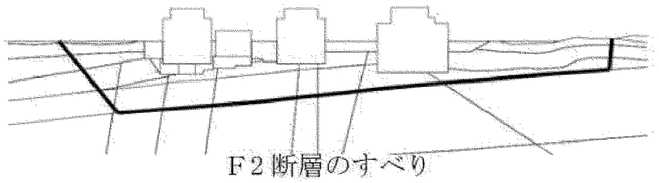
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| 別紙 2<br>外部事象（地震）に特有の事故シーケンスについて<br><br>１．はじめに<br>外部事象の内，地震 PRA を実施した結果，内的事象 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（格納容器・圧力容器）の損傷といった事故シーケンスが抽出されている点，内的事象 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。<br>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。<br><br>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 評価におけるフラジリティ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。<br><br>２．炉心損傷直結事象について<br>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，機器のフラジリティ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。<br><br>2.1 建屋・構築物（原子炉建屋）の損傷<br>(1) 想定事故シナリオ<br>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。<br>原子炉建屋あるいは，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造物が大規模な損傷を受ける可能性があり，影響緩和系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。 | 別紙 2<br>外部事象（地震）に特有の事故シーケンスについて<br><br>1.　はじめに<br>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。<br>(1) 原子炉建屋損傷<br>(2) 格納容器損傷<br>(3) 原子炉圧力容器損傷<br>(4) 原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失（Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ）<br>(5) 計装・制御系喪失<br>(6) 格納容器バイパス<br>(7) 防潮堤損壊<br>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評価におけるフラジリティ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。<br><br>2.　炉心損傷に直結する事故シーケンスグループ<br>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におけるフラジリティ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。<br><br>2.1　原子炉建屋損傷<br>(1)　想定事故シナリオ<br>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。<br>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。<br>＜小規模な損傷の場合＞<br>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（Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ）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，原子炉注水機能等が健全な場合は炉 | ・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。<br>・評価対象の違いによる記載の相違。 |

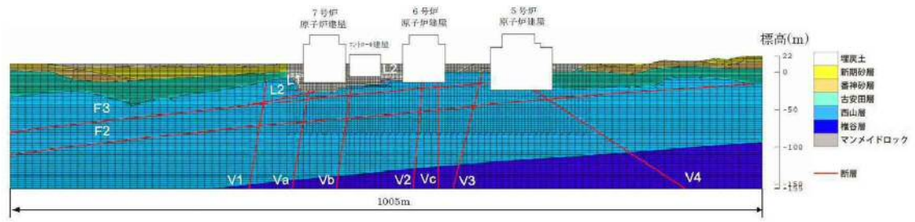
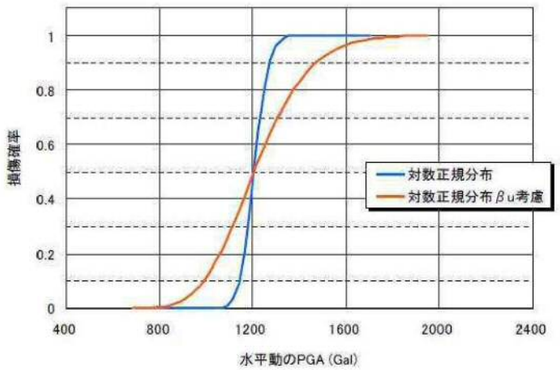
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| 【炉心損傷頻度】 $3.8\times10^{-6}$／炉年（点推定値）<br>・原子炉建屋基礎地盤すべり線：$3.5\times10^{-6}$／炉年（点推定値）<br>・原子炉建屋：$7.2\times10^{-7}$／炉年（点推定値）<br>【全炉心損傷頻度への寄与割合】 約 25% | 心損傷に至ることはない。<br>＜大規模な損傷の場合＞<br>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。<br>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。<br>【炉心損傷頻度】$1.5\times10^{-7}$／炉年（点推定値）<br>【全炉心損傷頻度への寄与割合】約 0.2% | ・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。 |
| (2) フラジリティ評価<br>a. 評価対象機器/評価部位<br>PSA 標準に従えば，建屋基礎地盤，周辺斜面など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。<br>原子炉建屋基礎地盤の場合，基準地震動 Ss を対象として実施した基礎地盤安定性評価の結果（K6/7 申請書 添付六）に基づいて，図１に示す最小安全率（基準地震動 Ss-3 に対して安全率 1.6）を算定したすべり線を評価対象として選定している。<br>  <br><br>図１ すべり安全率 1.6（６・７号炉原子炉建屋基礎地盤，Ss-3） | (2) フラジリティ評価の保守性<br>ａ．評価対象機器／評価部位<br>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。 | |
| b. 評価方法<br>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。<br>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 | ｂ．評価方法<br>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）」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。 | ・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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| ケースを用いることで評価した。<br>　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。<br>　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。<br>　応答解析モデルは，基礎地盤安定性評価（K6/7 申請書 添付六）に記載の地盤モデルを用いた。基礎地盤の解析モデルを図２に示す。<br>  <br><br>図２ 解析用要素分割図（６・７号炉汀線平行断面）<br><br>　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 は信頼度 95%フラジリティ曲線を基に算出した。<br>　原子炉建屋基礎地盤のフラジリティ曲線を図３に示す。<br>  <br><br>（中央値:1193Gal，βR:0.043，βU:0.15）<br>図３ フラジリティ曲線 | | ・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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7号（2017年2月15日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| 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。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，7号炉，6号炉，5号炉を対象とした既往バックチェック*1 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 1.6 のケース（図1）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 3.3（約 2.1 倍）となる（HCLPF：1.33G，中央値：1.83G，βR：0.043，βU：0.15）。<br>＊1　柏崎刈羽原子力発電所7号機「発電用原子炉施設に関する耐震設計審査指針」の改訂に伴う耐震安全性評価結果 報告書（改訂1）（平成 21 年1月）<br><br>c. 決定論的耐震評価/設計基準地震動に対する裕度<br>既往バックチェックの中では，7号炉，6号炉，5号炉を対象として，二次元解析においては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 2.9 となる。<br>基礎地盤に対して，基準地震動を用いた決定論的耐震評価を行う場合，3程度の裕度がある。<br><br>(3) 現実的評価/最適評価（フラジリティ/シナリオ）<br>a. 現行評価手法（すべり安全率）における保守性について<br>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。<br>基礎地盤の耐震安定性評価にあ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。<br><br>○力の釣合条件に基づく評価をしていることによる保守性<br>土木工学の分野では，斜面の安定性を検討するにあたり，想定したすべり線上の力の釣合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の時間でも，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。<br>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。 | c．フラジリティ曲線の保守性等<br>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。 | ・評価対象の違いによる記載の相違。 |

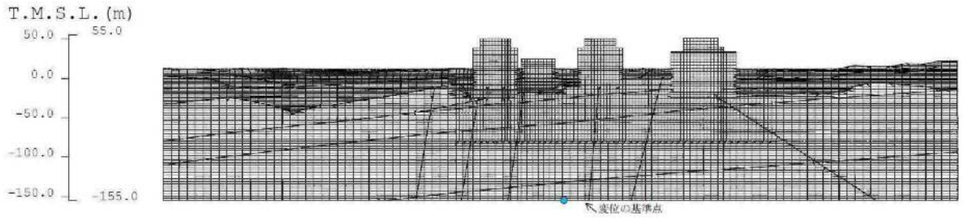
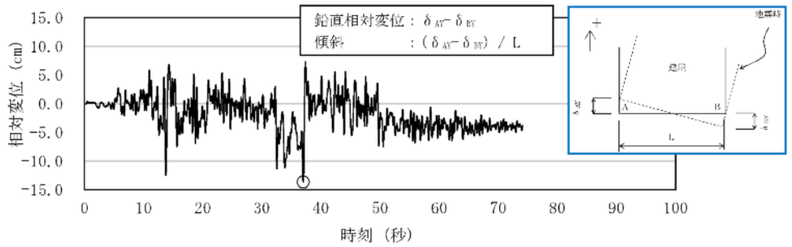
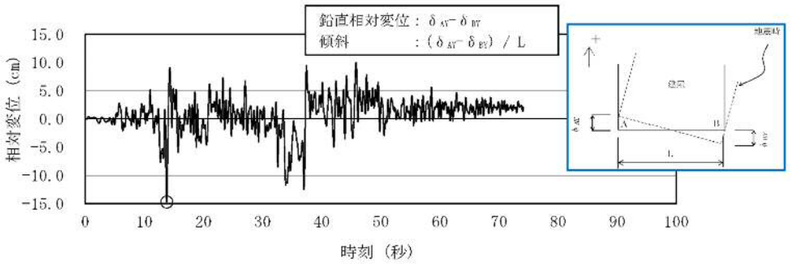
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| 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，申請書に記載した通り，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。<br><br>○地盤モデルにおける断層の扱いにおける保守性<br>基礎地盤の解析モデルの作成にあたっては，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，破砕部形状・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。<br><br>b. 基礎地盤に対する現実的評価<br>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あたり，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。PSA 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。<br>UHS(10-6)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，検討結果の概要を示す。<br><br>○非線形有限要素解析を適用した検討<br>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(10-6)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，フラジリティ評価に適用したモデルと共通とする。<br>非線形有限要素解析の結果を図４～６，表２に示す。地震後の残留傾斜は，K6R/B で 1/1500，K7R/B 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。<br>以上より，非線形有限要素解析を適用して UHS(10-6)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。 | | ・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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
|  <br>図４　非線形有限要素解析　残留変形（UHS(10-6)相当地震波）<br><br>  <br>図５　６号機原子炉建屋の鉛直相対変位量（UHS(10-6)相当地震波）<br><br>  <br>図６　７号機原子炉建屋の鉛直相対変位量（UHS(10-6)相当地震波）<br><br>表２　非線形有限要素解析による原子炉建屋の変位まとめ<br><br>\| \| 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 \|<br>\| K6R/B \| -13.6 \| -1/400 \| 37.00 \| -3.8 \| -1/1500 \|<br>\| K7R/B \| -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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| (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り扱い<br>以上の通り，建屋・構築物（原子炉建屋）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うことは現実的には考えにくい。<br>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り，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・ケーブルトレイについては，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)項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，想定し得る範囲においては，配管の損傷となるが，緩和系に関係す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などがある。原子炉補機冷却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。<br>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[1]。<br>[1] 建屋間相対変位による配管の損傷に留まらず，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ない。 | (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<br>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 $1.5\times10^{-7}$／炉年であり，全炉心損傷頻度（$7.5\times10^{-5}$／炉年）に対して約 0.2%と小さい。<br>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。 | ・評価対象の違いによる記載の相違。 |
| | 2.2　格納容器損傷<br>(1)　想定事故シナリオ<br>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。<br>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。<br>＜小規模な損傷の場合＞<br>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。<br>＜大規模な損傷の場合＞ | ・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。<br>・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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| | 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。<br>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。<br>【炉心損傷頻度】$4.1\times10^{-9}$／炉年（点推定値）<br>【全炉心損傷頻度への寄与割合】0.1%未満<br><br>(2)　フラジリティ評価の保守性<br>ａ．評価対象機器／評価部位<br>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。<br>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。<br>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デスタル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。<br><br>ｂ．評価方法<br>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。<br><br>ｃ．フラジリティ曲線の保守性等<br>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。<br>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。 | ・評価対象の違いによる記載の相違。<br><br>・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。 |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| | (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<br>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 $4.1\times10^{-9}$／炉年であり，全炉心損傷頻度（$7.5\times10^{-5}$／炉年）に対して 0.1%未満と小さい。<br>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デスタルで原子炉遮へい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も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。<br>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圧力容器ペデスタルの地震荷重を受けることができることから，直ちに原子炉圧力容器ペデスタル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。<br>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。 | ・評価対象の違いによる記載の相違。 |
| 2.2 建屋・構築物（格納容器・圧力容器）の損傷<br>(1) 想定事故シナリオ<br>格納容器又は圧力容器の損傷は，原子炉格納容器内の構造物や原子炉圧力容器などの損傷に続く事象の進展が複雑であり，影響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。 | 2.3　原子炉圧力容器損傷<br>(1)　想定事故シナリオ<br>原子炉圧力容器の支持機能喪失等により，原子炉圧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。<br>実際には地震による原子炉圧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範囲を有している。<br>＜小規模な損傷の場合＞<br>地震による原子炉圧力容器損傷として，原子炉圧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，炉内構造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。<br>＜大規模な損傷の場合＞<br>原子炉圧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，炉内構造物の大規模破損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。<br>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，地震による原子炉圧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グループとして整理した。 | ・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。<br>・評価対象の違いによる記載の相違。 |

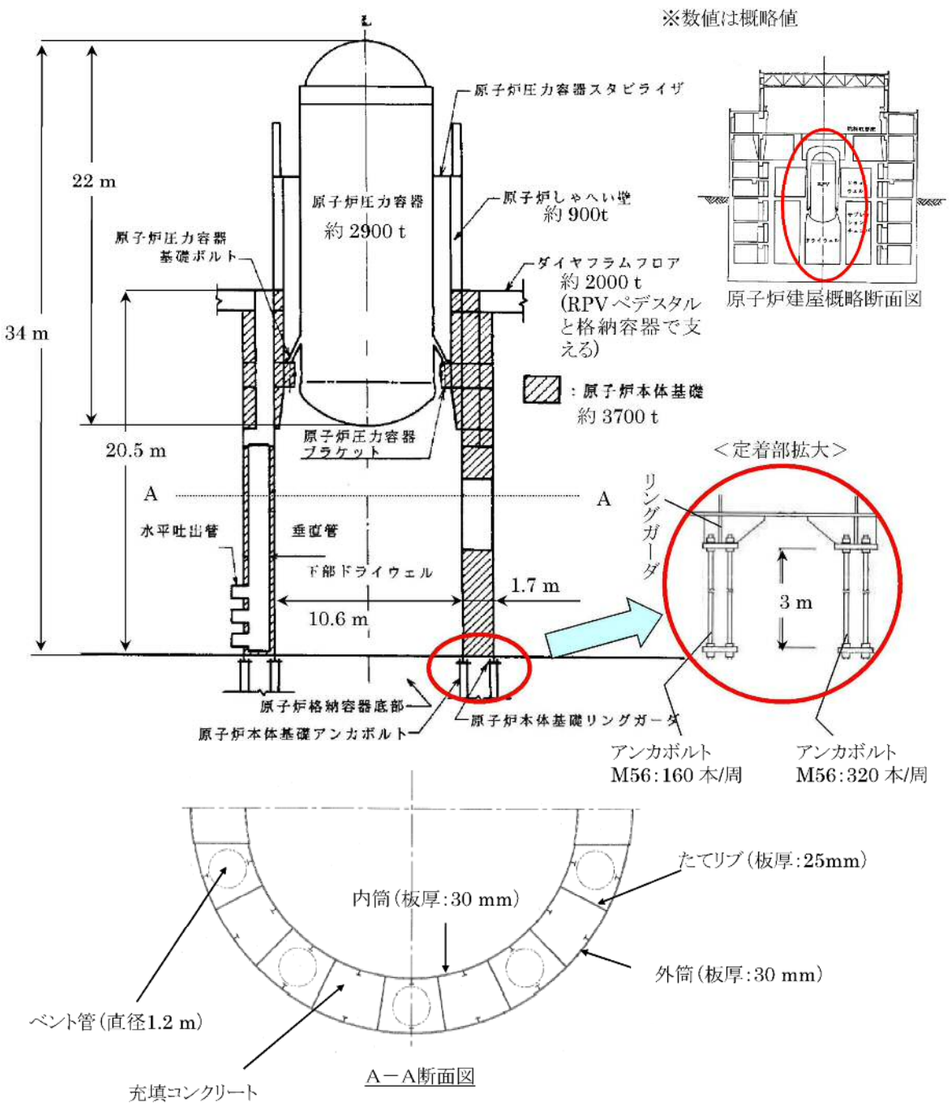
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　６／７号（2017 年２月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| 【炉心損傷頻度】 $8.9\times10^{-7}$／炉年（点推定値）<br>【全炉心損傷頻度への寄与割合】 約 6%<br><br>(2) フラジリティ評価<br>a. 評価対象機器/評価部位<br>建屋・構築物（格納容器・圧力容器）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施設は，RPV ペデスタルである。RPV ペデスタルの概要図を図７に示す。<br>RPV ペデスタル下層は内外にある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。<br>地震時には，ダイヤフラムフロアを介して，RPV ペデスタル頂部に原子炉建屋からせん断力が伝達される。<br>原子炉圧力容器のスカート状の支持脚が，RPV ペデスタル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 RPV ペデスタルにせん断力・モーメントが伝達される。<br>RPV ペデスタル基部は，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，RPV ペデスタルに付加された荷重は，この基部に伝達される。<br>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。 | 【炉心損傷頻度】$2.2\times10^{-7}$／炉年（点推定値）<br>【全炉心損傷頻度への寄与割合】約 0.3%<br><br>(2) フラジリティ評価の保守性<br>a．評価対象機器／評価部位<br>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。 | ・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。<br>・評価対象の違いによる記載の相違。 |

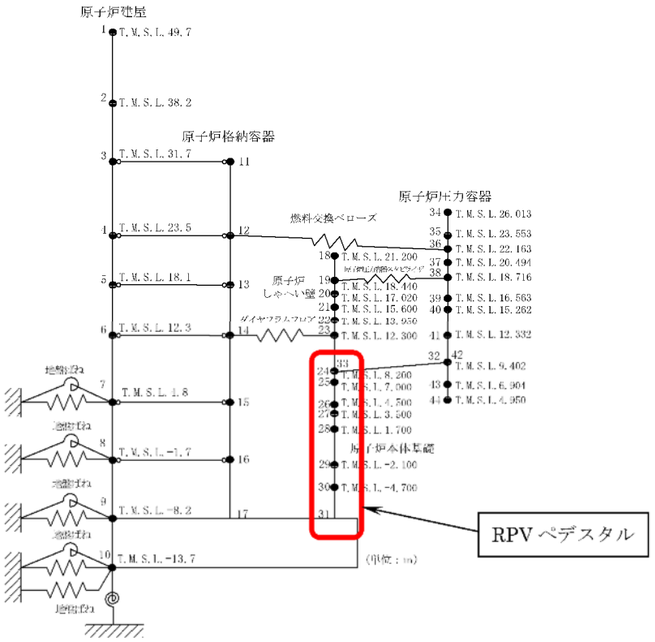
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
|  <br>図 7　RPV ペデスタルの概要図<br>b. 評価方法<br>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。<br>c. 決定論的耐震評価/設計基準地震動に対する裕度 | b．評価方法<br>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。<br>c．フラジリティ曲線の保守性等 | ・評価対象の違いによる記載の相違。 |

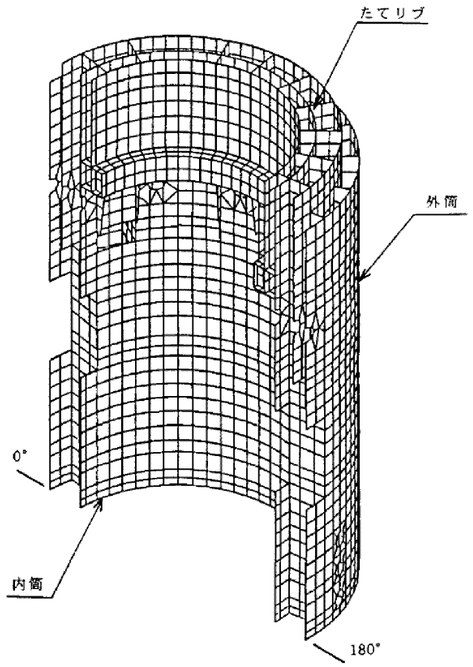
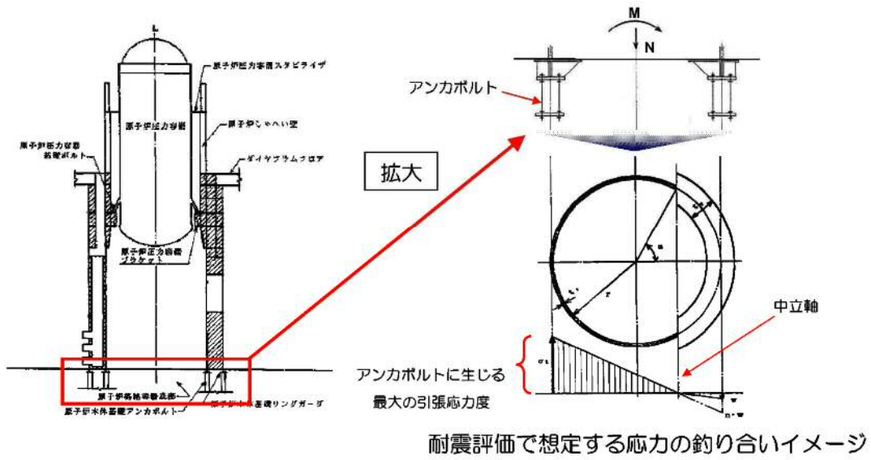
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　６／７号（2017 年２月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| 原子炉建屋内の原子炉圧力容器，原子炉格納容器，RPV 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（図８）。<br>  <br><br>図８ 原子炉しゃへい壁，RPV ペデスタル及び原子炉圧力容器<br>地震応答解析モデル（NS 方向）<br><br>RPV 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（図９）。この時，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。<br>RPV 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（図 10）。<br>たてリブおよ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（＊１）。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。 | 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の構造強度評価は，原子炉圧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。 | ・評価対象の違いによる記載の相違。 |

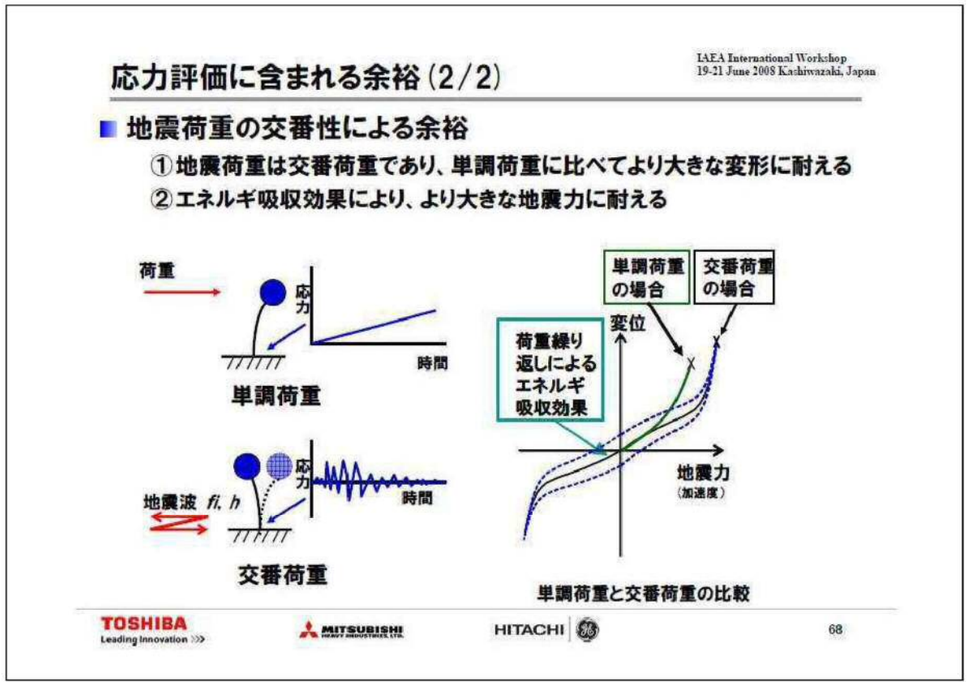
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
|  <br>図 9　RPV ペデスタル 解析モデル概要図<br>  <br>図 10 決定論による耐震評価のイメージ（アンカボルト）<br>＊1　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 | | ・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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
|  <br>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<br><br>(3) 現実的評価/最適評価（フラジリティ/シナリオ）<br>現実的な損傷に対して現実的な評価を行うとすれば，鋼板，アンカー部，基礎マットおよ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，RPV ペデスタル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， RPV ペデスタル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，圧力容器が大きく傾くスペースは存在せず，圧力容器に接続されている一次系配管の一部破断もしくは破損に留まると考えられる。<br><br>(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り扱い<br>以上の通り，建屋・構築物（格納容器・圧力容器）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。<br>仮にペデスタル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)項の通り，一次系配管の一部破断もしくは破損が生じるに留まり，想定し得る範囲においては，これによる冷却 | (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<br>本事故シーケンスグループの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも $2.2\times10^{-7}$／炉年であり，全炉心損傷頻度（$7.5\times10^{-5}$／炉年）に対して約 0.3%と小さい。<br>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， | ・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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| 材喪失（LOCA）の発生が考えられ，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。<br>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。 | 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。<br>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。 | ・評価対象の違いによる記載の相違。 |
| 2.3 原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失<br>(1) 想定事故シナリオ<br>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，S/R 弁の開放失敗による原子炉圧力上昇または地震による直接的な荷重により，原子炉格納容器内の一次冷却材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 E-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。<br>【炉心損傷頻度】$8.2\times10^{-7}$／炉年（点推定値）<br>【全炉心損傷頻度への寄与割合】 約5%<br>①S/R開失敗シナリオ<br>①-(2) フラジリティ評価<br>a. 評価対象機器/評価部位<br>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時を想定しているが，いずれのケースにおいても，S/R 弁の損傷に起因している。<br><br>b. 評価方法<br>S/R 弁の構造上，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。<br><br>①-(3) 現実的評価/最適評価（フラジリティ/シナリオ）<br>S/R 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＝全台の評価としている。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。<br>①-(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り扱い<br><br>PRA 評価では，S/R 開失敗による LOCA シナリオとして，S/R 弁全数破損により原子炉圧力が過剰に上昇し原子炉一次冷却材バウンダリが広範囲・大規模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。<br>ただし，①-(3)の通り，要因となっている S/R 弁の現状のフラジリティ評価にかなり保守的な仮定 | 2.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失（Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡ）<br>(1) 想定事故シナリオ<br>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。<br>【炉心損傷頻度】$3.0\times10^{-10}$／炉年（点推定値）<br>【全炉心損傷頻度への寄与割合】0.1%未満<br>① 逃がし安全弁開失敗シナリオ<br>①－(2) フラジリティ評価の保守性<br>ａ．評価対象機器／評価部位<br>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。<br>ｂ．評価方法<br>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。<br>ｃ．フラジリティ曲線の保守性等<br>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。<br>①－(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<br>本事故シーケンスグループの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも $3.0\times10^{-10}$／炉年であり，全炉心損傷頻度（$7.5\times10^{-5}$／炉年）に対して 0.1%未満と小さい。<br>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。<br>ただし，①－(2)の通り，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 | ・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。 |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| 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 S/R 弁が同時損傷する可能性は極めて低いことから，E-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[2]。<br>②格納容器内配管損傷シナリオ<br>②-(2) フラジリティ評価<br>a. 評価対象機器/評価部位<br>配管が格納容器内を通る系統について，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。<br><br>b. 評価方法<br>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，フラジリティ評価を実施している。<br>c. 決定論的耐震評価/設計基準地震動に対する裕度<br>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。<br>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。<br>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。<br>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。<br><br>②-(3) 現実的評価/最適評価（フラジリティ/シナリオ）<br>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。<br><br>[2] E-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，E-LOCA 発生時には，大 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 | 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。<br>②　格納容器内配管損傷シナリオ<br>②－(2)　フラジリティ評価の保守性<br>ａ．評価対象機器／評価部位<br>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。<br>ｂ．評価方法<br>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。<br>ｃ．フラジリティ曲線の保守性等<br><br>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 15 年）[1]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また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。<br><br>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，耐震評価から求まる地震動の大きさよりも十分に大きいと考えられる。<br>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。 | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| は，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。<br><br>②-(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り扱い<br><br>PRA 評価では，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，②-(3)の通り，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，E-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[3]。<br><br>2.4 計測・制御系喪失<br>(1) 想定事故シナリオ<br>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。<br>【炉心損傷頻度】 $6.9\times10^{-8}$／炉年（点推定値）<br>【全炉心損傷頻度への寄与割合】 1%未満<br>(2) フラジリティ評価<br>a. 評価対象機器/評価部位<br>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，バイタル交流電源設備である。<br>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，盤または計装ラック全体における機能損傷について評価している。<br><br>b. 評価方法<br>制御盤及びバイタル交流電源設備は，盤の形状が何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 JNES の知見を用いて行った。<br>計装ラックについても水平方向の耐力評価については，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。<br>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を適用することとした。<br><br>[3] E-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 | ②－(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<br>本事故シーケンスグループの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも $3.0\times10^{-10}$／炉年であり，全炉心損傷頻度（$7.5\times10^{-5}$／炉年）に対して 0.1%未満と小さい。<br>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－(2)の通り，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。<br><br>2.5 計装・制御系喪失<br>(1) 想定事故シナリオ<br>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。<br>【炉心損傷頻度】$3.7\times10^{-10}$／炉年（点推定値）<br>【全炉心損傷頻度への寄与割合】0.1%未満<br>(2) フラジリティ評価の保守性<br>ａ．評価対象機器／評価部位<br>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。<br><br>ｂ．評価方法<br>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。 | ・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。 |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| 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，E-LOCA 発生時には，大 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。 | | |
| c. 決定論的耐震評価/設計基準地震動に対する裕度<br>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。 | c．フラジリティ曲線の保守性等<br>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。 | |
| (3) 現実的評価/最適評価（フラジリティ/シナリオ）<br>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を検証した結果でないことから，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る。<br>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，直立盤また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も，実態として炉心損傷に直結しないものと考えられる。 | 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。 | |
| (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り扱い<br>仮に直立盤または計装ラックが倒壊するような機能回復が見込めないような場合であっても，その範囲により事象収束の可能性が残されているものの，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る。<br>ただし，(3)の通り，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。 | (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<br>本事故シーケンスグループ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 $3.7\times10^{-10}$／炉年であり，全炉心損傷頻度（$7.5\times10^{-5}$／炉年）に対して 0.1%未満と小さい。<br>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。 | |
| 2.5 直流電源喪失<br>(1) 想定事故シナリオ<br>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。<br>【炉心損傷頻度】 $6.0\times10^{-8}$／炉年（点推定値）<br>【全炉心損傷頻度への寄与割合】 1%未満 | | ・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。 |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| (2) フラジリティ評価<br>a. 評価対象機器/評価部位<br>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，直流 MCC である。<br>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，盤における機能損傷について評価している。<br><br>b. 評価方法<br>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。<br>また，充電器盤及び直流主母線盤は，盤の形状が何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ＪＮＥＳの知見を用いて行った。<br>直流 MCC についても水平方向の耐力評価については，ＪＮＥＳによる MCC 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。<br>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を評価して適用することとした。<br><br>c. 決定論的耐震評価/設計基準地震動に対する裕度<br>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。<br>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。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。更に，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ない。<br><br>(3) 現実的評価/最適評価（フラジリティ/シナリオ）<br>今回の直立盤，直流 MCC 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を検証した結果でないことから，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る。<br>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）の内，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無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 | | ・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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| ているものではないことからも，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。<br>今回の評価結果から炉心損傷直結事象と整理されてはいるが，現実的に，直立盤または直流 MCC 或いは蓄電池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も，実態として炉心損傷に直結しないものと考えられる。<br><br>(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り扱い<br>仮に一部の直流 MCC 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，さらにその困難さや評価の不確実さが増すことから，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。<br>ただし，(3)の通り，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。 | | ・評価対象の違いによる記載の相違。 |
| 2.6 格納容器バイパス<br>(1) 想定事故シナリオ<br>格納容器バイパス事象は，インターフェースシステム LOCA（IS-LOCA）と，バイパス破断に細分化される。IS-LOCA は，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ースの隔離機能が喪失することによって，格納容器外の低圧設計配管，弁などに一次冷却材の高圧負荷がかかり損傷が生じ，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，常時開など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。<br>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（CUW 系）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，原子炉冷却材が格納容器外への流出することで，建屋内の広範な影響緩和系に係る機器（電気品，計装品等）が機能喪失するとし，直接炉心損傷に至るものと整理している。<br>【炉心損傷頻度】 $1.2\times10^{-7}$／炉年（点推定値）<br>【全炉心損傷頻度への寄与割合】 1%未満<br><br>(2) フラジリティ評価<br>a. 評価対象機器/評価部位<br>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 系配管の破損 | 2.6　格納容器バイパス<br>(1)　想定事故シナリオ<br>格納容器バイパス事象は，常時開など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，保守的に直接炉心損傷に至る事故シナリオとして整理している。<br><br>【炉心損傷頻度】$3.2\times10^{-8}$／炉年（点推定値）<br>【全炉心損傷頻度への寄与割合】0.1%未満<br><br>(2)　フラジリティ評価の保守性<br>ａ．評価対象機器／評価部位<br>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ＦＶ重要度から，主蒸気ドレン弁（外側）の下流側配管（耐震Ｂク | ・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。<br>・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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| と，CUW 系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。 | 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。 | ・評価対象の違いによる記載の相違。 |
| b.評価方法<br>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 系配管については，耐震 B クラスということで地震発生時の損傷確率 1.0 としている。 | b．評価方法<br>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。 | |
| (3) 現実的評価/最適評価（フラジリティ/シナリオ）<br>CUW 系配管については，耐震 B クラスということで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。 | c．フラジリティ曲線の保守性等<br>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。<br>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。 | |
| (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り扱い<br>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困難である。<br>ただし，(3)の通り，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，建屋内で影響の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)の通り，地震動の大きさに限らず CUW 系配管（耐震クラス B）について損傷確率 1 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おりことから，更に発生頻度は低くなると判断される。<br>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。 | (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<br>本事故シーケンスグループの発生頻度は（2）の保守性も含めた評価でも $3.2\times10^{-8}$／炉年であり，全炉心損傷頻度（$7.5\times10^{-5}$／炉年）に対して 0.1%未満と小さい。<br>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。<br>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。 | |
| 2.7 原子炉停止機能喪失（※炉心損傷直結事象ではない）<br>(1) 想定事故シナリオ<br>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。<br><br>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 | 2.7　防潮堤損壊<br>(1)　想定事故シナリオ<br>防潮堤損傷により，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。 | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| 入に失敗するものとして評価している。<br>・炉内支持構造物<br>・CRD<br>・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）<br>【炉心損傷頻度】 $3.6\times10^{-7}$／炉年（点推定値）<br><br>【全炉心損傷頻度への寄与割合】 約 2%<br><br>(2) フラジリティ評価<br>－<br>(3) 現実的評価/最適評価（フラジリティ/シナリオ）<br>－<br>(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り扱い<br>原子炉停止機能喪失は内的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。<br>ただし，(1)で挙げた設備（炉内支持構造物，CRD，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 年定検時スクラム検査））は余裕をもって完了している可能性が高い。<br>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，その場合も最大相対変位が生じる随分前に，制御棒の挿入は完了していた（7 号機）。<br>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 の損傷は同種系統間で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。<br>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 としては改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。<br><br>３．まとめ<br>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[4]。<br>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 | ＜小規模な損傷の場合＞<br>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。<br>＜大規模な損傷の場合＞<br>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浸水することで機能喪失に至り，炉心損傷に至る。<br>【炉心損傷頻度】$3.3\times10^{-7}$／炉年（点推定値）<br>【全炉心損傷頻度への寄与割合】0.4%<br><br>(2)　フラジリティ評価の保守性<br>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。<br>(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<br>本事故シーケンスグループの炉心損傷頻度は $3.3\times10^{-7}$／炉年であり，全炉心損傷頻度（$7.5\times10^{-5}$）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について不確かさが大きく，どの程度の緩和設備に期待できるか厳密に特定することは困難であるため，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。<br><br>3.　まとめ<br>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実さが大きく，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 | ・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。 |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| 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実さが大きく，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など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。<br>以 上<br><br>[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。 | 結するものとして取り扱うこととしている。<br>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包含されるものと考えられる。<br>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ったり，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。<br>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。<br>以　上<br><br>【参考文献】<br>[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 | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

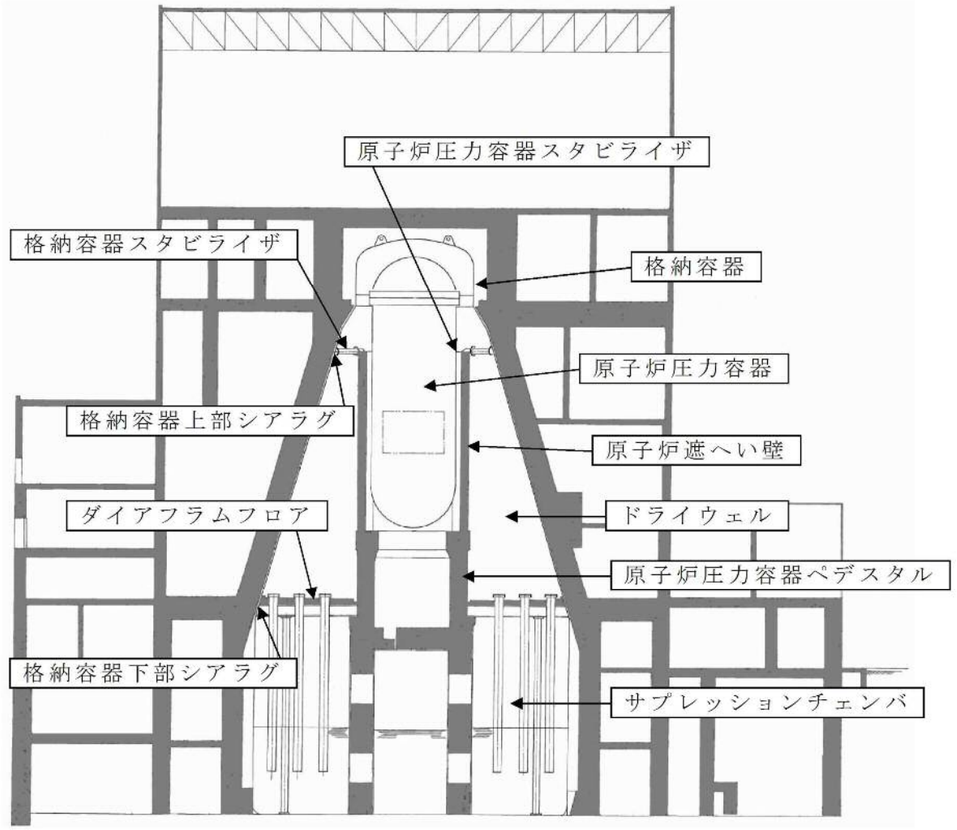
| 柏崎　6／7号（2017年2月15日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| | 第1表　FV重要度<br>※　鉛直方向のフラジリティを水平方向に換算した値 | |

| 事故シーケンス | 起因事象／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 | 1.1E-02 |
| | | 原子炉圧力容器スタビライザ | 構造損傷 | ロッド | 1.59 | 1.0E-03 |
| | | 原子炉遮へい壁 | 構造損傷 | 開口集中部 | 1.81 | 2.1E-04 |
| 格納容器バイパス | 格納容器バイパス | 主蒸気ドレン弁（外側） | 機能損傷 | — | 1.15 | 1.1E-04 |
| | | 原子炉隔離時冷却系配管 | 構造損傷 | 配管本体 | 2.63 | 2.6E-05 |
| | | 給水逆止弁 | 機能損傷 | —<br>（鉛直方向評価） | 1.47<br>（2.32※） | 1.8E-05 |
| | | 主蒸気隔離弁 | 機能損傷 | — | 2.99 | 2.4E-06 |
| | | 原子炉冷却材浄化系配管 | 構造損傷 | 配管本体 | 3.58 | 8.2E-07 |
| | | 主蒸気系配管 | 構造損傷 | 配管本体 | 3.75 | 5.3E-07 |
| | | 給水配管 | 構造損傷 | 配管本体 | 5.47 | 7.2E-10 |
| | | 主蒸気ドレン弁（内側） | 機能損傷 | — | 5.35 | 3.5E-10 |
| | | 原子炉隔離時冷却系蒸気隔離弁 | 機能損傷 | —<br>（鉛直方向評価） | 3.96<br>（6.23※） | ＜1.0E-16 |
| | | 原子炉冷却材浄化系隔離弁 | 機能損傷 | — | 6.81 | ＜1.0E-16 |
| | | 主蒸気ドレン配管（内側） | 構造損傷 | 配管本体 | 7.00 | ＜1.0E-16 |

別紙 2-20

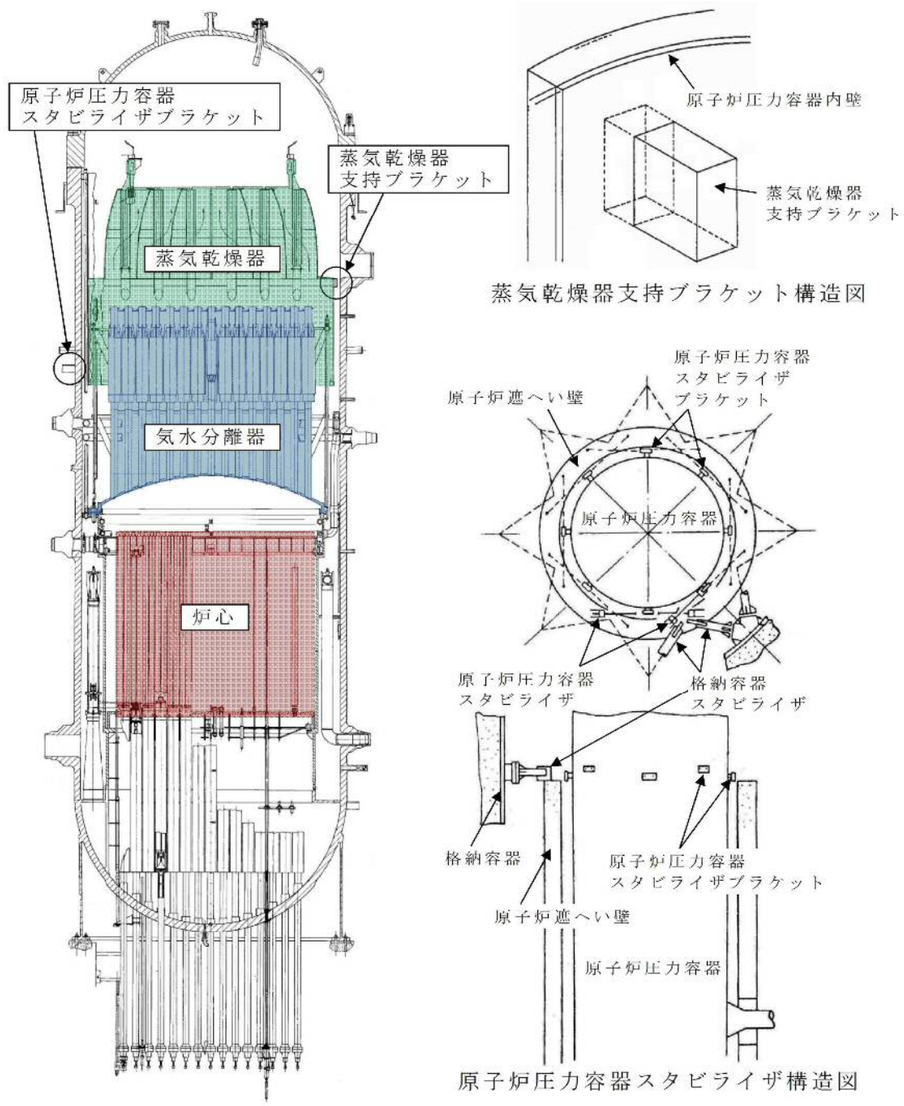
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| |  <br>第１図　格納容器（格納容器スタビライザ，下部シアラグ）の概要図<br><br>別紙 2-21 | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| |  <br>第 2 図　原子炉圧力容器（蒸気乾燥器支持ブラケット，<br>原子炉圧力容器スタビライザ）の概要図<br><br>別紙 2-22 | |

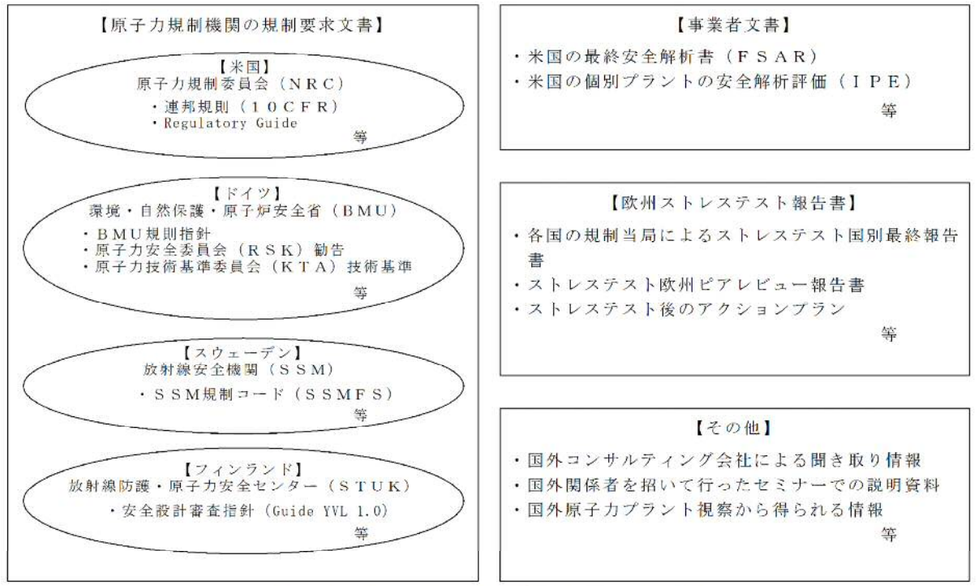
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　６／７号（2017年２月15日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| 重大事故防止に関係する設備についての諸外国の調査結果<br><br>(1) 諸外国における先進的な安全対策の調査方法<br>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等についても合わせて調査した。当社における海外情報収集の体系を図１に示す。<br><br>(2) 諸外国での先進的な対策について<br>諸外国における重大事故防止に関係する対策の情報について、柏崎刈羽原子力発電所6,7号炉で整備している対策と比較した結果を表１に示す。<br>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6,7号炉にも整備されていることを確認した。<br><br>以　上 | 別紙３<br><br>諸外国における炉心損傷防止対策の調査結果について<br><br>1.　調査方法<br>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。<br>・原子力規制機関（米国ＮＲＣ，ドイツＢＭＵ等）の規制要求文書<br>・米国における最終安全解析書（ＦＳＡＲ）等の事業者文書<br>・欧州におけるストレステスト報告書<br>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）。<br><br>2.　調査結果<br>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。<br>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。<br>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。 | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| 【主な情報入手先】<br>・各機関からの直接入手<br>・会議体・レビュー等<br>・原子力安全推進協会(JANSI)<br>・国外原子力規制関係情報の調査委託会社<br> <br><br>図 1　当社における海外等の情報収集の仕組み |  <br><br>図 1　諸外国における炉心損傷防止対策の調査対象 | |

柏崎　6／7号（2017年2月15日版）

比較表

東二

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

表１　米国・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較(1/3)

【　】：設計基準事故対処設備，※：有効性評価において有効性を評価した対策

| 分類 | 事故シーケンスグループ | 想定する機能 | 重大事故等対策にかかる設備 | | | | | 対策の概要 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 柏崎刈羽6号及び7号炉 | 米国 | ドイツ | スウェーデン | フィンランド | |
| 1 | 高圧・低圧注水機能喪失 | 炉心冷却 | ・低圧代替注水系(可搬型重大事故等対処設備)※<br>・高圧代替注水系(HPAC) | ・ディーゼル駆動消火ポンプ(燃料油貯蔵タンク・燃料系統含む)。水源：防火用水タンク，飲料水系)<br>・高圧サービス水系(RHR経由)(水源：消火，非常用冷却系)<br>・CRDポンプ<br>・復水ポンプ<br>・RHRSW(RHR端末) | ・独立計装用系の中圧ポンプ(専用電源・専用ヒートシンク有)<br>・サービス水系(水源：河川)<br>・復水系(給水ポンプバイパスライン追設)<br>・インターナルポンプ・シール水系 | － | ・火災用ポンプ(ブースターポンプ(専用電源有)) | 欧米では，注水ポンプの追加設置または炉心損傷機能を有さない既設ポンプにより炉心冷却機能を追加する等による炉心冷却手段を整備している。<br>当社においては，復水移送ポンプによる原子炉注水手段を整備している。また，原子炉隔離時冷却系を炉心冷却手段として整備している。 |
| | | | ・低圧代替注水系(可搬型)(消防車) | － | ・可搬式消火ポンプ | － | ・可搬ポンプ導入 | 欧米では，炉心冷却手段として可搬型ポンプを整備している。<br>当社においては同様に炉心冷却手段として消防車および原子炉隔離時冷却系を整備している。 |
| | | 最終ヒートシンク | ・格納容器圧力逃がし装置※<br>・耐圧強化ベント系<br>・代替格納容器圧力逃がし装置<br>・代替循環冷却 | ・W/Wベント<br>・原子炉冷却時浄化系による S/P除熱 | ・独立計装用系の専用ヒートシンク<br>・フィルタベント<br>・必要サービス水系による除熱(ヒートシンク：河，海下水，海海水) | ・フィルタベント | ・フィルタベント<br>・代替最終ヒートシンクの導入 | 米国においては，大気を最終ヒートシンクとする前は強化ラインからのベントを整備している。また，欧州においては，河川，海下水，大気を最終ヒートシンクとする熱交換器やポンプ等を含む独立非常用系や大気を最終ヒートシンクとするフィルタ付きベントを整備している。<br>当社において は，多様性及び独立性を考慮して，大気を最終ヒートシンクとする耐圧強化ベント系、フィルタベント及び代替フィルタベントを整備している。 |
| | | | ・代替原子炉補機冷却系 | － | － | － | － | 当社においては，海を最終ヒートシンクとする可搬型の代替原子炉補機冷却設備および操作員を整備している。 |
| | | 格納容器内水(格納容器スプレイ) | ・低圧格納容器スプレイ冷却系(常水)<br>補助水源 | ・ディーゼル駆動消火ポンプ<br>・可搬型ポンプ(人員投入要) | ・サービス水系(D/W,W/Wスプレイ)<br>・可搬型消火ポンプ(S/P注水) | ・ディーゼル駆動バックアップポンプ<br>・消防車 | ・火災防護系によるスプレイ(専用電源有，外部水源使用可) | 欧米では，注水ポンプの追設または格納容器圧力機能を有さない既設ポンプに格納容器注水機能を追加する等による格納容器圧力下降を整備している。<br>当社においては，復水移送ポンプによる格納容器注水手段を整備している。 |
| | | 給水源 | ・CSPへの水の補給※<br>-淡水槽<br>-淡水貯水池<br>-海水 | ・CSPへの水の補給<br>-純水，脱塩水貯蔵タンク，復水器H/W，燃料プール，他ユニット貯蔵タンク<br>-純粋用水：消火用水系，公共の消火水，水道水等<br>-RWSTからの補給<br>-他ユニットCSPからの補給<br>・防火用水タンク<br>・飲料水系 | ・CSPへの補給<br>-消火水系からの補給 | ・脱塩水タンクへの補給<br>-脱塩水系からの補給<br>-消火系からの補給<br>・消火系への補給<br>-海水系からの補給(重力による移送) | ・脱塩水タンク(既設設備の水源)への補給<br>-消火系からの補給<br>・Korvensuo貯水池(火災発生水源) | 欧米においては，淡水タンクの活用，河川やため池等の代替補給水源からの給水が可能である。<br>当社においては，防火槽，淡水貯水池のほか，代替補給水源として海水の給水が可能である。 |
| | | まとめ | 上述の調査結果より，国外の既設プラントで整備されている対策が，柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉においても整備されていることを確認した。なお，ドイツの非常用復水系については，手順シーケンスの特定が困難な格納容器内，窒ガスの放出，ケロリストの攻撃等のような稀頻度の事象を想定した系統であり，国内の重大事故等対処設備に相当する設備であり，重大事故等対処設備に相当するものではない。 | | | | | |
| 2 | 高圧注水・減圧機能喪失 | 炉心冷却 | [・LPFL] ※<br>・低圧代替注水系(可搬型重大事故等対処設備)※<br>・高圧代替注水系(HPAC)<br>・低圧代替注水系(可搬型)(消防車) | 1と同様 | 1と同様 | － | 1と同様 | 1と同様 |
| | | 原子炉減圧 | ・減圧自動化ロジック※<br>・減圧機能の信頼性向上<br>-予備高圧窒素ボンベ配置<br>-窒素供給による減圧機能<br>-可搬型代替直流電源からの給電 | ・過渡時減圧自動化ロジック<br>・減圧機能の信頼性向上<br>-ADS作動のための直流電源(DC)の設置<br>-ADS作動のための窒素ボンベの設置<br>-ADS作動のためのケーブル性能の確保(*) | ・多重化が要求される減圧系(S/R弁11弁のうち3弁に電動弁によるバイパスライン設置) | ・過渡時の減圧自動化ロジック | ・減圧機能の信頼性向上<br>-S/RVへのバックアップ用窒素ボンベ<br>-消火系からの水圧による開 | 欧米においては，過渡事象時の減圧自動化ロジックを整備するとともに，S/R常駐動用の予備窒素ボンベや電源の強化等による減圧機能の信頼性向上手段を整備している。また，米国ではシビアアクシデント時の高度腐食環境において，減圧機能に必要なケーブルが機能を維持できることを評価している。<br>当社においても，過渡事象に伴う水位低下時等に備えた自動減圧機能の設置、S/R弁駆動用の予備窒素ボンベや電源強化等の信頼性向上手段を整備している。また，シビアアクシデント時の減圧機能に必要なケーブルについては，SBO上回る厳しい条件下で機能維持可能であることを確認している。 |
| | | 最終ヒートシンク | [・原子炉補機冷却海水系] ※<br>・格納容器圧力逃がし装置<br>・耐圧強化ベント系<br>・代替格納容器圧力逃がし装置<br>・代替循環冷却 | 1と同様 | 1と同様 | 1と同様 | 1と同様 | 1と同様 |
| | | | ・代替原子炉補機冷却系 | － | － | － | － | |
| | | 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，国外の既設プラントで整備されている対策が，柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉においても整備されていることを確認した。 | | | | | |

注）本件は，米国においてNRCの要請によって実施された，内的事象に対する個別プラント評価(IPE)に関連して，NRCより出されたGeneric Letter 88-20 追補1の添付2より抽出したもの。

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（1／6）

| 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 | フィンランド | |
| 1 | 高圧・低圧注水機能喪失 | 炉心冷却 | ・常設低圧代替注水ポンプ<br>・常設高圧代替注水ポンプ<br>・代替循環冷却ポンプ<br>・復水ポンプ<br>・電動消火ポンプ<br>・ディーゼル駆動消火ポンプ<br>・復水移送ポンプ<br>・制御棒駆動水圧系ポンプ<br>・ほう酸水注入系ポンプ | ・ディーゼル駆動消火ポンプ(RHR経由)<br>・高圧サービス水系（RHR経由）<br>・RHRSW（RHR経由）<br>・制御棒駆動機構ポンプ<br>・復水ポンプ | ・独立非常用系の中圧注入ポンプ<br>・サービス水系（RHR経由）<br>・復水ポンプ（給水ポンプバイパスライン追設）<br>・インターナルポンプ・シール水系ポンプ<br>・ほう酸水注入系ポンプ<br>・制御棒駆動水系ポンプ<br>・サプレッションプールドレンポンプ（RHR経由）<br>・1次系満水ポンプ | － | ・火災用ポンプ，ブースターポンプ（専用電源有り） | 欧米では，既設又は追設する常設ポンプ及び可搬型ポンプによる多様な代替炉心冷却手段を整備している。<br>東海第二発電所においても，既設，追設する常設ポンプ及び可搬型ポンプによる代替炉心冷却手段を対策としている。 |
| | | | ・可搬型代替注水大型ポンプ | ・可搬型ポンプ | ・可搬型消火ポンプ（サービス水系-RHR経由） | － | ・可搬型ポンプ | |
| | | 給水源 | ・代替淡水貯槽<br>・復水貯蔵タンク<br>・淡水貯水池<br>・ろ過水貯蔵タンク<br>・純水貯蔵タンク<br>・原水タンク<br>・海水<br>・代替淡水貯槽への補給<br>-淡水貯水池，海水等 | ・防火用水タンク<br>・飲料水系<br>・復水貯蔵タンクへの補給<br>-脱塩水貯蔵タンク，復水器H/W，燃料プール，他ユニット貯蔵タンク<br>消火用水系，公共の消火水，水道水等 | ・河川水<br>・復水貯蔵タンクへの補給<br>-消火用水<br>・ほう酸溶液タンクへの補給<br>-消火用水 | ・脱塩水タンクへの補給<br>-脱塩水系<br>-消火系<br>・消火系への補給<br>-純水系（重力による移送） | ・脱塩水タンクへの補給<br>-消火系<br>・消火系への補給<br>-原水池 | 欧米では，既設タンクへの補給手段の確保や河川水等の給水源を整備している。<br>東海第二発電所においては，耐震性のあるタンクの追設，タンクへの補給手段及び複数の代替淡水源（淡水貯水池等）を整備することとしている。 |
| | | 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。 | | | | | |
| 2 | 高圧注水・減圧機能喪失 | 原子炉減圧 | ・過渡時自動減圧機能<br>・原子炉減圧機能の信頼性向上<br>非常用蓄電池の増強<br>-予備の高圧窒素ガスボンベ<br>-窒素発生装置 | ・過渡時の減圧自動化ロジック<br>・自動減圧機能の信頼性向上<br>-追加直流電源<br>-追加の窒素供給系<br>-ケーブル性能の確保(*) | ・多様化炉容器減圧系（11個の逃がし安全弁のうち3個に電動弁によるバイパスラインを追設） | ・過渡時の減圧自動化ロジック | ・減圧機能の信頼性向上<br>-バックアップ用窒素ボンベ<br>-消火系からの水圧による開 | 欧米では，過渡時自動減圧ロジックの追加や自動減圧機能の信頼性向上対策を整備している。また，米国ではシビアアクシデント時の高度腐食環境において，減圧機能に必要なケーブルが機能を維持できることを評価している<br>東海第二発電所においても，過渡時自動減圧機能の追加及び原子炉減圧機能の信頼性向上対策を整備することとしている。また，シビアアクシデント時の減圧機能に必要なケーブルについては，過酷な条件下で機能維持可能であるよう対応することとしている。 |
| | | 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

注：本件は，米国においてNRCの要請によって実施された，内的事象に対する個別プラント評価（IPE）に関連して，NRCにより出されたGeneric Letter 88-20追補1の添付2より抽出したもの

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

# 比較表

## 柏崎　6／7号（2017年2月15日版）

表1　米国・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較(2/3)

【　】：設計基準事故対処設備，※：有効性評価において有効性を評価した対策

| 分類 | 事故シーケンスグループ | 想定する機能 | 重大事故等対策にかかる設備 柏崎刈羽6号及び7号炉 | 米国 | ドイツ | スウェーデン | フィンランド | 対策の概要 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 3 | 全交流動力電源喪失 | 炉心冷却 | ・原子炉隔離時冷却系(24Hまで)※<br>・低圧代替注水系(復水補給水系)(常設)(24H以降)※<br>・高圧代替注水系(HPAC) | ・ディーゼル駆動消火ポンプ(燃料貯蔵タンク，燃料供給系有，水源：防火用水タンク，飲料水系)<br>・SBOの影響を受けないポンプによるサービス水系から給水系を通っての注水(水源：河川，湖，貯水池，海など)<br>・原子炉隔離時冷却系の手動起動(人员[illegible]) | ・独立非常用系の中圧ポンプ(専用電源・専用ヒートシンク有) | 1と同様 | 1と同様 | 全交流動力電源喪失を想定し，欧米では，電源に依存しない注水ポンプ又は専用の電源を有する注水ポンプの追設による全交流動力電源喪失時の注水手段を整備している。当社においては，常設代替交流電源設備による低圧注水ポンプへの給電手段を整備している。また，蒸気駆動の高圧注水手段として高圧代替注水系を設置している。この他，電源対策が達成できない場合に備えて，RCICの手動起動手順を整備している。 |
| | | | ・低圧代替注水系(可搬型)(消防車) | － | ・可搬式消火ポンプ | － | ・可搬ポンプ導入 | 欧州では，炉心冷却手段として可搬型ポンプを配備している。当社においても同様に炉心冷却手段として消防車および接続口を整備している。 |
| | | 原子炉減圧 | ・減圧機能の信頼性向上<br>-予備高圧窒素ボンベ配備<br>-窒素供給圧の調整機能<br>-可搬型代替直流電源からの給電 | ・減圧機能の信頼性向上<br>-ADS作動のための追加電源(DC)の設置<br>-ADS作動のための窒素ボンベの設置<br>-ADS作動のためのケーブル接続の準備 | 2と同様 | － | 2と同様 | 欧米では，全交流動力電源喪失時の減圧機能の信頼性向上手段として，S/R弁駆動用の予備窒素ボンベおよび電源の整備等を実施している。当社においても，全交流動力電源喪失を想定して，S/R弁駆動用の予備窒素ボンベおよび電源の整備による減圧機能の信頼性向上手段を整備している。 |
| | | 最終ヒートシンク | ・格納容器圧力逃がし装置<br>・耐圧強化ベント系<br>・代替格納容器圧力逃がし装置<br>・代替循環冷却 | 1と同様 | 1と同様 | 1と同様 | 1と同様 | 1と同様 |
| | | | ・代替原子炉補機冷却系※ | － | － | － | － | |
| | | 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 |
| | | 代替電源設備(交流電源) | ・常設代替交流電源設備※<br>(空冷式ガスタービン発電機) | ・非常用ディーゼル発電機の追加設置<br>・ガスタービン発電機の使用 | ・独立非常用系のディーゼル発電機 | ・ガスタービン発電機(1日分の燃料有) | ・非常用ディーゼル発電機の信頼性向上<br>-起動用バッテリー追設<br>-燃料タンクの補入<br>-非常用ディーゼル発電機更新に合わせて，除熱系2系統(海水，空冷)設置<br>・非常用ディーゼル発電機の新設(独立建屋に設置)<br>・ガスタービン発電機(100%×2台，別1分の燃料有) | 米国においては，ディーゼル発電機の追加設置等を実施している。また，欧州においては，非常用ディーゼル発電機とは別の独立非常用のディーゼル発電機等を設置すると共に，既設の非常用ディーゼル発電機の冷却系の最終ヒートシンクの多様化(海水，空冷)を実施している。当社においては，常設の代替交流電源として，空冷式ガスタービン発電機3台(6,7号炉共用で1台，予備2台)を高台(海抜[illegible]m)に設置している。 |
| | | | ・可搬型代替交流電源設備(電源車) | ・可搬型ディーゼル発電機 | ・可搬型ディーゼル発電機 | ・可搬型ディーゼル発電機 | ・SA用可搬型ディーゼル発電機(FP系→PCV注水への弁操作用) | 欧米においては，可搬式の交流代替電源である可搬型ディーゼル発電機を配備している。当社においても同等の設備を配備しており，常設代替交流電源設備が機能しない場合にも，原子炉の安全停止に必要な電源を供給可能である。 |
| | | | ・号炉間電源融通 | ・ユニット間での交流電源接続<br>・水力発電ユニットの使用 | ・ユニット間での交流電源接続<br>・第3の送電線(地中埋設)<br>・全周防護系1系統と外部電源を接続 | ・小型可搬DG×3台(サイト外保管) | ・ユニット間の交流電源接続<br>・近隣水力発電所からの受電<br>・送電電力会社からの受電(容量が限定的) | 欧米においては，ユニット間での電源融通を準備している。当社においても同等の手段を整備している。 |
| | | 代替電源設備(直流電源) | ・常設代替直流電源設備※<br>(不要負荷切り離し無しで8時間，切り離し実施で16時間の計24時間給電) | ・バッテリー容量増加<br>・非安全関連バッテリーの設置(安全系バッテリーの負荷軽減のため) | ・バッテリー容量の増強 | ・不要負荷の切り離しによる蓄電池容量保持 | － | 欧米においては，蓄電池容量の増加，給電時間延長対策として，負荷切り離しによる蓄電池容量確保手段を整備している。当社においても同等の手段を整備している。 |
| | | | ・蓄電池(重大事故等対処用)追設<br>・可搬型代替直流電源設備 | ・携帯型バッテリーによる所内バッテリーへの充電 | ・可搬型ディーゼル発電機による充電 | ・SA設備への給電バッテリー | ・充電用可搬型発電機<br>・充電用可搬型整流器 | 米国においては，携帯型バッテリーによる蓄電池充電手段を整備している。また，欧州においては，可搬型発電機による蓄電池充電手段を整備している。当社においては，重大事故等対策用に蓄電池を追設するとともに，可搬型バッテリーを整備している。 |
| | | まとめ | 上述の調査結果より，国外の既設プラントで整備されている対策が，柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉においても整備されていることを確認した。なお，「外部電源喪失＋DG喪失＋直流電源喪失」，「外部電源喪失＋DG喪失＋RCIC喪失」，「外部電源喪失＋DG喪失＋S/R弁再閉鎖失敗」における欧米の対策状況について，調査可能な範囲において調査を実施したが，当該シーケンスを想定した対策に関する情報は無い。 | | | | | |

## 東二

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（2／6）

| 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 東海第二発電所 | 米国 | ドイツ | スウェーデン | フィンランド | 対策の概要 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 3 | 全交流動力電源喪失 | 電源設備（交流電源） | ・常設代替高圧電源装置 | ・非常用ディーゼル発電機の追加設置<br>・ガスタービン発電機 | ・独立非常用系用ディーゼル発電機 | ・ガスタービン発電機 | ・非常用ディーゼル発電機の信頼性向上<br>-起動用バッテリ追設<br>-燃料タンクの配備<br>-除熱系を2系統（海水，空冷）設置<br>・非常用ディーゼル発電機の追加<br>・ガスタービン発電機 | 欧米では，常設及び可搬型の代替交流電源設備並びに隣接ユニット間の電源融通等を整備している。<br>東海第二発電所においても，常設及び可搬型の代替交流電源設備を整備することとしている。また，東海第二発電所は単独立地プラントであるため，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機から非常用母線への電源融通を整備している。 |
| | | | ・可搬型代替低圧電源車 | ・可搬型ディーゼル発電機 | ・可搬型ディーゼル発電機 | ・可搬型ディーゼル発電機 | ・可搬型発電機 | |
| | | | ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機から非常用母線への電源融通 | ・ユニット間の交流電源クロスタイ<br>・水力発電ユニット | ・隣接ユニット間での交流電源の接続<br>・第3の送電線（地中埋設） | ・小型可搬型ディーゼル発電機（サイト外） | ・ユニット間の交流電源クロスタイ<br>・近隣発電所からの受電<br>・地域電力会社からの受電 | |
| | | 電源設備（直流電源） | ・非常用蓄電池の給電時間延長<br>-バッテリ容量増加<br>-負荷の切り離し<br>・緊急用蓄電池<br>・代替交流電源による非常用直流電源の確保<br>-常設代替高圧電源装置，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機からの電源融通<br>・代替交流電源による緊急用直流電源の確保<br>-エンジン発電機による給電 | ・非常用バッテリの給電時間延長<br>-バッテリ容量増加<br>-不要負荷の切り離し<br>-非安全関連バッテリの設置（非常用バッテリの負荷軽減） | ・バッテリ容量の増加<br>・独立非常用系バッテリ | ・不要負荷の切り離しによるバッテリ容量保持 | － | 欧米では，常設又は可搬型の代替直流電源設備を整備しており，非常用バッテリについては，容量増加及び不要負荷の切り離しにより給電可能時間を延長させる対策を整備している。<br>東海第二発電所においても，常設及び可搬型の代替直流電源設備を整備することとしており，常設の非常用蓄電池については，容量増加及び負荷の切り離しにより給電可能時間を延長させる対策を整備することとしている。また，代替の交流電源から充電器を介した直流電源の給電方法を整備することとしている。 |
| | | | ・可搬型代替直流電源設備（可搬型整流器及び可搬型代替低圧電源車） | ・携帯型バッテリから所内バッテリへの充電 | ・可搬型ディーゼル発電機からバッテリへの充電 | ・SA設備への給電バッテリ | ・可搬型発電機からバッテリへの充電 | |
| | | 炉心冷却（交流電源復旧前） | ・原子炉隔離時冷却系ポンプ<br>・常設高圧代替注水ポンプ<br>・ディーゼル駆動消火ポンプ | ・原子炉隔離時冷却系ポンプ<br>・ディーゼル駆動消火ポンプ<br>・SBOの影響を受けないポンプ（サービス水系-給水系経由の注水）（水源：河川，湖，貯水池，海など） | ・原子炉隔離時冷却系ポンプ | ・蒸気タービン駆動の高圧注入系 | － | 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炉心冷却手段を整備している。<br>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炉心冷却手段を整備することとしている。 |
| | | | ・可搬型代替注水大型ポンプ | ・可搬型ポンプ | ・可搬型消火ポンプ（サービス水系-RHR経由） | － | ・可搬型ポンプ | |

下線部：有効性評価において有効性を確認する対策

# 比較表

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

## 柏崎　6／7号（2017年2月15日版）

表1　米国・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較(3/3)

【　】：設計基準事故対処設備，※：有効性評価において有効性を評価した対策

| 分類 | 事故シーケンスグループ | 想定する機能 | 重大事故等対策にかかる設備：柏崎刈羽6号及び7号炉 | 米国 | ドイツ | スウェーデン | フィンランド | 対策の概要 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 4-1 | 崩壊熱除去機能喪失（取水機能喪失）（SBO包絡想定） | 炉心冷却 | 【・RCIC】※<br>・低圧代替注水系(復水補給水系)(常設)※<br>・高圧代替注水系(HPAC) | 3と同様 | 3と同様 | 3と同様 | 1と同様 | 3と同様 |
| | | | ・低圧代替注水系(可搬型)（消防車） | － | 3と同様 | － | 3と同様 | |
| | | 原子炉減圧 | 3と同様 | 2と同様 | 2と同様 | － | 2と同様 | 3と同様 |
| | | 最終ヒートシンク | ・格納容器圧力逃がし装置<br>・耐圧強化ベント系<br>・代替格納容器圧力逃がし装置<br>・代替循環冷却 | 1と同様 | 1と同様 | 1と同様 | 1と同様 | 1と同様 |
| | | | ・代替原子炉補機冷却系※ | － | － | － | － | |
| | | 格納容器注水（格納容器スプレイ） | 1と同様 | 1と同様 | 1と同様 | － | 1と同様 | 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 | 1と同様 |
| | | 代替電源設備（交流電源） | ・常設代替交流電源設備※（空冷式ガスタービン発電機）<br>・可搬型代替交流電源設備（電源車）<br>・号炉間電源融通 | 3と同様 | 3と同様 | 3と同様 | 3と同様 | 3と同様 |
| | | まとめ | 上述の調査結果より，海外の既設プラントで整備されている対策が，柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉においても整備されていることを確認した。 | | | | | |
| 4-2 | 崩壊熱除去機能喪失（RHR機能喪失） | 炉心冷却 | 【・RCIC】※<br>【・HPCF】※<br>・低圧代替注水系(常設)※（復水補給水系）<br>・高圧代替注水系(HPAC)<br>・低圧代替注水系(可搬型)（消防車） | 1と同様 | 1と同様 | － | 1と同様 | 1と同様 |
| | | 原子炉減圧 | 3と同様 | 3と同様 | 2と同様 | － | 2と同様 | 3と同様 |
| | | 最終ヒートシンク | 1と同様 | 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（格納容器スプレイ） | 1と同様 | 1と同様 | 1と同様 | － | 1と同様 | 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 | 1と同様 |
| | | まとめ | 上述の調査結果より，海外の既設プラントで整備されている対策が，柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉においても整備されていることを確認した。なお，「過渡事象＋RHR機能喪失」における欧米の対策状況について，調査可能な範囲において調査を実施したが，当該シーケンスを想定した対策に関する情報は無い。 | | | | | |
| 5 | LOCA時注水機能喪失（外部電源喪失重畳） | 炉心冷却 | 1と同様 | 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 | 3と同様 | 3と同様 | 2と同様 | － | 2と同様 | 3と同様 |
| | | 最終ヒートシンク | 1と同様 | 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（格納容器スプレイ） | 1と同様 | 1と同様 | 1と同様 | 1と同様 | 1と同様 | 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 | 1と同様 |
| | | まとめ | 上述の調査結果より，海外の既設プラントで整備されている対策が，柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉においても整備されていることを確認した。なお，「大破断LOCAを上回るLOCA(Excess LOCA)(地震起因)」，「大破断LOCA：注水機能喪失(内部事象・地震起因)」における欧米の対策状況について，調査可能な範囲において調査を実施したが，当該シーケンスを想定した対策に関する情報は無い。 | | | | | |
| 6 | 原子炉停止機能喪失 | 原子炉停止 | ・代替制御棒挿入機能(ARI)<br>・代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能(RPT)<br>・ほう酸水注入系(SLC)※ | ・代替制御棒挿入回路<br>・SLCSのホウ酸濃度の増加<br>・SLCSの自動起動<br>・CRD系，原子炉冷却材浄化系によるホウ酸水注入<br>・ATWS-RPTの設置<br>・MSIV閉鎖のATWS時の炉心高で給水ポンプトリップロジックを追加<br>・TAF以下での原子炉水位制御 | ・SLC(手動起動) | ・バックアップ・スクラム回路(制御棒の電動挿入，再循環ポンプ停止)<br>・SLC手動起動<br>・SLC自動起動 | ・SLC | 欧米においては，代替制御棒挿入回路および代替再循環ポンプ・トリップ回路の設置やSLC等を整備している。<br>当社においても，欧米と同等の設備を整備している。<br>米国で確認されているTAF以下で原子炉の水位を制御する対応は，当社では採用していない。これは，ATWSであっても過渡挙動が緩和対応の基本と考えるためである。なお，TAFより上で原子炉水位を制御する現状の当社の手順であってもPCT等の判断基準を満たすことを確認している。 |
| | | まとめ | 上述の調査結果より，海外の既設プラントで整備されている対策が，柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉においても整備されていることを確認した。なお，欧米の一部既設プラントにおいてSLCの自動起動を整備しているが，柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉では，手順書等においてSLCの手動起動の基準を明確にすることにより，SLCが必要な場合の確実な手動起動操作が行われるようにしており，自動起動と同等の手段が整備されていると言える。 | | | | | |
| 7 | インターフェイスシステムLOCA | 炉心冷却 | 4-2と同様 | 既存設備で対応 | －<br>（情報なし） | －<br>（情報なし） | －<br>（情報無し） | 米国においては，炉心冷却は既存設備を用いて実施することとなっている。<br>当社においても，既存設備を用いた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 | ・インターフェイスシステムLOCAの検知・隔離(現場の計器・破損から現象を検知)<br>・原子炉減圧・水位制御の手順整備 | ・ISLOCAの早期検出・隔離(既設の計器・設備から兆候を検知)<br>・原子炉の減圧 | ・隔離弁の自動閉止あるいは代替隔離弁の閉止による格納容器隔離の強化 | －<br>（情報なし） | －<br>（情報なし） | 米国においては，インターフェイスシステムLOCAの早期検出・隔離手段を整備している。また欧州においては，格納容器隔離手段として代替隔離弁を設置している。<br>当社においては，インターフェイスシステムLOCAの早期検出・隔離手段を整備している。また，原子炉減圧及び水位制御により，流出量を低減する手段を整備している。 |
| | | まとめ | 上述の調査結果より，海外の既設プラントで整備されている対策が，柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉においても整備されていることを確認した。 | | | | | |

## 東二

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：東海第二発電所 | 米国 | ドイツ | スウェーデン | フィンランド | 対策の概要 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 3 | 全交流動力電源喪失 | 炉心冷却（交流電源復旧後） | ・原子炉隔離時冷却系ポンプ<br>・常設高圧代替注水系ポンプ<br>・ディーゼル駆動消火ポンプ<br>・常設低圧代替注水系ポンプ | ・原子炉隔離時冷却系ポンプ<br>・ディーゼル駆動消火ポンプ<br>・SBOの影響を受けないポンプ（サービス水系－給水系経由の注水）（水源：河川，湖，貯水池，海など） | ・原子炉隔離時冷却系ポンプ<br>・独立非常用系の中圧注入ポンプ | ・蒸気タービン駆動の高圧注入系 | ・火災用ポンプ，ブースターポンプ（専用電源有り） | 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。<br>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常設低圧代替注水ポンプを整備することとしている。 |
| | | | ・可搬型代替注水大型ポンプ | ・可搬型ポンプ | ・可搬型消火ポンプ（サービス水系-RHR経由） | － | ・可搬型ポンプ | |
| | | 最終ヒートシンク | ・格納容器圧力逃がし装置（手動操作可能）<br>・耐圧強化ベント系（手動操作可能） | ・耐圧強化ベント系（手動操作可能）<br>・原子炉冷却材浄化系（S/P除熱） | ・フィルタベント系（手動操作可能）<br>・独立非常用系（ヒートシンク：冷却塔，地下水，河川）<br>・必須サービス水系（ヒートシンク：河川） | ・フィルタベント系（ラプチャディスクによる自動起動） | ・フィルタベント系（ラプチャディスク）<br>・フィルタを経由しない大容量圧力逃がし装置（ラプチャディスク）<br>・代替最終ヒートシンク（冷却塔及び既存ポンプの利用） | 欧米では，交流電源がなくても動作可能な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，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。<br>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おり，大気を最終ヒートシンクとする対策としている。また，緊急用海水系を整備することとしている。 |
| | | | ・緊急用海水系（残留熱除去系又は代替循環冷却系を利用するため，交流電源の復旧が必要） | － | － | － | － | |
| | | 格納容器注水 | ・代替格納容器スプレイ<br>-ディーゼル駆動消火ポンプ<br>-常設低圧代替注水ポンプ（交流電源の復旧が必要）<br>-代替循環冷却ポンプ（交流電源の復旧が必要） | ・代替格納容器スプレイ<br>-ディーゼル駆動消火ポンプ | － | ・代替格納容器スプレイ<br>-火災防護系のディーゼル駆動ポンプ | ・代替格納容器スプレイ<br>-火災防護系ポンプ（専用DG有） | 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。<br>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対策としている。 |
| | | | ・代替格納容器スプレイ<br>-可搬型代替注水大型ポンプ | ・代替格納容器スプレイ<br>-可搬型ポンプ | ・S/Pへの注水<br>-可搬型消火ポンプ（サービス水系-RHR経由） | ・代替格納容器スプレイ<br>-可搬型ポンプ | － | |
| | | 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。 | | | | | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| | | |

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 | 事故シーケンスグループ | 機能 | 炉心損傷防止対策に係る設備又は操作 東海第二発電所 | 米国 | ドイツ | スウェーデン | フィンランド | 対策の概要 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 4-1 | 崩壊熱除去機能喪失（取水機能喪失） | 最終ヒートシンク | ・格納容器圧力逃がし装置<br>・耐圧強化ベント系<br>・ドライウェル内ガス冷却装置 | 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，冷却塔等の代替最終ヒートシンクを整備している。<br>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。また，緊急用海水系を整備することとしている。 |
| | | | ・緊急用海水系 | | | | | |
| | | | 炉心冷却 | ・常設高圧代替注水ポンプ<br>・代替循環冷却ポンプ<br>・常設高圧代替注水ポンプ<br>・電動消火ポンプ<br>・ディーゼル駆動消火ポンプ<br>・復水移送ポンプ<br>・ほう酸注入系ポンプ<br>・可搬型代替注水大型ポンプ | 1 と同様* | 1 と同様* | 1 と同様* | 1 と同様<br>※取水機能の喪失により動作できないものに除く。 |
| | | 格納容器注水 | ・代替格納容器スプレイ<br>－常設低圧代替注水ポンプ<br>－代替循環冷却ポンプ<br>－電動消火ポンプ<br>－ディーゼル駆動消火ポンプ<br>－復水移送ポンプ | ・代替格納容器スプレイ<br>－ディーゼル駆動消火ポンプ | ・D/W，W/W スプレイ<br>－サービス水系 | ・代替格納容器スプレイ<br>－火災防護系のディーゼル駆動ポンプ | ・代替格納容器スプレイ<br>－火災防護系ポンプ（専用設備） | 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。<br>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。 |
| | | | ・代替格納容器スプレイ<br>－可搬型代替注水大型ポンプ | ・代替格納容器スプレイ<br>－可搬型ポンプ | ・S/P への注水<br>－可搬型消火ポンプ（サービス水系 EMR 経由） | ・代替格納容器スプレイ<br>－可搬型ポンプ | — | |
| | | 冷水源 | 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 | 上述の設備等により，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。 | | | | | |

上表注：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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

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 | フィンランド | |
| 4-2 | 崩壊熱除去機能喪失（RHR機能喪失） | 最終ヒートシンク | ・格納容器圧力逃がし装置<br>・耐圧強化ベント系<br>・ドライウェル内ガス冷却装置 | 4-1と同様 | 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。<br>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。 |
| | | 炉心注水 | 1と同様 | 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 | 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 | 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。 | | | | | |
| 5 | 原子炉停止機能喪失 | 原子炉停止 | ・ほう酸水注入系（手動）<br>・代替原子炉再循環ポンプトリップ機能<br>・代替制御棒挿入機能 | ・ほう酸水注入系（自動）<br>・ほう酸水注入系のほう酸濃度の増加<br>・CRD系，原子炉冷却材浄化系によるほう酸水注入<br>・代替制御棒挿入回路<br>・ATWS原子炉再循環ポンプトリップ<br>・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 | ・緊急ほう酸水注入系（手動） | ・ほう酸水注入系（手動又は自動）<br>・バックアップスクラム回路（制御棒の電動挿入，再循環ポンプ減速） | ・ほう酸水注入系（自動） | 欧米では，代替制御棒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。<br>東海第二発電所においても，代替原子炉再循環ポンプトリップ機能及び代替制御棒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。 |
| | | 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 | 炉心冷却 | 1と同様 | 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 | 2と同様 |
| | | 最終ヒートシンク | 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 | 4-1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 | 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 | 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。<br>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。 | | | | | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| | 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）<br>炉心損傷防止対策に係る設備又は事作<br>東海第二発電所：健全な原子炉注水設備で対応<br>米国：既存設備で対応<br>ドイツ：－<br>スウェーデン：－<br>フィンランド：－<br>分類：7<br>事故シーケンスグループ：インターフェイスシステム LOCA<br>機能：炉心冷却<br>格納容器バイパス防止等：・蒸気発生器伝熱管破損の検出，隔離（既設の計装）・原子炉減圧（炉心損傷）<br>・蒸気発生器伝熱管破損の検出，隔離<br>・原子炉の減圧（炉心損傷）<br>・蒸気発生器伝熱管破損の検出，隔離<br>・原子炉の減圧（炉心損傷）<br>・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<br>－<br>－<br>－<br>米国では，既存設備を用いて炉心冷却を実施するとしている。<br>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。<br>米国では，既存の計装等から破損個所の検出，隔離手段と，原子炉の減圧手順を整備しており，破断個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。<br>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個所の検出，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，破断個所からの流出量低減を対策としている。<br>主とめ：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。<br>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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| 別紙 4<br><br>内部事象 PRA における主要なカットセットと<br>FV 重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況<br><br>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防止対策の対応状況等を確認した。<br>また、事故シーケンスグループ別に FV 重要度※を評価し、FV 重要度が高い基事象に対する重大事故防止対策の対応状況等を確認した。<br><br>※ Fussell-Vesely 重要度(FV 重要度)<br>炉心損傷の発生を仮定した時に、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、どれ程の安全性の向上が望めるかを示す指標とみることもできる。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。<br><br>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防止対策の対応状況の確認結果を示す。<br><br>1. 内部事象運転時レベル 1PRA<br>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<br>(1) 選定条件<br>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基に主要なカットセットを抽出した。<br>・主要な事故シーケンス※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<br><br>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。<br>※ 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、シーケンスの上の主な特徴に着目して詳細化して分類したもの。 | 別紙 6<br><br>内部事象ＰＲＡにおける主要なカットセット及びＦＶ重要度<br>に照らした重大事故等防止対策の有効性について<br><br>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。<br>また，事故シーケンスグループごとにＦＶ重要度を評価し，ＦＶ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。<br><br>以下に，内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡ，内部事象出力運転時レベル１．５ＰＲＡ及び内部事象停止時レベル１ＰＲＡのカットセットの分析結果及び内部事象出力運転時レベル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。<br><br>1. 内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡ<br>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<br>(1) 選定条件<br>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。<br>・炉心損傷頻度が $10^{-7}$／炉年以上<br>・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<br>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。<br>確認結果を第 1-1 表～第 1-9 表に示す。 | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| (2) 主要なカットセットの確認結果<br>第 1-1 表に示した通り、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。<br>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。<br>(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<br>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。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(CDF)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 CDF の合計が事故シーケンスグループの CDF に占める割合は事故シーケンスグループ毎に異なり、約 27～76%の幅が生じた。また、全 CDF から見ると、「崩壊熱除去機能喪失」のシーケンスグループが約 99.9%を占めており、今回、「崩壊熱除去機能喪失」については CDF の約 66%のカットセットを確認したことから、全 CDF 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。<br>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、炉心損傷に至るシーケンスグループであることから、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系や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。耐圧強化ベント系や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 CDF の約 99.9%を占める「崩壊熱除去機能喪失」に対しては CDF の殆どの割合に対して、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。<br><br>(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 CDF 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・計測されている他の計器・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」における逃がし安全弁開固着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。<br><br>上記の通り、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 | (2)　主要なカットセットの確認結果<br>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。<br>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。<br>(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<br>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。<br>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。<br>(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応が困難である。<br>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 | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| 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設備の共用部分(注入弁等)の故障を伴う様なカットセットは、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、殆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 CDF 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 CDF の殆どの割合に対して、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。 | 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。 | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| 【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)）<br>○ 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 CDF 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 CDF に占める CDF の割合が 0.1%未満であり、全 CDF 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。<br>○ 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＋S/R 弁再閉鎖失敗＋高圧/低圧注水失敗」、「通常停止＋高圧/低圧注水失敗」、「通常停止＋S/R 弁再閉鎖失敗＋高圧/低圧注水失敗」、「サポート系喪失＋S/R 弁再閉鎖失敗＋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合わせて、S/R 弁の開固着又は起動失敗等による RCIC の機能喪失が挙げられている。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。<br>○ 「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合わせて、高圧/低圧 ECCS の起動失敗が挙がっている。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。<br>○ 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としては抽出されていないが、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。 | 【高圧・低圧注水機能喪失】<br>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。<br>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。<br>また，高圧・低圧注水機能喪失における低圧代替注水系と（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。 | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

# 比較表

## 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版）

### 第 1-1 表 事故シーケンスの分析(最小カットセットの抽出)結果(1/7)※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 (/炉年) | 炉心損傷頻度 主要な事故シーケンスへの寄与割合 (%) | 炉心損傷頻度 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 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| TQUV (高圧・低圧注水機能喪失) ($9.6\times10^{-10}$ /炉年) | 過渡事象 +高圧/低圧注水失敗 ($1.1\times10^{-10}$ /炉年) | 非隔離事象+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 5 号機原子炉建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗 | $1.6\times10^{-12}$ | 1.5 | 0.2 | ・高圧代替注水系<br>・手動減圧<br>・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)<br>・代替格納容器冷却スプレイ系<br>・代替原子炉補機冷却系(熱交換ユニット+代替原子炉補機冷却海水ポンプ)<br>・格納容器圧力逃がし装置<br>・可搬型代替注水ポンプ(水源補給) | ○ |
| | | 非隔離事象+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 5 号機タービン建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗 | $1.6\times10^{-12}$ | 1.5 | 0.2 | | ○ |
| | | 非隔離事象+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 6 号機原子炉建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗 | $1.6\times10^{-12}$ | 1.5 | 0.2 | | ○ |
| | | 非隔離事象+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 6 号機タービン建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗 | $1.6\times10^{-12}$ | 1.5 | 0.2 | | ○ |
| | | 非隔離事象+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 7 号機原子炉建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗 | $1.6\times10^{-12}$ | 1.5 | 0.2 | | ○ |
| | 過渡事象 +S/R 弁再閉鎖失敗 +高圧/低圧注水失敗 ($7.4\times10^{-11}$ /炉年) | 非隔離事象+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+復水器ホットウェル水位制御失敗 | $4.2\times10^{-12}$ | 5.7 | 0.4 | | ○ |
| | | 非隔離事象+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却海水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+復水器ホットウェル水位制御失敗 | $3.0\times10^{-12}$ | 4.1 | 0.3 | | ○ |
| | | 非隔離事象+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 5 号機原子炉建屋側への誤送水) | $1.3\times10^{-12}$ | 1.8 | 0.1 | | ○ |
| | | 非隔離事象+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 5 号機タービン建屋側への誤送水) | $1.3\times10^{-12}$ | 1.8 | 0.1 | | ○ |
| | | 非隔離事象+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 6 号機原子炉建屋側への誤送水) | $1.3\times10^{-12}$ | 1.8 | 0.1 | | ○ |
| | | 非隔離事象+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 6 号機タービン建屋側への誤送水) | $1.3\times10^{-12}$ | 1.8 | 0.1 | | ○ |
| | | 非隔離事象+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 7 号機原子炉建屋側への誤送水) | $1.3\times10^{-12}$ | 1.8 | 0.1 | | ○ |
| | 通常停止 +高圧/低圧注水失敗 ($4.3\times10^{-10}$ /炉年) | 通常停止+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 5 号機原子炉建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗 | $1.5\times10^{-11}$ | 3.5 | 1.6 | | ○ |
| | | 通常停止+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 5 号機タービン建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗 | $1.5\times10^{-11}$ | 3.5 | 1.6 | | ○ |
| | | 通常停止+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 6 号機原子炉建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗 | $1.5\times10^{-11}$ | 3.5 | 1.6 | | ○ |
| | | 通常停止+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 6 号機タービン建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗 | $1.5\times10^{-11}$ | 3.5 | 1.6 | | ○ |
| | | 通常停止+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 7 号機原子炉建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗 | $1.5\times10^{-11}$ | 3.5 | 1.6 | | ○ |

※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、シーケンスの上の主な特徴に着目して詳細化して分類したもの。
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 CDF の合計を示す。

### 第 1-1 表 事故シーケンスの分析(最小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 | 主要なカットセット | 炉心損傷頻度 (/炉年) | 炉心損傷頻度 主要な事故シーケンスへの寄与割合 (%) | 炉心損傷頻度 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 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| TQUV (高圧・低圧注水機能喪失) ($9.6\times10^{-10}$ /炉年) | 通常停止 +S/R 弁再閉鎖失敗 +高圧/低圧注水失敗 ($3.1\times10^{-10}$ /炉年) | 通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+復水系起動操作失敗 | $4.2\times10^{-11}$ | 14 | 4.4 | ・高圧代替注水系<br>・手動減圧<br>・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)<br>・代替格納容器冷却スプレイ系<br>・代替原子炉補機冷却系(熱交換ユニット+代替原子炉補機冷却海水ポンプ)<br>・格納容器圧力逃がし装置<br>・可搬型代替注水ポンプ(水源補給) | ○ |
| | | 通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+復水器ホットウェル水位制御失敗 | $4.2\times10^{-11}$ | 14 | 4.4 | | ○ |
| | | 通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却海水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+復水系起動操作失敗 | $3.0\times10^{-11}$ | 10 | 3.1 | | ○ |
| | | 通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却海水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+復水器ホットウェル水位制御失敗 | $3.0\times10^{-11}$ | 10 | 3.1 | | ○ |
| | サポート系喪失 +高圧/低圧注水失敗 ($3.5\times10^{-11}$ /炉年) | タービン補機冷却系故障+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 | $7.2\times10^{-12}$ | 21 | 0.8 | | ○ |
| | | タービン補機冷却系故障+原子炉水位計不動作/誤高出力(共通原因故障)+高圧注水系起動操作失敗+低圧注水系起動操作失敗 | $2.9\times10^{-12}$ | 8.3 | 0.3 | | ○ |
| | | タービン補機冷却系故障+ECCS デジタル制御系(DTM)故障(多重故障)+高圧注水系起動操作失敗 | $2.3\times10^{-12}$ | 6.6 | 0.2 | | ○ |
| | サポート系喪失 +S/R 弁再閉鎖失敗 +高圧/低圧注水失敗 ($4.3\times10^{-12}$ /炉年) | タービン補機冷却系故障+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障) | $1.9\times10^{-12}$ | 44 | 0.2 | | ○ |
| | | タービン補機冷却系故障+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却海水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障) | $1.4\times10^{-12}$ | 33 | 0.2 | | ○ |
| | | タービン補機冷却系故障+S/R 弁再閉鎖失敗+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 | $3.8\times10^{-14}$ | 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、シーケンスの上の主な特徴に着目して詳細化して分類したもの。
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 CDF の合計を示す。

## 東二

### 第 1-1 表　「高圧・低圧注水機能喪失」におけるカットセット

| 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 | 有効性を確認する主な対策 | 対策の有効性 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 高圧・低圧注水機能喪失 | TQUV | 過渡事象<br>＋高圧炉心冷却失敗<br>＋低圧炉心冷却失敗 | 3.2E-10 | ①外部電源喪失<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗<br>＋ＤＧ－２Ｃ運転継続失敗<br>＋ＲＨＲＳ－Ｂメンテナンスによる待機除外 | 8.2E-12 | 0.2% | ・低圧代替注水系（常設） | ○ |
| | | | | ②外部電源喪失<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗<br>＋ＤＧ－２Ｃ運転継続失敗<br>＋ＲＨＲＳ－Ｂメンテナンスによる待機除外 | 5.5E-12 | 0.2% | | ○ |
| | | | | ②外部電源喪失<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧ起動失敗<br>＋ＤＧ－２Ｃ運転継続失敗<br>＋ＲＨＲＳ－Ｂメンテナンスによる待機除外 | 5.5E-12 | 0.2% | | ○ |
| | | 過渡事象<br>＋逃がし安全弁再閉鎖失敗<br>＋高圧炉心冷却失敗<br>＋低圧炉心冷却失敗 | 2.0E-10 | ①逃がし安全弁誤開放<br>＋ＨＰＣＳＡ口逆止弁（Ｓ／Ｐ側）開失敗<br>＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水トレーナ閉塞共通原因故障 | 5.7E-12 | 0.2% | | ○ |
| | | | | ②非隔離事象<br>＋逃がし安全弁再閉鎖失敗<br>＋ＨＰＣＳＡ口逆止弁（Ｓ／Ｐ側）開失敗<br>＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通原因故障 | 5.1E-12 | 0.1% | | ○ |
| | | | | ③逃がし安全弁誤開放<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷメンテナンスによる待機除外<br>＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水トレーナ閉塞共通原因故障 | 4.7E-12 | 0.1% | | ○ |
| | | 手動停止／サポート系喪失（手動停止）<br>＋高圧炉心冷却失敗<br>＋低圧炉心冷却失敗 | 4.2E-10 | ①交流電源故障（区分Ⅰ）<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷメンテナンスによる待機除外<br>＋ＲＨＲＳ－Ｂメンテナンスによる待機除外 | 1.5E-11 | 0.4% | | ○ |
| | | | | ②交流電源故障（区分Ⅰ）<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷ海水ストレーナ閉塞<br>＋ＲＨＲＳ－Ｂメンテナンスによる待機除外 | 7.3E-12 | 0.2% | | ○ |
| | | | | ③交流電源故障（区分Ⅰ）<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷポンプ起動失敗<br>＋ＲＨＲＳ－Ｂメンテナンスによる待機除外 | 5.7E-12 | 0.2% | | ○ |
| | | 手動停止／サポート系喪失（手動停止）<br>＋逃がし安全弁再閉鎖失敗<br>＋高圧炉心冷却失敗<br>＋低圧炉心冷却失敗 | 4.3E-11 | ①計画外停止<br>＋逃がし安全弁再閉鎖失敗<br>＋ＨＰＣＳＡ口逆止弁（Ｓ／Ｐ側）開失敗<br>＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通原因故障 | 1.3E-12 | <0.1% | | ○ |
| | | | | ②計画外停止<br>＋逃がし安全弁再閉鎖失敗<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷメンテナンスによる待機除外<br>＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通原因故障 | 1.0E-12 | <0.1% | | ○ |
| | | | | ③計画外停止<br>＋逃がし安全弁再閉鎖失敗<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷ海水ストレーナ閉塞<br>＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通原因故障 | 5.0E-13 | <0.1% | | ○ |
| | | サポート系喪失（自動停止）<br>＋高圧炉心冷却失敗<br>＋低圧炉心冷却失敗 | 2.5E-09 | ①直流電源故障（区分Ⅰ）<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗<br>＋ＲＨＲＳ－Ｂメンテナンスによる待機除外 | 2.4E-10 | 6.8% | | ○ |
| | | | | ②直流電源故障（区分Ⅰ）<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧ起動失敗<br>＋ＲＨＲＳ－Ｂメンテナンスによる待機除外 | 1.6E-10 | 4.6% | | ○ |
| | | | | ③直流電源故障（区分Ⅰ）<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧメンテナンスによる待機除外<br>＋ＲＨＲＳ－Ｂメンテナンスによる待機除外 | 1.0E-10 | 3.0% | | ○ |
| | | | | ④直流電源故障（区分Ⅰ）<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗<br>＋ＲＨＲＳ－Ｂ海水ストレーナ閉塞 | 8.1E-11 | 2.3% | | ○ |
| | | | | ⑤直流電源故障（区分Ⅰ）<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧ起動失敗<br>＋ＲＨＲＳ－Ｂ海水ストレーナ閉塞 | 5.5E-11 | 1.6% | | ○ |
| | | | | ⑥直流電源故障（区分Ⅰ）<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗<br>＋ＲＨＲＳ－Ｂ熱交入口弁開け忘れ | 5.2E-11 | 1.5% | | ○ |
| | | | | ⑥直流電源故障（区分Ⅰ）<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗<br>＋ＲＨＲＳ－Ｂ熱交出口弁開け忘れ | 5.2E-11 | 1.5% | | ○ |
| | | | | ⑥直流電源故障（区分Ⅰ）<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗<br>＋ＲＨＲＳ－Ｂ放出ライン隔離弁開け忘れ | 5.2E-11 | 1.5% | | ○ |
| | | | | ⑥直流電源故障（区分Ⅰ）<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗<br>＋ＲＨＲＳ－Ｂ放出ライン排水弁開け忘れ | 5.2E-11 | 1.5% | | ○ |
| | | | | ⑩直流電源故障（区分Ⅰ）<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗<br>＋ＬＰＣＩ－Ｂ／Ｃ起動信号共通原因故障<br>＋ＬＰＣＩ－Ｂ／Ｃ起動操作失敗 | 4.3E-11 | 1.2% | | ○ |
| | | | | ⑪直流電源故障（区分Ⅰ）<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧ起動失敗<br>＋ＲＨＲＳ－Ｂ熱交入口弁開け忘れ | 3.5E-11 | 1.0% | | ○ |
| | | | | ⑪直流電源故障（区分Ⅰ）<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧ起動失敗<br>＋ＲＨＲＳ－Ｂ熱交出口弁開け忘れ | 3.5E-11 | 1.0% | | ○ |
| | | | | ⑪直流電源故障（区分Ⅰ）<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧ起動失敗<br>＋ＲＨＲＳ－Ｂ放水ライン隔離弁開け忘れ | 3.5E-11 | 1.0% | | ○ |
| | | | | ⑪直流電源故障（区分Ⅰ）<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧ起動失敗<br>＋ＲＨＲＳ－Ｂ放水ライン排水弁開け忘れ | 3.5E-11 | 1.0% | | ○ |
| | | サポート系喪失（自動停止）<br>＋逃がし安全弁再閉鎖失敗<br>＋高圧炉心冷却失敗<br>＋低圧炉心冷却失敗 | 3.0E-11 | ①直流電源故障（区分Ⅰ）<br>＋逃がし安全弁再閉鎖失敗<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗<br>＋ＲＨＲＳ－Ｂメンテナンスによる待機除外 | 1.3E-12 | <0.1% | | ○ |
| | | | | ①直流電源故障（区分Ⅱ）<br>＋逃がし安全弁再閉鎖失敗<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗<br>＋ＲＨＲＳ－Ａメンテナンスによる待機除外 | 1.3E-12 | <0.1% | | ○※1 |
| | | | | ③直流電源故障（区分Ⅰ）<br>＋逃がし安全弁再閉鎖失敗<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧ起動失敗<br>＋ＲＨＲＳ－Ｂメンテナンスによる待機除外 | 8.5E-13 | <0.1% | | ○ |
| | | | | ③直流電源故障（区分Ⅱ）<br>＋逃がし安全弁再閉鎖失敗<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧ起動失敗<br>＋ＲＨＲＳ－Ａメンテナンスによる待機除外 | 8.5E-13 | <0.1% | | ○※1 |

※1：区分Ⅱ直流電源母線喪失時には中央制御室からの低圧代替注水系（常設）注入弁の遠隔操作が不可となるが，現場での注入弁開操作により炉心損傷防止可能。

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| 【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)）<br>○ 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 CDF 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 CDF に占める CDF の割合が 0.1%未満であり、全 CDF 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。<br>○ 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ヒューマンエラー、原子炉減圧操作失敗のヒューマンエラーが抽出され、「通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+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、認知失敗により重大事故等対処設備として設置した高圧代替注水系の手動起動に期待できず、実際には故障の内容によるが、信号系の共通原因故障の場合は減圧自動化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減圧自動化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。<br>○ 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としては抽出されていないが、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。<br>○ 全 CDF 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。 | 【高圧注水・減圧機能喪失】<br>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。<br>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。 | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

# 比較表

## 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版）

### 第 1-1 表 事故シーケンスの分析(最小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 (/炉年) | 炉心損傷頻度 主要な事故シーケンスへの寄与割合 (%) | 炉心損傷頻度 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 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| TQUX (高圧注水・減圧機能喪失) ($4.2\times10^{-9}$ /炉年) | 過渡事象 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 ($1.8\times10^{-9}$ /炉年) | 全給水喪失+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) | $4.6\times10^{-10}$ | 26 | 11 | ・減圧自動化ロジック（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）<br>・高圧代替注水系<br>・残留熱除去系(低圧注水，除熱) | —※3 |
| | | 全給水喪失+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+ECCS デジタル制御系(DTM)故障(共通原因故障) | $2.1\times10^{-10}$ | 12 | 5.0 | | —※3 |
| | | 全給水喪失+原子炉減圧操作失敗+原子炉水位高(L8)誤信号 | $1.9\times10^{-10}$ | 11 | 4.5 | | ○ |
| | 過渡事象 +S/R 弁再閉鎖失敗 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 ($5.2\times10^{-11}$ /炉年) | 全給水喪失事象+S/R 弁再閉鎖失敗+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) | $2.4\times10^{-12}$ | 4.6 | 0.1 | | —※3 |
| | | 全給水喪失事象+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉減圧操作失敗+HPCF 室空調起動失敗(共通原因故障) | $1.4\times10^{-12}$ | 2.7 | <0.1 | | ○ |
| | | 全給水喪失事象+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+HPCF 室空調起動失敗(共通原因故障) | $1.2\times10^{-12}$ | 2.3 | <0.1 | | ○ |
| | 通常停止 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 ($2.0\times10^{-9}$ /炉年) | 通常停止+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)+給水系操作失敗 | $3.9\times10^{-10}$ | 20 | 9.3 | | —※3 |
| | | 通常停止+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+ ECCS デジタル制御系(DTM)故障(共通原因故障)+給水系操作失敗 | $1.8\times10^{-10}$ | 9.0 | 4.3 | | —※3 |
| | | 通常停止+原子炉減圧操作失敗+原子炉水位高(L8)誤信号+給水系操作失敗 | $1.6\times10^{-10}$ | 8.0 | 3.8 | | ○ |
| | 通常停止 +S/R 弁再閉鎖失敗 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 ($1.2\times10^{-10}$ /炉年) | 通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+原子炉減圧操作失敗 | $2.8\times10^{-11}$ | 23 | 0.7 | | ○ |
| | | 通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+原子炉注水自動起動不能の認知失敗 | $2.5\times10^{-11}$ | 21 | 0.6 | | ○ |
| | | 通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却海水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+原子炉減圧操作失敗 | $2.1\times10^{-11}$ | 18 | 0.5 | | ○ |
| | サポート系喪失 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 ($2.9\times10^{-10}$ /炉年) | 直流電源故障(区分 1)+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) | $1.3\times10^{-11}$ | 4.5 | 0.3 | | —※3 |
| | | 直流電源故障(区分 1)+原子炉減圧操作失敗+HPCF 室空調起動失敗(共通原因故障) | $7.3\times10^{-12}$ | 2.5 | 0.2 | | ○ |
| | | 直流電源故障(区分 1)+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+HPCF 室空調起動失敗(共通原因故障) | $6.3\times10^{-12}$ | 2.2 | 0.2 | | ○ |
| | サポート系喪失 +S/R 弁再閉鎖失敗 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 ($4.1\times10^{-11}$ /炉年) | 直流電源故障(区分 2)+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉減圧操作失敗+ECCS デジタル制御系(SLU)故障 | $5.1\times10^{-12}$ | 12 | 0.1 | | ○ |
| | | 直流電源故障(区分 2)+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+ECCS デジタル制御系(SLU)故障 | $4.4\times10^{-12}$ | 11 | 0.1 | | —※3 |
| | | 直流電源故障(区分 2)+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉減圧操作失敗+HPCF(C 系)室空調機冷却水入口弁開忘れ | $1.4\times10^{-12}$ | 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、シーケンスの上の主な特徴に着目して詳細化して分類したもの。
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 CDF 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ヒューマンエラーについては、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考える。

## 東二

### 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（／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 | 有効性を確認する主な対策 | 対策の有効性 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 高圧注水・減圧機能喪失 | TQUX | 過渡事象 ＋高圧炉心冷却失敗 ＋手動減圧失敗 | 9.4E-09 | ①非隔離事象 ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷメンテナンスによる待機除外 ＋ＲＣＩＣポンプ起動失敗 ＋原子炉手動減圧失敗 | 1.7E-10 | 0.8% | ・過渡時自動減圧機能 | ○ |
| | | | | ②非隔離事象 ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷストレーナ閉塞 ＋ＲＣＩＣポンプ起動失敗 ＋原子炉手動減圧失敗 | 8.1E-11 | 0.4% | | ○ |
| | | | | ③非隔離事象 ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷメンテナンスによる待機除外 ＋ＲＣＩＣポンプ起動失敗 ＋注水不能認知失敗 | 6.7E-11 | 0.3% | | ○ |
| | | 手動停止／サポート系喪失（手動停止） ＋高圧炉心冷却失敗 ＋手動減圧失敗 | 2.6E-09 | ①交流電源故障（区分Ⅰ） ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷメンテナンスによる待機除外 ＋原子炉手動減圧失敗 | 1.0E-10 | 0.5% | | ○ |
| | | | | ②交流電源故障（区分Ⅰ） ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷ海水ストレーナ閉塞 ＋原子炉手動減圧失敗 | 4.8E-11 | 0.2% | | ○ |
| | | | | ③計画外停止 ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷメンテナンスによる待機除外 ＋ＲＣＩＣポンプ起動失敗 ＋原子炉手動減圧失敗 | 4.3E-11 | 0.2% | | ○ |
| | | サポート系喪失（自動停止） ＋高圧炉心冷却失敗 ＋手動減圧失敗 | 8.3E-09 | ①直流電源故障（区分Ⅰ） ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗 ＋原子炉手動減圧失敗 | 1.6E-09 | 7.8% | | ○ |
| | | | | 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 | 1.1E-09 | 5.3% | | ○ |
| | | | | ③直流電源故障（区分Ⅰ） ＋ＨＰＣＳ－ＤＧメンテナンスによる待機除外 ＋原子炉手動減圧失敗 | 6.8E-10 | 3.4% | | ○ |
| | | | | ④直流電源故障（区分Ⅰ） ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗 ＋注水不能認知失敗 | 6.3E-10 | 3.1% | | ○ |
| | | | | ⑤直流電源故障（区分Ⅰ） ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ起動失敗 ＋注水不能認知失敗 | 4.3E-10 | 2.1% | | ○ |
| | | | | ⑥直流電源故障（区分Ⅰ） ＋ＨＰＣＳ－ＤＧメンテナンス ＋注水不能認知失敗 | 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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

## 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版）

【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)）

○ 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 CDF 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 CDF に占める CDF の割合が 0.1%未満であり、全 CDF 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。

○ 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。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格納容器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。

第 1-1 表 事故シーケンスの分析(最小カットセットの抽出)結果(4/7)※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 (/炉年) | 炉心損傷頻度 主要な事故シーケンスへの寄与割合（%） | 炉心損傷頻度 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 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| TB（全交流動力電源喪失）（$1.3\times10^{-9}$/戸年） | 長期TB | 外部電源喪失+D/G 全台起動失敗（$4.8\times10^{-10}$ /戸年） | 外部電源喪失+外部電源復旧失敗+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)+高圧電源融通失敗 | $2.2\times10^{-10}$ | 46 | 17 | ・原子炉隔離時冷却系（所内直流電源設備の確保）<br>・高圧代替注水系<br>・手動減圧<br>・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)<br>・代替格納容器冷却スプレイ系<br>・格納容器圧力逃がし装置<br>・代替原子炉補機冷却系<br>・常設代替交流電源設備<br>・可搬型代替注水ポンプ(水源補給) | ○ |
| | | | 外部電源喪失+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G)起動失敗(共通原因故障)+高圧電源融通失敗 | $1.5\times10^{-10}$ | 31 | 12 | | ○ |
| | | | 外部電源喪失+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G)非常用送風機起動失敗(共通原因故障)+高圧電源融通失敗 | $2.1\times10^{-11}$ | 4.4 | 1.7 | | ○ |
| | TBP | 外部電源喪失+D/G 全台起動失敗+S/R 弁再閉鎖失敗（$1.2\times10^{-10}$ /戸年） | 外部電源喪失+S/R 弁再閉鎖失敗+外部電源復旧失敗+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) | $5.7\times10^{-11}$ | 48 | 4.4 | ・原子炉隔離時冷却系<br>・高圧代替注水系(常設代替直流電源)<br>・上記の点線枠内の対策 | △※3 |
| | | | 外部電源喪失+S/R 弁再閉鎖失敗+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G)起動失敗(共通原因故障) | $4.0\times10^{-11}$ | 33 | 3.1 | | △※3 |
| | | | 外部電源喪失+S/R 弁再閉鎖失敗+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G)非常用送風機起動失敗(共通原因故障) | $5.3\times10^{-12}$ | 4.4 | 0.4 | | △※3 |
| | TBU | 外部電源喪失+D/G 全台起動失敗+RCIC 失敗（$6.0\times10^{-10}$ /戸年） | 外部電源喪失+外部電源復旧失敗+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)+MUWP による CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 5 号機原子炉建屋側への誤送水) | $3.2\times10^{-11}$ | 5.3 | 2.5 | ・高圧代替注水系(常設代替直流電源)<br>・上記の点線枠内の対策 | ○ |
| | | | 外部電源喪失+外部電源復旧失敗+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)+MUWP による CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 5 号機タービン建屋側への誤送水) | $3.2\times10^{-11}$ | 5.3 | 2.5 | | ○ |
| | | | 外部電源喪失+外部電源復旧失敗+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)+MUWP による CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 6 号機原子炉建屋側への誤送水) | $3.2\times10^{-11}$ | 5.3 | 2.5 | | ○ |
| | | | 外部電源喪失+外部電源復旧失敗+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)+MUWP による CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 6 号機タービン建屋側への誤送水) | $3.2\times10^{-11}$ | 5.3 | 2.5 | | ○ |
| | | | 外部電源喪失+外部電源復旧失敗+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)+MUWP による CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 7 号機原子炉建屋側への誤送水) | $3.2\times10^{-11}$ | 5.3 | 2.5 | | ○ |
| | TBD | 外部電源喪失+直流電源喪失（$8.1\times10^{-11}$ /戸年） | 外部電源喪失+バッテリーからの給電失敗(共通原因故障) | $8.1\times10^{-11}$ | 100 | 6.2 | ・高圧代替注水系(常設代替直流電源)<br>・上記の点線枠内の対策 | ○ |

※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、シーケンスの上の主な特徴に着目して詳細化して分類したもの。
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 CDF の合計を示す。
※3　S/R 弁からの蒸気流出によって原子炉隔離時冷却系又は高圧代替注水系が機能喪失する前に交流電源を復旧し、低圧注水に移行出来れば炉心損傷を回避できる。

## 東二

【全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）】

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，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。

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

| 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※1 | 有効性を確認する主な対策 | 対策の有効性 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 全交流動力電源喪失 | 長期ＴＢ | 外部電源喪失<br>＋ＤＧ失敗<br>＋ＨＰＣＳ失敗<br>（ＲＣＩＣ成功） | 5.7E-08 | ①外部電源喪失<br>＋軽油貯蔵タンク閉塞 | 4.8E-08 | 61.9% | ・低圧代替注水系（可搬型） | ○ |
| | | | | ②外部電源喪失<br>＋軽油貯蔵タンク破損 | 3.2E-09 | 4.1% | | ○ |
| | | | | ③外部電源喪失<br>＋ＤＧ－２Ｃ／２Ｄ運転継続失敗共通原因故障<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗 | 4.6E-10 | 0.6% | | ○ |
| | | サポート系喪失（直流電源故障）<br>（＋外部電源喪失）<br>＋ＤＧ失敗<br>＋ＨＰＣＳ失敗<br>（ＲＣＩＣ成功） | 2.0E-08 | ①直流電源故障（区分Ⅱ）<br>＋軽油貯蔵タンク閉塞 | 3.2E-09 | 4.1% | | ○ |
| | | | | ②直流電源故障（区分Ⅱ）<br>＋ＤＧ－２Ｃ運転継続失敗<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗 | 1.4E-09 | 1.9% | | ○ |
| | | | | ③直流電源故障（区分Ⅱ）<br>＋ＤＧ－２Ｃ運転継続失敗<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧ起動失敗 | 9.8E-10 | 1.3% | | ○ |
| | | | | ③直流電源故障（区分Ⅱ）<br>＋ＤＧ－２Ｃ起動失敗<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗 | 9.8E-10 | 1.3% | | ○ |

※１：全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| ○ 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うち 100%の割合を占めた。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。<br>○ 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＋RCIC 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、RCIC の運転継続に必要な復水貯蔵槽(CSP)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 CSP 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、CSP への補給に失敗するため、RCIC 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 CSP 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出来ると考えられる。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 RCIC 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。 | 【全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）】<br>○ＴＢＤ<br>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。<br><br>○ＴＢＵ<br>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。<br><br>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。<br>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。 | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

# 比較表

## 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版）

### 第 1-1 表 事故シーケンスの分析(最小カットセットの抽出)結果(4/7)※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 (/炉年) | 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 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| TB (全交流動力電源喪失) ($1.3\times10^{-9}$ /炉年) | 長期TB | 外部電源喪失+D/G 全台起動失敗 ($4.8\times10^{-10}$ /炉年) | 外部電源喪失+外部電源復旧失敗+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)+高圧電源融通失敗 | $2.2\times10^{-10}$ | 46 | 17 | ・原子炉隔離時冷却系(所内直流電源設備の確保)<br>・高圧代替注水系<br>・手動減圧<br>・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)<br>・代替格納容器冷却スプレイ系<br>・格納容器圧力逃がし装置<br>・代替原子炉補機冷却系<br>・常設代替交流電源設備<br>・可搬型代替注水ポンプ(水源補給) | ○ |
| | | | 外部電源喪失+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G)起動失敗(共通原因故障)+高圧電源融通失敗 | $1.5\times10^{-10}$ | 31 | 12 | | ○ |
| | | | 外部電源喪失+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G)非常用送風機起動失敗(共通原因故障)+高圧電源融通失敗 | $2.1\times10^{-11}$ | 4.4 | 1.7 | | ○ |
| | TBP | 外部電源喪失+D/G 全台起動失敗+S/R 弁再閉鎖失敗 ($1.2\times10^{-10}$ /炉年) | 外部電源喪失+S/R 弁再閉鎖失敗+外部電源復旧失敗+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) | $5.7\times10^{-11}$ | 48 | 4.4 | ・原子炉隔離時冷却系<br>・高圧代替注水系(常設代替直流電源)<br>・上記の点線枠内の対策 | △※3 |
| | | | 外部電源喪失+S/R 弁再閉鎖失敗+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G)起動失敗(共通原因故障) | $4.0\times10^{-11}$ | 33 | 3.1 | | △※3 |
| | | | 外部電源喪失+S/R 弁再閉鎖失敗+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G)非常用送風機起動失敗(共通原因故障) | $5.3\times10^{-12}$ | 4.4 | 0.4 | | △※3 |
| | TBU | 外部電源喪失+D/G 全台起動失敗+RCIC 失敗 ($6.0\times10^{-10}$ /炉年) | 外部電源喪失+外部電源復旧失敗+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)+MUWP による CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 5 号機原子炉建屋側への誤送水) | $3.2\times10^{-11}$ | 5.3 | 2.5 | ・高圧代替注水系(常設代替直流電源)<br>・上記の点線枠内の対策 | ○ |
| | | | 外部電源喪失+外部電源復旧失敗+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)+MUWP による CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 5 号機タービン建屋側への誤送水) | $3.2\times10^{-11}$ | 5.3 | 2.5 | | ○ |
| | | | 外部電源喪失+外部電源復旧失敗+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)+MUWP による CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 6 号機原子炉建屋側への誤送水) | $3.2\times10^{-11}$ | 5.3 | 2.5 | | ○ |
| | | | 外部電源喪失+外部電源復旧失敗+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)+MUWP による CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 6 号機タービン建屋側への誤送水) | $3.2\times10^{-11}$ | 5.3 | 2.5 | | ○ |
| | | | 外部電源喪失+外部電源復旧失敗+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)+MUWP による CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 7 号機原子炉建屋側への誤送水) | $3.2\times10^{-11}$ | 5.3 | 2.5 | | ○ |
| | TBD | 外部電源喪失+直流電源喪失 ($8.1\times10^{-11}$ /炉年) | 外部電源喪失+バッテリーからの給電失敗(共通原因故障) | $8.1\times10^{-11}$ | 100 | 6.2 | ・高圧代替注水系(常設代替直流電源)<br>・上記の点線枠内の対策 | ○ |

※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、シーケンスの上の主な特徴に着目して詳細化して分類したもの。
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 CDF の合計を示す。
※3　S/R 弁からの蒸気流出によって原子炉隔離時冷却系又は高圧代替注水系が機能喪失する前に交流電源を復旧し、低圧注水に移行出来れば炉心損傷を回避できる。

## 東二

### 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※1 | 有効性を確認する主な対策 | 対策の有効性 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 全交流動力電源喪失 | ＴＢＤ | 外部電源喪失<br>＋直流電源失敗<br>＋ＨＰＣＳ失敗 | 6.0E-12 | ①外部電源喪失<br>＋蓄電池－Ａ／Ｂ給電失敗共通原因故障<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗 | 1.6E-12 | <0.1% | ・低圧代替注水系（可搬型） | ○ |
| | | | | ②外部電源喪失<br>＋蓄電池－Ａ／Ｂ給電失敗共通原因故障<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧ起動失敗 | 1.1E-12 | <0.1% | | ○ |
| | | | | ③外部電源喪失<br>＋蓄電池－Ａ／Ｂ給電失敗共通原因故障<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧメンテナンスによる待機除外 | 6.8E-13 | <0.1% | | ○ |
| | ＴＢＵ | 外部電源喪失<br>＋ＤＧ失敗<br>＋高圧炉心冷却失敗 | 2.0E-10 | ①外部電源喪失<br>＋軽油貯蔵タンク閉塞<br>＋ＲＣＩＣポンプ起動失敗 | 7.1E-11 | 0.3% | | ○ |
| | | | | ②外部電源喪失<br>＋軽油貯蔵タンク閉塞<br>＋ＲＣＩＣメンテナンスによる待機除外 | 4.6E-11 | 0.2% | | ○ |
| | | | | ③外部電源喪失<br>＋軽油貯蔵タンク閉塞<br>＋ＲＣＩＣ流量制御器故障 | 7.7E-12 | <0.1% | | ○ |
| | | サポート系喪失（直流電源故障）<br>（＋外部電源喪失）<br>＋ＤＧ失敗<br>＋高圧炉心冷却失敗 | 2.1E-08 | ①直流電源故障（区分Ⅰ）<br>＋軽油貯蔵タンク閉塞 | 3.2E-09 | 15.3% | | ○ |
| | | | | ②直流電源故障（区分Ⅰ）<br>＋ＤＧ－２Ｄ運転継続失敗<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗 | 1.4E-09 | 6.9% | | ○ |
| | | | | ③直流電源故障（区分Ⅰ）<br>＋ＤＧ－２Ｄ運転継続失敗<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧ起動失敗 | 9.8E-10 | 4.7% | | ○ |
| | | | | ④直流電源故障（区分Ⅰ）<br>＋ＤＧ－２Ｄ起動失敗<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗 | 9.8E-10 | 4.7% | | ○ |
| | | | | ⑤直流電源故障（区分Ⅰ）<br>＋ＤＧ－２Ｄ起動失敗<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧ起動失敗 | 6.7E-10 | 3.2% | | ○ |
| | | | | ⑥直流電源故障（区分Ⅰ）<br>＋ＤＧ－２Ｄメンテナンス<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗 | 6.3E-10 | 3.0% | | ○ |
| | | | | ⑥直流電源故障（区分Ⅰ）<br>＋ＤＧ－２Ｄ運転継続失敗<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧメンテナンス | 6.3E-10 | 3.0% | | ○ |
| | | | | ⑧直流電源故障（区分Ⅰ）<br>＋ＤＧ－２Ｄメンテナンス<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧ起動失敗 | 4.3E-10 | 2.0% | | ○ |
| | | | | ⑧直流電源故障（区分Ⅰ）<br>＋ＤＧ－２Ｄ起動失敗<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧメンテナンス | 4.3E-10 | 2.0% | | ○ |
| | | | | ⑩直流電源故障（区分Ⅰ）<br>＋軽油貯蔵タンク破損 | 2.1E-10 | 1.0% | | ○ |
| | | | | ⑩直流電源故障（区分Ⅰ）<br>＋軽油貯蔵タンク破損 | 2.1E-10 | 1.0% | | ○ |

※１：全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| ○ 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＋S/R 弁再閉鎖失敗」(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、S/R 弁再閉鎖失敗により、長時間の RCIC 及び高圧代替注水系には期待できない。このため、RCIC 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 による注水が出来ず、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、圧力容器又は格納容器に注水し、格納容器圧力逃がし装置等による除熱を行うことで、格納容器の破損防止を防止することができる。 | 【全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）】<br>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。<br>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。<br>なお，高圧・低圧注水機能喪失における低圧代替注水系と（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。<br><br>第 1-5 表　「全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」<br>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※1 | 有効性を確認する主な対策 | 対策の有効性 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 全交流動力電源喪失 | ＴＢＰ | 外部電源喪失<br>＋ＤＧ失敗<br>＋逃がし安全弁再閉鎖失敗<br>＋ＨＰＣＳ失敗 | 3.0E-10 | ①外部電源喪失<br>＋軽油貯蔵タンク閉塞<br>＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 | 2.5E-10 | 47.8% | ・代替代替注水系（可搬型） | ○ |
| | | | | ②外部電源喪失<br>＋軽油貯蔵タンク破損<br>＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 | 1.7E-11 | 3.2% | | ○ |
| | | | | ③外部電源喪失<br>＋ＤＧ－２Ｃ／２Ｄ運転継続失敗共通原因故障<br>＋逃がし安全弁再閉鎖失敗<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗 | 2.4E-12 | 0.5% | | ○ |
| | | サポート系喪失（直流電源故障）<br>（＋外部電源喪失）<br>＋ＤＧ失敗<br>＋逃がし安全弁再閉鎖失敗<br>＋ＨＰＣＳ失敗 | 2.3E-10 | ①直流電源故障（区分Ⅰ）<br>＋軽油貯蔵タンク閉塞<br>＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 | 1.7E-11 | 3.2% | | ○ |
| | | | | ①直流電源故障（区分Ⅱ）<br>＋軽油貯蔵タンク閉塞<br>＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 | 1.7E-11 | 3.2% | | ○ |
| | | | | ③直流電源故障（区分Ⅰ）<br>＋ＤＧ－２Ｄ運転継続失敗<br>＋逃がし安全弁再閉鎖失敗<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗 | 7.6E-12 | 1.4% | | ○ |
| | | | | ③直流電源故障（区分Ⅱ）<br>＋ＤＧ－２Ｃ運転継続失敗<br>＋逃がし安全弁再閉鎖失敗<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗 | 7.6E-12 | 1.4% | | ○ |

※1：全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| 【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)）<br>○ 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 CDF 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 CDF に占める CDF の割合が約 99.9%であり、全 CDF の殆どを占める事故シーケンスグループである。<br>○ 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ユニット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。<br>○ 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＋S/R 弁再閉鎖失敗＋除熱失敗」では、残留熱除去系起動操作失敗のヒューマンエラーが抽出されている。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。<br>○ 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。<br>○ 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 CDF の約 99.9%を占める「崩壊熱除去機能喪失」に対しては CDF の殆どの割合に対して、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。 | 【崩壊熱除去機能喪失】<br>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。<br>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。<br>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。<br>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。 | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

# 比較表

## 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版）

### 1-1 表 事故シーケンスの分析(最小カットセットの抽出)結果(3/7)※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 (/炉年) | 炉心損傷頻度 主要な事故シーケンスへの寄与割合 (%) | 炉心損傷頻度 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 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| TW (崩壊熱除去機能喪失) ($8.7\times10^{-6}$ /炉年) | 過渡事象 +除熱失敗 ($5.0\times10^{-6}$ /炉年) | 隔離事象+残留熱除去系起動操作失敗 | $3.6\times10^{-6}$ | 72 | 41 | ・手動減圧<br>・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)<br>・代替格納容器冷却スプレイ系<br>・代替原子炉補機冷却系(熱交換ユニット+代替原子炉補機冷却海水ポンプ)<br>・格納容器圧力逃がし装置<br>・常設代替交流電源設備<br>・可搬型代替注水ポンプ(水源補給) | ○ |
| | | 隔離事象+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障) | $3.0\times10^{-7}$ | 6.0 | 3.4 | | ○ |
| | | 隔離事象+原子炉補機冷却系ポンプ起動失敗(共通原因故障) | $9.8\times10^{-8}$ | 2.0 | 1.1 | | ○ |
| | 過渡事象 +S/R 弁再閉鎖失敗 +除熱失敗 ($3.8\times10^{-7}$ /炉年) | 非隔離事象+S/R 弁再閉鎖失敗+残留熱除去系起動操作失敗 | $1.2\times10^{-7}$ | 32 | 1.4 | | ○ |
| | | 非隔離事象+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障) | $9.8\times10^{-9}$ | 2.6 | 0.1 | | ○ |
| | | 非隔離事象+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却水ポンプ起動失敗(共通原因故障) | $3.2\times10^{-9}$ | 0.8 | <0.1 | | ○ |
| | 通常停止 +除熱失敗 ($2.7\times10^{-6}$ /炉年) | 通常停止+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障) | $8.8\times10^{-7}$ | 33 | 10 | | ○ |
| | | 通常停止+原子炉補機冷却海水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障) | $6.4\times10^{-7}$ | 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) | $7.2\times10^{-11}$ | <0.1 | <0.1 | | △※3 |
| | 通常停止 +S/R 弁再閉鎖失敗 +除熱失敗 ($2.1\times10^{-8}$ /炉年) | 通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+常用系(復水器)を用いた除熱操作失敗+残留熱除去系起動操作失敗 | $6.1\times10^{-9}$ | 29 | 0.1 | | ○ |
| | | 通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障)+常用系(復水器)を用いた除熱操作失敗 | $5.0\times10^{-10}$ | 2.4 | <0.1 | | ○ |
| | | 通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+起動用グランド蒸気元弁開失敗+残留熱除去系起動操作失敗 | $3.1\times10^{-10}$ | 1.5 | <0.1 | | ○ |
| | | 通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+起動停止用蒸気式空気抽出系第一段蒸気入口弁開失敗+残留熱除去系起動操作失敗 | $3.1\times10^{-10}$ | 1.5 | <0.1 | | ○ |
| | | 通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+起動停止用蒸気式空気抽出系第二段蒸気入口弁開失敗+残留熱除去系起動操作失敗 | $3.1\times10^{-10}$ | 1.5 | <0.1 | | ○ |
| | | 通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+起動停止用蒸気式空気抽出系第一段空気入口弁開失敗+残留熱除去系起動操作失敗 | $3.1\times10^{-10}$ | 1.5 | <0.1 | | ○ |
| | | 通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+起動停止用蒸気式空気抽出系第二段空気入口弁開失敗+残留熱除去系起動操作失敗 | $3.1\times10^{-10}$ | 1.5 | <0.1 | | ○ |
| | | 通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+起動停止用蒸気式空気抽出系空気出口弁開失敗+残留熱除去系起動操作失敗 | $3.1\times10^{-10}$ | 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、シーケンスの上の主な特徴に着目して詳細化して分類したもの。
　　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 CDF の合計を示す。
※3　長期 TB の対策で対応可能。

## 東二

### 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(/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※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 | 過渡事象＋ＲＨＲ失敗 | 4.4E-05 | ①非隔離事象＋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原子炉緊急停止系誤動作等＋ＲＨＲ系操作失敗 | 6.0E-06 | 9.9% | | ○ |
| | | | | ③非隔離事象＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通原因故障 | 2.9E-06 | 4.8% | [取水機能喪失時]・緊急用海水系 | ○ |
| | | | | ④隔離事象＋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 | ○ |
| | | | | ⑤水位低下事象＋ＲＨＲ系操作失敗 | 2.9E-06 | 4.9% | | ○ |
| | | | | ⑥原子炉緊急停止系誤動作等＋ＲＨＲＳ－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 | ○ |
| | | | | ⑦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 | ○ |
| | | | | ⑧非隔離事象＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ流量調整弁開失敗共通原因故障 | 6.1E-07 | 1.0% | | ○ |
| | | | | ⑨隔離事象＋ＲＨＲＳ－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＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通原因故障 | 4.6E-07 | 0.8% | | ○ |
| | | | | ⑪非隔離事象＋ＲＨＲ－Ａ／Ｂ熱交バイパス弁開失敗共通原因故障 | 3.8E-07 | 0.6% | [ＲＨＲ故障時]・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント | ○ |
| | | | | ⑫外部電源喪失＋ＲＨＲ系操作失敗 | 4.5E-07 | 0.7% | | ○ |
| | | | | ⑬非隔離事象＋ＲＨＲ－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非隔離事象＋ＲＨＲ－Ａ／Ｂポンプ起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 | ○ |
| | | | | ⑮非隔離事象＋ＲＨＲ－Ａ／Ｂポンプ室空調ファン起動失敗共通原因故障 | 3.1E-07 | 0.5% | | ○ |
| | | | | ⑯原子炉緊急停止系誤動作等＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ流量調整弁開失敗共通原因故障 | 2.0E-07 | 0.3% | | ○ |
| | | | | ⑰非隔離事象＋ＲＨＲ－Ａ／Ｂポンプ運転継続失敗共通原因故障 | 1.7E-07 | 0.3% | | ○ |
| | | | | ⑱全給水喪失＋ＲＨＲＳ－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非隔離事象＋ＲＨＲ－Ａ／Ｂ／Ｃポンプ起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 | ○ |
| | | | | ⑳非隔離事象＋ＲＨＲ－Ａ／Ｂ／Ｃポンプ室空調ファン起動失敗共通原因故障 | 1.6E-07 | 0.3% | | ○ |
| | | | | ㉑原子炉緊急停止系誤動作等＋ＲＨＲ－Ａ／Ｂ熱交バイパス弁開失敗共通原因故障 | 1.2E-07 | 0.2% | | ○ |
| | | | | ㉒原子炉緊急停止系誤動作等＋ＲＨＲ－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原子炉緊急停止系誤動作等＋ＲＨＲ－Ａ／Ｂポンプ起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原子炉緊急停止系誤動作等＋ＲＨＲ－Ａ／Ｂポンプ室空調ファン起動失敗共通原因故障 | 1.0E-07 | 0.2% | | ○ |
| | | 過渡事象＋透がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗 | 3.8E-07 | ①透がし安全弁誤開放＋ＲＨＲ系操作失敗 | 1.1E-07 | 0.2% | | ○ |
| | | | | ②非隔離事象＋透がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ系操作失敗 | 9.7E-08 | 0.2% | | ○ |
| | | | | ③透がし安全弁誤開放＋ＲＨＲＳ－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／サポート系喪失（手動停止）＋ＲＨＲ失敗 | 9.9E-06 | ①計画外停止＋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計画外停止＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通原因故障 | 7.4E-07 | 1.2% | [取水機能喪失時]・緊急用海水系 | ○ |
| | | | | ③残留熱除去系海水系故障（区分Ⅰ）＋ＲＨＲＳ－Ｂメンテナンスによる待機除外 | 2.7E-07 | 0.4% | | ○ |
| | | | | ③残留熱除去系海水系故障（区分Ⅱ）＋ＲＨＲＳ－Ａメンテナンスによる待機除外 | 2.7E-07 | 0.4% | | ○ |
| | | | | ③計画外停止＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ流量調整弁開失敗共通原因故障 | 1.5E-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 | ○ |
| | | 手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋透がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗 | 5.2E-08 | ①計画外停止＋透がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ系操作失敗 | 2.5E-08 | <0.1% | | ○ |
| | | | | ②計画外停止＋透がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通原因故障 | 3.9E-09 | <0.1% | [取水機能喪失時]・緊急用海水系 | ○ |
| | | | | ③残留熱除去系海水系故障（区分Ⅰ）＋透がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲＳ－Ｂメンテナンスによる待機除外 | 1.4E-09 | <0.1% | | ○ |
| | | | | ③残留熱除去系海水系故障（区分Ⅱ）＋透がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲＳ－Ａメンテナンスによる待機除外 | 1.4E-09 | <0.1% | | ○ |
| | | サポート系喪失（自動停止）＋ＲＨＲ失敗 | 1.7E-06 | ①直流電源故障（区分Ⅰ）＋ＲＨＲＳ－Ｂメンテナンスによる待機除外 | 1.0E-07 | 0.2% | | ○ |
| | | | | ①直流電源故障（区分Ⅱ）＋ＲＨＲＳ－Ａメンテナンスによる待機除外 | 1.0E-07 | 0.2% | | ○ |
| | | | | ②交流電源故障（区分Ⅱ）＋ＲＨＲＳ－Ａメンテナンスによる待機除外 | 5.7E-08 | <0.1% | | ○ |
| | | サポート系喪失（自動停止）＋透がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗 | 8.9E-09 | ①直流電源故障（区分Ⅰ）＋透がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲＳ－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）＋透がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲＳ－Ａメンテナンスによる待機除外 | 5.4E-10 | <0.1% | | ○ |
| | | | | ②交流電源故障（区分Ⅱ）＋透がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲＳ－Ａメンテナンスによる待機除外 | 3.0E-10 | <0.1% | | ○ |
| | | 中小破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗 | 7.4E-08 | 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 | ○ |
| | | | | ②中破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ系操作失敗 | 2.2E-08 | <0.1% | | ○ |
| | | | | ③小破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲＳ－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 | 3.0E-09 | 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＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通原因故障 | 3.4E-10 | <0.1% | **[取水機能喪失時]・緊急用海水系** | ○ |
| | | | | ③大破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ流量調整弁開失敗共通原因故障 | 7.2E-11 | <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** | ○ |

※１：崩壊熱除去喪失（ＴＷ，ＴＢＷ）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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

# 比較表

## 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版）

### 第 1-1 表 事故シーケンスの分析(最小カットセットの抽出)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 | 炉心損傷頻度 (/炉年) | 炉心損傷頻度 主要な事故シーケンスへの寄与割合 (%) | 炉心損傷頻度 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 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| TW (崩壊熱除去機能喪失) ($8.7\times10^{-6}$ /炉年) | サポート系喪失 +除熱失敗 ($5.5\times10^{-7}$ /炉年) | 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 | $9.6\times10^{-8}$ | 17 | 1.1 | ・手動減圧<br>・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)<br>・代替格納容器冷却スプレイ系<br>・代替原子炉補機冷却系(熱交換ユニット+代替原子炉補機冷却海水ポンプ)<br>・格納容器圧力逃がし装置<br>・常設代替交流電源設備<br>・可搬型代替注水ポンプ(水源補給) | ○ |
| | | 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(二重)) | $1.5\times10^{-8}$ | 2.7 | 0.2 | | ○ |
| | | 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)) | $7.9\times10^{-9}$ | 1.4 | 0.1 | | ○ |
| | サポート系喪失 +S/R 弁再閉鎖失敗 +除熱失敗 ($2.9\times10^{-9}$ /炉年) | 原子炉補機冷却海水系故障(C 系)+S/R 弁再閉鎖失敗+残留熱除去系起動操作失敗 | $5.0\times10^{-10}$ | 17 | <0.1 | | ○ |
| | | 原子炉補機冷却海水系故障(C 系)+S/R 弁再閉鎖失敗+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)) | $8.0\times10^{-11}$ | 2.8 | <0.1 | | ○ |
| | | 原子炉補機冷却海水系故障(C 系)+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障(三重以上)) | $4.1\times10^{-11}$ | 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、シーケンスの上の主な特徴に着目して詳細化して分類したもの。
　　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 CDF の合計を示す。

## 東二

### 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※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 | TBW | サポート系喪失（自動停止）<br>＋ＲＨＲ失敗 | 1.7E-06 | ①直流電源故障（区分Ⅰ）<br>＋ＲＨＲＳ－Ｂメンテナンスによる待機除外 | 1.0E-07 | 0.2% | ［ＲＨＲ故障時］<br>・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント<br>［取水機能喪失時］<br>・緊急用海水系 | ○ |
| | | | | ①直流電源故障（区分Ⅱ）<br>＋ＲＨＲＳ－Ａメンテナンスによる待機除外 | 1.0E-07 | 0.2% | | ○ |
| | | | | ③交流電源故障（区分Ⅱ）<br>＋ＲＨＲＳ－Ａメンテナンスによる待機除外 | 5.7E-08 | <0.1% | | ○ |
| | | サポート系喪失（自動停止）<br>＋逃がし安全弁再閉鎖失敗<br>＋ＲＨＲ失敗 | 8.9E-09 | ①直流電源故障（区分Ⅰ）<br>＋逃がし安全弁再閉鎖失敗<br>＋ＲＨＲＳ－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）<br>＋逃がし安全弁再閉鎖失敗<br>＋ＲＨＲＳ－Ａメンテナンスによる待機除外 | 5.4E-10 | <0.1% | | ○ |
| | | | | ③交流電源故障（区分Ⅱ）<br>＋逃がし安全弁再閉鎖失敗<br>＋ＲＨＲＳ－Ａメンテナンスによる待機除外 | 3.0E-10 | <0.1% | | ○ |
| | | 外部電源喪失<br>＋ＤＧ失敗<br>（ＨＰＣＳ成功） | 6.9E-07 | ①外部電源喪失<br>＋ＤＧ－２Ｃ／２Ｄ運転継続失敗共通原因故障 | 2.0E-07 | 0.3% | | ○ |
| | | | | ②外部電源喪失<br>＋ＤＧ－２Ｃ／２Ｄ起動失敗共通原因故障 | 1.3E-07 | 0.2% | | ○ |
| | | | | ③外部電源喪失<br>＋ＤＧＳＷ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通原因故障 | 7.2E-08 | 0.1% | | ○ |
| | | 外部電源喪失<br>＋ＤＧ失敗<br>＋逃がし安全弁再閉鎖失敗<br>（ＨＰＣＳ成功） | 3.6E-09 | ①外部電源喪失<br>＋ＤＧ－２Ｃ／２Ｄ運転継続失敗共通原因故障<br>＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 | 1.0E-09 | <0.1% | | ○ |
| | | | | ②外部電源喪失<br>＋ＤＧ－２Ｃ／２Ｄ起動失敗共通原因故障<br>＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 | 7.0E-10 | <0.1% | | ○ |
| | | | | ③外部電源喪失<br>＋ＤＧＳＷ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通原因故障<br>＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 | 3.7E-10 | <0.1% | | ○ |
| | | 外部電源喪失<br>＋直流電源失敗<br>（ＨＰＣＳ成功） | 6.9E-10 | ①外部電源喪失<br>＋蓄電池－Ａ／Ｂ給電失敗共通原因故障 | 6.9E-10 | <0.1% | | ○ |
| | | | | ②外部電源喪失<br>＋蓄電池－Ａ／Ｂ給電失敗共通原因故障<br>＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 | 3.6E-12 | <0.1% | | ○ |
| | | | | ③外部電源喪失<br>＋蓄電池－Ａ給電失敗<br>＋蓄電池－Ｂ給電失敗 | 1.7E-12 | <0.1% | | ○ |
| | | サポート系喪失（直流電源故障）<br>＋ＤＧ失敗<br>（ＨＰＣＳ成功） | 4.1E-06 | ①直流電源故障（区分Ⅰ）<br>＋ＤＧ－２Ｄ運転継続失敗 | 6.3E-07 | 1.0% | | ○ |
| | | | | ①直流電源故障（区分Ⅱ）<br>＋ＤＧ－２Ｃ運転継続失敗 | 6.3E-07 | 1.0% | | ○ |
| | | | | ③直流電源故障（区分Ⅰ）<br>＋ＤＧ－２Ｄ起動失敗 | 4.3E-07 | 0.7% | | ○ |
| | | | | ③直流電源故障（区分Ⅱ）<br>＋ＤＧ－２Ｃ起動失敗 | 4.3E-07 | 0.7% | | ○ |
| | | | | ⑤直流電源故障（区分Ⅰ）<br>＋ＤＧ－２Ｄメンテナンスによる待機除外 | 2.7E-07 | 0.5% | | ○ |
| | | | | ⑤直流電源故障（区分Ⅱ）<br>＋ＤＧ－２Ｃメンテナンスによる待機除外 | 2.7E-07 | 0.5% | | ○ |
| | | サポート系喪失（直流電源故障）<br>＋ＤＧ失敗<br>＋逃がし安全弁再閉鎖失敗<br>（ＨＰＣＳ成功） | 2.1E-08 | ①直流電源故障（区分Ⅰ）<br>＋ＤＧ－２Ｄ運転継続失敗<br>＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 | 3.3E-09 | <0.1% | | ○ |
| | | | | ①直流電源故障（区分Ⅱ）<br>＋ＤＧ－２Ｃ運転継続失敗<br>＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 | 3.3E-09 | <0.1% | | ○ |
| | | | | ③直流電源故障（区分Ⅰ）<br>＋ＤＧ－２Ｄ起動失敗<br>＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 | 2.2E-09 | <0.1% | | ○ |
| | | | | ③直流電源故障（区分Ⅱ）<br>＋ＤＧ－２Ｃ起動失敗<br>＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 | 2.2E-09 | <0.1% | | ○ |
| | | 中小破断ＬＯＣＡ<br>＋ＲＨＲ失敗 | 7.4E-08 | ①小破断ＬＯＣＡ<br>＋ＲＨＲ系操作失敗 | 3.3E-08 | <0.1% | | ○ |
| | | | | ②中破断ＬＯＣＡ<br>＋ＲＨＲ系操作失敗 | 2.2E-08 | <0.1% | | ○ |
| | | | | ③小破断ＬＯＣＡ<br>＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通原因故障 | 5.2E-09 | <0.1% | | ○ |
| | | 大破断ＬＯＣＡ<br>＋ＲＨＲ失敗 | 3.0E-09 | ①大破断ＬＯＣＡ<br>＋ＲＨＲ系操作失敗 | 2.2E-09 | <0.1% | | ○ |
| | | | | ②大破断ＬＯＣＡ<br>＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通原因故障 | 3.4E-10 | <0.1% | | ○ |
| | | | | ③大破断ＬＯＣＡ<br>＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ流量調整弁開失敗共通原因故障 | 7.2E-11 | <0.1% | | ○ |

※１：崩壊熱除去喪失（ＴＷ，ＴＢＷ）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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

## 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版）

【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)）

○ 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 CDF 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 CDF に占める CDF の割合が 0.1%未満であり、全 CDF 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。

○ 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 号炉及び 7 号炉では、今回重大事故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。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。

○ 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 5.1×10-12 /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対処設備として位置づけた SLC が含まれていることからも、これらの今回重大事故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。

第 1-1 表 事故シーケンスの分析(最小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 (/炉年) | 炉心損傷頻度 主要な事故シーケンスへの寄与割合（%） | 炉心損傷頻度 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 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| TC (原子炉停止機能喪失) ($5.1\times10^{-12}$ /炉年) | 過渡事象 +原子炉停止失敗 ($5.0\times10^{-12}$ /炉年) | 非隔離事象+制御棒挿入失敗+SLC 手動操作失敗 | $2.2\times10^{-12}$ | 44 | 43 | ・代替制御棒挿入機能<br>・代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能<br>・ほう酸水注入系<br>・高圧炉心注水系<br>・原子炉隔離時冷却系<br>・残留熱除去系 | — |
| | | 非隔離事象+制御棒挿入失敗+SLC ほう酸水タンク閉塞 | $6.1\times10^{-16}$ | <0.1 | <0.1 | | — |
| | | 非隔離事象+制御棒挿入失敗+SLC ほう酸水タンク保温用ヒーター制御回路遮断器閉失敗 | $2.1\times10^{-16}$ | <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、シーケンスの上の主な特徴に着目して詳細化して分類したもの。
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 CDF の合計を示す。

## 東二

【原子炉停止機能喪失】

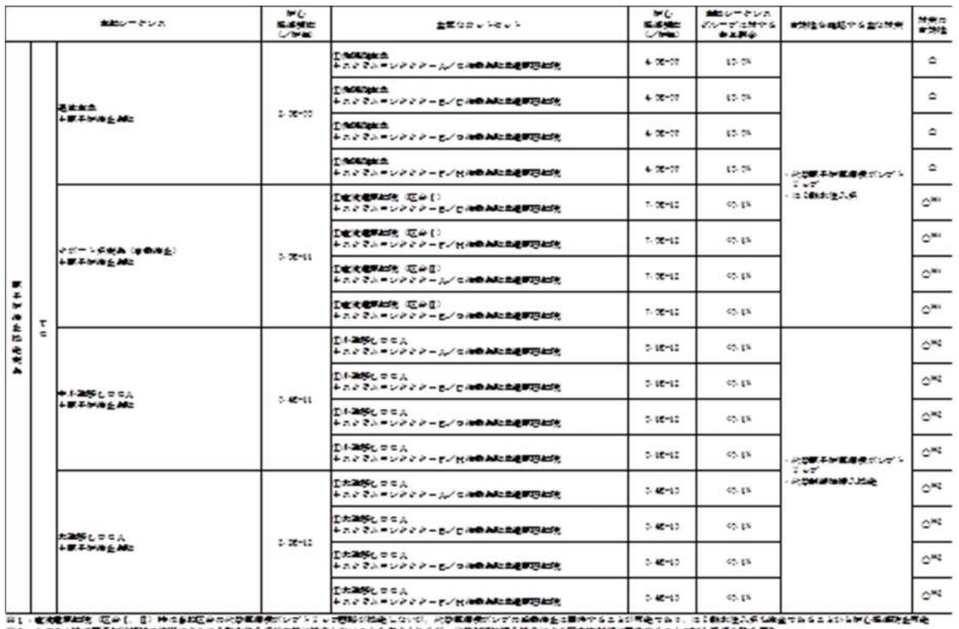
いずれの事故シーケンスにおいても，電気的故障としてスクラムコンタクタの故障を原子炉停止機能喪失の要因とするカットセットが上位に抽出されている。

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。

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ＣＤＦ，事故シーケンスグループ別ＣＤＦ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。

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代替制御棒挿入による反応度制御により対応可能である。

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



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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| 【主要なカットセットに対する検討】(LOCA 時注水機能喪失(LOCA)) | 【ＬＯＣＡ時注水機能喪失】 | |
| ○ 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 CDF 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 CDF に占める CDF の割合が約 0.1%であり、全 CDF 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。 | ○中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗<br>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，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。<br>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。<br>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。 | |
| ○ 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 LOCA により RCIC に期待できず、原子炉補機冷却系等の喪失により、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、逃がし安全弁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。 | ○中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗<br>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，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。<br>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。<br><br>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。 | |
| ○ 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ヒューマンエラー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、逃がし安全弁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ヒューマンエラー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。 | | |
| ○ LOCA が発生しているにも係わらず、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係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ヒューマンエラーについては、訓練等によりその発生可能性の低減に努めていく。 | | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

# 比較表

## 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版）

### 第 1-1 表 事故シーケンスの分析(最小カットセットの抽出)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 (/炉年) | 炉心損傷頻度 主要な事故シーケンスへの寄与割合 (%) | 炉心損傷頻度 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 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| LOCA (LOCA 時注水機能喪失) ($4.5\times10^{-9}$ /炉年) | LOCA +高圧/低圧注水失敗 ($3.9\times10^{-9}$ /炉年) | 中 LOCA+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障) | $2.3\times10^{-9}$ | 59 | 51 | ・手動減圧<br>・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)<br>・代替格納容器冷却スプレイ系<br>・代替原子炉補機冷却系<br>・格納容器圧力逃がし装置<br>・可搬型代替注水ポンプ(水源補給) | ○ |
| | | 中 LOCA+原子炉補機冷却系ポンプ起動失敗(共通原因故障) | $7.6\times10^{-10}$ | 19 | 17 | | ○ |
| | | 中 LOCA+原子炉補機冷却系電動弁(原子炉補機冷却系熱交換器出口)開失敗(共通原因故障) | $3.0\times10^{-10}$ | 7.7 | 6.8 | | ○ |
| | LOCA +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 ($6.0\times10^{-11}$ /炉年) | 中 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) | $4.3\times10^{-11}$ | 72 | 1.0 | | －※3 |
| | | 中 LOCA+注水不能認知失敗+ECCS デジタル制御系(DTM)故障(多重故障) | $1.4\times10^{-11}$ | 23 | 0.3 | | －※3 |
| | | 中 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 | $3.9\times10^{-13}$ | 0.7 | <0.1 | | －※3 |

※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、シーケンスの上の主な特徴に着目して詳細化して分類したもの。
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 CDF 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ヒューマンエラーについては、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考える。

## 東二

### 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（／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 | 有効性を確認する主な対策 | 対策の有効性 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ＬＯＣＡ時注水機能喪失 | ＳＩＥ、ＳＺＥ | 中小破断ＬＯＣＡ<br>＋高圧炉心冷却失敗<br>＋低圧炉心冷却失敗 | 1.5E-11 | ①中破断ＬＯＣＡ<br>＋ＨＰＣＳ入口逆止弁（Ｓ／Ｐ側）開失敗<br>＋ＲＨＲＳ－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） | △※1 |
| | | | | ②中破断ＬＯＣＡ<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷメンテナンスによる待機除外<br>＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通原因故障 | 9.3E-13 | 4.3% | | △※1 |
| | | | | ③中破断ＬＯＣＡ<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷ海水ストレーナ閉塞<br>＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通原因故障 | 4.5E-13 | 2.1% | | △※1 |
| | | | | ④ＬＯＣＡ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷポンプ起動失敗＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通要因故障 | 2.9E-13 | 1.3% | | △※1 |
| | | | | ⑤ＬＯＣＡ＋ＨＰＣＳメンテナンス＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通要因故障 | 2.9E-13 | 1.3% | | △※1 |
| | | | | ⑥ＬＯＣＡ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ軽油ストレーナ閉塞＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通要因故障 | 2.9E-13 | 1.3% | | △※1 |
| | | | | ⑦ＬＯＣＡ＋ＨＰＣＳクーラ入口弁開け忘れ＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通要因故障 | 2.9E-13 | 1.3% | | △※1 |
| | | | | ⑦ＬＯＣＡ＋ＨＰＣＳメカシールクーラ入口弁開け忘れ＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通要因故障 | 2.9E-13 | 1.3% | | △※1 |
| | | | | ⑦ＬＯＣＡ＋ＨＰＣＳクーラ出口弁開け忘れ＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通要因故障 | 2.9E-13 | 1.3% | | △※1 |
| | | | | ⑦ＬＯＣＡ＋ＨＰＣＳポンプ室空調１冷却水入口弁開け忘れ＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通要因故障 | 2.9E-13 | 1.3% | | △※1 |
| | | | | ⑦ＬＯＣＡ＋ＨＰＣＳポンプ室空調１冷却水出口弁開け忘れ＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通要因故障 | 2.9E-13 | 1.3% | | △※1 |
| | | | | ⑦ＬＯＣＡ＋ＨＰＣＳポンプ室空調２冷却水入口弁開け忘れ＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通要因故障 | 2.9E-13 | 1.3% | | △※1 |
| | | | | ⑦ＬＯＣＡ＋ＨＰＣＳポンプ室空調２冷却水出口弁開け忘れ＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通要因故障 | 2.9E-13 | 1.3% | | △※1 |
| | | | | ⑦ＬＯＣＡ＋ＨＰＣＳポンプ室空調ファン元弁開け忘れ＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通要因故障 | 2.9E-13 | 1.3% | | △※1 |
| | | | | ⑦ＬＯＣＡ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷポンプ出口弁開け忘れ＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通要因故障 | 2.9E-13 | 1.3% | | △※1 |
| | | | | ⑦ＬＯＣＡ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷ放出ライン隔離弁開け忘れ＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通要因故障 | 2.9E-13 | 1.3% | | △※1 |
| | | | | ⑦ＬＯＣＡ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷ放出ライン排水弁１開け忘れ＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通要因故障 | 2.9E-13 | 1.3% | | △※1 |
| | | | | ⑦ＬＯＣＡ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷ放出ライン排水弁２開け忘れ＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通要因故障 | 2.9E-13 | 1.3% | | △※1 |
| | | | | ⑦ＬＯＣＡ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷエンジンエアクーラ入口弁開け忘れ＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通要因故障 | 2.9E-13 | 1.3% | | △※1 |
| | | | | ⑦ＬＯＣＡ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷエンジンエアクーラ入口弁開け忘れ＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通要因故障 | 2.4E-13 | 1.1% | | △※1 |
| | | | | ⑦ＬＯＣＡ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷ系統出口隔離弁開け忘れ＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通要因故障 | 2.3E-13 | 1.1% | | △※1 |
| | | | | ⑦ＬＯＣＡ＋ＨＰＣＳ入口逆止弁（Ｓ／Ｐ側）開失敗＋ＲＨＲＳ－流量調整弁開失敗共通要因故障 | 2.3E-13 | 1.1% | | △※1 |
| | | | | ⑦ＬＯＣＡ＋復水貯蔵タンクＡ真空逃がし弁作動失敗＋ＨＰＣＳ水源切替操作失敗＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通要因故障 | 1.3E-13 | 0.6% | | △※1 |
| | | | | ⑦ＬＯＣＡ＋復水貯蔵タンクＢ真空逃がし弁作動失敗＋ＨＰＣＳ水源切替操作失敗＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通要因故障 | 1.3E-13 | 0.6% | | △※1 |
| | | 中小破断ＬＯＣＡ<br>＋高圧炉心冷却失敗<br>＋原子炉減圧失敗 | 4.6E-12 | ①中破断ＬＯＣＡ<br>＋ＨＰＣＳ入口逆止弁（Ｓ／Ｐ側）開失敗<br>＋原子炉水位トランスミッタ（Ｌ－１）－Ａ／Ｂ／Ｃ／Ｄ作動失敗共通原因故障<br>＋注水不能認知失敗 | 1.3E-13 | 0.6% | | △※1 |
| | | | | ②中破断ＬＯＣＡ<br>＋ＨＰＣＳ入口逆止弁（Ｓ／Ｐ側）開失敗<br>＋原子炉水位トランスミッタ（Ｌ－３）－Ａ／Ｂ作動失敗共通原因故障<br>＋注水不能認知失敗 | 1.3E-13 | 0.6% | | △※1 |
| | | | | ③中破断ＬＯＣＡ<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷメンテナンスによる待機除外<br>＋原子炉水位トランスミッタ（Ｌ－１）－Ａ／Ｂ／Ｃ／Ｄ作動失敗共通原因故障<br>＋注水不能認知失敗 | 1.0E-13 | 0.5% | | △※1 |
| － | ＡＥ | 大破断ＬＯＣＡ<br>＋高圧炉心冷却失敗<br>＋低圧炉心冷却失敗 | 1.4E-12 | ①大破断ＬＯＣＡ<br>＋ＨＰＣＳ入口逆止弁（Ｓ／Ｐ側）開失敗<br>＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通原因故障 | 1.1E-13 | 0.5% | | － |
| | | | | ②大破断ＬＯＣＡ<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷメンテナンスによる待機除外<br>＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通原因故障 | 9.3E-14 | 0.4% | | － |
| | | | | ③大破断ＬＯＣＡ<br>＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷ海水ストレーナ閉塞<br>＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通原因故障 | 4.5E-14 | 0.2% | | － |

※1：ＬＯＣＡの破断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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

## 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版）

【主要なカットセットに対する検討】（ISLOCA）

○ 第 1-1 表より、事故シーケンスグループ「ISLOCA」については CDF の約 61%のカットセットを確認した。なお、「ISLOCA」は全 CDF に占める CDF の割合が 0.1%未満であり、全 CDF 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。

○ 主要な事故シーケンスである、「ISLOCA」では、HPCF 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出来る。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共に、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。

第 1-1 表 事故シーケンスの分析(最小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 | 炉心損傷頻度 (/炉年) | 炉心損傷頻度 主要な事故シーケンスへの寄与割合 (%) | 炉心損傷頻度 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 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ISLOCA ($9.5\times10^{-11}$ /炉年) | ISLOCA ($9.5\times10^{-11}$ /炉年) | 定例試験時 HPCF(B 系)試験可能逆止弁内部リーク+HPCF(B 系)ポンプ吸込部配管破損+HPCF(B 系)注入隔離弁閉失敗 | $1.5\times10^{-11}$ | 16 | 16 | ・ISLOCA 発生箇所の隔離<br>・高圧炉心注水系<br>・手動減圧<br>・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)ポンプ吸込部配管破損+HPCF(C 系)注入隔離弁閉失敗 | $1.5\times10^{-11}$ | 16 | 16 | | ○ |
| | | 定例試験時 HPCF(B 系)注入隔離弁誤開+HPCF(B 系)ポンプ吸込部配管破損+HPCF(B 系)試験可能逆止弁閉失敗 | $1.4\times10^{-11}$ | 15 | 15 | | ○ |
| | | 定例試験時 HPCF(C 系)注入隔離弁誤開+HPCF(C 系)ポンプ吸込部配管破損+HPCF(C 系)試験可能逆止弁閉失敗 | $1.4\times10^{-11}$ | 15 | 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、シーケンスの上の主な特徴に着目して詳細化して分類したもの。
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 CDF の合計を示す。

## 東二

【格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）】

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。

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 | | | 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 | 有効性を確認する主な対策 | 対策の有効性 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 格納容器バイパス | ＩＳＬＯＣＡ | インターフェイスシステムＬＯＣＡ | 4.8E-10 | ①ＲＨＲ－Ａテスタブル逆止弁定期試験<br>＋ＲＨＲ－Ａ注入弁定期試験時の通常状態への復旧失敗<br>＋ＲＨＲ－Ａテスタブル逆止弁閉失敗<br>＋ＲＨＲ－Ａ吐出配管破断 | 1.5E-10 | 30.4% | ・破損系統を除く原子炉注水機能<br>・破損系統の隔離 | ○ |
| | | | | ①ＲＨＲ－Ｂテスタブル逆止弁定期試験<br>＋ＲＨＲ－Ｂ注入弁定期試験時の通常状態への復旧失敗<br>＋ＲＨＲ－Ｂテスタブル逆止弁閉失敗<br>＋ＲＨＲ－Ｂ吐出配管破断 | 1.5E-10 | 30.4% | | ○ |
| | | | | ②ＲＨＲ－Ｃテスタブル逆止弁定期試験<br>＋ＲＨＲ－Ｃ注入弁定期試験時の通常状態への復旧失敗<br>＋ＲＨＲ－Ｃテスタブル逆止弁閉失敗<br>＋ＲＨＲ－Ｃ吐出配管破断 | 5.9E-11 | 12.1% | | ○ |
| | | | | ④ＲＨＲ停止時冷却ライン（吸込）格納容器外隔離弁内部リーク<br>＋ＲＨＲ停止時冷却ライン（吸込）格納容器内隔離弁内部リーク<br>＋ＲＨＲ低圧配管破断 | 1.7E-11 | 3.6% | | ○ |
| | | | | ④ＲＨＲ停止時冷却ライン（吸込）格納容器内隔離弁内部リーク<br>＋ＲＨＲ停止時冷却ライン（吸込）格納容器外隔離弁内部リーク<br>＋ＲＨＲ低圧配管破断 | 1.7E-11 | 3.6% | | ○ |
| | | | | ⑤ＲＨＲ停止時冷却ライン（吸込）格納容器外隔離弁誤開<br>＋ＲＨＲ停止時冷却ライン（吸込）格納容器内隔離弁内部リーク<br>＋ＲＨＲ低圧配管破断 | 1.1E-11 | 2.2% | | ○ |
| | | | | ⑥ＲＨＲ停止時冷却ライン（吸込）格納容器内隔離弁誤開<br>＋ＲＨＲ停止時冷却ライン（吸込）格納容器外隔離弁内部リーク<br>＋ＲＨＲ低圧配管破断 | 1.1E-11 | 2.2% | | ○ |
| | | | | ⑥ＲＨＲ停止時冷却ライン（吸込）格納容器外隔離弁内部リーク<br>＋ＲＨＲ停止時冷却ライン（吸込）格納容器内隔離弁誤開<br>＋ＲＨＲ低圧配管破断 | 1.1E-11 | 2.2% | | ○ |
| | | | | ⑥ＲＨＲ停止時冷却ライン（吸込）格納容器内隔離弁内部リーク<br>＋ＲＨＲ停止時冷却ライン（吸込）格納容器外隔離弁誤開<br>＋ＲＨＲ低圧配管破断 | 1.1E-11 | 2.2% | | ○ |
| | | | | ⑩ＨＰＣＳテスタブル逆止弁定期試験<br>＋ＨＰＣＳ注入弁内部リーク<br>＋ＨＰＣＳポンプ出口逆止弁内部リーク<br>＋ＨＰＣＳ低圧配管破断 | 8.6E-12 | 1.8% | | ○ |
| | | | | ⑪ＲＨＲ－Ａテスタブル逆止弁定期試験<br>＋ＲＨＲ－Ａ注入弁定期試験時の通常状態への復旧失敗<br>＋ＲＨＲ－Ａ逆止弁操作スイッチ開失敗<br>＋ＲＨＲ－Ａ吐出配管破断 | 8.2E-12 | 1.7% | | ○ |
| | | | | ⑪ＲＨＲ－Ｂテスタブル逆止弁定期試験<br>＋ＲＨＲ－Ｂ注入弁定期試験時の通常状態への復旧失敗<br>＋ＲＨＲ－Ｂ逆止弁操作スイッチ開失敗<br>＋ＲＨＲ－Ｂ吐出配管破断 | 8.2E-12 | 1.7% | | ○ |
| | | | | ⑬ＲＨＲ停止時冷却ライン（吸込）格納容器外隔離弁誤開<br>＋ＲＨＲ停止時冷却ライン（吸込）格納容器内隔離弁誤開<br>＋ＲＨＲ低圧配管破断 | 6.5E-12 | 1.3% | | ○ |
| | | | | ⑬ＲＨＲ停止時冷却ライン（吸込）格納容器内隔離弁誤開<br>＋ＲＨＲ停止時冷却ライン（吸込）格納容器外隔離弁誤開<br>＋ＲＨＲ低圧配管破断 | 6.5E-12 | 1.3% | | ○ |
| | | | | ⑮ＲＨＲ－Ａテスタブル逆止弁定期試験<br>＋ＲＨＲ－Ａ注入弁定期試験時の通常状態への復旧失敗<br>＋ＲＨＲ－Ａ逆止弁閉失敗＋ＲＨＲ－Ａ熱交換器破損 | 4.9E-12 | 1.0% | | ○ |
| | | | | ⑮ＲＨＲ－Ｂテスタブル逆止弁定期試験<br>＋ＲＨＲ－Ｂ注入弁定期試験時の通常状態への復旧失敗<br>＋ＲＨＲ－Ｂ逆止弁閉失敗<br>＋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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| 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<br>(1) 実施内容<br>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が有効か否かを定性的に考察した。<br>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。<br>(2) 選定条件<br>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 $10^{-3}$ 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、CDF 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 $10^{-3}$ を基準とすることとし、$10^{-3}$ 未満の基事象については確認対象外とした。<br>(3) 確認結果<br>FV 重要度が $10^{-3}$ 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。<br>今回の内部事象運転時レベル 1PRA では、TW がその CDF のほぼ 100%を占めており、TW に対しては、FV 重要度が $10^{-3}$ を超える全ての基事象に重大事故等対処設備(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、重大事故等対処設備によって、プラント運転開始時の内部事象運転時レベル 1PRA の全 CDF は $10^{-3}$ 程度まで低減されるものと考えられる。このことから、重大事故等対処設備による、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。<br><br>事故シーケンスグループ別の確認結果は以下の通り。<br><br>○高圧・低圧注水機能喪失(TQUV)<br>FV 重要度が $10^{-3}$ 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。<br>支配的な基事象として、原子炉補機冷却系、原子炉補機冷却海水系の共通原因故障や水源である復 | 1-2.　ＦＶ重要度に照らした重大事故等対処設備の有効性<br>（1）　実施内容<br>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。<br>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。<br>（2）　選定条件<br>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 $10^{-3}$ 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でも，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，$10^{-3}$ を基準とすることとし，$10^{-3}$ 未満の基事象については確認対象外とした。<br>（3）　確認結果<br>ＦＶ重要度が $10^{-3}$ 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。<br><br>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 $10^{-3}$ を超える全ての基事象に重大事故等対処設備（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，重大事故等対処設備によって，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 $10^{-3}$ 程度低減されるものと考えられる。また，重大事故等対処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。<br>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。<br><br>【高圧・低圧注水機能喪失】<br>ＦＶ重要度が $10^{-3}$ 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。<br>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，点 | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　６／７号（2017 年２月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| 水貯蔵槽(CSP)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による原子炉注水及び消防車による CSP への補給によって対応することが可能である。<br><br>○高圧注水・減圧機能喪失(TQUX)<br>FV 重要度が $10^{-3}$ 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。<br>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繋がる信号系の故障が抽出された。D/W 圧力高を伴わない高圧注水不能の状況下では、ADS 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減圧自動化ロジック(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)によって減圧されるため、その後の低圧注水に期待できる。また、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。<br>なお、高圧注水不能の認知に失敗(FV 重要度約 0.76)し、高圧注水及び減圧機能の不動作に繋がる信号系の故障(代替減圧自動化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 CDF の約 11%)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。<br><br>○全交流動力電源喪失(長期 TB，TPU，TBP，TBD)<br>FV 重要度が $10^{-3}$ 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。<br>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。<br><br>○崩壊熱除去機能喪失(TW)<br>FV 重要度が $10^{-3}$ 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。<br>支配的な基事象として、残留熱除去系、原子炉補機冷却系、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。<br><br>○原子炉停止機能喪失(TC)<br>FV 重要度が $10^{-3}$ 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通り。 | 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。<br><br>【高圧注水・減圧機能喪失】<br>ＦＶ重要度が $10^{-3}$ 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。<br>支配的な基事象として，原子炉手動減圧失敗及び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。<br><br>【全交流動力電源喪失（長期ＴＢ，ＴＢＵ，ＴＢＰ，ＴＢＤ)】<br>ＦＶ重要度が $10^{-3}$ 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。<br>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。<br><br>【崩壊熱除去機能喪失】<br>ＦＶ重要度が $10^{-3}$ 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。<br>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。<br><br>【原子炉停止機能喪失】<br>ＦＶ重要度が $10^{-3}$ 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。 | ・東海第二のＰＲＡでは，ほう酸水注入系（ＳＬＣ）に期待していない。 |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| ・ ATWS 時の SLC 起動操作失敗(FV 重要度：$9.4\times10^{-1}$)<br>これは重大事故等防止対策に対する、ヒューマンエラーによる基事象である。原子炉停止機能喪失(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 つであると考える。<br>この他に支配的な基事象として、原子炉保護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。 | 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って対応することが可能である。 | |
| ○LOCA 時注水機能喪失(S1E，S2E)<br>FV 重要度が $10^{-3}$ 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通り。<br>・ LOCA 時の ECCS による注水不能の認知失敗<br>(FV 重要度：中 LOCA(S1E) $1.4\times10^{-2}$，小 LOCA(S2E) $7.4\times10^{-1}$)<br>これはヒューマンエラーによる基事象であり、FV 重要度の高い小 LOCA(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 つであると考える。<br>この他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。中 LOCA(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。 | 【ＬＯＣＡ時注水機能喪失】<br>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。<br><br>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。 | |
| ○インターフェイスシステム LOCA(ISLOCA)<br>FV 重要度が $10^{-3}$ 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。<br>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又は原子炉減圧及び低圧注水系等による対応が可能である。 | 【格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）】<br>ＦＶ重要度が $10^{-3}$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。<br>支配的な基事象として，ＩＳＬＯＣＡ発生の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。 | |
| ２．内部事象運転時レベル 1.5PRA<br><br>(1) 選定条件<br>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基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。 | 2. 内部事象運転時レベル１．５ＰＲＡ<br>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<br>(1) 選定条件<br>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。 | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| ・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<br>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。<br><br>(2) 主要なカットセットの確認結果<br>第 2-1 表に示した通り、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。<br><br>【主要なカットセットに対する検討】<br>◎ 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)<br>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、代替格納容器冷却スプレイ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。<br><br>◎ 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損)<br>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。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。 | ・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<br><br>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。<br><br>(2)　主要なカットセットの確認結果<br>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。<br><br>【雰囲気圧力温度による静的負荷（過圧破損）】<br>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。<br>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，格納容器圧力逃がし装置による除熱が有効である。<br><br>【雰囲気圧力温度による静的負荷（過温破損）】<br>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。<br>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，代替循環冷却系又は格納容器圧力逃がし装置による除熱が有効である。 | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

# 比較表

## 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版）

### 第 2-1 表 事故シーケンスの分析(最小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)※1 | 主要なカットセット | 格納容器破損頻度 [/炉年] | 格納容器破損モードへの寄与割合 [%] | 主な対策 | 対策有効性 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)($3.9\times10^{-10}$ /炉年)※2 | 長期 TB | 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 | $5.6\times10^{-12}$ | 1.4 | ・低圧代替注水系(常設)による原子炉注水<br>・代替格納容器冷却スプレイ系による格納容器の圧力制御<br>・格納容器圧力逃がし装置による除熱<br>・常設代替交流電源設備 | ○ |
| | | 外部電源喪失+非常用 D/G 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 | $3.9\times10^{-12}$ | 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) | $5.6\times10^{-13}$ | 0.1 | | ○ |
| 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損)($8.4\times10^{-9}$ /炉年) | LOCA | LOCA+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障) | $2.6\times10^{-9}$ | 31 | | ○ |
| | | LOCA+原子炉補機冷却系ポンプ起動失敗(共通原因故障) | $8.6\times10^{-10}$ | 10 | | ○ |
| | | LOCA+原子炉補機冷却系電動弁(原子炉補機冷却系熱交換器出口)開失敗(共通原因故障) | $3.6\times10^{-10}$ | 4.3 | | ○ |
| 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱($1.2\times10^{-12}$ /炉年) | 長期 TB | 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 | $5.0\times10^{-13}$ | 41 | ・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 | ○ |
| | | 外部電源喪失+非常用 D/G 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 | $3.4\times10^{-13}$ | 28 | | ○ |
| | | 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 | $4.4\times10^{-14}$ | 3.7 | | ○ |
| 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用($3.8\times10^{-13}$ /炉年) | LOCA | LOCA+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障) | $1.2\times10^{-13}$ | 32 | ・なし。(FCI 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+原子炉補機冷却系ポンプ起動失敗(共通原因故障) | $4.0\times10^{-14}$ | 11 | | － |
| | | LOCA+原子炉補機冷却系電動弁(原子炉補機冷却系熱交換器出口)開失敗(共通原因故障) | $1.7\times10^{-14}$ | 4.4 | | － |
| 溶融炉心・コンクリート相互作用($1.2\times10^{-11}$ /炉年) | TQUX | 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) | $6.6\times10^{-13}$ | 5.5 | ・溶融炉心落下までに格納容器ペデスタルへの水張り及び落下後の崩壊熱除去も必要な流量での注水 | ○ |
| | | 給水操作失敗+原子炉減圧操作失敗+原子炉水位高(L8)誤信号 | $2.8\times10^{-13}$ | 2.3 | | ○ |
| | | 給水操作失敗+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+原子炉水位高(L8)誤信号 | $2.2\times10^{-13}$ | 1.8 | | ○ |

※1　最も格納容器破損頻度の高いシーケンスを抽出しているため、有効性評価における PDS とは一致しない。
※2　格納容器が先行破損に至る崩壊熱除去機能喪失(TW)、原子炉停止機能喪失(TC)による格納容器破損頻度を除く。

## 東二

### 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（/炉年） | 主要なカットセット | ＣＦＦ（／炉年） | 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（過圧破損） | ＴＱＵＸ | 2.2E-09 | ①直流電源故障（区分Ｉ）＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗＋原子炉手動減圧失敗＋ＲＨＲスプレイ失敗 | 1.8E-10 | 8.4% | ・常設代替高圧電源装置<br>・常設代替直流電源設備<br>・低圧代替注水系（常設）<br>・代替格納容器スプレイ冷却系（常設）<br>・代替循環冷却系又は格納容器圧力逃がし装置 | ○ |
| | | | 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＋ＲＨＲスプレイ失敗 | 1.3E-10 | 2.5% | | ○ |
| | | | ③直流電源故障（区分Ｉ）＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗＋注水不能認知失敗＋ＲＨＲスプレイ失敗 | 8.0E-11 | 2.1% | | ○ |
| 雰囲気圧力温度による静的負荷（過温破損） | ＴＱＵＸ | 6.3E-09 | ①直流電源故障（区分Ｉ）＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗＋注水不能認知失敗＋論証炉心の冷却認知失敗 | 3.1E-10 | 5.0% | | ○ |
| | | | ②直流電源故障（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 | 3.1E-10 | 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 | 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＋軽油貯蔵タンク破損 | 2.8E-09 | 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 | 4.1E-10 | 0.6% | | ○ |
| | ＴＢＵ | 4.2E-09 | ①直流電源故障（区分Ｉ）＋軽油貯蔵タンク閉塞＋原子炉手動減圧失敗 | 6.4E-10 | 15.2% | | ○ |
| | | | ②直流電源故障（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 | 2.9E-10 | 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 | 2.0E-10 | 4.7% | | ○ |
| | | | ③直流電源故障（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 | 2.0E-10 | 4.7% | | ○ |
| | ＴＢＤ | 5.9E-12 | 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 | 1.6E-12 | 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 | 1.1E-12 | 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 | 6.8E-13 | 11.5% | | ○ |
| | ＬＯＣＡ | 2.1E-11 | ①中破断ＬＯＣＡ＋ＨＰＣＳ入口逆止弁（Ｓ／Ｐ側）開失敗＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通要因故障 | 1.1E-12 | 5.3% | | ○ |
| | | | ②中破断ＬＯＣＡ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷメンテナンス＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通要因故障 | 9.3E-13 | 4.3% | | ○ |
| | | | ③中破断ＬＯＣＡ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷ海水ストレーナ閉塞＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通要因故障 | 4.5E-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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

## 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版）

◎ 高圧溶融物放出/格納容器直接加熱

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。

第 2-1 表 事故シーケンスの分析(最小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)※1 | 主要なカットセット | 格納容器破損頻度 [/炉年] | 格納容器破損モードへの寄与割合 [%] | 主な対策 | 対策有効性 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)(3.9×10⁻¹⁰ /炉年)※2 | 長期 TB | 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 | $5.6\times10^{-12}$ | 1.4 | ・低圧代替注水系(常設)による原子炉注水<br>・代替格納容器冷却スプレイ系による格納容器の圧力制御<br>・格納容器圧力逃がし装置による除熱<br>・常設代替交流電源設備 | ○ |
| | | 外部電源喪失+非常用 D/G 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 | $3.9\times10^{-12}$ | 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) | $5.6\times10^{-13}$ | 0.1 | | ○ |
| 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損)(8.4×10⁻⁹ /炉年) | LOCA | LOCA+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障) | $2.6\times10^{-9}$ | 31 | | ○ |
| | | LOCA+原子炉補機冷却系ポンプ起動失敗(共通原因故障) | $8.6\times10^{-10}$ | 10 | | ○ |
| | | LOCA+原子炉補機冷却系電動弁(原子炉補機冷却系熱交換器出口)開失敗(共通原因故障) | $3.6\times10^{-10}$ | 4.3 | | ○ |
| 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱(1.2×10⁻¹² /炉年) | 長期 TB | 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 | $5.0\times10^{-13}$ | 41 | ・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 | ○ |
| | | 外部電源喪失+非常用 D/G 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 | $3.4\times10^{-13}$ | 28 | | ○ |
| | | 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 | $4.4\times10^{-14}$ | 3.7 | | ○ |
| 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用(3.8×10⁻¹³ /炉年) | LOCA | LOCA+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障) | $1.2\times10^{-13}$ | 32 | ・なし。(FCI 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+原子炉補機冷却系ポンプ起動失敗(共通原因故障) | $4.0\times10^{-14}$ | 11 | | － |
| | | LOCA+原子炉補機冷却系電動弁(原子炉補機冷却系熱交換器出口)開失敗(共通原因故障) | $1.7\times10^{-14}$ | 4.4 | | － |
| 溶融炉心・コンクリート相互作用(1.2×10⁻¹¹ /炉年) | TQUX | 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) | $6.6\times10^{-13}$ | 5.5 | ・溶融炉心落下までに格納容器ペデスタルへの水張り及び落下後の崩壊熱除去も必要な流量での注水 | ○ |
| | | 給水操作失敗+原子炉減圧操作失敗+原子炉水位高(L8)誤信号 | $2.8\times10^{-13}$ | 2.3 | | ○ |
| | | 給水操作失敗+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+原子炉水位高(L8)誤信号 | $2.2\times10^{-13}$ | 1.8 | | ○ |

※1　最も格納容器破損頻度の高いシーケンスを抽出しているため、有効性評価における PDS とは一致しない。
※2　格納容器が先行破損に至る崩壊熱除去機能喪失(TW)、原子炉停止機能喪失(TC)による格納容器破損頻度を除く。

## 東二

【高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱】

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。

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。

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係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。

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

| 格納容器破損モード | プラント損傷状態（ＰＤＳ） | ＣＦＦ（/炉年） | 主要なカットセット | ＣＦＦ（/炉年） | 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直流電源故障（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逃がし安全弁による手動減圧 | － |
| | | | ②直流電源故障（区分Ⅰ）＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗＋注水不能認知失敗＋損傷炉心の冷却認知失敗＋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＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗＋ＤＣＨによるＰＣＶ破損 | 5.0E-11 | 0.6% | | ○ |
| | ＴＢＵ | 1.6E-11 | ①直流電源故障（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直流電源故障（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直流電源故障（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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

## 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版）

◎ 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

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損傷し、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。この事象については、仮に発生した場合であっても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。

第 2-1 表 事故シーケンスの分析(最小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)※1 | 主要なカットセット | 格納容器破損頻度 [/炉年] | 格納容器破損モードへの寄与割合 [%] | 主な対策 | 対策有効性 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)(3.9×10⁻¹⁰ /炉年)※2 | 長期 TB | 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 | $5.6\times10^{-12}$ | 1.4 | ・低圧代替注水系(常設)による原子炉注水<br>・代替格納容器冷却スプレイ系による格納容器の圧力制御<br>・格納容器圧力逃がし装置による除熱<br>・常設代替交流電源設備 | ○ |
| | | 外部電源喪失+非常用 D/G 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 | $3.9\times10^{-12}$ | 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) | $5.6\times10^{-13}$ | 0.1 | | ○ |
| 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損)(8.4×10⁻⁹ /炉年) | LOCA | LOCA+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障) | $2.6\times10^{-9}$ | 31 | | ○ |
| | | LOCA+原子炉補機冷却系ポンプ起動失敗(共通原因故障) | $8.6\times10^{-10}$ | 10 | | ○ |
| | | LOCA+原子炉補機冷却系電動弁(原子炉補機冷却系熱交換器出口)開失敗(共通原因故障) | $3.6\times10^{-10}$ | 4.3 | | ○ |
| 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱(1.2×10⁻¹² /炉年) | 長期 TB | 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 | $5.0\times10^{-13}$ | 41 | ・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 | ○ |
| | | 外部電源喪失+非常用 D/G 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 | $3.4\times10^{-13}$ | 28 | | ○ |
| | | 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 | $4.4\times10^{-14}$ | 3.7 | | ○ |
| 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用(3.8×10⁻¹³ /炉年) | LOCA | LOCA+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障) | $1.2\times10^{-13}$ | 32 | ・なし。(FCI 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+原子炉補機冷却系ポンプ起動失敗(共通原因故障) | $4.0\times10^{-14}$ | 11 | | － |
| | | LOCA+原子炉補機冷却系電動弁(原子炉補機冷却系熱交換器出口)開失敗(共通原因故障) | $1.7\times10^{-14}$ | 4.4 | | － |
| 溶融炉心・コンクリート相互作用(1.2×10⁻¹¹ /炉年) | TQUX | 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) | $6.6\times10^{-13}$ | 5.5 | ・溶融炉心落下までに格納容器ペデスタルへの水張り及び落下後の崩壊熱除去も必要な流量での注水 | ○ |
| | | 給水操作失敗+原子炉減圧操作失敗+原子炉水位高(L8)誤信号 | $2.8\times10^{-13}$ | 2.3 | | ○ |
| | | 給水操作失敗+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+原子炉水位高(L8)誤信号 | $2.2\times10^{-13}$ | 1.8 | | ○ |

※1　最も格納容器破損頻度の高いシーケンスを抽出しているため、有効性評価における PDS とは一致しない。
※2　格納容器が先行破損に至る崩壊熱除去機能喪失(TW)、原子炉停止機能喪失(TC)による格納容器破損頻度を除く。

## 東二

【原子炉圧力容器外溶融燃料－冷却材相互作用】

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損傷し，ペデスタル（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が爆発的な機械エネルギに変換され，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，ペデスタル（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。

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。

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

| 格納容器破損モード | プラント損傷状態（ＰＤＳ） | ＣＦＦ（/炉年） | 主要なカットセット | ＣＦＦ（／炉年） | 事故シーケンスに対する寄与割合 | 主な対策 | 対策有効性 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 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運転継続失敗＋原子炉手動減圧失敗＋ＩＶＲ失敗＋水蒸気爆発（ペデスタル） | 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（ペデスタル） | 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（ペデスタル） | 5.9E-16 | 2.6% | | ○ |
| | ＬＯＣＡ | 2.8E-20 | ①中破断ＬＯＣＡ＋ＨＰＣＳ入口逆止弁（Ｓ／Ｐ側）開失敗＋ＲＨＲＳ－Ａメンテナンス＋ＬＰＣＩ－Ｂ／Ｃ注入弁開失敗共通要因故障＋水蒸気爆発（ペデスタル） | 2.1E-22 | 0.8% | | ○ |
| | | | ②中破断ＬＯＣＡ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷメンテナンス＋ＲＨＲＳ－Ａメンテナンス＋ＬＰＣＩ－Ｂ／Ｃ注入弁開失敗共通要因故障＋水蒸気爆発（ペデスタル） | 1.7E-22 | 0.6% | | ○ |
| | | | ③中破断ＬＯＣＡ＋ＨＰＣＳ入口逆止弁（Ｓ／Ｐ側）開失敗＋ＲＨＲＳ－Ａメンテナンス＋ＬＰＣＩ－Ｂ／Ｃ注入弁開失敗共通要因故障＋水蒸気爆発（ペデスタル） | 1.2E-22 | 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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

# 比較表

## 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版）

◎ 溶融炉心・コンクリート相互作用

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損傷し、ペデスタル床面での溶融炉心・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ヒューマンエラー、原子炉減圧操作失敗のヒューマンエラー、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。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損傷までの間に低圧代替注水系等を用いて、ペデスタル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。

第 2-1 表 事故シーケンスの分析(最小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)※1 | 主要なカットセット | 格納容器破損頻度 [/炉年] | 格納容器破損モードへの寄与割合 [%] | 主な対策 | 対策有効性 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)(3.9×10$^{-10}$ /炉年)※2 | 長期 TB | 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 | 5.6×10$^{-12}$ | 1.4 | ・低圧代替注水系(常設)による原子炉注水<br>・代替格納容器冷却スプレイ系による格納容器の圧力制御<br>・格納容器圧力逃がし装置による除熱<br>・常設代替交流電源設備 | ○ |
| | | 外部電源喪失+非常用 D/G 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 | 3.9×10$^{-12}$ | 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) | 5.6×10$^{-13}$ | 0.1 | | ○ |
| 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損)(8.4×10$^{-9}$ /炉年) | LOCA | LOCA+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障) | 2.6×10$^{-9}$ | 31 | | ○ |
| | | LOCA+原子炉補機冷却系ポンプ起動失敗(共通原因故障) | 8.6×10$^{-10}$ | 10 | | ○ |
| | | LOCA+原子炉補機冷却系電動弁(原子炉補機冷却系熱交換器出口)開失敗(共通原因故障) | 3.6×10$^{-10}$ | 4.3 | | ○ |
| 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱(1.2×10$^{-12}$ /炉年) | 長期 TB | 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 | 5.0×10$^{-13}$ | 41 | ・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 | ○ |
| | | 外部電源喪失+非常用 D/G 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 | 3.4×10$^{-13}$ | 28 | | ○ |
| | | 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 | 4.4×10$^{-14}$ | 3.7 | | ○ |
| 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用(3.8×10$^{-13}$ /炉年) | LOCA | LOCA+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障) | 1.2×10$^{-13}$ | 32 | ・なし。(FCI 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+原子炉補機冷却系ポンプ起動失敗(共通原因故障) | 4.0×10$^{-14}$ | 11 | | － |
| | | LOCA+原子炉補機冷却系電動弁(原子炉補機冷却系熱交換器出口)開失敗(共通原因故障) | 1.7×10$^{-14}$ | 4.4 | | － |
| 溶融炉心・コンクリート相互作用(1.2×10$^{-11}$ /炉年) | TQUX | 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) | 6.6×10$^{-13}$ | 5.5 | ・溶融炉心落下までに格納容器ペデスタルへの水張り及び落下後の崩壊熱除去も必要な流量での注水 | ○ |
| | | 給水操作失敗+原子炉減圧操作失敗+原子炉水位高(L8)誤信号 | 2.8×10$^{-13}$ | 2.3 | | ○ |
| | | 給水操作失敗+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+原子炉水位高(L8)誤信号 | 2.2×10$^{-13}$ | 1.8 | | ○ |

※1　最も格納容器破損頻度の高いシーケンスを抽出しているため、有効性評価における PDS とは一致しない。
※2　格納容器が先行破損に至る崩壊熱除去機能喪失(TW)、原子炉停止機能喪失(TC)による格納容器破損頻度を除く。

## 東二

【溶融炉心・コンクリート相互作用】

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損傷し，ペデスタル（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，ペデスタル（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。
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）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水が有効である。

第 2-4 表　「溶融炉心・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 | プラント損傷状態（ＰＤＳ） | ＣＦＦ（/炉年） | 主要なカットセット | ＣＦＦ（／炉年） | 事故シーケンスに対する寄与割合 | 主な対策 | 対策有効性 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 溶融炉心・コンクリート相互作用 | ＴＱＵＶ | 3.3E-09 | ①直流電源故障（区分Ｉ）＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗＋ＲＨＲＳ－Ｂメンテナンス＋デブリ冷却失敗（Ｓ／Ｐ） | 2.1E-10 | 6.4% | ・常設代替高圧電源装置<br>・常設代替直流電源設備<br>・格納容器下部注水系（常設） | ○ |
| | | | ②直流電源故障（区分Ｉ）＋ＨＰＣＳ－ＤＧ起動失敗＋ＲＨＲＳ－Ｂメンテナンス＋デブリ冷却失敗（Ｓ／Ｐ） | 1.4E-10 | 4.3% | | ○ |
| | | | ③直流電源故障（区分Ｉ）＋ＨＰＣＳ－ＤＧメンテナンス＋ＲＨＲＳ－Ｂメンテナンス＋デブリ冷却失敗（Ｓ／Ｐ） | 9.2E-11 | 2.8% | | ○ |
| | ＴＱＵＸ | 7.0E-10 | ①直流電源故障（区分Ｉ）＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗＋原子炉手動減圧失敗＋ＩＶＲ失敗＋ペデスタル注水失敗＋ＲＨＲスプレイ失敗 | 2.4E-11 | 3.5% | | ○ |
| | | | 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＋ペデスタル注水失敗＋ＲＨＲスプレイ失敗 | 1.7E-11 | 2.4% | | ○ |
| | | | 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＋ペデスタル注水失敗＋ＲＨＲスプレイ失敗 | 1.1E-11 | 1.5% | | ○ |
| | ＴＢＵ | 1.7E-08 | ①直流電源故障（区分Ｉ）＋軽油貯蔵タンク閉塞 | 2.3E-09 | 13.7% | | ○ |
| | | | ②直流電源故障（区分Ｉ）＋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Ｉ）＋ＤＧ－2Ｄ運転継続失敗＋ＨＰＣＳ－ＤＧ起動失敗 | 7.0E-10 | 4.2% | | ○ |
| | | | ④直流電源故障（区分Ｉ）＋ＤＧ－２Ｄ起動失敗＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗 | 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＋軽油貯蔵タンク破損＋ＳＲＶ再閉鎖失敗 | 1.5E-11 | 2.8% | | ○ |
| | | | ③外部電源喪失＋ＤＧ－2Ｃ，２Ｄ運転継続失敗共通要因故障＋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）開失敗＋ＲＨＲＳ－Ａメンテナンス＋ＬＰＣＩ－Ｂ／Ｃ注入弁開失敗共通要因故障＋ペデスタル（ドライウェル部）での水蒸気爆発なし | 4.9E-18 | 0.7% | | ○ |
| | | | ②中破断ＬＯＣＡ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷメンテナンス＋ＲＨＲＳ－Ａメンテナンス＋ＬＰＣＩ－Ｂ／Ｃ注入弁開失敗共通要因故障＋ペデスタル（ドライウェル部）での水蒸気爆発なし | 4.0E-18 | 0.6% | | ○ |
| | | | ③中破断ＬＯＣＡ＋ＨＰＣＳ入口逆止弁（Ｓ／Ｐ側）開失敗＋ＲＨＲＳ－Ａメンテナンス＋ＬＰＣＩ－Ａ／Ｂ／Ｃ注入弁開失敗共通要因故障＋ペデスタル（ドライウェル部）での水蒸気爆発なし | 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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| ３．停止時レベル 1PRA<br>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<br>(1) 選定条件<br>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ある。事故シーケンスグループ毎に主要なシナリオ（“添付資料 3.1.2.d-1 柏崎刈羽原子力発電所 6、7 号機 内的事象停止時レベル 1PRA イベントツリー”の各分岐で分けられたシーケンスの炉心損傷頻度が高いもの）を抽出した結果を表 3-1 に示す。<br><br>(2) 主要なカットセットの確認結果<br>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（図 3-1、3-2、3-3）においてミニマルカットセットの分析(MCS)を実施し（表 3-2、3-3、3-4）、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*。<br>＊ 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。<br><br>【主要なカットセットに対する検討】<br>○ 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 RHR（B 系）だけでなく、待機中の HPCF（B 系）についても機能を喪失する。<br>そのため、期待出来る注水機能は補機冷却系と系統間の従属性を持たない MUWC（A～C 系）のみとなり、MUWC の全系統が機能喪失する「T/B 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。<br>○ 主要なカットセットに対する対策としては代替補機冷却系、注水機能の信頼性向上・多様化（低圧代替注水（常設）[MUWC T/B バイパス隔離弁の追設置等の信頼性向上を実施した MUWC 系]、消防車）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。 | 3. 内部事象停止時レベル１ＰＲＡ<br>3-1. 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<br>(1) 選定条件<br>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。<br>・炉心損傷頻度が $10^{-7}$／炉年以上のカットセット<br>・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<br>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，重大事故等対処設備が有効であるか確認した。<br>確認結果を第 3-1～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～第 3-3 図に示す。<br>(2) 主要なカットセットの確認結果<br>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。<br><br>【崩壊熱除去機能喪失】<br>○崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗<br>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。<br>○外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗<br>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。<br><br>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。 | |

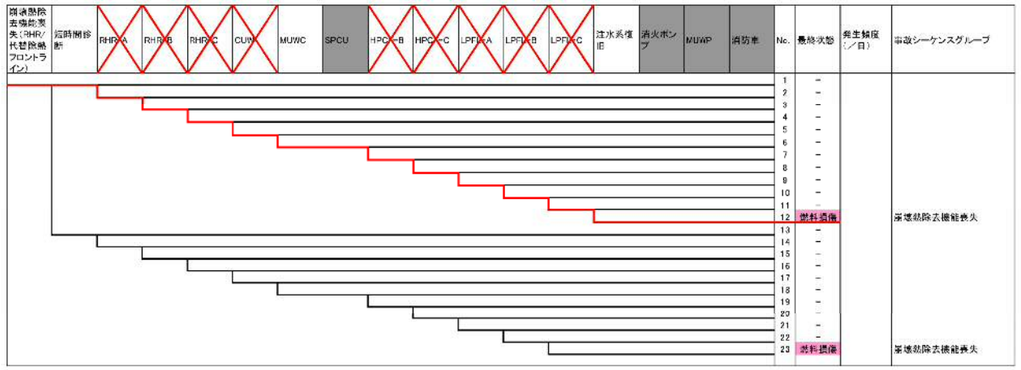
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

# 比較表

## 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版）

### 表 3-1 事故シーケンスグループ毎の主要シーケンス

| 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 |



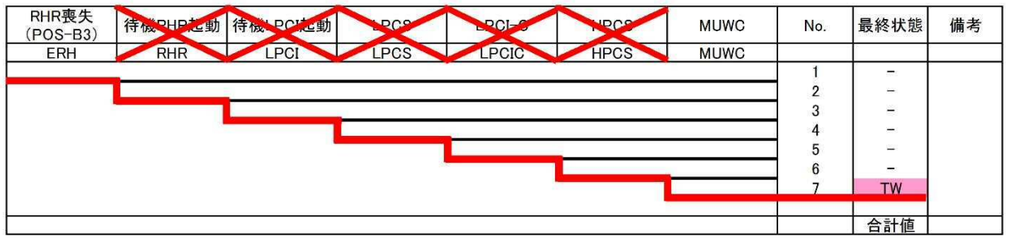

×：プラント状態や起因事象との関係により期待できない設備

図 3-1 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））

## 東二

### 第 3-1 表　「崩壊熱除去機能喪失」におけるカットセット

| 事故シーケンス | | CDF（／施設定期検査） | 主要なカットセット | POS | CDF（／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 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 崩壊熱除去機能喪失 | 残留熱除去系の故障（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（常設），低圧代替注水系（可搬型），消火系等） | ○ |
| | | | ①ＲＨＲ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% | | ○ |
| | | | ③ＲＨＲ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% | | ○ |
| | | | ⑤ＲＨＲ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% | | ○ |
| | 残留熱除去系の故障（ＲＨＲＳ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗 | 1.2E-07 | ①ＲＨＲＳ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% | | ○ |
| | | | ①ＲＨＲＳ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% | | ○ |
| | | | ③ＲＨＲＳ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% | | ○ |
| | | | ③ＲＨＲＳ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% | | ○ |
| | | | ①外部電源喪失＋ＬＰＣＩ－Ｂ注入弁手動操作失敗 | B2 | 8.4E-08 | 5.9% | | ○ |
| | | | ①外部電源喪失＋ＲＨＲ－Ｂポンプ入口弁（S/P側）手動操作失敗 | B2 | 8.4E-08 | 5.9% | | ○ |




×：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 3-1 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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

## 柏崎　６／７号（2017年２月15日版）

【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有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。

表 3-2 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）

| 事故シーケンス | ＣＤＦ | 主要なカットセット | ＣＤＦ | 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　＋<br>MUWC系 T/B 積算流量計バイパス弁　手動弁閉失敗　＋<br>注水系復旧失敗 | 1.1E-09 | 52% | ・代替補機冷却系<br>・注水機能の信頼性向上・多様化 | ○ |
| | | 補機冷却系(B)機能喪失　＋<br>MUWC系 T/B 積算流量計バイパス弁　現場操作失敗（人的過誤）　＋<br>注水系復旧失敗 | 9.7E-10 | 46% | | ○ |
| | | 補機冷却系(B)機能喪失　＋<br>MUWC系 R／B供給ライン逆止弁　開失敗＋<br>注水系復旧失敗 | 6.3E-11 | 3% | | ○ |

表 3-3 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 | ＣＤＦ | 主要なカットセット | ＣＤＦ | 寄与割合 | 対策 | 対策の有効性 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 外部電源喪失<br>＋電源確保失敗 | 4.8E-11 | 外部電源喪失＋<br>非常用Ｄ／Ｇ（Ａ），（Ｂ），（Ｃ）運転継続失敗（共通原因故障）＋<br>外部電源（短期）復旧失敗＋<br>外部電源（長期）復旧失敗＋<br>非常用Ｄ／Ｇ　復旧失敗 | 1.8E-11 | 38% | ・常設代替交流電源設備<br>・注水系の多様化 | ○ |
| | | 外部電源喪失＋<br>非常用Ｄ／Ｇ（Ａ），（Ｂ），（Ｃ）起動失敗（共通原因故障）＋<br>外部電源（短期）復旧失敗＋<br>外部電源（長期）復旧失敗＋<br>非常用Ｄ／Ｇ　復旧失敗 | 1.3E-11 | 27% | | ○ |
| | | 外部電源喪失＋<br>原子炉補機冷却海水ポンプ（Ａ）～（Ｆ）起動失敗（共通原因故障）＋<br>外部電源（短期）復旧失敗＋<br>外部電源（長期）復旧失敗 | 5.0E-12 | 10% | | ○ |

## 東二

【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・炉心冷却喪失

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・炉心冷却喪失

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，常設代替直流電電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」におけるカットセット

| 事故シーケンス | | ＣＤＦ（／施設定期検査） | 主要なカットセット | ＰＯＳ | ＣＤＦ（／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 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 全交流動力電源喪失 | 外部電源喪失<br>＋交流電源失敗<br>＋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 | B3 | 8.2E-07 | 25.3% | ・常設代替直流電源設備<br>・常設高圧代替電源装置<br>・注水設備の多様化 | ○ |
| | | | ②外部電源喪失＋ＤＧ－２Ｄ起動失敗 | B3 | 5.6E-07 | 15.8% | | ○ |
| | | | ③外部電源喪失＋ＤＧ－２Ｃ運転継続失敗 | B1 | 3.0E-07 | 8.4% | | ○ |
| | | | ④外部電源喪失＋ＤＧ－２Ｃ起動失敗 | B1 | 2.0E-07 | 5.7% | | ○ |
| | | | ⑤外部電源喪失＋ＤＧ－２Ｄ運転継続失敗 | B2 | 1.8E-07 | 5.0% | | ○ |
| | | | ⑥外部電源喪失＋ＤＧ－２Ｄ起動失敗 | B2 | 1.2E-07 | 3.4% | | ○ |
| | | | ⑤外部電源喪失＋ＤＧ－２Ｄ関連信号故障 | B3 | 7.9E-08 | 2.2% | | ○ |
| | | | ⑥外部電源喪失＋ＤＧ－２Ｄ遮断器開失敗 | B3 | 7.6E-08 | 2.1% | | ○ |
| | | | ⑦外部電源喪失＋ＤＧＳＷ－２Ｄ海水ストレーナ閉塞 | B3 | 4.7E-08 | 1.3% | | ○ |
| | | | ⑧外部電源喪失＋ＤＧＳＷ－２Ｄポンプ起動失敗 | B3 | 3.6E-08 | 1.0% | | ○ |
| | 外部電源喪失<br>＋直流電源失敗<br>＋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給電失敗共通要因故障 | B3 | 6.0E-11 | ＜0.1% | | ○ |
| | | | ②外部電源喪失＋蓄電池－Ａ／Ｂ給電失敗共通要因故障 | C2 | 3.8E-11 | ＜0.1% | | ○ |
| | | | ③外部電源喪失＋蓄電池－Ａ／Ｂ給電失敗共通要因故障 | B1 | 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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

## 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版）

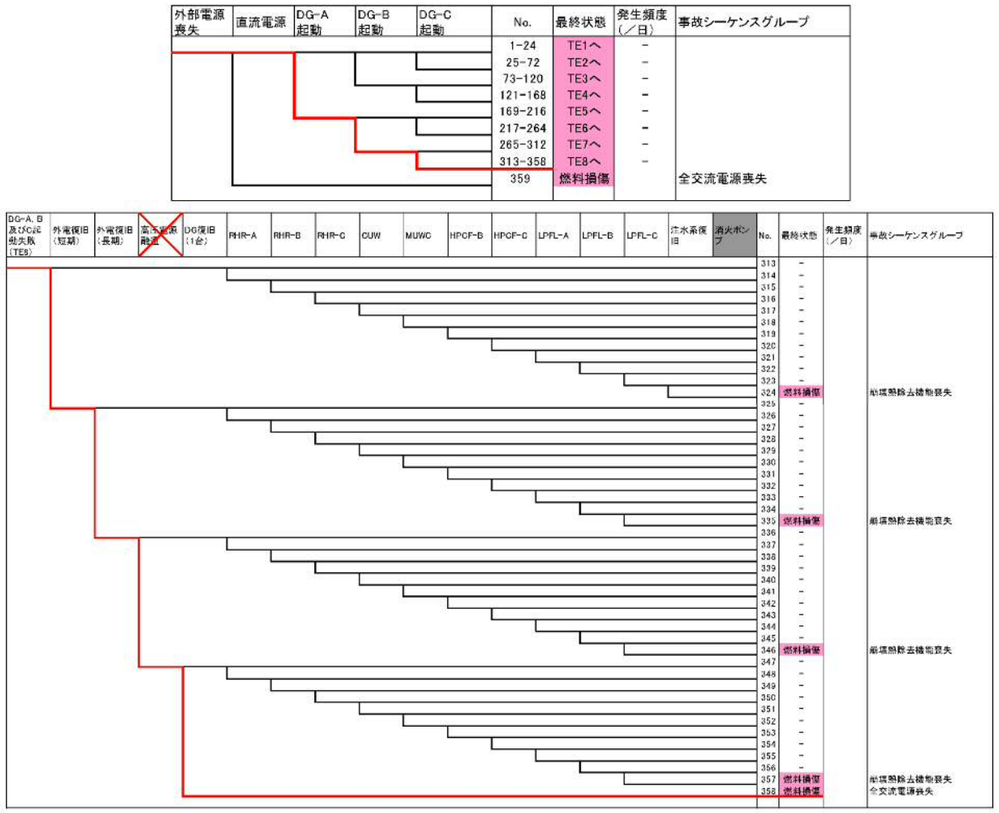



図3-2 全交流動力電源喪失の主要なシーケンス
（POS S 外部電源喪失）

## 東二

| 外部電源喪失（POS-B3） | DC喪失 BT-CCF | DG-HPCSからの受電失敗 | ~~D/G-2C起動~~ | D/G-2D起動 | No. | 最終状態 | 備考 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ELOP | DC | DGH | ~~DGC~~ | DGD | | | |
| | | | | | 1 － 9 | TE2へ | |
| | | | | | 10 － 15 | TE3へ | |
| | | | | | 16 － 21 | TE4へ | |
| | | | | | 22 － 23 | TE5へ | |
| | | | | | 24 － 25 | TE6へ | |
| | | | | | 26 | TB | |
| | | | | | | 合計値 | |

| ACなし（POS-B3） | ~~HPCS~~ | No. | 最終状態 | 備考 |
|---|---|---|---|---|
| TE5 | ~~HPCS~~ | | | |
| | | 22 | － | |
| | | 23 | TB | |
| | | | 合計値 | |

×：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 3-2 図　「全交流動力電源喪失」における主要なシーケンス
（ＰＯＳ－Ｂ３　外部電源喪失）

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| 【主要なカットセットに対する検討】<br>○ 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 ブローにより目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。<br>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。<br>○ 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。 | 【原子炉冷却材の流出】<br>○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<br>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。<br>○原子炉冷却材の流出（ＣＲＤ点検時のＬＯＣＡ）<br>＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗<br>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。<br>○原子炉冷却材の流出（ＬＰＲＭ点検時のＬＯＣＡ）<br>＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗<br>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。<br><br>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。<br>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の発生の可能性がある作業では，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関わらず，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。<br><br>（ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ）<br>・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<br>・仮にＬＯＣＡが発生した場合でも，定期的に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<br>（ＣＵＷブロー時のＬＯＣＡ）<br>・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<br>・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<br>・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<br><br>また，今後もＬＯＣＡの発生の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 | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

## 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版）

表 3-4 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 | CDF | 主要なカットセット | CDF | 寄与割合 | 対策 | 対策の有効性 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 冷却材流出<br>(CUW ブロー)<br>＋ 認知失敗 | 3.8E-11 | 冷却材流出(CUW ブロー)<br>＋ 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 | －※ |

※ 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ものと考える。

## 東二

により，今後も継続的にリスク低減に努めていく。

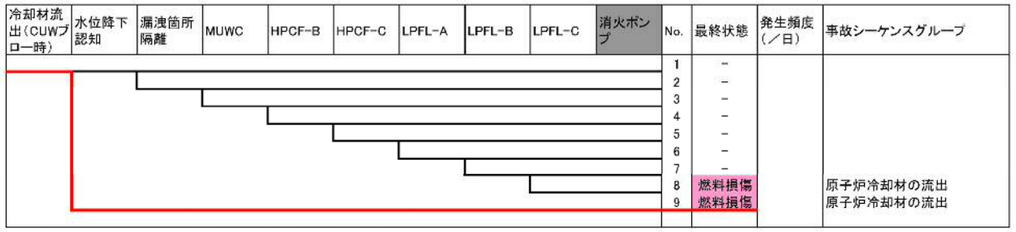
第 3-3 表　「原子炉冷却材の流出」におけるカットセット

| 事故シーケンス | | CDF<br>（／施設定期検査） | 主要なカットセット | POS | CDF<br>（／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 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 原子炉冷却材の流出 | 原子炉冷却材の流出<br>（ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ）<br>＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗 | 8.3E-11 | ①ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ＋運転員の認知失敗 | C2 | 4.1E-11 | 22.2% | ・運転員への注意喚起<br>・注水設備の多様化<br>（低圧代替注水（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ポンプ手動操作失敗＋復水貯蔵タンクＡ真空逃がし弁作動失敗 | B2 | 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 | B2 | 5.1E-14 | ＜0.1% | | ○ |
| | | | ③ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ＋隔離失敗＋ＬＰＣＩ－Ｂ注入弁手動操作失敗＋復水貯蔵タンクＡ真空逃がし弁作動失敗 | B2 | 5.1E-14 | ＜0.1% | | ○ |
| | | | ③ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ＋隔離失敗＋ＬＰＣＩ－Ｂ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 | B2 | 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Ａ真空逃がし弁作動失敗 | B2 | 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 | B2 | 5.1E-14 | ＜0.1% | | ○ |
| | 原子炉冷却材の流出<br>（ＣＵＷブロー時のＬＯＣＡ）<br>＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗 | 5.8E-11 | ①ＣＵＷブロー時のＬＯＣＡ＋運転員の認知失敗 | C1 | 2.9E-11 | 15.6% | | － |
| | | | 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＋軽油貯蔵タンク閉塞＋外部電源喪失 | C1 | 1.5E-17 | ＜0.1% | | ○ |
| | | | ③ＣＵＷブロー時のＬＯＣＡ＋隔離失敗＋軽油貯蔵タンク閉塞＋外部電源喪失 | D | 1.5E-17 | ＜0.1% | | ○ |
| | 原子炉冷却材の流出<br>（ＣＲＤ点検時のＬＯＣＡ）<br>＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗 | 4.5E-11 | 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 | B2 | 2.2E-12 | 1.2% | | ○ |
| | | | ①ＣＲＤ点検時のＬＯＣＡ（大規模流出）＋隔離失敗＋ＬＰＣＩ－Ｂ注入弁手動操作失敗 | B2 | 2.2E-12 | 1.2% | | ○ |
| | | | 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 | B2 | 2.2E-12 | 1.2% | | ○ |
| | 原子炉冷却材の流出<br>（ＬＰＲＭ点検時のＬＯＣＡ）<br>＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗 | 9.8E-14 | 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 | B2 | 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 | B2 | 1.2E-14 | ＜0.1% | | ○ |
| | | | ①ＬＰＲＭ点検時のＬＯＣＡ＋隔離失敗＋ＬＰＣＩ－Ｂ注入弁手動操作失敗＋復水貯蔵タンクＡ真空逃がし弁作動失敗 | B2 | 1.2E-14 | ＜0.1% | | ○ |
| | | | ①ＬＰＲＭ点検時のＬＯＣＡ＋隔離失敗＋ＬＰＣＩ－Ｂ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 | B2 | 1.2E-14 | ＜0.1% | | ○ |
| | | | 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 | B2 | 1.2E-14 | ＜0.1% | | ○ |
| | | | 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 | B2 | 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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

## 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版）




×：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

図 3-3 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））

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

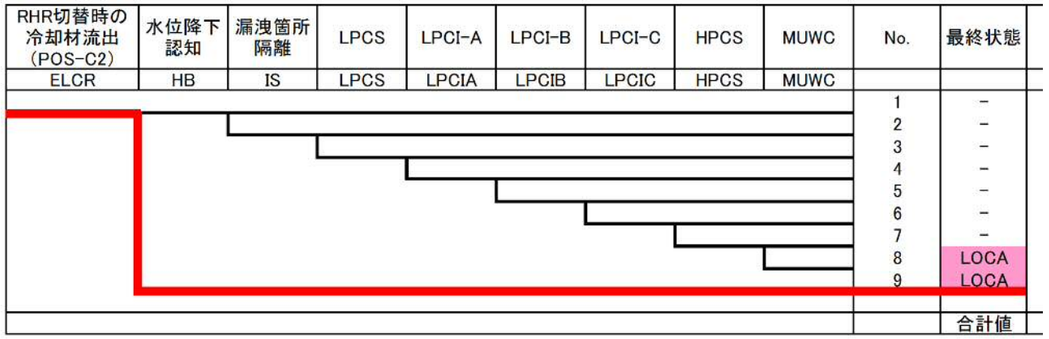
FV 重要度が 1.0×10-4 [*1] を超える基事象に対して、有効性評価で考慮している対策が有効であるかを検討し、その大部分について有効となることを確認した。

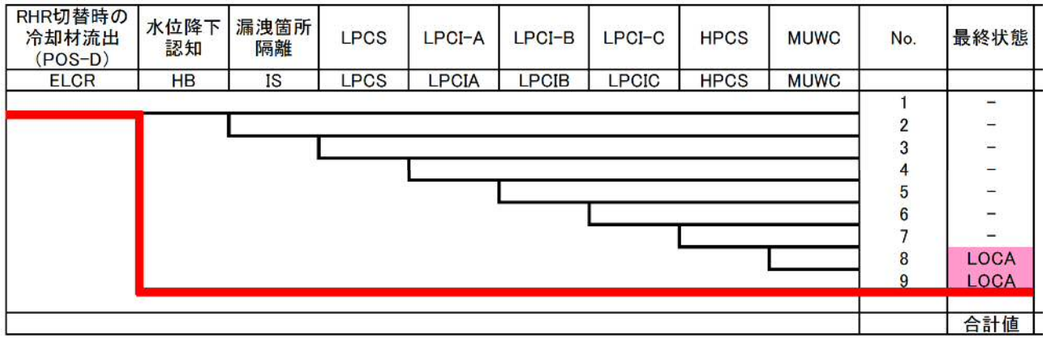
また、有効性評価中で考慮している対策が有効とならないものを以下の通り抽出し、これらの基事象が主要なカットセットで確認したものと同様、注水機能の信頼性向上・多様化（消防車,MUWP,SPCU,FP）や運転員への注意喚起等の継続的実施、区分Ⅰ～Ⅳの直流電源に期待しない GTG の給電等によって炉心損傷の発生頻度をさらに低下させることが可能であることを確認した。

a. MUWC による原子炉注水が有効とならない基事象

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。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

## 東二




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）

3-2.　ＦＶ重要度に照らした重大事故等対処設備の有効性

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１ＰＲＡより１桁小さい $1.0\times10^{-4}$ 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。

その結果，ＦＶ重要度が $10^{-4}$ 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 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。

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| 対策が有効とならない基事象として表 3-5 に抽出される。<br>　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（消防車,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。<br><br>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<br>　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（表 3-6）。<br>　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：社内で実施する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。<br><br>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<br>　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経由して各負荷までの給電を実施している。この対策は表 3-7 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、隣接プランからの電源融通、消火系や消防車での注水、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。<br><br>*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 CDF 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 1 PRA より一桁小さい 1.0×10-4 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。 | | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|

表 3-5 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

| 基事象 | FV 重要度 | 基事象の説明 |
|---|---|---|
| ①MUWC　供給ライン　逆止弁開失敗 | $2.9\times10^{-2}$ | 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 |
| ②HPCF　洗浄水補給止め弁現場操作失敗(B) | $2.6\times10^{-3}$ | 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 |
| ③MUWC　電動ポンプ起動失敗の共通原因故障 | $1.8\times10^{-3}$ | 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 |
| ④MUWC　電動ポンプ継続運転失敗の共通原因故障 | $4.9\times10^{-4}$ | 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 |
| ⑤HPCF　洗浄水補給止め弁開失敗(B) | $4.0\times10^{-4}$ | 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 |
| ⑥HPCF　注入隔離弁作業失敗(B) | $3.4\times10^{-4}$ | 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 |
| ⑦MUWC　吐出逆止弁開失敗の共通原因故障 | $1.8\times10^{-4}$ | 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 |
| ⑧RHR 洗浄水ライン止め弁手動開操作忘れ(B) | $1.0\times10^{-4}$ | MUWC の原子炉注水ラインである RHR 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 |
| ⑨HPCF　洗浄用補給水一次逆止弁開失敗(B) | $1.7\times10^{-4}$ | 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 |
| ⑩HPCF　洗浄用補給水二次逆止弁開失敗(B) | $1.7\times10^{-4}$ | MUWC の原子炉への注水ラインである HPCF 洗浄用補給水二逆止弁開失敗(B)の開動作に失敗する基事象 |

表 3-6 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

| 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 | $3.5\times10^{-3}$ | 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 |

表 3-7 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

| 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 | $1.7\times10^{-3}$ | 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 | $4.4\times10^{-4}$ | 蓄電池(B)の給電に失敗する基事象 |
| ③P／C　7D-1-2B 遮断器誤開 | $1.5\times10^{-4}$ | M/C　7 D 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 |
| ④M/C　7D-2A 遮断器誤開 | $1.5\times10^{-4}$ | P/C　7 D 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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| 別紙 5<br>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<br><br>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が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表れる。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。<br><br>１．地震レベル 1PRA<br>（1）選定条件<br>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基に主要なカットセットを抽出した。<br>・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<br><br>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。<br>（2）主要なカットセットの確認結果<br>第 1-1 表に示した通り、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。<br><br>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」、「格納容器・圧力容器損傷」、「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た。 | 別紙 7<br>地震ＰＲＡ，津波ＰＲＡにおける主要な事故シーケンスの<br>対策について<br><br>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。<br><br>1.　地震レベル１ＰＲＡ<br>(1)　選定条件<br>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かを確認した。<br>・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<br><br>確認結果を第 1-1 表～第 1-9 表に示す。<br><br>(2)　主要なカットセットの確認結果<br>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。<br>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，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。<br>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，基準地震動より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。 | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| 【主要なカットセットに対する検討】<br>○　高圧・低圧注水機能喪失(TQUV)<br>いずれのカットセットにも、地震による原子炉補機冷却系(RCW)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(RCIC)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、RCW 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、圧力容器に注水することにより炉心損傷を防止できる。 | 【高圧・低圧注水機能喪失（ＴＱＵＶ）】<br>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。<br>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。 | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

# 比較表

## 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版）

第 1-1 表　事故シーケンスの分析(最小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[gal] | 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：主要なカットセット※3 | 炉心損傷頻度 [/炉年] | 炉心損傷頻度 寄与割合※4 [%] | 主な対策 | 対策有効性 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| TQUV (高圧・低圧注水機能喪失) ($1.3\times10^{-8}$ /炉年) | 過渡事象+高圧/低圧注水失敗 ($6.4\times10^{-9}$ /炉年) | 1200 | 地震による原子炉補機冷却系熱交換器の構造損傷+RCIC ランダム故障 | $1.1\times10^{-9}$ | 45 | ・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) | ○ |
| | | | 地震による原子炉補機冷却系配管の構造損傷+RCIC ランダム故障 | $3.0\times10^{-10}$ | 13 | | ○ |
| | | | 地震による原子炉補機冷却系熱交換器の構造損傷+地震による RCIC 配管の構造損傷 | $3.0\times10^{-10}$ | 13 | | ○ |
| TQUX (高圧注水・減圧機能喪失) ($2.3\times10^{-8}$ /炉年) | 過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗 ($1.8\times10^{-8}$ /炉年) | 150 | 原子炉減圧操作失敗+原子炉水位高(L8)誤信号 | $4.3\times10^{-9}$ | 46 | ・減圧自動化ロジック<br>・高圧代替注水系 | ○ |
| | | | 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 | $3.3\times10^{-9}$ | 35 | | －※5 |
| | | | 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) | $9.3\times10^{-10}$ | 10 | | －※5 |
| TW (崩壊熱除去機能喪失) ($5.3\times10^{-6}$ /炉年) | 過渡事象+除熱失敗 ($3.0\times10^{-6}$ /炉年) | 150 | 残留熱除去系系統操作失敗 | $1.1\times10^{-6}$ | 82 | ・代替格納容器冷却スプレイ系<br>・代替原子炉補機冷却系<br>・格納容器圧力逃がし装置<br>・可搬型代替注水ポンプ | ○ |
| | | | 原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障) | $9.4\times10^{-8}$ | 7 | | ○ |
| | | | 残留熱除去系ランダム故障(A,B,C 従属故障) | $5.7\times10^{-8}$ | 4 | | ○ |
| TC (原子炉停止機能喪失) ($3.6\times10^{-7}$ /炉年) | 全交流動力電源喪失+原子炉停止失敗 ($1.7\times10^{-7}$ /炉年) | 1650 | 地震による母子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による上部格子板の構造損傷+地震による原子炉補機冷却系熱交換器の構造損傷 | $9.5\times10^{-9}$ | 24 | ・代替制御棒挿入機能<br>・代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能<br>・ほう酸水注入系 | － |
| | | | 地震による母子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による制御棒駆動系配管の構造損傷+地震による原子炉補機冷却系熱交換器の構造損傷 | $8.6\times10^{-9}$ | 22 | | － |
| | | | 地震による母子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による上部格子板の構造損傷+地震による非常用取水路の構造損傷 | $3.4\times10^{-9}$ | 9 | | － |

※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、シーケンスの上の主な特徴に着目し、詳細化して分類したもの。
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(CDF)を示す。
※2　主要な事故シーケンスの中で最も高い CDF を示したシーケンスのうち、最も高い CDF 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相関としているため、多重化されたある機器が地震により損傷する場合、他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 CDF に対するカットセットの寄与割合を示す。
※5　原子炉注水自動起動不能の認知失敗等のヒューマンエラーについては、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考える。

## 東二

第 1-1 表　「高圧・低圧注水機能喪失」におけるカットセット

| No. | 加速度区分(G) | カットセット | CDF (／炉年) | 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ＲＨＲＳ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ＲＨＲＳ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ＲＨＲＳポンプ損傷＋水源切替操作失敗 | 2.1E-08 | 4.5 | | ○ |
| 9 | 1.4～1.5 | 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）＋地震によるＲＨＲＳ配管損傷＋水源切替操作失敗 | 1.8E-08 | 3.9 | | ○ |
| 10 | 0.9～1.0 | | 1.5E-08 | 3.2 | | ○ |
| 10 | 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）＋地震によるＲＨＲＳポンプ損傷＋水源切替操作失敗 | 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ＲＨＲＳ配管損傷＋水源切替操作失敗 | 1.3E-08 | 2.8 | | ○ |
| 13 | 1.7～1.8 | 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）＋地震によるＲＨＲＳポンプ損傷＋水源切替操作失敗 | 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 | 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ＲＨＲＳポンプ損傷＋水源切替操作失敗 | 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ＲＨＲＳ配管損傷＋水源切替操作失敗 | 8.0E-09 | 1.7 | | ○ |
| 17 | 1.1～1.2 | 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 | 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ＲＨＲＳ配管損傷＋水源切替操作失敗 | 7.7E-09 | 1.6 | | ○ |
| 19 | 1.4～1.5 | 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）＋地震によるＲＨＲ熱交換器損傷＋水源切替操作失敗 | 7.6E-09 | 1.6 | | ○ |
| 20 | 1.2～1.3 | | 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ＲＨＲＳポンプ損傷＋水源切替操作失敗 | 5.5E-09 | 1.2 | | ○ |
| 23 | 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）＋地震によるＲＨＲ熱交換器損傷＋水源切替操作失敗 | 4.8E-09 | 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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

# 比較表

## 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版）

○　高圧注水・原子炉減圧機能喪失(TQUX)

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 150gal 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。

再掲

第 1-1 表　事故シーケンスの分析(最小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[gal] | 主要なカットセット※3 | 炉心損傷頻度 [/炉年] | 炉心損傷頻度 寄与割合※4 [%] | 主な対策 | 対策有効性 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| TQUV (高圧・低圧注水機能喪失) ($1.3\times10^{-8}$ /炉年) | 過渡事象+高圧/低圧注水失敗 ($6.4\times10^{-9}$ /炉年) | 1200 | 地震による原子炉補機冷却系熱交換器の構造損傷+RCIC ランダム故障 | $1.1\times10^{-9}$ | 45 | ・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) | ○ |
| | | | 地震による原子炉補機冷却系配管の構造損傷+RCIC ランダム故障 | $3.0\times10^{-10}$ | 13 | | ○ |
| | | | 地震による原子炉補機冷却系熱交換器の構造損傷+地震による RCIC 配管の構造損傷 | $3.0\times10^{-10}$ | 13 | | ○ |
| TQUX (高圧注水・減圧機能喪失) ($2.3\times10^{-8}$ /炉年) | 過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗 ($1.8\times10^{-8}$ /炉年) | 150 | 原子炉減圧操作失敗+原子炉水位高(L8)誤信号 | $4.3\times10^{-9}$ | 46 | ・減圧自動化ロジック<br>・高圧代替注水系 | ○ |
| | | | 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 | $3.3\times10^{-9}$ | 35 | | －※5 |
| | | | 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) | $9.3\times10^{-10}$ | 10 | | －※5 |
| TW (崩壊熱除去機能喪失) ($5.3\times10^{-6}$ /炉年) | 過渡事象+除熱失敗 ($3.0\times10^{-6}$ /炉年) | 150 | 残留熱除去系系統操作失敗 | $1.1\times10^{-6}$ | 82 | ・代替格納容器冷却スプレイ系<br>・代替原子炉補機冷却系<br>・格納容器圧力逃がし装置<br>・可搬型代替注水ポンプ | ○ |
| | | | 原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障) | $9.4\times10^{-8}$ | 7 | | ○ |
| | | | 残留熱除去系ランダム故障(A,B,C 従属故障) | $5.7\times10^{-8}$ | 4 | | ○ |
| TC (原子炉停止機能喪失) ($3.6\times10^{-7}$ /炉年) | 全交流動力電源喪失+原子炉停止失敗 ($1.7\times10^{-7}$ /炉年) | 1650 | 地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による上部格子板の構造損傷+地震による原子炉補機冷却系熱交換器の構造損傷 | $9.5\times10^{-8}$ | 24 | ・代替制御棒挿入機能<br>・代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能<br>・代替注水大系 | － |
| | | | 地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による制御棒駆動系配管の構造損傷+地震による原子炉補機冷却系熱交換器の構造損傷 | $8.6\times10^{-8}$ | 22 | | － |
| | | | 地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による上部格子板の構造損傷+地震による非常用取水路の構造損傷 | $3.4\times10^{-8}$ | 9 | | － |

※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、シーケンスの上流の特徴に着目し、詳細化して分類したもの。
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(CDF)を示す。
※2　主要な事故シーケンスの中で最も高い CDF を示したシーケンスのうち、最も高い CDF 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相関としているため、多重化されたある機器が地震により損傷する場合、他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 CDF に対するカットセットの寄与割合を示す。
※5　原子炉注水自動起動不能の認知失敗等のヒューマンエラーについては、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考える。

## 東二

【高圧注水・減圧機能喪失（ＴＱＵＸ）】

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。

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

| No. | 加速度区分(G) | カットセット | CDF (／炉年) | 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 | | ○ |
| 5 | 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 | | ○ |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

# 比較表

## 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版）

○　全交流動力電源喪失(TB)

・　全交流動力電源喪失(長期 TB)

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格納容器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。

第 1-1 表　事故シーケンスの分析(最小カットセットの抽出)結果(2/3)

| 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[gal] | 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 主要なカットセット※3 | 炉心損傷頻度 [/炉年] | 炉心損傷頻度 寄与割合※4 [%] | 主な対策 | 対策有効性 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| TB（全交流動力電源喪失）（4.0×10⁻⁵ /炉年） | 長期TB | 全交流動力電源喪失（3.3×10⁻⁵ /炉年） | 1350 | 地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による原子炉補機冷却系熱交換器の構造損傷 | 2.3×10⁻⁷ | 64 | ・原子炉隔離時冷却系（所内直流電源設備の確保）<br>・格納容器圧力逃がし装置<br>・常設代替交流電源設備<br>・可搬型代替注水ポンプ（水源補給） | ○ |
| | | | | 地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による原子炉補機冷却系配管の構造損傷 | 6.3×10⁻⁸ | 18 | | ○ |
| | | | | 地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による非常用取水路の構造損傷 | 4.4×10⁻⁸ | 12 | | ○ |
| | TBP | 全交流動力電源喪失+S/R 弁再閉鎖失敗（1.9×10⁻⁵ /炉年） | 1400 | 地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による原子炉補機冷却系熱交換器の構造損傷+S/R 弁再閉鎖失敗(ランダム故障) | 1.3×10⁻⁹ | 63 | ・原子炉隔離時冷却系<br>・高圧代替注水系<br>・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)<br>・常設代替交流電源設備<br>・格納容器圧力逃がし装置 | △※5 |
| | | | | 地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による原子炉補機冷却系配管の構造損傷+S/R 弁再閉鎖失敗(ランダム故障) | 3.4×10⁻¹⁰ | 17 | | △※5 |
| | | | | 地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による非常用取水路の構造損傷+S/R 弁再閉鎖失敗(ランダム故障) | 2.7×10⁻¹⁰ | 14 | | △※5 |
| | TBU | 全交流動力電源喪失+RCIC 失敗（3.5×10⁻⁷ /炉年） | 1550 | 地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による復水貯蔵槽(CSP)周り配管の構造損傷+地震による原子炉補機冷却系熱交換器の構造損傷 | 2.9×10⁻⁸ | 48 | ・原子炉隔離時冷却系※6<br>・高圧代替注水系※7<br>・常設代替交流電源設備<br>・格納容器圧力逃がし装置 | △※6 |
| | | | | 地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による復水貯蔵槽(CSP)周り配管の構造損傷+地震による非常用取水路の構造損傷 | 8.6×10⁻⁹ | 14 | | △※6 |
| | | | | 地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による復水貯蔵槽(CSP)周り配管の構造損傷+地震による原子炉補機冷却系配管の構造損傷 | 8.3×10⁻⁹ | 14 | | △※6 |
| | TBD | 直流電源喪失（6.0×10⁻⁸ /炉年） | 1550 | 地震による直流電源電線管の構造損傷 | 5.5×10⁻⁹ | 84 | ・常設代替直流電源設備 | ○ |
| | | | | 地震による直流電源主母線盤の機能損傷 | 5.6×10⁻¹⁰ | 9 | | ○ |
| | | | | 地震による直流電源充電器盤の機能損傷 | 4.4×10⁻¹⁰ | 7 | | ○ |

※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、シーケンスの上の主な特徴に着目し、詳細化して分類したもの。
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(CDF)を示す。
※2　主要な事故シーケンスの中で最も高い CDF を示したシーケンスのうち、最も高い CDF 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相関としているため、多重化されたある機器が地震により損傷する場合、他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 CDF に対するカットセットの寄与割合を示す。
※5　S/R 弁からの蒸気流出によって原子炉隔離時冷却系又は高圧代替注水系が機能喪失する前に交流電源を復旧し、低圧注水に移行出来れば炉心損傷を回避できる。
※6　CSP が機能喪失するカットセットに対しても、CSP から S/C への水源切替に期待出来る場合は RCIC による注水が可能。
※7　CSP が機能喪失するカットセットには有効でないため、今回抽出された主要なカットセットには対応できない

## 東二

【全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）】

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。

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を確保することが有効となる。

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

| No. | 加速度区分(G) | カットセット | CDF（／炉年） | 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 | 19.9 | ・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 | | ○ |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| ・　全交流動力電源喪失＋S/R 弁再閉鎖失敗(TBP)<br>主要な事故シーケンスのうち、「全交流動力電源喪失＋S/R 弁再閉鎖失敗」(TBP)では、原子炉補機冷却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、外部電源喪失と合わ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、S/R 弁再閉鎖失敗により、長時間の RCIC 及び高圧代替注水系には期待できない。このため、RCIC 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 による注水が出来ず、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、圧力容器又は格納容器に注水し、格納容器圧力逃がし装置等による除熱を行うことで、格納容器の破損防止を防止することができる。<br><br>・　全交流動力電源喪失＋RCIC 失敗(TBU)<br>主要な事故シーケンスのうち、「全交流動力電源喪失＋RCIC 失敗」(TBU)では、原子炉補機冷却系又は非常用取水路の構造損傷及び RCIC の水源となる復水貯蔵槽(CSP)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 CSP 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、S/C 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(RCIC)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。このため、今回抽出されたカットセットに対しては、RCIC による注水及び可搬型の低圧代替注水系によって、炉心損傷を防止することが出来ると考えられる。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 RCIC が故障等によって機能喪失に至るものの CSP 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。<br><br>・　直流電源喪失(TBD)<br>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。 | 【全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ)】<br>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。<br>また，ＴＢＵでは，地震による交流電源設備（ＤＧＳＷ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。<br>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)。 | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

# 比較表

## 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版）

再掲

第 1-1 表　事故シーケンスの分析(最小カットセットの抽出)結果(2/3)

| 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[gal] | 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 主要なカットセット※3 | 炉心損傷頻度 [/炉年] | 炉心損傷頻度 寄与割合※4 [%] | 主な対策 | 対策有効性 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| TB（全交流動力電源喪失）（4.0×10⁻⁵/炉年） | 長期TB | 全交流動力電源喪失（3.3×10⁻⁶/炉年） | 1350 | 地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による原子炉補機冷却系熱交換器の構造損傷 | 2.3×10⁻⁷ | 64 | ・原子炉隔離時冷却系(所内直流電源設備の確保)<br>・格納容器圧力逃がし装置<br>・常設代替交流電源設備<br>・可搬型代替注水ポンプ(水源補給) | ○ |
| | | | | 地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による原子炉補機冷却系配管の構造損傷 | 6.3×10⁻⁸ | 18 | | ○ |
| | | | | 地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による非常用取水路の構造損傷 | 4.4×10⁻⁸ | 12 | | ○ |
| | TBP | 全交流動力電源喪失+S/R 弁再閉鎖失敗（1.9×10⁻⁸/炉年） | 1400 | 地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による原子炉補機冷却系熱交換器の構造損傷+S/R 弁再閉鎖失敗(ランダム故障) | 1.3×10⁻⁹ | 63 | ・原子炉隔離時冷却系<br>・高圧代替注水系<br>・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)<br>・常設代替交流電源設備<br>・格納容器圧力逃がし装置 | △※5 |
| | | | | 地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による原子炉補機冷却系配管の構造損傷+S/R 弁再閉鎖失敗(ランダム故障) | 3.4×10⁻¹⁰ | 17 | | △※5 |
| | | | | 地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による非常用取水路の構造損傷+S/R 弁再閉鎖失敗(ランダム故障) | 2.7×10⁻¹⁰ | 14 | | △※5 |
| | TBU | 全交流動力電源喪失+RCIC 失敗（3.5×10⁻⁷/炉年） | 1550 | 地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による復水貯蔵槽(CSP)周り配管の構造損傷+地震による原子炉補機冷却系熱交換器の構造損傷 | 2.9×10⁻⁸ | 48 | ・原子炉隔離時冷却系※6<br>・高圧代替注水系※7<br>・常設代替交流電源設備<br>・格納容器圧力逃がし装置 | △※6 |
| | | | | 地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による復水貯蔵槽(CSP)周り配管の構造損傷+地震による非常用取水路の構造損傷 | 8.6×10⁻⁹ | 14 | | △※6 |
| | | | | 地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による復水貯蔵槽(CSP)周り配管の構造損傷+地震による原子炉補機冷却系配管の構造損傷 | 8.3×10⁻⁹ | 14 | | △※6 |
| | TBD | 直流電源喪失（6.0×10⁻⁸/炉年） | 1550 | 地震による直流電源電線管の構造損傷 | 5.5×10⁻⁹ | 84 | ・常設代替直流電源設備 | ○ |
| | | | | 地震による直流電源主母線盤の機能損傷 | 5.6×10⁻¹⁰ | 9 | | ○ |
| | | | | 地震による直流電源充電器盤の機能損傷 | 4.4×10⁻¹⁰ | 7 | | ○ |

※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、シーケンスの上の主な特徴に着目し、詳細化して分類したもの。
　　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(CDF)を示す。
※2　主要な事故シーケンスの中で最も高い CDF を示したシーケンスのうち、最も高い CDF 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相関としているため、多重化されたある機器が地震により損傷する場合、他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 CDF に対するカットセットの寄与割合を示す。
※5　S/R 弁からの蒸気流出によって原子炉隔離時冷却系又は高圧代替注水系が機能喪失する前に交流電源を復旧し、低圧注水に移行出来れば炉心損傷を回避できる。
※6　CSP が機能喪失するカットセットに対しても、CSP から S/C への水源切替に期待出来る場合は RCIC による注水が可能。
※7　CSP が機能喪失するカットセットには有効でないため、今回抽出された主要なカットセットには対応できない

## 東二

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

| No. | 加速度区分(G) | カットセット | CDF（／炉年） | 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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

# 比較表

## 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版）

再掲

第 1-1 表　事故シーケンスの分析(最小カットセットの抽出)結果(2/3)

| 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[gal] | 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 主要なカットセット※3 | 炉心損傷頻度 [/炉年] | 炉心損傷頻度 寄与割合※4 [%] | 主な対策 | 対策有効性 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| TB（全交流動力電源喪失）（4.0×10⁻⁵/炉年） | 長期TB | 全交流動力電源喪失（3.3×10⁻⁵/炉年） | 1350 | 地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による原子炉補機冷却系熱交換器の構造損傷 | 2.3×10⁻⁷ | 64 | ・原子炉隔離時冷却系(所内直流電源設備の確保)<br>・格納容器圧力逃がし装置<br>・常設代替交流電源設備<br>・可搬型代替注水ポンプ(水源補給) | ○ |
| | | | | 地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による原子炉補機冷却系配管の構造損傷 | 6.3×10⁻⁸ | 18 | | ○ |
| | | | | 地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による非常用取水路の構造損傷 | 4.4×10⁻⁸ | 12 | | ○ |
| | TBP | 全交流動力電源喪失+S/R 弁再閉鎖失敗（1.9×10⁻⁵/炉年） | 1400 | 地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による原子炉補機冷却系熱交換器の構造損傷+S/R 弁再閉鎖失敗(ランダム故障) | 1.3×10⁻⁹ | 63 | ・原子炉隔離時冷却系<br>・高圧代替注水系<br>・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)<br>・常設代替交流電源設備<br>・格納容器圧力逃がし装置 | △※5 |
| | | | | 地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による原子炉補機冷却系配管の構造損傷+S/R 弁再閉鎖失敗(ランダム故障) | 3.4×10⁻¹⁰ | 17 | | △※5 |
| | | | | 地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による非常用取水路の構造損傷+S/R 弁再閉鎖失敗(ランダム故障) | 2.7×10⁻¹⁰ | 14 | | △※5 |
| | TBU | 全交流動力電源喪失+RCIC 失敗（3.5×10⁻⁷/炉年） | 1550 | 地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による復水貯蔵槽(CSP)周り配管の構造損傷+地震による原子炉補機冷却系熱交換器の構造損傷 | 2.9×10⁻⁸ | 48 | ・原子炉隔離時冷却系※6<br>・高圧代替注水系※7<br>・常設代替交流電源設備<br>・格納容器圧力逃がし装置 | △※6 |
| | | | | 地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による復水貯蔵槽(CSP)周り配管の構造損傷+地震による非常用取水路の構造損傷 | 8.6×10⁻⁹ | 14 | | △※6 |
| | | | | 地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による復水貯蔵槽(CSP)周り配管の構造損傷+地震による原子炉補機冷却系配管の構造損傷 | 8.3×10⁻⁹ | 14 | | △※6 |
| | TBD | 直流電源喪失（6.0×10⁻⁸/炉年） | 1550 | 地震による直流電源電線管の構造損傷 | 5.5×10⁻⁹ | 84 | ・常設代替直流電源設備 | ○ |
| | | | | 地震による直流電源主母線盤の機能損傷 | 5.6×10⁻¹⁰ | 9 | | ○ |
| | | | | 地震による直流電源充電器盤の機能損傷 | 4.4×10⁻¹⁰ | 7 | | ○ |

※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、シーケンスの上の主な特徴に着目し、詳細化して分類したもの。
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(CDF)を示す。
※2　主要な事故シーケンスの中で最も高い CDF を示したシーケンスのうち、最も高い CDF 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相関としているため、多重化されたある機器が地震により損傷する場合、他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 CDF に対するカットセットの寄与割合を示す。
※5　S/R 弁からの蒸気流出によって原子炉隔離時冷却系又は高圧代替注水系が機能喪失する前に交流電源を復旧し、低圧注水に移行出来れば炉心損傷を回避できる。
※6　CSP が機能喪失するカットセットに対しても、CSP から S/C への水源切替に期待出来る場合は RCIC による注水が可能。
※7　CSP が機能喪失するカットセットには有効でないため、今回抽出された主要なカットセットには対応できない

## 東二

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

| No. | 加速度区分(G) | カットセット | CDF（／炉年） | 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ＤＧＳＷ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 | | ○ |
| 5 | 1.3～1.4 | ①地震によるＤＧＳＷ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 | | ○ |
| 8 | 1.1～1.2 | | 2.9E-08 | 6.4 | | ○ |
| 9 | 1.6～1.7 | ①地震によるＤＧＳＷ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ＤＧＳＷポンプ損傷 | 1.8E-08 | 4.0 | | ○ |
| 12 | 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 | | ○ |
| 14 | 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ＤＧＳＷ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ＤＧＳＷ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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| | 【全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）】<br>ＴＢＰでは，地震による交流電源設備（ＤＧＳＷ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。<br>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。<br>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を確保することが有効となる。 | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版）

東二

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) | カットセット | CDF(／炉年) | 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ＤＧＳＷポンプ損傷 | 1.9E-10 | 8.2 | ・低圧代替注水系（可搬型） | ○ |
| 2 | 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 | | ○ |
| 5 | 1.3～1.4 | ①逃がし安全弁再閉鎖失敗＋地震によるＤＧＳＷ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 | | ○ |
| 7 | 1.4～1.5 | | 1.5E-10 | 6.4 | | ○ |
| 7 | 1.1～1.2 | | 1.5E-10 | 6.4 | | ○ |
| 9 | 1.6～1.7 | ①逃がし安全弁再閉鎖失敗＋地震によるＤＧＳＷ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ＤＧＳＷポンプ損傷 | 9.4E-10 | 4.0 | | ○ |
| 12 | 1.2～1.3 | | 9.2E-10 | 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-10 | 3.1 | | ○ |
| 14 | 1.6～1.7 | | 7.2E-10 | 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ＤＧＳＷ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ＤＧＳＷ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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

# 比較表

## 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版）

○　崩壊熱除去機能喪失(TW)

いずれのカットセットにも、残留熱除去系(RHR)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。

再掲

第 1-1 表　事故シーケンスの分析(最小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 [gal] | 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 主要なカットセット※3 | 炉心損傷頻度 [/炉年] | 炉心損傷頻度 寄与割合※4 [%] | 主な対策 | 対策有効性 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| TQUV (高圧・低圧注水機能喪失) ($1.3\times10^{-8}$ /炉年) | 過渡事象+高圧/低圧注水失敗 ($6.4\times10^{-9}$ /炉年) | 1200 | 地震による原子炉補機冷却系熱交換器の構造損傷+RCIC ランダム故障 | $1.1\times10^{-9}$ | 45 | ・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) | ○ |
| | | | 地震による原子炉補機冷却系配管の構造損傷+RCIC ランダム故障 | $3.0\times10^{-10}$ | 13 | | ○ |
| | | | 地震による原子炉補機冷却系熱交換器の構造損傷+地震による RCIC 配管の構造損傷 | $3.0\times10^{-10}$ | 13 | | ○ |
| TQUX (高圧注水・減圧機能喪失) ($2.3\times10^{-8}$ /炉年) | 過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗 ($1.8\times10^{-8}$ /炉年) | 150 | 原子炉減圧操作失敗+原子炉水位高(L8)誤信号 | $4.3\times10^{-9}$ | 46 | ・減圧自動化ロジック<br>・高圧代替注水系 | ○ |
| | | | 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 | $3.3\times10^{-9}$ | 35 | | —※5 |
| | | | 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) | $9.3\times10^{-10}$ | 10 | | —※5 |
| TW (崩壊熱除去機能喪失) ($5.3\times10^{-6}$ /炉年) | 過渡事象+除熱失敗 ($3.0\times10^{-6}$ /炉年) | 150 | 残留熱除去系系統操作失敗 | $1.1\times10^{-6}$ | 82 | ・代替格納容器冷却スプレイ系<br>・代替原子炉補機冷却系<br>・格納容器圧力逃がし装置<br>・可搬型代替注水ポンプ | ○ |
| | | | 原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障) | $9.4\times10^{-8}$ | 7 | | ○ |
| | | | 残留熱除去系ランダム故障(A,B,C 従属故障) | $5.7\times10^{-8}$ | 4 | | ○ |
| TC (原子炉停止機能喪失) ($3.6\times10^{-7}$ /炉年) | 全交流動力電源喪失+原子炉停止失敗 ($1.7\times10^{-1}$ /炉年) | 1650 | 地震による母子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による上部格子板の構造損傷+地震による原子炉補機冷却系熱交換器の構造損傷 | $9.5\times10^{-8}$ | 24 | ・代替制御棒挿入機能<br>・代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能<br>・ほう酸水注入系 | — |
| | | | 地震による母子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による制御棒駆動系配管の構造損傷+地震による原子炉補機冷却系熱交換器の構造損傷 | $8.6\times10^{-8}$ | 22 | | — |
| | | | 地震による母子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による上部格子板の構造損傷+地震による非常用取水路の構造損傷 | $3.4\times10^{-8}$ | 9 | | — |

※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、シーケンスの上の主な特徴に着目し、詳細化して分類したもの。
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(CDF)を示す。
※2　主要な事故シーケンスの中で最も高い CDF を示したシーケンスのうち、最も高い CDF 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相関としているため、多重化されたある機器が地震により損傷する場合、他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 CDF に対するカットセットの寄与割合を示す。
※5　原子炉注水自動起動不能の認知失敗等のヒューマンエラーについては、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考える。

## 東二

【崩壊熱除去機能喪失（ＴＷ，ＴＢＷ）】

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。

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

| No. | 加速度区分(G) | カットセット | CDF (／炉年) | 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]<br>・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 | ②RHRＳ－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]<br>・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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版）

東二

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) | カットセット | CDF（／炉年） | 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）＋ＤＧ－２Ｃ／２Ｄ運転継続失敗共通原因故障 | 4.5E-09 | 7.0 | ・常設代替高圧電源装置 | ○ |
| 2 | 0.3～0.4 | | 4.0E-09 | 6.2 | | ○ |
| 3 | 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 | | ○ |
| 7 | 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 | | ○ |
| 11 | 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 | | ○ |
| 13 | 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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| ○　原子炉停止機能喪失(TC)<br>いずれのカットセットにも、原子炉補機冷却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。<br>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 号炉及び 7 号炉では、今回重大事故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。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。 | 【原子炉停止機能喪失（ＴＣ）】<br>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。<br>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が。ただし，地震によりケーブルトレイ又はＤＧＳＷ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交流電源又は直流電源の喪失すること，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。 | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

# 比較表

## 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版）

再掲

第 1-1 表　事故シーケンスの分析(最小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[gal] | 主要なカットセット※3 | 炉心損傷頻度 [/炉年] | 炉心損傷頻度 寄与割合※4 [%] | 主な対策 | 対策有効性 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| TQUV (高圧・低圧注水機能喪失) ($1.3\times10^{-8}$ /炉年) | 過渡事象+高圧/低圧注水失敗 ($6.4\times10^{-9}$ /炉年) | 1200 | 地震による原子炉補機冷却系熱交換器の構造損傷+RCIC ランダム故障 | $1.1\times10^{-9}$ | 45 | ・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) | ○ |
| | | | 地震による原子炉補機冷却系配管の構造損傷+RCIC ランダム故障 | $3.0\times10^{-10}$ | 13 | | ○ |
| | | | 地震による原子炉補機冷却系熱交換器の構造損傷+地震による RCIC 配管の構造損傷 | $3.0\times10^{-10}$ | 13 | | ○ |
| TQUX (高圧注水・減圧機能喪失) ($2.3\times10^{-8}$ /炉年) | 過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗 ($1.8\times10^{-8}$ /炉年) | 150 | 原子炉減圧操作失敗+原子炉水位高(L8)誤信号 | $4.3\times10^{-9}$ | 46 | ・減圧自動化ロジック<br>・高圧代替注水系 | ○ |
| | | | 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 | $3.3\times10^{-9}$ | 35 | | —※5 |
| | | | 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) | $9.3\times10^{-10}$ | 10 | | —※5 |
| TW (崩壊熱除去機能喪失) ($5.3\times10^{-6}$ /炉年) | 過渡事象+除熱失敗 ($3.0\times10^{-6}$ /炉年) | 150 | 残留熱除去系系統操作失敗 | $1.1\times10^{-6}$ | 82 | ・代替格納容器冷却スプレイ系<br>・代替原子炉補機冷却系<br>・格納容器圧力逃がし装置<br>・可搬型代替注水ポンプ | ○ |
| | | | 原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障) | $9.4\times10^{-8}$ | 7 | | ○ |
| | | | 残留熱除去系ランダム故障(A,B,C 従属故障) | $5.7\times10^{-8}$ | 4 | | ○ |
| TC (原子炉停止機能喪失) ($3.6\times10^{-7}$ /炉年) | 全交流動力電源喪失+原子炉停止失敗 ($1.7\times10^{-1}$ /炉年) | 1650 | 地震による母子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による上部格子板の構造損傷+地震による原子炉補機冷却系熱交換器の構造損傷 | $9.5\times10^{-8}$ | 24 | ・代替制御棒挿入機能<br>・代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能<br>・ほう酸水注入系 | — |
| | | | 地震による母子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による制御棒駆動系配管の構造損傷+地震による原子炉補機冷却系熱交換器の構造損傷 | $8.6\times10^{-8}$ | 22 | | — |
| | | | 地震による母子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による上部格子板の構造損傷+地震による非常用取水路の構造損傷 | $3.4\times10^{-8}$ | 9 | | — |

※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、シーケンスの上の主な特徴に着目し、詳細化して分類したもの。
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(CDF)を示す。
※2　主要な事故シーケンスの中で最も高い CDF を示したシーケンスのうち、最も高い CDF 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相関としているため、多重化されたある機器が地震により損傷する場合、他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 CDF に対するカットセットの寄与割合を示す。
※5　原子炉注水自動起動不能の認知失敗等のヒューマンエラーについては、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考える。

## 東二

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) | カットセット | CDF (／炉年) | 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<br>・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,.5-09 | 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<br>・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 | — | — |
| 13 | 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<br>・ほう酸水注入系 | ○ |
| 15 | 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 | | — |
| 19 | 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<br>・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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

## 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版）

２．津波レベル 1PRA

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 4.2 m 以上の場合、取水口からの浸水により炉心損傷に至る。津波高さと機能喪失する安全上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考える。

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考える。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。

## 東二

2.　津波レベル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。

・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

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。

(2)　主要なカットセットの確認結果

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。

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

| 事故シーケンス | | 津波区分※1 | ＣＤＦ（／炉年） | 主要なカットセット | ＣＤＦ（／炉年） | 全ＣＤＦに対する寄与割合※1 | 有効性を確認する主な対策※2 | 対策の有効性 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 津波による注水機能喪失 | 最終ヒートシンク喪失（ＲＣＩＣ成功） | T.P.+20m～T.P.+22m | 3.2E-06 | ①最終ヒートシンク喪失 | 3.2E-06 | 73.4% | ・津波防護対策<br>・緊急用海水系 | ○ |
| | 最終ヒートシンク喪失＋高圧炉心冷却失敗 | | 1.1E-08 | ①最終ヒートシンク喪失失＋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% | | ○ |
| | 最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 | | 1.7E-08 | 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 | 7.6E-07 | ①原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失 | 7.6E-07 | 17.6% | | ○ |
| | 防潮堤損傷 | T.P.+24m～ | 3.3E-07 | ①防潮堤損傷 | 3.3E-07 | 7.6% | － | － |

※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

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|

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

| 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におけるカットセットの分析結果※2 | | | | 主な対策 | 対策有効性 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 評価対象とした地震加速度領域[gal] | 主要なカットセット※3 | 炉心損傷頻度 [/炉年] | 炉心損傷頻度 寄与割合※4 [%] | | |
| LOCA (LOCA 時注水機能喪失) ($8.2\times10^{-7}$ /炉年) | 原子炉冷却材圧力バウンダリの喪失 ($7.8\times10^{-7}$ /炉年) | 1250 | 地震による格納容器内配管の構造損傷 | $4.4\times10^{-8}$ | 100 | － | － |
| 計測・制御系喪失 ($6.9\times10^{-8}$ /炉年) | 計測・制御系の損傷 ($6.9\times10^{-8}$ /炉年) | 1700 | 地震によるコントロール建屋の構造損傷 | $8.0\times10^{-9}$ | 63 | － | － |
| | | | 地震による直立盤(制御盤・多重伝送盤)の機能損傷 | $1.7\times10^{-9}$ | 14 | | － |
| | | | 地震によるバイタル分電盤の機能損傷 | $1.2\times10^{-9}$ | 9 | | － |
| 格納容器バイパス ($1.2\times10^{-7}$ /炉年) | 低耐震クラス配管破断+格納容器隔離弁損傷 ($1.2\times10^{-7}$ /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 | $4.4\times10^{-9}$ | 36 | － | － |
| | | | 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 | $4.0\times10^{-9}$ | 33 | | － |
| | | | 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+高圧交流分電盤の機能損傷(隔離弁の電源喪失) | $1.7\times10^{-9}$ | 14 | | － |
| 格納容器・圧力容器損傷 ($8.9\times10^{-7}$ /炉年) | 格納容器・圧力容器の損傷 ($8.9\times10^{-7}$ /炉年) | 1500 | 地震による圧力容器ペデスタルの構造損傷 | $4.6\times10^{-8}$ | 66 | － | － |
| | | | 地震による制御棒駆動系ハウジング(制御棒駆動機構の外側支持部分)の構造損傷 | $9.9\times10^{-9}$ | 14 | | － |
| | | | 地震による原子炉冷却材再循環系ポンプモータケーシングの構造損傷 | $6.6\times10^{-9}$ | 10 | | － |
| 原子炉建屋損傷 ($3.8\times10^{-6}$ /炉年) | 原子炉建屋・構築物の相傷 ($3.8\times10^{-6}$ /炉年) | 1750 | 地震により原子炉建屋が基礎地盤すべり線に沿って動くことによる損傷 | $1.9\times10^{-7}$ | 89 | － | － |
| | | | 地震による原子炉建屋の損傷 | $2.4\times10^{-8}$ | 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、シーケンスの上の主な特徴に着目し、詳細化して分類したもの。
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(CDF)を示す。
※2　主要な事故シーケンスの中で最も高い CDF を示したシーケンスのうち、最も高い CDF 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相関としているため、多重化されたある機器が地震により損傷する場合、他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 CDF に対するカットセットの寄与割合を示す。

○　LOCA 時注水機能喪失(LOCA)

カットセットとしては、地震による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、格納容器内配管の構造損傷を以っ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。

○　その他の炉心損傷直結事象

計測・制御系喪失、格納容器バイパス、格納容器・圧力容器損傷、建屋・構築物損傷については、別紙 2 の通り、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考える。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考える。

例えば、別紙 2 の 2.1 建屋・構築物(原子炉建屋)の損傷の(4)に示した通り、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、サプレッションプールを水源とした原子炉隔離時冷却系(RCIC)による注水や可搬型の低圧代替注水系によって対応できると考える。
また、別紙 2 の 2.2 建屋・構築物(格納容器・圧力容器)の損傷の(4)に示した通り、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、仮にペデスタル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

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| 除熱によって、プラントを安定な状態に導くことが出来ると考える。<br>以　上 | | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| 別紙 6<br><br>「水素燃焼」及び「溶融物直接接触(シェルアタック)」を<br>格納容器破損モードの評価対象から除外する理由<br><br>「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(PCV)破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」(有効性評価ガイド)では、必ず想定する PCV 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。<br>一方、有効性評価ガイドに基づき、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、KK6/7 号機(ABWR)の内部事象運転時レベル 1.5PRA では、水素燃焼及び格納容器直接接触(シェルアタック)を PCV 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。<br><br>○「水素燃焼」の除外理由<br>有効性評価ガイドにおける、「水素燃焼」の現象の概要は以下の通りである。<br><br>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場合がある。<br><br>・炉心損傷に伴う PCV 内の気体の組成及び存在割合の変化<br>KK6/7(ABWR)では、運転中は PCV 内を常時窒素で置換しており、酸素の濃度は 3.5%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、水素が 4%以上かつ酸素が 5%以上の場合である。<br>水-ジルコニウム反応の程度や水蒸気等他の気体の存在割合にも依るが、燃料温度の著しい上昇に伴って水-ジルコニウム反応が生じる状況になれば、水素濃度は 4%をほぼ上回る。<br>一方酸素は、事象発生前から PCV 内に存在している量の他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 PCV 内での水素燃焼の発生を考慮する際には、酸素濃度に着目する必要がある。なお、水の放射線分解による酸素濃度の上昇に対して保守的な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 5%を超えることは無い。<br><br>・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<br>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、上記の通り、7 日以内に酸素濃度が 5%を超えることは無く、また、7 日以上 PCV の機能を維持(破損を防止)しながら酸素濃度の上昇については何も対応しない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。<br>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(CFF) | 別紙 9<br><br>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<br>評価対象から除外する理由について | ・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。 |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| 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る。<br>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。但し、有効性評価においては、酸素濃度の観点で最も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。<br>なお、PCV 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ついては、既に PCV 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。 | | |
| ○「溶融物直接接触(シェルアタック)」の除外理由<br>有効性評価ガイドにおける、「溶融物直接接触(シェルアタック)」の現象の概要は以下の通りである。 | 必ず想定する格納容器破損モードうち，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。 | |
| 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。 | 3.2.3　格納容器破損モードの主要解析条件等<br>5）格納容器直接接触（シェルアタック）<br>a．現象の概要<br>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。 | |
| ・シェルアタックについて<br>シェルアタックについては、NUREG/CR-6025[1]において、BWR MARK Ⅰ 型 PCV に対する検討が実施されている。BWR MARK Ⅰ 型 PCV におけるシェルアタックのメカニズムは次の通り。<br><br>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デスタル部に落下する。この時、BWR MARK Ⅰ 型 PCV はペデスタル部に切れ込み(図 1)があるため、溶融炉心がペデスタル床面に広がった場合、溶融炉心が切れ込みからペデスタル部の外側に流出して PCV の壁面(金属製のライナー部分)に接触する可能性(図 2)がある。<br>この事象は、PCV の構造上、BWR MARK Ⅰ 型 PCV 特有である。 | 1．格納容器直接接触（シェルアタック）<br>シェルアタックについては，ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－６０２５[1]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通り。<br>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デスタル部に切れ込み（図 1）があるため，溶融炉心がペデスタル床面に広がった場合，溶融炉心が切れ込みからペデスタル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。 | |
| ・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<br>KK6/7(ABWR)の RCCV 型 PCV のペデスタルの側面は、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 PCV の様な切れ込みを持たない構造(図 3，4)であるため、溶融炉心がペデスタル床面で広がった場合でも、ペデスタル外側へ溶融炉心が流れ出ることは無い。この様に、ABWR では構造的に発生しない PCV 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 | 2．格納容器直接接触（シェルアタック）の除外理由<br>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，Ｍａｒｋ－Ⅱ型格納容器では，格納容器の構造上，ペデスタル（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（シェルアタック）の発生の可能性はない。<br>よって，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， | |

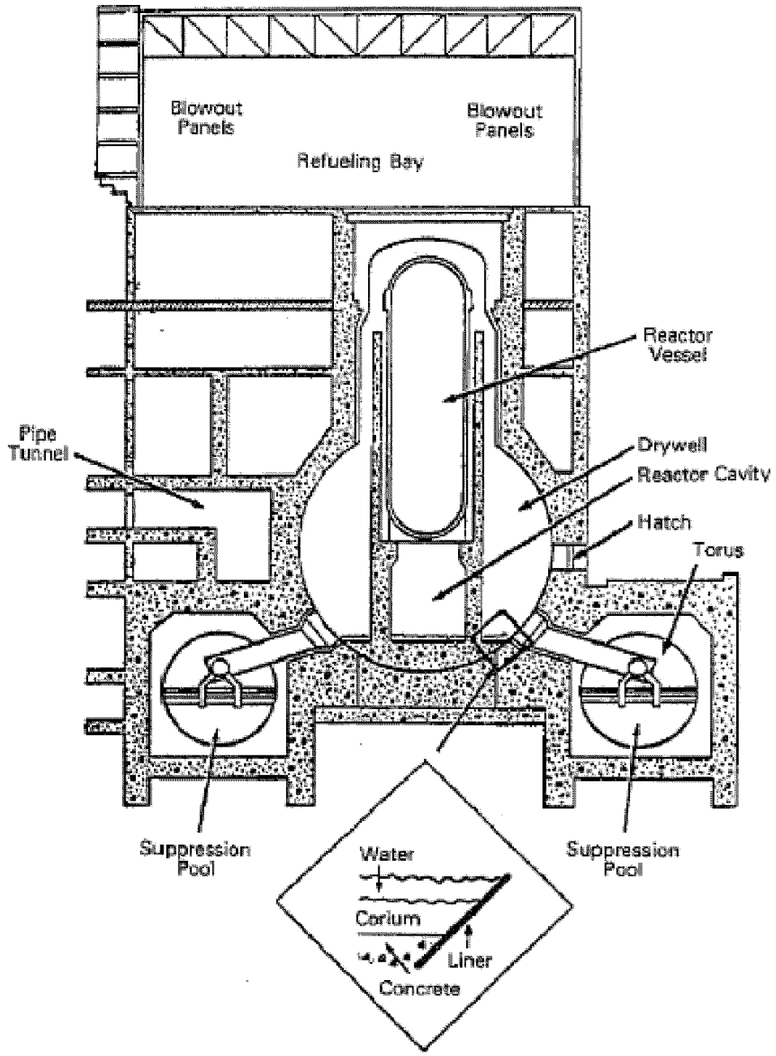
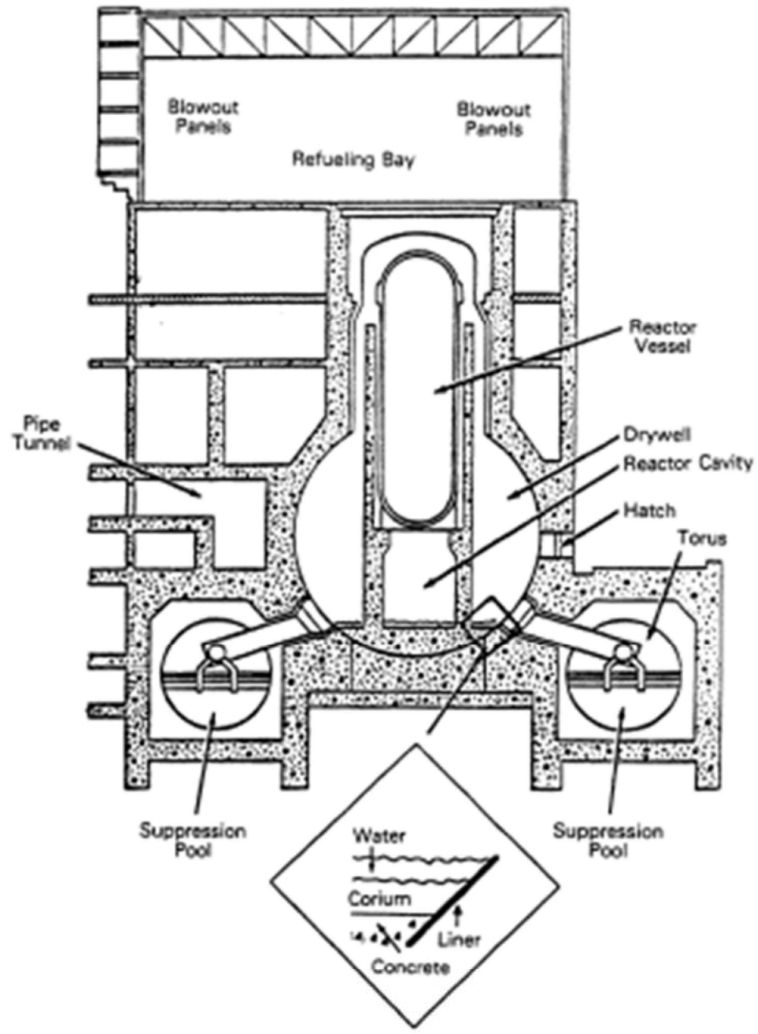
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　６／７号（2017年２月15日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| 外している。<br><br>以 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。<br><br>３．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<br>(1)　レベル１．５ＰＲＡにおけるライナープレート破損の考え方<br>レベル１．５ＰＲＡにおいては，環境への放射性物質の大規模放出に至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，Ｍａｒｋ－Ⅰ型格納容器特有の破損モードであり，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，ライナープレートー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考える。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。<br>(2)　有効性評価におけるライナープレート破損の考え方<br>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，ペデスタル（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。<br>(3)　まとめ<br>Ｍａｒｋ－Ⅱ型格納容器である東海第二発電所においては，ライナープレートー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考える。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。<br>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，ペデスタル（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。 | ・東海第二は，炉心溶融物がペデスタル床面を貫通した場合，サプレッション・プールに落下するＭａｒｋ－Ⅱ格納容器特有の構造であるため，事故シーケンス選定上の扱いについて記載している。 |

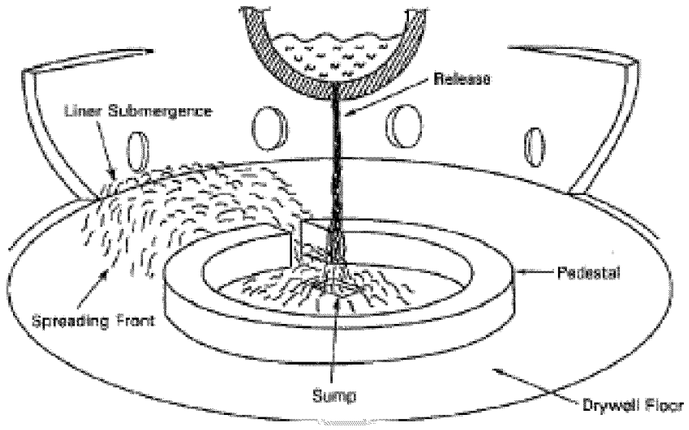
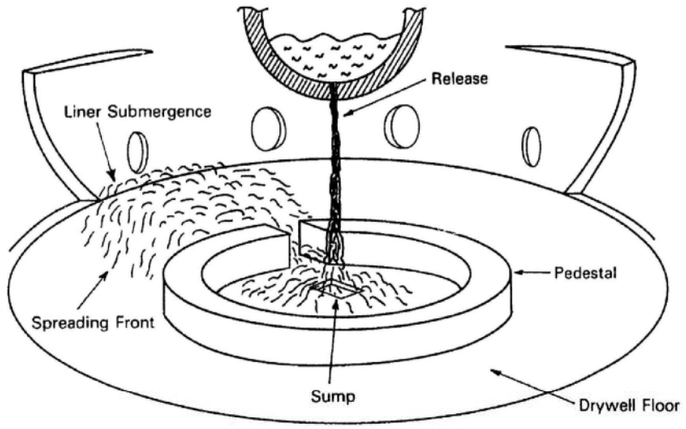
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| 参考文献<br>[1] NUREG/CR-6025, The Provability of Mark-I Containment Failure by Melt-Attack of the Liner, U.S. Nuclear Regulatory Commission (1993)<br>  <br><br>図 1 BWR MARK Ⅰ 型 PCV におけるシェルアタックのイメージ(側面図)[1] | 参考文献<br>[1] U.S. NRC, “The Probability of Mark-I Containment Failure by Melt-Attack of the Liner” NUREG/CR-6025, November 1993<br>  <br><br>図１　ＢＷＲ ＭＡＲＫ－Ｉ型格納容器における格納容器直接接触[1] | |

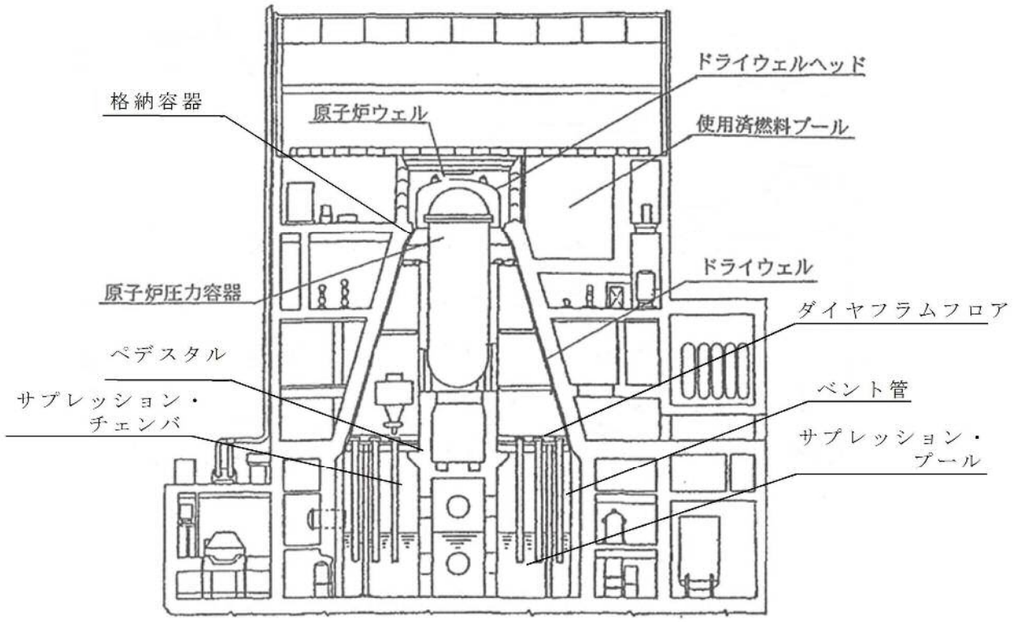
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
|  <br>図 2 BWR MARK Ⅰ 型 PCV における溶融炉心のペデスタル外側への流出のイメージ[1] |  <br>図２　ＢＷＲ ＭＡＲＫ－Ⅰ型格納容器における<br>格納容器直接接触の物理現象図［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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| 図 3 RCCV 型格納容器の構造 |  <br>図 3　東海第二発電所（ＭＡＲＫ－Ⅱ型）の格納容器概略図 | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| 図 4 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) | | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

## 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版）

別紙 7

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

【分岐確率の根拠】

KK6/7 号機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(PCV)の隔離に失敗している場合を考慮しており、これを「PCV 隔離」のヘディング(分岐確率 $5.0\times10^{-3}$)として設定している。

この分岐確率は、PCV 隔離システムの信頼性について評価している NUREG/CR-4220[1]をもとに設定している。NUREG/CR-4220 では、米国の LER(Licensee Event Report)(1965 年～1984 年分)を分析し、PCV からの大規模漏洩が生じた事象 4 件を抽出、これを評価時点での運転炉年(740 炉年)で割ることにより、PCV 隔離失敗の発生頻度($5.0\times10^{-3}$/炉年)を算出している。更に、PCV 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 PCV 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、「PCV 隔離」の失敗確率としている。

本評価においても、PCV 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、「PCV 隔離」の失敗確率としている。

なお、NUREG/CR-4220 では、潜在的な漏洩が発生する経路として、ベント弁等の大型弁の故障や PCV 壁に穴が空く事象等の直接的な破損を考えている。

【JNES による検討事例】

PCV の隔離失敗については、独立行政法人 原子力安全基盤機構(JNES)による評価結果[2]が報告されている。国内 BWR-5MARKⅡ型格納容器プラントを対象に、フォールトツリー(FT)を用いて PCV 隔離の失敗確率を評価しており、PCV 隔離の失敗確率は平均値で $8.3\times10^{-4}$(EF = 2.4)と示されている。

PCV 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 FT でモデル化している。また、FT の基事象には国内機器故障率データを使用している。

【分岐確率の設定について】

## 東二

別紙 10

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

1.　格納容器隔失敗の分岐確率の根拠

(1)　格納容器隔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[(1)]を基に 5.0E-3／d 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。

表 1　大規模漏えいとして抽出された事象

| 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 |

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。

(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，ＥＰＲＩ報告書[(2)]がある。ＥＰＲＩ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。

0.5／217 ＝2.3E-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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| NUREG/CR-4220 では米国の運転実績から、JNES による評価では、FT による分析から PCV 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 1.0×$10^{-3}$ 前後の値である。<br>本評価において、ヘディング「PCV 隔離」は他のヘディングとの従属関係を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「PCV 隔離」の確率の積がそのまま PCV 破損モード「PCV 隔離失敗」による PCV 破損頻度となる。また、PCV 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「PCV 隔離」以降のイベントツリーの分析結果(CFF)には殆ど影響しない。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 5.0×$10^{-3}$ を採用した。<br>なお、現状の運転管理として PCV 内の圧力を日常的に監視しているほか、格納容器圧力について 1 日 1 回記録を採取している。仮に今回想定した様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。<br><br>【格納容器隔離失敗事象への対応】<br>格納容器隔離失敗事象には、炉心損傷の時点で PCV 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(RPV)に繋がる高圧配管が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。<br>PRA では、炉心損傷の時点で PCV 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無いが、万一、炉心損傷の時点で PCV 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こととなる。<br>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共に、万一の重大事故発生時に PCV の隔離に失敗していることの無いよう、PCV 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 PCV の圧力監視等で対応している。<br>また、炉心損傷の時点で PCV の空間部に繋がる配管が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こととなる。<br>原子炉冷却材浄化系配管等、RPV に繋がる配管が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、RPV の急速減圧、炉水位をバイパス破断が生じた配管の RPV 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。<br><br>以 上 | 大規模漏えいに至る事象実績※　：0.5件<br>ＩＬＲＴ試験数　：217件<br>※：発生経験がないため，発生実績を0.5件と仮定。<br>この値は，ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－４２２０で評価された格納容器隔離失敗確率の 5.0E-3／d よりも小さい値となっており，ＥＰＲＩ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。<br><br>2.　格納容隔離失敗事象への対応<br>(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<br>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。<br>ａ．機械的破損による隔離機能喪失<br>(a)　格納容器貫通部からの漏えい<br>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，格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。<br>(b)　格納容器アクセス部からの漏えい<br>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。<br>(c)　格納容器バウンダリからの漏えい<br>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。<br>ｂ．人的過誤による隔離機能喪失<br>(a)　漏えい試験配管からの漏えい<br>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。<br><br>(2)　格納容隔離失敗事象への対応<br>(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，重大事故等発生時に，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 | ・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。 |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7号（2017年2月15日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| | 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。 | |
| 参考文献<br>[1] NUREG/CR-4220, Reliability Analysis of Containment Isolation Systems., U.S. Nuclear Regulatory Commission (1985)<br>[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) | 参考文献<br>(1) NUREG/CR-4220,Reliability Analysis of Containment Isolation Systems, U.S.NRC,<br>(2) Risk Impact Assessment of Extended Integrated Leak Rate Testing Intervals, Revision 2-A of 1009325, Final Report, EPRI, October 2008 | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7号（2017年2月15日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| 別紙8<br><br>炉内溶融燃料－冷却材相互作用(炉内FCI)に関する知見の整理<br><br>1. 現象の概要<br>原子炉容器内水蒸気爆発による格納容器破損はα モード破損と呼ばれ、WASH-1400 から研究が続けられてきた。この現象は、溶融炉心(コリウム)が原子炉圧力容器下部ヘッドに溜まっている水中に落下した時に水蒸気爆発が発生し、それにより水塊がミサイルとなって炉内構造物を破壊し、原子炉圧力容器上蓋に衝突することで上蓋を固定するボルトを破壊し、上蓋が格納容器に衝突して格納容器破損に至るという現象である。<br><br>炉内での現象は、以下のようなメカニズムであると考えられている。<br>① 炉内の冷却材が喪失し、炉心が溶融して、その溶融炉心が下部プレナムの残存水に落下する。水と接触した溶融炉心は、その界面の不安定性により、溶融炉心の一部もしくは大部分が分裂し、膜沸騰を伴う水との混合状態となる(粗混合)。更に、自発的もしくは外部からの圧力パルスにより、膜沸騰が不安定化し(トリガリング)、二液が直接接触する。<br>② 下部プレナムにおける二液の直接接触により、急速な熱の移動が発生し、急速な蒸気発生・溶融炉心の微細化によって、更に液体どうしの接触を促進し(伝播)、蒸気発生を促進する。この蒸気発生により、圧力波が発生する。<br>③ 発生した圧力波が通過した後の高温高圧領域(元々は粗混合領域)の膨張により運動エネルギが発生し、上部ヘッドを破壊する。この結果、上部ヘッドはミサイルとなって格納容器に衝突する。<br><br>2. 過去の実験結果の整理[1]<br>FCI について、過去に実施された比較的大規模な実験概要及び結果を以下に示す。<br><br>2.1 FARO 実験<br>FARO 実験は、イタリアのイスプラ研究所において実施された実験で、圧力容器内での FCI を調べることを主な目的とした試験である。多くの実験は高圧・飽和水条件で実施されているが、圧力容器外を対象とした低圧・サブクール水条件の実験も実施されている。<br>図 2.1 に試験装置の概要図を示す。試験装置は主にるつぼと保温容器で構成されている。るつぼ内で溶融させたコリウムを一度リリースベッセルに保持し、その底部にあるフラップを開放することにより溶融コリウムを水プールに落下させる。溶融物落下速度は、リリースベッセルの圧力を調整することにより調整可能である。<br>実験は、酸化物コリウム(80wt% UO2+20wt% ZrO2)または金属 Zr を含むコリウム(77wt% UO2+19wt% ZrO2+4wt% Zr)を用いて実施された。 | | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7号（2017年2月15日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| 表2.1に試験条件及び試験結果を示す。<br>結果として、いずれの実験においても、水蒸気爆発の発生は確認されなかった。<br>溶融コリウムの粒子化量について、高圧条件・低サブクール水条件においては水深約1mの場合で溶融コリウムの約半分が粒子化し、残りはジェット状でプール底面に衝突し、パンケーキ状に堆積したとの結果が得られている。また、低圧条件・サブクール水条件では、全てのコリウムは粒子化した。<br>さらに、粒子の質量中央径は3.2mm～4.8mmであり、試験パラメータ(初期圧力、水深、コリウム落下速度、サブクール度)に依存しないことが報告されている。<br><br>2.2 COTELS 実験<br>COTELS 実験は、(財)原子力発電技術機構により実施された実験であり、圧力容器底部が溶融破損して溶融コリウムが格納容器床面上の水プールに落下した場合の水蒸気爆発の発生有無を調べることを目的に実施された。図2.2に実験装置の概要図を示す。実験は、シビアアクシデント時の溶融コリウム成分を模擬するため、比較的多くの金属成分を含む模擬コリウム(55wt% UO2+5wt%ZrO2+25wt% Zr+15wt% SUS)が用いられた。また、多くの実験ケースはプール水深40cm、飽和水温度で実施されている<br>表2.2に実験条件及び結果を示す。<br>結果として、いずれの実験においても、水蒸気爆発の発生は確認されなかった。<br>プールに落下した溶融コリウムはほとんどが粒子化し、落下速度が大きいケースでは、全てのコリウムが粒子化するとの結果が得られている。<br>また、コリウム落下速度の大きいケースを除いて、粒径分布に大きな差はなく、質量中央径で6mm程度であり、落下速度が大きいケースでは粒子径は小さくなっている。<br><br>2.3 KROTOS 実験<br>KROTOS 実験はイスプラ研究所で実施された実験であり、FARO 実験が高圧条件を主目的として実施されたのに対して、KROTOS 実験では、低圧・サブクール水を主として実施が行われている。<br>図2.3に実験装置の概要図を示す。本実験では摸擬コリウムとしてUO2 混合物(80% UO2+20% ZrO2)またはアルミナを用いた実験を行っている。また、外部トリガ装置によりトリガを与えることで、水蒸気爆発を誘発させる実験も実施されている。<br>表2.3に実験条件及び結果を示す。<br>アルミナを用いた実験では、サブクール水(ケース38, 40, 42, 43, 49)の場合、外部トリガ無しで水蒸気爆発が発生、低サブクール水(ケース41, 44, 50, 51)の場合、外部トリガがある場合(ケース44)に水蒸気爆発が発生した。一方、UO2混合物を用いた実験では、サブクール度が4～102Kの場合、外部トリガ無しでは水蒸気爆発が発生せず、外部トリガありの場合でも、溶融物の重量が大きい、または、水プールのサブクール度が高い場合(ケース52)に水蒸気爆発が観測されている。 | | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7号（2017年2月15日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| これらの差異として、粒子径はアルミナの8～17 mm に対しUO2 混合物は1～1.7 mm であり、UO2 混合物の方が小さく、粒子化直後の表面積が大きいため粗混合時に水プールが高ボイド率となり、トリガの伝播を阻害した可能性がある。また、アルミナは比重が小さいことから水面近傍でブレークアップし、径方向に拡がったことによりトリガが伝搬しやすくなったと考えられている。一方、UO2 混合物は、粒子表面と水が接触した直後に表面が固化することにより蒸気膜が崩壊した際の微粒子化が起こりにくく、これが一つの要因となって水蒸気爆発の発生を阻害すると考えられる。<br><br>2.4 ALPHA 実験<br>旧原子力研究所(JAERI)で実施された実験であり、シビアアクシデント時の格納容器内の諸現象を明らかにし、格納容器の耐性やアクシデントマネジメント策の有効性を評価することを目的に、1988年から事故時格納容器挙動試験の一環で実施された。<br>図2.4 に実験装置の概要図を示す。実験では、溶融ステンレス鋼または酸化アルミニウムと鉄からなる溶融物を実験装置の摸擬格納容器内に設置した水プールに落下させるもので、摸擬格納容器の寸法は、内径約4 m、高さ約5 m、内容積約50 m3 である。<br>表2.4 に実験条件及び結果を示す。<br>溶融ステンレス鋼の実験ケースでは、水プールのサブクール度が高い場合でも水蒸気爆発の発生は確認されていない。<br>酸化アルミニウムと鉄の溶融物の実験では、溶融物の重量が 20kg、雰囲気圧力が 0.1 MPa で、サブクール度が73～90 K において実施されたケース(ケース2, 3, 5, 9, 17, 18)において水蒸気爆発が発生している。溶融物量を半減させたケース1, 10, 13 では、ケース10 のみ水蒸気爆発が確認された。この 3 ケースの条件には有意な差が無いことから、この 3 ケースの条件がこの実験体系における水蒸気爆発の発生の有無の境界近傍であること及びこの結果からは、溶融物の落下量が多い場合に水蒸気爆発が発生し易いことが示されている。水プールを飽和水としたケース 14 では水蒸気爆発は観測されなかった。一方、ケース 8,12, 15, 25 は雰囲気圧力を 0.5～1.6 MPa の範囲で変化させているが、最も低い0.5 MPa のケースのみ水蒸気爆発が観測された。<br>以上の結果から、高雰囲気圧力あるいは低サブクール水の場合に水蒸気爆発発生が抑制される傾向があることが示されている。<br>ケース6, 11, 19, 20, 21 は、溶融物を分散させ複数のジェットを形成させたケースであるが、3 ケースで水蒸気爆発が観測されたが、水蒸気爆発の規模は抑制される場合と増大される場合があり、溶融物と冷却水の粗混合状態が FCI の進展に大きな影響を及ぼすことを示していると結論付けられている。<br><br>3. 知見のまとめ<br>上記で示した主な実験結果をまとめると以下のとおりとなる。 | | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7号（2017年2月15日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| ・UO2 を用いた実験では、水蒸気爆発は確認されていない。(FARO 実験、COTELS 実験)<br>・高圧力条件、または、低サブクール水条件は、水蒸気爆発を抑制する傾向がある(ALPHA 試験)<br>・粒子化割合は、サブクール度に依存し、サブクール度が大きいと粒子化割合は高くなる(FARO 実験)<br>・粒子化割合は、デブリ落下速度に依存し、落下速度が大きいと粒子化が促進される(COTELS 実験)<br>・デブリ落下後の水プールが高ボイド率状態になると、トリガの伝播を阻害する可能性がある(KROTOS 実験)<br>・溶融物と水の粗混合状態が、FCI の進展に大きな影響を及ぼす(ALPHA 実験)<br><br>BWR 体系に対して、上記の実験結果を踏まえた分析結果を表 3.1 に示す。実験結果からは、水蒸気爆発の発生は不確実さが大きいと考えられるものの、BWR 体系では炉内における水蒸気爆発は発生しにくいと考えられることが分かる。<br>また、BWR において炉内での自発的水蒸気爆発(外部トリガ無しの状態での水蒸気爆発)が発生しにくい理由として、BWR の炉内の水が低サブクール(飽和水に近い状態)であり、低サブクールであれば溶融炉心を覆う蒸気膜が凝縮効果によって崩壊する可能性が低いことから、蒸気膜の安定性が高く、蒸気膜の崩壊(トリガリング)が生じにくいことが挙げられている。[1]<br>炉内 FCI の発生確率低減に対する炉心下部の構造物の効果として考慮される事項としては、以下の事項が考えられる。また、溶融炉心の流路を図 3.1 に示す。<br>・水蒸気爆発に寄与する溶融炉心の質量が限られること。<br>炉心下部の構造物によって、溶融炉心の流路が阻害され、一度に炉水中に落下する溶融炉心の質量が限定(炉水中に移行する溶融炉心のエネルギが抑制される。）されることにより、水蒸気爆発を仮定してもそのエネルギが低く抑えられると考えられる。<br>・溶融炉心の落下速度が抑えられること。<br>溶融炉心の落下速度が大きい場合、粗混合時の粒径が小さくなることが報告されている。炉心下部の構造物によって、溶融炉心の落下速度が抑制されれば、粗混合時の粒径が大きくなり、溶融炉心の表面積が小さくなることから、蒸気膜の表面積も小さくなり、トリガリング発生の可能性が小さくなると考えられる。<br><br>4. 専門家会議等の知見[2]<br>BWR の炉内 FCI の発生確率に関して、専門家の間で議論がなされており、その結果を表 4.1 に示す。<br>専門家の間での議論の結果として、BWR 体系では下部プレナムに制御棒案内管等が密に存在しており、これらはデブリ落下時の粗混合を制限すると考えられるため、水蒸気爆発の発生確率はプラント全体で見た際に他の要因による格納容器破損頻度に比べて十分小さく無視出来ると結論付けられている。 | | |

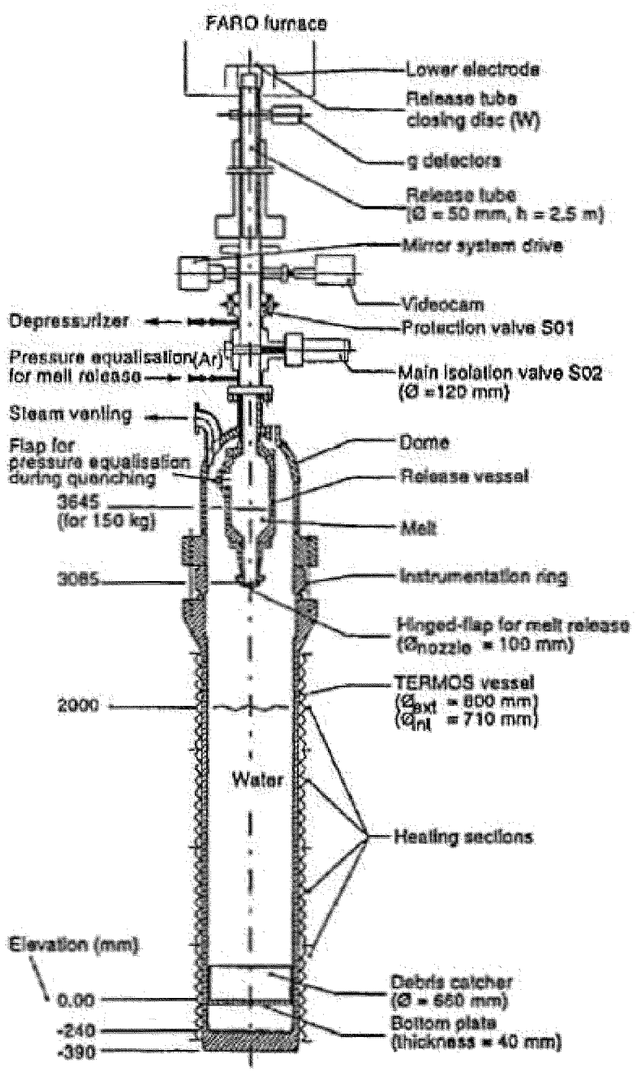
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7号（2017年2月15日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| 5. まとめ<br>これまでに実施された各種実験結果および専門家による工学的判断の結果から、BWR 体系における炉内 FCI 発生の可能性は十分小さいと考えられる。<br>したがって、BWR における格納容器破損モードとして、炉内 FCI の考慮は不要である。<br><br>6. 参考文献<br>[1] 社団法人日本原子力学会「シビアアクシデント熱流動現象評価」平成 12 年 3 月<br>[2] 財団法人原子力安全研究協会「シビアアクシデント対策評価のための格納容器イベントツリーに関する検討」平成 13 年 7 月 | | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7号（2017年2月15日版） | 東二 | |
|---|---|---|
|  <br>図 2.1 FARO 試験装置 | | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7号（2017年2月15日版） | 東二 | |
|---|---|---|

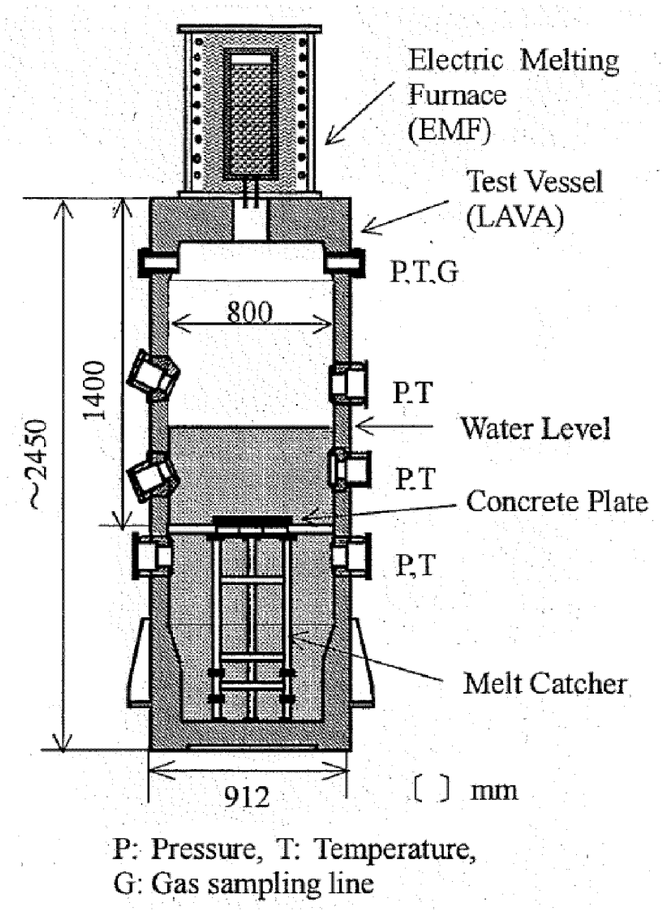
表 2.1 FARO 試験の試験条件及びFCI 発生の有無

| No. | 溶融コリウム※ | 溶融物質量[kg] | 溶融物温度[K] | 溶融物落下粒径[mm] | 雰囲気圧力[MPa] | 水深[m] | サブクール度[K] | FCI発生の有無 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| L-06 | A | 18 | 2923 | 100 | 5.0 | 0.87 | 0 | 無 |
| L-08 | A | 44 | 3023 | 100 | 5.8 | 1.00 | 12 | 無 |
| L-11 | B | 151 | 2823 | 100 | 5.0 | 2.00 | 2 | 無 |
| L-14 | A | 125 | 3123 | 100 | 5.0 | 2.05 | 0 | 無 |
| L-19 | A | 157 | 3073 | 100 | 5.0 | 1.10 | 1 | 無 |
| L-20 | A | 96 | 3173 | 100 | 2.0 | 1.97 | 0 | 無 |
| L-24 | A | 177 | 3023 | 100 | 0.5 | 2.02 | 0 | 無 |
| L-27 | A | 129 | 3023 | 100 | 0.5 | 1.47 | 1 | 無 |
| L-28 | A | 175 | 3052 | 100 | 0.5 | 1.44 | 1 | 無 |
| L-29 | A | 39 | 3070 | 100 | 0.2 | 1.48 | 97 | 無 |
| L-31 | A | 92 | 2990 | 100 | 0.2 | 1.45 | 104 | 無 |
| L-33 | A | 100 | 3070 | 100 | 0.4 | 1.60 | 124 | 無 |

※ A：80wt% $UO_2$+20wt% $ZrO_2$
B：77wt% $UO_2$+19wt% $ZrO_2$+4wt% Zr

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7号（2017年2月15日版） | 東二 | |
|---|---|---|
|  <br>図 2.2 COTELS 試験装置 | | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7号（2017年2月15日版） | 東二 | |
|---|---|---|

表 2.2 COTELS 試験の試験条件及びFCI 発生の有無発生の有無

| No. | 溶融コリウム※ | 溶融物質量 [kg] | 雰囲気圧力 [MPa] | 水深[m] | サブクール度 [K] | FCI発生の有無 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| A1 | C | 56.3 | 0.20 | 0.4 | 0 | 無 |
| A4 | C | 27.0 | 0.30 | 0.4 | 8 | 無 |
| A5 | C | 55.4 | 0.25 | 0.4 | 12 | 無 |
| A6 | C | 53.1 | 0.21 | 0.4 | 21 | 無 |
| A8 | C | 47.7 | 0.45 | 0.4 | 24 | 無 |
| A9 | C | 57.1 | 0.21 | 0.9 | 0 | 無 |
| A10 | C | 55.0 | 0.47 | 0.4 | 21 | 無 |
| A11 | C | 53.0 | 0.27 | 0.8 | 86 | 無 |

※ C：55wt% UO2+5wt% ZrO2+25wt% Zr+15wt% SUS

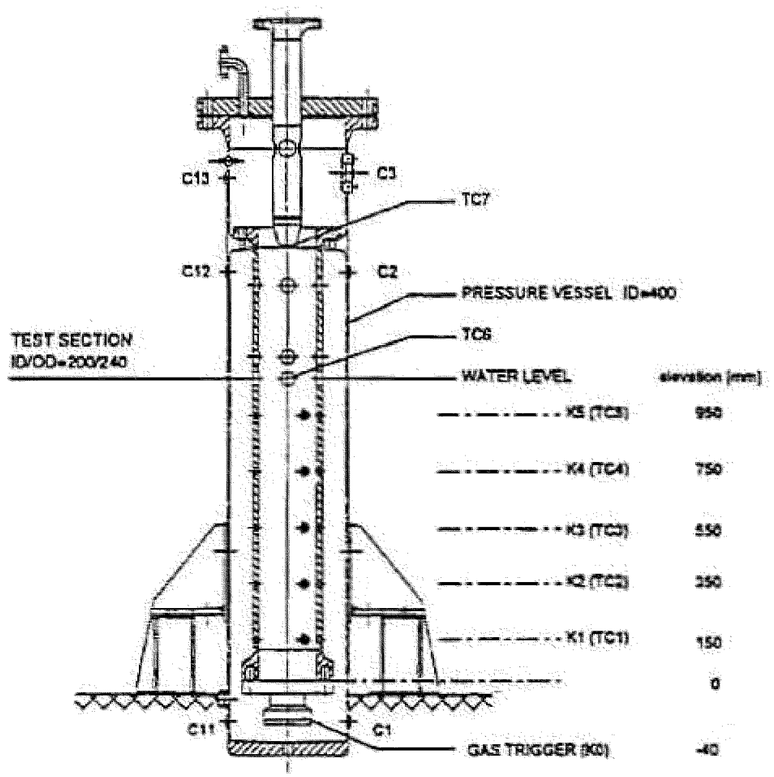



図 2.3 KROTOS 試験装置

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7号（2017年2月15日版） | 東二 | |
|---|---|---|

表 2.3 KROTOS 試験の試験条件及び FCI 発生の有無

| No. | 溶融コリウム | 溶融物質量 [kg] | 溶融物温度 [K] | 雰囲気圧力 [MPa] | 水深[m] | サブクール度 [K] | 外部トリガの有無 | FCI発生の有無 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 38 | アルミナ | 1.53 | 2665 | 0.10 | 1.11 | 79 | 無 | 有 |
| 40 | アルミナ | 1.47 | 3073 | 0.10 | 1.11 | 83 | 無 | 有 |
| 41 | アルミナ | 1.43 | 3073 | 0.10 | 1.11 | 5 | 無 | 無 |
| 42 | アルミナ | 1.54 | 2465 | 0.10 | 1.11 | 80 | 無 | 有 |
| 43 | アルミナ | 1.50 | 2625 | 0.21 | 1.11 | 100 | 無 | 有 |
| 44 | アルミナ | 1.50 | 2673 | 0.10 | 1.11 | 10 | 有 | 有 |
| 49 | アルミナ | 1.47 | 2688 | 0.37 | 1.11 | 120 | 無 | 有 |
| 50 | アルミナ | 1.70 | 2473 | 0.10 | 1.11 | 13 | 無 | 無 |
| 51 | アルミナ | 1.79 | 2748 | 0.10 | 1.11 | 5 | 無 | 無 |
| 37 | コリウム※ | 3.22 | 3018 | 0.10 | 1.11 | 77 | 有 | 無 |
| 45 | コリウム※ | 3.09 | 3106 | 0.10 | 1.14 | 4 | 有 | 無 |
| 47 | コリウム※ | 5.43 | 3023 | 0.10 | 1.11 | 82 | 有 | 無 |
| 52 | コリウム※ | 2.62 | 3023 | 0.20 | 1.11 | 102 | 有 | 有 |

※ コリウム：80% UO2+20% ZrO2

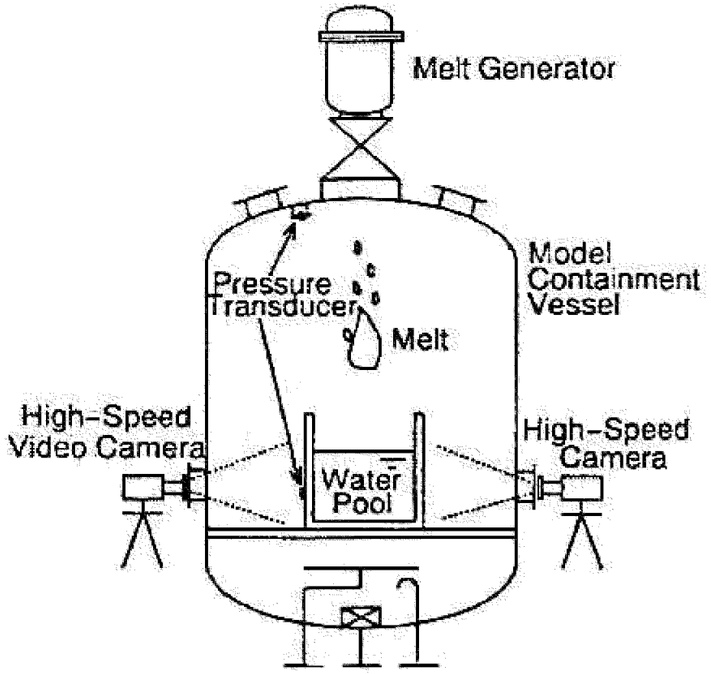



図 2.4 ALPHA 試験装置

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7号（2017年2月15日版） | 東二 | |
|---|---|---|

表 2.4 ALPHA 試験の試験条件及び FCI 発生の有無

| No. | 溶融コリウム | 溶融物質量 [kg] | 溶融物温度 [K] | 雰囲気圧力 [MPa] | 水深[m] | サブクール度 [K] | FCI発生の有無 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Fe+アルミナ | 10 | 2723 | 0.1 | 1.0 | 80 | 無 |
| 2 | Fe+アルミナ | 20 | 2723 | 0.1 | 1.0 | 84 | 有 |
| 3 | Fe+アルミナ | 20 | 2723 | 0.1 | 1.0 | 81 | 有 |
| 5 | Fe+アルミナ | 20 | 2723 | 0.1 | 1.0 | 73 | 有 |
| 6 | Fe+アルミナ | 20 | 2723 | 0.1 | 1.0 | 75 | 有 |
| 8 | Fe+アルミナ | 20 | 2723 | 1.6 | 1.0 | 186 | 無 |
| 9 | Fe+アルミナ | 20 | 2723 | 0.1 | 1.0 | 84 | 有 |
| 10 | Fe+アルミナ | 10 | 2723 | 0.1 | 1.0 | 80 | 有 |
| 11 | Fe+アルミナ | 20 | 2723 | 0.1 | 1.0 | 83 | 有 |
| 12 | Fe+アルミナ | 20 | 2723 | 1.6 | 1.0 | 184 | 無 |
| 13 | Fe+アルミナ | 10 | 2723 | 0.1 | 1.0 | 76 | 無 |
| 14 | Fe+アルミナ | 20 | 2723 | 0.1 | 1.0 | 1 | 無 |
| 15 | Fe+アルミナ | 20 | 2723 | 1.0 | 1.0 | 171 | 無 |
| 16 | Fe+アルミナ | 20 | 2723 | 0.1 | 0.9 | 78 | 有 |
| 17 | Fe+アルミナ | 20 | 2723 | 0.1 | 0.9 | 87 | 有 |
| 18 | Fe+アルミナ | 20 | 2723 | 0.1 | 0.9 | 90 | 有 |
| 19 | Fe+アルミナ | 20 | 2723 | 0.1 | 0.9 | 92 | 有 |
| 20 | Fe+アルミナ | 20 | 2723 | 0.1 | 1.0 | 92 | 無 |
| 21 | Fe+アルミナ | 20 | 2723 | 0.1 | 0.9 | 92 | 有 |
| 22 | Fe+アルミナ | 20 | 2723 | 0.1 | 0.8 | 87 | 無 |
| 23 | Fe+アルミナ | 20 | 2723 | 0.1 | 0.3 | 140 | 有 |
| 24 | Fe+アルミナ | 20 | 2723 | 0.1 | 0.8 | 145 | 有 |
| 25 | Fe+アルミナ | 20 | 2723 | 0.5 | 0.9 | 145 | 有 |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

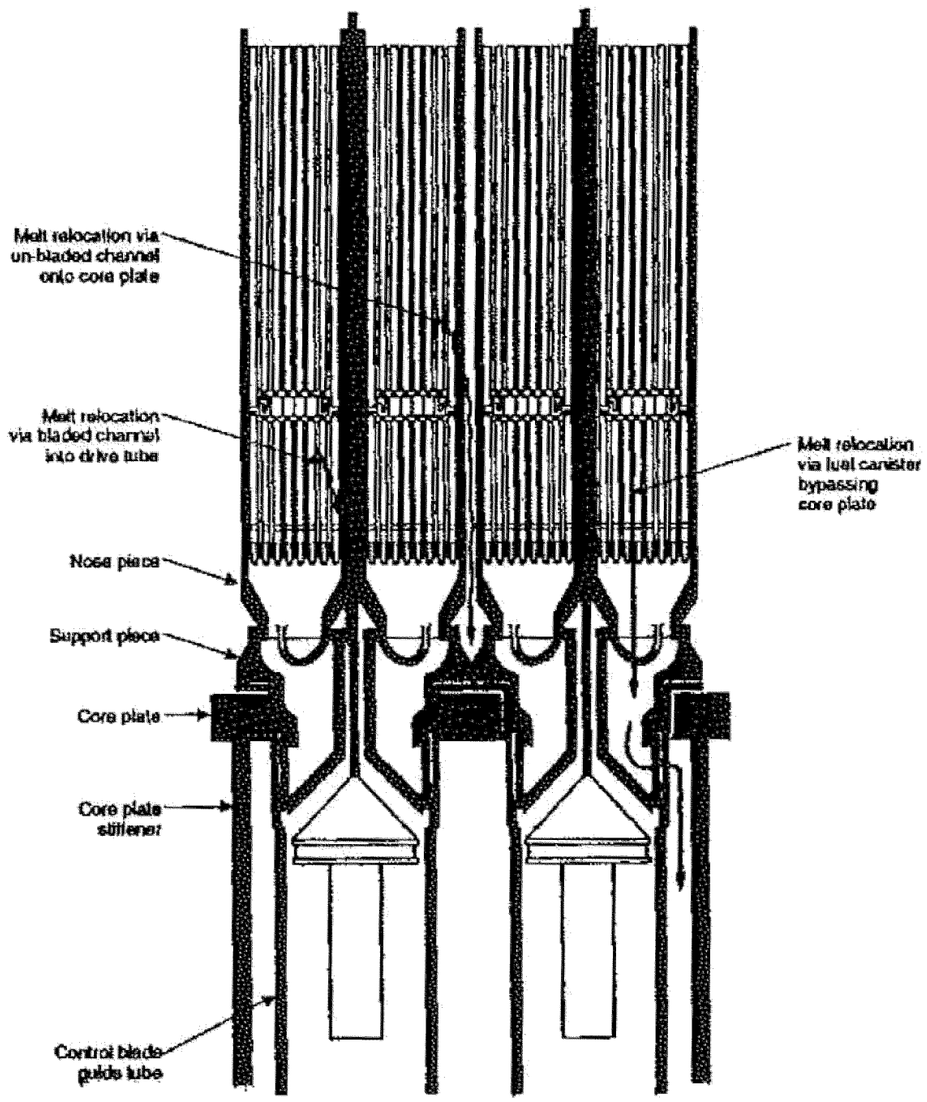
| 柏崎　6／7号（2017年2月15日版） | 東二 | |
|---|---|---|

表 3.1 BWR 体系を踏まえた炉内 FCI 発生の整理

| BWR 体系 | FCI 発生への影響 | 備考 |
|---|---|---|
| 下部プレナム残存水はおおよそ飽和温度 | ・飽和温度に近いため粒子化割合が少なくなることから、初期粗混合が抑制されることが推測され、FCI 発生は阻害される可能性が考えられる。<br>・飽和温度に違いことからデブリ落下のボイド発生が多くなり、トリガが発生した場合の伝播が妨げられ、FCI 発生は阻害される可能性が考えられる。 | ・FARO 実験<br>・KROTOS 実験 |
| 下部プレナムに残存する水量は少量 | ・水量が少ないことから熱容量が小さく、デブリ落下時のボイド発生が多くなり、トリガが発生した場合の伝播が妨げられ、FCI 発生は阻害される可能性が考えられる。 | ・KROTOS 実験 |
| プール水面衝突時のデブリ落下速度は比較的遅い | ・落下速度が遅いためデブリの粒子化割合が少なくなり、初期粗混合が抑制されることが推測され、FCI 発生は阻害される可能性が考えられる。 | ・COTELS 実験 |
| デブリ落下は単一ジェットではなく、複数ジェット | ・複数ジェットのため初期のデブリ落下量が多く、ボイド発生が多くなり、トリガが発生した場合の伝播が妨げられ、FCI 発生は阻害される可能性が考えられる。<br>・複数ジェットにより粗混合状態が促進される状態となった場合は、FCI 発生を促進される可能性が考えられる。 | ・KROTOS 実験<br>・ALPHA 実験 |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7号（2017年2月15日版） | 東二 | |
|---|---|---|
|  <br>図 3.1 BWR における溶融炉心の流路[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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7号（2017年2月15日版） | 東二 | |
|---|---|---|

表 4.1 BWR 体系における炉内 FCI 現象の発生確率に関する議論の整理

| 著者 | 会議／文献 | 議論 |
|---|---|---|
| Okkonen 等(1993) | OECD/CSNI FCI 専門家会議(1993) NUREG/CP-0127 | BWR の圧力容器下部プレナムは、制御棒案内管で密に占められている。そして、炉心の広い範囲でのコヒーレントなリロケーションは、炉心支持板があるため起こりにくそうである。これらの特徴は、燃料－冷却材の粗混合のポテンシャルを制限し、水蒸気爆発に起因する水－溶融物スラグの運動エネルギを消失させる可能性がある。従って、スラグにより破壊された圧力容器ヘッドのミサイルに伴う格納容器破損は、PWR を対象とした研究よりも BWR の方が起こりにくいと評価される。 |
| Theofanous 等(1994) | NUREG/CR-5960 | 下部プレナムには、密に詰められた制御棒案内管があるため、BWR は炉内水蒸気爆発問題の対象とならない。 |
| Corradini (1996) | SERG-2 ワークショップ(1996) NUREG-1524 | 物理的なジオメトリは爆発的事象の発生に貢献しないため、BWR の α モード格納容器破損確率は、おそらく PWR より小さい。 |
| Zuchuat 等(1997) | OECD/CSNI FCI 専門家会議(1997) JAERI-Conf 97-011 | 下部プレナム構造物の存在は、水蒸気爆発の影響を緩和する。<br>一般に、BWR の現在の知見は、炉内水蒸気爆発は格納容器への脅威とならないということである。<br>(NUREG/CR-5960 を参考文献としている) |

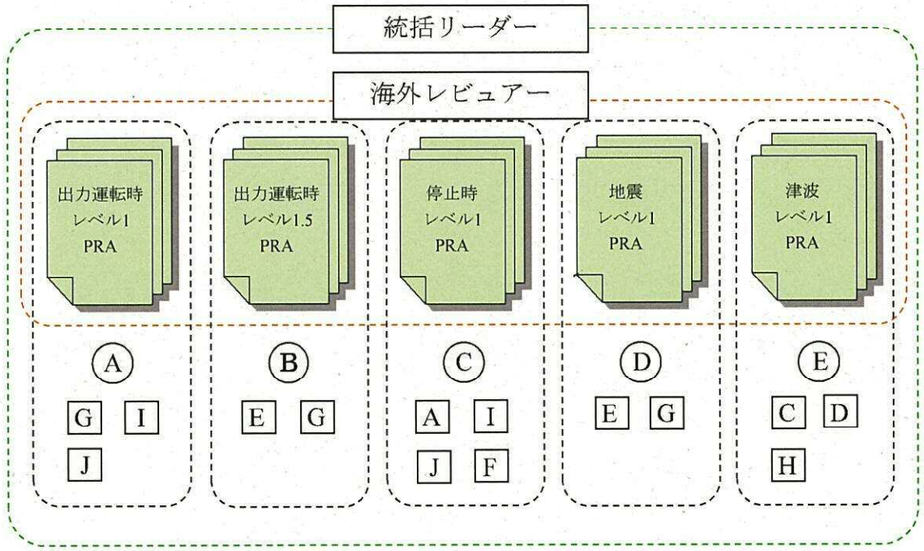
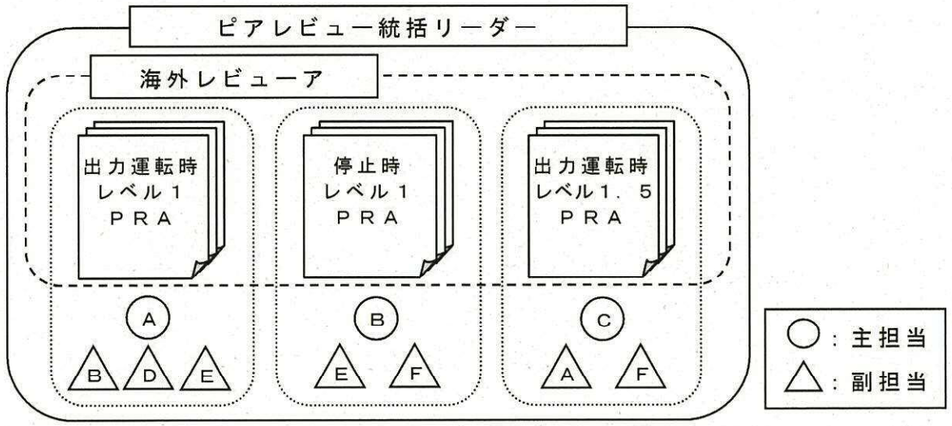
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| 別紙 9<br><br>柏崎刈羽原子力発電所 6 号炉及び 7 号炉 PRA ピアレビュー実施結果について<br><br>1. 目的<br>事故シーケンスグループ及び格納容器破損モードの選定にあたり実施した PRA の妥当性確認及び品質向上を目的として、国内外の PRA 専門家によるピアレビューを実施した。今回実施したピアレビュー結果の概要は以下のとおり。<br><br>2. 実施内容<br>今回実施した以下の各 PRA を対象に、日本原子力学会標準(以下、「学会標準」という。)との整合性、及び、国内外の知見を踏まえた上での PRA の手法の妥当性について確認を実施した。<br>本ピアレビューでは、第三者機関から発行されているガイドライン(「PSA ピアレビューガイドライン(平成 21 年 6 月 一般社団法人日本原子力技術協会)」(以下、「ガイドライン」という。))を参考にレビューを実施した。<br>2.1 レビュー対象とした PRA<br>内部事象：<br>・出力運転時レベル 1 PRA<br>・出力運転時レベル 1.5 PRA<br>・停止時レベル 1 PRA<br>外部事象：<br>・地震レベル 1 PRA<br>・津波レベル 1 PRA<br><br>2.2 レビュー体制(第 1 図参照)<br>レビュアーの選定にあたっては、ガイドラインに従い、専門性、経験、独立性及び公正性の 4 つの要素を考慮して以下のとおりに選定した。また、レビューにあたっては多面的な視点で評価する観点から、各 PRA をレビューチームの複数のメンバー(主担当、副担当)がレビューすることとした。また、今回実施したレビュー方法を含め、PRA 全般を俯瞰した上での改善事項を抽出するため、PRA について経験豊富な海外レビュアーを招聘し、米国での PRA 実施状況との比較に基づく助言を得ることとした。 | 別紙 13<br><br>東海第二発電所　ＰＲＡピアレビュー実施結果及び今後の対応方針について<br><br>1. 目　　的<br>事故シーケンスグループ及び格納容器破損モードの選定にあたり実施したＰＲＡの妥当性確認及び品質向上を目的として，国内外のＰＲＡ専門家によるピアレビューを実施した。また，レビューにおいて指摘されたコメントについては，今後の対応方針を検討した。<br><br>2. ピアレビューの実施内容<br>2.1 内部事象ＰＲＡ<br>今回実施した以下に示す各ＰＲＡを対象に，日本原子力学会標準との整合性，及び国内外の知見を踏まえたＰＲＡ手法の妥当性について確認を行った。なお，本ピアレビューでは「ＰＳＡピアレビューガイドライン（平成 21 年 6 月 一般社団法人 日本原子力技術協会)」及び「原子力発電所の確率論的リスク評価の品質確保に関する実施基準:2013 (2014 年 5 月　一般社団法人　日本原子力学会)」（以下「ガイドライン等」という。）を参考にレビューを行った。<br>(1) レビュー対象としたＰＲＡ<br>・内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡ<br>・内部事象停止時レベル１ＰＲＡ<br>・内部事象出力運転時レベル１．５ＰＲＡ<br>なお，地震レベル１ＰＲＡ及び津波レベル１ＰＲＡについては，実施時期が異なるため，2.2 章に記載する。<br><br>(2) レビュー体制<br>レビューアの選定にあたっては，ガイドライン等に従い，専門性，経験，独立性及び公正性の 4 つの要素を考慮して以下のとおり選定した。なお，レビューの実施にあたっては，多面的な視点で評価するため，各ＰＲＡはレビューチームのうち複数のメンバー（主担当，副担当）がレビューを行うこととした。また，今回実施したレビュー実施方法を含めＰＲＡ全般を俯瞰した視点から改善事項を抽出する観点でＰＲＡの経験豊富な海外レビューアを招聘し，欧米でのＰＲＡ実施状況との比較に基づく助言を得ることとした。レビュー体制のイメージを図 1 に示す。 | ・東海第二はピアレビューを 2 回に分けて実施。 |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7号（2017年2月15日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| ○国内レビュアー：11名<br>[redacted]<br>○海外レビュアー：1名<br>[redacted]<br>  <br><br>○：主担当　□：副担当<br>第1図：レビュー体制のイメージ<br><br>2.3 レビュー方法及び内容<br>(1) 事前準備（情報収集及び分析）：約1週間<br>オンサイトレビューを効率的かつ効果的に実施するため、オンサイトレビュー前に、各レビュアーにPRAの概要説明資料を提出した。これに基づき、各レビュアーによる全体の内容把握及びオンサイトレビューにおいて重点的に内容を確認する項目の抽出・整理が実施された。<br>(2) オンサイトレビュー：1週間<br>事前準備の際に提出した概要説明資料やPRA実施に際して作成した文書、根拠等を記載した関連文 | ●国内レビューア：7名<br>[redacted]<br>●海外レビューア：1名<br>[redacted]<br>  <br><br>図1　レビュー体制のイメージ<br><br>(3) 国内レビューアのレビュー方法及び内容<br>a．事前準備（情報収集及び分析）：約1週間<br>オンサイトレビューを効率的かつ効果的に実施するために，事前に当社から国内レビューアへＰＲＡの概要資料を提示し，国内レビューアが全体の内容を把握するとともに，オンサイトレビューにおいて重点的に内容を確認する項目を抽出・整理する期間を設けた。<br>b．オンサイトレビュー：約1週間<br>国内レビューアは，各ＰＲＡの実施内容について文書化された資料を基に，学会標準への適 | |

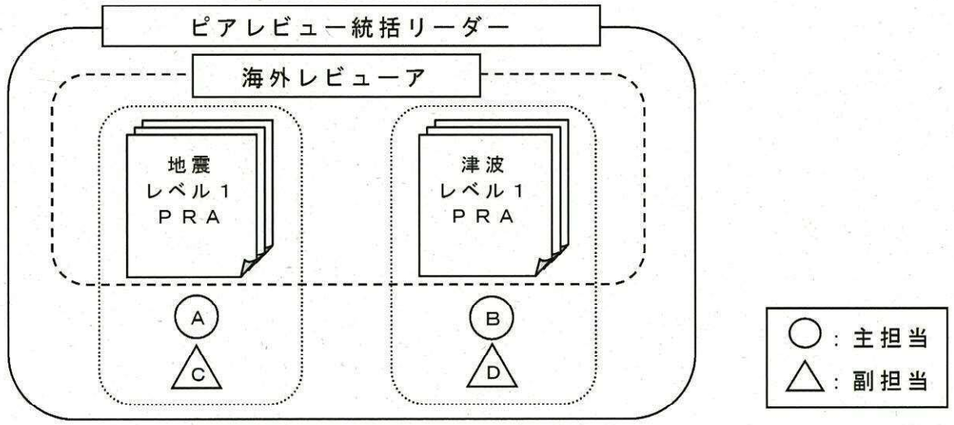
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7号（2017年2月15日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| 書を基に、学会標準適合性等についてレビューを実施した。レビューに際しては、適宜PRA実施者とレビュアーとの質疑応答を行い、評価の詳細や具体的な課題を共有した。<br><br>(3) ピアレビュー結果報告書の作成：約2週間<br>オンサイトレビューにおけるレビュアーとPRA実施者との質疑応答を含む、レビュアーの確認結果を文書化するとともに、レビュー結果の整理に際して生じた追加質問事項についての確認を行い、PRAのピアレビュー結果報告書を作成した。<br><br>(4) ピアレビュー結果の確認、対応方針検討：約1週間<br>ピアレビュー結果報告書に記載された推奨事項等の内容を確認するとともに、各項目に対する今後の方向性を検討した。 | 合性確認を主眼としてレビューを実施した。レビューを円滑に進めるため，ＰＲＡ実施者（当社社員，当社協力会社社員）と質疑応答の場を設け，事実関係を確認するとともに，国内レビューアとの質疑応答の内容については適宜文書化しながら進めた。<br>ｃ．ピアレビュー結果報告書の作成：約１か月<br>国内レビューアは，オンサイトレビューにて抽出したコメントを以下の項目ごとに整理し，ピアレビューの実施結果を報告書として取りまとめた。<br>・指摘事項<br>ＰＲＡが学会標準に技術的に適合しないもの，又は評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題があるもの<br>・推奨事項<br>学会標準には適合しているものの，より品質の高いＰＲＡの実施のために反映が推奨されるもの<br>・文書化における指摘事項<br>学会標準への適合性を示すための文書化が不足しているもの<br>・文書化における改善提案<br>学会標準への適合性を示すための文書化はされているものの，ＰＲＡの説明性向上の観点から改善が望ましいもの<br>・良好事例<br>良好的な事例で，今後も継続した実施が望まれるもの<br><br>2.2　外部事象ＰＲＡ<br>今回実施した以下に示す各ＰＲＡを対象に，日本原子力学会標準との整合性，及び国内外の知見を踏まえたＰＲＡ手法の妥当性について確認を行った。なお，本ピアレビューでは「ＰＳＡピアレビューガイドライン（平成21年6月 一般社団法人 日本原子力技術協会）」及び「原子力発電所の確率論的リスク評価の品質確保に関する実施基準:2013（2014年5月　一般社団法人　日本原子力学会）」（以下「ガイドライン等」という。）を参考にレビューを行った。<br>(1)　レビュー対象としたＰＲＡ<br>・地震レベル１ＰＲＡ<br>・津波レベル１ＰＲＡ<br>(2)　レビュー体制<br>レビューアの選定にあたっては，ガイドライン等に従い，専門性，経験，独立性及び公正性の4つの要素を考慮して以下のとおり選定した。なお，レビューの実施にあたっては，多面的な視点で評価するため，各ＰＲＡはレビューチームのうち複数のメンバー（主担当，副担当）がレビューを行うこととした。また，今回実施したレビュー実施方法を含めＰＲＡ全般を俯瞰した視点から改善事項を抽出する観点でＰＲＡの経験豊富な海外レビューアを招聘し，欧米でのＰＲＡ実施状況との比較に基づく助言を得ることとした。レビュー体制のイメージを図2に示す。 | ・東海第二はピアレビューを2回に分けて実施。 |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7号（2017年2月15日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| | ●国内レビューア：5名<br>[redacted]<br>●海外レビューア：1名<br>[redacted]<br>  <br><br>図2　レビュー体制のイメージ<br>(3)　国内レビューアのレビュー方法及び内容<br>a．事前準備（情報収集及び分析）：約2週間<br>オンサイトレビューを効率的かつ効果的に実施するために，事前に当社から国内レビューアへＰＲＡの概要資料を提示し，国内レビューアが全体の内容を把握するとともに，オンサイトレビューにおいて重点的に内容を確認する項目を抽出・整理する期間を設けた。<br>b．オンサイトレビュー：約1週間<br>国内レビューアは，各ＰＲＡの実施内容について文書化された資料を基に，学会標準への適合性確認を主眼としてレビューを実施した。レビューを円滑に進めるため，ＰＲＡ実施者（当社社員，当社協力会社社員）と質疑応答の場を設け，事実関係を確認するとともに，国内レビューアとの質疑応答の内容については適宜文書化しながら進めた。<br>c．ピアレビュー結果報告書の作成：約1か月<br>国内レビューアは，オンサイトレビューにて抽出したコメントを以下の項目ごとに整理し，ピアレビューの実施結果を報告書として取りまとめた。<br>・指摘事項 | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

## 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版）

3. 結果の概要

3.1 国内レビュアーからのコメント

学会標準への不適合や評価手法に問題があるとされる「指摘事項」は 0 件であり、今回実施した PRA の結果に影響を及ぼすと考えられる様な技術的な問題点は無いことが確認された。

一方、今回実施した PRA の更なる品質向上に資すると考えられる「推奨事項」として、人間信頼性解析、パラメータの作成、建屋・機器のフラジリティ評価、事故シーケンスの定量化等について 10 件の推奨事項が抽出され、文書化については合計 121 件の指摘事項/改善提案が抽出された。

国内レビュアーからのコメントの内訳を第 1 表に示す。また、分類別の主な内容を次に示す。

第 1 表 国内レビュアーによるコメントの内訳

| 分類 | | 出力運転時 レベル1 | 出力運転時 レベル1.5 | 運転停止時 レベル1 | 地震 レベル1 | 津波 レベル1 | 合計 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 評価手法等 | 指摘事項 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10 |
| | 推奨事項 | 4 | 1 | 1 | 4 | 0 | 10 | |
| 文書化 | 指摘事項 | 0 | 0 | 3 | 16 | 2 | 21 | 121 |
| | 改善提案 | 19 | 7 | 37 | 30 | 7 | 100 | |
| 良好事例 | | 8 | 1 | 3 | 1 | 1 | 14 | |
| 合計 | | 31 | 9 | 44 | 51 | 10 | 145 | |

## 東二

ＰＲＡが学会標準に技術的に適合しないもの，又は評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題があるもの

・推奨事項

学会標準には適合しているものの，より品質の高いＰＲＡの実施のために反映が推奨されるもの

・文書化における指摘事項

学会標準への適合性を示すための文書化が不足しているもの

・文書化における改善提案

学会標準への適合性を示すための文書化はされているものの，ＰＲＡの説明性向上の観点から改善が望ましいもの

・良好事例

良好的な事例で，今後も継続した実施が望まれるもの

3. レビュー結果の概要及び今後の対応方針

(1) 国内レビューアからのコメント

国内レビューアによる東海第二発電所のＰＲＡに対するコメント件数を表 1 に，コメントの分類ごとの割合を図 3 に示す。

レビューの結果，指摘事項は 0 件であり，今回実施したＰＲＡが学会標準に技術的に適合していること，及び評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題点はないことが確認された。

また，推奨事項は 12 件，文書化における指摘事項は 10 件，文書化における改善提案は 97 件，良好事例は 32 件であった。

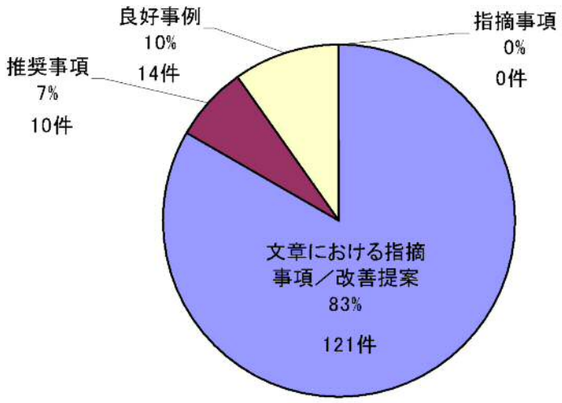
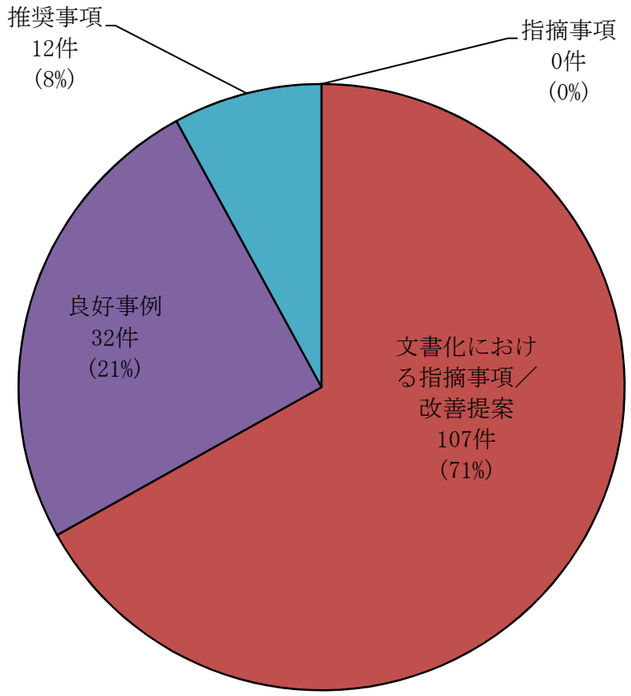
国内レビューアによるレビュー結果の概要及び今後の対応方針について以下にまとめる。

表 1　国内レビューアによるコメント件数

| | | 出力運転時 レベル１ ＰＲＡ | 停止時 レベル１ ＰＲＡ | 出力運転時 レベル１．５ ＰＲＡ | 地震 レベル１ ＰＲＡ | 津波 レベル１ ＰＲＡ | 合計 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 指摘事項 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 推奨事項 | | 7 | 3 | 0 | 1 | 1 | 12 |
| 文書化 | 指摘事項 | 1 | 7 | 0 | 2 | 0 | 10 |
| | 改善提案 | 34 | 22 | 15 | 19 | 7 | 97 |
| 良好事例 | | 14 | 7 | 5 | 5 | 1 | 32 |
| 合計 | | 56 | 39 | 20 | 27 | 9 | 151 |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|
|  <br>第 2 図 全コメントに対する各コメントの割合<br><br>3.1.1 指摘事項<br>今回実施した各 PRA は、それぞれの学会標準を参考に実施したものであるが、レビューの結果、学会標準への不適合や PRA の評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題点は無く、指摘事項は 0 件であった。<br><br>3.1.2 推奨事項<br>学会標準への適合性とは別に、更なる品質向上に資するものとして、10 件の推奨事項が挙げられた。推奨事項の詳細は以下の通り。<br><br>10 件の推奨事項については，東海第二との比較のため，p11 に記載を移動した。 |  <br>図 3　全コメントに対する各コメントの割合<br><br>a．指摘事項<br>今回のピアレビューでは指摘事項は 0 件であり，学会標準に適合したＰＲＡであること，及び評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題がないことが確認された。<br><br>b．推奨事項<br>今回のピアレビューでは 12 件の推奨事項が挙げられた。推奨事項の内容を表 2 に示す。これらの推奨事項については，今後，評価手法改善に向けた調査・検討を実施していく。 | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7号（2017年2月15日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| 3.1.3 文書化における指摘事項/改善提案<br>今回のピアレビューで挙げられた文書化における指摘事項は 21 件、改善提案は 100 件であり、評価条件の検討に用いた資料が参考文献として十分に記載されていない事例などが挙げられた。文書化に対するコメントについて、PRA の品質向上に資すると考えられるものについては，今後の文書化において反映する。以下に文書化に関するコメントの例を示す。<br><br>〈文書化における指摘事項〉<br>フラジリティ評価を行うにあたり，フラジリティ評価関連情報の収集・分析がされているかどうかについて，建屋，構築物，機器及び地盤とも文書化されておらず，文書化することが必要である。（地震レベル１PRA）<br><br>〈文書化における改善提案〉<br>それぞれ評価した人的過誤について、どのシステムまたは機器に影響するのか示した一覧表等を報告書に記載することが望ましい。（出力運転時レベル 1PRA 学会標準 5.3）<br><br>3.1.4 良好事例<br>今回のピアレビューでは 14 件の良好事例が抽出され、システム解析及び文書化から多く抽出された。良好事例として挙げられた項目については、今後も引き続き実施する。以下に主な良好事例を示す。<br>〈主な良好事例〉<br>①システム解析<br>人的過誤確率の定量結果について過小評価となっていないか具体的な確認項目を設けている。（出力運転時レベル 1 PRA 学会標準 9.3.6 及び 9.6.5）<br>②文書化<br>人間信頼性評価で、緩和操作について、体系的な同定過程が示されている。（出力運転時レベル 1 PRA 学会標準 9.4.1） | c．文書化における指摘事項及び改善提案<br>今回のピアレビューでは 10 件の指摘事項，97 件の改善提案が挙げられており，モデル化された内容が詳細に文書化されていない事例が多く挙げられた。文書化については，実施したＰＲＡモデルの内容を説明するうえで重要な要素であることから，今後文書化の際に改善を図っていく。文書化に関するコメントの一例を以下に示す。<br><br>＜文書化における指摘事項＞<br>・緩和操作と緩和設備との従属性について追記する必要がある。（停止時レベル１ＰＲＡ）<br><br>＜文書化における改善提案＞<br>・格納容器破損モードの設定における，ＩＳＬＯＣＡの発生箇所及び破損規模の分析については，出力運転時レベル１ＰＲＡ説明資料にて分析されているため，該当箇所を参照しておくことが望ましい。（出力運転時レベル１．５ＰＲＡ）<br>d．良好事例<br>今回のピアレビューでは 32 件の良好事例が挙げられた。今回良好事例として挙げられた項目については，今後も引き続き継続実施していくとともに，更なる品質向上に努めていく。良好事例の一例を以下に示す。<br>＜良好事例＞<br>・フォールトツリー集に，システムごとのフォールトツリーの作成内容が詳細かつ明確にまとめられている。（出力運転時レベル１ＰＲＡ）<br>・他の研究機関においてＢＷＲ５ Ｍａｒｋ－Ⅱ型格納容器プラントを対象に実施された評価例も調査し，感度解析を実施している。（出力運転時レベル１．５ＰＲＡ） | |
| 3.2 海外レビュアーからのコメント<br>海外レビュアーからは、主に米国で実施されている PRA と日本で実施されている PRA との相違点を踏まえた提案・気づき事項が示された。海外レビュアーから示されたコメントは 54 件であり、起因事象発生頻度に関して多くのコメントが示された。今回得られた海外での PRA 実施状況を踏まえたコメントについても精査し、PRA の品質向上に資すると考えられるものについては，反映していく。主なコメントは以下の通り。また、その他のコメントについては別表に示す。<br><br>〈主なコメント〉<br>①出力運転時レベル 1 PRA の起因事象抽出にマスターロジックダイアグラムを使用することを推奨す | (2)　海外レビューアからのコメント<br>今回のピアレビューでは，海外レビューアから 21 件のコメントが挙げられた。海外レビューアからのコメントを表３に示す。今回実施したＰＲＡは学会標準に適合した手法を用いて評価を実施しているが，海外レビューアからのコメントを踏まえ，今後，より品質の高いＰＲＡの実施に向けて反映を検討していく。 | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7号（2017年2月15日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| る。（コメント対象：内部事象運転時レベル1 PRA）<br>（対応方針）<br>マスターロジックダイアグラムを用いることも含め、起因事象抽出プロセスについての説明性向上について今後検討する。<br><br>②共通原因故障の要因は様々な情報源から得られている。単一の情報源、例えばNUCIAデータベースや米国 NRC の共通原因故障パラメータ推定値報告書などを使う方法を推奨する。（コメント対象：内部事象運転時レベル1 PRA）<br>（対応方針）<br>現在，電中研にてNUCIAベースの共通原因故障パラメータを整備中である。使用可能なデータベースが整備され次第、国内データにもとづくパラメータを適用する。このため、今後、単一の情報源に統一する予定である。<br><br>③それぞれの最小カットセットにおける複数の運転員操作を調べることにより、運転員操作間の従属性を考慮することが重要である。（コメント対象：内部事象運転時レベル1PRA，内部事象停止時レベル1 PRA）<br>（対応方針）<br>国内レビュアーからも同様のコメントを受けた。これについては3.1.2推奨事項③で示す対応を実施する。<br><br>④機器に関連する共通原因故障を含まないリスク増加価値(RAW)の結果を提示することが望ましい（米国では一般的に RAW の評価の際，共通原因故障を含まないため）。（コメント対象：内部事象出力運転時レベル1 PRA）<br>（対応方針）<br>現状，RAW の上位は共通原因故障がその殆どを占めていることから、今後は共通原因故障を除いた結果についても整理する又は、より下位までの RAW を確認し、共通原因故障以外に RAW の高い基事象についても確認する。<br><br>⑤出力運転状態から停止状態への移行は、出力運転時レベル1 PRA 報告書または停止時レベル1 PRA 報告書のいずれかにおいて考察しなければならない。<br>この移行期間におけるプラントの状態は特異なもので、出力運転時あるいは停止時の状態と全く同じではない。出力運転時あるいは停止時のレベル1PRAにおいてプラントリスク(CDF)の評価が考慮されているならば、PRA において移行リスクがどのように考慮されたかを説明するための考察を提示すべきである。（コメント対象：内部事象運転停止時レベル1 PRA）<br>（対応方針）<br>出力降下開始から全 CR 全挿入までの期間については、緩和設備の待機状態が出力運転時とほぼ | | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7号（2017年2月15日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| 同等であること及び当該期間が運転期間に比べて極めて短いことから，出力運転時レベル 1PRA に包括している。考察は平成 26 年 7 月 22 日原子力規制委員会審査会合資料 3-2 添付資料 3.1.1.b-3(1) ①に示す通り。<br><br>⑥NUREG/CR-1278 に記述される方法は地震以外の事象に関して作成されたものなので、NUREG/CR-1278 の人的過誤確率に関する高ストレスファクタを使用することは十分ではないかもしれない。地震事象時の運転員操作に対する人的過誤確率は指示値の利用可能性、操作に関連する機器の状況など多くの様々な要因にも依存する。地震時の人間信頼性解析における適切なアプローチを追求する必要がある。（コメント対象：地震時レベル 1 PRA）<br>（対応方針）<br>　現状の評価では，地震 PRA 学会標準 7.4.2.4 b) 2)において推奨されている THERP 手法(NUREG/CR-1278)を用いている。また、ストレスファクタについても地震 PRA 学会標準 解説 139 を参考に、地震発生後比較的短時間(地震発生後 10 分～数時間以内)での人的過誤確率については，内的事象より大きいストレスファクタを仮定している。また，感度解析として人的過誤確率の上下限値を適用した場合の評価を別途実施しており，評価モデルにおける仮定が解析結果にどの程度影響しうるかを確認している。(3.1.2 ⑥参照)<br>一方、現在、地震時用に確立された人間信頼性の解析手法は無く、今後の技術的課題である。<br><br>⑦複数の機器で構成されるあるトレイン・系統の地震損傷確率のモデル化及び計算において、そのトレイン・系統における同種の機器の損傷間の完全従属性・相関は通常、そのトレイン・系統における冗長機器に対して仮定する。つまり、ある系統のポンプ(ポンプ A)が地震事象によって損傷すると、その系統の冗長ポンプ(ポンプ B)は必ず損傷する(損傷の確率は 1.0)ものと通常仮定する。この仮定は保守的である。（コメント対象：地震時レベル 1 PRA）<br>（対応方針）<br>　国内レビュアーからも同様のコメントを受けた。これについては 3.1.2 推奨事項⑦で示す対応を実施する。<br><br>⑧出力運転時レベル 1 PRA と出力運転時レベル 1.5 PRA との間の境界のモデル化について十分に検討することが重要である。その中には、出力運転時レベル 1 PRA と出力運転時レベル 1.5 PRA の結果を連結する際には以下の問題を取り扱うべきである。<br>・出力運転時レベル 1 PRA においてモデル化される運転員操作と、出力運転時レベル 1.5PRA においてモデル化される運転員操作との従属性について。<br>この問題に対処するための一つの方法が、出力運転時レベル 1 PRA モデルを出力運転時レベル 1.5 PRA モデルに連結する方法である。出力運転時レベル 1 PRA モデルと出力運転時レベル 1.5PRA モデルの連結は、出力運転時レベル 1 事故シーケンスモデルからのいくつかの重要なカットセットに関するものだけではなく、出来る限り完全なものにする必要がある。（コメント対象：内部事象運転 | | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7号（2017年2月15日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| 時レベル 1.5 PRA）<br>（対応方針）<br>国内レビュアーからも同様のコメントを受けた。これについては 3.1.2 推奨事項⑧で示す対応を実施する。<br><br>4. まとめ<br>柏崎刈羽原子力発電所 6 号炉及び 7 号炉の各 PRA を対象としたピアレビューの結果、PRA 実施に関する指摘事項は抽出されなかったものの、今後の PRA の品質向上に向けた推奨事項、文書化に関する指摘事項及び数多くの改善提案を得ることができた。また、海外レビュアーからも、海外での PRA 実施状況を踏まえた多くのコメントを得ることができた。これらについては精査の上、PRA の品質向上に資すると考えられるものについては反映していく。<br>以 上 | 4. ま と め<br>東海第二発電所のＰＲＡを対象としたピアレビューの結果，国内レビューアからの指摘事項は無く，ＰＲＡが学会標準に技術的に適合していること，及び評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題点はないことが確認された。しかしながら，より品質の高いＰＲＡの実施に有益なものとして推奨事項，文書化における指摘事項及び改善提案が多く挙げられた。また，海外レビューアからも，海外の事例との相違点を踏まえたコメントが得られた。これらのコメントについては，今後，より品質の高いＰＲＡの実施に向けて反映を検討していく。 | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

# 比較表

## 柏崎　6／7号（2017年2月15日版）

〈推奨事項〉

①【コメント対象】

・出力運転時レベル1 PRA 人間信頼性解析（事象発生前作業の同定）

【コメント内容】

事象発生前の人的過誤としてどのようなものが当初抽出され、それがどの除外ルールによってモデル化の対象外となったのか、そのプロセスを示すことが望ましい。また、どの情報源をもとに抽出・除外が行われたのかを表形式等で示すことが望ましい。（出力運転時レベル 1 PRA 学会標準 9.1.1）

（対応方針）

現在は除外ルール及びその適用方法を示しているが，これに加え、各除外ルールによって除外された人的過誤の例を追記する。一方、モデル化している機器全てについて、情報源と事象発生前の人的過誤に関する抽出・除外の分析結果を表形式で示すことについては、事象発生前の人的過誤の抽出プロセスの示し方を再度検討する形で今後の対応とする。

なお、各除外ルールによって除外された人的過誤の例は平成 26 年 7 月 22 日原子力規制委員会審査会合資料 3-2 添付資料 3.1.1.g-2 表 1 に示す通り。

②【コメント対象】

・出力運転時レベル1 PRA 及び停止時レベル1 PRA 人間信頼性解析（人的過誤確率の評価）2 件

【コメント内容】

平均値を[redacted]で求めており、EF を[redacted]により求めている。ここで、本来平均値は[redacted]による値とは違ってくる。この違いの妥当性を確認するか、THERP の Appendix-A を用いるか、平均値をモンテカルロ法により求めるか、のいずれかを推奨する。（出力運転時レベル 1 PRA 学会標準 9.3.3 及び停止時レベル 1 PRA 学会標準 10.2.3.3）

（対応方針）

推奨事項に挙げられた 3 つの方法のうち THERP の Appendix-A を用いた方法で人的過誤確率を評価し，その影響を確認する。なお、現状の評価方法と、THERP の Appendix-A を用いた方法で[redacted]その算出方法の違いにより、結果に多少の違いが表れるが、その違いは不確実さ幅を超えるような大きな違いにはならない。このため、現状の評価方法についても概ね妥当であると考える。

③【コメント対象】

・出力運転時レベル1 PRA 人間信頼性解析（回復操作のモデル化）

【コメント内容】

タスク間の従属性については、事故シーケンス解析をする中で複数の人的過誤（タスク）が重なるシナリオを同定して、それらのタスクの間に従属性があるかどうか確認することを推奨する。（同

## 東二

表2　国内レビューアからのコメント内容及びそのコメントへの対応方針（1／4）

| 分類 | 項目 | 番号 | コメント内容 | 対応方針 |
|---|---|---|---|---|
| 出力運転時レベル1 | 成功基準の設定 | 1 | 今回のＰＲＡは設計基準ベースの評価であるため，許認可解析コードを用いている。しかし，今後アクシデントマネジメント策等を考慮した評価を行う場合には，リアリスティックな解析結果では成功基準を満足する条件に対しても，保守的な許認可解析コードを用いた場合には成功基準を満足しない結果を与えるおそれがある。したがって，リアリスティックな解析結果を与える詳細解析コードを評価に用いることを推奨する。 | 今回のＰＲＡは設計基準事故対処設備のみに期待した評価であるが，今後実施する安全性向上評価は，重大事故等対処設備等のアクシデントマネジメント策に期待した評価であることから，現実的な成功基準を設定するため，必要に応じて詳細解析コードによる成功基準解析の実施を検討することとする。 |
| | | 2 | 公表されている同型プラントのＰＲＡ（ＰＳＲ等）により，成功基準の妥当性を確認することが望ましい。 | 今回のＰＲＡでは，同型プラントの成功基準との比較は実施していたが，文書化を実施していなかった。<br>また，左記のコメントと合わせて，成功基準の妥当性確認に関する文書化における改善提案が出されている。<br>このため，今後，同型プラントとの比較について適切に文書化していくこととする。 |

表2　国内レビューアからのコメント内容及びそのコメントへの対応方針（2／4）

| 分類 | 項目 | 番号 | コメント内容 | 対応方針 |
|---|---|---|---|---|
| 出力運転時レベル1 | 人間信頼性解析 | 3,4 | 人的過誤確率について，ＨＲＡツリーの各分岐で中央値とＥＦから平均値を算出し，それぞれの平均値を用いて人的過誤確率の平均値を評価し，ＥＦをＴＨＥＲＰの基準により設定しているが，不確実さの伝播を適切に評価するために，モンテカルロ計算やNUREG/CR-1278のAppendix-Aに記載されている近似計算を実施することを推奨する。（起因事象発生前，起因事象発生後） | Appendix-Aの手法をベースケースに適用した。今後の評価では，人的過誤の不確実さの伝播をより適切に評価するため，ＴＨＥＲＰ以外の手法も含め，人的過誤確率の評価方法について検討していくこととする。 |
| | | 5 | 今回のＰＲＡでは，「ＩＳＬＯＣＡ起因事象発生頻度評価用の弁の開け忘れ／閉め忘れ」の人的過誤確率において，当直長等による過誤回復については，事象発生前の操作であり十分な時間余裕があるため，従属性を低従属として評価している。<br>この人的過誤があった場合，一連の作業の流れで起因事象が発生し，十分な時間余裕はないと思われるため，当直長等の過誤回復の取り方について再検討することを推奨する。 | 十分な余裕時間はないとして，過誤回復の従属性を中従属とした場合，人的過誤確率の平均値は約2.8倍となり，ＩＳＬＯＣＡの起因事象発生頻度が約2.3倍となるが，ＩＳＬＯＣＡのドミナントカットセットは変わらないことを確認した。<br>また，Appendix-Aの手法を用いて過誤回復の従属性を低従属及び中従属とした場合の計算を行った。その結果，人的過誤確率の平均値は約2.8倍となり，ＩＳＬＯＣＡの起因事象発生頻度が約2.4倍となるが，ＩＳＬＯＣＡのドミナントカットセットは変わらないことを確認した。<br>今回のＰＲＡの目的から，ベースケースを変更する必要はないと判断したが，今後の評価では，当直長による過誤回復の取り方の見直しについて検討することとする。 |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

# 比較表

## 柏崎　6／7号（2017年2月15日版）

じHRA-ET で評価したあるHEP を持つ人的過誤が同じ事故シーケンスの同一のカットセットに何度も現れる場合等）（出力運転時レベル1 PRA 学会標準 9.7.2）

（対応方針）

最小カットセットの分析時に人的過誤の組合せのカットセットがある場合には，それらに人的過誤の従属性が考えられるか検討する。今回の評価においては、全交流動力電源喪失のシーケンスにおいて、以下の人的過誤[redacted]カットセットが現れるが、外部電源の修理と弁の現場操作又は高圧電源融通操作は　　であることから、回復操作において従属性を考慮する必要はないものとして扱っている。

・外部電源復旧失敗（回復操作失敗）と弁の現場操作失敗

・外部電源復旧失敗（回復操作失敗）と高圧電源融通失敗（回復操作失敗）

④【コメント対象】

・出力運転時レベル1 PRA パラメータの作成（収集したデータに基づくパラメータの評価）

【コメント内容】

平均保守時間にWASH-1400の値を用いているが、実際と大きく変わらないこと等の妥当性を検討することを推奨する。（出力運転時レベル1PRA学会標準 10.3.1）

（対応方針）

平均保守時間をもとに算出される待機除外確率について、国内での実績と比較することで妥当性を確認する。確認結果は平成26年7月22日原子力規制委員会審査会合資料3-2 添付資料3.1.1.f-2(3)に示す通り。

⑤【コメント対象】

・地震レベル1 PRA 建屋・機器フラジリティ評価（現実的応答評価における基本事項） 2件

【コメント内容】

機器の評価において建屋応答係数であるF2 とF3 の中央値としてF2×F3=1 としているが、より詳細に評価を行うためには、建屋解析によって応答係数を設定することが推奨される。（地震PRA 学会標準 6.5.1 及び6.6.3.3）

（今回の評価及び今後PRAを実施する際の対応方針）

今回の評価においてF2およびF3の中央値の設定は地震PRA学会標準【解説118】と同様の設定となっている。今後も地震PRA学会標準に準じた中央値の設定を考えている。

⑥【コメント対象】

・地震レベル1 PRA 事故シーケンス評価（システムのモデル化）

【コメント内容】

人的過誤確率の感度解析（人的過誤確率の上下限値の適用）は実施されていることを確認したが、学会標準では、地震後のストレスレベルに対する感度の確認を要求しており、その感度解析、或い

## 東二

表2　国内レビューアからのコメント内容及びそのコメントへの対応方針（3／4）

| 分類 | 項目 | 番号 | コメント内容 | 対応方針 |
|---|---|---|---|---|
| 出力運転時レベル1 | 事故シーケンスの定量化 | 6 | 類似プラントの評価結果との比較については，公開資料から可能な範囲で何らかの比較を行うことにより，計算結果の妥当性を確認することを推奨する。 | 東海第二発電所は，補機冷却系の系統構成が，独立した系統による海水直接冷却型であるため，類似プラントの系統構成と異なることから，類似プラントの評価結果との比較による妥当性確認ではなく，事故シーケンスのカットセットの分析等により妥当性を確認している。<br>系統構成の相違による評価結果への影響について評価・分析することは，プラントの特徴を把握するうえで有益であるため，今後の評価では，類似プラントの評価結果との比較を実施することとする。 |
| | 感度解析 | 7 | ベイズ更新処理において，更新のためのエビデンス（東海第二実績データ）は事前分布（一般故障率算出のための実績データ）と重複しない実績データを使用することを推奨する。 | 今回のＰＲＡでは，ベイズ更新処理による感度解析を目的としていることから，事前分布は一般データと見なして簡易的に評価している。<br>今後の評価では，ベースケースにおいて個別プラントデータを用いる場合，事前分布との重複に留意し，ベイズ更新処理を実施することとする。 |
| 停止時レベル1 | 人間信頼性解析 | 8，9 | （出力運転時レベル１の番号3，4と同様の内容） | （出力運転時レベル１の番号3，4と同様の対応方針） |
| | 事故シーケンスの定量化 | 10 | （出力運転時レベル１の番号6と同様の内容） | （出力運転時レベル１の番号6と同様の対応方針） |

表2　国内レビューアからのコメント内容及びそのコメントへの対応方針（4／4）

| 分類 | 項目 | 番号 | コメント内容 | 対応方針 |
|---|---|---|---|---|
| 地震レベル1 | 事故シーケンスの定量化 | 11 | 本評価では，同様の系統及び機器の間の損傷を完全従属とした場合をベースケースとしたうえで，感度解析としてＦＶ重要度上位の機器についてその相関がない場合の解析を実施しているが，それ以外の条件での解析は実施していない。機器の間の相関は冗長な同様の機器の間だけではなく，特に地震時の応答は様々な機器の間に相関があることから，それが炉心損傷頻度に及ぼす影響について検討することが望ましい。 | 今回のＰＲＡは，冗長化された系統は完全相関，その他の系統は完全独立を仮定してモデル化している。また，相関の不確かさについては冗長化された系統のうち，ＦＶ重要度が上位のものを対象に完全独立を仮定して評価することでその影響の程度を確認している。<br>安全性向上評価へ向けた今後の評価では，相関の不確かさの影響を把握する観点から，冗長化された系統以外についても同種機器等の相関関係が疑われる機器については完全相関とした場合や完全独立とした場合の影響の程度を確認して評価を実施することを検討する。 |
| 津波レベル1 | システムのモデル化 | 12 | 保守による待機除外の組み合わせが存在しないケースについて，当該ミニマルカットセットを除外する目的でイベントヘディングを設けている。今回のＰＲＡにおいては定量的影響が非常に小さく問題はないが，今後のＰＲＡの活用において，待機除外状態を模擬した評価等を実施する場合に，ミニマルカットセットを除外することによって成功分岐において過小評価とならないよう留意することが望ましい。 | 今回のＰＲＡでは，保安規定に基づき運転上許容されない系統の待機除外の組み合わせが含むカットセットを除外するため，イベントツリーにヘディングを設けて，これらカットセットが含まれることがないよう評価している。これらの待機除外確率の組み合わせについては，定量的影響が非常に小さいため，評価結果に与える影響は無視できるものと考えている。<br>今後の評価においても，本手法により定量的影響が非常に小さくなることを確認し，評価結果に影響を及ぼすことがないよう留意する。 |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7号（2017年2月15日版） | 東二 | |
|---|---|---|
| は、その考察を行うことが望ましい。（地震PRA 学会標準 7.4.2.4 b）2)）<br>（今回の評価及び今後PRAを実施する際の対応方針）<br>地震時には、例えば照明の有無等、運転員のストレス増加要因となる不確定性要素が多いことから、今回の評価では、地震発生後 10 分～数時間以内での運転員操作を対象とし、人的過誤確率の5%確率値及び95%確率値を用いた場合の感度解析を実施した。その結果、全炉心損傷頻度について、ベースケースの $1.5\times10^{-5}$（/炉年）に対し、5%確率値を用いた場合が $1.5\times10^{-5}$（/炉年）、95%確率値を用いた場合が $1.6\times10^{-5}$（/炉年）となった。また、ベースケースではストレスファクタを5として設定しているが、ストレスファクタを2及び10とした場合であっても、その人的過誤確率はベースケース（ストレスファクタ 5）の 5%～95%の間に含まれる。このため、ストレスファクタを2及び10 とした場合の全炉心損傷頻度は $1.5\sim1.6\times10^{-5}$（/炉年）の間に含まれることとなる。このことから、ストレスレベル（ストレスファクタ）が全炉心損傷頻度に与える影響は小さいことを確認している。<br>今後の評価では学会標準の改訂動向等を踏まえ、人的過誤確率の感度解析を検討する。<br><br>⑦【コメント対象】<br>・地震レベル1 PRA 事故シーケンス評価（事故シーケンスの定量化）<br>【コメント内容】<br>現状は、冗長系統間の同種機器及び同一系統内の同種機器の損傷が完全相関するとして炉心損傷頻度を算出したうえで、冗長系統間の同種の機器が独立とした場合の感度解析を行っている。相関が結果に及ぼす影響をより詳細に把握するために、例えば同一系統内の機器間や異種系統間の機器間の相関の影響についても検討していくことが望ましい。（地震PRA 学会標準 7.5.6）<br>（今回の評価及び今後PRAを実施する際の対応方針）<br>今回の評価では「冗長系統間の同種の機器」だけでなく、「同一系統内の同種の機器」についても完全独立とした場合の感度解析を実施している。感度解析において完全独立を仮定した機器（第2表参照）は、リスク上重要な建物・構築物、機器（FV 重要度値 0.01（=1%）以上）であるため、今回の評価で全炉心損傷頻度に対して有意な感度を持つ機器の相関性の影響は確認できている。<br>ただし、FV 重要度値 0.01 以上の機器のうち格納容器内配管については、完全独立を仮定した場合、まず個々の配管の地震による損傷の程度（ギロチン破断、き裂など）に応じた冷却材漏えい規模を同定もしくは仮定して成功基準を設定する必要がある。さらに、同一の地震動によって複数の配管損傷が重畳する組合せを考慮し、配管損傷の規模に応じて起因事象を適切に分類する必要がある。これらの工学的判断は、事象が複雑であり判断基準が不明瞭であるため判断の正当性や妥当性を確認することが技術的に困難である。このため、格納容器内配管については対象から除外した。<br>相関係数の設定や感度解析の手法について、今後の評価技術の成熟度に応じ、対応について検討を実施する。 | | |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

| 柏崎　6／7 号（2017 年 2 月 15 日版） | 東二 | |
|---|---|---|

第 2 表 感度解析対象機器(損傷の完全独立想定機器)

(KK7)

| FV 重要度 | 対象機器 |
|---|---|
| $1.4\times10^{-1}$ | RCW 熱交換器 |
| $4.1\times10^{-2}$ | RCW 配管 |
| $3.8\times10^{-2}$ | RHR 弁 |
| $3.8\times10^{-2}$ | RHR/LPFL 共通弁 |
| $3.5\times10^{-2}$ | RHR 配管 |
| $2.0\times10^{-2}$ | 非常用取水路 |
| $1.4\times10^{-2}$ | RHR ポンプ |

⑧【コメント対象】

・出力運転時レベル 1.5 PRA 事故シーケンスの分析(格納容器イベントツリーの構築)

【コメント内容】

従属性の評価において、レベル 1 PRA のドミナントシーケンスのみを結合対象として扱うことで、どのような影響があるか分析することを推奨する。(レベル 2 PRA 学会標準 7.2.1)

(今回の評価及び今後 PRA を実施する際の対応方針)

評価では条件付き格納容器破損確率への影響を考慮した上で結合対象を選定しており、本評価では炉心損傷頻度が最も大きなシーケンス(ドミナントシーケンス)と他のシーケンスで喪失した系統の違い等が格納容器の健全性維持に必要な緩和手段に及ぼす影響を分析し、結果としてレベル 1PRA のドミナントシーケンスを結合対象としている。今後は、この考慮の詳細を資料に記載する。

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

# 比較表

## 柏崎　6／7号（2017年2月15日版）

別表 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機のPRAのピアレビューにおける海外レビュアーのレビュー内容と当社の見解及び今後の対応方針

| 対象PRA | 項目 | コメントの分類 | コメント等の詳細 | コメントに対する見解と対応方針 |
|---|---|---|---|---|
| 内的運転時L1 | 起因事象 | 起因事象の網羅性 | 過渡事象のカテゴリーにはどのような起因事象が含まれるのか？計装用空気の喪失、給水制御の喪失、計装用電源の喪失なども考慮すべき事象として含めるべきである。最終的な起因事象のグループに、これらの事象が含まれていない理由について説明する必要がある。 | 【対応済】<br>計装用空気の喪失、給水制御の喪失、計装用電源の喪失については考慮した上、いずれかの起因事象グループに含めている。<br>・給水制御の喪失→非隔離事象<br>・計装用空気の喪失→タービン・サポート系故障<br>・計装用電源の喪失→過渡変化<br>【中長期的な課題】<br>・起因事象の詳細化については海外の動向を参考に、詳細化を検討する。 |
| | | | 特異な起因事象に関するプラントのデータ・経験を体系的に探索しているか（例えば、すべてのプラント系統についてFMEAを実施するなど）。例えば、安全関連機器室の換気空調系の喪失は関連系統の喪失につながるため起因事象となりうる。 | 【対応済】<br>従属性を有する起因事象同定のため、FMEA（故障モードと影響の解析）を実施している。<br>安全関連機器室の換気空調系の喪失については、スクラムには至らない事象であり、通常停止において、各系統のFT内でアンアベイラビリティを考慮しているため、通常停止のETに当該シナリオは含まれている。 |
| | | | 他分野のPRA及び関連の産業界報告書でモデル化された起因事象をレビューする。 | 【対応済】<br>学会標準において、国内外の評価事例として例示されている既往のPSA、安全評価審査指針、EPRI NP-2230のレビューを実施している。そのほかにもNUREG/CR-5750の起因事象グループとの対応を確認している。 |
| | | 起因事象（IE）の選定またはIEのグループ化 | ・IEのグループ分けを設定する。<br>・すべてのIEについての説明と、IEグループから除外したIEについての根拠を提示する。<br>・あるIEのIEグループへの割り当てが適切でなければならない。 | 【対応済】<br>過渡事象の起因事象としてEPRI NP-2230から抽出しており、それらを起因事象グループに分類しているとともに各起因事象グループの説明を記載している。また、起因事象として考慮しなかった事象は、学会標準の記載を確認した上で除外した事象である。 |
| | | LOCA事象の破断箇所 | 大LOCA事象については、破断位置も考慮する必要がある。例えば、HPCF注水ラインのある箇所で破断が生じると、そのHPCFトレンは冷却材注入に使用できなくなる。またLPFL/RHRラインにおける破断は、そのラインと関連するLPFL/RHRラインを使用不可能にする。 | 【中長期的な課題】<br>ご指摘の通り、LOCA時の破断箇所で系統が使用不能となることをモデル化していない。ただし、評価結果としてLOCAの寄与割合は小さいこと、また最小カットセットがフロントラインの喪失ではなく、サポート系喪失が支配的であることから、結果への影響は大きくないものと考える。 |
| | | 系統故障の起因事象の定量化 | これまで事象を経験したことのない系統について系統損傷の起因事象頻度を計算するために、“Jeffery Non-Informative Prior”手法を用いるのは適切ではない。 | 【中長期的な課題】<br>学会標準で示された手法（発生件数0.5件）を用いている。<br>なお、FTを使って起因事象発生頻度を定量化することは可能であり、過去に評価を試みたが、FTでモデル化するにあたり人的過誤による系統故障の特定及びその定量化（実績を使うのか、THERPなど使うのか）並びに故障発生箇所のAOT間での修復の取り扱いなど技術的な課題があり、FTでモデル化する場合は個々の課題への調査・検討が必要と考える。 |
| | | | 過去に事象が発生したことのないすべての系統に、同じ起因事象頻度を割り当てている。 | |
| | | | 設計及び構成が異なる系統のIE頻度は違うはずである。 | |
| | | | 系統故障のIE頻度を推定するために、系統のフォルトツリーモデルを使用する。 | |
| | | 通常停止 | 起因事象として通常停止（カテゴリーN）を含めることについて討論する。 | 【対応済】<br>現在はプラント状態の移行に伴うリスクを考慮するため、通常停止を起因事象として抽出している。また、その発生頻度の大きさ等からも、起因事象に含めることは適切と考える。 |
| | | ISLOCA | 今後の参考のために、ISLOCA頻度の計算プロセスを提示すべきである。 | 【対応済】<br>報告書等に各系統におけるISLOCAの発生シナリオを記載している。 |
| | | | 低圧配管の配管破断頻度に、溶接部やその他の配管接続部のフラジリティが含まれることを確認すること。 | 【対応済】<br>溶接部に製造時欠陥等が存在する可能性を考え、本評価ではNUREG/CR-5862の腐食代が考慮されたテーブルを用いている。その他の配管接続部とは、具体的にはフランジが考えられるが、NUREG/CR-5862によると、フランジ部でボルトが延びて漏えいしたとしても、漏えい量は最大でも数100mg/secと小さいことから、炉心損傷への影響は無視できると考えられる。 |
| | | | 他の調査から、低圧ライン全体でポンプシールが最も弱い箇所であることが示されている。 | 【対応済】<br>フランジ部と同様に、ポンプのシール部でスプリングが伸びて漏えいしても漏えい量は小さく、炉心損傷への影響は無視できると考えられる。 |

## 東二

表3　海外レビューアからのコメント内容及びそのコメントへの対応方針（1／9）

| 分類 | 項目 | 番号 | コメント内容 | 対応方針 |
|---|---|---|---|---|
| 出力運転時レベル1 | 起因事象の選定 | 1 | 発電所に関する起因事象の網羅性を担保するために，プラント内の全ての系統（安全系及び非安全系）に対して故障モード／影響解析（ＦＭＥＡ）を実施して東海第二発電所に特有の系統故障による起因事象が存在するかどうかについて確認することを推奨する。 | 今回のＰＲＡでは，従属性を有する起因事象同定のため，原子炉設置許可申請書添付書類八に記載されている設備について主要な故障モードの影響を分析しており，ＦＭＥＡを実施している。<br>しかし，全ての系統に対してはＦＭＥＡを実施できていないため，今後の評価において，全ての系統に対するＦＭＥＡの実施することとする。 |
| | | 2 | 格納容器内及び格納容器外の主蒸気配管の破断（格納容器外主蒸気隔離弁（ＭＳＩＶ）の上流側）に関連する起因事象を考慮することを推奨する。<br>今回のＰＲＡでは，ＭＳＩＶ下流側の破断は隔離事象又は格納容器バイパスとして考慮されているが，ＭＳＩＶ上流側の破断（ＰＣＶ内での蒸気流出）については考慮されていない。 | 今回のＰＲＡでは，ＭＳＩＶ上流側の破断をＬＯＣＡに分類している。ただし，ＬＯＣＡについて液相部の破断と気相部の破断を区別していないが，実際は影響が違うため，成功基準が変わることも考えられる。<br>今後の評価では，起因事象分類の詳細化（主蒸気配管等の気相部の破断の考慮）について検討することとする。 |
| | | 3 | 感度解析において大ＬＯＣＡの発生位置が考慮されているが，ベースケースモデルにおいても大ＬＯＣＡの発生位置を考慮することを推奨する。 | 今回のＰＲＡでは，破断箇所が液相で，かつ配管径が最も大きい原子炉再循環配管の破断を想定し，大ＬＯＣＡの評価を実施するとともに，ＥＣＣＳ配管破断時を想定した感度解析を実施し，破断箇所の違いによる影響を確認している。<br>今回のＰＲＡの目的から，ベースケースを変更する必要はないと判断したが，今後の評価では，起因事象分類の詳細化（破断箇所の違いの考慮）について検討することとする。 |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

# 比較表

## 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版）

| 対象PRA | 項目 | コメントの分類 | コメント等の詳細 | コメントに対する見解と対応方針 |
|---|---|---|---|---|
| 内的運転時L1 | データの分析とシステム解析 | 機器の境界 | 機器の境界は使用する機器故障率と一致しなければならない。これを報告書で確認すること。 | 【対応済】<br>JANSIによって公開されている機器バウンダリと同等の扱いとしている。 |
| | | 共通原因故障 | システム解析では、3基以上の機器の共通原因故障のモデル化を考慮している。一部の系統（RCW系統など）には4基以上のポンプがあるため、4基以上の機器の共通原因故障について考察する必要があるかもしれない。（RCWポンプの共通原因故障がCDFの主要因子であることに留意されたい。） | 【対応済】<br>全炉心損傷頻度に対して、TWシーケンスがドミナントであり、TWシーケンスにおいては、RCW、RSWポンプのCCFがMCSの上位となっている。TWシーケンスにおいて、RCW、RSWポンプの成功基準は2/2（1系統）であり、ポンプ3台のCCFで3系統が使用不能となることから、ポンプ3台以上のCCFのモデル化で問題はなく、ポンプ4台以上に対するCCFは考慮する必要がないものと考える。 |
| | 事故シーケンスの分析 | 機能別イベントツリー | 今回のPRAのスコープ、つまりアクシデントマネジメント策を考慮しない設計基準のモデルであることを規定する必要がある。事故シーケンスモデル（機能別イベントツリー）におけるどのトップイベント（系統・運転員操作）が「アクシデントマネジメント」策として考慮されているもので、分析においては期待されていないことを示すこと。 | 【対応済】<br>「アクシデントマネジメント」策のモデル化については、PRA文書でヘディング名をグレーに色分けをして、今回のPRAのスコープでは期待していないアクシデントマネジメント策であることを明確にしている。 |
| | | | 移行先の機能別イベントツリーにおける一部のトップイベントに紛らわしいものがある。例えば、D/G Bが故障した（そしてそのため、トレンBの交流電源が利用できない）LOSP事象ツリー（T6）における事象シーケンスについては、トレンBの交流電源から供給を受ける系統・トレンを含めないということを、移行先のイベントツリーに反映すべきである。移行先の機能別イベントツリー（TE3）は、LPFL-B及びRHR-Bに関するトップイベントを除外すべきである。 | 【対応済】<br>Safety Watcher内でトップイベントに従属して機能喪失したヘディングの状態を反映している。たとえばTE3ではLPFL-Bのトップイベントを除外したイベントツリーとしている。ただし、RHR-Bについては、格納容器除熱機能に期待するタイミングとして時間余裕があるので、外電復旧に期待しているため、RHR-Bにも期待している。 |
| | 人間信頼性解析 | 起因事象発生前の運転員操作の過誤 | 起因事象発生前の運転員操作の過誤については、PRA解析者は試験及び保守の手順書や記録を体系的にレビューして、それらの過誤を特定する、あるいはそれらの過誤をPRAモデルから除外する。 | 【中長期的な課題（一部対応済）】<br>起因事象発生前の運転員操作の過誤については国内レビューアからも同様に「プロセスの工程を明確に文章化するべき」や「除外ルールを適用して絞っていくことを表形式で示す」というコメントを受けている。これらの内、文章化のコメントやTHERP Appendix-A　に関するコメントは国内レビューアの章で述べた通り対応済みである。また、除外ルールの１本化についてはモデル化している機器は千程度あり、それらすべてを示すことは現実的ではないため、抽出プロセスの示し方について今後検討する。 |
| | | 起因事象発生後の運転員操作の過誤 | 起因事象発生後の運転員操作の過誤については、人的過誤確率(HEP)はプラント特有の値でなければならないため、運転員操作のHEPを計算する上でプラント運転員からの情報を含めることが重要である。PRAにおいてはHEPの評価は NUREG/CR-1278 とMAAP解析に基づく時間の情報に基づいて行う。 | 【対応済】<br>操作時間については運転手順書や運転員へのインタビューによる情報を基にプラント特有の値を使用している。HEPの評価はNUREG/CR-1278とMAAP解析の時間に基づいて実施している。 |
| | 感度解析 | 感度解析 | 感度解析は以下に基づいて実施する。<br>- PRAの結果<br>- モデルの仮定<br>- 成功基準（系統及び事故シーケンス） | 【対応済】<br>PRAの結果やモデルの仮定を考慮して、「個別パラメータ」や「デジタル制御系のCCF」を実施している。<br>また、評価ポイント(A)など期待するAM策の違いで異なる成功基準での評価も実施している。 |
| | | | 感度解析において考慮すべき感度ケースの例<br>- 通常停止は、最も大きい起因事象の寄与因子なので、寄与因子として考慮しない。 | 【対応済】<br>通常停止を起因事象とするものだけでなく、隔離事象等のその他の起因事象によるシーケンスについても検討している。 |
| | | | 感度解析において考慮すべき感度ケースの例<br>- RCW系統及びRSW系統の4基以上のポンプの共通原因故障を考慮する。<br>- 4基以上のポンプの起動失敗および継続運転失敗に対するデルタ係数を仮定する。 | 【対応済】<br>共通原因故障の考慮に対するコメントと同様。 |
| 停止時レベル1PRA | 起因事象 | 起因事象の網羅性 | 起因事象の特定において体系的手法を用いているか。例えば、すべてのプラント系統についてFMEAを実施するなど。 | 【対応済】<br>起因事象の同定は、停止時学会標準6.2において示されているマスタロジックダイアグラムなどの体系的な分析方法を用いている。 |
| | | | RHRポンプ室の換気空調系喪失がRHRポンプの運転に及ぼす影響を確認する必要がある。もし直接的な影響があるなら、RHRポンプ室の換気空調系喪失をRHRトレン喪失の起因事象に含めるか、あるいはRHRポンプ室の換気空調系喪失を別の起因事象としてモデル化する。<br>他分野のPRA及び関連の産業界報告書でモデル化された起因事象をレビューする。 | 【対応済】<br>RHRポンプ及び補機冷却系が健全であれば、原子炉から流入する炉水温度は低く、軸冷却も問題ないため、高温炉水を冷却可能な設計であることを考えると、ポンプ室換気空調系が停止したとしてもポンプに及ぼす影響は極めて小さいものと想定され、起因事象としては同定していない。<br>他分野のPRA等の分析は行っていないものの、既往のPRA、他プラントのPRA等における起因事象も分析している。 |

## 東二

表３　海外レビューアからのコメント内容及びそのコメントへの対応方針（2／9）

| 分類 | 項目 | 番号 | コメント内容 | 対応方針 |
|---|---|---|---|---|
| 出力運転時レベル１ | 起因事象発生頻度の評価 | 4 | 今回実施したＰＲＡでは，サポート系故障の起因事象発生頻度の算出に”Jeffery Non-Informative Prior”法を用いており，国内ＢＷＲプラントにおいて発生実績が０件の事象については０.５件として計算している。系統／トレン故障の起因事象発生頻度については，フォールトツリーモデルを用いて評価することを推奨する。 | 学会標準では，”Jeffery Non-Informative Prior”法，フォールトツリーを用いる方法のいずれも要求を満足する手法とされている。フォールトツリーを用いる方法はプラントの系統構成の特徴を考慮した評価となる一方，評価に用いる機器故障率に依存した評価となる。そのため，今後の評価では，個別プラントの機器故障率データの採用時にフォールトツリーを用いる評価方法の採用について検討することとする。 |
| | | 5 | ベイズ更新処理した東海第二発電所特有の起因事象発生頻度を用いた感度解析を実施しているが，ベースケースモデルにおいて東海第二発電所特有の起因事象発生頻度を用いることを推奨する。 | 今回のＰＲＡの目的から，ベースケースを変更する必要はないと判断したが，東海第二発電所固有の起因事象発生頻度を用いることは，プラントの特徴を踏まえたＰＲＡを実施するうえで重要であるため，今後の評価では，ベースケースにおいてベイズ更新処理した起因事象発生頻度を用いることとする。 |
| | 人間信頼性解析 | 6 | 今回のＰＲＡでは，制御室内の別の運転員による過誤回復を考慮していると説明があったが，制御室内の複数の運転員はプラントの過渡変化／事故に対して個々の運転員がそれぞれ独立して別の対応をするのではなく，一つのグループとして対応するので，一つの単位／チームとして扱うことを推奨する。 | 今回のＰＲＡでは，認知については制御室内の運転員を一つのグループとして扱っており，操作については全体を指揮し操作の報告を受ける上位運転員による過誤回復を考慮している。<br>これは学会標準においても認められた手法であるが，学会標準は古い手法（ＴＨＥＲＰ手法）を基にしているため，今後の評価では，学会標準の改訂状況や海外の最新知見等を踏まえて，具体的な人的過誤確率の評価手法を検討することとする。 |

表３　海外レビューアからのコメント内容及びそのコメントへの対応方針（3／9）

| 分類 | 項目 | 番号 | コメント内容 | 対応方針 |
|---|---|---|---|---|
| 出力運転時レベル１ | 感度解析 | 7 | ＮＲＣのＣＣＦに関する報告書のデータを用いて感度解析を実施しているが，ベースケースモデルにおいてこのデータを用いることを推奨する。 | 今回のＰＲＡでは，ＮＲＣのＣＣＦに関する報告書「CCF Parameter Estimations」のデータを用いた感度解析を実施し，全炉心損傷頻度への影響が小さいこと，及び事故シーケンスグループの全炉心損傷頻度への寄与割合は同様の傾向を示していることを確認している。<br>今回のＰＲＡの目的から，ベースケースを変更する必要はないと判断したが，今後の安全性を評価するＰＲＡでは，国内の検討状況も踏まえて，ＣＣＦの評価方法について検討することとする。 |
| | 重要度解析 | 8 | 重要度指標のＲＡＷについて，冗長機器が関与する共通原因故障の重要度のＲＡＷは示さず，個別機器のみに対して示すことを推奨する。<br>ある機器に対してＲＡＷを示すことは，その機器を待機除外にすることを表しているため，共通原因故障のＲＡＷを示すということは，全ての冗長性のある機器を待機除外にすることに等しい。 | 今回のＰＲＡでは，当該機器の共通原因故障や人的過誤が評価結果に及ぼす影響を確認するため，共通原因故障や人的過誤を含めて重要度評価結果を示している。<br>今後の評価では，重要度評価の目的に応じて，個別機器のみを対象とした重要度評価を実施することとする。 |
| 停止時レベル１ | 適用範囲 | 9 | 移行期間（最大出力運転状態から真空破壊までと，制御棒引き抜きから最大出力運転状態まで）におけるリスクを明示的に評価することを推奨する。 | 今回のＰＲＡでは，学会標準に基づき，移行期間を出力運転時に含めて評価している。<br>ただし，低出力状態特有の運転操作に係る人的過誤を起因とする事象の発生の可能性があること等を考慮し，今後の評価では，移行期間中のリスク評価について検討することとする。 |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

# 比較表

## 柏崎　6／7号（2017年2月15日版）

| 対象PRA | 項目 | コメントの分類 | コメント等の詳細 | コメントに対する見解と対応方針 |
|---|---|---|---|---|
| 停止時レベル1 PRA | POS | POSの設定 | 原子炉の条件（水位及び温度）、RPV及び PCVの状況（燃料の位置）、そして事故の緩和に必要な安全関連機器の状況を考慮する。 | 【対応済】<br>POSの分類は、停止時学会標準5.3に基づき、水位、崩壊熱レベル、燃料の状態、使用可能な緩和設備等のプラント状態を考慮して分類している。 |
| | | | 過去のプラントの経験に基づいてPOSの期間を設定（各POSの平均期間を設定） | 【対応済】<br>過去のプラントの定期検査実績から標準的な工程を設定し、その工程における水位や使用可能な緩和設備等のプラント状態を考慮してPOSの期間を設定している。 |
| | | | 設定されたPOSは妥当である。 | 上記のPOSに関する設定について説明を実施し、海外レビューアに設定が妥当であることを確認いただいた。 |
| | 人間信頼性解析 | 人間信頼性解析 | プラント運転停止時には運転員操作が重要であり、以下の点について確認する必要がある。<br>－ 事故緩和系統・トレン・機器の自動起動のための信号がない。<br>－ PRAにおいてモデル化される運転員操作（事故の緩和と「復旧」のための）を明確に示すべきである。<br>－ 人的過誤確率(HEP)はプラント特有の値でなければならないため、HEPの評価にはプラント運転員からの情報が必要である。 | 【対応済】<br>停止時ではD/Gの自動起動を除く機器の自動起動には期待しておらず、運転員の手動起動（人的過誤を含む）をモデル化している。 |
| | | | | 【対応済】<br>国内のレビューアからも同様の文章化に対する改善提案が挙げられており、モデル化している運転員操作が明確となる様に文書化した。 |
| | | | | 【対応済】<br>HEPを算出する上での人間信頼性モデル化においては手順書等のプラント特有の情報やサイトのインタビューを踏まえて個別に検討しており、操作毎に従属性を設定している。 |
| 津波PRA | 評価モデル | 浸水以外の影響 | 浸水による影響のほかに、津波によるその他の影響も考慮しなければならない。例えば、津波によって運ばれてきた流木が取水口を塞いでRSWポンプの吸い込み喪失に至る可能性などである。サイトにおいてこのような現象の発生が考えにくい、あるいは発生確率が非常に低い場合には、そのような結論を裏付ける評価や解析結果と共に結論を文書化しなければならない。 | 【中長期的な課題】<br>浸水以外の影響として、引き波についての感度解析を実施している。また、漂流物により取水機能喪失が発生した場合は最終ヒートシンク喪失に至るが、これについては発電所付近に取水口すべてを閉塞させるほどの漂流物の漂着は考えにくいこと、また少量であればスクリーン等により除去可能であることから現在はモデル化の対象から除外している。 |
| | | 運転員操作のモデル化 | 津波による事故シーケンスの中には、プラントの過渡事象につながるものがある。過渡事象の事故シーケンスモデルにおける運転員操作は、これらの操作及びそれらのHEP値に対する津波事象の影響を考慮すべきである。一部のケース・シナリオでは、過渡事象事故シーケンスにおいてモデル化された運転員操作は、津波事象に対して期待できない。 | 【対応済】<br>今回の評価では、浸水後の緩和措置に期待できないため、いずれの事故シーケンスにおいても炉心損傷に直結し、運転員による緩和には期待できないモデルとなっている。<br>福島第一原子力発電所事故後の津波対策や各種安全対策実施後の評価では、人的過誤に対するモデル化も必要となるため、適宜津波PRAモデルに組み込んでいく。 |
| | | 浸水のモデル化 | 以下の点から、津波による浸水のモデル化は概ね保守的であることを確認した。このモデル化上の仮定の影響を評価するために、感度解析を実施すべきである。<br>・モデルは、RSWポンプ室のマンホールを経由してタービン建屋に流れ込む水の量を考慮していない。タービン建屋並びに原子炉建屋内の溢水による機器損傷を評価するために、浸水高さのみを用いている。<br>・モデルは、タービン建屋から原子炉建屋への配管貫通部のシールを考慮していない。 | 【対応済】<br>今回評価では水密扉等の浸水後の対策に期待しない状態であり、それらのリスクについて抽出するという観点での評価を実施しているため、また、福島第一原子力発電所事故後の津波対策実施前のマンホールカバーの耐久性等について詳細に解析することに意義は小さいため、今回の保守的なモデルを採用している。 |
| | | | ・モデルはRSWポンプ室のマンホールのカバーに期待しておらず、RSWポンプ室から通常閉じているRSWポンプ室の扉を通って、タービン建屋の他の領域へと浸水すると仮定している。この仮定によれば水はポンプ室には蓄積せずに、RSWポンプ室のドアから流れ出ることになる。実際にはRSWポンプ室内に水がたまるとすべてのRSWポンプ室のRSWポンプが浸水して最終ヒートシンクの喪失に至る可能性があるため、この仮定は楽観的である。 | 【対応済】<br>前提条件として、本評価では津波の高さと同じエレベーションの機器は没水すると判断としている。<br>RSWポンプエレベーション＞RCWポンプエレベーションであることから、RCWポンプ没水による最終ヒートシンク喪失(LUHS)が先に発生し、その後にRSWポンプが没水するという評価となっていることから、楽観的な扱いというわけではないと考える。 |
| 出力運転時レベル1.5 PRA | 文章化の改善提案 | 文章化の改善提案 | ピアレビューアからの当初のコメントのほとんどは、報告書にある種の情報が欠如しているということに関連していた。追加の詳細情報が要求され、レビューアはそれらを後に受け取った。文書化に関する問題と考えられるこれらのコメントは、すでに解決された。 | 【対応済】<br>確認いただく報告書の範囲について、ピアレビュー実施当初、当社とレビューア間で差異があり（文書化の改善提案）、情報が不足しているというコメントをいただいた。これらについては文書化に関する問題として整理し、改めて内容について確認いただいた。<br>文章化に対する問題については報告書の記載にて改善を実施した。 |

## 東二

表3　海外レビューアからのコメント内容及びそのコメントへの対応方針（4／9）

| 分類 | 項目 | 番号 | コメント内容 | 対応方針 |
|---|---|---|---|---|
| 停止時レベル1 | 起因事象発生頻度の評価 | 10 | ＲＨＲ喪失及びＲＨＲＳ喪失の起因事象発生頻度の計算については，フォールトツリーモデルを用いて評価することを推奨する。 | 今回のＰＲＡでは，学会標準に基づき，ＲＨＲ喪失については国内ＢＷＲプラントの停止時運転実績から得られた発生件数から算出しており，ＲＨＲＳ喪失については発生実績がないため，Jeffery Non-Informative Prior 法を用いている。<br>フォールトツリーを用いる方法はプラントの系統構成の特徴を考慮した評価となる一方，評価に用いる機器故障率に依存した評価となる。そのため，今後の評価では，個別プラントの機器故障率データの採用時にフォールトツリーを用いる評価方法の採用について検討することとする。 |
| | | 11 | ＬＯＳＰ喪失の起因事象発生頻度の計算については，日本のＢＷＲプラント向けに策定された一般的なパラメータが使用されていた。日本の各原子力発電所はそれぞれ異なるＬＯＳＰ頻度を有していると考えられることから，ＬＯＳＰの起因事象発生頻度は東海第二発電所特有のものとすることを推奨する（ＬＯＳＰの起因事象は，東海第二発電所の停止時リスクにとって支配的な寄与因子であることに注意すること。）。 | 今回の評価では，ＬＯＳＰ喪失の発生頻度は，学会標準に基づき，国内ＢＷＲプラントの停止時運転実績から得られた発生件数から算出している。<br>個別プラントの特徴を踏まえた起因事象発生頻度とするため，今後の評価では，ベイズ更新処理した評価等により，東海第二発電所固有の起因事象発生頻度を求めることとする。 |

表3　海外レビューアからのコメント内容及びそのコメントへの対応方針（5／9）

| 分類 | 項目 | 番号 | コメント内容 | 対応方針 |
|---|---|---|---|---|
| 停止時レベル1 | ＰＯＳの設定 | 12 | 今回の停止時レベル１ＰＲＡにおいて選択した燃料交換停止のＰＯＳの期間と，過去の実際の燃料交換停止のＰＯＳとの間に顕著な相違がないかどうかを検討すること，相違がある場合には，感度解析を実施してＰＯＳの各期間の相違によるプラントリスクへの影響を評価することを推奨する。 | 今回の評価では，ＰＲＡの目的から代表的な定期検査工程を評価対象としており，通常は実施しない特殊工程（大規模な工事やトラブル等による点検工程）を含まない等の観点から選定している。<br>左記のコメントのとおり，定期検査工程によりＰＯＳの相違があり，プラント停止期間中のリスクはそれぞれ異なるため，今後の評価では，評価の目的に応じてＰＯＳの影響を評価することとする。 |
| | 人間信頼性解析 | 13 | ＲＨＲトレン間での切替操作時のＬＯＣＡでは，切替後のＲＨＲラインにおけるＲＰＶへの注入弁の開け忘れが原因で，ＲＨＲポンプミニフロー弁が開くことでＳ／Ｐへと冷却材が流出することを想定している。<br>そこで，切替後に運転中のＲＨＲをＬＰＣＩモードに切り替えて注水することに期待しているが，その操作中にミニフローラインからの漏えいを認識し，ＬＯＣＡの収束させる措置を講じると考えるのがより妥当である。<br>よって，以下の１つをモデル化することを推奨する。<br>・運転員によるＬＯＣＡの診断及び収束操作を考慮する。<br>・運転員が漏えい箇所を認識し，収束させることに失敗した場合，ＬＰＣＩを用いたＬＯＣＡの緩和に期待しない。 | 今回のＰＲＡでは，冷却材流出の認知に成功した場合には漏えい箇所の隔離に期待しているが，その隔離に失敗しても，ＲＨＲ切替後に運転中のＲＨＲのＬＰＣＩ注水操作にも期待する評価となっている。これは，冷却材流出箇所の特定に失敗する等して隔離操作に失敗した場合でも，注水操作を実施することでＬＯＣＡを収束させることが可能と判断したためである。<br>ただし，現実的な操作をモデル化すべきとのコメントの主旨を踏まえ，今後の評価ではより現実的な評価方法について検討することとする。 |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

柏崎　6／7号（2017年2月15日版）

東二

表3　海外レビューアからのコメント内容及びそのコメントへの対応方針（6／9）

| 分類 | 項目 | 番号 | コメント内容 | 対応方針 |
|---|---|---|---|---|
| 停止時レベル1 | 人間信頼性解析 | 14 | （出力運転時レベル1の番号6と同様の内容） | （出力運転時レベル1の番号6と同様の対応方針） |
| | 重要度解析 | 15 | （出力運転時レベル1の番号8と同様の内容） | （出力運転時レベル1の番号8と同様の対応方針） |
| 地震レベル1 | システムのモデル化 | 16 | ＲＨＲ系統の全ての配管を最も弱い（耐震性が最も低い）配管部位で代表させて評価している。<br>ＲＨＲ系統のある配管部位を代表させるために，その最も弱い配管部位を使用する方法は保守的である。しかし，最も弱い配管部位を用いて，ＲＨＲ系統の全ての配管を代表させるのは非保守的である。<br>地震に起因する系統の故障へのそれぞれの寄与度を考慮するために，系統に含まれるすべての配管について別々にモデル化することを推奨する。 | 東海第二発電所の配管のフラジリティは他の機器と比較して強く，配管を区画で分けてそれぞれをモデル化したとしても，地震ＰＲＡ評価に与える影響は小さいと考えられる。<br>今回のＰＲＡの目的から，評価結果に影響を与えるものではないと判断するが，米国事例の手法を取り入れることにより，配管系の影響の程度を正確に把握することが可能となることから，必要に応じてモデルの高度化を行っていく必要があると考えている。 |

表3　海外レビューアからのコメント内容及びそのコメントへの対応方針（7／9）

| 分類 | 項目 | 番号 | コメント内容 | 対応方針 |
|---|---|---|---|---|
| 地震レベル1 | フラジリティ評価 | 17 | パワーセンタ及びメタルクラッドスイッチギアは，リレーチャタリングにより機能喪失する可能性がある。リレーチャタリングに対する耐力中央値は，機器本体の電気的機能故障の中央値よりも低いと思われる。リレーチャタリングの影響を考慮していない場合，感度解析を推奨する。 | 電気・制御機器のフラジリティ評価において使用している機能維持確認済加速度は，機器本体の機能喪失のみでなく，リレーチャタリングによる機能喪失を考慮した加速度であるため，今回の地震ＰＲＡは，リレーチャタリングの影響を取込んだ評価となっている。このため，感度解析は不要と考える。 |
| | システムのモデル化 | 18 | 米国の一部の地震ＰＲＡで用いられるＨＲＡ手法では以下について考慮している。(1) 地震事象発生後の時間，(2) 運転員操作の場所（制御室内か制御室外か），(3) 最大加速度に基づく地震過酷度。東海第二発電所の地震ＰＲＡモデルについて計算された人的過誤確率（ＨＥＰ）は，すべての地震加速度レベルに対して使用されている。高い加速度レベルについては異なるＨＥＰを使用することを推奨する。 | 今回のＰＲＡでは，評価対象としている全ての地震加速度（0.16G～3.0G）で同じ人的過誤確率を用いて評価を行っている。高加速度領域においては，地震による機器損傷により直接炉心損傷に至るシーケンスが支配的となるため，高加速度領域における人的過誤確率の増加が，評価結果に与える影響は小さいものと予想される。また，低加速度領域では人的過誤を含むランダム故障が支配的であるが，地震が人的過誤に及ぼす影響は小さいと考えられるため，人的過誤確率を高めに設定することにより保守的な評価となると考えられる。なお，今後，安全性向上評価へ向けて，地震ＰＲＡにおけるＨＲＡ手法については，国内外の最新知見等を必要に応じて反映することを検討する。 |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

比較表

柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版）

東二

表３　海外レビューアからのコメント内容及びそのコメントへの対応方針（8／9）

| 分類 | 項目 | 番号 | コメント内容 | 対応方針 |
|---|---|---|---|---|
| 地震レベル1 | 不確実さ解析 | 19 | 東海第二発電所の地震起因のＣＤＦについての不確実さ解析では，発電所敷地に関するパーセンタイルハザード曲線に等しい重み付けをしている。不確実さ解析で用いるハザード曲線のフォーマットは，パーセンタイル曲線ではなくグループの重み付けハザード曲線にすべきである。 | 不確実さ解析に関しては，今回の評価では既往の評価を参考にパーセンタイルハザード曲線に等しい重み付けをして実施している。今回のＰＲＡの目的から，不確実さ解析を変更する必要はないと考えるが，安全性向上評価へ向けた今後の評価では，左記コメントを踏まえ，不確実さ解析に係る国内外の最新知見等を収集し，必要に応じて反映することを検討する。 |
| 津波レベル1 | 事故シナリオのスクリーニング | 20 | 漂流物の影響は衝突の他に取水構造物の取水スクリーンを詰まらせる影響も考えられる。また，取水スクリーンの閉塞による影響は，より高い年間頻度で発生する可能性がある。漂流物が取水スクリーンを閉塞させる影響を除外できるかどうか検討することを推奨する。 | 大型の漂流物については，海水取水設備を閉塞させることが無いと判断しているが，藻のような小さな漂流物による海水取水設備の閉塞事象ついては，評価方法の具体的な知見がないことから，今後の課題と考えている。<br>また，防潮堤を越流すると，海水取水系が機能喪失するため，コメントの内容は T.P.＋20m 以下の区分での議論となる。津波ＰＲＡでは，T.P.＋20m 以下を評価対象外としており，当該区分における海水取水設備の機能喪失については，内部事象ＰＲＡにおいて考慮している。<br>このため，今回のＰＲＡの目的から，海水取水設備への漂流物の影響は考慮不要と考えるが，今後は必要に応じてモデルの高度化を行っていく必要があると考えている。 |

表３　海外レビューアからのコメント内容及びそのコメントへの対応方針（9／9）

| 分類 | 項目 | 番号 | コメント内容 | 対応方針 |
|---|---|---|---|---|
| 津波レベル1 | システムのモデル化 | 21 | ＳＳＣの損傷を伴わない津波起因のシナリオに関して，事故（過渡事象）シーケンスモデルにおいて考慮する運転員操作のＨＥＰへの津波影響を評価するため，感度解析を実施することを推奨する。 | 今回のＰＲＡでは，ＳＳＣの損傷を伴わない津波については，津波を起因とした事故シーケンスが発生しないため，津波ＰＲＡ学会標準に従い内部事象ＰＲＡの評価範囲に含まれるものとして対象外としている。<br>なお，仮に人的過誤への津波影響を考慮した評価を実施した場合，内部事象ＰＲＡよりも人的過誤確率を高めに設定しているため，内部事象ＰＲＡの評価と比較して炉心損傷頻度が増加することが予想される。ただし，その結果として新たな事故シーケンスは抽出されることはないため，今回のＰＲＡの目的からベースケースの変更は必要ないと判断した。<br>なお，今後の評価においては，内部事象ＰＲＡと比較して人的過誤確率の差異が結果に影響を及ぼす影響が大きいと判断した場合には，必要に応じてモデルの高度化を行っていく必要があると考えている。 |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

# 比較表

## 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版）

別紙 10

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の PRA の対応状況

| 「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」の記載内容 | 柏崎刈羽 6 号及び 7 号炉の対応状況 |
|---|---|
| （はじめに）<br>本書は，「実用発電用原子炉及びその付属設備の位置、構造及び設備に関する規則の解釈」（平成２５年６月１９日）（以下，「解釈」という。）第３章第３７条に基づき、原子炉設置（変更）許可申請者が、確率論的リスク評価（以下，「ＰＲＡ」という。）に関し、審査のための説明に際し、参照すべき事項を示すものである。なお，申請者は，本書の整理によらない構成で説明することもできるが，その際には本書の整理と異なる点について合理的とする理由についての説明とともに各項目に相当する内容について、申請者の説明責任として示す必要がある。 | 「別添　柏崎刈羽原子力発電所 6/7 号炉　確率論的リスク評価(PRA)について」における対応状況を科に示し，その対応箇所の項目を（）で記載する。 |
| １．新規制基準適合性の審査において提示すべきＰＲＡの実施内容に係る資料について<br>新規制基準では，「解釈第３章第３７条（重大事故等の拡大の防止等）「１－１（ａ）及び（ｂ）」、「２－１（ａ）及び（ｂ）」及び「４－１（ａ）及び（ｂ）」における事故シーケンスグループ等の抽出においてＰＲＡを活用することが規定されており、その実施状況を確認する必要があるため、原子炉設置（変更）許可申請者においては、審査の過程において事故シーケンスグループ等の抽出におけるＰＲＡの実施状況を説明する必要がある。<br>本解釈における（ｂ）には，①個別プラントの内部事象に関する確率論的リスク評価（ＰＲＡ）及び外部事象に関するＰＲＡ（適用可能なもの）又はそれに代わる方法で評価を実施すること」とされており、外部事象に関しては、ＰＲＡの適用が可能なもの以外はそれに代わる方法について、評価条件や評価方法、評価のプロセスに関する説明（適切性の説明を含む）、評価の結果等評価結果を導くために必要と考えられる事項を整理し説明する必要がある。<br>そのため、ここでは，日本原子力学会標準等を参考に基本的に想定されるＰＲＡの実施内容を踏まえて、説明に最低限必要な項目を列記した。なお、説明に当たっては、実施したＰＲＡの内容を踏まえてここに記載している項目に加えて説明すべき事項を抽出し、説明性の観点から再構成するなど、申請者の説明責任として自ら十分検討すべきことを付言する。 | 従来から定期安全レビュー（PSR）等の機会に内部事象レベル 1PRA（出力運転時，停止時）及びレベル 1.5PRA の評価を実施してきており，これらの PRA 手法を今回も適用した。また，現段階で適用可能な外部事象として，一般社団法人 日本原子力学会において実施基準が標準化され，試評価等の実績を有する地震レベル 1PRA 及び津波レベル 1PRA を適用対象とし，建物，構築物，大型機器等の大規模な損傷から発生する事象についても事故シーケンスグループ等の選定に係る検討対象範囲とした。(2. 事故シーケンスグループ等の選定に係る PRA の実施範囲・評価対象・実施手法)<br><br>なお，PRA が適用可能でないと判断した外部事象については定性的な方法で分析を実施した。（事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について 別紙 1 有効性評価の事故シーケンスグループ選定における外部事象の考慮について） |
| ２．ＰＲＡの評価対象<br>今回の原子炉等規制法改正後の初回設置（変更）許可時においては、これまでの許認可実績を踏まえて、規制上の担保が得られている対策を基にＰＲＡを実施するものであり、ＰＲＡの前提となっている設備状況等についてまず整理する必要があり、評価対象を明示すること（例：下図の（Ｂ）までの設備について、既許可 ECCS の機能を作動させるための手動起動措置を評価対象とすることはできるが、許認可実績を踏まえてそれぞれ個別の評価対象についての整理が必要。）。 | 評価の対象とするプラント状態は，通商産業省「原子力発電所内におけるアクシデントマネジメントの整備について」（平成４年７月）（以下，「AM 要請」という。）以前の状態とした。<br>なお，給復水系による冷却や，外部電源の復旧など，AM 要請以前より運用されている通常の操作・対応や，ECCS の手動起動などの AM 要請以前より設備の設計方針の前提として考慮され，手順があるものについては，重大事故対応を目的として特別に整備したものではないことから，評価対象として含めることとした。<br>(2. 事故シーケンスグループ等の選定に係る PRA の実施範囲・評価対象・実施手法) |
| ３．　レベル１ＰＲＡ<br>３．１ 内部事象（出力運転時）<br>ａ．対象プラント<br>① 対象とするプラントの説明<br>●設計基準事故対処設備であり、重大事故等の対処に用いる設備（以下「対処設備」という。）等、ＰＲＡ の中で考慮する設備の一覧及び設備の説明<br>② 停止時のプラント状態の推移（停止時ＰＲＡのみ） | ①PRA において考慮する緩和機能，系統設備及び系統構成の概要を示した。(3.1.1.a 対象プラント)<br><br>②停止時 PRA で記載。 |

## 東二

別紙 12

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月　原子力規制庁）」への東海第二発電所のＰＲＡの対応状況について

| ＰＲＡの説明における参照事項（原子力規制庁　平成 25 年 9 月）の記載内容 | 東海第二発電所の対応状況 |
|---|---|
| （はじめに）<br>本書は，「実用発電用原子炉及びその付属設備の位置，構造及び設備に関する規則の解釈」（平成２５年６月１９日）（以下「解釈」という。）第３章第３７条に基づき，原子炉設置（変更）許可申請者が，確率論的リスク評価（以下，「ＰＲＡ」という。）に関し，審査のための説明に際し，参照すべき事項を示すものである。なお，申請者は，本書の整理によらない構成で説明することもできるが，その際には本書の整理と異なる点について合理的とする理由についての説明とともに各項目に相当する内容について，申請者の説明責任として示す必要がある。 | 当社が事故シーケンスグループ等の抽出に際して実施した各種ＰＲＡの報告資料については，「ＰＲＡの説明における参照事項（原子力規制庁　平成 25 年 9 月）」を参考に構成した。 |
| １．新規制基準適合性の審査において提示すべきＰＲＡ の実施内容に係る資料について<br>新規制基準では，「解釈第３章第３７条（重大事故等の拡大の防止等）「１－１(a)及び(b)」，「２－１(a)及び(b)」及び「４－１(a)及び(b)」における事故シーケンスグループ等の抽出においてＰＲＡ を活用することが規定されており，その実施状況を確認する必要があるため，原子炉設置（変更）許可申請者においては，審査の過程において事故シーケンスグループ等の抽出におけるＰＲＡの実施状況を説明する必要がある。<br>本解釈における(b)には，「①個別プラントの内部事象に関する確率論的リスク評価（ＰＲＡ）及び外部事象に関するＰＲＡ（適用可能なもの）又はそれに代わる方法で評価を実施すること。」とされており，外部事象に関しては，ＰＲＡの適用が可能なもの以外はそれに代わる方法について，評価条件や評価方法，評価のプロセスに関する説明（適切性の説明を含む），評価の結果等評価結果を導くために必要と考えられる事項を整理し説明する必要がある。<br>そのため，ここでは，日本原子力学会標準等を参考に基本的に想定されるＰＲＡ の実施内容を踏まえて，説明に最低限必要な項目を列記した。なお，説明に当たっては，実施したＰＲＡ の内容を踏まえてここに記載している項目に加えて説明すべき事項を抽出し，説明性の観点から再構成するなど，申請者の説明責任として自ら十分検討すべきことを付言する。 | 従来から定期安全レビュー（ＰＳＲ）等の機会に内部事象レベル１ＰＲＡ（出力運転時，停止時）及びレベル１．５ＰＲＡの評価を実施してきており，これらのＰＲＡ手法を今回も適用した。また，現段階で適用可能な外部事象として，一般社団法人 日本原子力学会において実施基準が標準化され，試評価等の実績を有する地震レベル１ＰＲＡ及び津波レベル１ＰＲＡを適用対象とし，建屋，構造物，大型機器等の大規模な損傷から発生する事象についても事故シーケンスグループ等の選定に係る検討対象範囲とした。<br>なお，ＰＲＡが適用可能ではないと判断した外部事象については定性的な検討から分析を実施した。<br>（「1.事故シーケンスグループ等の選定に係るＰＲＡの実施範囲と評価対象について」） |

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月　原子力規制庁）」への東海第二発電所のＰＲＡの対応状況について

| ＰＲＡの説明における参照事項（原子力規制庁　平成 25 年 9 月）の記載内容 | 東海第二発電所の対応状況 |
|---|---|
| ２．ＰＲＡ の評価対象<br>今回の原子炉等規制法改正後の初回設置（変更）許可時においては，これまでの許認可実績を踏まえて，規制上の担保が得られている対策を基にＰＲＡを実施するものであり，ＰＲＡ の前提となっている設備状況等についてまず整理する必要があり，評価対象を明示すること（例：下図の(B)までの設備について，既許可ECCSの機能を作動させるための手動起動措置を評価対象とすることはできるが，許認可実績を踏まえてそれぞれ個別の評価対象についての整理が必要。）。 | 今回のＰＲＡの目的は，設計基準事象を超えた重大事故に対する炉心損傷防止対策等の有効性評価を行うための事故シーケンスグループ等の抽出であることから，設計基準事故対処設備による対応を基本とし，これまでに整備したアクシデントマネジメント策（通商産業省「原子力発電所内におけるアクシデントマネジメントの整備について」（平成４年７月）以前から整備しているアクシデントマネジメント策を含む）には期待しないことを前提に評価を行うこととした。ただし，「ＥＣＣＳ手動起動」，「原子炉手動減圧」，「残留熱除去系の手動起動」等の設計基準事故対処設備を作動させるための操作については，本評価においても期待することとした。なお，作動中である設計基準事故対処設備の機能維持に係る操作のうち，余裕時間が十分長い操作（「サプレッション・プール水温上昇時の水源切替操作」，「ＲＣＩＣタービン排気圧高トリップインターロックのバイパス操作」等）については，本評価において考慮するものとした。<br>（「1.事故シーケンスグループ等の選定に係るＰＲＡの実施範囲と評価対象について」） |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

# 比較表

## 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版）

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への柏崎刈羽原子力発電所６号及び７号炉の PRA の対応状況

| 「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」の記載内容 | 柏崎刈羽６号及び７号炉の対応状況 |
|---|---|
| ③ プラント状態分類（停止時ＰＲＡのみ）<br>●プラント状態分類の考え方<br>●プラント状態の分類結果 | ③停止時 PRA で記載。 |
| b．起因事象<br>① 評価対象とした起因事象のリスト、説明及び発生頻度<br>●起因事象リスト、説明及び発生頻度<br>●起因事象の抽出の方法、グループ化している場合にはグループ化の考え方、発生頻度の評価方法<br>●対象外とした起因事象と、対象外とした理由 | ①<br>●国内のプラント異常事象や設備を網羅している資料として原子炉設置許可申請書及び海外の評価事例（EPRI NP-2230）を分析し，評価対象とした起因事象をリスト化した。(3.1.1.b ① (1) 起因事象の選定，3.1.1.b ① (1) 起因事象の選定)<br>●同定された起因事象において，プラント応答や必要となる緩和設備などが同等となり，同一のイベントツリー及びフォールトツリーで扱える事象をグループ化した。(3.1.1.b ① (3) 起因事象のグループ化)<br>●主に国内の運転経験データから得られた起因事象の発生件数と運転実績から発生頻度を評価した。(3.1.1.b ① (4) 起因事象発生頻度の評価)<br>●同定した起因事象の内，発生の可能性が極めて低い場合，又は発生を仮定してもその影響が限定される場合にはリスク評価上の重要性は低いと考え，評価対象から除外した。(3.1.1.b ① (2) 対象外とした起因事象) |
| c．成功基準<br>① 成功基準の一覧表<br>●炉心損傷の定義<br>●起因事象ごとの成功基準の一覧表<br>●対処設備作動までの余裕時間及び使命時間<br>●成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析結果、及び使用した解析コードの検証性 | ①<br>●炉心損傷は燃料被覆管の最高温度が 1200℃を超える状態に至ることと定義した。(3.1.1.c ① (1) 炉心損傷の定義)<br>●成功基準の検討にあたっては，プラントの構成・特性（設計情報）や，先行 PRA，既往の安全解析（設置許可申請書）などを参考に，起因事象グループ毎にそれぞれの安全機能に対し，成功基準を検討した。(3.1.1.c ① (2) 起因事象ごとの成功基準の一覧表)<br>●MAAP による事故進展解析結果を用いて，各事故シーケンスにおける運転員操作のための時間余裕を設定した。また，緩和設備が要求される安全機能を果たすために必要な運転時間である使命時間については，喪失した設備の復旧や追加の運転員操作が期待できる時間として，24 時間を適用した。(3.1.1.c ① (3) 対処設備作動までの許容時間 及び 3.1.1.c ① (4) 対処設備の使命時間)<br>●今回の評価では，概ね既往の設計情報から成功基準を設定しているが，一部の成功基準設定のために実施した事故進展解析には MAAP コードを使用した。MAAP は格納容器を含めたシビアアクシデントの事象進展を解析可能なコードであり，重大事故等防止対策の有効性評価においても MAAP を使用している。(3.1.1.c ① (5) 熱水力解析等の解析結果及び解析コードの検証性) |
| d．事故シーケンス<br>① イベントツリー<br>●イベントツリー図<br>●ヘディング、事故進展及び最終状態の説明 | ①<br>●選定した起因事象に対して，炉心損傷を防止するために必要な安全機能及び安全機能を達成するために必要な緩和設備や緩和操作を検討し，炉心損傷に至る事故シーケンスを展開した。炉心損傷に至る事故シーケンスを明らかにするために，イベントツリー手法を用いた。(3.1.1.d ① (1) イベントツリー図)<br>●選定した各起因事象の特徴を踏まえ，ヘディング及び事故進展の説明とイベントツリー作成上の主要な |

## 東二

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年９月　原子力規制庁）」への東海第二発電所のＰＲＡの対応状況について

| ＰＲＡの説明における参照事項（原子力規制庁　平成 25 年９月）の記載内容 | 東海第二発電所の対応状況 |
|---|---|
| ３．　レベル１ＰＲＡ<br>３．１　内部事象（出力運転時）<br>a．対象プラント<br>①対象とするプラントの説明<br>●設計基準事故対処設備であり，重大事故等の対処に用いる設備（以下「対処設備」という。）等，ＰＲＡの中で考慮する設備の一覧及び設備の説明<br>②停止時のプラント状態の推移（停止時ＰＲＡのみ）<br>③プラント状態分類（停止時ＰＲＡのみ）<br>●プラント状態分類の考え方<br>●プラント状態の分類結果 | ①ＰＲＡの中で考慮する設備を，プラント仕様や必要となる系統ごとに整理した。<br>（「3.1.1.1 対象プラント (1)対象とするプラントの説明」）<br>②停止時ＰＲＡで記載<br>③停止時ＰＲＡで記載 |
| b．起因事象<br>①評価対象とした起因事象のリスト，説明及び発生頻度<br>●起因事象リスト，説明及び発生頻度<br>●起因事象の抽出の方法，グループ化している場合にはグループ化の考え方，発生頻度の評価方法<br>●対象外とした起因事象と，対象外とした理由 | ①<br>●通常の運転状態を妨げる事象であって，炉心損傷に至る可能性のある起因事象を選定し，発生頻度を評価した。<br>（「3.1.1.2 起因事象 (1)評価対象とした起因事象について」）<br>●起因事象の抽出に当たっては，国内外の評価事例やプラント設備の故障時の影響を分析し，プラント応答や必要となる緩和設備が同等であり，同一のイベントツリー及びフォールトツリーで扱える事象をグループ化した。起因事象発生頻度は，ＬＯＣＡを除き，国内ＢＷＲプラントの運転実績に基づき評価し，発生実績のない事象については 0.5 件の発生を仮定した。ＬＯＣＡについては，米国の評価方法を踏まえて発生頻度を評価した。<br>（「3.1.1.2 起因事象 (1)評価対象とした起因事象について」）<br>●発生頻度やプラントへの影響等の観点から，リスク評価上の重要性は低いと考え，評価対象から除外した。<br>・出力運転時中の制御棒引き抜き<br>・原子炉冷却材流量の部分喪失及び原子炉冷却材系の停止ループの誤起動<br>・放射性気体廃棄物処理施設の破損<br>・燃料集合体の落下事象<br>・制御棒落下<br>・主蒸気管破断<br>・原子炉圧力容器破損（ＤＢＡ超過ＬＯＣＡ）<br>・過渡停止<br>（「3.1.1.2 起因事象 (1)評価対象とした起因事象について」） |

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年９月　原子力規制庁）」への東海第二発電所のＰＲＡの対応状況について

| ＰＲＡの説明における参照事項（原子力規制庁　平成 25 年９月）の記載内容 | 東海第二発電所の対応状況 |
|---|---|
| c．成功基準<br>①成功基準の一覧表<br>●炉心損傷の定義<br>●起因事象ごとの成功基準の一覧表<br>●対処設備作動までの余裕時間及び使命時間<br>●成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析結果，及び使用した解析コードの検証性 | ①<br>●燃料被覆管表面温度が 1200℃を超えると評価される状態<br>●燃料被覆管の酸化量が，酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの 15%を超えると評価される状態<br>（「3.1.1.3 成功基準 (1)成功基準について」）<br>●成功基準の一覧表はＳＡＦＥＲコードによる成功基準解析結果を用いて起因事象ごとに整理した。<br>（「3.1.1.3 成功基準 (1)成功基準について」及び「別紙 3.1.1.3-1 成功基準解析及び事故進展解析について」）<br>●運転員による緩和操作を対象として，それらを遂行するまでの余裕時間をＭＡＡＰコードによる事故進展解析結果等に基づき設定した。また，使命時間については，プラントを安定な状態に移行させることが可能であり，機能喪失した設備の復旧や追加の運転員操作に期待できることから，24 時間と設定した。<br>（「3.1.1.3 成功基準 (1)成功基準について」）<br>●成功基準解析に使用したＳＡＦＥＲコードは，許認可解析で十分な実績を有しており，十分な検証が行われている。また，事故進展解析に使用したＭＡＡＰコードの検証性については，重大事故等防止対策の有効性評価の内容説明と合わせて提示する。<br>（「3.1.1.3 成功基準 (1)成功基準について」） |
| d．事故シーケンス<br>①イベントツリー<br>●イベントツリー図<br>●ヘディング，事故進展及び最終状態の説明<br>●イベントツリー作成上の主要な仮定 | ①起因事象に対して，炉心損傷を防止するために必要な緩和設備や緩和操作を検討し，炉心損傷に至る事故シーケンスをイベントツリーとして展開した。また，展開した事故シーケンスの最終状態を炉心損傷状態又は成功状態のいずれかに分類した。イベントツリーによって展開した事故シーケンスの最終状態を炉心損傷状態又は成功状態のいずれかに分類している。炉心損傷状態については，「原子炉停止機能」，「炉心冷却機能」，「格納容器からの除熱機能」の各安全機能に着目し，起因事象及び緩和設備の成否等によって分類した。<br>（「3.1.1.4 事故シーケンス (1)イベントツリー」） |
| e．システム信頼性<br>①評価対象としたシステムとその説明<br>●評価対象システム一覧<br>●システムの概要，機能，系統図，必要とするサポート系，試験，システム信頼性評価上の主要な仮定 | ①評価対象としたシステムについては一覧表を作成し，それぞれのシステムごとに概要，機能，系統図，必要とするサポート系，試験，システム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。<br>（「3.1.1.5 システム信頼性 (1)評価対象としたシステムとその説明」） |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

# 比較表

## 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版）

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への柏崎刈羽原子力発電所６号及び７号炉の PRA の対応状況

| 「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」の記載内容 | 柏崎刈羽６号及び７号炉の対応状況 |
|---|---|
| ●イベントツリー作成上の主要な仮定 | 仮定を示した。(3.1.1.d ① (3) 事故シーケンスグループの分類(最終状態の説明))<br>●イベントツリーによって抽出された炉心損傷事故シーケンスは，炉心損傷防止の緩和機能の喪失状況，プラントの状態及び緩和系に与える影響によって分類した。(3.1.1.d ① (2) ヘディング及び事故進展の説明とイベントツリー作成上の主要な仮定) |
| e．システム信頼性<br>① 評価対象としたシステムとその説明<br>●評価対象システム一覧<br>●システムの概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定<br>② システム信頼性評価手法<br>③ システム信頼性評価の結果<br>●起因事象ごとのシステム信頼性評価結果<br>●主要なミニマルカットセット（ＦＴを用いた場合）<br>④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠 | ①評価対象としたシステムを，各系統間の従属性も含めて一覧に整理し，システム毎に概要，機能，系統図，必要とするサポート系，試験及びシステム信頼性評価上の主要な仮定を示した。(3.1.1.a ① (1) プラントの構成・特性の調査 及び 3.1.1.e ① 評価対象としたシステムとその説明)<br>②システムが機能喪失に至る要因の組合せを網羅的に展開でき，システムのアンアベイラビリティの定量化が可能である手法として，フォールトツリー法を用いた。(3.1.1.e ② システム信頼性評価手法)<br>③システムの信頼性解析モデルを基に，頂上事象の発生確率を定量化することでシステムの非信頼度を評価した。<br>(3.1.1.e ③ システム信頼性評価の結果)<br>④原子炉停止及び圧力制御に関する故障については，システム信頼性評価を実施せずに設定し，設定した非信頼度とその根拠を示した。(3.1.1.e ④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠) |
| f．信頼性パラメータ<br>① 非信頼度を構成する要素と評価式<br>② 機器故障率パラメータの一覧<br>●機器故障率パラメータの設定方法（機器の分類、機器の境界、故障モードの分類等）<br>●機器故障率パラメータの一覧（故障モード、故障率等）<br>●機器故障率パラメータの不確実さ幅<br>③ 機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率<br>④ 待機除外確率<br>⑤ 共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ | ①系統の非信頼度を評価するフォールトツリーの基事象（要素）として，動的機器，静的機器，電源関係の機器，信号系の機器の故障，保守，人的過誤などを用い，故障モード別に状態変更失敗確率や機能維持失敗確率の評価式に基づき非信頼度を評価した。(3.1.1.f ① 非信頼度を構成する要素と評価式)<br>②機器故障率パラメータの設定方法（機器の分類，機器の境界，故障モードの分類等）については，原子力安全推進協会（旧：日本原子力技術協会）が整備した，「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定（1982 年度～2002 年度 21 ヵ年）49 基データ」（21 ヵ年データ）を，機器バウンダリについては 21 ヵ年データが参照している「原子力発電所に関する確率論的安全評価用の機器故障率の算出（1982 年度～1997 年度 16 ヵ年 49 基データ改訂版）」を用いた。(3.1.1.f ② 機器故障率パラメータの一覧)<br>③今回の評価では外部電源の復旧のみを考慮し，その失敗確率を評価した。(3.1.1.f ③ 機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率)<br>④点検等により発見された故障機器の保守作業に伴う系統の非信頼度（待機除外確率）を考慮した。(3.1.1.f ④ 待機除外確率)<br>⑤同一または異なる区分の系統で，多重性を持たせるために用いられる機器については，機器の形式，運用モード，試験・保守の手順等を考慮して，モデル化すべき共通原因故障機器と故障モードを同定した。共通原因故障のモデル化には MGL 法を用いた。(3.1.1.f ⑤ 共通原因故障の評価方法と共通原因故障パラメータ) |
| g．人的過誤<br>① 評価対象とした人的過誤及び評価結果<br>●人的過誤の評価に用いた手法 | ①<br>●人的過誤の発生確率の分析においてはヒューマンエラーハンドブック（NUREG/CR-1278）の THERP 手法を |

## 東二

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月　原子力規制庁）」への東海第二発電所のＰＲＡの対応状況について

| ＰＲＡの説明における参照事項（原子力規制庁　平成 25 年 9 月）の記載内容 | 東海第二発電所の対応状況 |
|---|---|
| ②システム信頼性評価手法<br>③システム信頼性評価の結果<br>●起因事象ごとのシステム信頼性評価結果<br>●主要なミニマルカットセット（FT を用いた場合）<br>④システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠 | ②システム信頼性解析では，フロントライン系とそのサポート系についてフォールトツリーを作成し，信頼性評価を行った。<br>（「3.1.1.5 システム信頼性 (2)システム信頼性評価手法」及び「別紙 3.1.1.5-1 サポート系が一部故障している場合の評価について」）<br>③システム信頼性解析の結果について，起因事象ごとに結果が異なるものは起因事象ごとに評価し，主要なミニマルカットセットの評価も実施した。<br>（「3.1.1.5 システム信頼性 (3)システム信頼性評価の結果」）<br>④制御棒挿入失敗確率についてシステム信頼性評価を実施せずに非信頼度を設定しており，その根拠を明確にした。<br>（「3.1.1.5 システム信頼性 (4)」） |
| f．信頼性パラメータ<br>①非信頼度を構成する要素と評価式<br>②機器故障率パラメータの一覧<br>●機器故障率パラメータの設定方法（機器の分類，機器の境界，故障モードの分類等）<br>●機器故障率パラメータの一覧（故障モード，故障率等）<br>●機器故障率パラメータの不確実さ幅<br>③機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率<br>④待機除外確率<br>⑤共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ | ①非信頼度を構成する要素としては，機器故障，共通要因故障，試験による待機除外，保守作業による待機除外，人的過誤等があり，それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。<br>（「3.1.1.6 信頼性パラメータ (1)評価対象としたシステムとその説明」）<br>②ＮＵＣＩＡで公開されている国内プラントの故障実績（1982年度～2002年度21ヵ年49基データ）を基にした「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定（平成21年5月公表）」（以下「21ヵ年データ」という。）に記載されているデータを使用した。また，ＮＵＣＩＡで公開されている国内プラントの故障実績は，「原子力発電所に関する確率論的安全評価用の機器故障率の算出（1982年度～1997年度16ヵ年49基データ改訂版）（平成13年2月），電中研報告P00001，（財）電力中央研究所」で定義した機器バウンダリに従った。<br>なお，21ヵ年データに記載のない機器の故障率については，類似性を考慮した工学的判断に基づき，21ヵ年データに記載された他の機器の故障率を使用した<br>（「3.1.1.6 信頼性パラメータ (2)機器故障確率」）<br>③故障した機器や外部電源の使命時間中の復旧には期待していない。<br>（「3.1.1.6 信頼性パラメータ (3)機器復帰の取り扱い方法及び機器復帰失敗確率」）<br>④待機除外確率は保守点検作業による待機除外を考慮しており，機器の平均修復時間と機器故障率データを用いて待機除外確率を算出した。<br>（「3.1.1.6 信頼性パラメータ (4)待機除外確率」）<br>⑤冗長機能を有する機器を対象に，動的機器の動的故障モード及び一部の静的機器について共通要因故障を考慮した。また，共通要因故障パラメータについては，米国で公開されている文献に記載のデータを使用した。<br>（「3.1.1.6 信頼性パラメータ (5)共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ」） |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

# 比較表

## 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版）

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への柏崎刈羽原子力発電所６号及び７号炉の PRA の対応状況

| 「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」の記載内容 | 柏崎刈羽６号及び７号炉の対応状況 |
|---|---|
| ●人的過誤の分類、 人的操作に対する許容時間、過誤回復の取扱い<br>●人的過誤評価結果<br>●人的過誤評価に用いた主要な仮定 | 用いた。(3.1.1.g ① (1) 人的過誤の評価に用いた手法)<br>●分析対象とする人的過誤の抽出にあたっては，評価対象とする人的過誤を事象発生前と事象発生後の人的過誤に分類し，それぞれに対して，プラントの運転，保守，点検など，炉心損傷頻度に有意な影響を及ぼし得る人間のタスクを分析し，タスクを遂行する過程で起こり得る人的過誤を同定し，人的過誤評価結果を示した。事象発生前に関する許容時間は，通常状態であり，十分な時間があるため設定しない。事象発生後に関する人的操作に対する許容時間は MAAP による事故進展解析の結果等を考慮して決定し，THERP の標準診断曲線を参照して失敗確率を設定した。また，過誤回復については各人的過誤の特徴を考慮し，過誤回復に期待できるか否かを判断の上，設定した。(3.1.1.g ① (2) 人的過誤の分類及び評価結果 及び 3.1.1.g ① (3) 人的操作に対する許容時間、過誤回復の取り扱い)<br>●人的過誤は THERP 手法に基づいて実施しており，これに加える形での主要な仮定は設定していない。(3.1.1.g ① (4) 人的過誤の評価に用いた主要な仮定) |
| h．炉心損傷頻度<br>① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法<br>② 炉心損傷頻度<br>●全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析<br>●起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析<br>●プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスの分析<br>③ 重要度解析、不確実さ解析及び感度解析 | ①本評価では小イベントツリー／大フォールトツリーのモデルを作成し，計算コードには Safety Watcher を用いて，フォールトツリー結合法による定量化を行った。(3.1.1.h ① 炉心損傷頻度の算出に用いた手法)<br>②全炉心損傷頻度，起因事象別及びプラント損傷状態別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスを整理し，結果の分析を行った。(3.1.1.h ② 炉心損傷頻度)<br>③炉心損傷頻度の相対的な割合の確認に際しての参考として，不確実さ解析を実施した。炉心損傷に至る支配的な要因を確認する観点で重要度解析を実施した。また，対象項目として評価結果に影響を及ぼす可能性のある仮定，データ等を選定し感度解析を実施した。(3.1.1.h ③ 重要度解析、不確実さ解析及び感度解析) |
| 3． レベル１ＰＲＡ<br>3．1 内部事象（停止時）<br>a．対象プラント<br>① 対象とするプラントの説明<br>●設計基準事故対処設備であり、重大事故等の対処に用いる設備（以下「対処設備」という。）等、ＰＲＡ の中で考慮する設備の一覧及び設備の説明<br>② 停止時のプラント状態の推移（停止時ＰＲＡのみ）<br>③ プラント状態分類（停止時ＰＲＡのみ）<br>●プラント状態分類の考え方<br>●プラント状態の分類結果 | ①PRA において考慮する緩和機能，系統設備及び系統構成の概要を示した。(3.1.2.a 対象プラント① 対象とするプラントの説明)<br>②評価対象期間における停止時のプラント状態の推移をプラント状態（以下 POS という）毎に整理した。(3.1.2.a 対象プラント②停止時のプラント状態の推移)<br>③原子炉の水位，温度，圧力などのプラントパラメータの類似性，保守点検状況などに応じた緩和設備の使用可能性，起因事象及び成功基準に関する類似性によって，評価対象期間を複数の POS に分類した。(3.1.2.a 対象プラント③プラント状態分類) |
| b．起因事象<br>① 評価対象とした起因事象のリスト、説明及び発生頻度<br>●起因事象リスト、説明及び発生頻度 | ①<br>●評価対象期間において発生し得る異常事象のうち，人的過誤による事象を含めて炉心損傷（燃料損傷） |

## 東二

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月　原子力規制庁）」への東海第二発電所のＰＲＡの対応状況について

| ＰＲＡの説明における参照事項（原子力規制庁　平成 25 年 9 月）の記載内容 | 東海第二発電所の対応状況 |
|---|---|
| g．人的過誤<br>①評価対象とした人的過誤及び評価結果<br>●人的過誤の評価に用いた手法<br>●人的過誤の分類，人的操作に対する許容時間，過誤回復の取扱い<br>●人的過誤評価結果<br>●人的過誤評価用いた主要な仮定 | ①<br>●ＴＨＥＲＰ手法を用いて人的過誤確率を評価した。<br>●人的過誤は起因事象発生前と起因事象発生後に分類した。起因事象発生前の人的過誤として，試験・保守作業の終了後の通常状態への復旧忘れ（手動弁の開閉忘れ等）を考慮した。起因事象発生後として，認知失敗及び操作失敗を考慮した。<br>●認知失敗確率の評価では，成功基準解析及び事故進展解析の結果を踏まえ，人的操作に対する許容時間を考慮した。また，当直長<br>●起因事象発生前及び起因事象発生後の人的過誤確率の評価結果を一覧表で整理した。<br>●各人的過誤の評価において評価上の仮定を整理した。<br>（「3.1.1.7 人的過誤」） |
| h．炉心損傷頻度<br>①炉心損傷頻度の算出に用いた方法<br>②炉心損傷頻度<br>●全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析<br>●起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析<br>●プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスの分析<br>③重要度解析，不確実さ解析及び感度解析 | ①計算コード Safety Watcher を用いて，フォールトツリー結合法により事故シーケンスを定量化し，炉心損傷頻度を算出した。<br>（「3.1.1.8 炉心損傷頻度 (1)炉心損傷頻度の算出に用いた方法」）<br>②全炉心損傷頻度，起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスを整理し，結果の分析を行った<br>（「3.1.1.8 炉心損傷頻度 (2)炉心損傷頻度」）<br>③炉心損傷頻度に至る支配的な要因を確認する観点で，重要度解析を実施した。また，炉心損傷頻度の不確かさの幅を評価するため，不確実さ解析を実施した。感度解析は，給復水系を考慮した場合や個別プラントの起因事象発生頻度，機器故障率データを用いた場合の炉心損傷頻度を評価し，事故シーケンスグループへの影響を検討した。<br>（「3.1.1.8 炉心損傷頻度 (3)重要度解析，不確実さ解析及び感度解析」） |

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月　原子力規制庁）」への東海第二発電所のＰＲＡの対応状況について

| ＰＲＡの説明における参照事項（原子力規制庁　平成 25 年 9 月）の記載内容 | 東海第二発電所の対応状況 |
|---|---|
| 3．　レベル１ＰＲＡ<br>3．1　内部事象（停止時）<br>a．対象プラント<br>①対象とするプラントの説明<br>●設計基準事故対処設備であり，重大事故等の対処に用いる設備（以下「対処設備」という。）等，ＰＲＡの中で考慮する設備の一覧及び設備の説明<br>②停止時のプラント状態の推移（停止時ＰＲＡのみ）<br>③プラント状態分類（停止時ＰＲＡのみ）<br>●プラント状態分類の考え方<br>●プラント状態の分類結果 | ①ＰＲＡの中で考慮する設備を，プラント仕様や必要となる系統ごとに整理した。<br>（「3.1.2.1 対象プラント (1)対象とするプラントの説明」）<br>②停止時のプラント状態の推移を図に整理した。<br>（「3.1.2.1 対象プラント (2)停止時のプラント状態の推移」）<br>③プラント停止中は，プラントの状態の変化に伴って，崩壊熱除去等に対する成功基準，余裕時間，及び使用可能な設備の組み合わせが変化するため，プラント状態（ＰＯＳ）を分類した。また，定期検査工程の進捗に伴う使用可能な緩和設備の組み合わせの変化を考慮し，ＰＯＳ－Ｂ及びＰＯＳ－Ｃを，それぞれＰＯＳ－Ｂ１～Ｂ６及びＰＯＳ－Ｃ１，Ｃ２に細分化した。<br>（「3.1.2.1 対象プラント (3)プラント状態分類」） |
| b．起因事象<br>①評価対象とした起因事象のリスト，説明及び発生頻度<br>●起因事象リスト，説明及び発生頻度<br>●起因事象の抽出の方法，グループ化している場合にはグループ化の考え方，発生頻度の評価方法<br>●対象外とした起因事象と，対象外とした理由 | ①<br>●炉心損傷へ至る可能性のある事象を選定し，その事象の説明及び発生頻度を整理した。<br>（「3.1.2.2 起因事象 (1)起因事象の選定」）<br>●適用する起因事象について，以下の手法により，検討し選定した。<br>・マスターロジックダイアグラムに基づく分析<br>●起因事象発生頻度は，国内ＢＷＲプラントの運転実績やイベントツリー及びフォールトツリーを用いて評価した。なお，起因事象のグループ化は実施していない。<br>（「3.1.2.2 起因事象 (1)起因事象の選定及び(3)起因事象のグループ化」）<br>●発生頻度やプラントへの影響等の観点から，リスク評価上の重要性は低いと考え，評価対象から除外した。<br>・インターフェイスシステムＬＯＣＡ<br>・配管破断ＬＯＣＡ<br>・燃料集合体の落下事象<br>・反応度投入事象<br>・ＲＨＲ運転中のＬＯＣＡ<br>（「3.1.2.2 起因事象 (2)評価対象外とした起因事象」） |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

# 比較表

## 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版）

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への柏崎刈羽原子力発電所６号及び７号炉の PRA の対応状況

| 「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」の記載内容 | 柏崎刈羽６号及び７号炉の対応状況 |
|---|---|
| ●起因事象の抽出の方法、グループ化している場合にはグループ化の考え方、発生頻度の評価方法<br>●対象外とした起因事象と、対象外とした理由 | に至る可能性のある異常事象を分析し，POS 毎に起因事象を同定した。同定した炉心損傷（燃料損傷）に至る可能性のある起因事象のうち除外できない事象を評価する起因事象として選定した。(3.1.2.b. 起因事象 ① (1) 起因事象の選定方法,(3) 選定した起因事象)<br>●体系的な分析の方法として，マスターロジックダイヤグラム，先行停止時レベル 1PRA 及び国内のプラント運転経験等（原子力施設運転管理年報などを基に調査したトラブル情報）を用いた。事象シナリオの展開が類似しており，同一の緩和機能が必要とされる起因事象をグループ化した。(3.1.2.b. 起因事象 ①(2) 起因事象のグループ化)<br>●国内の運転経験データから得られた起因事象の発生件数と運転実績及び論理モデルによる信頼性解析から発生頻度を評価した。(3.1.2.b. 起因事象 ① (5) 起因事象の発生頻度)<br>●同定した起因事象の内，発生の可能性が極めて低い場合，又は発生を仮定してもその影響が限定される場合にはリスク評価上の重要性は低いと考え，評価対象から除外した。(3.1.2.b. 起因事象①(4) 起因事象選定の除外) |
| c．成功基準<br>① 成功基準の一覧表<br>●炉心損傷の定義<br>●起因事象ごとの成功基準の一覧表<br>●対処設備作動までの余裕時間及び使命時間<br>●成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析結果、及び使用した解析コードの検証性 | ①<br>●炉心損傷（燃料損傷）の判定条件を“燃料集合体の露出”とした。(3.1.2.c. 成功基準 ①(1) 炉心損傷判定条件)<br>●炉心損傷（燃料損傷）を防止するために必要な安全機能を同定し，当該機能として期待できる緩和設備に対して，各起因事象における成功基準を設定し，一覧表に整理した。(3.1.2.c. 成功基準 ①(2) 各安全機能の成功基準)<br>●炉心損傷（燃料損傷）防止のために必要な操作や緩和設備の動作までの余裕時間について，除熱機能を喪失した場合の余裕時間である短期余裕時間と長期余裕時間，冷却材流出事象が発生した場合の余裕時間をそれぞれ設定した。また，緩和設備が要求される安全機能を果たすために必要な運転時間である使命時間については，喪失した設備の復旧や追加の運転員操作が期待できる時間として，24 時間を適用した。(3.1.2.c. 成功基準 ①(3) 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間)<br>●本評価において，熱水力学解析等は実施していない。(3.1.2.c. 成功基準 ①(4) 熱水力解析等の解析結果，及び解析コードの検証性) |
| d．事故シーケンス<br>① イベントツリー<br>●イベントツリー図<br>●ヘディング、事故進展及び最終状態の説明<br>●イベントツリー作成上の主要な仮定 | ①<br>●選定した起因事象に対して，炉心損傷（燃料損傷）を防止するために必要な安全機能及び安全機能を達成するために必要な緩和設備や緩和操作を検討し，炉心損傷（燃料損傷）に至る事故シーケンスを展開した。炉心損傷（燃料損傷）に至る事故シーケンスを明らかにするために，イベントツリー手法を用いた。(3.1.2.d. 事故シーケンス)<br>●選定した各起因事象の特徴を踏まえ，ヘディング及び事故進展の説明とイベントツリー作成上の主要な仮定を示した。(3.1.2.d. 事故シーケンス)<br>●展開した事故シーケンスの最終状態を炉心損傷（燃料損傷）状態または成功状態のいずれかに分類した。 |

## 東二

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月　原子力規制庁）」への東海第二発電所のＰＲＡの対応状況について

| ＰＲＡの説明における参照事項（原子力規制庁　平成 25 年 9 月）の記載内容 | 東海第二発電所の対応状況 |
|---|---|
| c．成功基準<br>①成功基準の一覧表<br>●炉心損傷の定義<br>●起因事象ごとの成功基準の一覧表<br>●対処設備作動までの余裕時間及び使命時間<br>●成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析結果，及び使用した解析コードの検証性 | ①<br>●炉心燃料の有効燃料長頂部（ＴＡＦ）が露出した状態と設定した。<br>（「3.1.2.3 成功基準 (1)炉心損傷判定条件」）<br>●炉心損傷防止に必要な緩和設備の観点から，成功基準の一覧表を起因事象ごとに整理した。<br>（「3.1.2.3 成功基準 (2)起因事象ごとの成功基準の一覧表」）<br>●余裕時間については，崩壊熱除去機能喪失に係る起因事象及び原子炉水位がウェル満水時に発生する可能性のある冷却材流出に係る起因事象に対しては，ＴＡＦ露出までの時間が長いことを考慮し，設定していない。また，原子炉冷却材の流出に係る起因事象に対しては，原子炉水位が通常水位の場合に発生する可能性のある事象についてＴＡＦ露出までの時間を考慮した。使命時間については，24 時間と設定した。<br>（「3.1.2.3 成功基準 (3)対処設備作動までの余裕時間及び使命時間」）<br>●熱水力解析を実施していない。<br>（「3.1.2.3 成功基準 (4)熱水力解析等の解析結果，及び解析コードの検証性」） |
| d．事故シーケンス<br>①イベントツリー<br>●イベントツリー図<br>●ヘディング，事故進展及び最終状態の説明<br>●イベントツリー作成上の主要な仮定 | ①各起因事象に対して，炉心損傷を防止するために必要な緩和設備又は緩和操作を検討し，炉心損傷に至る事故シーケンスを展開した。また，展開した事故シーケンスの最終状態を炉心損傷状態又は成功状態のいずれかに分類した。事故シーケンスの最終状態については，炉心損傷に至る主な要因の観点から区別するため，「崩壊熱除去機能喪失」，「全交流動力電源喪失」，「原子炉冷却材の流出」に分類した。<br>（「3.1.2.4 事故シーケンス (1)イベントツリー」） |
| e．システム信頼性<br>①評価対象としたシステムとその説明<br>●評価対象システム一覧<br>●システムの概要，機能，系統図，必要とするサポート系，試験，システム信頼性評価上の主要な仮定<br>②システム信頼性評価手法 | ①評価対象としたシステムについては一覧表を作成し，それぞれのシステムごとに概要，機能，系統図，必要とするサポート系，試験，システム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。<br>（「3.1.2.5 システム信頼性 (1)評価対象としたシステムとその説明」）<br>②システム信頼性解析では，フロントライン系とサポート系についてフォールトツリーを作成し，信頼性評価を行った。<br>フォールトツリーの作成に当たっては，対象範囲を示す系統図を作成するとともに，その範囲内にある機器でモデル化すべき故障モードを基事象リストの形で整理した。また，これらの情報に基づき(1)に示した緩和設備についてフォールトツリーを作成し，定量化を実施した。<br>（「3.1.2.5 システム信頼性 (2)システム信頼性評価手法」） |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

# 比較表

## 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版）

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への柏崎刈羽原子力発電所６号及び７号炉の PRA の対応状況

| 「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」の記載内容 | 柏崎刈羽６号及び７号炉の対応状況 |
|---|---|
| | （3.1.2.d. 事故シーケンス） |
| e．システム信頼性<br>① 評価対象としたシステムとその説明<br>●評価対象システム一覧<br>●システムの概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定<br>② システム信頼性評価手法<br><br>③ システム信頼性評価の結果<br>●起因事象ごとのシステム信頼性評価結果<br>●主要なミニマルカットセット（ＦＴを用いた場合）<br>④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠 | ①評価対象としたシステムを，各系統間の従属性も含めて一覧に整理し，システム毎に概要，機能，系統図，必要とするサポート系，試験及びシステム信頼性評価上の主要な仮定を示した。（3.1.2.e. システム信頼性① 評価対象としたシステムとその説明）<br>②システムが機能喪失に至る要因の組合せを網羅的に展開でき，システムのアンアベイラビリティの定量化が可能である手法として，フォールトツリー法を用いた。（3.1.2.e. システム信頼性② システム信頼性評価手法）<br>③システムの信頼性解析モデルを基に，頂上事象の発生確率を定量化することでシステムの非信頼度を評価した。（3.1.2.e. システム信頼性③ システム信頼性評価の結果）<br><br>④イベントツリーのヘディングに対応するシステムの信頼性モデルの中で，CRD 点検（交換），LPRM 点検（交換）及び RIP 点検時における冷却材流出の認知失敗については，システム信頼性評価を実施せずに設定したが，非信頼度とその根拠を示した。（3.1.2.e. システム信頼性④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠） |
| f．信頼性パラメータ<br>① 非信頼度を構成する要素と評価式<br><br><br>② 機器故障率パラメータの一覧<br>●機器故障率パラメータの設定方法（機器の分類、機器の境界、故障モードの分類等）<br>●機器故障率パラメータの一覧（故障モード、故障率等）<br>●機器故障率パラメータの不確実さ幅<br><br>③ 機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率<br><br>④ 待機除外確率<br><br>⑤共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ | ①系統の非信頼度を評価するフォールトツリーの基事象（要素）として，動的機器，静的機器，電源関係の機器，信号系の機器の故障，保守，人的過誤などを用い，故障モード別に状態変更失敗確率や機能維持失敗確率の評価式に基づき非信頼度を評価した。（3.1.2.e. システム信頼性① 非信頼度を構成する要素と評価式）<br>②機器故障率パラメータの設定方法（機器の分類，機器の境界，故障モードの分類等）については，原子力安全推進協会（旧：日本原子力技術協会）が整備した，「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定（1982 年度～2002 年度 21 ヵ年）49 基データ」（21 ヵ年データ）を，機器バウンダリについては 21 ヵ年データが参照している「原子力発電所に関する確率論的安全評価用の機器故障率の算出（1982 年度～1997 年度 16 ヵ年 49 基データ改訂版）」を用いた。（3.1.2.e. システム信頼性機器故障率パラメータの一覧）<br>③今回の評価では外部電源，非常用ディーゼル発電機及び注水系統復旧を考慮し，その失敗確率を評価した。（3.1.2.e. システム信頼性③ 機器復帰（復旧）の取扱い方法及び機器復帰（復旧）失敗確率）<br>④定期検査期間中は計画的に機器を点検することから，機器の待機除外状態は，プラント状態の分類の中で直接考慮した。（3.1.2.e. システム信頼性④ 待機除外確率）<br>⑤同一または異なる区分の系統で，多重性を持たせるために用いられる機器については，機器の形式，運用モード，試験・保守の手順等を考慮して，モデル化すべき共通原因故障機器と故障モードを同定した。共通原因故障のモデル化には MGL 法を用いた。（3.1.2.e. システム信頼性⑤ 共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ） |
| g．人的過誤<br>① 評価対象とした人的過誤及び評価結果 | ① |

## 東二

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月　原子力規制庁）」への東海第二発電所のＰＲＡの対応状況について

| ＰＲＡの説明における参照事項（原子力規制庁　平成 25 年 9 月）の記載内容 | 東海第二発電所の対応状況 |
|---|---|
| ③システム信頼性評価の結果<br>●起因事象ごとのシステム信頼性評価結果<br>●主要なミニマルカットセット（FT を用いた場合）<br>④システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠 | ③システム信頼性解析の結果について，起因事象ごとに結果が異なるものは起因事象ごとに評価し，主要なミニマルカットセットの評価も実施した。<br>（「3.1.2.5 システム信頼性 (3)システム信頼性評価の結果」）<br>④システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度はない。<br>（「3.1.2.5 システム信頼性」） |
| f．信頼性パラメータ<br>①非信頼度を構成する要素と評価式<br><br>②機器故障率パラメータの一覧<br>●機器故障率パラメータの設定方法（機器の分類，機器の境界，故障モードの分類等）<br>●機器故障率パラメータの一覧（故障モード，故障率等）<br>●機器故障率パラメータの不確実さ幅<br><br>③機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率<br><br>④待機除外確率<br><br>⑤共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ | ①非信頼度を構成する要素としては，機器故障，共通要因故障，人的過誤等があり，それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。<br>（「3.1.2.6 信頼性パラメータ (1)非信頼度を構成する要素と評価式」）<br>②機器故障率は，原則として，ＮＵＣＩＡで公開されている国内プラントの故障実績（1982年度～2002年度21ヵ年49基データ）を基にした「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定（平成21年5月公表）」（以下「21ヵ年データ」という。）に記載されているデータを使用した。また，ＮＵＣＩＡで公開されている国内プラントの故障実績は，「原子力発電所に関する確率論的安全評価用の機器故障率の算出（1982年度～1997年度16ヵ年49基データ改訂版）（平成13年2月），電中研報告P00001，（財）電力中央研究所」で定義した機器バウンダリに従った。<br>（「3.1.2.6 信頼性パラメータ (2)機器故障率」）<br>③故障した機器や外部電源の使命時間中の復旧には期待していない。<br>（「3.1.2.6 信頼性パラメータ (3)機器復帰の取り扱い方法及び機器復帰失敗確率」）<br>④機器の待機状態はＰＯＳ分類の中で直接考慮しているため，待機除外確率は使用していない。<br>（「3.1.2.6 信頼性パラメータ (4)待機除外確率」）<br>⑤冗長機能を有する機器を対象に，動的機器の動的故障モード及び一部の静的機器について共通要因故障を考慮した。また，共通要因故障パラメータについては，米国で公開されている文献に記載のデータを使用した。<br>（「3.1.2.6 信頼性パラメータ (5)共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ」） |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

# 比較表

## 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版）

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への柏崎刈羽原子力発電所６号及び７号炉の PRA の対応状況

| 「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」の記載内容 | 柏崎刈羽６号及び７号炉の対応状況 |
|---|---|
| ●人的過誤の評価に用いた手法<br>●人的過誤の分類、 人的操作に対する許容時間、過誤回復の取扱い<br>●人的過誤評価結果<br>●人的過誤評価に用いた主要な仮定 | ●人的過誤の発生確率の分析においてはヒューマンエラーハンドブック(NUREG/CR-1278)の THERP 手法を用いた。(3.1.2.g. 人的過誤① (1) 人的過誤の評価に用いた手法)<br>●分析対象とする人的過誤の抽出にあたっては，評価対象とする人的過誤を事象発生前と事象発生後の人的過誤に分類し，それぞれに対して，プラントの運転，保守，点検など，炉心損傷頻度に有意な影響を及ぼし得る人間のタスクを分析し，タスクを遂行する過程で起こり得る人的過誤を同定し，人的過誤評価結果を示した。事象発生前に関する許容時間は，通常状態であり，十分な時間があるため設定しない。事象発生後に関する人的操作に対する許容時間は余裕時間から決定し，THERP の標準診断曲線を参照して失敗確率を設定した。また，過誤回復については各人的過誤の特徴を考慮し，過誤回復に期待できるか否かを判断の上，設定した。(3.1.2.g. 人的過誤① (2) 人的過誤の分類及び評価結果，(3) 人的操作に対する許容時間，過誤回復の取り扱い)<br>●イベントツリーのヘディングに対応するシステムの信頼性モデルの中で，人的過誤評価に用いた主要な仮定として，CRD 点検（交換），LPRM 点検（交換）及び RIP 点検時における冷却材流出の認知失敗確率に極めて小さい値を設定した。(3.1.2.g. 人的過誤①(4) 人的過誤の評価に用いた主要な仮定) |
| h．炉心損傷頻度<br>① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法<br>② 炉心損傷頻度<br>●全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析<br>●起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析<br>●プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスの分析<br>③ 重要度解析、不確実さ解析及び感度解析 | ①本評価では小イベントツリー／大フォールトツリーのモデルを作成し，計算コードには Safety Watcher を用いて，フォールトツリー結合法による定量化を行った。(3.1.2.h 炉心損傷頻度① 炉心損傷頻度の算出に用いた手法)<br>②全炉心損傷頻度，起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスを整理し，結果の分析を行った。プラント損傷状態別炉心損傷頻度は停止時 PRA では不要であるため，評価を省略した。(3.1.2.h 炉心損傷頻度② 炉心損傷頻度)<br>③PRA 結果の活用目的である事故シーケンスグループ等の選定に係る炉心損傷頻度の相対的な割合の確認に際しての参考として不確実さ解析を実施した。炉心損傷（燃料損傷）に至る支配的な要因を確認する観点で重要度解析を実施した。また，対象項目として評価結果に影響を及ぼす可能性のある仮定，デ ータ等を選定し感度解析を実施した。(3.1.2.h 炉心損傷頻度③ 重要度解析，不確実さ解析及び感度解析) |
| ３．２ 外部事象（地震）<br>ａ．対象プラントと事故シナリオ<br>① 対象とするプラントの説明<br>●地震ＰＲＡの中で考慮する設備の一覧及び設備の説明<br>●ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果 | ①内部事象出力運転時レベル 1PRA で収集したプラントの基本的な情報（設計情報，運転・保守管理情報等）に加え，地震レベル 1PRA を実施するために，プラントの耐震設計や機器配置といった地震固有に考慮すべき関連情報を追加で収集・分析した。<br>また，机上検討において十分確認ができないプラント情報を取得すること，及び地震時の事故シーケンスの妥当性を確認することを目的として，地震 PRA の観点からリスク上重要な建屋・構築物，機器を対象にプラントウォークダウンを実施し，主に以下の観点にてフラジリティ評価及びシステム評価において新たに考慮する事項が無いことの確認を実施した。<br>・耐震安全性の確認<br>・地震による二次的影響の確認 |

## 東二

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月　原子力規制庁）」への東海第二発電所のＰＲＡの対応状況について

| ＰＲＡの説明における参照事項（原子力規制庁　平成 25 年 9 月）の記載内容 | 東海第二発電所の対応状況 |
|---|---|
| ｇ．人的過誤<br>①評価対象とした人的過誤及び評価結果<br>●人的過誤の評価に用いた手法<br>●人的過誤の分類，人的操作に対する許容時間，過誤回復の取扱い<br>●人的過誤評価結果<br>●人的過誤評価用いた主要な仮定 | ①<br>●ＴＨＥＲＰ手法を用いて人的過誤確率を評価した。<br>●人的過誤は起因事象発生前と起因事象発生後に分類した。起因事象発生前の人的過誤として，試験・保守作業の終了後の通常状態への復旧忘れ（手動弁の開閉忘れ等）を考慮した。起因事象発生後として，認知失敗及び操作失敗を考慮した。<br>●認知失敗確率の評価では，成功基準解析及び事故進展解析の結果を踏まえ，人的操作に対する許容時間を考慮した。また，当直長<br>●起因事象発生前及び起因事象発生後の人的過誤確率の評価結果を一覧表で整理した。<br>●各人的過誤の評価において評価上の仮定を整理した。<br>（「3.1.2.7 人的過誤） |
| ①炉心損傷頻度の算出に用いた方法<br>②炉心損傷頻度<br>●全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析<br>●起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析<br>●プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスの分析<br>③重要度解析，不確実さ解析及び感度解析 | ①計算コード Safety Watcher を用いて，フォールトツリー結合法により事故シーケンスを定量化し，炉心損傷頻度を算出した。<br>（「3.1.2.8 炉心損傷頻度 (1)炉心損傷頻度の算出に用いた方法」）<br>②全炉心損傷頻度，起因事象及びＰＯＳ別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスを整理し，結果の分析を行った。<br>なお，停止時においては，レベル１，５ＰＲＡは実施しないため，プラント損傷状態別の炉心損傷頻度の評価は実施していない。<br>（「3.1.2.8 炉心損傷頻度 (1)炉心損傷頻度」）<br>③炉心損傷頻度に至る支配的な要因を確認する観点で，重要度解析を実施した。また，炉心損傷頻度の不確実さの幅を評価するため，不確実さ解析を実施した。感度解析は，現行保安規定における運用管理のリスクへの影響を把握するための評価を実施した。<br>（「3.1.2.8 炉心損傷頻度 (2)重要度解析，(3)不確実さ解析及び感度解析」） |

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月　原子力規制庁）」への東海第二発電所のＰＲＡの対応状況について

| ＰＲＡの説明における参照事項（原子力規制庁　平成 25 年 9 月）の記載内容 | 東海第二発電所の対応状況 |
|---|---|
| ３．２ 外部事象（地震）<br>ａ．対象プラントと事故シナリオ<br>①対象とするプラントの説明<br>●地震ＰＲＡ の中で考慮する設備の一覧及び設備の説明<br>●ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果 | ①内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡにおいて収集したプラント構成・特性等に関する情報の他，配置関連設計図書等により地震ＰＲＡに必要な情報を収集・整理した。また，机上検討では確認が難しいプラント情報を取得するため，及び検討したシナリオの妥当性を確認するために，東海第二発電所においてプラントウォークダウンを実施し，以下の点について問題がないことを確認した。<br>・耐震安全性の確認<br>・二次的影響の確認<br>（「3.2.1.1 対象プラントと事故シナリオ (1)対象とするプラントの説明」） |
| ②地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析<br>●事故シナリオの分析・選定とスクリーニングの説明<br>●事故シナリオと起因事象の分析結果<br>●建物・機器リストの作成結果 | ②地震により炉心損傷に至る事故シナリオを抽出し，スクリーニングで除外するシナリオについてはその内容を明記した。除外されずに残った事故シナリオを分析し，以下の起因事象を選定した。<br>・原子炉建屋損傷<br>・格納容器損傷<br>・原子炉圧力容器損傷<br>・格納容器バイパス<br>・原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失（ＥＬＯＣＡ）<br>・計装・制御系喪失<br>・直流電源喪失<br>・交流電源喪失<br>・外部電源喪失<br>・過渡事象<br>（「3.2.1.1 対象プランと事故シナリオ (2)地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析」） |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

# 比較表

## 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版）

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への柏崎刈羽原子力発電所６号及び７号炉の PRA の対応状況

| 「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」の記載内容 | 柏崎刈羽６号及び７号炉の対応状況 |
|---|---|
| ② 地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析<br>●事故シナリオの分析・選定とスクリーニングの説明<br>●事故シナリオと起因事象の分析結果<br>●建物・機器リストの作成結果 | （3.2.1.a 対象プラントと事故シナリオ①対象とするプラントの説明）<br>②重要な建屋・構築物，機器の損傷により炉心損傷に直結する事故シナリオだけでなく，安全機能への間接的な影響による事故シナリオも広範囲に分析した。選定した事故シナリオのうち，安全機能への間接的影響，余震による地震動の安全機能への影響，経年変化を考慮した場合の影響を考慮した事故シナリオについてはスクリーニングを行った結果から，事故シーケンス評価の対象となる起因事象を以下の通り抽出した。<br>・建屋・構築物の損傷（原子炉建屋（R/B））<br>・建屋・構築物の損傷（原子炉圧力容器・格納容器（RPV・PCV））<br>・格納容器バイパス事象<br>・原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失<br>・計測・制御系喪失<br>・直流電源喪失<br>・原子炉補機冷却系喪失<br>・交流電源喪失<br>・外部電源喪失<br>・過渡事象<br>また，起因事象の要因となる機器及び起因事象が発生した場合の緩和設備に係る建屋・構築物，機器を抽出し，地震 PRA で対象となる建屋・機器リストを作成した。<br>（3.2.1.a 対象プラントと事故シナリオ②地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析） |
| b．地震ハザード<br>① 地震ハザード評価の方法<br>●新規制基準（地震、津波）にて策定された基準地震動の超過確率の算出に用いた地震ハザード評価に用いた手法の説明<br>② 地震ハザード評価に当たっての主要な仮定<br>●震源モデル、地震動伝播モデルの設定と各モデルの設定根拠及び不確実さ要因の分析結果の説明<br>●不確実さ要因の分析結果に基づいて作成したロジックツリーの明示とロジックツリーの各分岐において設定した重みの根拠の説明 | ①「原子力発電所の地震を起因とした確率論的安全性評価実施基準:2007」の方法に基づき評価した。(3.2.1.b 確率論的地震ハザード①確率論的地震ハザード評価の方法)<br><br>②サイトから 30km 程度の範囲内の活断層は，地質調査結果による見解に基づく基準地震動の策定上の評価に準じてモデル化を行った。サイトから 30km 程度以遠の活断層については，地震調査研究推進本部（2012）に基づいてモデル化を行った。また，敷地への影響が大きい活断層については，ロジックツリーにおいて連動を考慮した。日本海東縁部の特定震源モデルについては，地震調査研究推進本部（2009）に基づいてモデル化を行った。また，津波評価で考慮している地震についても考慮した。領域震源モデルについては，垣見・他（2003）の領域区分を参照して，サイトから半径 150km 以内の領域を対象とした。敷地に近い領域については，地震動特性を踏まえ，海域と陸域で領域分けを行った。さらに，基準地震動策定における地質調査の内容を考慮して，敷地から半径 30km 以内の領域を設定した。各領域の最大マグニチュードは領域内の過去の地震の最大値をもとに設定することを基本とし，ロジックツリーにおいて島崎（2009）の知見を考慮した。<br>地震動伝播モデルとしては Noda et al.(2002)による距離減衰式を用いた。また，ロジックツリーにおいて観測記録に基づく補正の有無を考慮した。<br>ロジックツリーの作成では，震源モデルおよび地震動伝播モデルの設定において，選定した認識論的不確 |

## 東二

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月　原子力規制庁）」への東海第二発電所のＰＲＡの対応状況について

| ＰＲＡの説明における参照事項（原子力規制庁　平成 25 年 9 月）の記載内容 | 東海第二発電所の対応状況 |
|---|---|
| b．地震，津波ハザード<br>①地震ハザード評価の方法<br>●新規制基準（地震）にて策定された基準地震動の超過確率の算出に用いた地震ハザード及び津波ハザード評価に用いた手法の説明<br><br>②地震ハザード評価に当たっての主要な仮定<br>●震源モデル，地震動伝播モデルの設定と各モデルの設定根拠及び不確実さ要因の分析結果の説明<br>●不確実さ要因の分析結果に基づいて作成したロジックツリーの明示とロジックツリーの各分岐において設定した重みの根拠の説明<br><br>③地震ハザード評価結果<br>●作成したロジックツリーを用いた地震ハザード曲線群の算出と，各ハザード曲線群から求めた信頼度別ハザード曲線や平均ハザード曲線の説明<br>●地震ハザード評価結果に基づくフラジリティ評価用地震動の作成方法の説明 | ①日本原子力学会標準「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」の方法に基づき評価した。<br>（「3.2.1.2 確率論的地震ハザード (1)確率論的地震ハザード評価の方法」）<br><br>②震源モデルは，特定震源モデルと領域震源モデルを設定した。それぞれの震源モデルにおいて，当社の調査結果等に基づき設定した震源モデル（以下，モデルＡという）の他，地震調査研究推進本部の知見に基づき設定した震源モデル（以下，モデルＢという）をロジックツリーで考慮した。<br><br>特定震源モデルのうち内陸地殻内地震の評価において，モデルＡについては敷地周辺の耐震設計上考慮する活断層等の他，活断層研究会編（1991）に掲載されている活断層に基づいて評価した。モデルＢについては地震調査研究推進本部（2009a）で考慮されている活断層を評価対象とした。特定震源モデルのうち海溝型地震の評価において，モデルＡでは関東地震を，モデルＢでは関東地震及び茨城県沖で発生する地震を特定震源として扱った。<br>領域震源モデルについては，内陸地殻内地震及び海溝型地震を考慮し，敷地から 150km 程度を評価対象とした。モデルＡについては，垣見他（2003）を参照して領域区分し，各領域の最大マグニチュードを領域内の過去の地震の最大値を基に設定した。モデルＢについては，地震調査研究推進本部（2009a）に基づいて領域区分し，各領域の最大マグニチュードを地震調査研究推進本部（2012）に基づき設定した。<br>地震動伝播モデルは Noda et al(2012)による距離減衰式を用いた。<br>ロジックツリーは，震源モデル及び地震動伝播モデルの設定において，地震ハザード評価に大きな影響を及ぼす要因に基づいて作成した。震源モデルについては，モデルＡとモデルＢをロジックツリーで考慮した。<br>（「3.2.1.2 確率論的地震ハザード (2)確率論的地震ハザード評価に当たっての主要な仮定」）<br>③上記を踏まえ平均地震ハザード曲線及びフラクタイル地震ハザード曲線を作成した。また，基準地震動 $S_s$ の応答スペクトルと年超過確率ごとの一様ハザードスペクトルを比較した。<br>フラジリティ評価用地震動は年超過確率 $10^{-5}$ の一様ハザードスペクトルに適合する模擬波とし，経時特性を基準地震動 $S_s$ の策定と同様に Noda et al.（2002）に基づき地震規模Ｍ＝7.6，等価震源距離 Xeq＝25.7km とした。<br>（「3.2.1.2 確率論的地震ハザード (3)確率論的地震ハザード評価結果」） |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

# 比較表

## 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版）

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への柏崎刈羽原子力発電所６号及び７号炉の PRA の対応状況

| 「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」の記載内容 | 柏崎刈羽６号及び７号炉の対応状況 |
|---|---|
| ③ 地震ハザード評価結果<br>●作成したロジックツリーを用いた地震ハザード曲線群の算出と、各ハザード曲線群から求めた信頼度別ハザード曲線や平均ハザード曲線の説明<br>●地震ハザード評価結果に基づくフラジリティ評価用地震動の作成方法の説明 | かさ要因から確率論的地震ハザード評価に大きな影響を及ぼす要因を選定した。特に敷地に影響を及ぼすと考えられる活断層の連動については，詳細なロジックツリーに展開し評価した。<br>（3.2.1.b 確率論的地震ハザード②確率論的地震ハザード評価に当たっての主要な仮定）<br>③上記により平均地震ハザード曲線及びフラクタイル地震ハザード曲線を作成した。また，基準地震動の応答スペクトルと年超過確率毎の一様ハザードスペクトルを比較した。フラジリティ評価用地震動は，平均値評価による $10^{-4}$，$10^{-5}$の一様ハザードスペクトル形状を比較し，相似形になることを確認した上で，それらを包絡するスペクトルを目標スペクトルとして模擬地震波を作成した。経時特性を基準地震動の策定と同様に Noda et al.(2002)に基づき地震規模 M=8.1，等価震源距離 Xeq=25km として設定した。(3.2.1.b 確率論的地震ハザード③確率論的地震ハザード評価結果) |
| c．建屋・機器のフラジリティ<br>① 評価対象と損傷モードの設定<br>② フラジリティの評価方法の選択<br>③ フラジリティ評価上の主要な仮定（不確実さの設定、応答係数等）<br>④ フラジリティ評価における耐力情報<br>●評価部位、損傷モード及びその耐力値と確率分布<br>●評価部位の材料と温度【構造損傷の場合】<br>●機能限界値の諸元【機能損傷の場合】<br>⑤ フラジリティ評価における応答情報<br>●評価部位、損傷モード及びその応答値と確率分布<br>●基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答とその他の荷重条件による評価部位の応答の内訳【構造損傷の場合】<br>●基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答【機能損傷の場合】<br>⑥ 建物・機器のフラジリティ評価結果 | ①～⑥<br>以下の手順でフラジリティ評価を実施した。<br>・評価対象と損傷モードの設定<br>・評価方法の選択<br>・現実的耐力の評価<br>・現実的応答の評価<br>・フラジリティの評価<br><br>建屋フラジリティ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），機器フラジリティは耐力係数と応答係数による方法（安全係数法）を評価手法として採用した。<br>また，各機器に対する耐震計算結果・加振試験結果・文献値等をもとに，現実的耐力・応答を評価してフラジリティを算出した。なお，構造損傷に関する評価では，各部位及び各評価応力の種類の中から，耐震性評価上厳しいものに着目しフラジリティ評価を実施した。(3.2.1.c 建屋・機器のフラジリティ) |
| d．事故シーケンス<br>（1）起因事象<br>① 評価対象とした起因事象のリスト、説明及び発生頻度<br>●地震により誘発される起因事象の選定方法とその結果<br>●グループ化している場合にはグループ化の考え方、発生頻度の評価方法<br>●対象外とした起因事象と、対象外とした理由<br>●地震固有の事象とその取扱い | （1）<br>①地震時特有の要因による分類を踏まえた地震 PRA における起因事象は以下のとおりである。<br>・建屋・構築物の損傷（R/B）<br>・建屋・構築物の損傷（RPV・PCV）<br>・格納容器バイパス事象<br>・原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失<br>・計測・制御系喪失<br>・直流電源喪失<br>・原子炉補機冷却系喪失（交流動力電源喪失（RCW・RSW 損傷））<br>・交流電源喪失（交流動力電源喪失（非常用ディーゼル発電機損傷））<br>・外部電源喪失<br>・過渡事象 |

## 東二

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年９月　原子力規制庁）」への東海第二発電所のＰＲＡの対応状況について

| ＰＲＡの説明における参照事項（原子力規制庁　平成 25 年９月）の記載内容 | 東海第二発電所の対応状況 |
|---|---|
| c．建屋・機器のフラジリティ<br>①評価対象と損傷モードの設定<br>②フラジリティの評価方法の選択<br>③フラジリティ評価上の主要な仮定（不確実さの設定，応答係数等）<br>④フラジリティ評価における耐力情報<br>●評価部位，損傷モード及びその耐力値と確率分布<br>●評価部位の材料と温度【構造損傷の場合】<br>●機能限界値の諸元【機能損傷の場合】<br>⑤フラジリティ評価における応答情報<br>●評価部位，損傷モード及びその応答値と確率分布<br>●基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答とその他の荷重条件による評価部位の応答の内訳【構造損傷の場合】<br>●基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答【機能損傷の場合】<br>⑥建物・機器のフラジリティ評価結果 | ①～⑥<br>以下の手順でフラジリティ評価を実施した。<br>(1)評価対象と損傷モードの設定<br>(2)評価方法の選択<br>(3)評価上の不確かさ，応答係数等の設定<br>(4)現実的耐力の評価<br>(5)現実的応答の評価<br>(6)フラジリティの評価<br>建屋フラジリティ及び屋外重要土木構造物のフラジリティは「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）」，機器フラジリティは「耐力係数と応答係数による方法（安全係数法）」を評価方法として採用した。<br>また，各機器に対する耐震評価結果，加振試験結果，文献値等を基に，現実的耐力と現実的応答を評価してフラジリティを算出した。なお，構造損傷モードについては，機器の損傷に支配的となる部位に着目して評価を行った。<br>（「3.2.1.3-1 建屋のフラジリティ」，「3.2.1.3-2 屋外重要土木構造物のフラジリティ」，「3.2.1.3-3 機器のフラジリティ」） |
| d．事故シーケンス<br>（1）起因事象<br>①評価対象とした起因事象のリスト，説明及び発生頻度<br>●地震により誘発される起因事象の選定方法とその結果<br>●グループ化している場合にはグループ化の考え方，発生頻度の評価方法<br>●対象外とした起因事象と，対象外とした理由<br>●地震固有の事象とその取扱い | ①事故シナリオの分析を踏まえ，地震ＰＲＡにおける起因事象は以下を評価対象とした。<br>・原子炉建屋損傷<br>・格納容器損傷<br>・原子炉圧力容器損傷<br>・格納容器バイパス<br>・原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失（ＥＬＯＣＡ）<br>・計装・制御系喪失<br>・直流電源喪失<br>・交流電源喪失<br>・外部電源喪失<br>・過渡事象 |
| ②階層イベントツリーとその説明<br>●起因事象の階層化の考え方，イベントツリーとその説明 | ②選定した起因事象を基に，地震により発生する起因事象の影響を考慮して階層イベントツリーを作成した。<br>「3.2.1.4 事故シーケンス（1)起因事象」 |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

# 比較表

## 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版）

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への柏崎刈羽原子力発電所６号及び７号炉の PRA の対応状況

| 「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」の記載内容 | 柏崎刈羽６号及び７号炉の対応状況 |
|---|---|
| ② 階層イベントツリーとその説明<br>●起因事象の階層化の考え方、イベントツリーとその説明 | ②階層イベントツリーは，起因事象が発生した時の炉心損傷への影響が大きい順に並べ，これらをヘディングとした。(3.2.1.d 事故シーケンス①起因事象) |
| （2）成功基準<br>① 成功基準の一覧<br>●起因事象ごとの成功基準<br>●炉心損傷の定義<br>●対処設備作動までの余裕時間及び使命時間<br>●成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析結果、及び使用した解析コードの検証性 | （2）<br>①起因事象の発生原因（内的要因か地震要因か）が成功基準の設定に直接関係しないと考えられることから，内的事象レベル 1PRA をベースに成功基準を設定した。<br>使命時間については，内的事象レベル 1PRA では 24 時間と設定しているのに対し，地震 PRA では，機能喪失した設備の修復，及びサイト内，サイト外からの支援に時間を要することが想定され，これらの修復，支援が可能となるまでの時間として 72 時間を設定した。(3.2.1.d 事故シーケンス②成功基準) |
| （3）事故シーケンス<br>① イベントツリー<br>●イベントツリー図<br>●ヘディング、事故進展及び最終状態<br>●イベントツリー作成上の主要な仮定 | （3）<br>①起因事象の階層イベントツリーと炉心損傷直結事象以外の起因事象に対して，緩和系の状態を表すイベントツリーを作成した。イベントツリーの展開方法には小イベントツリー／大フォールトツリー法を用いた。<br>(3.2.1.d 事故シーケンス③事故シーケンス) |
| （4）システム信頼性<br>① 評価対象としたシステムとその説明<br>●評価対象システム一覧<br>●系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定<br>●B 及びC クラス機器の取扱い | （4）<br>①評価対象システムの各系統の情報や依存性については内的事象レベル 1PRA と同等であるが，それぞれについて地震における故障の分析を行い，起因事象に係るフォールトツリー及び緩和系に係るフォールトツリーを作成した。フォールトツリーのモデル化にあたっては，内的事象レベル 1PRA のフォールトツリーをベースとし，既に考慮されている機器故障，人的過誤などに加えて，地震による動的機器や電気的機器の損傷を基事象としてフォールトツリーに追加した。さらに地震時特有の建屋・構築物，大型機器の損傷も基事象としてフォールトツリーに追加した。<br>常用系の耐震クラスが低い給水系，復水系及び PCS は緩和系として期待しない。また，地震動に対する現実的耐力が極端に小さい給水建屋，純水タンク及びろ過水タンクについてフラジリティ評価を実施していないため，地震時には使用不可能と想定した。 |
| ② 機器損傷に関する機器間の相関の取扱い | ②相関性が考えられる全ての構造物，系統，又は機器に対する本評価モデルにおける相関性の取扱いは，同一系統での同種の機器間において損傷の完全相関（完全従属）を仮定する方法を採用した。 |
| ③ システム信頼性評価結果<br>●起因事象ごとのシステム信頼性評価結果<br>●主要なミニマルカットセット（ＦＴを用いた場合） | ③フォールトツリー毎にミニマルカットセットを抽出する方法ではなく，全てのフォールトツリーに対する論理及び基事象のチェックや主要な事故シーケンスにおけるミニマルカットセット抽出による従属性を考慮した網羅的なレビュー等により，フォールトツリーの論理モデルの妥当性を確認した。 |
| ④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠 | ④本評価では，システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度はない。<br>(3.2.1.d 事故シーケンス④システム信頼性) |
| （5）人的過誤<br>① 評価対象とした人的過誤及び評価結果<br>●人的過誤の評価に用いた手法<br>●人的過誤の分類、人的操作に対する許容時間、過誤回復の取扱い<br>●人的過誤評価用いた主要な仮定 | （5）<br>①地震発生後の運転員操作に対する人間信頼性解析手法には，内的事象レベル 1PRA で採用している THERP 手法（NUREG/CR-1278）を採用した。中央制御室操作について，地震発生後の混乱に伴う高ストレス状態は，運転員操作の阻害要因となることから，地震発生後の比較的短時間（地震発生後数時間以内）での運転員操作の定量化においては，地震発生後の混乱に伴う高ストレス状態を仮定した。現場操作については，本 |

## 東二

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月　原子力規制庁）」への東海第二発電所のＰＲＡの対応状況について

| ＰＲＡの説明における参照事項（原子力規制庁　平成 25 年 9 月）の記載内容 | 東海第二発電所の対応状況 |
|---|---|
| （2）成功基準<br>①成功基準の一覧<br>●起因事象ごとの成功基準<br>●炉心損傷の定義<br>●対処設備作動までの余裕時間及び使命時間<br>●成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析結果，及び使用した解析コードの検証性 | ①炉心損傷の定義，炉心損傷を防止するための緩和系の成功基準並びに余裕時間は内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡと相違がない。ただし，同様の系統は完全相関を仮定しているため，事故緩和に必要な系統数は考慮していない。また，緩和手段のない起因事象については成功基準を設定していない。使命時間については内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡと同様に 24 時間とし，機器や外部電源の復旧には期待していない。<br>「3.2.1.4 事故シーケンス（2)成功基準」 |
| （3）事故シーケンス<br>①イベントツリー<br>●イベントツリー図<br>●ヘディング，事故進展及び最終状態<br>●イベントツリー作成上の主要な仮定 | ①起因事象の発生要因は地震と内部事象では異なるが，起因事象発生後の緩和設備は内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡと同様の設備に期待した。<br>「3.2.1.4 事故シーケンス（3)事故シーケンス」 |
| （4）システム信頼性<br>①評価対象としたシステムとその説明<br>●評価対象システム一覧<br>●系統図，必要とするサポート系，試験，システム信頼性評価上の主要な仮定<br>●B 及びＣクラス機器の取扱い | ①内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡにおける検討内容及び事故シナリオの分析を踏まえて作成した建屋・機器リストを使って対象範囲を明確にした。各系統の情報や依存性については内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡと同様である。<br>なお，耐震重要度 B 及びＣクラス機器については，地震の影響を考慮し，その機能は期待しない。ただし，安全設備の使命時間内の機能維持に必要となる燃料移送系設備は評価対象とした。 |
| ②機器損傷に関する機器間の相関の取扱い | ②冗長設備は基本的に同一の耐震設計がなされた上で同一フロアに設置されるため，同様の系統及び機器に対する機能喪失は，系統間及び機器間で完全に従属するものとした。それ以外の系統間及び機器間の相関は完全独立を想定した。 |
| ③システム信頼性評価結果<br>●起因事象ごとのシステム信頼性評価結果<br>●主要なミニマルカットセット（FT を用いた場合） | ③内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡと同様に，イベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系とそのサポート系について，フォールトツリーを作成し，信頼性を評価した。 |
| ④システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠 | ④システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度はない。<br>「3.2.1.4 事故シーケンス（4)システム信頼性」 |
| （5）人的過誤<br>①評価対象とした人的過誤及び評価結果<br>●人的過誤の評価に用いた手法<br>●人的過誤の分類，人的操作に対する許容時間，過誤回復の取扱い<br>●人的過誤評価用いた主要な仮定<br>●人的過誤評価結果 | ①地震ＰＲＡでは以下に示すように，内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡでの検討に基づいた人的過誤確率を使用した。起因事象発生前の人的過誤については地震による影響を考慮する必要がないため，内部事象レベル１ＰＲＡでの検討結果を用いた。起因事象発生後の人的過誤は運転員操作に係る心的負担が大きいことを考慮し，内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡでの検討結果に対して，人的過誤のストレスファクタを設定した。<br>「3.2.1.4 事故シーケンス（5)人的過誤」 |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

# 比較表

## 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版）

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への柏崎刈羽原子力発電所６号及び７号炉の PRA の対応状況

| 「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」の記載内容 | 柏崎刈羽６号及び７号炉の対応状況 |
|---|---|
| ●人的過誤評価結果<br><br>（6）炉心損傷頻度<br>① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法<br><br>② 炉心損傷頻度結果<br>●全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析<br>●起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析<br>●プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析<br>●地震加速度と炉心損傷頻度の関係とその分析<br>③ 重要度解析、不確実さ解析及び感度解析 | 評価では，AM 策で実施した各対策については評価対象外としているため，地震発生後の AM 策に係る現場操作は期待していない。(3.2.1.d 事故シーケンス⑤人的過誤)<br>（6）<br>①事故シーケンスの定量化手法にはフォールトツリー結合法を用いた。計算コードは，内部事象と同様のコード（Safety Watcher）を用いた。<br>②起因事象別の炉心損傷頻度，炉心損傷シーケンス別の炉心損傷頻度及び加速度区分別の炉心損傷頻度を算出し，主要な事故シーケンスを確認した。<br>なお，地震レベル 1.5PRA は今回実施しないため，プラント損傷状態別の分析評価は行っていない。<br><br>③PRA 結果の活用目的である事故シーケンスグループ等の選定に係る炉心損傷頻度の相対的な割合の確認に際しての参考として不確実さ解析を実施した。炉心損傷に至る支配的な要因を確認する観点で重要度解析を実施した。また，対象項目として評価結果に影響を及ぼす可能性のある仮定，データ等を選定し感度解析を実施した。<br>(3.2.1.d 事故シーケンス⑥炉心損傷頻度) |
| ３．２ 外部事象（津波）<br>ａ．対象プラントと事故シナリオ<br>① 対象とするプラントの説明<br>●津波ＰＲＡの中で考慮する設備の一覧及び設備の説明<br>●ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果<br><br>② 津波により炉心損傷に至る事故シナリオと分析<br>●事故シナリオの分析・選定とスクリーニングの説明<br>●事故シナリオと起因事象の分析結果<br>●建物・機器リストの作成結果 | ①内部事象出力運転時レベル 1PRA で収集したプラントの基本的な情報（設計情報，運転・保守管理情報等）に加え，津波レベル 1PRA を実施するために，プラントの耐津波設計や機器配置といった津波固有に考慮すべき関連情報を追加で収集・分析した。<br>また，机上検討では確認が難しいプラント情報の取得及び検討したシナリオの妥当性確認のため，主に以下の観点でプラントウォークダウンを実施し，対象機器及び開口部（貫通部）等について，図面との相違や過不足等が無いことを確認した。<br>・津波影響<br>・間接的影響の有無<br>・津波伝播経路及び建屋開口部（貫通部）<br>(3.2.2.a 対象プラントと事故シナリオ①対象とするプラントの説明)<br>②津波 PRA 学会標準を参考に津波による影響を，直接的な被災による事故シナリオと間接的な被災による事故シナリオに区別して分析し，津波により誘発される起因事象を分析し，以下のとおり選定した。<br>・外部電源喪失<br>・直流電源喪失<br>・全交流動力電源喪失<br>・最終ヒートシンク喪失（原子炉補機冷却系機能喪失）<br>・過渡事象（全給水機能喪失等）<br>また，津波による損傷によりプラントに影響を及ぼす機器を考慮し，建屋・機器リストを作成した。<br>(3.2.2.a 対象プラントと事故シナリオ②津波により炉心損傷に至る事故シナリオと分析) |

## 東二

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月　原子力規制庁）」への東海第二発電所のＰＲＡの対応状況について

| ＰＲＡの説明における参照事項（原子力規制庁　平成 25 年 9 月）の記載内容 | 東海第二発電所の対応状況 |
|---|---|
| （6）炉心損傷頻度<br>①炉心損傷頻度の算出に用いた方法<br><br>②炉心損傷頻度結果<br>●全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析<br>●起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析<br>●プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析<br>●地震加速度と炉心損傷頻度の関係とその分析<br><br>③重要度解析，不確実さ解析及び感度解析 | ①本評価では，フォールトツリー結合法を用いた計算コード RiskSpectrum®PSA により炉心損傷頻度を評価した。<br>②上記のとおりの評価手法により定量化し，事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度，地震加速度区分別炉心損傷頻度を算出し，主要な事故シーケンスを確認した。<br><br>③事故シーケンスグループ等の選定に係る炉心損傷頻度の相対的な割合の確認に際しての参考として，不確実さ解析を行った。<br>また，炉心損傷に至る支配的な要因を確認する観点で，重要度解析を実施した。<br>また，対象項目として評価結果に影響を及ぼす可能性のある仮定，データ等を選定し，感度解析を実施した。<br>「3.2.1.4 事故シーケンス（6)炉心損傷頻度」 |

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月　原子力規制庁）」への東海第二発電所のＰＲＡの対応状況について

| ＰＲＡの説明における参照事項（原子力規制庁　平成 25 年 9 月）の記載内容 | 東海第二発電所の対応状況 |
|---|---|
| ３．２ 外部事象（津波）<br>ａ．対象プラントと事故シナリオ<br>①対象とするプラントの説明<br>●津波ＰＲＡ の中で考慮する設備の一覧及び設備の説明<br>●ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果<br><br>②津波により炉心損傷に至る事故シナリオと分析<br>●事故シナリオの分析・選定とスクリーニングの説明<br>●事故シナリオと起因事象の分析結果<br>●建物・機器リストの作成結果 | ①内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡにおいて収集したプラント構成・特性等に関する情報の他，配置関連設計図書等により津波ＰＲＡに必要な情報を収集・整理した。また，机上検討では確認が難しいプラント情報を取得するため，及び検討したシナリオの妥当性を確認するために，東海第二発電所においてプラントウォークダウンを実施し，以下の点について問題がないことを確認した。<br>・津波の影響<br>・間接的被害の可能性<br>（「3.2.2.1 対象プラントと事故シナリオ（1)対象とするプラントの説明」）<br>②津波により炉心損傷に至る事故シナリオを抽出し，スクリーニングで除外するシナリオについてはその内容を明記した。除外されずに残った事故シナリオを分析し，以下の起因事象を選定した。<br>・最終ヒートシンク喪失<br>・原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失<br>また，津波ＰＲＡの評価対象設備を以下のように分類し，建屋・機器リストを作成した。<br>・津波防護施設及び浸水防止設備<br>・起因事象を引き起こす設備<br>・起因事象を緩和する設備<br>（「3.2.2.1 対象プラントと事故シナリオ（2)津波により炉心損傷に至る事故シナリオと分析」） |
| b．津波ハザード<br>①津波ハザード評価の方法<br>●新規制基準（津波）にて策定された基準地震動及び基準津波の超過確率の算出に用いた津波ハザード評価に用いた手法の説明 | ①基本津波の超過確率の算出に用いた確率論的津波ハザードは，日本原子力学会標準「原子力発電所に対する津波を起因とした確率論的リスク評価に関する実施基準：2011」，「確率論的津波ハザード解析の方法」（平成 23 年 9 月 社団法人 土木学会 原子力土木委員会 津波評価部会），2011 年東北地方太平洋沖地震から得られた知見等を踏まえ実施した。<br>（「3.2.2.2 確率論的津波ハザード（1)確率論的津波ハザード評価の方法」） |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

# 比較表

## 柏崎　６／７号（2017 年２月 15 日版）

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年９月 原子力規制庁）」への柏崎刈羽原子力発電所６号及び７号炉の PRA の対応状況

| 「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年９月 原子力規制庁）」の記載内容 | 柏崎刈羽６号及び７号炉の対応状況 |
|---|---|
| b．津波ハザード<br>① 津波ハザード評価の方法<br>●新規制基準（地震、津波）にて策定された基準津波の超過確率の算出に用いた津波ハザード評価に用いた手法の説明<br><br>② 津波ハザード評価に当たっての主要な仮定<br>●津波発生モデル、津波伝播モデルの設定と各モデルの設定根拠及び不確実さ要因の分析結果の説明<br>●不確実さ要因の分析結果に基づいて作成したロジックツリーの明示とロジックツリーの各分岐において設定した重みの根拠の説明<br><br>③ 津波ハザード評価結果<br>●作成したロジックツリーを用いた津波ハザード曲線群の算出と、各ハザード曲線群から求めた信頼度別ハザード曲線や平均ハザード曲線の説明<br>●津波ハザード評価結果に基づくフラジリティ評価用津波水位変動の作成方法の説明 | ①確率論的津波ハザードの検討にあたっては，地震による津波を検討対象とし，解析手順については「原子力発電所に対する津波を起因とした確率論的リスク評価に関する実施基準：2011」及び「確率論的津波ハザード解析の方法(土木学会，2011)」に基づき評価した。(3.2.2.b 確率論的津波ハザード①確率論的津波ハザード評価の方法)<br>②認識論的不確かさとして，地震規模，平均発生間隔，波源のモデル化等を考慮した。偶然的不確かさとして，津波水位のばらつきの分布を対数正規分布として考慮した。ロジックツリー及び分岐の重みについては，2011 年東北地方太平洋沖地震後の知見を反映して設定した。津波伝播の数値シミュレーションは，基準津波の評価と同じ手法を用いて検討を実施した。 (3.2.2.b 確率論的津波ハザード①確率論的津波ハザード評価の方法，②確率論的津波水位評価の概要)<br>③ロジックツリーを基に津波ハザード曲線（フラクタイルハザード曲線）を算定した。最高水位・最低水位の年超過確率はいずれも $10^{-4}$～$10^{-5}$ 程度である。(3.2.2.b 確率論的津波ハザード③津波ハザード曲線の評価結果) |
| c．建屋・機器のフラジリティ<br>① 評価対象と損傷モードの設定<br><br>② フラジリティの評価方法の選択<br>③ フラジリティ評価上の主要な仮定（不確実さの設定、応答係数等）<br>④ フラジリティ評価における耐力情報<br>●評価部位、損傷モード及びその耐力値と確率分布<br>●評価部位の材料と温度【構造損傷の場合】<br>●機能限界値の諸元【機能損傷の場合】<br>⑤ フラジリティ評価における応答情報<br>●評価部位、損傷モード及びその応答値と確率分布<br>●基準津波による波力等で発生する評価部位の応答とその他の荷重条件による評価部位の応答の内訳【構造損傷の場合】<br>●基準津波による津波水位変動で被水・没水する評価部位の状況【機能損傷の場合】<br>⑥ 建物・機器のフラジリティ評価結果 | ①プラント情報の収集・分析で得られた建屋・機器フラジリティ評価関連情報と事故シナリオの検討において抽出された建屋・機器リストに基づき，起因事象及び緩和系に着目して評価対象とする建屋・機器を設定した。次に，対象とする建屋・機器が津波によって機能喪失に至る影響モードを検討した。その結果，動的・電気的な機器の「被水・没水」による損傷を評価対象として抽出した。(3.2.2.c 建屋・機器のフラジリティ①評価対象と損傷モードの設定)<br>②～⑥<br>動的・電気的な機器に対する「被水・没水」の損傷モードでは，海水が各機器の設置高さに到達した時点で，当該機器が確率 1 で損傷すると仮定した。津波の高さが，建屋の浸水口高さと機器の設置高さのいずれよりも高い場合に「被水・没水」するとした。(3.2.2.c 建屋・機器のフラジリティ②フラジリティ評価について) |
| d．事故シーケンス<br>（1）起因事象<br>① 評価対象とした起因事象のリスト、説明及び発生頻度<br>●津波により誘発される起因事象の選定方法とその結果 | （1）<br>①津波 PRA では以下の起因事象を抽出した。<br>・外部電源喪失（12m≦x）（12m は低起動変圧器の設置高さ） |

## 東二

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年９月　原子力規制庁）」への東海第二発電所のＰＲＡの対応状況について

| ＰＲＡの説明における参照事項（原子力規制庁　平成 25 年９月）の記載内容 | 東海第二発電所の対応状況 |
|---|---|
| ②津波ハザード評価に当たっての主要な仮定<br>●津波発生モデル，津波伝播モデルの設定と各モデルの設定根拠及び不確実さ要因の分析結果の説明<br>●不確実さ要因の分析結果に基づいて作成したロジックツリーの明示とロジックツリーの各分岐において設定した重みの根拠の説明<br><br>③津波ハザード評価結果<br>●作成したロジックツリーを用いた津波ハザード曲線群の算出と，各ハザード曲線群から求めた信頼度別ハザード曲線や平均ハザード曲線の説明<br>●津波ハザード評価結果に基づくフラジリティ評価用地震動及び津波水位変動の作成方法の説明 | ・②認識論的不確実さとして，津波発生領域，波源モデル，発生パターン，地震規模，平均発生間隔等を考慮した。偶然的不確実さとして，津波水位のばらつきの分布を対数正規分布として考慮した。ロジックツリーの作成に当たっては，日本原子力学会標準（2011），土木学会（2002，2009，2011），原子力安全基盤機構（2014），地震調査研究推進本部（2012a，2012b）を参考とし，2011 年東北地方太平洋沖地震の知見を踏まえて分岐及び重みを設定した。<br>（「3.2.2.2 確率論的津波ハザード (2)確率論的津波ハザード評価に当たっての主要な仮定」）<br>③ロジックツリーを基にハザード曲線を算定した。最高水位及び最低水位の年超過確率は $10^{-4}$ 程度及び $10^{-3}$ 程度である。<br>（「3.2.2.2 確率論的津波ハザード (3)確率論的津波ハザード評価結果」） |
| c．建屋・機器のフラジリティ<br>①評価対象と損傷モードの設定<br>②フラジリティの評価方法の選択<br>③フラジリティ評価上の主要な仮定（不確実さの設定，応答係数等）<br>④フラジリティ評価における耐力情報<br>●評価部位，損傷モード及びその耐力値と確率分布<br>●評価部位の材料と温度【構造損傷の場合】<br>●機能限界値の諸元【機能損傷の場合】<br>⑤フラジリティ評価における応答情報<br>●評価部位，損傷モード及びその応答値と確率分布<br>●基準津波による波力等で発生する評価部位の応答とその他の荷重条件による評価部位の応答の内訳【構造損傷の場合】<br>●基準津波による津波水位変動で被水・没水する評価部位の状況【機能損傷の場合】<br>⑥建物・機器のフラジリティ評価結果 | ①～⑥<br>建屋・機器リストに基づき，評価対象設備の考慮すべき影響（損傷モード）ごとにフラジリティを検討した。その結果，津波防護施設及び浸水防止設備については波力を，また，起因事象を引き起こす設備及び起因事象を緩和する設備については没水，被水を津波による支配的な損傷モードとして抽出した。<br>抽出した評価対象設備に対する波力，没水，被水の損傷モードについては，津波が評価対象設備を損傷又は評価対象設備に到達する津波高さに達した時点で，当該設備が確率 1.0 で損傷すると仮定した。<br>（「3.2.2.3 建屋・機器フラジリティ」） |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

# 比較表

## 柏崎　６／７号（2017 年２月 15 日版）

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年９月 原子力規制庁）」への柏崎刈羽原子力発電所６号及び７号炉の PRA の対応状況

| 「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年９月 原子力規制庁）」の記載内容 | 柏崎刈羽６号及び７号炉の対応状況 |
|---|---|
| ●グループ化している場合にはグループ化の考え方、発生頻度の評価方法<br>●対象外とした起因事象と、対象外とした理由<br>●津波固有の事象とその取扱い | ・直流電源喪失（6.5m≦x）<br>・全交流動力電源喪失（1.8m≦x）<br>・最終ヒートシンク喪失（原子炉補機冷却系機能喪失）（4.2m≦x(7 号炉)，4.4m≦x(6 号炉)）<br>・福島事象（全給水機能喪失等）（2.5m≦x）<br>なお，上記の起因事象を発生させる各機器は，各々の損傷高さまで浸水した時点で，確率 1 で機能喪失すると評価していることから，起因事象発生頻度は各機器の損傷が起因事象となる津波が発生する範囲の年超過頻度と同じとなる。 |
| ② 階層イベントツリーとその説明<br>●起因事象の階層化の考え方、イベントツリーとその説明 | ②本評価では，津波高さに応じて発生する起因事象が変化することから，津波高さの順に起因事象を並べたイベントツリーを作成した。<br>(3.2.2.d 事故シーケンス(1)起因事象) |
| （２）成功基準<br>① 成功基準の一覧<br>●起因事象ごとの成功基準<br>●炉心損傷の定義<br>●対処設備作動までの余裕時間及び使命時間<br>●成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析結果、及び使用した解析コードの検証性 | （２）<br>①炉心損傷防止の成功基準は，内部事象 PRA と津波 PRA での相違がないため，基本的に内部事象 PRA で設定した成功基準（過渡事象・手動停止）を用いた。<br>また，福島第一及び第二原子力発電所における被災直後の対応も踏まえて，被災直後はプラント周辺のアクセス性が悪化すること等を考慮し，外部支援等に期待可能となるまでの時間として，使命時間は 72 時間とした。(3.2.2.d 事故シーケンス(2)成功基準) |
| （３）事故シーケンス<br>① イベントツリー<br>●イベントツリー図<br>●ヘディング、事故進展及び最終状態<br>●イベントツリー作成上の主要な仮定 | （３）<br>①起因事象の発生要因は津波と内的事象では異なるが，起因事象発生後の緩和設備は内部事象と同様の設備に期待した。そのため，内部事象のイベントツリーを基に，前述の成功基準を考慮してイベントツリーを作成した。(3.2.2.d 事故シーケンス(3)事故シーケンス) |
| （４）システム信頼性<br>① 評価対象としたシステムとその説明<br>●評価対象システム一覧<br>●系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定<br>●B 及びＣクラス機器の取扱い | （４）<br>①内部事象 PRA に際してまとめた情報や，津波による機器ごとの損傷モードとプラントへの影響を整理して作成した建屋・機器リストを用い，評価対象範囲を明確にした。各系統の情報や依存性は内部事象 PRA と同じである。 |
| ② 機器損傷に関する機器間の相関の取扱い | ②機器間の相関について，系統間の従属性の取り扱いは内部事象レベル 1PRA と同様とした。また，津波の影響については，建物内に浸水した場合，フロア全体が一様な深さで浸水し当該フロアの機器は全て機能喪失するとした。 |
| ③ システム信頼性評価結果<br>●起因事象ごとのシステム信頼性評価結果<br>●主要なミニマルカットセット（ＦＴを用いた場合） | ③システムの非信頼度は，内部事象レベル 1PRA と同様の評価を用いた。<br>本評価では，機器の機能喪失の原因の殆どが「被水・没水」である。仮にミニマルカットセットを抽出しても，各機器の機能喪失の原因は建屋への浸水経路に依存することとなる。即ち，建屋への浸水経路に止水等の対策を施すことによって炉心損傷を防止できることが明らかである。このため，MCS は抽出しない。 |
| ④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠 | ④最終ヒートシンク喪失時の高圧注水（RCIC）については，水没又はタービン排気圧高あるいは，直流電源の枯渇による RCIC タービントリップによって機能喪失に至るものと考え，当該ヘディングの失敗確率を１と |

## 東二

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年９月　原子力規制庁）」への東海第二発電所のＰＲＡの対応状況について

| ＰＲＡの説明における参照事項（原子力規制庁　平成 25 年９月）の記載内容 | 東海第二発電所の対応状況 |
|---|---|
| d．事故シーケンス<br>（1）起因事象<br>①評価対象とした起因事象のリスト，説明及び発生頻度<br>●津波により誘発される起因事象の選定方法とその結果<br>●グループ化している場合にはグループ化の考え方，発生頻度の評価方法<br>●対象外とした起因事象と，対象外とした理由<br>●津波固有の事象とその取扱い | ①津波ＰＲＡでは以下の起因事象を抽出した。<br>・最終ヒートシンク喪失（T.P.+20m～T.P.+23m）<br>・原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失（T.P.+23m～） |
| ②階層イベントツリーとその説明<br>●起因事象の階層化の考え方，イベントツリーとその説明 | ②選定した起因事象について，影響が大きい事故シナリオを考慮して階層イベントツリーを作成した。<br>（「3.2.2.4 事故シーケンス（1)起因事象」） |
| （2）成功基準<br>①成功基準の一覧<br>●起因事象ごとの成功基準<br>●炉心損傷の定義<br>●対処設備作動までの余裕時間及び使命時間<br>●成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析結果，及び使用した解析コードの検証性 | ①炉心損傷防止の成功基準は，内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡと津波ＰＡでは相違がないため，内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡで設定した成功基準を用いた。ただし，津波襲来までに原子炉は停止していることから，原子炉停止機能については，評価対象とはせず考慮していない。使命時間については内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡと同様に 24 時間とし，津波で損傷した機器の復旧は期待していない。<br>（「3.2.2.4 事故シーケンス（2)成功基準」） |
| （3）事故シーケンス<br>①イベントツリー<br>●イベントツリー図<br>●ヘディング，事故進展及び最終状態<br>●イベントツリー作成上の主要な仮定 | ①起因事象「最終ヒートシンク喪失」については，いずれのシーケンスも炉心損傷に至るが，圧力バウンダリの健全性及び高圧炉心冷却系であるＲＣＩＣの成否により事故シーケンスが異なるため，イベントツリーを展開して評価した。<br>（「3.2.2.4 事故シーケンス（3)事故シーケンス」） |
| （4）システム信頼性<br>①評価対象としたシステムとその説明<br>●評価対象システム一覧<br>●系統図，必要とするサポート系，試験，システム信頼性評価上の主要な仮定<br>●Ｂ及びＣクラス機器の取扱い | ①システムの非信頼度は，内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡと同様の評価を用いた。 |
| ②機器損傷に関する機器間の相関の取扱い | ②フロントライン系及びそのサポート系の機器間の相関は内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡと同じである。 |
| ③システム信頼性評価結果<br>●起因事象ごとのシステム信頼性評価結果<br>●主要なミニマルカットセット（FT を用いた場合） | ③起因事象を緩和する設備のシステム信頼性は，内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡと同じである。津波の影響を受ける可能性のある設備は，建屋・機器フラジリティ評価の結果及び人的過誤を考慮して設備の信頼性評価を実施した。 |
| ④システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠 | ④本評価ではシステム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度はない。<br>（「3.2.2.4 事故シーケンス（4)システム信頼性」） |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

# 比較表

## 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版）

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への柏崎刈羽原子力発電所６号及び７号炉の PRA の対応状況

| 「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」の記載内容 | 柏崎刈羽６号及び７号炉の対応状況 |
|---|---|
| （5）人的過誤<br>① 評価対象とした人的過誤及び評価結果<br>●人的過誤の評価に用いた手法<br>●人的過誤の分類、人的操作に対する許容時間、過誤回復の取扱い<br>●人的過誤評価用いた主要な仮定<br>●人的過誤評価結果<br>（6）炉心損傷頻度<br>① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法<br>② 炉心損傷頻度結果<br>●全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析<br>●起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析<br>●プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析<br>③ 重要度解析、不確実さ解析及び感度解析 | して評価した。(3.2.2.d 事故シーケンス(4)システム信頼性)<br>（5）<br>①本評価においては，人的過誤の要素を考慮するヘディングが存在しない。(3.2.2.d 事故シーケンス(5)人的過誤)<br>（6）<br>①事故シーケンスの定量化手法にはフォールトツリー結合法を用いた。計算コードは，内部事象と同様のコード（Safety Watcher）を用いた。<br>②津波シナリオ区分毎の炉心損傷頻度，起因事象別の炉心損傷頻度及び事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度を算出し，主要な事故シーケンスを確認した。<br>なお，津波レベル 1.5PRA は今回実施しないため，プラント損傷状態別の分析評価は行っていない。<br>③PRA 結果の活用目的である事故シーケンスグループ等の選定に係る炉心損傷頻度の相対的な割合の確認に際しての参考として不確実さ解析を実施した。また，対象項目として評価結果に影響を及ぼす可能性のある仮定，データ等を選定し感度解析を実施した。<br>重要度解析は，各基事象の CDF やシステムの非信頼度への寄与を評価する手法であるが，緩和系の機能喪失の原因は T/B のマンホールから津波が浸水することによる「被水・没水」であり，有効な対策はマンホールの止水対策となるため，機器の重要度に関係ないものとなる。そのため重要度解析は実施しない。<br>(3.2.2.d 事故シーケンス(6)炉心損傷頻度) |
| ４．レベル１．５ＰＲＡ<br>４．１ 内部事象<br>a．プラントの構成・特性<br>① 対象プラントに関する説明<br>●機器・系統配置、形状・設備容量、事故への対処操作、燃料及びデブリの移動経路など | ①対象プラントの機器･系統の配置，形状･設備容量，事故の緩和操作，燃料及びデブリの移動経路を整理した。(4.1.1.a プラントの構成・特性) |
| b．プラント損傷状態の分類及び発生頻度<br>① プラント損傷状態の一覧<br>●プラント損傷状態の考え方<br>●プラント損傷状態の一覧<br>●レベル１の事故シーケンスに対するプラント損傷状態の分類結果<br>●レベル１結果との関係（レベル１の最終状態と分類が異なる場合）<br>② プラント損傷状態ごとの発生頻度<br>●プラント損傷状態ごとの発生頻度 | ①②<br>内部事象出力運転時レベル 1PRA で得られた炉心損傷に至るすべての事故シーケンスについて，事象の進展及び緩和操作の類似性からプラント損傷状態(PDS)を定義し，PDS の分類及び発生頻度を評価した。(4.1.1.b プラント損傷状態の分類及び発生頻度) |
| c．格納容器破損モード<br>① 格納容器破損モードの一覧と各破損モードに関する説明<br>●格納容器破損モード分類の考え方 | ①<br>●炉心損傷後の格納容器内の物理化学的挙動を分析することによって格納容器破損モードを抽出した。 |

## 東二

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月　原子力規制庁）」への東海第二発電所のＰＲＡの対応状況について

| ＰＲＡの説明における参照事項（原子力規制庁　平成 25 年 9 月）の記載内容 | 東海第二発電所の対応状況 |
|---|---|
| （5）人的過誤<br>①評価対象とした人的過誤及び評価結果<br>●人的過誤の評価に用いた手法<br>●人的過誤の分類，人的操作に対する許容時間，過誤回復の取扱い<br>●人的過誤評価用いた主要な仮定<br>●人的過誤評価結果<br>（6）炉心損傷頻度<br>①炉心損傷頻度の算出に用いた方法<br>②炉心損傷頻度結果<br>●全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析<br>●起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析<br>●プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析<br>●地震加速度と炉心損傷頻度の関係とその分析<br>③重要度解析，不確実さ解析及び感度解析 | ①起因事象発生前の人的過誤については津波による影響を考慮する必要がないため，内部事象レベル１ＰＲＡでの検討結果を用いた。起因事象発生後人的過誤は運転員操作に係る心的負担が大きいことを考慮し，内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡでの検討結果に対して，人的過誤のストレスファクタを設定した。<br>（「3.2.2.4 事故シーケンス（5)人的過誤」）<br>①計算コード RiskSpectrum®PSA を用いてフォールトツリー結合法により炉心損傷頻度を評価した。<br>②上述した手順でモデルを定量化し，津波高さ別及びプラント損傷状態別の炉心損傷頻度を評価した。また，全炉心損傷頻度への寄与割合から主要な事故シーケンスを抽出し，その内容を分析した。<br>③津波ハザードやランダム故障確率に含まれる不確実さが炉心損傷頻度の分布に与える影響を評価するため，不確実さ解析を行った。重要度解析については，津波ＰＲＡの評価対象となる高さ T.P.20m 以上の津波では必ず炉心損傷に至ることから，有益な結果が得られないため実施していない。また，感度解析として，津波襲来前に地震により外部電源が喪失すると仮定した評価を実施した。<br>（「3.2.2.4 事故シーケンス（6)炉心損傷頻度」） |

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月　原子力規制庁）」への東海第二発電所のＰＲＡの対応状況について

| ＰＲＡの説明における参照事項（原子力規制庁　平成 25 年 9 月）の記載内容 | 東海第二発電所の対応状況 |
|---|---|
| ４．レベル１．５ＰＲＡ<br>４．１ 内部事象<br>a．プラントの構成・特性<br>①対象プラントに関する説明<br>●機器・系統配置，形状・設備容量，事故への対処操作，燃料及びデブリの移動経路など | ①対象プラントの機器・系統配置，形状・設備容量，事故の緩和操作，燃料及びデブリの移動経路等を整理した。<br>（「4.1.1.1 プラントの構成・特性（1)対象プラントに関する説明」） |
| b．プラント損傷状態の分類及び発生頻度<br>① プラント損傷状態の一覧<br>●プラント損傷状態の考え方<br>●プラント損傷状態の一覧<br>●レベル１の事故シーケンスに対するプラント損傷状態の分類結果<br>●レベル１結果との関係（レベル１の最終状態と分類が異なる場合）<br>②プラント損傷状態ごとの発生頻度<br>●プラント損傷状態ごとの発生頻度 | ①内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡで得られた炉心損傷状態に至るすべての事故シーケンスに対して，事故の進展及び緩和操作の類似性からプラント損傷状態（ＰＤＳ）に分類し，一覧表で示した。<br>（「4.1.1.2 プラント損傷状態の分類及び発生頻度（1)ＰＤＳの一覧」）<br>②プラント損傷状態ごとの発生頻度を表に整理した。<br>（「4.1.1.2 プラント損傷状態の分類及び発生頻度（1)ＰＤＳ別の炉心損傷頻度」） |
| c．格納容器破損モード<br>①格納容器破損モードの一覧と各破損モードに関する説明<br>●格納容器破損モード分類の考え方<br>●格納容器破損モードの一覧<br>●各破損モードに関する説明 | ①事故の進展を考慮して，格納容器の健全性に影響を与える負荷を分析して格納容器破損モードを分類した。また，格納容器破損モードの一覧において各格納容器破損モードの概要をまとめた。<br>（「4.1.1.3 格納容器破損モード（1）格納容器破損モードの一覧と各破損モードに関する説明」） |
| d．事故シーケンス<br>①格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス<br>●格納容器イベントツリー構築の考え方<br>●格納容器イベントツリー構築のプロセスの説明<br>②格納容器イベントツリー<br>●格納容器イベントツリーを構築するに当たって検討した，重要な物理化学現象，対処設備の作動・不作動，運転員操作（レベル1との整合性を含む），ヘディング間の従属性<br>●格納容器イベントツリー<br>●格納容器イベントツリーの最終状態への縮約な場合も含めた格納容器破損モードの割り付け結果 | ①イベントツリーは，炉心損傷後の事象進展を考慮し，ＲＰＶ破損前，ＲＰＶ破損直後及び事故進展後長期の各フェーズにおける緩和設備の作動状況，発生する可能性のある各格納容器破損モードを踏まえて展開した。<br>（「4.1.1.4 事故シーケンス（1)格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス」）<br>②事故進展後の各フェーズにおける緩和手段の作動状況及び物理化学現象に基づき設定したヘディングに対して，ヘディング間の従属性を整理した。また，格納容器イベントツリーの構築に当たっては，最終状態が縮約な場合も含めて格納容器破損モードを割り付けた。<br>（「4.1.1.4 事故シーケンス（2)格納容器イベントツリー」） |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

# 比較表

## 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版）

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への柏崎刈羽原子力発電所６号及び７号炉の PRA の対応状況

| 「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」の記載内容 | 柏崎刈羽６号及び７号炉の対応状況 |
|---|---|
| ●格納容器破損モードの一覧<br>●各破損モードに関する説明 | （4.1.1.c 格納容器破損モード）<br>●炉心損傷後の格納容器内の物理化学的挙動を網羅的に考慮し，事故進展に応じて想定される，格納容器の健全性に影響を与える負荷を，発生時期に沿って示した。（4.1.1.c 格納容器破損モード）<br>●抽出した負荷，負荷の概要及び格納容器破損モードの説明を示した。（4.1.1.c 格納容器破損モード） |
| d．事故シーケンス<br>① 格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス<br>●格納容器イベントツリー構築の考え方<br>●格納容器イベントツリー構築のプロセスの説明<br>② 格納容器イベントツリー<br>●格納容器イベントツリーを構築するに当たって検討した、重要な物理化学現象、対処設備の作動・不作動、運転員操作（レベル１との整合性を含む）、ヘディング間の従属性<br>●格納容器イベントツリー<br>●格納容器イベントツリーの最終状態への健全な場合も含めた格納容器破損モードの割り付け結果 | ①②<br>PDS ごとに事故進展フェーズを考慮して，緩和設備の作動状態及び物理化学現象の発生状況を分析し，格納容器イベントツリーのヘディングとその定義を選定した。また，選定したヘディングについてヘディング間の従属性を考慮して順序付けして，格納容器イベントツリーを作成した。格納容器イベントツリーの最終状態へ格納容器破損モードを割り付けた結果をあわせて示した。（4.1.1.d 事故シーケンス） |
| e．事故進展解析<br>① 解析対象とした事故シーケンスと対象事故シーケンスの説明<br>●事故シーケンス選定の考え方<br>●事故進展解析の解析条件<br>●解析対象とした事故シーケンス一覧<br>●対象事故シーケンスの説明<br>●有効性評価の対象シーケンスとして選定した場合はその選定理由<br>② 事故シーケンスの解析結果 | ①解析対象事故シーケンスの選定にあたっては，操作時間余裕が厳しくなる観点，発生頻度が大きくなる観点等を考慮した。事故進展解析の対象とした代表事故シーケンス及び基本解析条件を示した。（4.1.1.e ① 解析対象とした事故シーケンスと対象事故シーケンスの説明）<br>②選定した各事故シーケンスについて，プラントの熱水力挙動の解析を実施した結果を記載した。（4.1.1.e ② 事故シーケンスの解析結果） |
| f．格納容器破損頻度<br>① 格納容器破損頻度の評価方法<br>② 格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率<br>●分岐確率の算出方法<br>●格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率<br>③ 格納容器破損頻度の評価結果<br>●全格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析<br>●起因事象別格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析<br>●破損モード別格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析 | ①格納容器イベントツリーの分岐に分岐確率を設定，又はフォールトツリーをリンキングし，PDS ごとに格納容器破損頻度を算出した。計算コードには Safety Watcher を用いた。（4.1.1.f ① 格納容器破損頻度の評価方法）<br>②シビアアクシデント現象のヘディングにおいて，不確実さが大きい現象に対しては，当該現象の支配要因，不確実さ幅及び格納容器の構造健全性への影響の因果関係を明らかにし，分解イベントツリー(DET)手法等を用いて，分岐確率を設定した。事故の緩和手段に関するヘディングについては，レベル 1PRA のフォールトツリーを基に，フォールトツリーを作成することにより，緩和手段の非信頼度（分岐確率）をモデル化した。（4.1.1.f ② 格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率）<br>③評価結果を整理し，全格納容器破損頻度，PDS 別の格納容器破損頻度，格納容器破損モード別の格納容器破損頻度を整理し，主要な事故シーケンスの分析を実施した。さらに，レベル 1PRA にて実施した基事象別の重要度評価結果から，レベル 1.5PRA で支配的な因子を分析した。（4.1.1.f ③ 格納容器破損頻度の評価結果 及び 4.1.1.f ④ 重要度評価について） |
| g．不確実さ解析及び感度解析 | |

## 東二

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月　原子力規制庁）」への東海第二発電所のＰＲＡの対応状況について

| ＰＲＡの説明における参照事項（原子力規制庁　平成 25 年 9 月）の記載内容 | 東海第二発電所の対応状況 |
|---|---|
| e．事故進展解析<br>①解析対象とした事故シーケンスと対象事故シーケンスの説明<br>●事故シーケンス選定の考え方<br>●事故進展解析の解析条件<br>●解析対象とした事故シーケンス一覧<br>●対象事故シーケンスの説明<br>●有効性評価の対象シーケンスとして選定した場合はその選定理由<br>②事故シーケンスの解析結果 | ①事故進展解析の対象とした事故シーケンスは，故進展の類似性，緩和設備の機能喪失状態の類似性を考慮して選定した。選定した事故シーケンスは，選定理由とともに一覧表に整理した。また，事故進展解析の主要な解析条件を一覧表にまとめた。<br>（「4.1.1.5 事故進展解析 (1)解析対象とした事故シーケンスと対象事故シーケンスの説明」）<br>②選定した各事故シーケンスについてプラントの熱水力挙動を解析した結果及び原子炉圧力容器内及び各事故シーケンスの解析結果における特徴的な事故進展を記載した。<br>（「4.1.1.5 事故進展解析 (2)事故シーケンスの解析結果」） |
| f．格納容器破損頻度<br>①格納容器破損頻度の評価方法<br>②格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率<br>●分岐確率の算出方法<br>●格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率<br>③格納容器破損頻度の評価結果<br>●全格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析<br>●起因事象別格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析<br>●破損モード別格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析 | ①格納容器破損頻度の定量化では，内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡの評価に用いている計算コードと同じ Safety Watcher を使用し，格納容器イベントツリーのヘディングに対する分岐確率を入力条件として，ＰＤＳごとの条件付き格納容器破損確率（ＣＣＦＰ）及び格納容器破損頻度（ＣＦＦ）を算出した。<br>（「4.1.1.6 格納容器破損頻度 (1)格納容器破損頻度の評価方法」）<br>②格納容器イベントツリーのヘディングの分岐確率は，緩和操作と物理化学現象に分類し，その分岐確率の算出方法を整理した。<br>（「4.1.1.6 格納容器破損頻度 (2)格納容器イベントリツリーヘディングの分岐確率」）<br>③全格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析，ＰＤＳ別格納容器破損頻度，破損モード別格納容器破損頻度の分析結果を整理した。<br>（「4.1.1.6 格納容器破損頻度 (3)格納容器破損頻度の評価結果」） |
| g．不確実さ解析及び感度解析<br>①不確実解析結果<br>②感度解析結果 | ①格納容器破損頻度の不確実さの幅を評価するため，不確実さ解析を実施した。その結果，格納容器破損モード別の点推定値は不確実さ分布内にあり，点推定値と不確実さ解析結果の傾向に大きな差がないことを確認した。<br>（「4.1.1.7 不確実さ解析及び感度解析 (1)不確実解析」）<br>②Ｍａｒｋ－Ⅱ型格納容器の特徴を把握するための感度解析を実施し，その結果をとりまとめた。<br>（「4.1.1.7 不確実さ解析及び感度解析 (2)感度解析」） |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

# 比較表

## 柏崎　６／７号（2017 年２月 15 日版）

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年９月 原子力規制庁）」への柏崎刈羽原子力発電所６号及び７号炉の PRA の対応状況

| 「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年９月 原子力規制庁）」の記載内容 | 柏崎刈羽６号及び７号炉の対応状況 |
|---|---|
| ① 不確実さ解析結果<br><br>② 感度解析結果 | ①PRA 結果の活用目的である格納容器破損モード等の選定に係る格納容器破損頻度の寄与割合の確認に際しての参考として，不確実さ解析を実施した。(4.1.1.g ① 不確実さ解析)<br>②格納容器破損頻度を解析するモデル上の仮定について，結果への影響を把握するため，感度解析を実施した。(4.1.1.g ② 感度解析) |
| ４．２ 外部事象（地震）<br>ａ．プラントの構成・特性<br>① 対象プラントに関する説明<br>●機器・系統配置、形状・設備容量、事故への対処操作、燃料及びデブリの移動経路など<br>●ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果<br>② 地震により格納容器破損に至る事故シナリオ<br>●格納容器損傷及びその波及的影響のシナリオの分析・選定とスクリーニングの説明<br>●事故シナリオと起因事象の分析結果<br>●建物・機器リストの作成結果 | 地震レベル 1.5PRA については，以下の理由により実施は困難な段階である。<br>・学会標準に一部手順が示されているのみであり，標準的な PRA 手法が確立されていない。<br>・原子炉格納容器や原子炉建屋等が地震動によって直接損傷することが考えられるが，これらの損傷評価に関して，現時点では損傷箇所，損傷モード等を詳細に評価する知見がないことから，地震レベル 1.5PRA の実施に向けた検討を始めたところである。<br>なお，炉心損傷後の格納容器内の物理化学現象の進展は，地震及び津波等の外部事象起因であっても内部事象と同等と考えられ，格納容器破損モードは内部事象と同等と考えている。 |
| ｂ．地震ハザード<br>① 地震ハザード評価の方法<br>●新規制基準（地震、津波）にて策定された基準地震動の超過確率の算出に用いた地震ハザード評価に用いた手法<br>② 地震ハザード評価に当たっての主要な仮定<br>●震源モデル、地震動伝播モデルの設定と各モデルの設定根拠及び不確実さ要因の分析結果の説明<br>●不確実さ要因の分析結果に基づいて作成したロジックツリーの明示とロジックツリーの各分岐において設定した重みの根拠の説明<br>③ 地震ハザード評価結果<br>●作成したロジックツリーを用いた地震ハザード曲線群の算出と、地震ハザード曲線群から求めた信頼度別ハザード曲線や平均ハザード曲線の説明<br>●地震ハザード評価結果に基づくフラジリティ評価用地震動の作成方法の説明 | 同上 |
| ｃ．建屋・機器のフラジリティ<br>① 評価対象と損傷モードの設定<br>② フラジリティの評価方法の選択<br>③ フラジリティ評価上の主要な仮定（不確実さの設定、応答係数等）<br>④ フラジリティ評価における耐力情報<br>●評価部位、損傷モード及びその耐力値と確率分布<br>●評価部位の材料と温度【構造損傷の場合】<br>●機能限界値の諸元【機能損傷の場合】<br>⑤ フラジリティ評価における応答情報<br>●評価部位、損傷モード及びその応答値と確率分布<br>●基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答とその他の荷重条件による評価部位の応答の内 | 同上 |

## 東二

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年９月　原子力規制庁）」への東海第二発電所のＰＲＡの対応状況について

| ＰＲＡの説明における参照事項（原子力規制庁　平成 25 年９月）の記載内容 | 東海第二発電所の対応状況 |
|---|---|
| ４．２ 外部事象（地震）<br>ａ．プラントの構成・特性<br>①対象プラントに関する説明<br>●機器・系統配置，形状・設備容量，事故への対処操作，燃料及びデブリの移動経路など<br>●ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果<br>②地震により格納容器破損に至る事故シナリオ<br>●格納容器損傷及びその波及的影響のシナリオの分析・選定とスクリーニングの説明<br>●事故シナリオと起因事象の分析結果<br>●建物・機器リストの作成結果 | 地震レベル１．５ＰＲＡについては学会標準に一部手順が示されているのみであり，標準的なＰＲＡ手法が確立されていないことから，実施していない。なお，格納容器や原子炉建屋等が地震動によって直接損傷する格納容器破損モードが考えられるが，それ以外の事故シーケンスについては，内部事象と同様の格納容器破損モードが考えられる。 |
| ｂ．地震ハザード<br>①地震ハザード評価の方法<br>●新規制基準（地震，津波）にて策定された基準地震動の超過確率の算出に用いた地震ハザード評価に用いた手法<br>②地震ハザード評価に当たっての主要な仮定<br>●震源モデル，地震動伝播モデルの設定と各モデルの設定根拠及び不確実さ要因の分析結果の説明<br>●不確実さ要因の分析結果に基づいて作成したロジックツリーの明示とロジックツリーの各分岐において設定した重みの根拠の説明<br>③地震ハザード評価結果<br>●作成したロジックツリーを用いた地震ハザード曲線群の算出と，地震ハザード曲線群から求めた信頼度別ハザード曲線や平均ハザード曲線の説明<br>●地震ハザード評価結果に基づくフラジリティ評価用地震動の作成方法の説明 | － |

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年９月　原子力規制庁）」への東海第二発電所のＰＲＡの対応状況について

| ＰＲＡの説明における参照事項（原子力規制庁　平成 25 年９月）の記載内容 | 東海第二発電所の対応状況 |
|---|---|
| ｃ．建屋・機器のフラジリティ<br>①評価対象と損傷モードの設定<br>②フラジリティの評価方法の選択<br>③フラジリティ評価上の主要な仮定（不確実さの設定，応答係数等）<br>④フラジリティ評価における耐力情報<br>●評価部位，損傷モード及びその耐力値と確率分布<br>●評価部位の材料と温度【構造損傷の場合】<br>●機能限界値の諸元【機能損傷の場合】<br>⑤フラジリティ評価における応答情報<br>●評価部位，損傷モード及びその応答値と確率分布<br>●基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答とその他の荷重条件による評価部位の応答の内訳【構造損傷の場合】<br>●基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答【機能損傷の場合】<br>●基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答【機能損傷の場合】<br>⑥建物・機器のフラジリティ評価結果 | － |
| ｄ．プラント損傷状態の分類及び発生頻度<br>①プラント損傷状態の一覧<br>●プラント損傷状態の考え方<br>●プラント損傷状態の一覧<br>●レベル１の事故シーケンスに対するプラント損傷状態の分類結果<br>●レベル１結果との関係（レベル１の最終状態と分類が異なる場合）<br>②プラント損傷状態ごとの発生頻度 | － |
| ｅ．格納容器破損モード<br>①格納容器破損モードの一覧と各破損モードに関する説明<br>●格納容器破損モード分類の考え方<br>●格納容器破損モードの一覧<br>●各破損モードに関する説明 | － |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

# 比較表

## 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版）

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への柏崎刈羽原子力発電所６号及び７号炉の PRA の対応状況

| 「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」の記載内容 | 柏崎刈羽６号及び７号炉の対応状況 |
|---|---|
| 訳【構造損傷の場合】<br>●基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答【機能損傷の場合】<br>⑥ 建物・機器のフラジリティ評価結果 | |
| d．プラント損傷状態の分類及び発生頻度<br>① プラント損傷状態の一覧<br>●プラント損傷状態の考え方<br>●プラント損傷状態の一覧<br>●レベル１の事故シーケンスに対するプラント損傷状態の分類結果<br>●レベル１結果との関係（レベル１の最終状態と分類が異なる場合）<br>② プラント損傷状態ごとの発生頻度 | 同上 |
| e．格納容器破損モード<br>① 格納容器破損モードの一覧と各破損モードに関する説明<br>●格納容器破損モード分類の考え方<br>●格納容器破損モードの一覧<br>●各破損モードに関する説明 | 同上 |
| f．事故シーケンス<br>① 格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス<br>●格納容器イベントツリー構築の考え方<br>●格納容器イベントツリー構築のプロセスの説明<br>② 格納容器イベントツリー<br>●格納容器イベントツリーを構築するに当たって検討した、重要な物理化学現象、対処設備の作動・不作動（レベル１との整合性を含む）、運転員操作、ヘディング間の従属性<br>●格納容器イベントツリーの最終状態への健全な場合も含めた格納容器破損モードの割り付け | 同上 |
| g．事故進展解析<br>① 解析対象とした事故シーケンスと対象事故シーケンスの説明<br>●事故シーケンス選定の考え方<br>●選定した事故シーケンスと説明<br>●事故進展解析の解析条件<br>●有効性評価の対象シーケンスとして選定した場合はその選定理由<br>② 事故シーケンスの解析結果 | 同上 |
| h．格納容器破損頻度<br>① 格納容器破損頻度の評価方法<br>② 格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率<br>●分岐確率の算出方法<br>●使用した分岐確率<br>③ 格納容器破損頻度の評価結果 | 同上 |

## 東二

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月　原子力規制庁）」への東海第二発電所のＰＲＡの対応状況について

| ＰＲＡの説明における参照事項（原子力規制庁　平成 25 年 9 月）の記載内容 | 東海第二発電所の対応状況 |
|---|---|
| f．事故シーケンス<br>①格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス<br>●格納容器イベントツリー構築の考え方<br>●格納容器イベントツリー構築のプロセスの説明<br>②格納容器イベントツリー<br>●格納容器イベントツリーを構築するに当たって検討した，重要な物理化学現象，対処設備の作動・不作動（レベル１との整合性を含む），運転員操作，ヘディング間の従属性<br>●格納容器イベントツリー<br>●格納容器イベントツリーの最終状態への健全な場合も含めた格納容器破損モードの割り付け | － |
| g．事故進展解析<br>①解析対象とした事故シーケンスと対象事故シーケンスの説明<br>●事故シーケンス選定の考え方<br>●選定した事故シーケンスと説明<br>●事故進展解析の解析条件<br>●有効性評価の対象シーケンスとして選定した場合はその選定理由<br>②事故シーケンスの解析結果 | － |
| h．格納容器破損頻度<br>①格納容器破損頻度の評価方法<br>②格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率<br>●分岐確率の算出方法<br>●使用した分岐確率<br>③格納容器破損頻度の評価結果<br>●全格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析<br>●起因事象別格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析<br>●破損モード別格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析 | － |
| i．不確実さ解析及び感度解析<br>①不確実解析結果<br>②感度解析結果 | － |

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）
緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

# 比較表

## 柏崎　６／７号（2017 年 2 月 15 日版）

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への柏崎刈羽原子力発電所６号及び７号炉の PRA の対応状況

| 「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」の記載内容 | 柏崎刈羽６号及び７号炉の対応状況 |
|---|---|
| ●全格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析<br>●起因事象別格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析<br>●破損モード別格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析 | |
| i．不確実さ解析及び感度解析<br>① 不確実さ解析結果<br>② 感度解析結果 | 同上 |
| 5．その他<br>a．専門家判断<br>① 専門家判断を用いた事項と専門家判断の結果<br>② 専門家判断の導出のプロセス | ①評価上の仮定及び計算が適切になっているかどうかを判断する場合，専門家判断を実施した。<br>②関連する分野に深い知識や経験を有するものを選任し，専門家判断を実施した。 |
| b．ピアレビュー<br>① ピアレビューチーム及びメンバー構成<br>●海外の専門家も含めたメンバーであること<br>② ピアレビューの手順<br>③ ピアレビューの結果<br>④ ピアレビュー結果のＰＲＡへの反映状況 | ①レビューアーの選定にあたっては，専門性，経験，独立性及び公正性の４つの要素を考慮して選定した。<br>●今回実施したレビュー方法を含め，PRA 全般を俯瞰した上での改善事項を抽出するため，PRA について経験豊富な海外レビューアーを招聘し，米国での PRA 実施状況との比較に基づく助言を得ることとした。<br>②オンサイトレビューを効率的かつ効果的に実施するため，オンサイトレビュー前に，各レビューアーに PRA の概要説明資料を提出した。これに基づき，各レビューアーによる全体の内容把握及びオンサイトレビューにおいて重点的に内容を確認する項目の抽出・整理が実施された。レビューに際しては，適宜 PRA 実施者とレビューアーとの質疑応答を行い，評価の詳細や具体的な課題を共有した。<br>③学会標準への不適合や評価手法に問題があるとされる「指摘事項」は０件であり，今回実施した PRA の結果に影響を及ぼすと考えられる様な技術的な問題点は無いことが確認された。また，システム解析及び文書化に関して良好事例が挙げられた。<br>④人間信頼性解析については，人的過誤確率の算出方法に関する推奨事項が抽出されたため，PRA の見直しを実施した。その他，今後の PRA の品質向上に向けた推奨事項については精査の上，PRA の品質向上に資すると考えられるものについては反映していく。 |
| c．品質保証<br>① ＰＲＡを実施するに当たって行った品質保証活動<br>●ＰＲＡの実施体制<br>●更新、記録管理体制 | ①品質保証活動に基づく社内基準に従って PRA を実施した。<br>●実施に当たっては PRA を含む関連分野に深い知識，経験を有する者を選定した。また，解析をメーカー委託する場合は社内基準に基づき適切に実施している。<br>●文書化，記録等の管理体制及び管理方法は社内基準に従って適切に行っている。 |

## 東二

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成 25 年 9 月　原子力規制庁）」への東海第二発電所のＰＲＡの対応状況について

| ＰＲＡの説明における参照事項（原子力規制庁　平成 25 年 9 月）の記載内容 | 東海第二発電所の対応状況 |
|---|---|
| 5．その他<br>a．専門家判断<br>①専門家判断を用いた事項と専門家判断の結果<br>②専門家判断の導出のプロセス | ①評価上の仮定及び計算が適切かどうかを判断する場合，専門家判断を実施した。<br>②関連する分野に深い知識や経験を有するものを選任し，専門家判断を実施した。 |
| b．ピアレビュー<br>①ピアレビューチーム及びメンバー構成<br>●海外の専門家も含めたメンバーであること<br>②ピアレビューの手順<br>③ピアレビューの結果<br>④ピアレビュー結果のＰＲＡ への反映状況 | ①レビューアの選定に当たっては，専門性，経験，独立性及び公正性の４つの要素を考慮して選定している。<br>・今回実施したレビュー実施方法を含め，ＰＲＡ全般を俯瞰した視点から改善事項を抽出する観点でＰＲＡの経験豊富な海外レビューアを招聘し，米国でのＰＲＡ実施状況との比較に基づく助言を得ることとした。<br>②オンサイトレビューを効率的・効果的に実施するために，各レビューアに事前にＰＲＡの概要資料を提出し，全体の内容把握及びオンサイトレビューにおいて重点的に内容を確認する項目の抽出・整理する期間を設けた。オンサイトレビューに際しては，適宜ＰＲＡ実施者と質疑応答を行い，具体的な内容・課題を共有しながら進めた。<br>③学会標準への不適合や評価手法に問題があるとされる「指摘事項」は０件であり，今回実施したＰＲＡの評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題点がないことが確認された。<br>④ＰＲＡの更なる品質向上に資すると考えられる「推奨事項」として 12 件のコメントを受理しており，評価手法の見直し等を含めて今後の対応を検討する。 |
| c．品質保証<br>①ＰＲＡ を実施するに当たって行った品質保証活動<br>●ＰＲＡ の実施体制<br>●更新，記録管理体制 | ①品質保証活動に基づく社内基準に従ってＰＲＡを実施した。<br>・ＰＲＡの実施に当たっては，必要な力量を有する者を選定し，品質保証上必要となる体制を整備した上で実施した。<br>・文書化，記録等の管理体制及び管理方法は社内基準に従って適切に実施した。 |