備等により対応することが可能であると考える。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>(2) 主要なカットセットの確認結果</p> <p>津波PRAより抽出されるシーケンスについては、津波に起因する事故シーケンスへの対応に必要な安全機能を有する常設重大事故等対処設備及び可搬型重大事故等対処設備に対して津波防護対策を施すことにより、第2-1表に示したとおり主要なカットセットレベルまで展開しても、整備する炉心損傷防止対策により同様に炉心損傷を防止することが可能である。</p> <p>表2-1 津波PRAにおける事故シーケンスごとの主要なカットセット</p> <table border="1" data-bbox="1270 619 2350 1150"> <thead> <tr> <th>事故シーケンス</th> <th>津波区分<sup>※1</sup></th> <th>主要なカットセット</th> <th>炉心損傷頻度 (/1年)</th> <th>事故シーケンスグループに対する寄与割合 (%)</th> <th>有効性を確認する主な対策<sup>※2</sup></th> <th>対策の有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="5">津波による注水機能喪失</td> <td rowspan="5">T.P. +20m ~ T.P. +22m</td> <td>①最終ヒートシンク喪失</td> <td>3.2E-06</td> <td>80.1</td> <td rowspan="5">・津波防護対策 ・緊急用海水系</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>①最終ヒートシンク喪失+RCICポンプ起動失敗</td> <td>4.7E-09</td> <td>0.1</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>②最終ヒートシンク喪失+RCICメンテナンス</td> <td>3.0E-09</td> <td>&lt;0.1%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>③最終ヒートシンク喪失+RCIC流量制御器故障</td> <td>5.4E-10</td> <td>&lt;0.1%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>①最終ヒートシンク喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗</td> <td>1.7E-08</td> <td>0.4</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失</td> <td>T.P. +22m ~ T.P. +24m</td> <td>①原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失</td> <td>7.6E-07</td> <td>19.2</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>防潮堤損傷</td> <td>T.P. +24m~</td> <td>①防潮堤損傷</td> <td>3.3E-07</td> <td>100.0</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 防潮堤前面位置における津波高さ                  ※2 有効性を確認する主な対策等に対して必要な浸水防護対策を施すことにより炉心損傷防止が可能</p>	事故シーケンス	津波区分 <sup>※1</sup>	主要なカットセット	炉心損傷頻度 (/1年)	事故シーケンスグループに対する寄与割合 (%)	有効性を確認する主な対策 <sup>※2</sup>	対策の有効性	津波による注水機能喪失	T.P. +20m ~ T.P. +22m	①最終ヒートシンク喪失	3.2E-06	80.1	・津波防護対策 ・緊急用海水系	○	①最終ヒートシンク喪失+RCICポンプ起動失敗	4.7E-09	0.1	○	②最終ヒートシンク喪失+RCICメンテナンス	3.0E-09	<0.1%	○	③最終ヒートシンク喪失+RCIC流量制御器故障	5.4E-10	<0.1%	○	①最終ヒートシンク喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗	1.7E-08	0.4	○	原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失	T.P. +22m ~ T.P. +24m	①原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失	7.6E-07	19.2		○	防潮堤損傷	T.P. +24m~	①防潮堤損傷	3.3E-07	100.0	-	-	
事故シーケンス	津波区分 <sup>※1</sup>	主要なカットセット	炉心損傷頻度 (/1年)	事故シーケンスグループに対する寄与割合 (%)	有効性を確認する主な対策 <sup>※2</sup>	対策の有効性																																								
津波による注水機能喪失	T.P. +20m ~ T.P. +22m	①最終ヒートシンク喪失	3.2E-06	80.1	・津波防護対策 ・緊急用海水系	○																																								
		①最終ヒートシンク喪失+RCICポンプ起動失敗	4.7E-09	0.1		○																																								
		②最終ヒートシンク喪失+RCICメンテナンス	3.0E-09	<0.1%		○																																								
		③最終ヒートシンク喪失+RCIC流量制御器故障	5.4E-10	<0.1%		○																																								
		①最終ヒートシンク喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗	1.7E-08	0.4		○																																								
原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失	T.P. +22m ~ T.P. +24m	①原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失	7.6E-07	19.2		○																																								
防潮堤損傷	T.P. +24m~	①防潮堤損傷	3.3E-07	100.0	-	-																																								

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙6）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p style="text-align: right;">別紙6</p> <p>「水素燃焼」及び「格納容器直接接触(シェルアタック)」を格納容器破損モードの評価対象から除外する理由</p> <p>「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」(以下「審査ガイド」という。)では、必ず想定する格納容器破損モードの1つとして水素燃焼及び格納容器直接接触(シェルアタック)が挙げられている。</p> <p>一方、審査ガイドに基づき、格納容器破損モード抽出のための個別プラント評価として実施した、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉の内部事象運転時レベル1.5PRAでは、水素燃焼及び溶融物直接接触を格納容器破損モードの評価対象から除外している。以下に、除外理由の詳細を示す。</p> <p>○「水素燃焼」の除外理由        審査ガイドにおける、「水素燃焼」の現象の概要は以下のとおりである。</p> <p>-----</p> <p>原子炉格納容器内に酸素等の反応性のガスが混在していると、水-ジルコニウム反応等によって発生した水素と反応することによって激しい燃焼が生じ、原子炉格納容器が破損する可能性がある。</p> <p>-----</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>炉心損傷に伴う原子炉格納容器内の気体の組成及び存在割合の変化          柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉では、運転中は原子炉格納容器内を常時窒素ガスで置換しており、酸素濃度は3.5vol%以下に管理されている。一般に可燃限界とされている濃度は、水素濃度が4vol%以上かつ酸素濃度が5vol%以上の場合である。          ジルコニウム-水反応の程度や水蒸気等ほかの気体の存在割合にもよるが、燃料温度の著しい上昇に伴ってジルコニウム-水反応が生じる状況になれば、水素濃度は4vol%をほぼ上回る。          一方酸素ガスは、事象発生前から原子炉格納容器内に存在している量のほかには水の放射線分解によって生じるのみである。このため、炉心損傷後の原子炉格納容器内での水素燃焼の発生を考慮する際には、酸素濃度に注目する必要がある。なお、炉心損傷後の原子炉格納容器内の酸素濃度上昇の観点で厳しいシナリオで評価しても、事象発生から7日以内に酸素濃度が5vol%を超えることはない。</li> <li>内部事象運転時レベル1.5PRAの格納容器破損モードから除外する理由          内部事象運転時レベル1.5PRAにおいて、仮にイベントツリーに水素燃焼に関するヘディングを設けたとしても、上記のとおり、7日以内に酸素濃度が5vol%を超えることは無く、また、7日以上原子炉格納容器の機能を維持(破損を防止)しながら酸素</li> </ul>	<p style="text-align: right;">別紙9</p> <p>格納容器直接接触(シェルアタック)を格納容器破損モードの評価対象から除外する理由について</p> <p>必ず想定する格納容器破損モードのうち、格納容器直接接触(シェルアタック)については、「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」に次のように記載されている。</p>	<p>・東海第二がレベル1.5PRAにおいて水素燃焼を除外している理由は、本文2.2.1に記載している</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

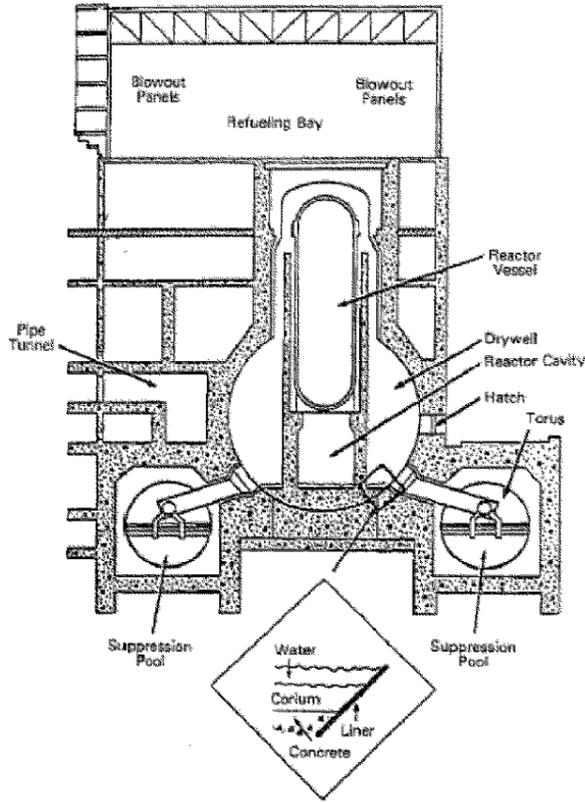
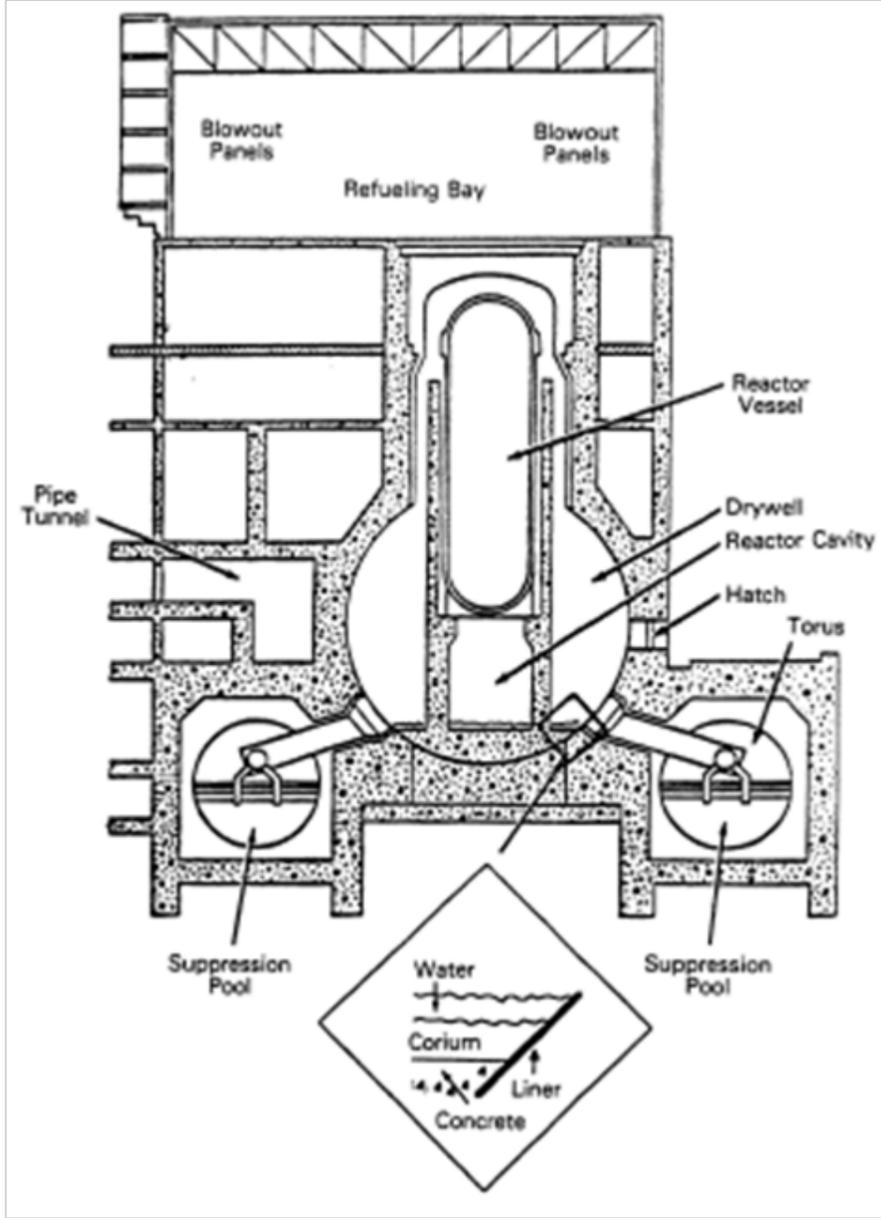
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙6）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>濃度の上昇については何も対応しない</p> <p>状況は考え難いことを考えると、水素燃焼に関するヘディングの分岐確率は0となる。</p> <p>内部事象運転時レベル1.5PRAは、格納容器破損のシーケンスに加えて格納容器破損頻度を求める評価であることから、発生する状況が想定されない水素燃焼を評価対象とすることは適切でないと考ええる。</p> <p>上記の理由により、水素燃焼は内部事象運転時レベル1.5PRAの対象から除外した。ただし、有効性評価においては、炉心損傷後の原子炉格納容器内の酸素濃度上昇の観点で厳しいシナリオを考慮し、可燃限界に至らないことを示している。</p> <p>なお、原子炉格納容器外部からの空気の流入によって酸素濃度が上昇する場合には、既に格納容器の隔離機能が失われている状況であるため、内部事象運転時レベル1.5PRAの対象外となる。</p> <p>○「格納容器直接接触(シェルアタック)」の除外理由</p> <p>審査ガイドにおける、「格納容器直接接触(シェルアタック)」の現象の概要は以下のとおりである。</p> <p>原子炉圧力容器内の溶融炉心が原子炉格納容器内の床上へ流れ出す時に、溶融炉心が床面で拡がり原子炉格納容器の壁に接触することによって、原子炉格納容器が破損する場合がある。</p> <p>・シェルアタックについて</p> <p>シェルアタックについては、NUREG/CR-6025<sup>[1]</sup>において、BWR MARK-I型格納容器に対する検討が実施されている。BWR MARK-I型格納容器におけるシェルアタックのメカニズムは次のとおり。</p> <p>炉心損傷後、原子炉圧力容器底部から流出した溶融炉心はペDESTAL部に落下する。この時、BWR MARK-I型格納容器はペDESTAL部の床面とその外側の床面が同じ高さに設計されており、ペDESTAL部には切れ込み(第1図)があるため、溶融炉心がペDESTAL床面に広がった場合、溶融炉心が切れ込みからペDESTAL部の外側に流出して原子炉格納容器の壁面(金属製のライナー部分)に接触する可能性(第2図)がある。</p> <p>この事象は、原子炉格納容器の構造上、BWR MARK-I型格納容器特有である。</p> <p>・内部事象運転時レベル1.5PRAの格納容器破損モードから除外する理由</p> <p>柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉のRCCV型格納容器のペDESTALの側面は、二重の円筒鋼板内部にコンクリートを充填した壁で囲まれており、BWR MARK-I型格納容器のような切れ込みを持たない構造(第3図、第4図)であるため、溶融炉心がペDESTAL床面で広がった場合でも、ペDESTAL外側へ溶融炉心が流れ出すことはな</p>	<p>3.2.3 格納容器破損モードの主要解析条件等</p> <p>5) 格納容器直接接触 (シェルアタック)</p> <p>a. 現象の概要</p> <p>原子炉圧力容器内の溶融炉心が原子炉格納容器内の床上へ流れ出す時に、溶融炉心が床面で拡がり原子炉格納容器の壁に接触することによって、原子炉格納容器が破損する場合がある。</p> <p>1. 格納容器直接接触 (シェルアタック)</p> <p>シェルアタックについては、NUREG/CR-6025<sup>[1]</sup>において、BWR MARK-I型格納容器に対する検討が実施されている。BWR MARK-I型格納容器における格納容器直接接触 (シェルアタック) のメカニズムは次のとおり。</p> <p>炉心損傷後、原子炉圧力容器底部から流出した溶融炉心はペDESTAL部に切れ込み(図1)があるため、溶融炉心がペDESTAL床面に広がった場合、溶融炉心が切れ込みからペDESTAL部の外側に流出して格納容器の壁面(金属製ライナー部分)に接触する可能性(図2)がある。</p> <p>2. 格納容器直接接触 (シェルアタック) の除外理由</p> <p>シェルアタックは、BWR MARK-I型格納容器に特有の事象であり、BWR MARK-II型格納容器では、格納容器の構造上、ペDESTAL(ドライウェル部)床に落下したデブリが直接格納容器バウンダリと接触することはない(図3)。このため、溶融炉心が床面で拡がり格納容器の壁に接触する格納容器直接接触(シェルアタ</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

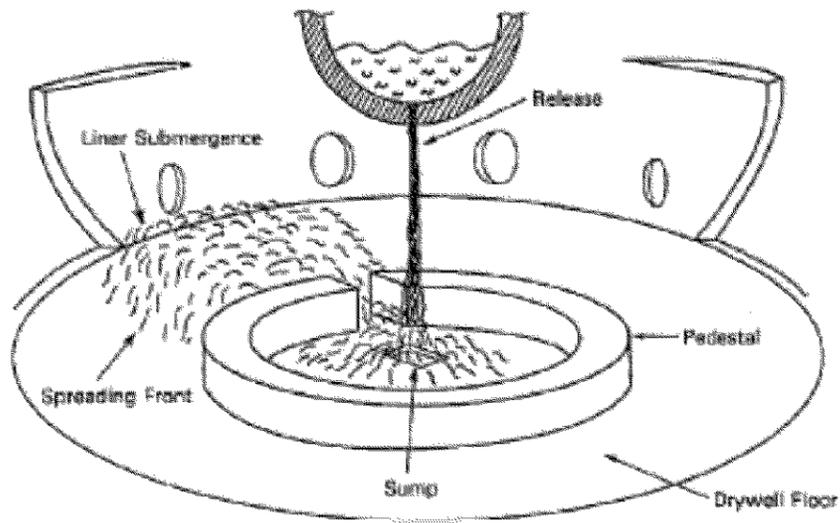
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙6）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備 考
<p>い。このように、ABWR では構造的に発生しない格納容器破損モードであることから、内部事象運転時レベル1.5PRA の対象から除外した。なお、同様の理由により、有効性評価の対象からも除外している。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>ック) の発生の可能性はない。</p> <p>よって、格納容器直接接触（シェルアタック）は必ず想定する格納容器破損モードであるが、BWR Mark-II型格納容器の構造上、発生の可能性がないため、東海第二発電所において想定する格納容器破損モードから除外した。</p> <p>3. BWR Mark-II型格納容器におけるサプレッション・プール底部のライナープレート破損の扱いについて</p> <p>(1) レベル1.5PRAにおけるライナープレート破損の考え方</p> <p>レベル1.5PRAにおいては、環境へ放射性物質が大規模放出される可能性のある格納容器破損モードとして、雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）、溶融炉心・コンクリート相互作用（MCCI）等を考慮している。一方、格納容器直接接触（シェルアタック）については、BWR Mark-I型格納容器特有の破損モードであり、BWR Mark-II型格納容器においては、サプレッション・プール底部のライナープレートが破損したとしても、ライナープレート-コンクリート間の間隙から外部に放出されるような構造とはなっておらず、また、ベースマットのコンクリート厚さは十分な厚さを有していることから、工学的判断により放射性物質の大規模放出に至らないものとする。このため、ライナープレートの破損を格納容器破損モードとして考慮していない。</p> <p>(2) 有効性評価におけるライナープレート破損の考え方</p> <p>有効性評価においては、PRAより抽出された事故シーケンスについては、重大事故等対処設備に期待することにより、全て原子炉圧力容器内で事象収束が可能であり、溶融炉心は原子炉圧力容器内で保持されることを確認している。また、仮に重大事故等対処設備の一部の機能に期待せず、溶融炉心が原子炉圧力容器外に放出されることを想定した場合においても、ペDESTAL（ドライウェル部）における溶融炉心・コンクリート相互作用を防止することで、ライナープレートに接触することなくペDESTAL（ドライウェル部）内で溶融炉心が適切に冷却されることを確認している。</p> <p>(3) まとめ</p> <p>BWR Mark-II型格納容器である東海第二発電所においては、ライナープレート-コンクリート間の間隙から外部に放出されるような構造とはなっておらず、また、コンクリート侵食に対してベースマットは十分な厚さを有していることから、工学的判断により大規模放出に至らないものとする。このため、ライナープレートの破損を格納容器破損モードとして考慮していない。</p> <p>一方で、有効性評価においては、PRAより抽出された事故シーケンスについては、重大事故等対処設備に期待することにより、全て原子炉圧力容器内で事象収束が可能であり、溶融炉心は原子炉圧力容器内で保持されることを確認している。また、仮に重大事故等対処設備の一部の機能に期待せず、溶融炉心が原子炉圧力容器外に放出されることを想定した場合においても、ペDESTAL（ドライウェル部）に</p>	<p>・東海第二は、炉心溶融物がペDESTAL床面を貫通してサプレッション・プールに落下する構造となっている。3.では、この構造を重要事故シーケンス選定においてどのように扱ったかを記載。</p>

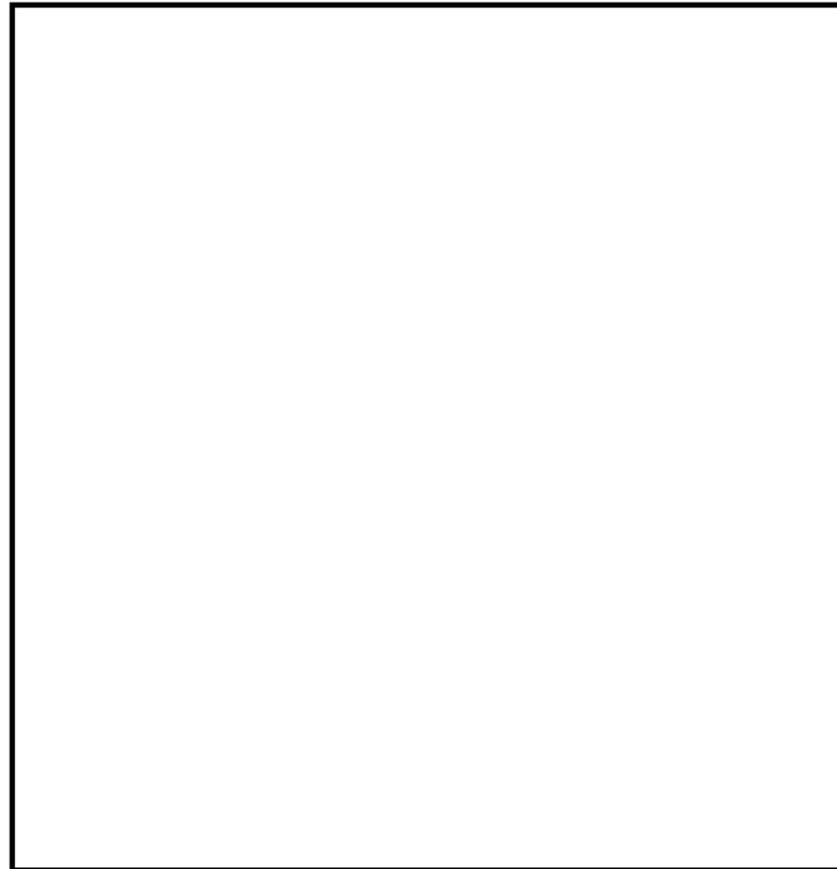
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>参考文献                      [1] NUREG/CR-6025, The Probability of Mark-I Containment Failure by Melt-Attack of the Liner, U.S. Nuclear Regulatory Commission (1993)</p>  <p>第 1 図 BWR MARK-I 型格納容器におけるシェルアタックのイメージ(側面図)<sup>[1]</sup></p>	<p>おける溶融炉心・コンクリート相互作用を防止することで、ライナープレートに接触することなくペデスタル (ドライウェル部) 内で溶融炉心が適切に冷却されることを確認している。</p> <p>参考文献                      [1] U.S. NRC, “The Probability of Mark-I Containment Failure by Melt-Attack of the Liner” NUREG/CR-6025, November 1993</p>  <p>図 1 BWR Mark-I 型格納容器における格納容器直接接触<sup>[1]</sup></p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機



第 2 図 BWR MARK-I 型格納容器における溶融炉心のペDESTAL 外側への流出のイメージ<sup>[1]</sup>



第 3 図 RCCV 型格納容器の構造

東海第二発電所

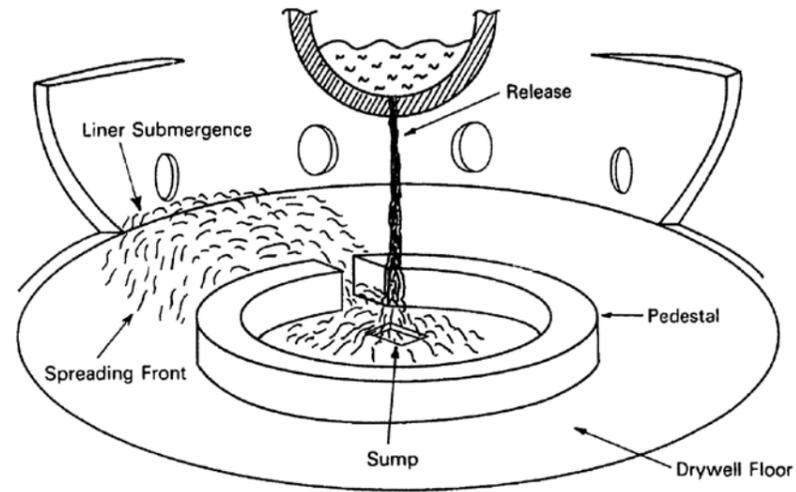


図 2 BWR Mark-I 型格納容器における格納容器直接接触の物理現象図<sup>[1]</sup>

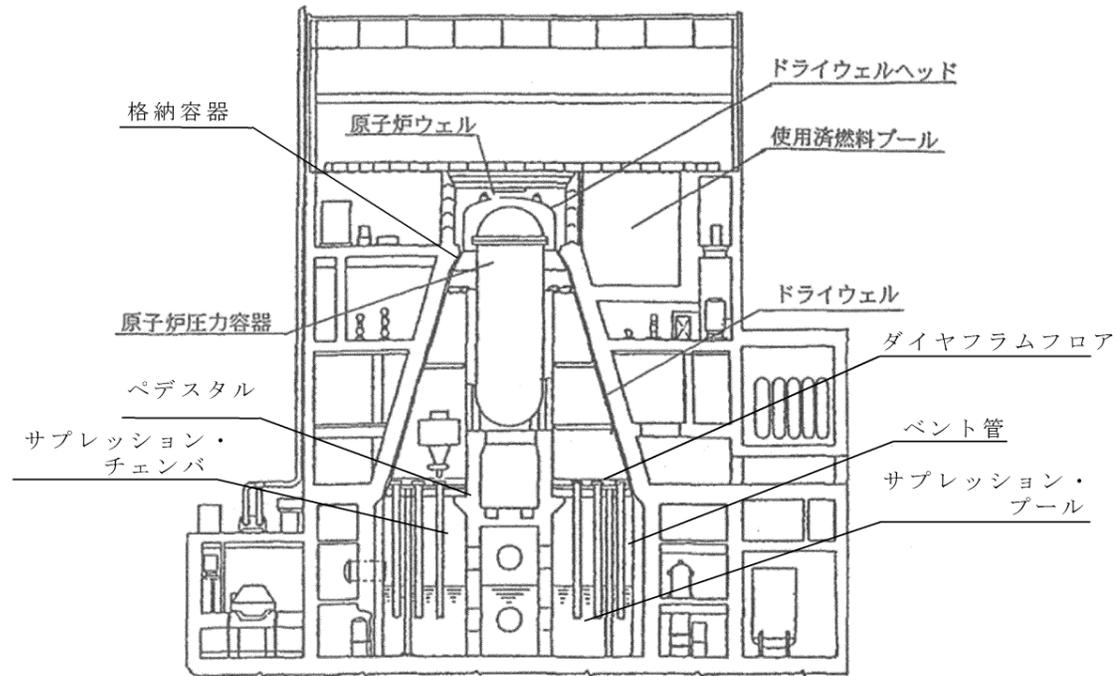


図 3 東海第二発電所 (MARK-II 型) の格納容器概略図

備 考

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (シーケンス選定 別紙 6)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div data-bbox="172 268 1121 1764" style="border: 2px solid black; height: 712px; width: 320px; margin: 10px auto;"></div> <div data-bbox="1121 514 1172 1585" style="text-align: center;">                     第 4 図 RCCV 型格納容器のペデスタル部内筒展開図 (ペデスタルの内側から見た図)                 </div>		

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考															
<p style="text-align: right;">別紙7</p> <p style="text-align: center;">格納容器隔離の分岐確率の根拠と格納容器隔離失敗事象への対応</p> <p><b>【分岐確率の根拠】</b>                      柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉の内部事象運転時レベル1.5PRAでは、炉心損傷の時点で原子炉格納容器の隔離に失敗している場合を考慮しており、これを「格納容器隔離」のヘディング(分岐確率<math>5.0 \times 10^{-3}</math>)として設定している。                      この分岐確率は、原子炉格納容器の隔離システムの信頼性について評価しているNUREG/CR-4220<sup>[1]</sup>をもとに設定している。NUREG/CR-4220では、米国NRCのLER(Licensee Event Report)(1965年～1984年分)を分析しており、原子炉格納容器からの大規模な漏えいが生じた事象4件を抽出し、これを評価時点での運転炉年(740炉年)で割ることにより、格納容器隔離失敗の発生頻度(<math>5.0 \times 10^{-3}</math>/炉年)を算出している。更に、格納容器隔離失敗の継続時間の情報が無いことから、工学的判断として原子炉格納容器の隔離機能が確認される間隔を1年とし、上記の発生頻度に1年を掛けることにより、「格納容器隔離」の失敗確率としている。                      本評価においても、原子炉格納容器の隔離機能は少なくとも1年に1回程度は確認されるもの(1サイクルに1回程度)と考え、上記の発生頻度に1年を掛けることにより、「格納容器隔離」の失敗確率としている。                      なお、NUREG/CR-4220では、潜在的な漏えいが発生する経路として、ベント弁等の大型弁の故障や原子炉格納容器の壁に穴が空く事象等の直接的な破損を考えている。</p> <p><b>【旧JNESによる検討事例】</b>                      原子炉格納容器の隔離失敗については、旧独立行政法人原子力安全基盤機構（以下「旧JNES」という。）による評価結果<sup>[2]</sup>が報告されている。国内BWR-5MARK II型格納容器プラントを対象に、フォールトツリーを用いて格納容器隔離の失敗確率を評価しており、格納容器隔離の失敗確率は平均値で<math>8.3 \times 10^{-4}</math>(エラーファクタ = 2.4)と示されている。                      原子炉格納容器の貫通部を抽出した上で、貫通部の弁の構成等を考慮し、リークのパターンをフォールトツリーでモデル化している。また、フォールトツリーの基事象には国内機器故障率データを使用している。</p> <p><b>【分岐確率の設定について】</b>                      NUREG/CR-4220では米国の運転実績から、旧JNESによる評価では、フォールトツリーによる分析から格納容器隔離失敗の頻度又は確率が評価されている。用いているデータ及び評価方法は異なるものの、いずれも<math>1.0 \times 10^{-3}</math>前後の値である。                      本評価において、ヘディング「格納容器隔離」はほかのヘディングとの従属関係を</p>	<p style="text-align: right;">別紙10</p> <p style="text-align: center;">格納容器隔離失敗の分岐確率の根拠と格納容器隔離失敗事象への対応について</p> <p>1. 格納容器隔離失敗の分岐確率の根拠                      (1) 格納容器隔離失敗の分岐確率の根拠                      内部事象レベル1.5PRAにおける格納容器隔離失敗の分岐確率は、格納容器隔離失敗による大規模な漏えいを想定しており、NUREG/CR-4220<sup>(1)</sup>を基に<math>5.0E-3/d</math>として設定している。NUREG/CR-4220では、米国のLER(Licensee Event Reports)(1965年～1984年)を分析し、表1に示すとおり大規模漏えい事象4件を抽出、発生件数4件を運転炉年(740炉年)で除すことにより、格納容器隔離失敗の発生頻度を算出している。                      なお、抽出された4件以外にもエアロック開放に関する事象が75件発生しているが、これらの事象は数時間以内と短時間であり、大規模な漏えい事象には至っていない。</p> <p style="text-align: center;">表1 大規模漏えいとして抽出された事象</p> <table border="1" data-bbox="1353 972 2270 1205"> <thead> <tr> <th>Reactor</th> <th>Year</th> <th>Event</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Oconee 1</td> <td>1973</td> <td>Isolation Valves Open</td> </tr> <tr> <td>San Onofre 1</td> <td>1977</td> <td>Holes in Containment</td> </tr> <tr> <td>Palisades</td> <td>1979</td> <td>By-pass Valves Open</td> </tr> <tr> <td>Surry 1</td> <td>1980</td> <td>Holes in Containment</td> </tr> </tbody> </table> <p>また、上記の大規模漏えい事象はいずれもPWRで発生した事象であり、BWRにおいては、出力運転中は格納容器内を窒素置換し管理しているため、格納容器からの漏えいが存在する場合は、格納容器圧力の低下等により速やかに検知できる可能性が高いと考えられる。</p> <p>(2) 最近の米国の格納容器隔離失敗実績に関する参考文献                      レベル1.5PRAでは、1984年までのプラント実績データを用いたNUREG/CR-4220を基に格納容器隔離失敗の分岐確率を設定している。最近の格納容器隔離失敗に関する報告としては、EPR I報告書<sup>(2)</sup>がある。EPR I報告書では、米国における2007年時点までの総合漏えい率試験(ILRT: Integrated Leak Rate Test)の実績が整理されており、大規模漏えいに至る事象としては設計漏えい率の35倍を基準としているが、発生実績は0件となっている。                      大規模漏えいに至る事象実績0件(計算上0.5件としている)をILRT試験数217件で除して隔離機能喪失を以下のとおり算出した。  <math>0.5/217 = 2.3E-3</math></p>	Reactor	Year	Event	Oconee 1	1973	Isolation Valves Open	San Onofre 1	1977	Holes in Containment	Palisades	1979	By-pass Valves Open	Surry 1	1980	Holes in Containment	
Reactor	Year	Event															
Oconee 1	1973	Isolation Valves Open															
San Onofre 1	1977	Holes in Containment															
Palisades	1979	By-pass Valves Open															
Surry 1	1980	Holes in Containment															

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙7）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>持たない独立のヘディングであることから、プラント損傷(炉心損傷)状態の発生頻度とヘディング「格納容器隔離」の確率の積がそのまま格納容器破損モード「格納容器隔離失敗」による格納容器破損頻度となる。また、原子炉格納容器の隔離に成功している確率はほぼ1であることから、ヘディング「格納容器隔離」以降の格納容器破損頻度にはほとんど影響しない。これらのことから、参照可能と考える評価結果のうち、大きめの値を示している NUREG/CR-4220 の評価結果をもとに、工学的判断によって分岐確率 <math>5.0 \times 10^{-3}</math> を採用した。</p> <p>なお、現状の運転管理として原子炉格納容器内の圧力を日常的に監視しているほか、原子炉格納容器圧力について1日1回記録を採取している。仮に今回想定したような大規模な漏えいが生じた場合、速やかに検知できる可能性が高いと考える。</p> <p><b>【格納容器隔離失敗事象への対応】</b></p> <p>格納容器隔離失敗事象には、炉心損傷の時点で原子炉格納容器の隔離に失敗している場合や、原子炉冷却材浄化系配管等の原子炉圧力容器に繋がる高圧配管が原子炉格納容器外で破断した後に炉心損傷に至る場合、低圧配管との接続部で破断した後に炉心損傷に至る場合(ISLOCA)が含まれている。</p> <p>PRA では、炉心損傷の時点で原子炉格納容器の隔離に失敗している場合を考慮している。PRA 上、具体的な隔離失敗(漏えい)箇所を設定しているものではないが、万一、炉心損傷の時点で原子炉格納容器の隔離に失敗していた場合には、隔離失敗(漏えい)箇所の隔離を試みる事となる。</p> <p>このため、本事象への対応としては、炉心損傷頻度の低減を図るとともに、万一の重大事故発生時に原子炉格納容器の隔離に失敗していることのないよう、原子炉格納容器の漏えいに対する検知性を向上させることが有効であり、これらについては重大事故等対処設備や日常の原子炉格納容器の圧力監視等で対応している。</p> <p>また、炉心損傷の時点で原子炉格納容器の空間部に繋がる配管が原子炉格納容器外で破断した場合には、破断箇所の隔離を試みる事となる。</p> <p>原子炉冷却材浄化系配管等、原子炉圧力容器に繋がる配管が原子炉格納容器外で破断した後に炉心損傷に至る場合については、配管破断の発生頻度が十分に低いため、ISLOCA を除いてPRA 上はモデル化していない。仮に配管破断が生じた場合には、破断箇所の隔離、原子炉圧力容器の急速減圧、炉水位をバイパス破断が生じた配管の原子炉圧力容器への接続位置の高さ以下に保つ等、ISLOCA の場合と同様の対応をとることとなる。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>大規模漏えいに至る事象実績<sup>*</sup> : 0.5件        ILRT試験数 : 217件        ※ 発生経験がないため、発生実績を0.5件と仮定。        この値は、NUREG/CR-4220で評価された格納容器隔離失敗確率の <math>5.0E-3/d</math> よりも小さい値となっており、EPR I 報告書の結果を考慮してもNUREG/CR-4220の評価結果を適用することは妥当であると考えられる。</p> <p>2. 格納容器隔離失敗事象への対応</p> <p>(1) 東海第二発電所で想定される格納容器隔離失敗の経路        東海第二発電所で想定される格納容器隔離失敗は、機械的破損及び人的過誤による隔離機能喪失であり、以下に示すとおりである。</p> <p>a. 機械的破損による隔離機能喪失</p> <p>(a) 格納容器貫通部からの漏えい        格納容器の電気配線貫通部のシール材の劣化や配管貫通部の管台の割れ等がある場合には、格納容器内雰囲気漏えいする可能性がある。</p> <p>(b) 格納容器アクセス部からの漏えい        ドライウェル主フランジ、機器搬入用ハッチ、所員用エアロック等のアクセス部のシール部又は溶接部が破損している場合には、格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。</p> <p>(c) 格納容器バウンダリからの漏えい        格納容器スプレイ配管、不活性ガス系、可燃性ガス濃度制御系等は格納容器雰囲気と連通しており、これらのバウンダリが破損している場合には、格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。</p> <p>b. 人的過誤による隔離機能喪失</p> <p>(a) 漏えい試験配管からの漏えい        定期点検時の格納容器漏えい試験の後に、試験配管隔離弁の復旧忘れ等がある場合には、格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。</p> <p>(2) 格納容器隔離失敗事象への対応</p> <p>(1)で挙げた格納容器隔離失敗事象に対する対応としては、重大事故等時に、万一にも格納容器の隔離機能が喪失していることのないよう、格納容器の漏えいに対する検知性を向上させることが有効であり、定期試験時及び原子炉起動前における格納容器隔離機能の確認や手順書に基づく確実な操作を実施している。さらに、出</p>	<p>・柏崎は格納容器隔離失敗の経路、発生を防止する対策及び発生後の対策を記載しているが、東二は格納容器隔離失敗の経路、及び発生を防止する対策を重点的に記載している。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（シーケンス選定 別紙7）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>参考文献</p> <p>[1] NUREG/CR-4220, Reliability Analysis of Containment Isolation Systems., U.S. Nuclear Regulatory Commission (1985)</p> <p>[2] 「JNES/SAE06-031, 06 解部報-0031 格納容器健全性に関する機器の重要度評価」独立行政法人 原子力安全基盤機構 (2006)</p>	<p>力運転中は格納容器内を窒素置換し管理しているため、格納容器からの漏えいが存在する場合は、格納容器圧力の低下等により速やかに検知できる可能性が高いと考える。</p> <p>参考文献</p> <p>(1) NUREG/CR-4220, Reliability Analysis of Containment Isolation Systems, U.S.NRC, Risk Impact Assessment of Extended Integrated Leak Rate Testing Intervals, Revision 2-A of 1009325, Final Report, EPRI, October 2008</p>	