

6. 必要な要員及び資源の評価

6.1 必要な要員及び資源の評価条件

(1) 要員の評価条件

- a. 各事故シーケンスにおける要員については、保守的に6号及び7号炉同時の重大事故等対策時において対応可能であるか評価を行う。
- b. 参集要員に期待しない事故シーケンスにおいては、中央制御室の当直長、当直副長、運転員及び発電所構内に常駐している緊急時対策要員により、必要な作業対応が可能であることを評価する。

また、参集要員に期待する事故シーケンスにおいて、事象発生10時間までは、中央制御室の運転員及び発電所構内に常駐している緊急時対策要員のみにより必要な作業対応が可能であること、さらに事象発生10時間以降は発電所構外から招集される参集要員についても考慮して、必要な作業対応が可能であることを評価する。なお、発電所構外から招集される参集要員については、実際の運用では集まり次第、作業対応が可能であるが、評価上は事象発生10時間以前の参集要員による作業対応は見込まないものとする。

- c. 可搬型設備操作において、可搬型設備を事象発生から12時間までは機能に期待しないと仮定するため、その使用開始を12時間後として要員を評価する。

(2) 資源の評価条件

a. 全般

- (a) 重大事故等対策の有効性評価において、通常系統からの給水及び給電が不可能となる事象についての水源、燃料及び電源に関する評価を実施する。また、前提として、有効性評価の条件（各重要事故シーケンス等特有の解析条件又は評価条件）を考慮する。

- (b) 水源、燃料及び電源に関する評価において、淡水貯水池、**ガスタービン発電機用燃料タンク**及び常設代替交流電源設備は、6号及び7号炉で共用していることから、その合計の消費量を評価する。

b. 水源

- (a) 炉心及び原子炉格納容器への注水において、水源となる復水貯蔵槽の保有水量（約1,700m³：有効水量）が、淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプを用いた水の移送を開始するまでに枯渇しないことを評価する。

- (b) 復水貯蔵槽については、淡水貯水池からの水の移送について、可搬型代替注水ポンプを用いて必要注水量以上が補給可能であることを評価する。

- (c) 使用済燃料プールへの注水において水源となる防火水槽については、淡水貯水池からの水の移送について、可搬型代替注水ポンプを用いて必要注水量以上が補給

可能であることを評価する。

- (d) 水源の評価については、事象進展が早い重要事故シーケンスが水源（必要水量）として、厳しい評価となることから、重要事故シーケンス等々を評価し成立性を確認する事で、他の事故シーケンスグループ等も包絡されることを確認する。

c. 燃料

- (a) 常設代替交流電源設備、代替原子炉補機冷却設備専用の電源車、復水貯蔵槽給水用可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）、使用済燃料プール注水用可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）、非常用ディーゼル発電機、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機のうち、事故シーケンスグループ等における事故収束に必要な設備を考慮して消費する燃料（軽油）が備蓄している軽油量にて7日間の運転継続が可能であることを評価する。

- (b) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定しない事故シーケンスについては、非常用ディーゼル発電機からの給電による燃料消費量の評価を行う。また、外部電源喪失を想定しない場合においても、仮に外部電源が喪失し非常用ディーゼル発電機から給電することを想定し、燃料消費量の確認を行う。

この場合、燃料（軽油）の備蓄量として、軽油タンク（約1,020kL、2基（6号及び7号炉それぞれ1基））の容量を考慮する。

- (c) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定する事故シーケンスについては、常設代替交流電源設備からの給電による燃料消費量の評価を行う。この場合、燃料（軽油）の備蓄量として、軽油タンク（約1,020kL、2基（6号及び7号炉それぞれ1基））とガスタービン発電機用燃料タンク（約50kL、4基（6号及び7号炉共用））の合計容量約2,240kLを考慮する。

- (d) 常設代替交流電源設備は、1台で6号及び7号炉の事故収束に必要な負荷への給電が可能であるが、保守的に3台分の燃料消費量で評価を行う。

- (e) 燃料消費量の計算においては、電源設備等が保守的に事象発生直後から最大負荷で連続運転することを想定し算出する。

d. 電源

- (a) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定する事故シーケンスにおいては常設代替交流電源設備により、有効性評価において考慮する設備に電源供給を行い、その最大負荷が常設代替交流電源設備の連続定格容量（約2,950kW）未満となることを評価する。

- (b) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定しない事故シーケンスにおいては、非常用ディーゼル発電機からの給電を考慮し、また、外部電源喪失を想定しない事故シーケンスにおいても、保守的に外部電源が喪失するものとして、非常用ディー

ゼル発電機から給電するものとして評価する。

- (c) 各事故シーケンスにおける対策に必要な設備は、重要事故シーケンス等の対策設備に包絡されるため、重要事故シーケンス等を実評価し成立性を確認する事で、事故シーケンスグループ等も包絡されることを確認する。

6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果

(1) 必要な要員の評価結果

各事故シーケンスグループにおいて、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時に必要な操作項目、必要な要員数及び移動時間を含めた各操作の所要時間について確認した。

6号及び7号炉の両号炉において、原子炉運転中を想定する。原子炉運転中に必要な要員数が最も多い事故シーケンスグループ等は、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）のうち、事故収束に代替循環冷却を使用する場合（3.1.2）」であり、事象発生後10時間に必要な要員は30名である。必要な作業対応及び有効性評価においては考慮しないが実際に重大事故等の発生時に実施する操作をあわせても、中央制御室の運転員18名、発電所構内に常駐している緊急時対策要員44名及び自衛消防隊10名の初動体制の要員72名で対処可能である。これらの要員数を時間外、休日（夜間）においても確保可能である。また、事象発生10時間以降に追加に必要な要員数は36名であり、参集要員（106名）により確保可能である。

また、6号及び7号炉の両号炉において、原子炉運転停止中を想定する。原子炉運転停止中に必要な要員数が最も多い事故シーケンスグループ等は、「5.2 全交流動力電源喪失」の事象であり、事象発生後10時間に必要な要員は18名である。必要な作業対応は、中央制御室の運転員10名、発電所構内に常駐している緊急時対策要員44名及び自衛消防隊10名の初動体制の要員64名で対処可能である。これらの要員数を時間外、休日（夜間）においても確保可能である。なお、事象発生10時間以降に追加に必要な要員数は26名であり、参集要員（106名）により確保可能である。

また、使用済燃料プールに燃料が取り出されている期間において、必要な要員が最も多い事故シーケンスグループ等は、「4.2 想定事故2」であり、必要な要員は22名である。必要な作業対応は、中央制御室の運転員10名、発電所構内に常駐している緊急時対策要員44名及び自衛消防隊10名の初動体制の要員64名で対処可能である。これらの要員数を時間外、休日（夜間）においても確保可能である。

なお、各事故シーケンスグループにおいては6号及び7号炉が共に原子炉運転中、又は原子炉運転停止中を想定しているが、片号炉において原子炉運転中、もう片号炉においては、原子炉運転停止中を想定する。ここで、片方の号炉で原子炉運転中の必要な要員数が最も多い「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）のうち、事故収束に代替循環冷却を使用する場合（3.1.2）」を、もう他方の号炉で原子炉運転停止中の必要な要員数が最も多い「4.2 想定事故2」を想定すると、事象発生後10

時間に必要な要員は 27 名である。必要な作業対応は、中央制御室の運転員 14 名、発電所構内に常駐している緊急時対策要員 44 名及び自衛消防隊 10 名の初動体制の要員 68 名で対処可能である。これらの要員数を時間外、休日（夜間）においても確保可能である。また、事象発生 10 時間以降に追加で必要な要員数は 18 名であり、参集要員（106 名）により確保可能である。

（添付資料 6.1.1, 6.2.1, 6.2.2）

6.3 重大事故等対策時に必要な水源、燃料及び電源の評価結果

事象発生後 7 日間は、外部からの支援がない場合においても、必要量以上の水源、燃料及び電源の供給が可能である。

(1) 水源の評価結果

a. 原子炉及び原子炉格納容器への注水

原子炉及び原子炉格納容器への注水における水源評価において、最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）のうち、事故収束に代替循環冷却を使用しない場合（3.1.3）」である。

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系による代替格納容器スプレイにおいて、6 号及び 7 号炉それぞれで約 7,300m³の水が必要であり、同時被災を考慮すると合計約 14,600m³の水が必要となる。

水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m³、淡水貯水池に約 18,000m³の水を保有しており、事象発生 12 時間以降に淡水貯水池から復水貯蔵槽へ水の移送を行うことで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく、復水貯蔵槽を水源とした 7 日間の注水継続が可能である。

b. 使用済燃料プールへの注水

使用済燃料プールへの注水における水源評価において、最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「4.2 想定事故 2」である。

可搬型代替注水ポンプによる使用済燃料プール注水において、6 号及び 7 号炉のそれぞれで約 3,300m³の水が必要であり、同時被災を考慮すると合計約 6,600m³の水が必要となる。

水源として、淡水貯水池に約 18,000m³の水を保有しており、事象発生 12 時間以降に淡水貯水池から防火水槽へ水の移送を行うことで、防火水槽を枯渇させることなく、防火水槽を水源とした 7 日間の注水継続が可能である。

（添付資料 6.3.1）

(2) 燃料の評価結果

a. 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮しない場合

全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮しない場合の燃料評価において、最も燃料の消費量が厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」、「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」、「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」である。

非常用ディーゼル発電機による電源供給については、保守的に事象発生直後から最大負荷で3台の運転を想定すると、7日間の運転継続に約751kLの軽油が必要となる。復水貯蔵槽給水用可搬型代替注水ポンプ（A-2級）又は使用済燃料プール注水用可搬型代替注水ポンプ（A-2級）については、保守的に事象発生直後から最大負荷で4台（6号及び7号炉それぞれ2台）の運転を想定すると、7日間の運転継続に14kL（号炉あたり約7kL）の軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却設備専用の電源車については、保守的に事象発生直後から最大負荷で4台（6号及び7号炉それぞれ2台）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約74kL（号炉あたり約37kL）の軽油が必要となる。

7日間の運転継続に必要な軽油は、これらを合計して6号及び7号炉それぞれで約795kLとなり、同時被災を考慮すると合計約1,590kLの軽油が必要となる。

さらに、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機については、事象発生直後から7日間の運転継続に約79kLの軽油が必要となる。

よって、6号及び7号炉の事故対応に必要な軽油は、合計約1,669kLとなる。

6号及び7号炉のそれぞれの軽油タンクにて備蓄している軽油量の合計は約2,040kL（号炉あたり約1,020kL）であり、必要量の軽油を供給可能である。

b. 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮した場合

全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮した場合の燃料評価において、最も燃料の消費量が厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「2.3.1 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）」、「2.3.2 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+RCIC失敗」、「2.3.3 全交流電源喪失+直流電源喪失」、「2.3.4 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗」、「2.4.1 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）のうち、事故収束に代替循環冷却を使用する場合（3.1.2）」及び「3.4 水素燃焼」である。

常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後から最大負荷で3台の運転を想定すると、7日間の運転継続に6号及び7号炉において合計約860kLの軽油が必要となる。可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後から最大負荷で4台（6号及び7号炉それぞれ2台）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約14kL（号炉あたり約7kL）の軽油が必要

となる。また、代替原子炉補機冷却設備専用の電源車については、保守的に事象発生直後から最大負荷で4台（6号及び7号炉それぞれ2台）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約74kL（号炉あたり約37kL）の軽油が必要となる。

7日間の運転継続に必要な軽油は、これらを合計して6号及び7号炉において約948kLとなる。

さらに、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機については、事象発生直後から7日間の運転継続に約79kLの軽油が必要となる。

よって、6号及び7号炉の事故対応に必要な軽油は、合計約1,027kLとなる。

6号及び7号炉それぞれの軽油タンク並びにガスタービン発電機用燃料タンクにて備蓄している軽油量の合計は約2,240kLであり、必要量の軽油を供給可能である。

（添付資料6.3.1）

(3) 電源の評価結果

電源評価において、最も負荷が厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「2.3.1 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）」、「2.3.2 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+RCIC失敗」、「2.3.3 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+直流電源喪失」、「2.3.4 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗」及び「2.4.1 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」である。

常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として、6号及び7号炉において合計約2,379kW（6号炉：約1,181kW、7号炉：約1,198kW）必要となるが、常設代替交流電源設備の連続定格容量である2,950kW未満であることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

なお、直流電源については外部電源喪失時においても、非常用ディーゼル発電機又は常設代替交流電源設備により交流電源を充電器盤に供給することで継続的な直流電源の供給が可能である。なお、事故シーケンスグループ「2.3 全交流動力電源喪失」においては、交流電源が事象発生後24時間復旧しない場合を想定しており、この場合でも直流電源負荷の制限及び常設代替直流電源への切替えの実施により、事象発生後24時間の連続した直流電源の供給が可能である。

（添付資料6.3.1）

他号炉との同時被災時における必要な要員及び資源について

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉運転中に重大事故等が発生した場合、他号炉、6 号及び 7 号炉の使用済燃料プールについても重大事故等が発生すると想定し、それらの対応を含めた同時被災時に必要な要員、資源について整理する。

現在、1～5 号炉は停止状態にあり、各プラントに保有する燃料からの崩壊熱の継続的な除去が必要である。そのため、他号炉を含めた同時被災が発生すると、他号炉への対応が必要となり、6 号及び 7 号炉への対応に必要な要員及び資源の十分性に影響を与えるおそれがある。また、必要な要員及び資源が十分であっても、同時被災による他号炉の状態により、6 号及び 7 号炉への対応が阻害されるおそれもある。

以上を踏まえ、他号炉を含めた同時被災時に必要な要員及び資源の十分性を確認するとともに、他号炉における高線量場の発生を前提として 6 号及び 7 号炉への対応の成立性を確認する。

また、6 号及び 7 号炉の使用済燃料プールを含めた事故対応においても当該号炉の資源が十分であることを併せて確認する。

1. 同時被災時に必要な要員及び資源の十分性

(1) 想定する重大事故等

福島第一原子力発電所の事故及び共通要因による複数炉の重大事故等の発生の可能性を考慮し、柏崎刈羽原子力発電所 1～7 号炉について、全交流動力電源喪失及び使用済燃料プールでのスロッシングの発生を想定する。

また、不測の事態を想定し、1～5 号炉のうち、いずれか 1 つの号炉において事象発生直後に内部火災が発生していることを想定する。なお、水源評価に際してはすべての号炉における消火活動による水の消費を考慮する。

6 号及び 7 号炉について、有効性評価の各シナリオの内、必要な要員及び資源（水源、燃料及び電源）毎に最も厳しいシナリオを想定する。

表 1 に想定する各号炉の状態を示す。上記に対して、7 日間の対応に必要な要員、必要な資源、6 号及び 7 号炉の対応への影響を確認する。

(2) 必要となる対応操作、必要な要員及び資源の整理

「(1) 想定する重大事故等」にて必要となる対応操作、必要な要員、7 日間の対応に必要な資源について、表 2 及び図 1 のとおり整理する。

(3) 評価結果

1～5号炉にて「(1)想定する重大事故等」が発生した場合の必要な要員及び必要な資源についての評価結果を以下に示す。

(a) 必要な要員の評価

重大事故等発生時に必要な1～5号炉、6号及び7号炉の使用済燃料プールの対応操作については、各号炉の中央制御室に常駐している運転員、自衛消防隊、緊急時対策要員、10時間以降の発電所外からの参集要員にて対応可能である。

(b) 必要な資源の評価

a. 水源

6号及び7号炉において、水源の使用量が最も多い「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」を想定すると、炉心注水及び格納容器スプレイの実施のため、7日間で号炉あたり約7,300m³の水が必要となる（6号及び7号炉で約14,600m³）。また、表3に示すとおり、6号及び7号炉における使用済燃料プールへの注水量（通常水位までの回復、水位維持）は、7日間の対応を考慮すると、約2,551m³の水が必要となる（6号及び7号炉で合計約17,151m³）。

6号及び7号炉における水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有しているため、原子炉及び使用済燃料プールの対応に必要な水源は確保可能である（6号及び7号炉で合計約21,400m³）。

1～5号炉において、スロッシングによる水位低下の発生後に、遮蔽に必要な高さまで水位を回復させ、蒸発による水位低下を防止するための必要な水量は7日間の対応を考慮すると、約6,048m³となる。

1～5号炉における水源として、表3に示す各必要な水量を各号炉の復水貯蔵槽、ろ過水タンク、純水タンク及びサプレッション・チェンバのプールにて確保する運用であることから、6号及び7号炉における水源を用いなくても1～5号炉の7日間の対応が可能である（1～5号炉で合計約6,048m³）。

内部火災に対する消火活動に必要な水源は約180m³であり、各防火水槽及びろ過水タンクに各必要な水量が確保されるため、6号及び7号炉における水源を用いなくても7日間の対応が可能である。

なお、1～5号炉においても、使用済燃料プール水がサイフォン効果により流出する場合に備え、6号及び7号炉と同様のサイフォンブレイク孔を設け、サイフォン現象による使用済燃料プール水の流出を停止することが可能な設計としている。

また、スロッシングによる水位低下により、線量率が上昇しオペレーティングフロアでの使用済燃料プールへの注水操作が困難になる場合に備え、消火系、ガスタービン発電機又は電源車により給電した残留熱除去系、復水補給水系、燃料プール補給水系等、当該現場作業を必要としない注水手段を確保している。さらに、あらかじめ注水用ホースを設置することで、原子炉建屋最上階下での注水操作が可能な設計としている。

注水及び給電に用いる設備の台数と共用の関係は表4に示すとおりである。空冷

式ガスタービン発電機は発電所全体として3台保有しており、6号及び7号炉での重大事故等の対応に必要な台数は1台であるため、予備機を1～5号炉での対応で使用することも可能である。また、電源車を用いることで復水補給水系、燃料プール補給水系等への給電も実施可能である。

※：使用済燃料プール（原子炉ウエル及びD/Sピットを含む）の通常水位までの回復を想定した場合、1～5号炉においては、内部火災に対する消火活動に必要な水源と合わせ、合計約12,706m³の水が必要となる（1～7号炉で合計約15,257m³）。

したがって、使用済燃料プールの通常水位までの回復を想定すると、1～7号炉にて合計約29,857m³の水が必要であるが、6号及び7号炉の復水貯蔵槽及び淡水貯水池における保有水は約21,400m³であり、1～5号炉の各号炉の復水貯蔵槽、ろ過水タンク、純水タンク、サプレッション・チェンバのプール及び防火水槽の最低限確保される保有水量は約6,228m³である（合計約27,628m³）。これらの合計量は、6号及び7号炉及び内部火災（7日間で5箇所）への対応を実施したうえで、1～5号炉の使用済燃料プール（原子炉ウエル及びD/Sピットを含む）の水位を通常水位ー約1mまで回復させ、その後、7日間の水位維持を可能となる水量である。7日以降については十分時間余裕があるため、外部からの水源供給や支援などにも期待できることから、1～5号炉の使用済燃料プールの水位を通常水位まで回復させることが可能である。

b. 燃料（軽油）

6号及び7号炉において、軽油の使用量が最も多い「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」を想定すると、非常用ディーゼル発電機（3台）の7日間の運転継続に号炉あたり約751kL[※]、復水貯蔵槽補給用可搬型代替注水ポンプ（2台）の7日間の運転継続に号炉あたり約7kL[※]、代替原子炉補機冷却系専用の電源車（2台）の7日間の運転継続に号炉あたり約37kL[※]、使用済燃料プール代替注水系（可搬型）の可搬型代替注水ポンプ（6号及び7号炉で2台）の7日間の運転継続に約7kL[※]が必要となる。加えて、免震重要棟ガスタービン発電機及びモニタリングポスト用仮設発電機（3台）の7日間運転継続は約79kL[※]の軽油が必要となる（6号及び7号炉での事故対応、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機にて使用する軽油：合計約1676kL）。

6号及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020kL（6号及び7号炉合計 約2,040kL）の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、6号及び7号炉の原子炉及び使用済燃料プールの事故対応、緊急時対策所への電源供給及びモニタリング・ポストへの電源供給について、7日間の対応は可能である。

1～5号炉の使用済燃料プールの注水設備への電源供給に使用する軽油の使用量として、保守的に全出力で非常用ディーゼル発電機（2台）が起動した場合を想定しており（「(1)想定する重大事故等」では常設代替交流電源設備及び可搬型代替注水ポ

ンプの軽油を上回る保守的な想定)、7日間で号炉あたりの必要な軽油は約632kLとなる(1~5号炉で合計約3,160kL)。なお、1~5号炉における使用済燃料プールへの注水と、火災が発生した号炉での消火活動に対して、可搬型代替注水ポンプ(注水と消火でそれぞれ1台)の7日間の運転継続を仮定すると約20kL*が必要となる。

1~5号炉の各軽油タンクにて約632kL(1~5号炉合計約3,160kL)の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、1~5号炉の使用済燃料プールの注水及び火災が発生した号炉での消火活動について、6号及び7号炉における軽油を用いなくても7日間の対応は可能である。

※: 保守的に事象発生直後から運転を想定し、燃費は最大負荷時を想定。

c. 電源

常設代替交流電源設備、電源車等による電源供給により、重大事故等の対応に必要な負荷(計器類)に電源供給が可能である。なお、常設代替交流電源設備、電源車等による給電ができない場合に備え、デジタルレコーダ接続等の手順を用意している。

(4) 柏崎刈羽6号及び7号炉の重大事故時対応への影響について

「(3)評価結果」に示すとおり、重大事故発生時に必要となる対応操作は、各号炉の中央制御室に常駐している運転員、自衛消防隊、緊急時対策要員及び10時間以降の発電所外からの参集要員にて対応可能であることから、6号及び7号炉の重大事故等に対応する要員に影響を与えない。

6号及び7号炉の各資源にて当該号炉の原子炉及び使用済燃料プールにおける7日間の対応が可能であり、また、1~5号炉の各資源にて1~5号炉の使用済燃料プール、内部火災における7日間の対応が可能である。

以上のことから、柏崎刈羽1~5号炉に重大事故等が発生した場合にも、柏崎刈羽6号及び7号炉の重大事故等時対応への影響はない。

表 1 想定する各号炉の状態

項目	6号及び7号炉	1～5号炉
要員	<ul style="list-style-type: none"> ・全交流電源喪失 ・使用済燃料プールでのスロッシング発生 ・「想定事故2（使用済燃料プール漏えい）」※1 ・「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用する場合）」 	<ul style="list-style-type: none"> ・全交流電源喪失※2 ・使用済燃料プールでのスロッシング発生 ・内部火災※3
水源	<ul style="list-style-type: none"> ・全交流電源喪失 ・使用済燃料プールでのスロッシング発生 ・「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用しない場合）」 ・「想定事故2（使用済燃料プール漏えい）」※1 	
燃料	<ul style="list-style-type: none"> ・外部電源喪失※2 ・使用済燃料プールでのスロッシング発生 ・「想定事故2（使用済燃料プール漏えい）」※1 ・「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」 	
電源	<ul style="list-style-type: none"> ・全交流電源喪失 ・使用済燃料プールでのスロッシング発生 ・「想定事故2（使用済燃料プール漏えい）」※1 ・「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）」 	

※1 サイフォン現象による漏えいは、各号炉（1～7号炉）のサイフォン発生防止用の逆止弁及びサイフンブレイク孔により停止される。したがって、この漏えいによる影響はスロッシングによる溢水に包絡されるため、使用済燃料プールからの漏えいは、スロッシングによる漏えいを想定する。

※2 燃料については消費量の観点から非常用ディーゼル発電機の運転継続を想定する。

※3 6号及び7号炉は火災防護措置が強化されることから、1～5号炉での内部火災を想定する。また、1～5号炉で複数の内部火災を想定することが考えられるが、時間差で発生することを想定し、全交流電源喪失及び使用済燃料プールでのスロッシングと同時に発生する内部火災としては1つの号炉とする。ただし、消火活動に必要な水源は、5プラント分の消費を想定する。

表2 同時被災時の1～5号炉，6号及び7号炉の使用済燃料プールの対応操作，必要な要員及び資源

必要となる対応操作	対応操作概要	対応要員	必要な資源
非常用ディーゼル発電機等の現場確認，直流電源の負荷制限	非常用ディーゼル発電機等の現場の状態確認および，直流電源の延命のための負荷制限を実施する	運転員	—
内部火災に対する消火活動	建屋内での火災を想定し，当該火災に対する現場確認・消火活動を実施する	自衛消防隊 (運転員を含む)	○水源 180m ³ (36m ³ /プラント×5プラント) ○燃料 可搬型代替注水ポンプ：約4kL (18L/h×24h×7日×1台) 又は ディーゼル駆動消火ポンプ：約6kL (32L/h×24h×7日×1台)
各注水系による使用済燃料プール（復水補給水系，燃料プール補給水系，消火系，可搬型代替注水ポンプによる使用済燃料プールへの給水）	各注水系による使用済燃料プールへの給水を行い，使用済燃料からの崩壊熱の継続的な除去を行う	運転員及び10時間以降の発電所外からの参集要員	○水源（詳細は表3参照） 1号炉：約324m ³ 2号炉：約1,401m ³ 3号炉：約1,425m ³ 4号炉：約1,366m ³ 5号炉：約1,532m ³ 6号炉：約8,565m ³ 7号炉：約8,586m ³ ※6号及び7号炉については有効性評価「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」で想定している水源も含む ○燃料 1～5号炉 可搬型代替注水ポンプ：約16kL (18L/h×24h×7日×5台) 6号及び7号炉 可搬型代替注水ポンプ：約7kL (18L/h×24h×7日×2台)
常設代替交流電源設備等による給電	常設代替交流電源設備等による給電・受電操作を実施する	緊急時対策要員及び運転員	○燃料 常設代替交流電源設備：約860kL (1,705L/h×24h×7日×3台)
燃料給油作業	常設代替交流電源設備及び可搬型代替注水ポンプに給油を行う	緊急時対策要員	—

表3 各号炉の必要な水量（平成26年10月時点での崩壊熱により計算）

	KK1		KK2		KK3		KK4		KK5		KK6		KK7		
	停止中		停止中		停止中		停止中		停止中		運転中		運転中		
	炉	SFP	炉	SFP	炉	SFP	炉	SFP	炉	SFP	炉	SFP	炉	SFP	
炉心燃料	全燃料取り出し		全燃料取り出し		全燃料取り出し		全燃料取り出し		全燃料取り出し		装荷済		装荷済		
原子炉開放状態	開放（プールゲート開放）		開放（プールゲート開放）		開放（プールゲート開放）		開放（プールゲート開放）		開放（プールゲート開放）		未開放（プールゲート閉）		未開放（プールゲート閉）		
水位	ウェル満水（オーバーフロー水位）		ウェル満水（オーバーフロー水位）		ウェル満水（オーバーフロー水位）		ウェル満水（オーバーフロー水位）		ウェル満水（オーバーフロー水位）		通常運転水位	通常運転水位	通常運転水位	通常運転水位	
想定するプラントの状態	スロッシングによる漏洩+全交流動力電源喪失		スロッシングによる漏洩+全交流動力電源喪失		スロッシングによる漏洩+全交流動力電源喪失		スロッシングによる漏洩+全交流動力電源喪失		スロッシングによる漏洩+全交流動力電源喪失		各重要事故シナシケンスによる	スロッシングによる漏洩+全交流動力電源喪失		スロッシングによる漏洩+全交流動力電源喪失	
スロッシング溢水量 ^{※1} [m ³]	710		710		710		710		710			690		710	
65℃到達までの時間[hour]	38		42		35		45		27			15		15	
100℃到達までの時間[hour]	91		100		85		107		66			36		35	
必要な注水量① ^{※2} [m ³ @168h]	84		52		76		43		119			575		576	
事故発生からTAF到達までの時間[hour]	756		810		706		895		527			198		229	
通常運転水位（オーバーフロー水位）から必要な遮へい水位までの水位差 ^{※2} [m]	3.9		1.7		1.7		1.7		1.7			2.1		2.1	
必要な注水量② ^{※2} [m ³ @168h]	324		1,401		1,425		1,366		1,532			777		796	
必要な注水量③ ^{※2} [m ³ @168h]	2,272		2,530		2,554		2,465		2,705			1,265		1,286	

※1 1～5号炉の溢水量は、6号及び7号炉の評価結果に基づきスロッシングによる溢水量を設定（1～5号炉の使用済燃料プールは6号及び7号炉に比べて保有水量やプール表面積が小さいため溢水量は少なくなると考えられる）。また、必要な注水量は原子炉開放状態（プールゲート開放状態）を考慮して評価。

※2 「必要な注水量①」：蒸発による水位低下防止に必要な注水量。「必要な注水量②」：必要な遮へい水位（原子炉建屋最上階のフロアでの現場の線量率が10mSv/h以下となる水位（遮へい水位の計算に用いた各号炉の線源の強度は保守的な6号及び7号炉の線源強度を参照）まで回復させ、その後の水位維持に必要な注水量（使用済燃料プール、原子炉ウェル及びD/Sピットを考慮）。「必要な注水量③」：通常水位までの回復及びその後の水位維持に必要な注水量（使用済燃料プール、原子炉ウェル及びD/Sピットを考慮）。

表4 1～5号炉の注水及び給電に用いる設備の台数

記載は設置台数であり、()内はその系統のみで注水するのに必要な台数

		1号炉	2号炉	3号炉	4号炉	5号炉	共通	備考
注水設備	残留熱除去系	3 (1)	3 (1)	3 (1)	3 (1)	3 (1)	—	全交流動力電源喪失時は空冷式ガスタービン発電機による給電を実施することで使用可能電源負荷を考慮して、複数の同時運転は実施せず、順次注水操作を実施する
	復水補給水系	3 (1)	3 (1)	3 (1)	3 (1)	3 (1)	—	全交流動力電源喪失時は空冷式ガスタービン発電機又は電源車による給電を実施することで使用可能
	燃料プール補給水系	2 (1)	1 (1)	1 (1)	1 (1)	1 (1)	—	全交流動力電源喪失時は空冷式ガスタービン発電機又は電源車による給電を実施することで使用可能
	消火系 (ディーゼル駆動ポンプ)	1	1号炉と共通	1号炉と共通	1号炉と共通	1	—	1～4号炉は共通の消火ポンプを使用、5～7号炉は共通の消火ポンプを使用。十分時間余裕があるため、1台を用いて、必要な箇所に順次注水を実施していくことが可能
	消防車	—	—	—	—	—	必要な台数に対して十分な台数を保有 (1)	十分時間余裕があるため、1台を用いて、必要な箇所に順次注水を実施していくことが可能
給電設備	空冷式ガスタービン発電機	—	—	—	—	—	3台の内、6号及び7号炉で用いなかったものを使用することも可能	1台(2台予備があり、6号及び7号炉の対応には1台のみで対応可能である)
	電源車	—	—	—	—	—	必要な台数に対して十分な台数を保有 (1)	十分時間余裕があるため、1台を用いて、必要な箇所に順次注水を実施していくことが可能

号機	実施箇所・必要人員数				操作項目	経過時間（時間）										備考	
						1	2	3	8	9	10	11	12	13	14		15
						▼ 事故発生 ▼ 直流電源の負荷制限作業開始 ▼ 常設代替交流電源設備による受電 ▼ 参集要員による作業開始											
「全交流動力電源喪失及び使用済燃料プールのスロッシング」を想定する号炉	2人 A, B	—	—	—	プラント状況判断	10分											
	(1~2人) A, (B) ▼ 隣接プラントの火災時において応援が必要な際は1名となる	—	—	—	プラント監視 (給電不可能な場合等：デジタルレコーダ接続等による計器監視)	適宜実施											
	—	2人 C, D	—	—	非常用ディーゼル発電機の現場確認 直流電源の負荷制限	50分											
	—	—	—	—	非常用ディーゼル発電機 機能回復 (解析上考慮せず)											対応可能な要員により、対応する	
	—	(2人) C, D	—	—	復水補給水系や燃料プール補給水系、消火系によるSFP給水	適宜実施											
	—	(2人) C, D	参集要員にて対応	—	消防車によるSFP給水 (復水補給水系等の給水が不可能な場合)	6,7号炉の作業を優先に適宜実施											
「全交流動力電源喪失及び使用済燃料プールのスロッシング並びに火災発生」を想定する号炉	2~3人 a, b, (c)	—	—	—	プラント状況判断	10分											
	(1人) a	—	—	—	プラント監視 (給電不可能な場合等：デジタルレコーダ接続等による計器監視)	適宜実施											
	(1人)	2人 ^{※2} c, d	—	—	火災現場確認	30分											
	—	(2人) ^{※2} c, d	—	—	自衛消防隊を現場誘導	10分											
	(1人)	(1~2人) c, (d)	—	自衛消防隊にて対応	消火活動	消火活動継続実施											
	—	(2人) 隣接プラントからの応援が必要な際は応援に期待 b, c(又はB)	—	—	非常用ディーゼル発電機の現場確認 直流電源の負荷制限	50分	50分(隣接プラントからの応援が必要な際は応援が到着してから50分)										
	—	—	—	—	非常用ディーゼル発電機 機能回復 (解析上考慮せず)											対応可能な要員により、対応する	
	(1人)	(2人) b, d(又はc, B)	—	—	復水補給水系や燃料プール補給水系、消火系による燃料プール給水	適宜実施											
(1人)	(2人) b, d(又はc, B)	参集要員にて対応	—	消防車による燃料プール給水 (復水補給水系等の給水が不可能な場合)	6,7号炉の作業を優先に適宜実施												
共通	—	(2人) C, D(又はb, c, B)	緊急時対策要員にて対応	—	常設代替交流電源設備による給電・受電	6/7号炉の給電を実施後適宜実施											
	—	—	参集要員にて対応	—	燃料給油作業	適宜実施											

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数
 ※1 当直長を含む人数
 ※2 SA 事象と火災が発生した際の初期消火の体制については平成 28 年 1 月現在のものを示す

なお、6号及び7号炉において原子炉運転中を想定した場合、原子炉側と使用済燃料プール側との重大事故等対応の重畳も考えられるが、運転中に使用済燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いことから(表3参照)、原子炉側の事故対応が収束に向かっている状態での対応となり、緊急時対策要員や参集要員により対応可能である。またプラント状態の監視においても、原子炉側で期待している運転員が併せて使用済燃料プール側を監視できるため、現在の想定する要員での対応が可能である。
 また、時間差で発生する複数の内部火災に対しては、自衛消防隊が火災現場を都度移動することにより、現在の想定する要員での対応が可能である。

図 1 1~5 号炉における各作業と所要時間

2. 他号炉における高線量場発生による6号及び7号炉対応への影響

(1) 想定する高線量場発生

6号及び7号炉への対応に必要となる緊急時対策所機能、及び重大事故等対策への影響を確認する観点から、3号炉又は5号炉において使用済燃料プール内の水による放射線遮へいが喪失し、燃料の露出による高線量場の発生を仮定する。

(2) 6号及び7号炉対応への影響

3号炉又は5号炉において使用済燃料プール内の燃料の露出により、高線量場が発生した場合の6号及び7号炉対応への影響を評価した。

a. 免震重要棟内緊急時対策所及び3号炉原子炉建屋内緊急時対策所における活動への影響

3号炉原子炉建屋内緊急時対策所に最も近い3号炉の使用済燃料プールにおいて、高線量場が発生した場合の、免震重要棟内緊急時対策所及び3号炉原子炉建屋内緊急時対策所での線量率の評価結果を表4に示す。線量率の評価結果から、免震重要棟内緊急時対策所及び3号炉原子炉建屋内緊急時対策所については、7日間の滞在でも被ばく線量はそれぞれ2mSv、0.5mSv程度であり、「実用発電用原子炉に係る重大事故等時の制御室及び緊急時対策所の居住性に係る被ばく評価に関する審査ガイド」に基づき評価した対策要員の実効線量（対策要員の7日間の実効線量：免震重要棟内緊急時対策所にて約86mSv、3号炉原子炉建屋内緊急時対策所にて約33mSv）*を考慮しても重大事故等発生時における活動に影響はない。

※「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に示すように、これらの事故シーケンスにおける6号及び7号炉の格納容器除熱の手段として、格納容器圧力逃がし装置等よりも代替循環冷却を優先して使用する。ただし、免震重要棟内緊急時対策所及び3号炉原子炉建屋内緊急時対策所の対策要員の被ばく評価においては福島第一原子力発電所事故と同等と仮定した事故放射性物質の大気中への放出割合及び炉心内蔵量から大気中への放射性物質放出量を計算している。

b. 屋外作業への影響

6号及び7号炉対応に関する屋外作業としては、3号炉原子炉建屋内緊急時対策所への参集などのアクセスや、6号及び7号炉の重大事故等への対応作業がある。図2～図4に、3号炉又は5号炉で高線量場が発生した場合の線量率の概略分布を示す。

1) 3号炉原子炉建屋内緊急時対策所への参集・作業への影響

3号炉原子炉建屋内緊急時対策所については、免震重要棟内緊急時対策所からの移動は最短で15分であり、移動中の線量率と移動時間をそれぞれ15mSv/h、1時間と

仮定しても被ばく線量は 15mSv となる。したがって、重大事故等発生時における活動が可能である。

2) 6号及び7号炉の重大事故等への対応作業への影響

図4に示すように、6号及び7号炉の重大事故等への対応作業のうち、比較的時間を要する操作として代替原子炉補機冷却系の準備操作（資機材配置及びホース布設、起動及び系統水張り）が想定されるが、5号炉の使用済燃料プールに近い6号炉での当該操作場所での線量率は、図4に示す線量率を内挿すると約7mSv/hとなる。当該操作の想定操作時間は10時間又は11時間であること、及びこの想定操作時間には当該操作場所への移動時間が含まれていること、あるいは参集要員による操作要員の交代も可能であることから、重大事故等発生時における活動が可能である。

表4 線量率評価結果※（緊急時対策所及び3号炉原子炉建屋内緊急時対策所）

評価点	直接線 (mSv/h)	スカイシャイン線 (mSv/h)	合計 (mSv/h)
免震重要棟内緊急時 対策所	4.1×10^{-9}	9.9×10^{-3}	9.9×10^{-3}
3号炉原子炉建屋内 緊急時対策所	5.4×10^{-8}	2.4×10^{-3}	2.4×10^{-3}

※：使用済制御棒の線源強度を添付資料4.1.2と同じにした場合の評価結果

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

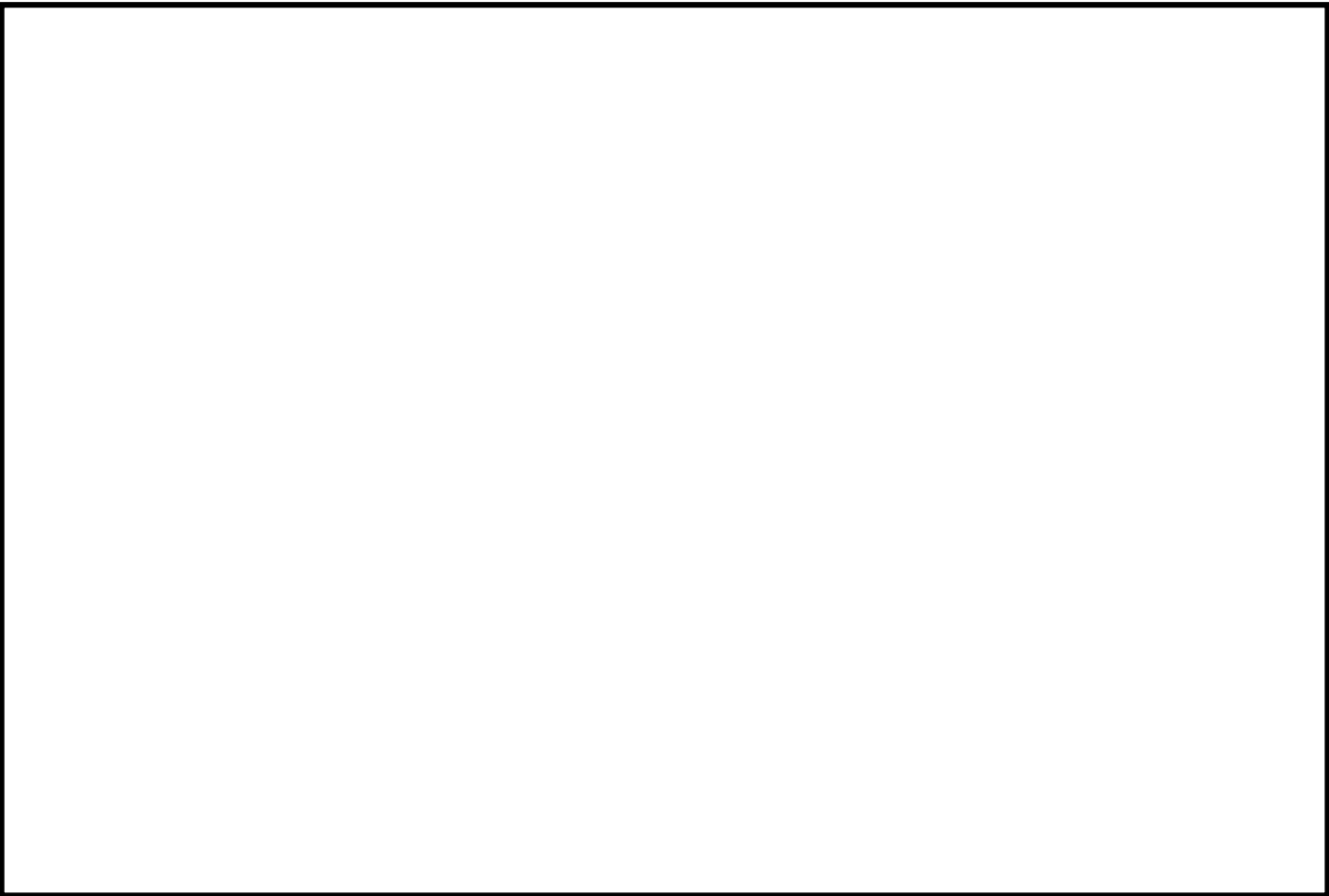


図2 線量率の概略分布 (3号炉での高線量場発生)

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

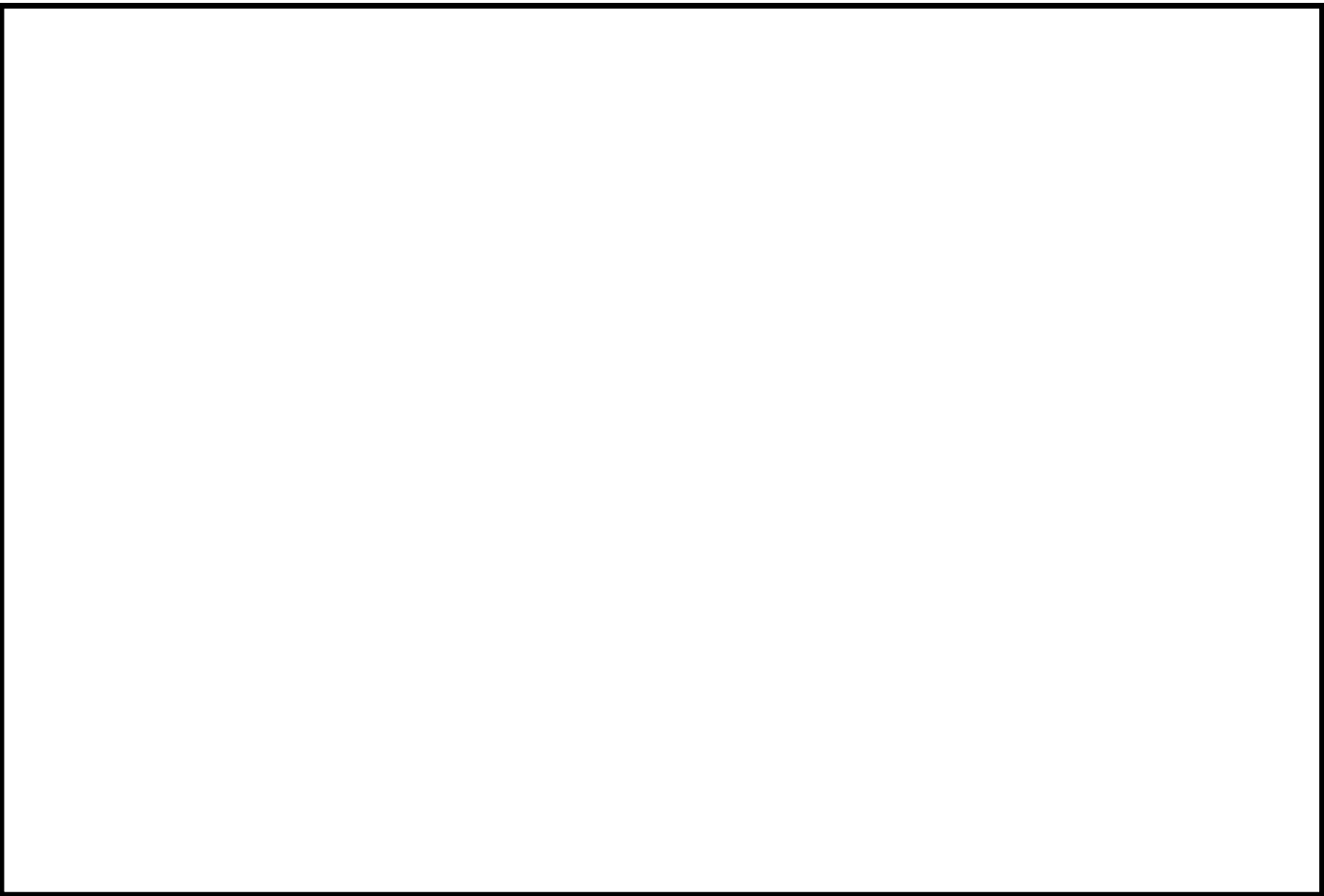


図3 線量率の概略分布 (5号炉での高線量場発生)

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

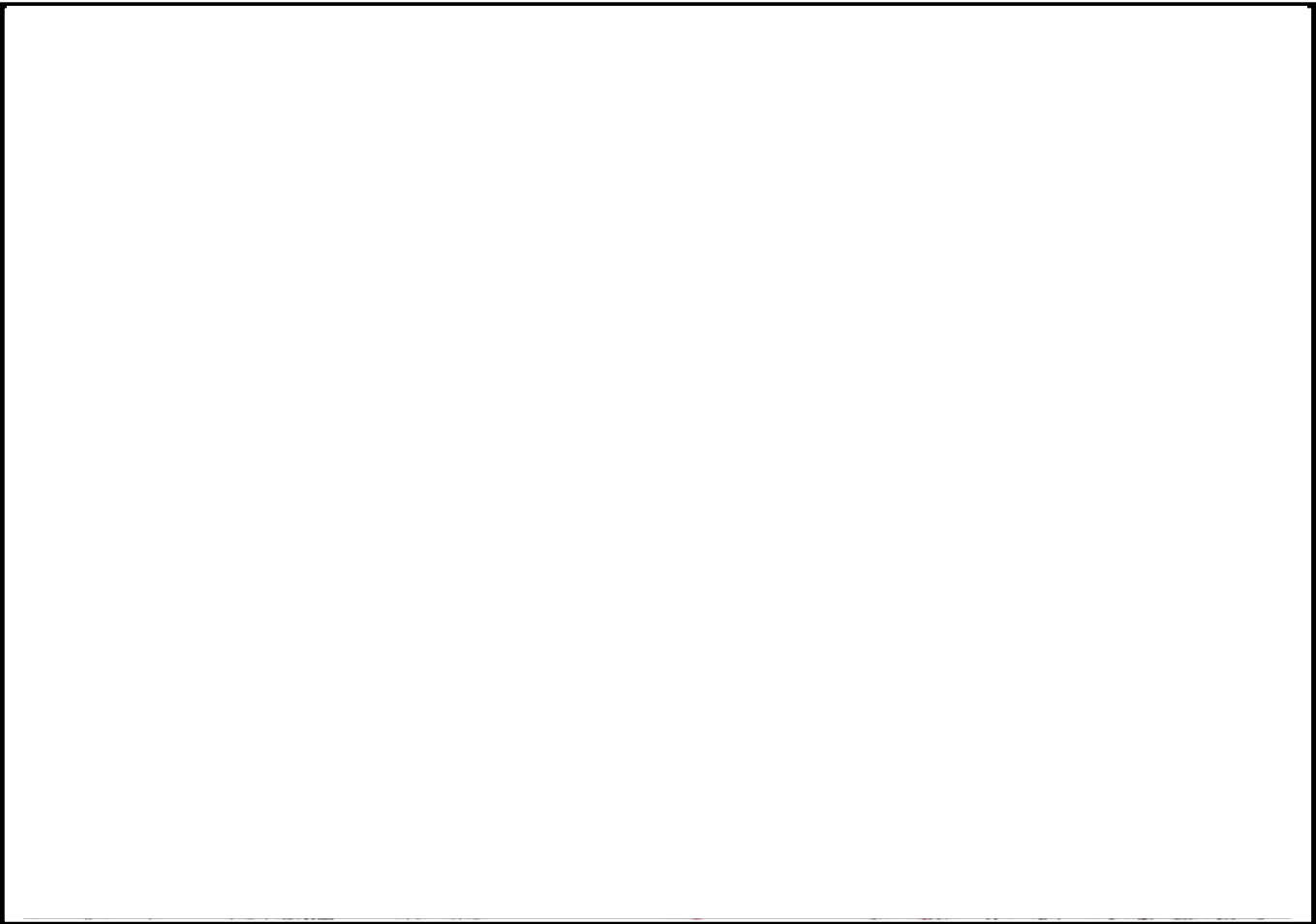


図 4 線量率の概略分布 (5~7 号炉周辺)

3. まとめ

上記1. 及び2. に示すとおり、高線量場の発生を含め、柏崎刈羽原子力発電所1～5号炉に重大事故等が発生した場合にも、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉の重大事故等時対応への対応は可能である。

重大事故等対策の要員の確保及び所要時間について

重大事故等の発生時においては、原子力警戒態勢を発令し、災害対策本部要員を召集することで事故の対応に当たる。時間外、休日（夜間）において、初動体制として、中央制御室の運転員 18 名（運転停止中においては 10 名）、発電所構内に常駐している緊急時対策要員 44 名及び自衛消防隊 10 名の合計 72 名（運転停止中においては 64 名）により、迅速な対応を図ることとしている。また、事象発生 10 時間以降は、発電所構外から招集される参集要員も考慮した対応を行う。

表 1 及び表 2 に各事故シーケンスにおける作業に必要な要員数及び事象発生 10 時間以降に必要な参集要員の要員数を示す。

運転中に最も多く要員を必要とするのは、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）のうち、事故収束に代替循環冷却を使用する場合（3.1.2）」である。参集要員に期待しない事象発生後 10 時間に必要な要員は、当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任）、当直副長 2 名、運転員 12 名、緊急時対策本部要員（通報連絡等を行う要員）5 名及び緊急時対策要員（現場）10 名の合計 30 名であることから、初動体制の要員（72 名）で事故対応が可能である。また、事象発生 10 時間以降に必要な参集要員は 36 名であり、発電所構外から 10 時間以内に参集可能な要員（106 名）で確保可能である。

また、運転停止中に最も多く要員数を必要とするのは、「5.2 全交流動力電源喪失」の事象である。参集要員に期待しない事象発生後 10 時間に必要な要員は、当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任）、当直副長 2 名^{※1}、運転員 6 名、緊急時対策本部要員（通報連絡等を行う要員）5 名及び緊急時対策要員（現場）4 名の合計 18 名であることから、初動体制の要員（64 名）で事故対応が可能である。また、事象発生 10 時間以降に必要な参集要員は 26 名であり、発電所構外から 10 時間以内に参集可能な要員（106 名）で確保可能である。

使用済燃料プールに燃料を取り出している期間中に最も要員を必要とするのは、「想定事故 2」の事象である。必要な要員は、当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任）、当直副長 2 名^{※1}、運転員 6 名、緊急時対策本部要員（通報連絡等を行う要員）5 名及び緊急時対応要員（現場）8 名の合計 22 名であることから、初動体制の要員（64 名）で対応が可能である。

各重要事故シーケンス等において、事象発生後 10 時間までに必要な作業については初動体制の要員により実施可能である。また、事象発生 10 時間以降は、発電所構外から招集される参集要員についても期待できる。以上より、重大事故等対策の成立性に問題がないことを確認した。

※1：運転停止中の 6 号及び 7 号炉における体制は、必ず当直副長 2 名ではなく当直副長 1 名、運転員 1 名の場合もある。

表 1 運転中の各事故シーケンスにおける初動要員と参集要員 (1/2)

事故シーケンス	当直員				緊急時対策要員			自衛 消防隊	必要 要員数	参集要員 (10 時間以降)
	当直 長	当直 副長	運転 員	合計	緊急時対策 本部要員	緊急時対策要員 (現場)	合計			
発電所に常駐している要員及び 参集要員	1	2	15	18	28	16	44	10	72	106
2.1 高圧・低圧注水機能喪失	1	2	8	11	5	8	13	—	24	8
2.2 高圧注水・減圧機能喪失	1	2	8	11	5	0	5	—	16	0
2.3.1 全交流電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)	1	2	12	15	5	10	15	—	30	34
2.3.2 全交流電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 喪失	1	2	12	15	5	10	15	—	30	34
2.3.3 全交流電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)+直流電源喪失	1	2	12	15	5	10	15	—	30	34
2.3.4 全交流電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗	1	2	12	15	5	10	15	—	30	26
2.4.1 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能喪失)	1	2	12	15	5	10	15	—	30	26
2.4.2 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去機能喪失)	1	2	8	11	5	8	13	—	24	8
2.5 原子炉停止機能喪失	1	2	4	7	5	0	5	—	12	0
2.6 LOCA 時注水機能喪失	1	2	8	11	5	8	13	—	24	8
2.7 格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)	1	2	12	15	5	0	5	—	20	0

表1 運転中の各事故シーケンスにおける初動要員と参集要員 (2/2)

事故シーケンス	当直員				緊急時対策要員			自衛 消防隊	必要 要員数	参集要員 (10時間以降)
	当直 長	当直 副長	運転 員	合計	緊急時対策 本部要員	緊急時対策要員 (現場)	合計			
発電所に常駐している要員及び 参集要員	1	2	15	18	28	16	44	10	72	106
3.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却を使用する場合)	1	2	12	15	5	10 ^{※1}	15	—	30 ^{※1}	36
3.1.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却を使用しない場合)	1	2	12	15	5	10 ^{※1}	15	—	30 ^{※1}	8
3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直 接加熱	1	2	12	15	5	8	13	—	28	26
3.3 原子炉压力容器外の溶融燃料－冷却 材相互作用	1	2	12	15	5	8	13	—	28	26
3.4 水素燃焼	1	2	12	15	5	10 ^{※1}	15	—	30 ^{※1}	36
3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用	1	2	12	15	5	8	13	—	28	26

※1：有効性評価で考慮しない作業（格納容器頂部注水）に必要な要員「4名」を含めると、緊急時対策要員（現場）が14名、必要要員合計が34名になる。

は、必要な要員数が最大となる事故シーケンスを示す。

表 2 運転停止中の各事故シーケンスにおける初動要員と参集要員

事故シーケンス	当直員				緊急時対策要員			自衛 消防隊	必要 要員数	参集要員 (10 時間以降)
	当直 長	当直副 長 ^{※1}	運 転 員	合 計	緊急時対策 本部要員	緊急時対策要員 (現場)	合 計			
発電所に常駐している要員及び 参集要員	1	2	7	10	28	16	44	10	64	106
4.1 想定事故 1	1	2	2	5	5	8	13	—	18	0
4.2 想定事故 2	1	2	6	9	5	8	13	—	22	0
5.1 崩壊熱除去機能喪失	1	2	6	9	5	0	5	—	14	0
5.2 全交流動力電源喪失	1	2	6	9	5	4	9	—	18	26
5.3 原子炉冷却材の流出	1	2	6	9	5	0	5	—	14	0
5.4 反応度の誤投入	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

※1：運転停止中の6号及び7号炉における体制は、必ず当直副長2名ではなく当直副長1名、運転員1名の場合もある。

■は、必要な要員数が最大となる事故シーケンスを示す。

重要事故（評価事故）シーケンス以外の事故シーケンスの要員の評価について

1. はじめに

各事故シーケンスグループの有効性評価で、重要事故（評価事故）シーケンスの事故対応に必要な要員について評価している。各事故シーケンスグループのその他の事故シーケンスについては本資料にて、重要事故シーケンスの作業項目を基に必要な要員数を確認する。

2. 重要事故シーケンス以外の事故シーケンスにおける要員の評価結果

重要事故シーケンス以外の事故シーケンスにおいて、重大事故等対策の実施に必要な作業項目を抽出し、各事故シーケンスグループの重要事故シーケンスと比較し、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員の要員数を確認した。その結果は、表1から3及び別紙のとおりである。

なお、評価の結果、最も要員が必要となる事故シーケンスにおいても最大30名^{※1}（原子炉運転停止中は22名）であり、重大事故等対策要員の72名（原子炉運転停止中は64名）以内で重大事故等の対応が可能である^{※2}。

※1 有効性評価で考慮しない作業（格納容器頂部注水）に必要な要員「4名」を含めると34名となる。

※2 記載値は参集要員を除く。参集要員は最大36名に対して事象発生10時間まで必要な要員数を十分確保できる。

3. 必要な要員の評価方法

- (1) 重要事故シーケンス以外の事故シーケンスの要員については、対応する重要事故シーケンスと比較し、保守的に6号及び7号炉同時の重大事故等対策においても対応可能であるか評価を行う。
- (2) 各事故シーケンスの評価においても、対応する重要事故シーケンスと同様又は保守的な条件で評価する。
- (3) 事故発生初期の状況判断時に対応する確認行為については、これまでの重要事故シーケンスと同様に、中央制御室の全ての運転員で対応するため、要員数としての評価は不要とする。
- (4) 運転員の操作及び移動についても重要事故シーケンスと同様の考え方にて評価を行う。
- (5) 「運転中の原子炉における重大事故」の評価は、別紙「必要な要員数の観点での評価事故シーケンスの代表性の整理」に示すとおり、要員の観点で厳しいPDS及び炉心損傷後の事故シーケンスを考慮しても、現在の要員数で重大事故への対応は可能であり、必要な要員数を考慮しても評価事故シーケンスは代表性を有していることを確認する。

以上

表1 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果 (1/5)

事故シークエンスグループ	重要事故シークエンス	その他の事故シークエンス	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シークエンスに必要な要員数
高圧・低圧注水機能喪失	過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗	2.1-① 過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・「給水流量の全喪失」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする（起因事象は原子炉水位低下の観点で厳しい「給水流量の全喪失」を設定）。 ・主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し、逃がし安全弁が開放される。この時、逃がし安全弁の再閉に失敗し、原子炉圧力は低下を始めるが、その後、急速減圧を実施し、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。 ・重要事故シークエンスとの差異は原子炉の減圧のみ（逃がし安全弁再閉失敗による減圧の有無）であり、本事故シークエンスの方がより速やかに低圧状態に移行できるため事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	24	24
		2.1-② 通常停止＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・通常停止により全制御棒挿入操作後、「給水流量の全喪失」が発生する。給水流量の全喪失の対応として「主蒸気隔離弁閉」操作も想定する。 ・原子炉は高圧状態にあるため原子炉の減圧操作後、原子炉注水を実施し原子炉水位を維持する。 ・原子炉格納容器は窒素ガスがパージされて不活性化されているが、除熱機能喪失により格納容器圧力が上昇し格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作を実施する。 ・重要事故シークエンスとの差異は全制御棒挿入操作後に事故が発生することであり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	24	
		2.1-③ 通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・通常停止により全制御棒挿入操作後、「給水流量の全喪失」が発生する。給水流量の全喪失の対応として「主蒸気隔離弁閉」操作も想定する。 ・主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し、逃がし安全弁が開放される。この時、逃がし安全弁の再閉に失敗し、原子炉圧力は低下を始めるが、その後、急速減圧を実施し、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。 ・原子炉格納容器は窒素ガスがパージされて不活性化されているが、除熱機能喪失により格納容器圧力が上昇し格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作を実施する。 ・重要事故シークエンスとの差異は全制御棒挿入操作後に事故が発生することであり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	24	
		2.1-④ サポート系喪失＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・サポート系1区分の喪失の場合、一般的に他の区分が健全であるため対応手段が著しく制限される状態ではないが、事象を厳しくするため起因事象として緩和設備への影響が大きいかつ原子炉停止前に出力低下を行わない（手動スクラムを行う）「交流電源故障」を設定する。 ・「交流電源故障（非常用C母線）」発生により、原子炉補機冷却水（A）系が喪失するため手動スクラムによる原子炉停止を行う。 ・手動スクラム操作後に「全給水喪失」の発生を想定する。 ・重要事故シークエンスとの差異は「交流電源故障（非常用C母線）」が発生することであり、直流電源（A）の予備充電器盤切替操作が必要になるが、人数に増減なし。 <p>※なお、「交流電源故障（非常用D母線）」発生の場合、重大事故等対処設備（低圧代替注水系（常設）として使用する復水移送ポンプB系及びC系）の電源が喪失するため、上記の「交流電源故障（非常用C母線）」と異なる対応が必要となるが、重大事故等対処設備として期待している設備の電源喪失は全交流動力電源喪失（TBU）にて確認している（必要要員数：30名）。</p>	24 (30) ※	
		2.1-⑤ サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・サポート系1区分の喪失の場合、一般的に他の区分が健全であるため対応手段が著しく制限される状態ではないが、事象を厳しくするため起因事象として緩和設備への影響が大きいかつ原子炉停止前に出力低下を行わない（手動スクラムを行う）「交流電源故障」を設定する。 ・「交流電源故障（非常用C母線）」発生により、原子炉補機冷却水（A）系が喪失するため手動スクラムによる原子炉停止を行う。 ・手動スクラム操作後に「給水流量の全喪失」の発生を想定する。 ・主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し、逃がし安全弁が開放される。この時、逃がし安全弁の再閉に失敗し、原子炉圧力は低下を始めるが、その後、急速減圧を実施し、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。 ・重要事故シークエンスとの差異は「交流電源故障（非常用C母線）」が発生することであり、直流電源（A）の予備充電器盤切替操作が必要になるが、人数に増減なし。 <p>※なお、「交流電源故障（非常用D母線）」発生の場合、重大事故等対処設備（低圧代替注水系（常設）として使用する復水移送ポンプB系及びC系）の電源が喪失するため、上記の「交流電源故障（非常用C母線）」と異なる対応が必要となるが、重大事故等対処設備として期待している設備の電源喪失は全交流動力電源喪失（TBP）にて確認している（必要要員数：30名）。</p>	24 (30) ※	

表1 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果 (2/5)

事故シークエンスグループ	重要事故シークエンス	その他の事故シークエンス	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シークエンスに必要な要員数
高圧注水・減圧機能喪失	過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗	2.2-① 過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・「給水流量の全喪失」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする（起因事象は原子炉水位低下の観点で厳しい「給水流量の全喪失」を設定）。 ・主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し、逃がし安全弁が開放される。この時、逃がし安全弁の再閉に失敗し、原子炉圧力は低下を始めるが、残留熱除去系による原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。 ・重要事故シークエンスとの差異は原子炉減圧の起点であり、本事故シークエンスの方がより速やかに低圧状態に移行できるため事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	16	16
		2.2-② 通常停止＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・通常停止による全制御棒の挿入後、「給水流量の全喪失」が発生する。給水流量の全喪失の対応として「主蒸気隔離弁閉」操作も想定する。 ・原子炉水位が低下するため低圧注水系を準備後、原子炉の減圧を試みるが失敗する。 ・代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁の動作により原子炉が減圧し、低圧注水系による原子炉注水により原子炉水位は維持される。 ・重要事故シークエンスとの差異は全制御棒挿入操作後に事故が発生することであり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	16	
		2.2-③ 通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・通常停止による全制御棒の挿入後、「給水流量の全喪失」が発生する。給水流量の全喪失の対応として「主蒸気隔離弁閉」操作も想定する。 ・主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し、逃がし安全弁が開放される。この時、逃がし安全弁の再閉に失敗し、原子炉圧力は低下を始める。 ・原子炉の水位が低下するため低圧注水系を準備後、原子炉の減圧を試みるが失敗する。 ・代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁の動作により原子炉が減圧し、低圧注水系による原子炉注水により原子炉水位は維持される。 ・重要事故シークエンスとの差異は全制御棒挿入操作後に事故が発生することであり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	16	
		2.2-④ サポート系喪失＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・サポート系1区分の喪失の場合、一般的に他の区分が健全であるため対応手段が著しく制限される状態ではないが、事象進展を厳しくするため起因事象として原子炉停止前に出力低下を行わない（手動スクラムを行う）「交流電源故障」を設定する。 ・「交流電源故障（非常用C母線）」発生後、原子炉補機冷却水（A）系が喪失するため手動スクラムによる原子炉停止を行う。 ・原子炉停止後に「給水流量の全喪失」の発生を想定する。 ・重要事故シークエンスとの差異は、使用できる残留熱除去系の系統数のみであり、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	16	
		2.2-⑤ サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・サポート系1区分の喪失の場合、一般的に他の区分が健全であるため対応手段が著しく制限される状態ではないが、事象進展を厳しくするため起因事象として原子炉停止前に出力低下を行わない（手動スクラムを行う）「交流電源故障」を設定する。 ・「交流電源故障（非常用C母線）」発生後、原子炉補機冷却水（A）系が喪失するため手動スクラムによる原子炉停止を行う。 ・原子炉停止後に「給水流量の全喪失」の発生を想定する。 ・重要事故シークエンスとの差異は原子炉減圧の起点であり、本事故シークエンスの方がより速やかに低圧状態に移行できるため事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	16	

表1 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果 (3/5)

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シナリオに必要な要員数
全交流動力電源喪失 (長期 TB)	全交流電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)	重要事故シナリオ以外のシナリオなし			30
全交流動力電源喪失 (TBU)	全交流電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +RCIC 失敗	重要事故シナリオ以外のシナリオなし			30
全交流動力電源喪失 (TBP)	全交流電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗	重要事故シナリオ以外のシナリオなし			30
全交流動力電源喪失 (TBD)	外部電源喪失+直流電源喪失	重要事故シナリオ以外のシナリオなし (津波 PRA により抽出されたシナリオを除く)			30

表1 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果 (4/5)

事故シーケンスグループ	重要事故シーケンス	その他の事故シーケンス	事象進展及び人数の増減理由	必要員数	重要事故シーケンスに必要な員数
崩壊熱除去機能喪失	過渡事象+崩壊熱除去失敗	2.4-① 過渡事象+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	<ul style="list-style-type: none"> 「給水流量の全喪失」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする（起因事象は原子炉水位低下の観点で厳しい「給水流量の全喪失」を設定）。 主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し、逃がし安全弁が開放される。この時、逃がし安全弁の再閉に失敗し、原子炉圧力は低下を始めるが、原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。 重要事故シーケンスとの差異は原子炉の減圧のみ（急速減圧と逃がし安全弁の再閉失敗による減圧）であり、本事故シーケンスの方がより速やかに低圧状態に移行できるため事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	24	【残留熱除去機能喪失】 24 【取水機能喪失】 30
		2.4-② 通常停止+崩壊熱除去失敗	<ul style="list-style-type: none"> 通常停止による全制御棒の挿入後、「給水流量の全喪失」が発生する。給水流量の全喪失の対応として「主蒸気隔離弁閉」操作も想定する。 原子炉水位は原子炉隔離時冷却系及び原子炉減圧後の低圧代替原子炉注水系（常設）により維持される。 原子炉格納容器は窒素ガスがパージされて不活性化されているが、除熱機能喪失により格納容器圧力が上昇し格納容器圧力逃がし装置等又は代替原子炉補機冷却系による残留熱除去系により原子炉格納容器除熱操作を実施する。 重要事故シーケンスとの差異は全制御棒挿入操作後に事故が発生することであり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	24	
		2.4-③ 通常停止+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	<ul style="list-style-type: none"> 通常停止による全制御棒の挿入後、「給水流量の全喪失」が発生する。全給水喪失の対応として「主蒸気隔離弁閉」操作も想定する。 主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し、逃がし安全弁が開放される。この時、逃がし安全弁の再閉に失敗し、原子炉圧力は低下を始めるが、原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。 原子炉格納容器は窒素ガスがパージされて不活性化されているが、除熱機能喪失により格納容器圧力が上昇し格納容器圧力逃がし装置等又は代替原子炉補機冷却系による残留熱除去系により原子炉格納容器除熱操作を実施する。 重要事故シーケンスとの差異は全制御棒挿入操作後に事故が発生することであり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	24	
		2.4-④ サポート系喪失+崩壊熱除去失敗	<ul style="list-style-type: none"> サポート系1区分の喪失の場合、一般的に他の区分が健全であるため対応手段が著しく制限される状態ではないが、事象を厳しくするため起因事象として緩和設備への影響が大きいかつ原子炉停止前に出力低下を行わない（手動スクラムを行う）「交流電源故障」を設定する。 「交流電源故障（非常用C母線）」発生により、原子炉補機冷却水（A）系が喪失するため手動スクラムによる原子炉停止を行う。 手動スクラム操作後に「給水流量の全喪失」の発生を想定する。 重要事故シーケンスとの差異は「交流電源故障（非常用C母線）」が発生することであり、直流電源（A）の予備充電器盤切替操作が必要になるが、人数に増減なし。 <p>※なお、「交流電源故障（非常用D母線）」発生の場合、重大事故等対処設備（低圧代替注水系（常設）又は代替格納容器スプレイ系として使用する復水移送ポンプB系及びC系）の電源が喪失するため、上記の「交流電源故障（非常用C母線）」と使用出来るポンプの台数が減少するが、必要な操作（代替格納容器圧力逃がし装置を用いた格納容器除熱の実施）は同様であるため、人数に増減なし。</p>	24	
		2.4-⑤ サポート系喪失+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	<ul style="list-style-type: none"> サポート系1区分の喪失の場合、一般的に他の区分が健全であるため対応手段が著しく制限される状態ではないが、事象を厳しくするため起因事象として緩和設備への影響が大きいかつ原子炉停止前に出力低下を行わない（手動スクラムを行う）「交流電源故障」を設定する。 「交流電源故障（非常用C母線）」発生により、原子炉補機冷却水（A）系が喪失するため手動スクラムによる原子炉停止を行う。 手動スクラム操作後に「給水流量の全喪失」の発生を想定する。 主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し、逃がし安全弁が開放される。この時、逃がし安全弁の再閉に失敗し、原子炉圧力は低下を始めるが、原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。 重要事故シーケンスとの差異は原子炉減圧の起点及び「交流電源故障（非常用C母線）」発生による直流電源（A）の予備充電器盤切替操作が必要になるが、人数に増減なし。 <p>※なお、「交流電源故障（非常用D母線）」発生の場合、重大事故等対処設備（低圧代替注水系（常設）又は代替格納容器スプレイ系として使用する復水移送ポンプB系及びC系）の電源が喪失するため、上記の「交流電源故障（非常用C母線）」と使用出来るポンプの台数が減少するが、必要な操作（代替格納容器圧力逃がし装置を用いた格納容器の実施）は同様であるため、人数に増減なし。</p>	24	
		2.4-⑥ 小破断 LOCA+崩壊熱除去失敗	<ul style="list-style-type: none"> 「外部電源喪失+小破断 LOCA」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする。 重要事故シーケンスとの差異は原子炉冷却材が格納容器に漏えいすることで、格納容器の圧力上昇が早くなることであるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 なお、事故事象の有効性評価としては期待できる緩和設備をより少なくしている LOCA 時注水機能喪失にて確認される。 	24	
		2.4-⑦ 中破断 LOCA+RHR 失敗	<ul style="list-style-type: none"> 「外部電源喪失+中破断 LOCA」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする。 中破断 LOCA により原子炉隔離時冷却系の原子炉注水の継続に期待できないが高圧炉心注水系による原子炉注水を開始することで原子炉水位は維持される。 重要事故シーケンスとの差異は原子炉隔離時冷却系の機能に期待できないこと及び原子炉冷却材が格納容器に漏えいすることで、格納容器圧力の上昇が早くなることであるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 なお、事故事象の有効性評価としては期待できる緩和設備をより少なくしている LOCA 時注水機能喪失にて確認される。 	24	
		2.4-⑧ 大破断 LOCA+RHR 失敗	<ul style="list-style-type: none"> 「外部電源喪失+大破断 LOCA」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする。 大破断 LOCA により原子炉隔離時冷却系の機能に期待できないが高圧炉心注水系による原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。 重要事故シーケンスとの差異は原子炉隔離時冷却系の機能に期待できないこと及び原子炉冷却材が格納容器に漏えいすることで、格納容器圧力の上昇が早くなることであるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 なお、事故事象の有効性評価としては期待できる緩和設備をより少なくしている雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）の事故シーケンスにて確認される。 	24	

表1 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果 (5/5)

事故シーケンスグループ	重要事故シーケンス	その他の事故シーケンス	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シーケンスに必要な要員数
原子炉停止機能喪失	過渡事象+原子炉停止失敗	2.5-① 小破断 LOCA+原子炉停止失敗	<ul style="list-style-type: none"> 「小破断 LOCA」発生後、格納容器内漏えい判断により出力低下後原子炉手動スクラムを実施するが、原子炉スクラムに失敗する。 代替制御棒挿入機能の動作により、原子炉は未臨界になる。 代替制御棒挿入機能に期待できない場合は、ほう酸水注入系により原子炉出力が抑制され、未臨界に至る。 給水系、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心冷却系により原子炉水位は維持される。 重要事故シーケンスとの差異として、LOCA への対応が生じるが、中央制御室の運転員による対応となることから要員数は変化しない。 	12	12
		2.5-② 中破断 LOCA+原子炉停止失敗	<ul style="list-style-type: none"> 「中破断 LOCA」発生後、格納容器圧力上昇により、原子炉スクラム信号が発生するが、原子炉スクラムに失敗する。 代替制御棒挿入機能の動作により、原子炉は未臨界になる。 代替制御棒挿入機能に期待できない場合は、ほう酸水注入系により原子炉出力が抑制され、未臨界に至る。 給水系、原子炉隔離時冷却系（初期）及び高圧炉心冷却系により原子炉水位は維持される。 重要事故シーケンスとの差異として、LOCA への対応が生じるが、中央制御室の運転員による対応となることから要員数は変化しない。 	12	
		2.5-③ 大破断 LOCA+原子炉停止失敗	<ul style="list-style-type: none"> 「大破断 LOCA」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラム信号が発生するが、原子炉スクラムに失敗する。 代替制御棒挿入機能の動作により、原子炉は未臨界になる。 代替制御棒挿入機能に期待できない場合は、ほう酸水注入系により原子炉出力が抑制され、未臨界に至る。 高圧炉心冷却系及び残留熱除去系による注水により、炉心冠水維持後は破断高さ付近で水位は維持される。 重要事故シーケンスとの差異として、LOCA への対応が生じるが、中央制御室の運転員による対応となることから要員数は変化しない。 	12	
LOCA 時注水機能喪失	中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗	2.6-① 小破断 LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗	<ul style="list-style-type: none"> 「外部電源喪失+小破断 LOCA」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする。 原子炉水位は低下を始めるが、その後、急速減圧を実施し、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することで原子炉水位は回復する。 重要事故シーケンスとの差異は冷却材の漏えい量であり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	24	24
		2.6-② 小破断 LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	<ul style="list-style-type: none"> 「外部電源喪失+小破断 LOCA」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする。 原子炉水位が低下するため低圧注水系を準備後、原子炉の減圧を試みるが失敗する。 代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁の動作により原子炉が減圧し、低圧注水系により原子炉水位は維持される。 重要事故シーケンスとの差異は残留熱除去系が使用できることであり、対応人数は減少する。 	16	
		2.6-③ 中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗	<ul style="list-style-type: none"> 「外部電源喪失+中破断 LOCA」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする。 原子炉隔離時冷却系により原子炉水位を維持するが、LOCA 事象により原子炉圧力が低下するため機能喪失する。 また、高圧炉心冷却系の注水及び原子炉の減圧を試みるが失敗する。 代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁の動作により原子炉が減圧し、低圧注水系により原子炉水位は維持される。 重要事故シーケンスとの差異は残留熱除去系が使用できることであり、対応人数は減少する。 	16	
格納容器バイパス (ISLOCA)	インターフェイスシステム LOCA (ISLOCA)	重要事故シーケンス以外のシーケンスなし			20

表 2 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故の評価結果

想定する事故	その他の事故シーケンス	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シーケンスに必要な要員数
想定事故 1 (冷却機能又は注水機能喪失)	想定事故以外の事故シーケンスなし			18
想定事象 2 (使用済燃料プール内の水の小規模な喪失)	想定事故以外の事故シーケンスなし			22

表3 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれのある事故の評価結果

事故シークエンスグループ	重要事故シークエンス	その他の事故シークエンス	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シークエンスに必要な要員数
崩壊熱除去機能喪失	崩壊熱除去機能喪失 (RHR機能喪失 [フロントライン]) + 崩壊熱除去・注水系失敗	5.1-① 崩壊熱除去機能喪失 (代替除熱機能喪失 [フロントライン]) + 崩壊熱除去・注水系失敗	<ul style="list-style-type: none"> 代替除熱機能喪失 (原子炉冷却材浄化系等) による炉心冷却を実施中、「崩壊熱除去機能喪失 (代替除熱機能喪失)」が発生し、原子炉冷却材の温度が上昇する。本事象に対して、重要事故シークエンスと同様、待機していた残留熱除去系による注水を実施する。 重要事故シークエンスとの差異は起因事象のみであり、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	14	14
		5.1-② 崩壊熱除去機能喪失 (補機冷却系機能喪失) + 崩壊熱除去・注水系失敗	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉補機冷却系の機能喪失により「崩壊熱除去機能喪失」が発生する。有効性評価と同様に外部電源喪失を想定すると「全交流動力電源喪失」となるが、有効性評価の「全交流動力電源喪失」と同様の対応を行うことで、炉心損傷を防止できる。 全交流動力電源及び原子炉補機冷却系が喪失するため、「低圧注水モード運転による原子炉注水」及び「原子炉停止時冷却モードによる原子炉の除熱」操作の代わりに、「早期の電源回復不可能判断及び対応準備」、「常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水」及び「代替原子炉補機冷却系を用いた原子炉停止時冷却モードの運転」が必要となる。ただし、操作に対する必要な要員数は同様であるため、人数に増減なし。 	14	
		5.1-③ 外部電源喪失+崩壊熱除去・注水系失敗	<ul style="list-style-type: none"> 「外部電源喪失」及び「崩壊熱除去・注水系失敗」により、原子炉冷却材の温度が上昇する。本事象に対して、非常用ディーゼル発電機により給電された低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を実施する。 外部電源喪失及び崩壊熱除去・注水系が喪失するため、必要な操作は「低圧注水モード運転による原子炉注水」及び「原子炉停止時冷却モードによる原子炉の除熱」操作の代わりに、「低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水」となる。ただし、操作に対する必要な要員数は同様であるため、人数に増減なし。 	14	
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・注水系失敗	5.2-① 外部電源喪失+直流電源喪失+崩壊熱除去・注水系失敗	<ul style="list-style-type: none"> 起因事象として「外部電源喪失」及び「直流電源喪失」を想定し、崩壊熱除去系及び注水系喪失により原子炉冷却材の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する。 重要事故シークエンスと異なり、「直流電源喪失」によって電源設備の制御電源は喪失しているため、「常設代替直流電源設備による遮断器用制御電源復旧」「常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水」操作にて低圧代替注への交流電源の給電が必要である。ただし、操作に対する必要な要員数は同様であるため、人数に増減なし。 	18	18
原子炉冷却材流出	原子炉冷却材流出 (RHR切り替え時のミニフロー弁操作誤り) + 崩壊熱除去・注水系失敗	5.3-① 原子炉冷却材流出 (CRD点検 (交換) 時の作業誤り) + 崩壊熱除去・注水系失敗	<ul style="list-style-type: none"> 起因事象が「原子炉冷却材流出 (CRD点検 (交換) 時の作業誤り)」となり、事象の認知が早くなる。 重要事故シークエンスとの差異は起因事象のみであり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	14	14
		5.3-② 原子炉冷却材流出 (LPRM点検 (交換) 時の作業誤り) + 崩壊熱除去・注水系失敗	<ul style="list-style-type: none"> 起因事象が「原子炉冷却材流出 (LPRM点検 (交換) 時の作業誤り)」となり、事象の認知が早くなる。 重要事故シークエンスとの差異は起因事象のみであり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	14	
		5.3-③ 原子炉冷却材流出 (RIP点検時の作業誤り) + 崩壊熱除去・注水系失敗	<ul style="list-style-type: none"> 起因事象が「原子炉冷却材流出 (RIP点検時の作業誤り)」となり、事象の認知が早くなる。 重要事故シークエンスとの差異は起因事象のみであり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	14	
		5.3-④ 原子炉冷却材流出 (CUWブロー時の操作誤り) + 崩壊熱除去・注水系失敗	<ul style="list-style-type: none"> 起因事象が「原子炉冷却材流出 (CUWブロー時の操作誤り)」となる。 重要事故シークエンスとの差異は起因事象のみであり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	14	
反応度の誤投入	反応度の誤投入	重要事故シークエンス以外のシークエンスなし			—

必要な要員数の観点での評価事故シーケンスの代表性の整理

設置許可基準規則第 37 条第 2 項に規定されている「重大事故が発生した場合」の評価では、各格納容器破損モードに至るおそれのあるプラント損傷状態 (PDS) の中から、当該破損モードに至る場合にその破損モードが最も厳しく表れると考えられる PDS を選定し、その PDS に属する事故シーケンスの中から最も厳しい事故シーケンスを評価事故シーケンスとして選定している。ここでは、各 PDS 及び炉心損傷後の対応に必要な要員数の観点から、評価事故シーケンスの代表性を整理する。

今回の PRA により抽出した PDS を表 1 に示す。また、設置許可基準規則第 37 条第 1 項の「重大事故に至るおそれがある事故発生した場合」の評価結果をもとに、各 PDS による炉心損傷を防止する際に必要な要員数を合わせて示す。

なお、表 1 のうち、TW (格納容器除熱機能喪失)、TC (原子炉停止機能喪失) は格納容器先行破損事象であり、ISLOCA (インターフェイスシステム LOCA) は格納容器バイパス事象である。いずれも炉心損傷の前に原子炉格納容器が機能喪失する PDS であるため、評価事故シーケンスの選定の起点となる PDS の選定対象からは除外している。

本来、重大事故等対処設備に期待しない PRA から抽出された各 PDS は、表 1 の炉心損傷防止に必要な数の要員が適切な対応をとることによって炉心損傷を防止できるものであるが、何らかの対応の失敗によって炉心損傷に至るものと仮定する。

このとき、評価事故シーケンスの起点として必要な要員数は、表 1 の炉心損傷防止に必要な人数であり、この観点で最も厳しい PDS は、全交流動力電源喪失を伴う PDS (長期 TB, TBU, TBP, TBD) の 30 名である。

次に、各格納容器破損モードと重大事故等対処設備に期待しない場合、当該格納容器破損モードに進展し得る PDS を、要員及び破損モードが最も厳しく表れると考えられる PDS の観点で整理し、表 2 に示す。

格納容器過圧破損、格納容器過温破損及び水素燃焼については、選定した PDS に SBO を含めており、SBO の対応には要員数の観点で最も厳しい PDS である長期 TB, TBU, TBP, TBD に必要な要員数が必要となることから、PDS の観点では、選定した PDS は要員の観点で最も厳しい PDS を包絡している。また、炉心損傷後は重大事故等対処設備を用いた原子炉注水や原子炉格納容器熱除去等を実施する必要があるが、これらの対応に必要な要員数は PDS によらず同じであり、これに加えて電源復旧が必要となる場合が、必要な要員数の観点で厳しいと考えられる。このことから、今回選定した評価事故シーケンスは必要な要員数の観点においても他の事故シーケンスを包絡していると考えられる。

高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱 (DCH)、原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用 (炉外 FCI) 及び溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI) については、炉心損傷後の対応として、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10% 上の位置に到達した時点での原子炉減圧及び原子炉圧力容器下鏡温度が 300℃に到達した時点での原子炉格納容器下部への注水等

が必要となるが、この対応は中央制御室による操作であり PDS によらず同じである。仮に、SBO が重畳した場合には交流動力電源の復旧要員が必要となるが、その他の操作が中央制御室での操作であることから、いずれの場合も大破断 LOCA+SBO 後の対応に必要な要員数を上回ることは無い。なお、交流動力電源が必要な原子炉格納容器下部への注水操作が必要となるまでの時間は、交流動力電源の復旧に十分な時間である。

以上より、要員の観点で厳しい PDS 及び炉心損傷後の事故シーケンスを考慮しても、現在の要員数で重大事故への対応は可能であり、必要な要員数を考慮しても評価事故シーケンスは代表性を有していることを確認した。

以 上

表1 PRAにより抽出したPDSと炉心損傷防止に際して必要な要員数

PDS	PCV 破損 時期	RPV 圧力	炉心損傷 時期	炉心損傷防止に 必要な人数 ^{※1}
TQUV	炉心損傷後	低圧	早期	24
TQUX	炉心損傷後	高圧	早期	16
長期 TB	炉心損傷後	高圧	後期	30
TBU	炉心損傷後	高圧	早期	30
TBP	炉心損傷後	低圧	早期	30
TBD	炉心損傷後	高圧	早期	30
LOCA ・ AE (大破断 LOCA) ・ S1E (中破断 LOCA) ・ S2E (小破断 LOCA)	炉心損傷後	低圧	早期	24 ^{※2}
TW ^{※3}	炉心損傷前	—	後期	30
TC ^{※3}	炉心損傷前	—	早期	12
ISLOCA ^{※3}	炉心損傷前	—	早期	20

※1 「重大事故に至るおそれがある事故発生した場合」の評価結果から抽出

※2 「中破断 LOCA (S1E) +ECCS 注水機能喪失」及び「小破断 LOCA (S2E) +ECCS 注水機能喪失」による炉心損傷防止の評価結果から抽出

※3 炉心損傷の前に原子炉格納容器が機能喪失するため、評価事故シーケンスの選定の起点となる PDS の選定対象からは除外した PDS

表2 要員及び事象の厳しさの観点からの各格納容器破損モードのPDSの整理

格納容器破損モード	該当するPDS	要員の観点で 厳しいPDS	選定したPDS
雰囲気圧力・温度による 静的負荷（格納容器 過圧破損）	TQUV	長期 TB TBU TBP TBD	LOCA+SBO ^{※1}
	TQUX		
	LOCA		
	長期 TB		
	TBU		
	TBP		
雰囲気圧力・温度による 静的負荷（格納容器 過温破損）	TQUV		
	TQUX		
	LOCA		
	長期 TB		
	TBU		
	TBP		
水素燃焼	—	—	LOCA+SBO ^{※1}
高圧熔融物放出/格納容 器雰囲気直接加熱 (DCH)	TQUX	長期 TB TBU TBD	TQUX
	長期 TB		
	TBU		
	TBD		
原子炉圧力容器外の溶 融燃料-冷却材相互作用 (炉外 FCI)	TQUV	長期 TB TBU TBP	TQUV
	TQUX		
	LOCA		
	長期 TB		
	TBU		
	TBP		
熔融炉心・コンクリー ト相互作用 (MCCI)	TQUV	長期 TB TBU TBP	TQUV
	TQUX		
	LOCA		
	長期 TB		
	TBU		
	TBP		

※1 長期 TB, TBU, TBP, TBD は SBO を起点として炉心損傷に至る PDS

水源，燃料，電源負荷評価結果について

1. はじめに

重大事故等対策の有効性評価において，重大事故等対策を外部支援に期待することなく 7 日間継続するために必要な水源及び燃料について評価を実施するとともに，電源負荷の積み上げが給電容量内にあることを確認する。

2. 事故シーケンス別の必要量について

重大事故等対策の有効性評価において，通常系統からの給水及び給電が不可能となる事象についての水源，燃料に関する評価結果を表 1 に整理した。

また，同様に常設代替交流電源設備からの電源供給が必要な事象について，必要負荷が常設代替交流電源設備を連続運転させた場合の定格容量内であることを表 1 に整理した。

3. まとめ

重大事故等対策の有効性評価において，水源，燃料及び電源負荷のそれぞれに対して最も厳しい事故シーケンスを想定した場合についても，発電所構内に備蓄している水源，燃料により，必要な対策を 7 日間継続することが十分に可能であることを確認した。また，常設代替交流電源設備から給電する場合の電源負荷についても，常設代替交流電源設備を連続運転させた場合の定格容量内であることを確認した。

表1 燃料、水源及び電源負荷の必要量 (1/5)

事故シーケンス	水源		燃料（軽油）7日間必要燃料/備蓄量	電源負荷 最大負荷/給電容量
	原子炉注水及び格納容器スプレイ (必要水量/水源総量)	燃料プール注水 (必要水量/水源総量)		
2.1 高圧・低圧注水機能喪失 ^{※1}	約 10,400m ³ (号炉あたり約 5,200m ³) /約 19,700m ³ ・低圧代替注水系 (常設) ・代替格納容器スプレイ冷却系	—	約 1,595kL/約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機 (約 751kL) ×2 ・可搬型代替注水ポンプ (約 7kL) ×2 ・免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	—
2.2 高圧注水・減圧機能喪失 ^{※1}	—	—	約 1,581kL/約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機 (約 751kL) ×2 ・免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	—
2.3.1 全交流電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)	約 3,200m ³ (号炉あたり約 1,600m ³) /約 19,700m ³ ・原子炉隔離時冷却系 ・低圧代替注水系 (常設)	—	約 1,027kL/約 2,240kL ・常設代替交流電源設備 (約 860kL) ・代替原子炉補機冷却設備専用の電源車 (約 37kL) ×2 ・可搬型代替注水ポンプ (約 7kL) ×2 ・免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	約 2,379kW/2,950kW ^{※2}
2.3.2 全交流電源喪失 (外部電源喪失 +DG 喪失) +RCIC 喪失 2.3.3 全交流電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +直流電源喪失	約 3,200m ³ (号炉あたり約 1,600m ³) /約 19,700m ³ ・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系 (常設)	—	約 1,027kL/約 2,240kL ・常設代替交流電源設備 (約 860kL) ・代替原子炉補機冷却設備専用の電源車 (約 37kL) ×2 ・可搬型代替注水ポンプ (約 7kL) ×2 ・免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	約 2,379kW/2,950kW ^{※2}
2.3.4 全交流電源喪失 (外部電源喪失 +DG 喪失) +SRV 再開失敗	約 6,800m ³ (号炉あたり約 3,400m ³) /約 19,700m ³ ・原子炉隔離時冷却系 ・低圧代替注水系 (常設) ・代替格納容器スプレイ冷却系	—	約 1,027kL/約 2,240kL ・常設代替交流電源設備 (約 860kL) ・代替原子炉補機冷却設備専用の電源車 (約 37kL) ×2 ・可搬型代替注水ポンプ (約 7kL) ×2 ・免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	約 2,379kW/2,950kW ^{※2}

添 6.3.1-2

※1：有効性評価において、外部電源喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失し、非常用ディーゼル発電機が起動したことを考慮する

※2：直流電源については、電源負荷の制限や電源の切替えにより、24時間電源供給が可能である。以降は、他の事シーケンスグループ等も含めて交流電源により供給可能である。

□ は、各資源の必要量（負荷）が最大のものを示す。ただし、燃料評価においては、□ は、全交流動力電源喪失の発生又は重量を考慮し、常設代替交流電源設備による電源供給に期待する場合の最大値を、□ は全交流動力電源喪失の発生又は重量を考慮せず、非常用ディーゼル発電機で電源を供給する場合の最大値を示す。

表 1 燃料、水源及び電源負荷の必要量 (2/5)

事故シーケンス	水源		燃料（軽油）7日間必要燃料/備蓄量	電源負荷 最大負荷/給電容量
	原子炉注水及び格納容器スプレイ (必要水量/水源総量)	燃料プール注水 (必要水量/水源総量)		
2.4.1 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)	約 7,000m ³ (号炉あたり約 3,500m ³) /約 19,700m ³ ・原子炉隔離時冷却系 ・低圧代替注水系 (常設) ・代替格納容器スプレイ冷却系	—	約 1,027kL/約 2,240kL ・常設代替交流電源設備 (約 860kL) ・代替原子炉補機冷却設備専用の電源車 (約 37kL) × 2 ・可搬型代替注水ポンプ (約 7kL) × 2 ・免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	約 2,379kW/2,950kW
2.4.2 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去機能が故障した場合) ^{※1}	約 12,400m ³ (号炉あたり約 6,200m ³) /約 19,700m ³ ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧炉心注水系 ・代替格納容器スプレイ冷却系	—	約 1,595kL/約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機 (約 751kL) × 2 ・可搬型代替注水ポンプ (約 7kL) × 2 ・免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	—
2.5 原子炉停止機能喪失 ^{※1}	—	—	約 1,581kL/約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機 (約 751kL) × 2 ・免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	—
2.6 LOCA 時注水機能喪失	約 10,800m ³ (号炉あたり約 5,400m ³) /約 19,700m ³ ・低圧代替注水系 (常設) ・代替格納容器スプレイ冷却系	—	約 1,595kL/約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機 (約 751kL) × 2 ・可搬型代替注水ポンプ (約 7kL) × 2 ・免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	—
2.7 格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)	約 3,000m ³ (号炉あたり約 1,500m ³) /約 19,700m ³ ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧炉心注水系	—	約 1,581kL/約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機 (約 751kL) × 2 ・免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	—

※1：有効性評価において、外部電源喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失し、非常用ディーゼル発電機が起動したことを考慮する

□ は、各資源の必要量（負荷）が最大のものを示す。ただし、燃料評価においては、□ は、全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮し、常設代替交流電源設備による電源供給に期待する場合の最大値を、□ は全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮せず、非常用ディーゼル発電機で電源を供給する場合の最大値を示す。

表 1 燃料、水源及び電源負荷の必要量 (3/5)

事故シーケンス	水源		燃料（軽油）7日間必要燃料/備蓄量	電源負荷 最大負荷/給電容量
	原子炉注水及び格納容器スプレイ (必要水量/水源総量)	燃料プール注水 (必要水量/水源総量)		
3.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却を使用する場合)	約 5,600m ³ (号炉あたり約 2,800m ³) /約 19,700m ³ ・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 低圧代替注水系 (可搬型) ・ 代替格納容器スプレイ冷却系	—	約 1,027kL/約 2,240kL ・ 常設代替交流電源設備 (約 860kL) ・ 代替原子炉補機冷却設備専用の電源車 (約 37kL) × 2 ・ 可搬型代替注水ポンプ (約 7kL) × 2 ・ 免震重要棟内緊急時対策用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	約 1,299kW/2,950kW
3.1.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却を使用しない場合)	約 14,600m ³ (号炉あたり約 7,300m ³) /約 19,700m ³ ・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 代替格納容器スプレイ冷却系	—	約 953kL/約 2,240kL ・ 常設代替交流電源設備 (約 860kL) ・ 可搬型代替注水ポンプ (約 7kL) × 2 ・ 免震重要棟内緊急時対策用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	約 1,299kW/2,950kW
3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気 直接加熱	約 5,200m ³ (号炉あたり約 2,600m ³) /約 19,700m ³ ・ 格納容器下部注水系 (常設) ・ 代替格納容器スプレイ冷却系	—	約 1,669kL/約 2,040kL ・ 非常用ディーゼル発電機 (約 751kL) × 2 ・ 代替原子炉補機冷却設備専用の電源車 (約 37kL) × 2 ・ 可搬型代替注水ポンプ (約 7kL) × 2 ・ 免震重要棟内緊急時対策用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	—
3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷 却材相互作用	約 5,200m ³ (号炉あたり約 2,600m ³) /約 19,700m ³ ・ 格納容器下部注水系 (常設) ・ 代替格納容器スプレイ冷却系	—	約 1,669kL/約 2,040kL ・ 非常用ディーゼル発電機 (約 751kL) × 2 ・ 代替原子炉補機冷却設備専用の電源車 (約 37kL) × 2 ・ 可搬型代替注水ポンプ (約 7kL) × 2 ・ 免震重要棟内緊急時対策用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	—

□ は、各資源の必要量（負荷）が最大のものを示す。ただし、燃料評価においては、□ は、全交流動力電源喪失の発生又は重量を考慮し、常設代替交流電源設備による電源供給に期待する場合の最大値を、■ は全交流動力電源喪失の発生又は重量を考慮せず、非常用ディーゼル発電機で電源を供給する場合の最大値を示す。

表 1 燃料，水源及び電源負荷の必要量 (4/5)

事故シーケンス	水源		燃料（軽油）7日間必要燃料/備蓄量	電源負荷 最大負荷/給電容量
	原子炉注水及び格納容器スプレイ (必要水量/水源総量)	燃料プール注水 (必要水量/水源総量)		
3.4 水素燃焼	約 5,600m ³ (号炉あたり約 2,800m ³) /約 19,700m ³ ・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 低圧代替注水系 (可搬型) ・ 代替格納容器スプレイ冷却系	—	約 1,027kL/約 2,240kL ・ 常設代替交流電源設備 (約 860kL) ・ 代替原子炉補機冷却設備専用の電源車 (約 37kL) × 2 ・ 可搬型代替注水ポンプ (約 7kL) × 2 ・ 免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	約 1,299kW/2,950kW
3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用	約 5,200m ³ (号炉あたり約 2,600m ³) /約 19,700m ³ ・ 格納容器下部注水系 (常設) ・ 代替格納容器スプレイ冷却系	—	約 1,669kL/約 2,040kL ・ 非常用ディーゼル発電機 (約 751kL) × 2 ・ 代替原子炉補機冷却設備専用の電源車 (約 37kL) × 2 ・ 可搬型代替注水ポンプ (約 7kL) × 2 ・ 免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	—

□ は、各資源の必要量（負荷）が最大のものを示す。ただし、燃料評価においては、□ は、全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮し、常設代替交流電源設備による電源供給に期待する場合の最大値を、□ は全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮せず、非常ディーゼル発電機で電源を供給する場合の最大値を示す。

表1 燃料、水源及び電源負荷の必要量 (5/5)

事故シーケンス	水源		燃料（軽油）7日間必要燃料/備蓄量	電源負荷 最大負荷/給電容量
	原子炉注水及び格納容器スプレイ (必要水量/水源総量)	燃料プール注水 (必要水量/水源総量)		
4.1 想定事故1	—	約 6,200m ³ (号炉あたり約 3,100m ³) /約 18,000m ³ ・可搬型代替注水ポンプ	約 1,595kL/約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機 (約 751kL) ×2 ・可搬型代替注水ポンプ (約 7kL) ×2 ・免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	—
4.2 想定事故2	—	約 6,600m ³ (号炉あたり約 3,300m ³) /約 18,000m ³ ・可搬型代替注水ポンプ	約 1,595kL/約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機 (約 751kL) ×2 ・可搬型代替注水ポンプ (約 7kL) ×2 ・免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	—
5.1 崩壊熱除去機能喪失	—	—	約 1,581kL/約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機 (約 751kL) ×2 ・免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	—
5.2 全交流動力電源喪失	約 1,220m ³ (号炉あたり約 610m ³) /約 19,700m ³ ・低圧代替注水系 (常設)	—	約 1,013kL/約 2,240kL ・常設代替交流電源設備 (約 860kL) ・代替原子炉補機冷却設備専用の電源車 (約 37kL) ×2 ・免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	約 2,269kW/2,950kW
5.3 原子炉冷却材の流出	—	—	約 1,581kL/約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機 (約 751kL) ×2 ・免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機 (約 79kL)	—
5.4 反応度の誤投入	—	—	—	—

□は、各資源の必要量（負荷）が最大のものを示す。ただし、燃料評価においては、□は、全交流動力電源喪失の発生又は重量を考慮し、常設代替交流電源設備による電源供給に期待する場合の最大値を、□は全交流動力電源喪失の発生又は重量を考慮せず、非常ディーゼル発電機で電源を供給する場合の最大量を示す。

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

目 次

はじめに

- 1 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抽出及び重要事故シーケンス選定について
 - 1.1 事故シーケンスグループの分析について
 - 1.1.1 炉心損傷に至る事故シーケンスの抽出、整理
 - 1.1.2 抽出した事故シーケンスの整理
 - 1.1.2.1 必ず想定する事故シーケンスグループとの対応
 - 1.1.2.2 追加すべき事故シーケンスグループの検討
 - 1.1.2.3 炉心損傷後の原子炉格納容器の機能への期待可否に基づく整理
 - 1.2 有効性評価の対象となる事故シーケンスについて
 - 1.3 重要事故シーケンスの選定について
 - 1.3.1 重要事故シーケンス選定の考え方
 - 1.3.2 重要事故シーケンスの選定結果
- 2 格納容器破損防止対策の有効性評価における格納容器破損モード及び評価事故シーケンスの選定について
 - 2.1 格納容器破損モードの分析について
 - 2.1.1 格納容器破損モードの抽出、整理
 - 2.1.2 レベル1.5PRAの定量化結果及び影響度を踏まえた格納容器破損モードの検討
 - 2.2 評価事故シーケンスの選定について
 - 2.2.1 評価対象とするプラント損傷状態(PDS)の選定
 - 2.2.2 評価事故シーケンスの選定の考え方及び選定結果
 - 2.2.3 炉心損傷防止が困難な事故シーケンス等に対する格納容器破損防止対策の有効性
 - 2.2.4 直接的に炉心損傷に至る事故シーケンスに対する対策
- 3 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価の運転停止中事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンスの選定について
 - 3.1 運転停止中事故シーケンスグループの分析について
 - 3.1.1 炉心損傷に至る運転停止中事故シーケンスグループの検討・整理
 - 3.2 重要事故シーケンスの選定について
 - 3.2.1 重要事故シーケンスの選定の考え方
 - 3.2.2 重要事故シーケンスの選定結果

表

- 第 1-1 表 イベントツリーにより抽出した事故シーケンス
- 第 1-2 表 PRA の結果に基づく新たな事故シーケンスグループの検討
- 第 1-3 表 事故シーケンスグループの主要な炉心損傷防止対策と炉心損傷頻度
- 第 1-4 表 重要事故シーケンス等の選定

- 第 2-1 表 格納容器破損モード別格納容器破損頻度
- 第 2-2 表 プラント損傷状態(PDS)の定義
- 第 2-3 表 評価対象とするプラント損傷状態(PDS)の選定
- 第 2-4 表 格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定

- 第 3-1 表 運転停止中事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度
- 第 3-2 表 重要事故シーケンス(運転停止中)の選定について
- 第 3-3 表 炉心損傷までの余裕時間について

図

- 第 1-1 図 事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス
- 第 1-2 図 内部事象運転時レベル 1PRA イベントツリー
- 第 1-3 図 地震レベル 1PRA 階層イベントツリー
- 第 1-4 図 地震レベル 1PRA イベントツリー
- 第 1-5 図 津波レベル 1PRA 津波高さ別イベントツリー
- 第 1-6 図 津波レベル 1PRA イベントツリー
- 第 1-7 図 プラント全体の CDF
- 第 1-8 図 各 PRA の結果と事故シーケンスグループ毎の寄与割合

- 第 2-1 図 格納容器破損モード抽出及び評価事故シーケンス選定の全体プロセス
- 第 2-2 図 シビアアクシデントで想定される事象進展と格納容器破損モード
- 第 2-3 図 内部事象運転時レベル 1.5PRA イベントツリー
- 第 2-4 図 内部事象運転時レベル 1.5PRA の定量化結果

- 第 3-1 図 運転停止中の原子炉における事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス

第 3-2 図 定期検査時のプラント状態と主要パラメータの推移

第 3-3 図 運転停止時における燃料損傷に至る事故シーケンスのグループ化(停止時 PRA イベントツリー)

第 3-4 図 事故シーケンスグループごとの寄与割合

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 外部事象(地震)に特有の事故シーケンスについて
- 3 重大事故防止に係る設備についての諸外国の調査結果
- 4 内部事象 PRA における主要なカットセットと FV 重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況
- 5 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
- 6 「水素燃焼」及び「溶融物直接接触(シェルアタック)」を格納容器破損モードの評価対象から除外する理由
- 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
- 8 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
- 9 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
- 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 6 号及び 7 号炉の PRA の対応状況

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

はじめに

「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」(平成 25 年 6 月 19 日)(以下、「解釈」という。)に基づき、重大事故対策の有効性評価に係る事故シーケンスグループ等の選定に際しては、個別プラントの確率論的リスク評価 (PRA) を活用している。

当社は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)、レベル 1.5PRA(出力運転時)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、外部事象としては、現段階で PRA 手法を適用可能な事象として、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 を対象とし、これらの外部事象 PRA から抽出される建屋・構築物及び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。

今回実施する PRA の目的が重大事故対策設備の有効性評価を行う事故シーケンスグループ等の選定への活用にあることを考慮し、これまで整備してきたアクシデントマネジメント策 (以下、「AM 策」という。) や福島第一原子力発電所事故以降に実施した各種対策等を含めず、プラント運転開始時より備えている手段・設備に期待する仮想的なプラント状態を評価対象として PRA モデルを構築した。

なお、今回の PRA の実施に際しては、原子力規制庁配布資料「PRA の説明における参照事項(平成 25 年 9 月)」を参照した。

<今回の PRA の対象>

対象	許認可	モデル化採否
設計基準対象施設及びプラント運転開始時より備えている手段・設備	対象	期待する(「設計基準事故対処設備の機能を作動させるための手動操作」、「給復水系」、「外部電源復旧」等に期待する。)
AM 策(平成 4 年に計画・整備)	対象外	期待しない
緊急安全対策	対象外	期待しない
重大事故等対処施設	現在申請中	期待しない

1 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抽出及び重要事故シーケンス選定について

炉心損傷防止対策の有効性評価において想定する事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定の全体プロセスを第 1-1 図に示す。本プロセスに従い、各検討ステップにおける実施内容を整理した。

【概要】

- ① 内部事象 PRA、外部事象 PRA(適用可能なものとして地震、津波を選定)及び PRA を適用できない外部事象等についての定性的検討から事故シーケンスグループの抽出を実施した。
- ② 抽出した事故シーケンスグループと必ず想定する事故シーケンスグループとの比較を行い、必ず想定する事故シーケンスグループ以外に抽出された外部事象特有の事故シーケンスグループについて、頻度、影響等を確認し、事故シーケンスグループとしての追加は不要とした。
- ③ 抽出した事故シーケンスグループ内の事故シーケンスについて、国内外の先進的な対策を講じても炉心損傷防止が困難なものは、格納容器破損防止対策の有効性評価にて取り扱うこととした。
- ④ 炉心損傷防止対策の有効性評価において想定する事故シーケンスグループ毎に、審査ガイドに記載の観点(共通原因故障・系統間依存性、余裕時間、設備容量、代表性)に基づき、有効性評価の対象とする重要事故シーケンスを選定した。

1.1 事故シーケンスグループの分析について

解釈には、炉心損傷防止対策の有効性評価に係わる事故シーケンスグループの、個別プラント評価による抽出に関して以下の通りに示されている。

1-1

(a) 必ず想定する事故シーケンスグループ

① BWR

- ・ 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
- ・ LOCA 時注水機能喪失
- ・ 格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)

(b) 個別プラント評価により抽出した事故シーケンスグループ

- 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。
- ② その結果、上記 1-1 (a)の事故シーケンスグループに含まれない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が抽出された場合には、想定する事故シーケンスグループとして追加すること。なお、「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」については、上記 1-1 (a)の事故シーケンスグループと炉心損傷頻度又は影響度の観点から同程度であるか等から総合的に判断するものとする。

上記 1-1 (b)①に関して、PRA の適用可能な外部事象については日本原子力学会における PRA 実施基準の標準化の状況、試評価実績の有無等を考慮し、地震及び津波とした。したがって、内部事象レベル 1PRA、地震レベル 1PRA 及び津波レベル 1PRA を実施し、事故シーケンスグループを評価した。実施した各 PRA の詳細は「柏崎刈羽原子力発電所 6 号炉及び 7 号炉 重大事故対策の有効性評価に係る確率論的リスク評価(PRA)の結果について」に示す。

また、PRA の適用が困難と判断した地震、津波以外の外部事象については定性的な検討により発生する事故シーケンスの分析を行った。

実施した事故シーケンスグループに係る分析結果を以下に示す。

1.1.1 炉心損傷に至る事故シーケンスの抽出、整理

(1) PRA に基づく整理

内部事象レベル 1PRA では、各起回事象の発生後、炉心損傷を防止するための緩和手段等の組み合わせを評価し、第 1-2 図のイベントツリーを用いて分析することで炉心損傷に至る事故シーケンスを抽出している。

外部事象に関しては、PRA が適用可能な事象として地震レベル 1PRA 及び津波レベル 1PRA を実施し、内部事象と同様にイベントツリー分析を行い、炉心損傷に至る事故シーケンスを抽出した。第 1-3 図に地震 PRA の階層イベントツリーを、第 1-4 図に地震 PRA のイベントツリーを、第 1-5 図に津波 PRA の津波高さ別イベントツリーを、第 1-6 図に津波 PRA のイベントツリーを示す。

地震や津波の場合、各安全機能の喪失に至るプロセスは異なるものの、起回事象が内部事象と同じであれば、炉心損傷を防止するための緩和手段も同じであるため、事故シーケンスも内部事象と同様である。また、地震レベル 1PRA 及び津波レベル 1PRA では、内部事象レベル 1PRA では想定していない複数の安全機能や緩和機能を有する機器が同時に損傷する事象や、建屋・構築物等の大規模な損傷の発生により直接的に炉心損傷に至る事故シーケンスも扱っている。

各 PRA により抽出した事故シーケンスを第 1-1 表に、評価結果を第 1-7 図及び第 1-8 図に示す。

(2) PRA に代わる検討に基づく整理

PRA の適用が困難な地震、津波以外の外部事象(以下、「その他外部事象」と言う。)については、その他外部事象により誘発される起回事象について検討した。内部溢水及び内部火災では、小破断 LOCA や全給水喪失等の起回事象の発生が想定される。また、洪水、風(台風)、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、火山の影響、生物学的事象、森林火災、人為事象等において想定される事象は、いずれも内部事象レベル 1PRA で想定する起回事象に包絡されるため、その他の外部事象を考慮しても新たな事故シーケンスグループは抽出されないと推定した。(別紙 1)

1.1.2 抽出した事故シーケンスの整理

今回実施したレベル 1PRA により抽出した各事故シーケンス(第 1-1 表参照)を、炉心損傷防止のための緩和機能の喪失状況、プラントの状態及び炉心損傷に至る主要因の観点で分類した結果と、解釈の 1-1 (a)に示されている必ず想定する事故シーケンスグループとの関係及び解釈の 1-2 に示されている

要件との関係等を第 1-2 表に整理した。また、整理の内容を 1.1.2.1～1.1.2.3 に示す。

1.1.2.1 必ず想定する事故シーケンスグループとの対応

今回実施したレベル1PRAにより抽出した各事故シーケンス(第1-1表参照)について、炉心損傷防止のための緩和機能の喪失状況、プラントの状態及び炉心損傷に至る主要因の観点で分類した。具体的には次の(a)～(g)及びこれ以外のシーケンスに分類した。緩和機能の喪失状況、プラントの状態の観点で、(a)～(g)は、解釈 1 - 1 (a)の必ず想定する事故シーケンスグループに対応するものとして整理した。

(a) 高圧・低圧注水機能喪失(TQUV)

運転時の異常な過渡変化等の発生後、高圧注水機能を喪失し、原子炉の減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失して、炉心の著しい損傷に至るシーケンスを、事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に分類する。

(b) 高圧注水・減圧機能喪失(TQUX)

運転時の異常な過渡変化等の発生後、高圧注水機能及び原子炉減圧機能を喪失し、炉心の著しい損傷に至るシーケンスを、事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に分類する。

(c) 全交流動力電源喪失(長期TB, TBD, TBP, TBU)

外部電源喪失の発生時に非常用交流電源の確保に失敗する等、全交流動力電源喪失の発生後に、安全機能を有する系統及び機器が機能喪失することによって、炉心の著しい損傷に至るシーケンスを、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に分類する。

なお、PRAでは電源喪失のシーケンスを長期TB、TBD、TBP及びTBUに詳細化して抽出しているが、いずれも全交流動力電源喪失を伴う事故シーケンスグループであるため、解釈 1 - 1 (a)に記載の事故シーケンスグループでは「全交流動力電源喪失」に該当するものとして整理した。

(d) 崩壊熱除去機能喪失(TW)

運転時の異常な過渡変化等の発生後、原子炉の注水等の炉心の冷却に成功するものの、格納容器からの崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷前に格納容器が過圧により破損、その後、炉心の著しい損傷に至る恐れのあるシーケンスを、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」として分類する。

(e) 原子炉停止機能喪失(TC)

運転時の異常な過渡変化の発生後、原子炉停止機能を喪失し、炉心の著しい損傷に至るシーケンスを、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」

として分類する。

(f) LOCA時注水機能喪失(AE, S1E, S2E)

大破断LOCAの発生後の高圧注水機能及び低圧注水機能の喪失、又は、中小破断LOCAの発生後の「高圧注水機能及び低圧注水機能」又は「高圧注水機能及び原子炉減圧機能」の喪失により、炉心の著しい損傷に至るシーケンスを、事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」として分類する。

なお、PRAではLOCA時の注水機能喪失シーケンスを、破断口の大きさに応じてAE(大破断LOCA)、S1E(中破断LOCA)及びS2E(小破断LOCA)に詳細化して抽出しているが、いずれもLOCA時の注水機能喪失を伴う事故シーケンスグループであるため、解釈1-1(a)に記載の事故シーケンスグループでは「LOCA時注水機能喪失」に該当するものとして整理した。

(g) 格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)(ISLOCA)

インターフェイスシステムLOCAの発生後、破断箇所の隔離に失敗し、ECCSによる原子炉水位の確保に失敗することで炉心の著しい損傷に至るシーケンスを、事故シーケンスグループ「格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)」に分類する。

1.1.2.2 追加すべき事故シーケンスグループの検討

今回実施したレベル1PRAにより抽出した各事故シーケンス(第1-1表参照)のうち、喪失する緩和機能及び発生する事象の観点で解釈1-1(a)の必ず想定する事故シーケンスグループに対応しない事故シーケンスとしては、地震に伴い発生する地震特有の事象として以下の事故シーケンスグループを抽出した。

(1) Excessive LOCA

大規模な地震では、原子炉格納容器内の一次冷却材圧力バウンダリにおいて、大破断 LOCA を超える規模の損傷に伴う冷却材喪失(Excessive LOCA)が発生する可能性がある。具体的には、SRV 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。大規模な地震において LOCA が発生した場合であっても、破断の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが、原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷の規模や緩和系に応じた事象収束の評価が困難なため、保守的に Excessive LOCA 相当の LOCA が発生するものとし、炉心損傷に直結する事象として抽出した。

なお、後述するシーケンス選定の結果、大 LOCA については国内外の先

進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講じることが困難なシーケンスとして格納容器の機能に期待している。破断の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては格納容器の機能に期待できる場合も考えられる。

(2) 計測・制御系喪失

大規模な地震の発生により、計測・制御機能が喪失することで、プラントの監視及び制御が不能に陥る可能性がある。この事象が発生した際のプラント挙動が明確でないことから、炉心損傷に直結する事象として抽出した。

(3) 格納容器バイパス

大規模な地震では、格納容器外で配管破断等が発生し、格納容器をバイパスした冷却材の流出が発生する可能性がある。格納容器バイパス事象はインターフェイスシステム LOCA とバイパス破断に細分化され、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冷却材が流出する事象である。配管破断の程度や破断箇所の特定、影響緩和措置の成立性等に応じた網羅的な事象進展の評価が困難なことから炉心損傷に直結する事象として抽出した。

(4) 格納容器・圧力容器損傷

大規模な地震では、原子炉圧力容器又は原子炉格納容器の損傷が発生する可能性がある。この場合、損傷の規模や緩和系による事象収束可能性の評価が困難なことから、炉心損傷に直結する事象として抽出した。

(5) 原子炉建屋損傷

大規模な地震では、原子炉建屋または、原子炉建屋を支持している基礎地盤が損傷することで、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る。この場合、損傷の規模や緩和系に期待できる可能性を詳細に考慮することが困難なことから、炉心損傷に直結する事象として抽出した。

上記の事故シーケンスグループについて、解釈に従い、有効性評価における想定の要否を頻度又は影響等の観点から分析した。

① 炉心損傷頻度の観点

(1)～(5)の各事故シーケンスグループの炉心損傷頻度には、必ずしも炉心損傷に直結する程の損傷に至らない場合も含んでいる。別紙2の通り、これらの事故シーケンスグループは評価方法にかなりの保守性を有している。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、対象とする機器等や建屋の損傷を以て炉心損傷直結事象として整理しているが、実際には地震の程度に応じ、機能を維持した

設計基準事故対処設備等が残る場合も想定される。機能を維持した設計基準事故対処設備等がある場合、それを用いた対応に期待することにより、炉心損傷を防止できる可能性もあると考える。これらを整理すると以下の様になる。

- a) 炉心損傷直結と整理している事象が発生したが、損傷の程度が軽微であったり、機能喪失を免れた緩和機能によって炉心損傷を回避できる場合。
- b) 炉心損傷直結と整理している事象が発生したが、緩和機能による損傷の防止が可能な程度の損傷であり、機能喪失を免れた緩和機能があったものの、それらのランダム故障によって炉心損傷に至る場合。
- c) 緩和機能の有無に係らず炉心損傷を防止できない規模の炉心損傷直結事象が発生し、炉心損傷に至る場合。

a)～c)の整理の通り、a)の場合は炉心損傷を防止できると考えられるため、評価を詳細化することで(1)～(5)の各事故シーケンスグループの炉心損傷頻度は現在の値よりも更に小さい値になると推定される。また、機能を維持した設計基準事故対処設備等に期待した上で、そのランダム故障により炉心損傷に至る場合のシーケンスは、内部事象運転時レベル 1PRAの結果から抽出された既存の事故シーケンスグループに包絡されるものとする。これらの事故シーケンスグループに対して、炉心損傷頻度の観点では、地震 PRA の精度を上げることが望ましいと考える。

②影響(事象の厳しさ)の観点

(1)～(5)の各事故シーケンスグループが発生した際の事象の厳しさについて、建屋や機器の損傷の程度や組み合わせによって事象の厳しさに幅が生じると考えられ、定量的に分析することは難しいと考えるものの、地震と同時に炉心が損傷する状況は考え難い。現状、対象とする機器等や建屋の損傷を以て炉心損傷直結事象として整理しているが、実際には機能を維持した設計基準事故対処設備や重大事故等対処設備、可搬型の機器等で炉心損傷防止を試みるものとする。この様に、事象の厳しさの観点では、高圧・低圧注水機能喪失や全交流電源喪失等と同等となる場合もあると考える。また、損傷の程度が大きく、設計基準事故対処設備や重大事故等対処設備に期待できない場合には、大規模損壊対策を含め、使用可能な設備によって臨機応変に影響緩和を試みる。

③炉心損傷防止対策の観点

現状、対象とする機器等や建屋の損傷を以て炉心損傷直結として整理している(1)～(5)の各事故シーケンスグループについて、炉心損傷直結としていることの保守性を踏まえて定性的に考察すると、①及び②で述べ

た通り、(1)～(5)の事象が発生するものの、機能を維持した設計基準事故対処設備等が残る場合も考えられる。この場合、炉心損傷に至るか否かは地震によって機能を喪失した設備及び機能を維持した設計基準事故対処設備等のランダム故障によるため、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と考えられる。また、炉心損傷を防止できる場合も考えられるため、炉心損傷頻度は現在の値よりも低下するものと考えられる。

損傷の程度が大きく、設計基準事故対処設備や重大事故等対処設備に期待できない場合には、大規模損壊対策を含め、建屋以外に分散配置した設備や可搬型の機器を駆使し、臨機応変に対応することによって、炉心損傷や格納容器破損を防止することになる。

上記の様に、(1)～(5)の各事故シーケンスグループは、実際のところプラントへの影響に不確かさが大きく、具体的なシーケンスを特定することが困難である。このため、外部事象に特有の事故シーケンスグループについては、炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループとしてシーケンスを特定して評価するのではなく、発生する事象の程度や組合せに応じて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とともに、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損傷の場合には可搬型のポンプ、電源、放水設備などを駆使した大規模損壊対策による影響緩和を図ることで対応するべきものとする。

以上の検討を踏まえ、(1)～(5)の各事故シーケンスグループは、一定の安全系の機器の機能喪失に対する有効性を評価するシナリオとしては適当でない事象であり、新たに追加するシーケンスとはしないことを確認した。また、(1)～(5)の各事故シーケンスグループを頻度及び影響の観点から総合的に判断した結果、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、新たに追加するシーケンスには該当しないと判断した。

また、上記の検討及び別紙 2 の通り、大規模な地震を受けた場合であっても、炉心損傷に直結するほどの損傷が生じることは考えにくい。仮に損傷を受けたと想定した場合の事象収束対応については、参考としての評価実施を検討している。

1.1.2.3 炉心損傷後の原子炉格納容器の機能への期待可否に基づく整理

内部事象レベル 1PRA、PRA が適用可能な外部事象として地震及び津波レ

ベル 1PRA を実施し、地震、津波以外の外部事象については PRA に代わる方法で概略評価を実施した結果、追加すべき新たな事故シーケンスグループは無いことを確認した。

従って、柏崎刈羽 6 号炉及び 7 号炉の有効性評価で想定する事故シーケンスグループは、解釈 1-1 (a) の必ず想定する事故シーケンスグループのみとなる。これについて、以下に示す解釈 1-2 の要件に基づいて整理し、各事故シーケンスグループの対策の有効性の確認における要件を整理した。

1-2 第 1 項に規定する「炉心の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じたもの」とは、以下に掲げる要件を満たすものであること。

- (a) 想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるものにあつては、炉心の著しい損傷を防止するための十分な対策が計画されており、かつ、その対策が想定する範囲内で有効性があることを確認する。
- (b) 想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの(格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等)にあつては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。

1-4 上記 1-2 (a) の「十分な対策が計画されており」とは、国内外の先進的な対策と同等のものが講じられていることをいう。

整理の結果は以下の通り。

○解釈 1-2 (a) に分類される事故シーケンスグループ

- ・ 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
- ・ LOCA 時注水機能喪失

○解釈 1-2 (b) に分類される事故シーケンスグループ

- ・ 崩壊熱除去機能喪失
- ・ 原子炉停止機能喪失
- ・ 格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)

1.2 有効性評価の対象となる事故シーケンスについて

事故シーケンスグループ別に事故シーケンス、炉心損傷防止対策について整理した結果を第 1-3 表に示す。

解釈 1 - 2 (a)の事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスに対しては、炉心の著しい損傷を防止するための対策として、国内外の先進的な対策と同等のものを講じることが要求されている。

一方で、事故シーケンスの中には、国内外の先進的な対策を考慮しても、炉心損傷防止対策を講じることが困難なシーケンスが存在する。具体的には以下の 2 つの事故シーケンスが該当する。なお、国内外の先進的な対策と柏崎刈羽 6 号炉及び 7 号炉の対策の比較を別紙 3 に示す。

①大 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗

②全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+原子炉停止失敗

①の事故シーケンスは、原子炉圧力容器から多量の冷却材が短時間で失われていく事象であり、大 LOCA 後は数分以内に多量の注水を開始しなければ炉心損傷を防止することができない。今回の調査では、事象発生から極めて短時間に多量の注入が可能な対策(インターロックの追設等)は確認できなかったことから、このシーケンスを国内外の先進的な対策を考慮しても、炉心損傷防止対策を講じることが困難なシーケンスとして整理した。

以上より、①の事故シーケンスについては、格納容器破損防止対策の有効性評価の対象とすることとし、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から除外した(重要事故シーケンス選定の対象とする事故シーケンスから除外する)。

①の事故シーケンスについても、炉心損傷後の原子炉への注水や格納容器スプレイなどの実施により、事象の緩和に期待できる。また、今回整備した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している(「2.2.3 炉心損傷防止が困難な事故シーケンス等における格納容器破損防止対策の有効性」参照)。

②の事故シーケンスは、原子炉スクラムの失敗と全交流動力電源の喪失が重畳する事故シーケンスである。制御棒による原子炉停止に期待できない場合の代替の原子炉停止手段としてはほう酸水注入系を設けているが、全交流動力電源の喪失によってほう酸水注入系が機能喪失に至ることから、炉心損傷を防ぐことができない。今回の調査では、原子炉停止機能について、ほう酸水注入系に期待できない場合のバックアップとなる対策は確認できなかったことから、このシーケンスを、国内外の先進的な対策を考慮しても、炉心損傷防止対策を講じることが困難なシーケンスとして整理した。

②の事故シーケンスは地震レベル 1PRA から抽出された事故シーケンスであ

る。原子炉スクラムの失敗の支配的な理由として、カットセットの分析結果(別紙 5)からは、地震による炉内構造物の損傷等が抽出されている。今回の地震レベル 1PRA では、事象発生と同時に最大の地震加速度を受けるものとして評価しているが、事象発生と同時にどの程度の地震加速度が加えられるかについて、実際には不確かさが大きい。炉内構造物の HCLPF は「地震加速度大」のスクラム信号が発信される地震加速度よりも大幅に高い値であり、実際に大規模な地震が発生した場合には、地震による炉内構造物の損傷等が生じる前にスクラム信号が発信されると考えられる。また、地震レベル 1PRA では同種系統間での完全相関を設定していることから、例えば 1 本のみの制御棒挿入に失敗する場合であっても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。評価の詳細は別紙 2 に示す。

以上の通り、②の事故シーケンスの CDF は保守的に評価されており、現実的に想定すると、本事故シーケンスによって炉心損傷に至る頻度は十分に小さいと判断したことから、本事故シーケンスは、炉心の著しい損傷を防止する対策及び原子炉格納容器の破損等を防止するための対策の有効性を確認するシーケンスから除外した。

なお、第 1-3 表に示すとおり、これらの事故シーケンスの全炉心損傷頻度への寄与割合は小さく、全炉心損傷頻度の約 96.5%以上の事故シーケンスが炉心損傷防止対策の有効性評価の対象範囲に含まれることを確認している。

1.3 重要事故シーケンスの選定について

1.3.1 重要事故シーケンス選定の考え方

(1) 重要事故シーケンス選定の着眼点にもとづく整理

設置変更許可申請における炉心損傷防止対策の有効性評価の実施に際しては、事故シーケンスグループ毎に重要事故シーケンスを選定している。重要事故シーケンスの選定にあたっては、「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」(以下、「審査ガイド」と言う。)に記載の 4 つの着眼点を考慮している。今回の重要事故シーケンスの選定に係る具体的な考え方は以下のとおりである。また、シーケンスグループ毎に、シーケンスと各着眼点との関係を整理し、関係が強いと考えられるものから「高」、「中」、「低」と分類して整理した。

【審査ガイドに記載されている重要事故シーケンス選定の着眼点】

- a. 共通原因故障又は系統間の機能の依存性によって複数の設備が機能喪失し、炉心の著しい損傷に至る。
- b. 炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時間が短い。

- c. 炉心損傷防止に必要な設備容量(流量又は逃がし弁容量等)が大きい。
- d. 事故シーケンスグループ内のシーケンスの特徴を代表している。

a. 共通原因故障、系統間の機能依存性の観点

本 PRA では、多重化された機器の共通原因故障を考慮しており、システム信頼性評価におけるフォールトツリーの中でモデル化している。このため、原子炉建屋損傷等の炉心損傷直結事象を除き、緩和系の失敗によって炉心損傷に至るシーケンスでは、共通原因故障が炉心損傷の原因の 1 つとして抽出され得ることから、これらのシーケンスについては、炉心損傷頻度への寄与が大きい場合、共通原因故障の影響ありと判断する。

系統間の機能依存性については、ある安全機能の機能喪失によって必然的に別の系統も機能喪失に至る場合を系統間の機能依存性有りと判断する。例えば、2つのフロントライン系に共通のサポート系が機能喪失し、それが炉心損傷頻度に大きく寄与する場合は機能依存性有りと判断する。

b. 余裕時間の観点

炉心損傷防止対策の対応操作に係る余裕時間を厳しくするため、事象が早く進展し、炉心損傷に至る時間が短い事故シーケンスを選定する。

【例 1：LOCA 時注水機能喪失】

破断口径が大きい方が、原子炉冷却材の系外への流出量が多くなるため、炉心損傷防止対策の対応操作のための余裕時間が短くなる。

【例 2：高圧・低圧注水機能喪失】

過渡事象(全給水喪失事象)は原子炉水位低(L3)が事象進展の起点となるため、通常水位から原子炉停止に至る手動停止、サポート系喪失と比較して事象進展が早い。手動停止、サポート系喪失は通常水位から原子炉停止に至るため、水位の低下後に原子炉停止に至る過渡事象よりも事象進展が遅い。このため過渡事象を起因とするシーケンスの余裕時間が短い。

c. 設備容量の観点

炉心損傷防止に際して炉心の冷却に必要な注水量等、設備容量への要求が大きくなる事故シーケンスを選定する。

【例：LOCA 時注水機能喪失(中小 LOCA)】

中小 LOCA 後の緩和措置としては減圧及び低圧注水があるが、減圧に用いる SRV は十分な台数が備えられている一方、低圧注水の代替となる設備容量は低圧 ECCS より少ない。このため代替となる設備容量の観点で低圧 ECCS 失敗を含むシーケンスが厳しいと考える。

d. 事故シーケンスグループ内の代表性の観点

当該事故シーケンスグループの代表的な事故シーケンスとして、炉心損傷頻度が大きく、事故進展が事故シーケンスグループの特徴を有しているものを選定する。但し、「高」、「中」、「低」の分類については炉心損傷頻度のみに着目して整理した。

今回の内部事象レベル 1PRA、地震レベル 1PRA 及び津波レベル 1PRA の結果のうち、シーケンスを選定するにあたって同一に整理できると考えられるものについては、炉心損傷頻度を足し合わせて上記の分類を実施した。本来、各 PRA は扱う事象が異なるため、結果の不確かさや評価の精度が異なるものであり、結果を足し合わせて用いることの可否(比較可能性)については、PRA の結果を活用する際の目的に照らして十分留意する必要がある。今回は重要事故シーケンスの選定の考え方を以下の通りとしていることから、結果の不確かさや PRA 間の評価の精度の違いを考慮しても、炉心損傷頻度を足し合わせて用いることによる問題は生じないものと考えた。

○今回の抽出された事故シーケンスについては、第 1-4 表に示す通り、結果的に、事故シーケンスグループ内において選定対象とした全ての事故シーケンス対して、概ね同じ重大事故等対処設備で対応できるものと考えている。このため、重要事故シーケンスの選定にあたっては、その対応の厳しさに重きを置いて選定することが適切と考え、主に着眼点 b 及び c によって重要事故シーケンスを選定している。これは、決定論的な評価である有効性評価においては、対応が厳しい事故シーケンスを評価することで、選定対象とした全ての事故シーケンス対しても重大事故等対処設備の有効性を確認できると考えたためである。

○着眼点 d については、対応の厳しさ等の選定理由が同等とみなせる場合にのみ重要事故シーケンスの選定の基準として用いており、結果的に崩壊熱除去機能喪失の事故シーケンスグループにおいてのみ、重要事故シーケンスの選定の理由としている。なお、崩壊熱除去機能喪失で選定した重要事故シーケンスは内部事象レベル 1PRA 及び地震レベル 1PRA から抽出されたシーケンスであったが、第 1-3 表に示す通り、いずれの PRA においても、事故シーケンスグループ内で最も高い炉心損傷頻度となったシーケンスである。

(2) 同一のシーケンスグループ内で対策が異なる場合の整理

事故シーケンスグループは、基本的に喪失した機能あるいはその組み合わせによって決定されるものであり、起因事象や機能喪失の原因には依存しない。しかしながら、事故シーケンスへの対策の観点では、同じ事故シーケンスグループ

に分類される事故シーケンスでも、喪失した機能の機能喪失の原因が異なる場合、有効な対策が異なることがある。

具体的には、高圧・低圧注水機能喪失及び全交流動力電源喪失がこれに該当すると考える。これらについては、内的又は地震を原因として各機能の喪失が生じる場合と、津波による浸水によって各機能の喪失が生じる場合がある。内的及び地震を原因とする場合は、重大事故等対処設備により、喪失した機能を代替することが有効と考えられる。一方、津波を原因とする場合について、今回評価対象としたプラント状態においては、浸水防止対策が最も有効であり、これにより機能喪失の原因自体を取り除くことができる。

これらの対策の観点での相違も踏まえ、今回は重大事故等対処設備の有効性を評価するにあたって適切と考えられるシーケンスを選定した。各々の事故シーケンスグループに対して考慮した内容の詳細は次の 1.3.2 項に示す。

1.3.2 重要事故シーケンスの選定結果

1.3.1 項の選定の着眼点を踏まえ、同じ事故シーケンスグループに複数の事故シーケンスが含まれる場合には、事故進展が早いものなど、より厳しいシーケンスを重要事故シーケンスとして以下の通りに選定している。また、「(3)全交流動力電源喪失」では機能喪失の状況が異なるシーケンスが抽出されたため、4つの事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。選定理由及び選定結果の詳細については第 1-4 表に示す。

(1) 高圧・低圧注水機能喪失

①重要事故シーケンス

「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」

②炉心損傷防止対策(有効性評価で主に考慮)

・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)

③選定理由

本事故シーケンスグループには津波に伴って生じる事故シーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの⑦～⑩)が含まれている。いずれも炉心損傷頻度への寄与割合が高く、d. の着眼点では「高」又は「中」に分類されるが、その対策は防潮堤の設置や建屋内止水等の止水対策であり、事象進展に応じた重大事故等対処設備の有効性の確認には適さないと判断したため、これらの事故シーケンスは重要事故シーケンスとして選定していない。

このため、ランダム故障又は地震に伴って生じる事故シーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの①～⑥)から、着眼点「高」が多く、

「高」の数が同じ場合は「中」の数が多しシーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの①)を選定した。

なお、ランダム故障又は地震に伴って生じる事故シーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの①～⑥)は有効と考えられる対策に差異が無い。このため、起因事象発生後の事象進展が早いと考えられる過渡事象を起因とし、減圧時に必要な減圧幅の観点で厳しいと考えられる、SRV 再閉失敗を含まない事故シーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの①)は、ランダム故障又は地震に伴って生じる事故シーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの②～⑥)に対して包絡性を有しているものとする。

(2) 高圧注水・減圧機能喪失

① 重要事故シーケンス

「過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗」

② 炉心損傷防止対策(有効性評価で主に考慮)

・減圧自動化ロジック

③ 選定理由

着眼点「高」が多く、「高」の数が同じ場合は「中」の数が多しシーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの①)を選定した。

なお、本事故シーケンスグループは、各事故シーケンスに対して有効と考えられる対策に差異が無い。このため、起因事象発生後の事象進展が早いと考えられる過渡事象を起因とし、減圧時に必要な減圧幅の観点で厳しいと考えられる、SRV 再閉失敗を含まない事故シーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの①)は、本事故シーケンスは本事故シーケンスグループの他の事故シーケンスに対して(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの②～⑥)に対して包絡性を有しているものとする。

(3) 全交流動力電源喪失

本事故シーケンスグループからは、機能喪失の状況が異なるシーケンスが抽出されたため、4つの事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。4つの事故シーケンスは、PRA から抽出された電源喪失の事故シーケンスである、長期 TB、TBD、TBP 及び TBU と一致することから、この名称で事故シーケンスグループを詳細化した。

また、第 1-4 図に示す通り、各重要事故シーケンスそれぞれに対し、地震 PRA からは、全交流動力電源最終ヒートシンク喪失の重畳を伴う事故シーケンスも抽出されるが、全交流電源喪失時には、最終ヒートシンクの機能を有する設備も電源喪失によって機能喪失に至るため、地震による損傷の有無に係らず最終ヒートシンクの喪失が生じる。交流電源の復旧

後については、電源供給に伴う最終ヒートシンクの復旧可否の観点で対応に違いが表れると考えられ、設備損傷によって最終ヒートシンクの機能喪失が生じている場合の方が緩和手段が少なくなる。但し、設備損傷によって最終ヒートシンクの喪失が生じている場合においても格納容器圧力逃がし装置による除熱が可能であり、交流電源の復旧によって最終ヒートシンクの機能を復旧可能な場合には、これに加えて代替原子炉補機冷却系の有効性を確認することができる。これを考慮し、重要事故シーケンスには、設備損傷による最終ヒートシンクの喪失を設定していない。

a) 長期 TB

① 重要事故シーケンス

「外部電源喪失+DG 喪失」

② 主な炉心損傷防止対策

- ・原子炉隔離時冷却系(所内直流電源設備の 24 時間確保)
- ・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備)
- ・格納容器圧力逃がし装置

③ 選定理由

シーケンスとしては 1 種類のみ(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの①)抽出されたことからこれを選定した。

b) TBU

① 重要事故シーケンス

「外部電源喪失+DG 喪失+RCIC 失敗」

② 主な炉心損傷防止対策

- ・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備)
- ・格納容器圧力逃がし装置

③ 選定理由

シーケンスとしては 1 種類のみ(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの①)抽出されたことからこれを選定した。

c) TBP

① 重要事故シーケンス

「外部電源喪失+DG 喪失+SRV 再閉失敗」

② 主な炉心損傷防止対策

- ・原子炉隔離時冷却系(動作可能な範囲に原子炉圧力が保たれる間)
- ・高圧代替注水系(動作可能な範囲に原子炉圧力が保たれる間)
- ・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)
- ・格納容器圧力逃がし装置

③ 選定理由

シーケンスとしては 1 種類のみ(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの①)抽出されたことからこれを選定した。

d) TBD

① 重要事故シーケンス

「外部電源喪失+直流電源喪失」

② 炉心損傷防止対策

- ・ 高圧代替注水系(常設代替直流電源設備)
- ・ 格納容器圧力逃がし装置

③ 選定理由

本事故シーケンスグループには 2 つの事故シーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの①, ②)が含まれている。

しかしながら、浸水による電源設備の機能喪失を含む事故シーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの②)は津波 PRA から抽出されたシーケンスであり、頻度の観点で支配的であるものの、その発生原因が津波に伴う浸水によるものであり、対策としては防潮堤の設置や建屋内止水等の止水対策となるため、重大事故防止対策の有効性の確認には適さないと考える。

以上より、「外部電源喪失+直流電源喪失」を重要事故シーケンスとして選定した。

(4) 崩壊熱除去機能喪失

① 重要事故シーケンス

「過渡事象+崩壊熱除去失敗」(RHR 失敗については、RHR フロント系故障またはサポート系故障を考慮)

② 炉心損傷防止対策(有効性評価で主に考慮)

a. RHR フロント系故障の場合

- ・ 格納容器圧力逃がし装置

b. RHR サポート系故障の場合

- ・ 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)

③ 選定理由

本事故シーケンスグループには LOCA に伴う事故シーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの⑦~⑨)が含まれており、いずれも格納容器圧力の上昇が早く、圧力上昇の抑制に必要な設備容量の観点でも厳しいことから、b. c. の着眼点では「高」に分類されるが、これらは LOCA から派生したシーケンスである。LOCA を起因とするシーケンスについては、崩壊熱除去機能の代替手段の有効性も含めて他のシーケンスグル

ープで評価することから、これらの事故シーケンスは重要事故シーケンスの選定対象から除外した。

このため、この他の事故シーケンスから、着眼点「高」が多く、「高」の数が同じ場合は「中」の数が多いシーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの①)を選定した。

なお、ランダム故障又は地震に伴って生じる事故シーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの①～⑥)は有効と考えられる対策に差異が無い。このため、起因事象発生後の事象進展が早いと考えられる過渡事象を起因とし、減圧時に必要な減圧幅の観点で厳しいと考えられる、SRV 再閉失敗を含まない事故シーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの①)は、ランダム故障又は地震に伴って生じる事故シーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの①～⑥)に対して包絡性を有しているものとする。

(5) 原子炉停止機能喪失

① 重要事故シーケンス

「過渡事象＋原子炉停止失敗」

② 炉心損傷防止対策(有効性評価で主に考慮)

- ・ 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能
- ・ ほう酸水注入系

③ 選定理由

着眼点「高」の数が最も多いシーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの①)を選定した。

なお、本事故シーケンスグループでは、過渡事象を起因とする事故シーケンスと LOCA を起因とする事故シーケンスが抽出されている。本事故シーケンスグループに対しては、重大事故等対処設備として代替制御棒挿入機能が整備されており、これに期待する場合、LOCA を起因とする事故シーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの②～④)の事象進展は LOCA 時注水機能喪失の事故シーケンスグループに包絡される。また、LOCA を起因とする場合、水位低下の観点では厳しいものの、水位低下及び LOCA に伴う減圧によってボイド率が上昇し、負の反応度が投入されると考えられることから、事象発生直後の反応度投入に伴う出力抑制の観点では過渡事象を起因とする事故シーケンスが(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの①)厳しいと考えられる。

また、本事故シーケンスグループでは、非常用炉心冷却系が確保されているシーケンスが抽出されていることから、水位低下に対しては一定の対応が可能と考えられるため、反応度制御の観点で厳しい事故シーケ

ンスを選定することが妥当であると考え。更に、LOCA と原子炉停止機能喪失が重畳する事故シーケンスの CDF は 1×10^{-13} /炉年未満であり、他の事故シーケンスグループの事故シーケンスの CDF と比較しても極めて小さい。これらを踏まえると、反応度制御の観点で厳しい、過渡事象を起因とする事故シーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの①)は、本事故シーケンスグループにおいて代表性を有しているものとする。

(6) LOCA 時注水機能喪失

①重要事故シーケンス

「中 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗」

②炉心損傷防止対策(有効性評価で主に考慮)

・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)

③選定理由

着眼点「高」の数が最も多いシーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの③)を選定した。

なお、LOCA に伴って生じる事故シーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの①～④)は、配管破断規模の大きさ及び重畳する機能喪失が原子炉減圧機能喪失又は低圧注水機能喪失である点で異なっている。配管破断規模の大きさの観点では、中 LOCA の方が水位の低下が早く、厳しい事象と考えられる。重畳する機能喪失の観点では、減圧に用いる SRV は十分な台数が備えられている。一方、低圧注水の代替となる注水設備の容量は低圧 ECCS より少ない。このため代替となる設備容量の観点で低圧注水機能喪失を含むシーケンスが厳しいと考える。これらのことから、配管破断規模が大きく、低圧注水機能喪失を含むシーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの③)は、本事故シーケンスグループの他の事故シーケンスに対しても包絡性を有しているものとする。

また、(4)の崩壊熱除去機能喪失においても LOCA を含む事故シーケンス(第 1-4 表の事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の⑦～⑨)が抽出されている。これについて、重要事故シーケンスによる包絡性を考えると、重要事故シーケンスに低圧 ECCS 注水失敗が含まれており、低圧 ECCS の機能喪失は残留熱除去系による格納容器除熱にも期待できないこととほぼ同義であることから、本重要事故シーケンスでは、格納容器除熱に関する重大事故等対処設備の有効性についても評価することとなる。このことから、本重要事故シーケンスは、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の LOCA を起因とする事故シーケンスに対しても包絡性を有しているものとする。

(7) 格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)

①重要事故シーケンス

「ISLOCA」

②炉心損傷防止対策(有効性評価で主に考慮)

・ 高圧炉心注水系

③選定理由

シーケンスとしては1種類のみ(第1-4表の本事故シーケンスグループの①)抽出されたことからこれを選定した。

なお、各事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスについて、炉心損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し、炉心損傷頻度の事故シーケンスに占める割合の観点で主要なカットセットに対する炉心損傷防止対策の整備状況等を確認した。(別紙4)

また、地震又は津波レベル1PRAから抽出される事故シーケンスは、地震又は津波によって起回事象が引き起こされるものの、起回事象の後のシーケンスは緩和系の成功・失敗(地震又は津波によって起回事象発生と同じタイミングで機能喪失している場合を含む)の分岐によって決定されることから、整理される事故シーケンスグループは内部事象PRAで抽出される事故シーケンスグループと同等となる。内部事象では喪失時の炉心損傷頻度への影響の大きな機器・系統等の信頼性向上や系統機能を代替する設備の設置が対策となるが、外部事象では内部事象の対策に加えて外部事象への対策(津波に対する止水対策等)も挙げられる。外部事象自体による損傷(起回事象)の発生防止対策を実施することによっても当該事故シーケンスの発生頻度は低下すること、及び、地震又は津波によって起回事象が発生した場合であってもその後の対応は内部事象による事故シーケンスに対する有効性評価で代表できることから、地震または津波レベル1PRAから抽出された事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定していない。(別紙5)

第 1-1 表 イベントツリーにより抽出した事故シーケンス

起因事象	事故シーケンス	内部	地震	津波
過渡事象	高压注水失敗+低压注水失敗	○	○	—
	SRV 再閉失敗+高压注水失敗+低压注水失敗	○	○	—
	高压注水失敗+原子炉減圧失敗	○	○	—
	SRV 再閉失敗+高压注水失敗+原子炉減圧失敗	○	○	—
	崩壊熱除去失敗	○	○	—
	SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	○	○	—
	原子炉停止失敗	○	○	—
外部電源喪失	非常用交流電源喪失	○	○	—
	非常用交流電源喪失+SRV 再閉失敗	○	○	—
	非常用交流電源喪失+RCIC 失敗	○	○	—
	直流電源喪失	○	○	—
	非常用交流電源喪失+原子炉停止失敗	—	○	—
通常停止	高压注水失敗+低压注水失敗	○	—	—
	SRV 再閉失敗+高压注水失敗+低压注水失敗	○	—	—
	高压注水失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—
	SRV 再閉失敗+高压注水失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—
	崩壊熱除去失敗	○	—	—
	SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	○	—	—
サポート系喪失	高压注水失敗+低压注水失敗	○	—	—
	SRV 再閉失敗+高压注水失敗+低压注水失敗	○	—	—
	高压注水失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—
	SRV 再閉失敗+高压注水失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—
	崩壊熱除去失敗	○	—	—
	SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	○	—	—
大破断 LOCA	HPCF 失敗+低压 ECCS 注水失敗	○	—	—
	RHR 失敗	○	—	—
	原子炉停止失敗	○	—	—
中破断 LOCA	HPCF 注水失敗+低压 ECCS 注水失敗	○	—	—
	HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—
	RHR 失敗	○	—	—
	原子炉停止失敗	○	—	—
小破断 LOCA	高压注水失敗+低压注水失敗	○	—	—
	高压注水失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—
	崩壊熱除去失敗	○	—	—
	原子炉停止失敗	○	—	—
格納容器バイパス(ISLOCA)	ISLOCA	○	—	—
地震に伴う損傷	Excessive LOCA	—	○	—
	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	—	○	—
津波に伴う損傷	最終ヒートシンク喪失+RCIC 失敗	—	—	○
	最終ヒートシンク喪失+SRV 再閉失敗	—	—	○
	最終ヒートシンク喪失+全交流電源喪失+RCIC 失敗	—	—	○
	最終ヒートシンク喪失+全交流電源喪失+SRV 再閉失敗	—	—	○
	最終ヒートシンク喪失+全交流電源喪失+直流電源喪失	—	—	○

第 1-2 表 PRA の結果に基づく新たな事故シーケンスグループの検討(KK6)

事故シーケンス		事故シーケンス別 CDF(/炉年)				全 CDF に対する割合 (%)	PRA における分類結果	解釈 1-1(a)の事故シーケンスグループ	グループ別 CDF(/炉年)	全 CDF に対する割合 (%)	解釈 1-2 との対応
		内部	地震	津波	合計						
1	過渡事象+高圧注水失敗+低圧注水失敗	1.1×10 ⁻¹⁰	3.8×10 ⁻⁹	—	3.9×10 ⁻⁹	< 0.1	TQUV	高圧・低圧注水機能喪失	1.6×10 ⁻⁴	77.3	(a)
	過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	7.4×10 ⁻¹¹	2.6×10 ⁻⁹	—	2.7×10 ⁻⁹	< 0.1					
	通常停止+高圧注水失敗+低圧注水失敗	4.3×10 ⁻¹⁰	—	—	4.3×10 ⁻¹⁰	< 0.1					
	通常停止+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	3.1×10 ⁻¹⁰	—	—	3.1×10 ⁻¹⁰	< 0.1					
	サポート系喪失+高圧注水失敗+低圧注水失敗	3.2×10 ⁻¹¹	—	—	3.2×10 ⁻¹¹	< 0.1					
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	4.3×10 ⁻¹²	—	—	4.3×10 ⁻¹²	< 0.1					
	最終ヒートシンク喪失+RCIC 失敗	—	—	5.3×10 ⁻⁵	5.3×10 ⁻⁵	26.4					
	最終ヒートシンク喪失+SRV 再閉失敗	—	—	2.8×10 ⁻⁷	2.8×10 ⁻⁷	0.1					
	最終ヒートシンク喪失+全交流電源喪失(電源盤浸水)+RCIC 失敗	—	—	1.0×10 ⁻⁴	1.0×10 ⁻⁴	50.5					
	最終ヒートシンク喪失+全交流電源喪失(電源盤浸水)+SRV 再閉失敗	—	—	5.3×10 ⁻⁷	5.3×10 ⁻⁷	0.3					
2	過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	1.8×10 ⁻⁹	2.8×10 ⁻⁸	—	3.0×10 ⁻⁸	< 0.1	TQUX	高圧注水・減圧機能喪失	3.6×10 ⁻⁸	< 0.1	(a)
	過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	5.4×10 ⁻¹¹	2.9×10 ⁻⁹	—	3.0×10 ⁻⁹	< 0.1					
	通常停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	2.0×10 ⁻⁹	—	—	2.0×10 ⁻⁹	< 0.1					
	通常停止+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	1.2×10 ⁻¹⁰	—	—	1.2×10 ⁻¹⁰	< 0.1					
	サポート系喪失+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	2.1×10 ⁻¹⁰	—	—	2.1×10 ⁻¹⁰	< 0.1					
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	4.6×10 ⁻¹¹	—	—	4.6×10 ⁻¹¹	< 0.1					
3	全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)	4.8×10 ⁻¹⁰	1.9×10 ⁻⁶	—	1.9×10 ⁻⁶	0.9	長期 TB	全交流動力電源喪失	2.7×10 ⁻⁵	13.3	(a)
	全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗	1.2×10 ⁻¹⁰	1.0×10 ⁻⁸	—	1.0×10 ⁻⁸	< 0.1	TBP				
	全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗	6.0×10 ⁻¹⁰	5.4×10 ⁻⁸	—	5.4×10 ⁻⁸	< 0.1	TBU				
	外部電源喪失+直流電源喪失	8.1×10 ⁻¹¹	1.3×10 ⁻⁷	—	1.3×10 ⁻⁷	0.1	TBD				
	最終ヒートシンク喪失+全交流電源喪失(電源盤浸水)+直流電源喪失(電源設備浸水)	—	—	2.5×10 ⁻⁵	2.5×10 ⁻⁵	12.2					
4	過渡事象+崩壊熱除去失敗	5.0×10 ⁻⁶	3.2×10 ⁻⁶	—	8.2×10 ⁻⁶	4.1	TW	崩壊熱除去機能喪失	1.2×10 ⁻⁵	5.9	(b)
	過渡事象+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	3.8×10 ⁻⁷	1.4×10 ⁻⁸	—	3.9×10 ⁻⁷	0.2					
	通常停止+崩壊熱除去失敗	2.7×10 ⁻⁶	—	—	2.7×10 ⁻⁶	1.3					
	通常停止+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	2.1×10 ⁻⁸	—	—	2.1×10 ⁻⁸	< 0.1					
	サポート系喪失+崩壊熱除去失敗	5.2×10 ⁻⁷	—	—	5.2×10 ⁻⁷	0.3					
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	2.7×10 ⁻⁹	—	—	2.7×10 ⁻⁹	< 0.1					
	小 LOCA+崩壊熱除去失敗	5.0×10 ⁻⁸	—	—	5.0×10 ⁻⁸	< 0.1					
	中 LOCA+RHR 失敗	3.0×10 ⁻⁸	—	—	3.0×10 ⁻⁸	< 0.1					
大 LOCA+RHR 失敗	3.0×10 ⁻⁹	—	—	3.0×10 ⁻⁹	< 0.1						
5	過渡事象+原子炉停止失敗	5.6×10 ⁻¹²	9.2×10 ⁻⁹	—	9.2×10 ⁻⁹	< 0.1	TC	原子炉停止機能喪失	1.4×10 ⁻⁸	< 0.1	(b)
	小 LOCA+原子炉停止失敗	8.0×10 ⁻¹⁴	—	—	8.0×10 ⁻¹⁴	< 0.1					
	中 LOCA+原子炉停止失敗	5.3×10 ⁻¹⁴	—	—	5.3×10 ⁻¹⁴	< 0.1					
	大 LOCA+原子炉停止失敗	5.3×10 ⁻¹⁵	—	—	5.3×10 ⁻¹⁵	< 0.1					
	全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+原子炉停止失敗	—	4.7×10 ⁻⁹	—	4.7×10 ⁻⁹	< 0.1					
6	小 LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗	9.8×10 ⁻¹³	—	—	9.8×10 ⁻¹³	< 0.1	S2E	LOCA 時注水機能喪失	1.1×10 ⁻⁶	0.6	(a)
	小 LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	3.0×10 ⁻¹²	—	—	3.0×10 ⁻¹²	< 0.1	S1E				
	中 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗	3.9×10 ⁻⁹	—	—	3.9×10 ⁻⁹	< 0.1					
	中 LOCA+HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗	5.7×10 ⁻¹¹	—	—	5.7×10 ⁻¹¹	< 0.1					
	大 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗	5.0×10 ⁻¹⁰	—	—	5.0×10 ⁻¹⁰	< 0.1	AE				
	Excessive LOCA ^{※1}	—	1.1×10 ⁻⁶	—	1.1×10 ⁻⁶	0.5	Excessive LOCA				
7	インターフェイスシステム LOCA(ISLOCA)	9.5×10 ⁻¹¹	—	—	9.5×10 ⁻¹¹	< 0.1	ISLOCA	格納容器バイパス(ISLOCA)	9.5×10 ⁻¹¹	< 0.1	(b)
8	計装・制御系喪失 ^{※1}	—	1.9×10 ⁻⁷	—	1.9×10 ⁻⁷	0.1	計装・制御機能喪失	該当なし	6.0×10 ⁻⁶	3.0	該当なし
9	格納容器バイパス ^{※1}	—	9.6×10 ⁻⁷	—	9.6×10 ⁻⁷	0.5	格納容器バイパス破断				
10	格納容器・圧力容器損傷 ^{※1}	—	1.2×10 ⁻⁶	—	1.2×10 ⁻⁶	0.6	圧力容器・格納容器損傷				
11	原子炉建屋損傷 ^{※1}	—	3.6×10 ⁻⁶	—	3.6×10 ⁻⁶	1.8	原子炉建屋損傷				
合計		8.7×10 ⁻⁶	1.2×10 ⁻⁵	1.8×10 ⁻⁴	2.0×10 ⁻⁴	100	—	—	2.0×10 ⁻⁴	100	

※1 解釈 1-1(a)の必ず想定する事故シーケンスグループに該当しないが、安全機能喪失時の対策の有効性を評価するためのシナリオとしては適当でないと判断し、新たに追加するシーケンスとはしないこととしたシーケンス。

第 1-2 表 PRA の結果に基づく新たな事故シーケンスグループの検討(KK7)

事故シーケンス		事故シーケンス別 CDF(/炉年)				全 CDF に対する割合 (%)	PRA における分類結果	解釈 1-1(a)の事故シーケンスグループ	グループ別 CDF(/炉年)	全 CDF に対する割合 (%)	解釈 1-2 との対応
		内部	地震	津波	合計						
1	過渡事象+高圧注水失敗+低圧注水失敗	1.1×10 ⁻¹⁰	9.2×10 ⁻⁹	—	9.3×10 ⁻⁹	< 0.1	TQUV	高圧・低圧注水機能喪失	1.9×10 ⁻⁴	79.6	(a)
	過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	7.4×10 ⁻¹¹	4.0×10 ⁻⁹	—	4.0×10 ⁻⁹	< 0.1					
	通常停止+高圧注水失敗+低圧注水失敗	4.3×10 ⁻¹⁰	—	—	4.3×10 ⁻¹⁰	< 0.1					
	通常停止+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	3.1×10 ⁻¹⁰	—	—	3.1×10 ⁻¹⁰	< 0.1					
	サポート系喪失+高圧注水失敗+低圧注水失敗	3.5×10 ⁻¹¹	—	—	3.5×10 ⁻¹¹	< 0.1					
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	4.3×10 ⁻¹²	—	—	4.3×10 ⁻¹²	< 0.1					
	最終ヒートシンク喪失+RCIC 失敗	—	—	8.7×10 ⁻⁵	8.7×10 ⁻⁵	36.5					
	最終ヒートシンク喪失+SRV 再閉失敗	—	—	4.6×10 ⁻⁷	4.6×10 ⁻⁷	0.2					
	最終ヒートシンク喪失+全交流電源喪失(電源盤浸水)+RCIC 失敗	—	—	1.0×10 ⁻⁴	1.0×10 ⁻⁴	42.6					
最終ヒートシンク喪失+全交流電源喪失(電源盤浸水)+SRV 再閉失敗	—	—	5.3×10 ⁻⁷	5.3×10 ⁻⁷	0.2						
2	過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	1.8×10 ⁻⁹	2.2×10 ⁻⁸	—	2.4×10 ⁻⁸	< 0.1	TQUX	高圧注水・減圧機能喪失	2.8×10 ⁻⁸	< 0.1	(a)
	過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	5.2×10 ⁻¹¹	1.0×10 ⁻⁹	—	1.1×10 ⁻⁹	< 0.1					
	通常停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	2.0×10 ⁻⁹	—	—	2.0×10 ⁻⁹	< 0.1					
	通常停止+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	1.2×10 ⁻¹⁰	—	—	1.2×10 ⁻¹⁰	< 0.1					
	サポート系喪失+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	2.9×10 ⁻¹⁰	—	—	2.9×10 ⁻¹⁰	< 0.1					
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	4.1×10 ⁻¹¹	—	—	4.1×10 ⁻¹¹	< 0.1					
3	全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)	4.8×10 ⁻¹⁰	3.5×10 ⁻⁶	—	3.5×10 ⁻⁶	1.5	長期 TB	全交流動力電源喪失	2.9×10 ⁻⁵	12.0	(a)
	全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗	1.2×10 ⁻¹⁰	2.0×10 ⁻⁸	—	2.1×10 ⁻⁸	< 0.1	TBP				
	全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗	6.0×10 ⁻¹⁰	3.7×10 ⁻⁷	—	3.7×10 ⁻⁷	0.2	TBU				
	外部電源喪失+直流電源喪失	8.1×10 ⁻¹¹	6.0×10 ⁻⁸	—	6.1×10 ⁻⁸	< 0.1	TBD				
	最終ヒートシンク喪失+全交流電源喪失(電源盤浸水)+直流電源喪失(電源設備浸水)	—	—	2.5×10 ⁻⁵	2.5×10 ⁻⁵	10.3					
4	過渡事象+崩壊熱除去失敗	5.0×10 ⁻⁶	5.3×10 ⁻⁶	—	1.0×10 ⁻⁵	4.3	TW	崩壊熱除去機能喪失	1.4×10 ⁻⁵	5.9	(b)
	過渡事象+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	3.8×10 ⁻⁷	2.3×10 ⁻⁸	—	4.0×10 ⁻⁷	0.2					
	通常停止+崩壊熱除去失敗	2.7×10 ⁻⁶	—	—	2.7×10 ⁻⁶	1.1					
	通常停止+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	2.1×10 ⁻⁸	—	—	2.1×10 ⁻⁸	< 0.1					
	サポート系喪失+崩壊熱除去失敗	5.5×10 ⁻⁷	—	—	5.5×10 ⁻⁷	0.2					
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	2.9×10 ⁻⁹	—	—	2.9×10 ⁻⁹	< 0.1					
	小 LOCA+崩壊熱除去失敗	5.0×10 ⁻⁸	—	—	5.0×10 ⁻⁸	< 0.1					
	中 LOCA+RHR 失敗	3.0×10 ⁻⁸	—	—	3.0×10 ⁻⁸	< 0.1					
大 LOCA+RHR 失敗	3.0×10 ⁻⁹	—	—	3.0×10 ⁻⁹	< 0.1						
5	過渡事象+原子炉停止失敗	5.0×10 ⁻¹²	1.8×10 ⁻⁷	—	1.8×10 ⁻⁷	0.1	TC	原子炉停止機能喪失	3.6×10 ⁻⁷	0.1	(b)
	小 LOCA+原子炉停止失敗	7.9×10 ⁻¹⁴	—	—	7.9×10 ⁻¹⁴	< 0.1					
	中 LOCA+原子炉停止失敗	5.2×10 ⁻¹⁴	—	—	5.2×10 ⁻¹⁴	< 0.1					
	大 LOCA+原子炉停止失敗	5.2×10 ⁻¹⁵	—	—	5.2×10 ⁻¹⁵	< 0.1					
	全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+原子炉停止失敗	—	1.8×10 ⁻⁷	—	1.8×10 ⁻⁷	0.1					
6	小 LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗	9.9×10 ⁻¹³	—	—	9.9×10 ⁻¹³	< 0.1	S2E	LOCA 時注水機能喪失	8.2×10 ⁻⁷	0.3	(a)
	小 LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	3.0×10 ⁻¹²	—	—	3.0×10 ⁻¹²	< 0.1					
	中 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗	3.9×10 ⁻⁹	—	—	3.9×10 ⁻⁹	< 0.1	S1E				
	中 LOCA+HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗	5.7×10 ⁻¹¹	—	—	5.7×10 ⁻¹¹	< 0.1					
	大 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗	5.0×10 ⁻¹⁰	—	—	5.0×10 ⁻¹⁰	< 0.1	AE				
	Excessive LOCA ^{※1}	—	8.2×10 ⁻⁷	—	8.2×10 ⁻⁷	0.3	Excessive LOCA				
7	インターフェイスシステム LOCA(ISLOCA)	9.5×10 ⁻¹¹	—	—	9.5×10 ⁻¹¹	< 0.1	ISLOCA	格納容器バイパス(ISLOCA)	9.5×10 ⁻¹¹	< 0.1	(b)
8	計装・制御系喪失 ^{※1}	—	6.9×10 ⁻⁸	—	6.9×10 ⁻⁸	< 0.1	計装・制御機能喪失	該当なし	4.9×10 ⁻⁶	2.0	該当なし
9	格納容器バイパス ^{※1}	—	1.2×10 ⁻⁷	—	1.2×10 ⁻⁷	< 0.1	格納容器バイパス破断				
10	格納容器・圧力容器損傷 ^{※1}	—	8.9×10 ⁻⁷	—	8.9×10 ⁻⁷	0.4	圧力容器・格納容器損傷				
11	原子炉建屋損傷 ^{※1}	—	3.8×10 ⁻⁶	—	3.8×10 ⁻⁶	1.6	原子炉建屋損傷				
合計		8.7×10 ⁻⁶	1.5×10 ⁻⁵	2.1×10 ⁻⁴	2.4×10 ⁻⁴	100	—	—	2.4×10 ⁻⁴	100	

※1 解釈 1-1(a)の必ず想定する事故シーケンスグループに該当しないが、安全機能喪失時の対策の有効性を評価するためのシナリオとしては適当でないと判断し、新たに追加するシーケンスとはしないこととしたシーケンス。

第 1-3 表 事故シーケンスグループの主要な炉心損傷防止対策と炉心損傷頻度(KK6)

解釈の事故 シーケンスグループ	事故シーケンス	対応する主要な炉心損傷防止対策	事故シーケンス別 CDF(炉年)				全 CDF に 対する割合(%) ^{※1}	グループ別 CDF(炉年)	全 CDF に 対する割合(%) ^{※1}	備考
			内部	地震	津波	合計				
高圧・低圧注水 機能喪失	過渡事象+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ・手動減圧	1.1×10 ⁻¹⁰	3.8×10 ⁻⁹	—	3.9×10 ⁻⁹	< 0.1	1.6×10 ⁻⁴	77.3	
	過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)	7.4×10 ⁻¹¹	2.6×10 ⁻⁹	—	2.7×10 ⁻⁹	< 0.1			
	通常停止+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・代替格納容器冷却スプレイ系	4.3×10 ⁻¹⁰	—	—	4.3×10 ⁻¹⁰	< 0.1			
	通常停止+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・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)	3.1×10 ⁻¹⁰	—	—	3.1×10 ⁻¹⁰	< 0.1			
	サポート系喪失+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・格納容器圧力逃がし装置	3.2×10 ⁻¹¹	—	—	3.2×10 ⁻¹¹	< 0.1			
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	4.3×10 ⁻¹²	—	—	4.3×10 ⁻¹²	< 0.1			
	最終ヒートシンク喪失+RCIC 失敗		—	—	5.3×10 ⁻⁵	5.3×10 ⁻⁵	26.4			
	最終ヒートシンク喪失+SRV 再閉失敗		—	—	2.8×10 ⁻⁷	2.8×10 ⁻⁷	0.1			
	最終ヒートシンク喪失+全交流電源喪失(電源盤浸水)+RCIC 失敗	・津波による浸水防止	—	—	1.0×10 ⁻⁴	1.0×10 ⁻⁴	50.5			
最終ヒートシンク喪失+全交流電源喪失(電源盤浸水)+SRV 再閉失敗		—	—	5.3×10 ⁻⁷	5.3×10 ⁻⁷	0.3				
高圧注水・減圧 機能喪失	過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗		1.8×10 ⁻⁹	2.8×10 ⁻⁸	—	3.0×10 ⁻⁸	< 0.1	3.6×10 ⁻⁸	< 0.1	
	過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	・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)	5.4×10 ⁻¹¹	2.9×10 ⁻⁹	—	3.0×10 ⁻⁹	< 0.1			
	通常停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗		2.0×10 ⁻⁹	—	—	2.0×10 ⁻⁹	< 0.1			
	通常停止+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備)	1.2×10 ⁻¹⁰	—	—	1.2×10 ⁻¹⁰	< 0.1			
	サポート系喪失+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	・残留熱除去系(低圧注水、除熱)	2.1×10 ⁻¹⁰	—	—	2.1×10 ⁻¹⁰	< 0.1			
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗		4.6×10 ⁻¹¹	—	—	4.6×10 ⁻¹¹	< 0.1			
全交流動力 電源喪失	全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)	・原子炉隔離時冷却系(所内直流電源設備の確保) ・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) ・代替格納容器冷却スプレイ系 ・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) ・格納容器圧力逃がし装置 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	4.8×10 ⁻¹⁰	1.9×10 ⁻⁶	—	1.9×10 ⁻⁶	0.1	2.7×10 ⁻⁵	13.3	全炉心損傷頻度の約 96.5% を炉心損傷防止対策でカバー
	全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗 ^{※2}	・原子炉隔離時冷却系 ^{※3} ・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ^{※3} ・上記の点線枠内の対策 ^{※3}	1.2×10 ⁻¹⁰	1.0×10 ⁻⁸	—	1.0×10 ⁻⁸	< 0.1			
	全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗	・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ・上記の点線枠内の対策	6.0×10 ⁻¹⁰	5.4×10 ⁻⁸	—	5.4×10 ⁻⁸	< 0.1			
	外部電源喪失+直流電源喪失	・常設代替直流電源設備 ・原子炉隔離時冷却系(所内直流電源設備の確保) ・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ・上記の点線枠内の対策	8.1×10 ⁻¹¹	1.3×10 ⁻⁷	—	1.3×10 ⁻⁷	< 0.1			
	最終ヒートシンク喪失+全交流電源喪失(電源盤浸水)+直流電源喪失(電源設備浸水)	・津波による浸水防止	—	—	2.5×10 ⁻⁵	2.5×10 ⁻⁵	12.3			
崩壊熱除去 機能喪失	過渡事象+崩壊熱除去失敗		5.0×10 ⁻⁶	3.2×10 ⁻⁶	—	8.2×10 ⁻⁶	4.1	1.2×10 ⁻⁵	5.9	
	過渡事象+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	・代替格納容器冷却スプレイ系	3.8×10 ⁻⁷	1.4×10 ⁻⁸	—	3.9×10 ⁻⁷	0.2			
	通常停止+崩壊熱除去失敗	・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)	2.7×10 ⁻⁶	—	—	2.7×10 ⁻⁶	1.3			
	通常停止+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	・格納容器圧力逃がし装置	2.1×10 ⁻⁸	—	—	2.1×10 ⁻⁸	< 0.1			
	サポート系喪失+崩壊熱除去失敗	・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	5.2×10 ⁻⁷	—	—	5.2×10 ⁻⁷	0.3			
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	・手動減圧	2.7×10 ⁻⁹	—	—	2.7×10 ⁻⁹	< 0.1			
	小 LOCA+崩壊熱除去失敗	・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)	5.0×10 ⁻⁸	—	—	5.0×10 ⁻⁸	< 0.1			
	中 LOCA+RHR 失敗	・常設代替交流電源設備	3.0×10 ⁻⁸	—	—	3.0×10 ⁻⁸	< 0.1			
	大 LOCA+RHR 失敗		3.0×10 ⁻⁹	—	—	3.0×10 ⁻⁹	< 0.1			
原子炉停止 機能喪失	過渡事象+原子炉停止失敗	・代替制御棒挿入機能 ・代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	5.6×10 ⁻¹²	9.2×10 ⁻⁹	—	9.2×10 ⁻⁹	< 0.1	1.4×10 ⁻⁸	< 0.1	
	小 LOCA+原子炉停止失敗	・ほう酸水注入系	8.0×10 ⁻¹⁴	—	—	8.0×10 ⁻¹⁴	< 0.1			
	中 LOCA+原子炉停止失敗	・高圧炉心注水系	5.3×10 ⁻¹⁴	—	—	5.3×10 ⁻¹⁴	< 0.1			
	大 LOCA+原子炉停止失敗	・原子炉隔離時冷却系 ・残留熱除去系	5.3×10 ⁻¹⁵	—	—	5.3×10 ⁻¹⁵	< 0.1			
	全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+原子炉停止失敗 ^{※4}		—	4.7×10 ⁻⁹	—	4.7×10 ⁻⁹	< 0.1			
LOCA 時 注水機能喪失	小 LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・手動減圧	9.8×10 ⁻¹³	—	—	9.8×10 ⁻¹³	< 0.1	4.5×10 ⁻⁹	< 0.1	
	小 LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)	3.0×10 ⁻¹²	—	—	3.0×10 ⁻¹²	< 0.1			
	中 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗	・代替格納容器冷却スプレイ系	3.9×10 ⁻⁹	—	—	3.9×10 ⁻⁹	< 0.1			
	中 LOCA+HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗	・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)	5.7×10 ⁻¹¹	—	—	5.7×10 ⁻¹¹	< 0.1			
	大 LOCA+HPCF 失敗+低圧注水失敗 ^{※5}	・格納容器圧力逃がし装置 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	5.0×10 ⁻¹⁰	—	—	5.0×10 ⁻¹⁰	< 0.1			
格納容器バイパス (ISLOCA)	インターフェイスシステム LOCA(ISLOCA)	・ISLOCA 発生箇所の隔離 ・高圧炉心注水系 ・手動減圧 ・低圧炉心注水系	9.5×10 ⁻¹¹	—	—	9.5×10 ⁻¹¹	< 0.1	9.5×10 ⁻¹¹	< 0.1	
合計			8.7×10 ⁻⁶	5.3×10 ⁻⁶	1.8×10 ⁻⁴	1.9×10 ⁻⁴	96.5	1.9×10 ⁻⁴	96.5	—

※1 100%には第 1-2 表で除外した事故シーケンスの炉心損傷頻度も含む。 ※2 原子炉圧力の変化の不確かさによって炉心損傷防止の成否が変わる事故シーケンス ※3 事象進展の時間余裕の観点から、炉心損傷防止の成否には不確かさが残るが、影響緩和に期待できる設備 ※4 国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講じることが困難であるが、現実的に想定すると炉心損傷頻度が十分に小さいと判断されることから、炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性を確認する対象から除外したシーケンス ※5 国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講じることが困難なシーケンス

第 1-3 表 事故シーケンスグループの主要な炉心損傷防止対策と炉心損傷頻度(KK7)

解釈の事故 シーケンスグループ	事故シーケンス	対応する主要な炉心損傷防止対策	事故シーケンス別 CDF(炉年)				全 CDF に 対する割合(%)*1	グループ別 CDF(炉年)	全 CDF に 対する割合(%)*1	備考
			内部	地震	津波	合計				
高圧・低圧注水 機能喪失	過渡事象+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備)	1.1×10 ⁻¹⁰	9.2×10 ⁻⁹	—	9.3×10 ⁻⁹	< 0.1	1.9×10 ⁻⁴	79.6	
	過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・手動減圧	7.4×10 ⁻¹¹	4.0×10 ⁻⁹	—	4.0×10 ⁻⁹	< 0.1			
	通常停止+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)	4.3×10 ⁻¹⁰	—	—	4.3×10 ⁻¹⁰	< 0.1			
	通常停止+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・代替格納容器冷却スプレイ系	3.1×10 ⁻¹⁰	—	—	3.1×10 ⁻¹⁰	< 0.1			
	サポート系喪失+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・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)	3.5×10 ⁻¹¹	—	—	3.5×10 ⁻¹¹	< 0.1			
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・格納容器圧力逃がし装置	4.3×10 ⁻¹²	—	—	4.3×10 ⁻¹²	< 0.1			
	最終ヒートシンク喪失+RCIC 失敗	・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	—	—	8.7×10 ⁻⁵	8.7×10 ⁻⁵	36.5			
	最終ヒートシンク喪失+SRV 再閉失敗		—	—	4.6×10 ⁻⁷	4.6×10 ⁻⁷	0.2			
	最終ヒートシンク喪失+全交流電源喪失(電源盤浸水)+RCIC 失敗	・津波による浸水防止	—	—	1.0×10 ⁻⁴	1.0×10 ⁻⁴	42.6			
	最終ヒートシンク喪失+全交流電源喪失(電源盤浸水)+SRV 再閉失敗		—	—	5.3×10 ⁻⁷	5.3×10 ⁻⁷	0.2			
高圧注水・減圧 機能喪失	過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗		1.8×10 ⁻⁹	2.2×10 ⁻⁸	—	2.4×10 ⁻⁸	< 0.1	2.8×10 ⁻⁸	< 0.1	
	過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	・減圧自動化ロジック(残留熱除去系ポンプ吐出確立+原子炉水位低(レベル 1)+600 秒経過で SRV4 弁開放)	5.2×10 ⁻¹¹	1.0×10 ⁻⁹	—	1.1×10 ⁻⁹	< 0.1			
	通常停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗		2.0×10 ⁻⁹	—	—	2.0×10 ⁻⁹	< 0.1			
	通常停止+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備)	1.2×10 ⁻¹⁰	—	—	1.2×10 ⁻¹⁰	< 0.1			
	サポート系喪失+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	・残留熱除去系(低圧注水・除熱)	2.9×10 ⁻¹⁰	—	—	2.9×10 ⁻¹⁰	< 0.1			
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗		4.1×10 ⁻¹¹	—	—	4.1×10 ⁻¹¹	< 0.1			
全交流動力 電源喪失	全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)	・原子炉隔離時冷却系(所内直流電源設備の確保) ・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) ・代替格納容器冷却スプレイ系 ・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) ・格納容器圧力逃がし装置 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	4.8×10 ⁻¹⁰	3.5×10 ⁻⁶	—	3.5×10 ⁻⁶	1.5	2.9×10 ⁻⁵	12.0	全炉心損傷頻度の約 97.6% を炉心損傷防止対策でカバー
	全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗*2	・原子炉隔離時冷却系*3 ・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備)*3 ・上記の点線枠内の対策*3	1.2×10 ⁻¹⁰	2.0×10 ⁻⁸	—	2.1×10 ⁻⁸	< 0.1			
	全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗	・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ・上記の点線枠内の対策	6.0×10 ⁻¹⁰	3.7×10 ⁻⁷	—	3.7×10 ⁻⁷	0.2			
	外部電源喪失+直流電源喪失	・常設代替直流電源設備 ・原子炉隔離時冷却系(所内直流電源設備の確保) ・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ・上記の点線枠内の対策	8.1×10 ⁻¹¹	6.0×10 ⁻⁸	—	6.1×10 ⁻⁸	< 0.1			
	最終ヒートシンク喪失+全交流電源喪失(電源盤浸水)+直流電源喪失(電源設備浸水)	・津波による浸水防止	—	—	2.5×10 ⁻⁵	2.5×10 ⁻⁵	10.3			
崩壊熱除去 機能喪失	過渡事象+崩壊熱除去失敗		5.0×10 ⁻⁶	5.3×10 ⁻⁶	—	1.0×10 ⁻⁵	4.3	1.4×10 ⁻⁵	5.9	
	過渡事象+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	・代替格納容器冷却スプレイ系	3.8×10 ⁻⁷	2.3×10 ⁻⁸	—	4.0×10 ⁻⁷	0.2			
	通常停止+崩壊熱除去失敗	・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)	2.7×10 ⁻⁶	—	—	2.7×10 ⁻⁶	1.1			
	通常停止+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	・格納容器圧力逃がし装置	2.1×10 ⁻⁸	—	—	2.1×10 ⁻⁸	< 0.1			
	サポート系喪失+崩壊熱除去失敗	・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	5.5×10 ⁻⁷	—	—	5.5×10 ⁻⁷	0.2			
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	・手動減圧	2.9×10 ⁻⁹	—	—	2.9×10 ⁻⁹	< 0.1			
	小 LOCA+崩壊熱除去失敗	・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)	5.0×10 ⁻⁸	—	—	5.0×10 ⁻⁸	< 0.1			
	中 LOCA+RHR 失敗	・常設代替交流電源設備	3.0×10 ⁻⁸	—	—	3.0×10 ⁻⁸	< 0.1			
	大 LOCA+RHR 失敗		3.0×10 ⁻⁹	—	—	3.0×10 ⁻⁹	< 0.1			
原子炉停止 機能喪失	過渡事象+原子炉停止失敗	・代替制御棒挿入機能	5.0×10 ⁻¹²	1.8×10 ⁻⁷	—	1.8×10 ⁻⁷	0.1	3.6×10 ⁻⁷	0.1	
	小 LOCA+原子炉停止失敗	・代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	7.9×10 ⁻¹⁴	—	—	7.9×10 ⁻¹⁴	< 0.1			
	中 LOCA+原子炉停止失敗	・ほう酸水注入系	5.2×10 ⁻¹⁴	—	—	5.2×10 ⁻¹⁴	< 0.1			
	大 LOCA+原子炉停止失敗	・高圧炉心注水系 ・原子炉隔離時冷却系 ・残留熱除去系	5.2×10 ⁻¹⁵	—	—	5.2×10 ⁻¹⁵	< 0.1			
	全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+原子炉停止失敗*4		—	1.8×10 ⁻⁷	—	1.8×10 ⁻⁷	0.1			
LOCA 時 注水機能喪失	小 LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・手動減圧	9.9×10 ⁻¹³	—	—	9.9×10 ⁻¹³	< 0.1	4.5×10 ⁻⁹	< 0.1	
	小 LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)	3.0×10 ⁻¹²	—	—	3.0×10 ⁻¹²	< 0.1			
	中 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗	・代替格納容器冷却スプレイ系	3.9×10 ⁻⁹	—	—	3.9×10 ⁻⁹	< 0.1			
	中 LOCA+HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗	・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)	5.7×10 ⁻¹¹	—	—	5.7×10 ⁻¹¹	< 0.1			
	大 LOCA+HPCF 失敗+低圧注水失敗*5	・格納容器圧力逃がし装置 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給) ・上記の点線枠内の対策*3	5.0×10 ⁻¹⁰	—	—	5.0×10 ⁻¹⁰	< 0.1			
格納容器バイパス (ISLOCA)	インターフェイスシステム LOCA(ISLOCA)	・ISLOCA 発生箇所の隔離 ・高圧炉心注水系 ・手動減圧 ・低圧炉心注水系	9.5×10 ⁻¹¹	—	—	9.5×10 ⁻¹¹	< 0.1	9.5×10 ⁻¹¹	< 0.1	
合計			8.7×10 ⁻⁶	9.7×10 ⁻⁶	2.1×10 ⁻⁴	2.3×10 ⁻⁴	97.6	2.3×10 ⁻⁴	97.6	—

※1 100%には第 1-2 表で除外した事故シーケンスの炉心損傷頻度も含む。 ※2 原子炉圧力の変化の不確かさによって炉心損傷防止の成否が変わる事故シーケンス ※3 事象進展の時間余裕の観点から、炉心損傷防止の成否には不確かさが残るが、影響緩和に期待できる設備
 ※4 国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講じることが困難であるが、現実的に想定すると炉心損傷頻度が十分に小さいと判断されることから、炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性を確認する対象から除外したシーケンス ※5 国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講じることが困難なシーケンス

第 1-4 表 重要事故シーケンス等の選定(1/3)

解釈の事故シーケンスグループ	主要な事故シーケンス※1		喪失した機能	対応する主要な炉心損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)	着眼点との関係と重要事故シーケンス選定の考え方					選定した重要事故シーケンスと選定理由
					a	b	c	d	備考(a: 共通原因故障※2 又は系統間機能依存性, b: 余裕時間, c: 設備容量, d: 代表性)	
高圧・低圧注水機能喪失	◎	①過渡事象+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・高圧注水機能 ・低圧注水機能	・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ・手動減圧 ・ <u>低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)</u> ・代替格納容器冷却スプレイ系 ・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) ・格納容器圧力逃がし装置 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	中	高	高	低	a. 主要な事故シーケンスのカットセットに共通原因故障が含まれている事故シーケンスを「中」とした。その上でサポート系喪失(1 系統)は、起回事象の時点で系統間の機能の依存性によって同区分の複数の設備が機能喪失することから「高」とした。また、最終ヒートシンク喪失に至るシーケンスでは、除熱を必要とする多くの機能が喪失するため「高」とした。 b. 過渡事象(全給水喪失事象)は原子炉水位低(L3)が事象進展の起点となるため、通常水位から原子炉停止に至る手動停止、サポート系喪失と比較して事象進展が早い。このため過渡事象を起因とするシーケンスを「高」とした。手動停止、サポート系喪失は通常水位から原子炉停止に至るため、また、津波によるシーケンスでは津波襲来までに原子炉停止しているため、水位の低下後に原子炉停止に至る過渡事象よりも事象進展が遅いことから「低」とした。 c. SRV 再閉失敗を含む場合は SRV から一定程度減圧されるため、減圧に必要な逃がし安全弁の容量が少なく、再閉成功の場合よりも速やかに低圧状態に移行でき、低圧系での代替注水を開始できることから「低」とし、SRV 再閉失敗を含まない場合を「高」とした。 d. 全 CDF に対して 10%以上又は事故シーケンスグループの中で最も CDF の高いシーケンスを「高」とした。また、全 CDF に対して 0.1%未満のシーケンスを「低」とした。	a. ⑤,⑥ではサポート系 1 区分の喪失を起因としているが、他の区分は健全であるため、対応手段が著しく制限される状態ではない。⑦~⑩の最終ヒートシンクの喪失の発生原因は津波に伴う浸水によるものであり、対策としては防潮堤の設置や建屋内止水等の止水対策となるため、重大事故防止対策の有効性の確認には適さない。 b, c. 両着眼点について「高」と考えたシーケンスとして①を抽出。 d. 頻度の観点では⑦, ⑨が支配的であるが、起因となる最終ヒートシンクの喪失の発生原因は津波に伴う浸水によるものであり、浸水防止がその対策となるため、重大事故防止対策の有効性を確認するためのシーケンスには適さない。なお、⑦~⑩を除いた場合、①が支配的なシーケンスとなる。
	-	②過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗			中	高	低	低		
	-	③通常停止+高圧注水失敗+低圧注水失敗			中	低	高	低		
	-	④通常停止+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗			中	低	低	低		
	-	⑤サポート系喪失+高圧注水失敗+低圧注水失敗			高	低	高	低		
	-	⑥サポート系喪失+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗			高	低	低	低		
	-	⑦最終ヒートシンク喪失+RCIC 失敗	・高圧注水機能 ・低圧注水機能 ・全交流電源 (浸水又は最終ヒートシンク喪失に伴う喪失) ・除熱機能	・津波による浸水防止	高	低	高	高		
	-	⑧最終ヒートシンク喪失+SRV 再閉失敗			高	低	低	中		
	-	⑨最終ヒートシンク喪失+全交流電源喪失(電源盤浸水)+RCIC 失敗			高	低	高	高		
	-	⑩最終ヒートシンク喪失+全交流電源喪失(電源盤浸水)+SRV 再閉失敗			高	低	低	中		
高圧注水・減圧機能喪失	◎	①過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	・高圧注水機能 ・原子炉減圧機能	・ <u>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)</u> ・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ・残留熱除去系(低圧注水、除熱)	中	高	高	高	a. 主要な事故シーケンスのカットセットに共通原因故障が含まれている事故シーケンスを「中」とした。その上でサポート系喪失(1 系統)は、起回事象の時点で系統間の機能の依存性によって同区分の複数の設備が機能喪失することから「高」とした。 b. 過渡事象(全給水喪失事象)は原子炉水位低(L3)が事象進展の起点となるため、通常水位から原子炉停止に至る手動停止、サポート系喪失と比較して事象進展が早い。このため過渡事象を起因とするシーケンスを「高」とした。手動停止、サポート系喪失は通常水位から原子炉停止に至るため、水位の低下後に原子炉停止に至る過渡事象よりも事象進展が遅いことから「低」とした。 c. SRV 再閉失敗を含む場合は SRV から一定程度減圧されるため、バックアップ手段による減圧を実施した場合、減圧に必要な逃がし安全弁の容量が少なく、再閉成功の場合よりも速やかに低圧状態に移行でき、低圧系での注水を開始できることから「低」とし、SRV 再閉失敗を含まない場合を「高」とした。 d. 全 CDF に対して 10%以上又は事故シーケンスグループの中で最も CDF の高いシーケンスを「高」とした。また、全 CDF に対して 0.1%未満のシーケンスを「低」とした。	a. ⑤,⑥ではサポート系 1 区分の喪失を起因としているが、他の区分は健全であるため、対応手段が著しく制限される状態ではない。 b, c. 両着眼点について「高」と考えたシーケンスとして①を抽出。 d. 頻度の観点では①が支配的となった。 以上より、①を重要事故シーケンスとして選定。
	-	②過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗			中	高	低	低		
	-	③通常停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗			中	低	高	低		
	-	④通常停止+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗			中	低	低	低		
	-	⑤サポート系喪失+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗			高	低	高	低		
	-	⑥サポート系喪失+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗			高	低	低	低		

※1 ◎は選定した重要事故シーケンスを示す。

※2 地震 PRA では多重化された機器を完全従属としていることから、多重化された機器の損傷が生じるカットセットでは共通原因故障が生じるものとした。

第 1-4 表 重要事故シーケンス等の選定(2/3)

解釈の事故シーケンスグループ	詳細化した事故シーケンスグループ	主要な事故シーケンス※1	喪失した機能		対応する主要な炉心損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)	着眼点との関係と重要事故シーケンス選定の考え方				備考(a: 共通原因故障※2 又は系統間機能依存性, b: 余裕時間, c: 設備容量, d: 代表性)	選定した重要事故シーケンスと選定理由	
			電源	冷却機能		a	b	c	d			
全交流動力電源喪失	長期 TB	◎ ①全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)	全交流電源	原子炉隔離時冷却系(RCIC)を除く注水・除熱機能	<ul style="list-style-type: none"> RCIC(所内直流電源設備の確保) 高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) 手動減圧 低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) 代替格納容器冷却スプレイ系 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) 格納容器圧力逃がし装置 常設代替交流電源設備 可搬型代替注水ポンプ(水源補給) 	-	-	-	-	抽出されたシーケンスが 1 つであることから着眼点に照らした整理は行わず、全ての着眼点について「-」とした。	①を重要事故シーケンスとして選定。	各重要事故シーケンスそれぞれに対し、地震 PRA からは、全交流動力電源と最終ヒートシンク喪失の重畳を伴う事故シーケンスも抽出されるが、全交流電源喪失時には、最終ヒートシンクの機能を有する設備も電源喪失によって機能喪失に至るため、地震による損傷の有無に係らず最終ヒートシンクの喪失が生じる。交流電源の復旧後については、電源供給に伴う最終ヒートシンクの復旧可否の観点で対応に違いが表れると考えられ、設備損傷によって最終ヒートシンクの機能喪失が生じている場合の方が緩和手段が少なくなる。但し、設備損傷によって最終ヒートシンクの喪失が生じている場合においても格納容器圧力逃がし装置による除熱が可能であり、交流電源の復旧によって最終ヒートシンクの機能を復旧可能な場合には、これに加えて代替原子炉補機冷却系の有効性を確認することができる。これを考慮し、重要事故シーケンスには、設備損傷による最終ヒートシンクの喪失を設定していない。
	TBU	◎ ①全交流電源喪失(外部電源喪失 + DG 喪失) + RCIC 失敗	全交流電源	全ての注水・除熱機能	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) 手動減圧 低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) 代替格納容器冷却スプレイ系 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) 格納容器圧力逃がし装置 常設代替交流電源設備 可搬型代替注水ポンプ(水源補給) 	-	-	-	-	抽出されたシーケンスが 1 つであることから着眼点に照らした整理は行わず、全ての着眼点について「-」とした。	①を重要事故シーケンスとして選定。	
	TBP	◎ ①全交流電源喪失(外部電源喪失 + DG 喪失) + SRV 再閉失敗	全交流電源	全ての注水・除熱機能※3	<ul style="list-style-type: none"> RCIC(動作可能な範囲に原子炉圧力が保たれる間) 高圧代替注水系(動作可能な範囲に原子炉圧力が保たれる間) 手動減圧 低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) 代替格納容器冷却スプレイ系 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) 格納容器圧力逃がし装置 常設代替交流電源設備 可搬型代替注水ポンプ(水源補給) 	-	-	-	-	抽出されたシーケンスが 1 つであることから着眼点に照らした整理は行わず、全ての着眼点について「-」とした。	①を重要事故シーケンスとして選定。	
	TBD	◎ ①外部電源喪失 + 直流電源喪失	全交流電源 直流電源	全ての注水・除熱機能	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) 手動減圧 低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) 代替格納容器冷却スプレイ系 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) 格納容器圧力逃がし装置 常設代替交流電源設備 可搬型代替注水ポンプ(水源補給) 	高	-	-	低	<p>a. 主要な事故シーケンスのカットセットに共通原因故障が含まれていること及び、電源を必要とする多くの機能が喪失することから「高」とした。</p> <p>b. 事象発生後、いずれの注水手段にも期待できない点は同等であり、余裕時間に差異は無いと考えられることから「-」とした。</p> <p>c. 原子炉圧力容器内が高圧状態で推移する点は同等であり、電源喪失後、少なくとも蒸気駆動の高圧注水及び制御用直流電源を確保すれば必要な設備容量は同等であることから「-」とした。</p> <p>d. 全 CDF に対して 10%以上又は詳細化した事故シーケンスグループの中で最も CDF の高いシーケンスを「高」とした。また、全 CDF に対して 0.1%未満のシーケンスを「低」とした。</p>	②は頻度の観点で支配的であるものの、その発生原因が津波に伴う浸水によるものであり、対策としては防潮堤の設置や建屋内止水等の止水対策となるため、重大事故防止対策の有効性の確認には適さない。	
		②最終ヒートシンク喪失 + 全交流電源喪失(電源盤浸水) + 直流電源喪失(電源設備浸水)	全交流電源 直流電源	全ての注水・除熱機能	<ul style="list-style-type: none"> 津波による浸水防止 	高	-	-	高	以上より、より多くの対策の有効性を確認出来る点で①が本事故シーケンスグループの事故シーケンスを代表していると考え、①を重要事故シーケンスとして選定。		

※1 ◎は選定した重要事故シーケンスを示す。

※2 地震 PRA では多重化された機器を完全従属としていることから、多重化された機器の損傷が生じるカットセットでは共通原因故障が生じるものとした。

※3 蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでは、RCIC を用いることで原子炉水位を維持することができる。

第 1-4 表 重要事故シーケンス等の選定(3/3)

解釈の事故シーケンスグループ	主要な事故シーケンス*1	喪失した機能	対応する主要な炉心損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)	着眼点と重要事故シーケンス選定の考え方				選定した重要事故シーケンスと選定理由	
				a	b	c	d		
崩壊熱除去機能喪失	◎ ①過渡事象+崩壊熱除去失敗	・除熱機能	<ul style="list-style-type: none"> 代替格納容器冷却スプレイ系 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) 格納容器圧力逃がし装置 可搬型代替注水ポンプ(水源補給) 手動減圧 低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) 常設代替交流電源設備 	中	中	低	高	<p>a. 主要な事故シーケンスのカットセットに共通原因故障が含まれている事故シーケンスを「中」とした。その上でサポート系喪失(1系統)は、起回事象の時点で系統間の機能の依存性によって同区分の複数の設備が機能喪失することから「高」とした。</p> <p>b. 過渡事象(全給水喪失事象)は手動停止、サポート系喪失と比較して事象進展が早いことから「中」とした。また、LOCAは直接D/Wに蒸気が放出されるため、格納容器圧力上昇の観点で厳しいと考え「高」とした。</p> <p>c. LOCAは直接D/Wに蒸気が放出されるため、S/Cでの蒸気凝縮に十分に期待できない分格納容器圧力上昇の観点で厳しいと考え「高」とした。他の起回事象については、崩壊熱除去に関する設備容量に差異は無いと考え「低」とした。</p> <p>d. 全CDFに対して10%以上又は事故シーケンスグループの中で最もCDFの高いシーケンスを「高」とした。また、全CDFに対して0.1%未満のシーケンスを「低」とした。</p>	<p>a. ⑤,⑥ではサポート系1区分の喪失を起因としているが、他の区分は健全であるため、対応手段が著しく制限される状態ではない。</p> <p>b, c. ⑦~⑨の両着眼点についてLOCAを「高」としたが、これらはLOCAから派生したシーケンスであって、崩壊熱除去機能喪失に対する対策の有効性を確認するシーケンスとしては適切でないと考え。LOCAを起因とするシーケンスについては崩壊熱除去機能の代替手段も含めて他のシーケンスグループで評価する。よって、bの事象対応の余裕時間の観点で①②が厳しい。</p> <p>d. 頻度の観点では①が支配的となった。</p> <p>以上より、①を重要事故シーケンスとして選定。</p>
	— ②過渡事象+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗			中	中	低	中		
	— ③通常停止+崩壊熱除去失敗			中	低	低	中		
	— ④通常停止+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗			中	低	低	低		
	— ⑤サポート系喪失+崩壊熱除去失敗			高	低	低	中		
	— ⑥サポート系喪失+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗			高	低	低	低		
	— ⑦小LOCA+崩壊熱除去失敗			中	高	高	低		
	— ⑧中LOCA+RHR失敗			中	高	高	低		
	— ⑨大LOCA+RHR失敗			中	高	高	低		
原子炉停止機能喪失	◎ ①過渡事象+原子炉停止失敗	・原子炉停止機能	<ul style="list-style-type: none"> 代替制御棒挿入機能 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能 ほう酸水注入系 高圧炉心注水系 原子炉隔離時冷却系 残留熱除去系 	中	高	中	高	<p>a. 主要な事故シーケンスのカットセットに共通原因故障が含まれている事故シーケンスを「中」とした。</p> <p>b. 過渡事象(主蒸気隔離弁閉)はLOCAと比較して反応度投入に伴う出力抑制の観点で厳しく、大LOCAはLOCA後の水位低下の観点で厳しいと考えられることから「高」とし、中小LOCAについては「中」とした。</p> <p>c. 停止機能の設備容量については事故シーケンス間に有意な差が無いと考えられるが、原子炉内が中圧~高圧で維持されるシーケンスでは注水可能な系統が高圧に限定されることから、RCICの使用可能性も考慮し、過渡事象及び小LOCAを「中」とし、中LOCAについては「高」、大LOCAについては「低」とした。</p> <p>d. 全CDFに対して10%以上又は事故シーケンスグループの中で最もCDFの高いシーケンスを「高」とした。また、全CDFに対して0.1%未満のシーケンスを「低」とした。</p>	<p>a. 全シーケンスに共通であるため選定理由から除外した。</p> <p>b, c. 本事故シーケンスグループに対しては、重大事故等対処設備として代替制御棒挿入機能が整備されており、これに期待する場合、②~④の事象進展はLOCA時注水機能喪失の事故シーケンスグループに包絡される。事象発生直後の反応度投入に伴う出力抑制の観点では過渡事象を起因とする①が厳しい。</p> <p>d. CDFの観点では①が支配的となった。なお、LOCAと原子炉停止機能喪失が重畳する事故シーケンスのCDFは1×10^{-13}/炉年未満であり、他の事故シーケンスグループの事故シーケンスのCDFと比較しても極めて小さい。</p> <p>以上より、①を重要事故シーケンスとして選定。</p>
	— ②小LOCA+原子炉停止失敗			中	中	中	低		
	— ③中LOCA+原子炉停止失敗			中	中	高	低		
	— ④大LOCA+原子炉停止失敗			中	高	低	低		
LOCA時注水機能喪失	— ①小LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗	<ul style="list-style-type: none"> 高圧注水機能 低圧注水機能 	<ul style="list-style-type: none"> 手動減圧 低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) 代替格納容器冷却スプレイ系 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) 格納容器圧力逃がし装置 可搬型代替注水ポンプ(水源補給) 	中	低	高	低	<p>a. 主要な事故シーケンスのカットセットに共通原因故障が含まれている事故シーケンスを「中」とした。</p> <p>b. 中LOCAの方が事象進展が早いことから「高」とし、小LOCAを「低」とした。</p> <p>c. 減圧に用いるSRVは十分な台数が備えられている一方、低圧注水の代替となる設備容量は低圧ECCSより少ない。このため代替となる設備容量の観点で低圧ECCS失敗を含むシーケンスが厳しいと考え、「高」とし、原子炉減圧失敗を含むシーケンスを「低」とした。</p> <p>d. 全CDFに対して10%以上又は事故シーケンスグループの中で最もCDFの高いシーケンスを「高」とした。また、全CDFに対して0.1%未満のシーケンスを「低」とした。</p>	<p>a. 全シーケンスに共通であるため選定理由から除外した。</p> <p>b, c. 両着眼点について「高」と考えたシーケンスとして③を抽出。</p> <p>d. 頻度の観点では③が支配的となった。</p> <p>以上より、③を重要事故シーケンスとして選定。</p>
	— ②小LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗			中	低	低	低		
	◎ ③中LOCA+HPCF注水失敗+低圧ECCS注水失敗			中	高	高	高		
	— ④中LOCA+HPCF注水失敗+原子炉減圧失敗			中	高	低	低		
格納容器バイパス(ISLOCA)	◎ ①インターフェイスシステムLOCA(ISLOCA)	—	<ul style="list-style-type: none"> ISLOCA発生箇所の隔離 高圧炉心注水系 手動減圧 低圧炉心注水系 	—	—	—	—	<p>抽出されたシーケンスが1つであることから着眼点に照らした整理は行わず、全ての着眼点について「—」とした。</p>	①を重要事故シーケンスとして選定。

*1 ◎は選定した重要事故シーケンスを示す。

*2 地震PRAでは多重化された機器を完全従属としていることから、多重化された機器の損傷が生じるカットセットでは共通原因故障が生じるものとした。

個別プラント評価により抽出するもの
(解釈 1-1(b)の事故シーケンスグループ)

<個別プラントの確率論的リスク評価(PRA)>

- ・内部事象
- ・外部事象(適用可能なもの)
→ 地震、津波

<PRAに代わる方法による評価>

- ・その他の外部事象
火災、溢水、洪水、風(台風)、竜巻、凍結、降水、積雪、人為事象等
→これらの外部事象により誘発される起因事象について検討することで概略評価を実施

<事故シーケンス抽出・炉心損傷頻度算出結果>

事故シーケンス	事故シーケンス別CDF(1/年)		
	初期	中期	合計
過渡事象+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗	9.1×10 ¹⁴	8.8×10 ¹⁴	8.6×10 ¹⁴
過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗	4.0×10 ¹⁴	4.0×10 ¹⁴	4.9×10 ¹⁴
過渡事象+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗	2.3×10 ¹⁴	—	2.3×10 ¹⁴
過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗	2.0×10 ¹⁴	—	2.0×10 ¹⁴
中間トシ喪失+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗	3.2×10 ¹⁴	—	3.2×10 ¹⁴
最終トシ喪失+SRV 再閉失敗+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗	4.2×10 ¹⁴	—	4.2×10 ¹⁴
最終トシ喪失	—	2.7×10 ¹⁴	2.7×10 ¹⁴
最終トシ喪失+SRV 再閉失敗	—	4.8×10 ¹⁴	4.8×10 ¹⁴
最終トシ喪失+全交流電源喪失(電源喪失)	—	1.0×10 ¹⁴	1.0×10 ¹⁴
最終トシ喪失+全交流電源喪失(電源喪失)+SRV 再閉失敗	—	5.3×10 ¹⁴	5.3×10 ¹⁴
過渡事象+高圧 ECCS 失敗+手動減圧失敗	2.8×10 ¹⁴	5.1×10 ¹⁴	5.4×10 ¹⁴
過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧 ECCS 失敗+手動減圧失敗	6.0×10 ¹⁴	2.6×10 ¹⁴	2.7×10 ¹⁴
過渡事象+高圧 ECCS 失敗+手動減圧失敗	2.2×10 ¹⁴	—	2.2×10 ¹⁴
過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧 ECCS 失敗+手動減圧失敗	2.2×10 ¹⁴	—	2.2×10 ¹⁴
中間トシ喪失+高圧 ECCS 失敗+手動減圧失敗	4.0×10 ¹⁴	—	4.0×10 ¹⁴
中間トシ喪失+SRV 再閉失敗+高圧 ECCS 失敗+手動減圧失敗	6.4×10 ¹⁴	—	6.4×10 ¹⁴
全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)	4.8×10 ¹⁴	1.7×10 ¹⁴	1.7×10 ¹⁴
全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+最終トシ喪失	—	4.2×10 ¹⁴	4.2×10 ¹⁴
全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗	1.2×10 ¹⁴	0.6×10 ¹⁴	1.1×10 ¹⁴
全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+最終トシ喪失+SRV 再閉失敗	—	2.0×10 ¹⁴	2.0×10 ¹⁴
全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RHR 失敗	5.3×10 ¹⁴	1.3×10 ¹⁴	1.3×10 ¹⁴
全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+最終トシ喪失+RHR 失敗	—	3.2×10 ¹⁴	3.2×10 ¹⁴
外部電源喪失+直流電源喪失	8.1×10 ¹⁴	—	8.1×10 ¹⁴
最終トシ喪失+全交流動力電源喪失+直流電源喪失	—	5.0×10 ¹⁴	5.5×10 ¹⁴
過渡事象+RHR 失敗	1.4×10 ¹⁴	2.1×10 ¹⁴	4.4×10 ¹⁴
過渡事象+SRV 再閉失敗+RHR 失敗	4.3×10 ¹⁴	1.1×10 ¹⁴	3.4×10 ¹⁴
過渡事象+RHR 失敗	1.7×10 ¹⁴	—	1.7×10 ¹⁴
過渡事象+SRV 再閉失敗+RHR 失敗	1.1×10 ¹⁴	—	1.1×10 ¹⁴
中間トシ喪失+RHR 失敗	2.1×10 ¹⁴	—	2.1×10 ¹⁴
中間トシ喪失+SRV 再閉失敗+RHR 失敗	1.1×10 ¹⁴	—	1.1×10 ¹⁴
中間トシ喪失+RHR 失敗	1.1×10 ¹⁴	—	1.1×10 ¹⁴
中間トシ喪失+SRV 再閉失敗+RHR 失敗	1.1×10 ¹⁴	—	1.1×10 ¹⁴
中間トシ喪失+RHR 失敗	1.1×10 ¹⁴	—	1.1×10 ¹⁴
中間トシ喪失+RHR 失敗	1.1×10 ¹⁴	—	1.1×10 ¹⁴
中間トシ喪失+RHR 失敗	1.1×10 ¹⁴	—	1.1×10 ¹⁴

必ず想定する事故シーケンスグループ
(解釈 1-1(a)の事故シーケンスグループ)

解釈 1-2(a)を適用するもの

- ・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
- ・LOCA 時注水機能喪失(中小 LOCA)

国内外の先進的な対策を考慮しても
炉心損傷防止が困難な事故シーケンス
・LOCA 時注水機能喪失(大 LOCA)

解釈 1-2(b)を適用するもの

- ・崩壊熱除去機能喪失
- ・原子炉停止機能喪失
- ・格納容器バイパス
(インターフェイスシステム LOCA)

解釈 1-1(a)以外の事故シーケンスグループ

- ・Excessive LOCA
- ・原子炉建屋損傷
- ・圧力容器・格納容器損傷
- ・格納容器バイパス
- ・計測・制御系喪失

《重要事故シーケンスの選定》

審査ガイドに従い、事故シーケンス毎に重要事故シーケンスを選定し、炉心損傷防止対策の有効性を確認

炉心損傷防止対策の有効性評価へ

《格納容器破損防止を図るシーケンスの確認》

国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講じることが困難な事象であっても格納容器破損防止対策に期待できることを確認

格納容器破損防止対策の有効性評価へ

大規模損壊発生時の対策も含め、発電所内において使用可能な設備・機器を活用して影響の緩和を図る

<新たな事故シーケンスグループとして追加の要否確認>

「解釈 1-1(a)の事故シーケンスグループと炉心損傷頻度又は影響度の観点から同程度であるか等から総合的に判断」

- ・評価を詳細化すれば必ずしも炉心損傷直結ではなく、必ず想定する事故シーケンスグループに包絡される事故シーケンスともなり得る。
- ・損傷の程度によっては、有効性評価で想定した影響緩和策に期待できる可能性、或いは可搬型の機器等を用いて臨機応変に、炉心損傷防止のための対応をとることができる可能性が考えられる。

以上の理由により、新たなグループとしての追加は不要と判断

第 1-1 図 事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス

過渡事象	原子炉停止	圧力バウンダリ健全性	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
							炉心損傷なし	炉心損傷なし
							過渡事象+崩壊熱除去失敗	(d)
							炉心損傷なし	炉心損傷なし
							過渡事象+崩壊熱除去失敗	(d)
							過渡事象+高圧注水失敗+低圧注水失敗	(a)
							過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	(b)
							炉心損傷なし	炉心損傷なし
							過渡事象+SRV再開失敗+崩壊熱除去失敗	(d)
							炉心損傷なし	炉心損傷なし
							過渡事象+SRV再開失敗+崩壊熱除去失敗	(d)
						過渡事象+SRV再開失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	(a)	
						過渡事象+SRV再開失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	(b)	
						過渡事象+原子炉停止失敗	(e)	

外部電源喪失	直流電源	交流電源	圧力バウンダリ健全性	高圧炉心冷却	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
					過渡事象へ	過渡事象へ
					外部電源喪失+非常用交流電源喪失	(c)
					外部電源喪失+非常用交流電源喪失+RCIC失敗	(c)
					外部電源喪失+非常用交流電源喪失+SRV再開失敗	(c)
				外部電源喪失+直流電源喪失	(c)	

(a) 高圧・低圧注水機能喪失 (b) 高圧注水・減圧機能喪失 (c) 全交流動力電源喪失 (d) 崩壊熱除去機能喪失 (e) 原子炉停止機能喪失

第 1-2 図 内部事象運転時レベル 1PRA イベントツリー(1/3)

通常停止・サポ-ト系喪失	圧力バウンダリ健全性	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
						炉心損傷なし	炉心損傷なし
						通常停止+崩壊熱除去失敗 サポ-ト系喪失+崩壊熱除去失敗	(d)
						炉心損傷なし	炉心損傷なし
						通常停止+崩壊熱除去失敗 サポ-ト系喪失+崩壊熱除去失敗	(d)
						通常停止+高圧注水失敗+低圧注水失敗 サポ-ト系喪失+高圧注水失敗+低圧注水失敗	(a)
						通常停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗 サポ-ト系喪失+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	(b)
						炉心損傷なし	炉心損傷なし
						通常停止+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗 サポ-ト系喪失+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗	(d)
						炉心損傷なし	炉心損傷なし
						通常停止+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗 サポ-ト系喪失+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗	(d)
通常停止+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗 サポ-ト系喪失+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	(a)						
通常停止+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗 サポ-ト系喪失+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	(b)						

(a) 高圧・低圧注水機能喪失 (b) 高圧注水・減圧機能喪失 (d) 崩壊熱除去機能喪失

第 1-2 図 内部事象運転時レベル 1PRA イベントツリー(2/3)

冷却材喪失事象	原子炉停止	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
						炉心損傷なし	炉心損傷なし
						大破断LOCA+RHR失敗 中破断LOCA+RHR失敗 小破断LOCA+崩壊熱除去失敗	(d)
						炉心損傷なし	炉心損傷なし
						大破断LOCA+RHR失敗 中破断LOCA+RHR失敗 小破断LOCA+崩壊熱除去失敗	(d)
						大破断LOCA+HPCF失敗+低圧ECCS注水失敗 中破断LOCA+HPCF失敗+低圧ECCS注水失敗 小破断LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗	(f)
中破断LOCA+HPCF注水失敗+原子炉減圧失敗 小破断LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	(f)						
大破断LOCA+原子炉停止失敗 中破断LOCA+原子炉停止失敗 小破断LOCA+原子炉停止失敗	(e)						

インターフェイスシステムLOCA	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
	ISLOCA	(g)

(d) 崩壊熱除去機能喪失 (e) 原子炉停止機能喪失 (f) LOCA 時注水機能喪失 (g) 格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)

第 1-2 図 内部事象運転時レベル 1PRA イベントツリー(3/3)

地震	地震 加速度大	建屋・ 構築物 の損傷	格納容器 バイパス	冷却材喪失 (E-LOCA)	計測・ 制御系 喪失	直流 電源喪失	原子炉 補機冷却系 の喪失	交流 電源喪失	外部電源 喪失	事故シーケンス	事故 シーケンス グループ
										炉心損傷なし	炉心損傷なし
										過渡事象へ	過渡事象へ
										外部電源喪失へ	外部電源喪失へ
										全交流電源喪失へ	全交流電源喪失へ
										最終ヒートシンク喪失+全交流電源喪失へ	最終ヒートシンク喪失 +全交流電源喪失へ
										直流電源喪失	(h)
										計測・制御系喪失	(h)
										Excessive LOCA	(f)
										格納容器バイパス	(h)
										格納容器・圧力容器損傷 原子炉建屋損傷	(h)

- (a) 高圧・低圧注水機能喪失 (b) 高圧注水・減圧機能喪失 (c) 全交流動力電源喪失 (d) 崩壊熱除去機能喪失 (f) LOCA時注水機能喪失
 (h) 炉心損傷直結シーケンス E-LOCA : Excessive -LOCA

第 1-3 図 地震レベル 1PRA 階層イベントツリー

過渡事象/ 外部電源喪失※1	原子炉停止	原子炉圧力制御 (逃がし安全弁開放)	原子炉圧力制御 (逃がし安全弁再閉鎖)	高圧炉心 冷却	原子炉減圧	低圧炉心 冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス	事故 シーケンス グループ
								炉心損傷なし	炉心損傷なし
								過渡事象+崩壊熱除去失敗	(d)
								炉心損傷なし	炉心損傷なし
								過渡事象+崩壊熱除去失敗	(d)
								過渡事象+高圧注水失敗+低圧注水失敗	(a)
								過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	(b)
								炉心損傷なし	炉心損傷なし
								過渡事象+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗	(d)
								炉心損傷なし	炉心損傷なし
								過渡事象+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗	(d)
								過渡事象+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	(a)
								過渡事象+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	(b)
							Excessive LOCA	(f)	
							過渡事象+原子炉停止失敗	(e)	

※1 DG 全喪失を伴わない外部電源喪失は過渡事象として整理した。

(a) 高圧・低圧注水機能喪失 (b) 高圧注水・減圧機能喪失 (d) 崩壊熱除去機能喪失 (e) 原子炉停止機能喪失 (f) LOCA 時注水機能喪失

第 1-4 図 地震レベル 1PRA イベントツリー(1/2)

全交流電源喪失/ 全交流電源喪失+最終ヒートシンク喪失	原子炉停止	原子炉圧力制御 (逃がし安全弁開放)	原子炉圧力制御 (逃がし安全弁再閉鎖)	高圧炉心 冷却	事故シーケンス	事故 シーケンス グループ
					全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失) 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+最終ヒートシンク喪失 ^{※1}	(c)
					全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+RCIC失敗 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+最終ヒートシンク喪失+RCIC失敗 ^{※1}	(c)
					全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+最終ヒートシンク喪失+SRV再閉失敗 ^{※1}	(c)
					Excessive LOCA	(f)
					全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+原子炉停止失敗 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+最終ヒートシンク喪失+原子炉停止失敗 ^{※1}	(e)

※1 全交流動力電源喪失が生じた時点で最終ヒートシンク喪失も発生することから、全交流動力電源喪失の事故シーケンスとして整理した。

(c) 全交流動力電源喪失 (e) 原子炉停止機能喪失 (f) LOCA 時注水機能喪失

第 1-4 図 地震レベル 1PRA イベントツリー(2/2)

津波高さ	12m	6.5m	4.8m	4.2m	3.5m	発生する起回事象	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
以下→						起因となる事象発生なし	炉心損傷なし	炉心損傷なし
以上↓						①	過渡事象へ ^{※1}	過渡事象へ ^{※1}
						①+②	津波高さ 4.2m～6.5mへ	津波高さ 4.2m～6.5mへ
					①+②+③			
						①+②+③+④	非常用交流電源喪失 +最終ヒートシンク喪失 +直流電源喪失	直流電源喪失
					①+②+③+④+⑤			

※1 内部事象のイベントツリーに包絡されるものと整理した。

- ① 過渡事象 ② 最終ヒートシンク喪失(LUHS) ③ 全交流動力電源喪失(SBO) ④ 直流電源喪失 ⑤ 外部電源喪失

第 1-5 図 津波レベル 1PRA 津波高さ別イベントツリー

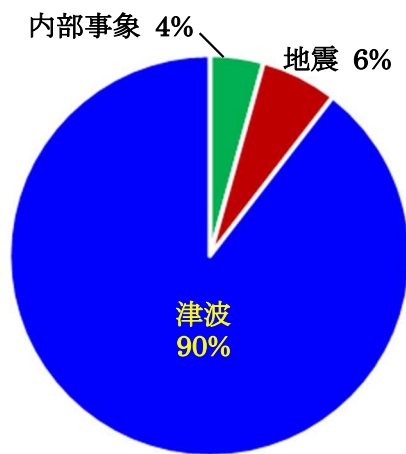
津波高さ 4.2m～6.5m	原子炉圧力制御 (逃がし安全弁 開放)※2	原子炉圧力制御 (逃がし安全弁 再閉鎖)※2	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス	事故シーケンス グループ
							炉心損傷なし	炉心損傷なし
							※1	(d)
							炉心損傷なし	炉心損傷なし
							※1	(d)
							最終ヒートシンク喪失+RCIC失敗 最終ヒートシンク喪失+全交流電源喪失+RCIC失敗	(a)
							※1	(b)
							炉心損傷なし	炉心損傷なし
							※1	(d)
							炉心損傷なし	炉心損傷なし
							※1	(d)
							炉心損傷なし	炉心損傷なし
							※1	(d)
							最終ヒートシンク喪失+SRV再閉失敗 最終ヒートシンク喪失+全交流電源喪失+SRV再閉失敗	(a)
							※1	(b)
							LOCA	(f)

※1 イベントツリー上はシーケンスを抽出できるが、津波によって注水機能を全て喪失して炉心損傷に至るため、当該シーケンスは発生しない。

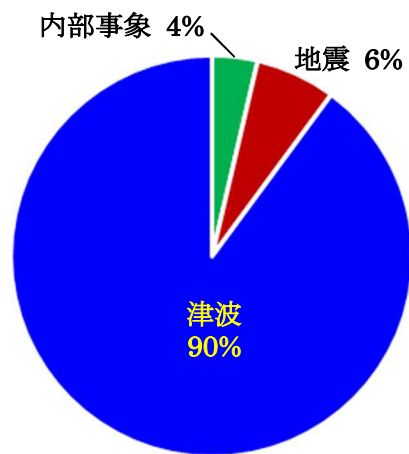
※2 当該ヘディングはランダム故障を考慮して設定している。これは当該ヘディングが、逃がし安全弁の逃がし弁機能又は安全弁機能による、津波襲来後の過渡的な状況下での原子炉圧力制御を考慮しているものであって、少なくとも安全弁機能には期待できることを考慮すると、津波による機能喪失は想定されないためである。当該ヘディングの非信頼度への津波による影響は無いが、全ての事故シーケンスを抽出する観点から、ランダム故障による分岐確率(内部事象 PRA での値と同じ)を設定して分析している。

(a) 高圧・低圧注水機能喪失 (b) 高圧注水・減圧機能喪失 (d) 崩壊熱除去機能喪失 (f) LOCA 時注水機能喪失

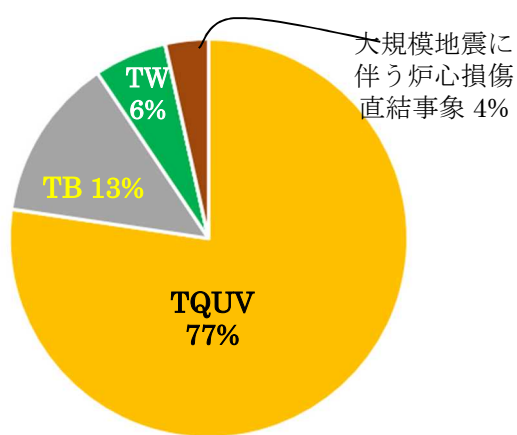
第 1-6 図 津波レベル 1PRA イベントツリー



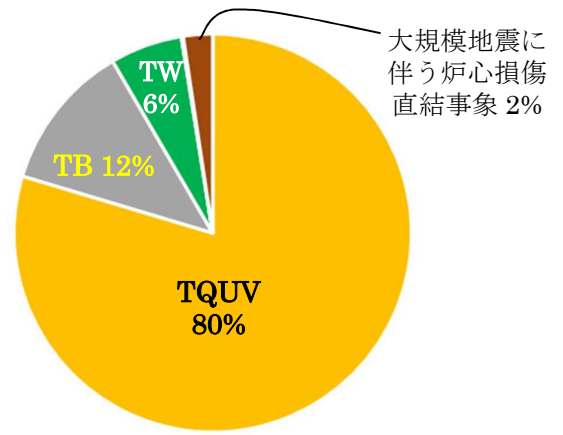
KK6 事象別



KK7 事象別



KK6 事故シーケンスグループ別

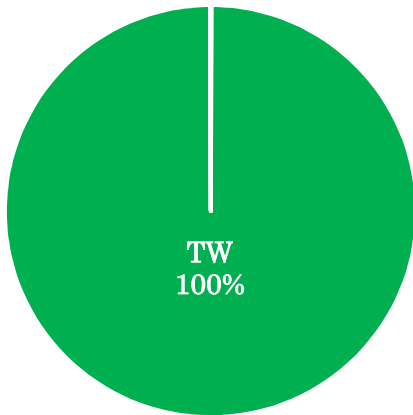


KK7 事故シーケンスグループ別

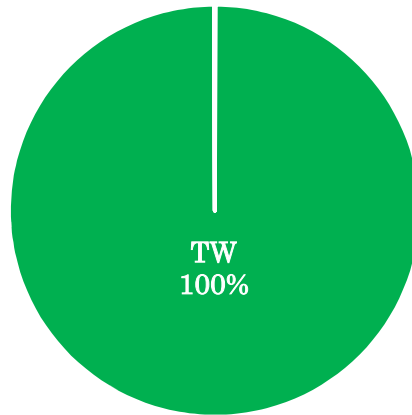
KK6 全 CDF : 2.0×10^{-4} /炉年

KK7 全 CDF : 2.4×10^{-4} /炉年

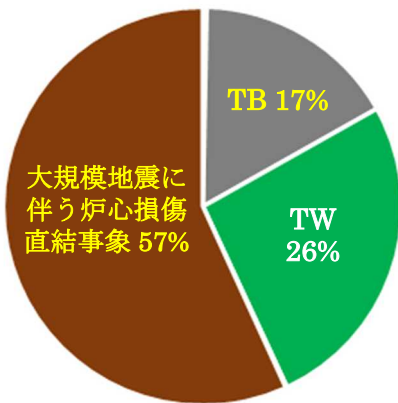
第 1-7 図 プラント全体の CDF



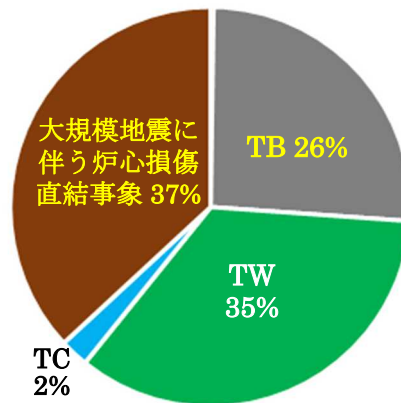
KK6 内部事象運転時レベル 1PRA
(CDF : 8.7×10^{-6} /炉年)



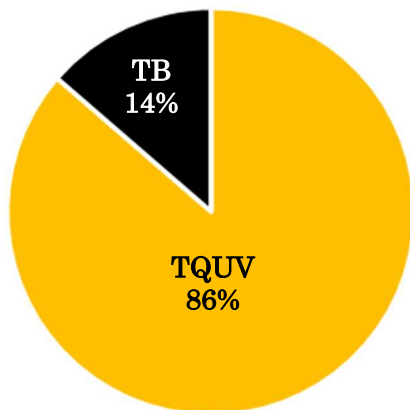
KK7 内部事象運転時レベル 1PRA
(CDF : 8.7×10^{-6} /炉年)



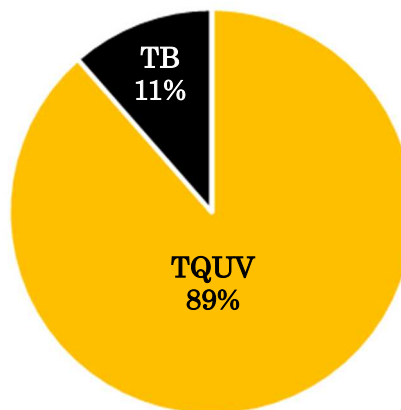
KK6 地震レベル 1PRA
(CDF : 1.2×10^{-5} /炉年)



KK7 地震レベル 1PRA
(CDF : 1.5×10^{-5} /炉年)



KK6 津波レベル 1PRA
(CDF : 1.8×10^{-4} /炉年)



KK7 津波レベル 1PRA
(CDF : 2.1×10^{-4} /炉年)

第 1-8 図 各 PRA の結果と事故シーケンスグループ毎の寄与割合

2 格納容器破損防止対策の有効性評価における格納容器破損モード及び評価事故シーケンスの選定について

格納容器破損防止対策の有効性評価の格納容器破損モード及び評価事故シーケンス選定の全体プロセスを第 2-1 図に示す。また、以下に各検討ステップにおける実施内容を整理した。

【概要】

- ① 内部事象レベル 1.5PRA 及び PRA を適用できない外部事象に係る定性的検討から格納容器破損モードを抽出し、解釈の記載との比較検討・分類を実施した。
- ② 抽出された格納容器破損モードのうち、炉心損傷発生時点で格納容器機能に期待できない格納容器バイパス、格納容器先行破損に該当するものは、解釈 1-2(b)に基づき炉心損傷防止対策の有効性評価の対象とした。
- ③ 国内外で得られている知見や実プラントでの運用等も踏まえた検討を行い、新たに追加すべき格納容器破損モードはないものと判断した。
- ④ 格納容器破損モード毎に格納容器破損モード発生の観点で厳しいプラント損傷状態(PDS)を選定し、その中で厳しい事故シーケンスを検討し、格納容器破損防止対策の有効性評価の評価事故シーケンスとして選定した。

2.1 格納容器破損モードの分析について

解釈には、格納容器破損防止対策の有効性評価に係る格納容器破損モードの選定に係る個別プラント評価による抽出に関して以下の通りに示されている。

2-1

(a) 必ず想定する格納容器破損モード

- ・ 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)
- ・ 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱
- ・ 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用
- ・ 水素燃焼
- ・ 格納容器直接接触(シェルアタック)
- ・ 溶融炉心・コンクリート相互作用

(b) 個別プラント評価により抽出した格納容器破損モード

- ① 個別プラントの内部事象に関する 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。
- ② その結果、上記 2-1 (a)の格納容器破損モードに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードが抽出された場合には、想定する格納容器破損モードとして追加すること。

上記 2-1 (b)①に基づき、内部事象レベル 1.5PRA を実施し、格納容器破損モードを評価した。外部事象について、地震レベル 1.5PRA は建屋、格納容器等の損傷から格納容器の閉じ込め機能喪失に至る過程の不確かさが大きく、定量評価結果の活用には損傷箇所、損傷モード等の精緻化検討が必要な段階であるため、現段階では事故シーケンス選定の検討に適用しないこととした。

また、PRA の適用が困難と判断した外部事象については定性的な検討により発生する事故シーケンスの分析を行った。

実施した内部事象レベル 1.5PRA の詳細は「柏崎刈羽原子力発電所 6 号炉及び 7 号炉 重大事故対策の有効性評価に係る確率論的リスク評価(PRA)の結果について」に示す。

実施した事故シーケンスグループに係る分析結果を以下に示す。

2.1.1 格納容器破損モードの抽出、整理

(1) PRA に基づく整理

内部事象レベル 1.5PRA を実施し、事故の進展に伴い生じる格納容器の健全性に影響を与える負荷の分析から、以下の①～⑫に示す格納容器破損

モードの抽出を行った。

具体的には第 2-2 図の通り炉心損傷前、原子炉圧力容器破損前、原子炉圧力容器破損直後、原子炉圧力容器破損以降の各プラント状態に分類し、それぞれの状態で発生する負荷を抽出している。また、事故進展中に実施される緩和手段等を考慮し、第 2-3 図に示す格納容器イベントツリーを作成し、格納容器破損に至る格納容器破損モードを整理している。内部事象レベル 1.5PRA から抽出された格納容器破損モード及び定量化結果を第 2-1 表に示す。また、格納容器破損モード毎の格納容器破損頻度(以下、「CFF」と言う。)への寄与割合を第 2-4 図に示す。

①原子炉未臨界確保失敗時の過圧破損

原子炉停止失敗時に、炉心で発生した大量の水蒸気が格納容器へ放出され、格納容器圧力が早期に上昇して、格納容器が過圧破損に至る事象として分類する。

②過圧破損(炉心損傷前)

炉心の冷却が達成される中で、水蒸気の蓄積による準静的加圧で格納容器が炉心損傷前に破損する事象として分類する。

③インターフェイスシステム LOCA

インターフェイスシステム LOCA の発生により、格納容器をバイパスして冷却材が原子炉建屋内に放出される事象として分類する。

④格納容器隔離失敗

炉心が損傷した時点で、格納容器の隔離に失敗しており、格納容器の閉じ込め機能を喪失している事象として分類する。

⑤水蒸気爆発(原子炉圧力容器内での水蒸気爆発)

高温の溶融物が下部プレナムの冷却水中に落下して水蒸気爆発が発生し、その際の発生エネルギーによって原子炉圧力容器の蓋がミサイルとなって格納容器に衝突し、格納容器破損に至る事象として分類する。

⑥格納容器雰囲気直接加熱

高圧状態で原子炉圧力容器が破損した場合に、溶融物が格納容器雰囲気中を飛散する過程で微粒子化し、雰囲気ガスとの直接的な熱伝達等による急激な加熱・加圧の結果、格納容器内圧力が上昇し格納容器破損に至る事象として分類する。

⑦水蒸気爆発(格納容器内での水蒸気爆発)

高温の溶融物が格納容器下部ドライウエルの冷却水中に落下し、水蒸気爆発または水蒸気による圧力スパイクが発生する可能性がある。このときに格納容器に付加される機械的エネルギーによって格納容器破損に

至る事象として分類する。

⑧格納容器直接接触

原子炉圧力容器破損後に格納容器下部ドライウエルへ落下した溶融物が格納容器下部ドライウエルの床からその外側のドライウエルの床に広がり、高温の溶融物がドライウエルの壁(バウンダリ)に接触してドライウエル壁の一部が溶融貫通し、格納容器破損に至る事象として分類する。

⑨過圧破損(炉心損傷後)

炉心損傷後に溶融物の冷却が達成される中で、崩壊熱によって発生する水蒸気によって格納容器が過圧され、破損に至る事象、又は、デブリが冷却されない場合に、溶融炉心・コンクリート相互作用による非凝縮性ガスの発生が継続し、格納容器内が過圧されて格納容器の破損に至る事象として分類する。

⑩過温破損

原子炉圧力容器破損後、格納容器内で溶融物への注水がない場合に、溶融物からの輻射及び対流によって格納容器雰囲気加熱され、格納容器貫通部等が熱的に損傷し、格納容器の破損に至る事象として分類する。

⑪コア・コンクリート反応継続

原子炉圧力容器の破損後、格納容器内に放出された溶融物が冷却できない場合に、下部ドライウエル側壁のコンクリートが浸食され、原子炉圧力容器支持機能が喪失する事象又は格納容器のベースマットが溶融貫通し、格納容器破損に至る事象として分類する。

⑫水素燃焼

格納容器内に酸素等の反応性のガスが混在していた場合にジルコニウム-水反応等によって発生した水素と反応して激しい燃焼が生じ、原子炉格納容器破損に至る事象として分類する。

(2) PRA に代わる検討に基づく整理

地震、津波及びその他の外部事象等に対する格納容器破損モードについて、内部事象運転時レベル 1.5PRA の知見等を活用して検討した結果、地震、津波及びその他の外部事象等についても、炉心損傷後の格納容器内の事象進展は内部事象と同等であると考えられることから、格納容器破損モードは内部事象と同等であり、今回、内部事象 PRA から選定した格納容器破損モードに追加すべきものはないものと判断した。(別紙 1)

2.1.2 レベル 1.5PRA の定量化結果及び影響度を踏まえた格納容器破損モードの検討

第 2-1 表に示す格納容器破損モードについて、2.1.1 項に示すレベル 1.5PRA から抽出された格納容器破損モードと解釈に基づき必ず想定する以下の格納容器破損モードとの対応について検討を行った。

2-1

(a) 必ず想定する格納容器破損モード

- ・ 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)
- ・ 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱
- ・ 原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用
- ・ 水素燃焼
- ・ 格納容器直接接触(シェルアタック)
- ・ 溶融炉心・コンクリート相互作用

確認の結果、上記の必ず想定する格納容器破損モードに分類されない以下(1)～(5)の破損モードが抽出されたため、これを新たな格納容器破損モードとして追加することの要否について検討を実施した。

なお、必ず想定する格納容器破損モードのうち、格納容器直接接触(シェルアタック)は、格納容器下部ドライウェルの床面とその外側のドライウェルの床面とが同一レベルに構成されている BWR MARK-I 型の格納容器に特有の破損モードであり、柏崎刈羽原子力発電所 6,7 号炉の RCCV 型格納容器では、デブリが原子炉格納容器バウンダリに直接接触することはない構造であることから、格納容器破損モードとして考慮しない。(別紙 6)

また、柏崎刈羽原子力発電所 6,7 号炉では、運転中、格納容器内を窒素で置換し、酸素濃度を低く管理しているため、水素及び酸素が可燃限界に至る可能性が十分小さい。このため、本破損モードはレベル 1.5PRA の定量化において想定する格納容器破損モードからは除外した。一方、格納容器内の窒素置換が水素燃焼の発生防止対策であることを踏まえ、窒素置換対策の有効性として炉心の著しい損傷が起こるような重大事故時においても格納容器内雰囲気が水素の可燃限界以下(水素濃度がドライ条件に換算して 4%以下又は酸素濃度 5%以下)に維持できることを確認する必要があると考える。よって、水素燃焼については、有効性評価の評価対象とする格納容器破損モードとした。(別紙 6)

(1) 原子炉未臨界確保失敗時の過圧破損

本破損モードはレベル1.5PRA上の破損モードとして抽出されたが、解釈の要求事項に「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの(格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等)にあつ

ては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。」と記載されており、炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」にて有効性評価の対象としている。なお、当該破損モードのCFF(5.1×10^{-12} /炉年)の全CFFに対する寄与割合は0.1%未満である。

従って、当該破損モードを個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして評価事故シーケンスに追加する必要はないと判断した。

(2) 過圧破損(炉心損傷前)

本破損モードはレベル1.5PRA上の破損モードとして抽出されたが、解釈の要求事項に「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの(格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等)にあつては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。」と記載されており、炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」にて有効性評価の対象としている。なお、当該破損モードのCFF(8.7×10^{-6} /炉年)の全CFFに対する寄与割合は約99.9%である。

従って、当該破損モードを個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして評価事故シーケンスに追加する必要はないと判断した。

(3) 格納容器隔離失敗及びインターフェイスシステム LOCA

これらの破損モードは、事象の発生と同時に格納容器の隔離機能を喪失している事象であり、解釈の要求事項における「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの(格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等)にあつては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。」に該当する事故シーケンスグループである。

このため、講じるべき対策は炉心損傷防止であり、これらの破損モードを個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして評価事故シーケンスに追加する必要はないと判断した。

以下に、格納容器隔離失敗及びインターフェイスシステム LOCA で想定した事象及び評価事故シーケンスに追加する必要はないと判断した理由を示す。

(3)-1 格納容器隔離失敗

本破損モードは炉心が損傷した時点で格納容器の隔離に失敗している事象を想定したものである。

格納容器隔離失敗は炉心損傷の発生に伴う物理的な現象に由来するものではなく、炉心損傷時点で格納容器が隔離機能を喪失している事象を示している。隔離機能喪失の原因として、ランダム要因による貫通部の機器の破

損や人的過誤を考慮している。

現状の運転管理として格納容器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ことから、格納容器隔離失敗に伴う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。(別紙 7)

今回実施したレベル 1.5PRA では、国内 BWR プラントの格納容器隔離失敗の実績が無いことから、NUREG/CR-4220 で評価された隔離失敗確率を固定分岐確率として設定し当該破損モードの CFF(5.5×10^{-11} / 炉年、全 CFF に対する寄与割合 0.1%未満)を定量化した。国内の運転管理実績を考慮すれば、当該破損モードの CFF はさらに小さくなると推定される。(別紙 7)

以上、本事象は発生と同時に格納容器が隔離機能を喪失している事象であり、格納容器内で発生する物理化学現象を重大事故等対処設備を用いて抑制し、格納容器の機能喪失を防止する対策とはならない。通常の運転管理において格納容器の状態を確認する運用とすることが対策であり、本事象の分岐に至る前の事故シーケンスによる炉心損傷を防止することが重要な事象と考えることから、格納容器隔離失敗を個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして評価事故シーケンスに追加する必要はないと判断した。

また、格納容器隔離失敗については地震レベル 1PRA においても抽出されており、地震レベル 1PRA では、地震によって格納容器を貫通する高圧及び低圧設計の配管が格納容器外で破断する事象を想定している。

破断箇所や破断の程度の組み合わせを特定することは困難であるため、定量的に分析することは難しいが、破断箇所及び喪失した機能に応じて炉心損傷防止を試みる対応が発生するものと考ええる。

炉心損傷の後に格納容器の破損に至る事象ではなく、地震により格納容器の隔離機能が先行して喪失する事象であるため、その対応は炉心損傷防止が重要となる。この観点から、地震レベル 1PRA で抽出された格納容器隔離失敗についても、評価事故シーケンスに追加する必要はないと判断した。

(3)-2 インターフェイスシステム LOCA

本破損モードは、発生と同時に格納容器の隔離機能は喪失しているものの、炉心損傷までには時間余裕のある事象である。対策としては炉心損傷の防止又は炉心損傷までに格納容器の隔離機能を復旧することが挙げられる。炉心損傷防止の観点では内部事象運転時レベル 1PRA の結果から重要事故

シーケンスとして抽出し、有効性評価の対象としている。

格納容器の隔離機能を復旧したものの、炉心損傷を防止できなかった場合、その後の事象進展は原子炉圧力容器内の状況に応じて、評価対象とした評価事故シーケンスに包絡されるものとする。

従って、当該破損モードを個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして評価事故シーケンスに追加する必要はないと判断した。なお、当該破損モードの CFF(9.5×10^{-11} /炉年)の全 CFF に対する寄与割合は 0.1%未満である。

(4) 水蒸気爆発(原子炉圧力容器内での水蒸気爆発)

本破損モードについては各種研究により得られた知見から格納容器破損に至る可能性は極めて低いと評価されており、国内においてもリスクの観点からは大きな影響がないものと認識されている。(別紙8)

従って、当該破損モードを個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして評価事故シーケンスに追加する必要はないと判断した。

以上から、PRA の知見等を踏まえて、格納容器破損防止対策の有効性評価において、追加すべき新たな格納容器破損モードはないことを確認した。

2.2 評価事故シーケンスの選定について

設置変更許可申請における格納容器破損防止対策の有効性評価の実施に際しては、格納容器破損モード毎に評価事故シーケンスを選定している。

評価事故シーケンス選定にあたっては、審査ガイド「3.2.3 格納容器破損モードの主要解析条件等」の各破損モードの主要解析条件に示されている、当該破損モードの観点で厳しいシーケンスの選定を考慮している。

(1) 雰囲気圧力・温度による静的負荷

PRA に基づく格納容器破損シーケンスの中から、過圧及び過温の観点で厳しいシーケンスを選定する。また、炉心損傷防止対策における「想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるもの」を包絡するものとする。

(2) 高圧熔融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

PRA に基づく格納容器破損シーケンスの中から、原子炉圧力が高く維持され、減圧の観点で厳しいシーケンスを選定する。

(3) 原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用

PRA に基づく格納容器破損シーケンスの中から、原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用の観点で厳しいシーケンスを選定する。

(4) 水素燃焼

水素燃焼の観点で厳しいシーケンスを選定する。柏崎刈羽原子力発電所 6,7 号炉では、運転中、格納容器内を窒素で置換し、酸素濃度を低く管理しているため、水素が可燃限界に至る可能性が十分小さいことから、本破損モードはレベル 1.5PRA の定量化において想定する格納容器破損モードから除外しているが、評価事故シーケンスとしては炉心損傷後の格納容器内の酸素濃度上昇の観点で厳しいシーケンスを選定する。

(5) 熔融炉心・コンクリート相互作用

PRA に基づく格納容器破損シーケンスの中から、熔融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)の観点から厳しいシーケンスを選定する。

上記に基づき、レベル 1.5PRA の知見を活用した格納容器破損防止対策に係る評価事故シーケンスの選定では、先ず格納容器破損モード毎に格納容器破損の際の結果が厳しくなると判断されるプラント損傷状態(PDS)を選定し、その後、選定した PDS を含むシーケンスの中から結果が厳しくなると判断されるシーケンスを評価事故シーケンスとして選定することとした。この選定プロセスにより、有効性評価に適した、厳しいシーケンスが選定されるものとする。

2.2.1 評価対象とするプラント損傷状態(PDS)の選定

レベル 1.5PRA では、レベル 1PRA で炉心損傷に至る可能性があるものとして抽出された事故シーケンスから、さらに事象が進展して格納容器破損に至る事故シーケンスを定量化している。その際、格納容器内の事故進展の特徴を把握するために「格納容器破損時期」、「原子炉圧力容器圧力」、「炉心損傷時期」及び「電源確保」の4つの属性に着目してレベル 1PRA から抽出された事故シーケンスグループを分類し、PDS として定義している。PDS の分類結果を第 2-2 表に示す。

ここで、AE、S1E、S2E は LOCA として1つのプラント損傷状態とした。これは事故進展解析の結果、冷却材の流出口の大きさが炉心損傷後の事象の進展速度に大きな影響を及ぼすものではないと考えたためである。

この PDS の定義に従い、格納容器破損モード毎に格納容器破損頻度、当該破損モードに至る可能性のある全ての PDS を整理した。また、各格納容器破損モードの発生の観点で事象進展が最も厳しくなると考えられる PDS を検討し、評価対象とする PDS を選定した。選定結果を第 2-3 表に示す。

なお、第 2-2 表において、格納容器破損時期が炉心損傷前と分類されている TW、TC、ISLOCA については、格納容器先行破損の事故シーケンスであることから、解釈の要求事項を踏まえ、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」、「原子炉停止機能喪失」、「格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)」にて炉心損傷防止対策の有効性評価の対象としている。したがって、これらの PDS は、第 2-3 表に示す評価対象とする PDS の選定では考慮していない。

2.2.2 評価事故シーケンスの選定の考え方及び選定結果

2.2.1 項で格納容器破損モード毎に選定した PDS に属する事故シーケンスを比較し、格納容器破損モードの発生の観点で事象進展が最も厳しくなると考えられる事故シーケンスを検討し、評価事故シーケンスを選定した。選定結果を第 2-4 表に示す。

なお、重大事故対処設備により、「雰囲気圧力・温度による静的負荷」のシーケンスを除いた評価事故シーケンスに至るシナリオは全て防止できるため、有効性評価においては重大事故対処設備に期待せず、「雰囲気圧力・温度による静的負荷」のシーケンスを除いた評価事故シーケンス炉心損傷に至る状況を仮定している。

また、各格納容器破損モードについて、格納容器破損頻度が支配的となる PDS と主要なカットセットの整理を実施し、格納容器破損頻度の観点で支配的となるカットセットに対して今回整備した格納容器破損防止対策が有効であること

を確認した。(別紙 4)

2.2.3 炉心損傷防止が困難な事故シーケンス等に対する格納容器破損防止対策の有効性

国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講ずることが困難な事故シーケンスグループのうち、格納容器破損防止対策に期待できるものについては、今回整備した格納容器破損防止対策により格納容器の閉じ込め機能に期待できることを確認している。

国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講ずることが困難な事故シーケンス及び該当する PDS は以下の通り。以下の事故シーケンスは、「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できる」事故シーケンスである。(1.2 項参照)

- ・大 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗

2.2.1 項の PDS 選定では、上記の PDS を含めて格納容器破損モード毎に厳しい PDS を選定している。従って、炉心損傷防止が困難な事故シーケンス等についても、今回整備した格納容器破損防止対策により、格納容器の閉じ込め機能に期待できることを確認している。

2.2.4 直接的に炉心損傷に至る事故シーケンスに対する対策

1.1.2.2 項において、炉心損傷防止に係る有効性評価において想定する事故シーケンスグループとして新たに追加する必要がないと判断した事故シーケンスグループについては、炉心損傷後の格納容器の閉じ込め機能に期待することが困難な場合が考えられる。一方で、プラントの損傷規模によっては、設計基準事故対処設備や今回整備した重大事故等対処設備により格納容器破損の防止が可能な場合も考えられる。

格納容器の閉じ込め機能が喪失するような大規模損傷が生じた場合は、可搬型設備(消防車、電源車等)による対応や放射性物質の拡散を防止する対策(放水設備、シルトフェンス等)により敷地外への放射性物質の拡散抑制等を行い、事故の影響緩和を図る。

第 2-1 表 格納容器破損モード別格納容器破損頻度

PRA から抽出された格納容器破損モード	CFF (/炉年)	全 CFF に占める割合(%)	解釈 2-1(a)で想定する破損モード	備考
原子炉未臨界確保失敗時の過圧破損	5.1×10 ⁻¹²	< 0.1	雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)	解釈 1-2(b)に基づき、「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認」 →事故シーケンスグループ「原子炉未臨界確保失敗」
過圧破損(炉心損傷前)	8.7×10 ⁻⁶	99.9		解釈 1-2(b)に基づき、「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認」 →事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」
過圧破損(炉心損傷後)	3.9×10 ⁻¹⁰	< 0.1		—
過温破損	8.4×10 ⁻⁹	0.1		—
格納容器雰囲気直接加熱	1.2×10 ⁻¹²	< 0.1	高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱	—
水蒸気爆発(原子炉圧力容器内での水蒸気爆発)	—	—	なし	各種研究により得られた知見から、原子炉圧力容器内で水蒸気爆発が発生し、格納容器破損に至る可能性は極めて低いと評価。(別紙 8)
水蒸気爆発(格納容器内での水蒸気爆発)	3.8×10 ⁻¹³	< 0.1	原子炉圧力容器外での溶融燃料-冷却材相互作用	—
コア・コンクリート反応継続	1.2×10 ⁻¹¹	< 0.1	溶融炉心・コンクリート相互作用	—
インターフェイスシステム LOCA	9.5×10 ⁻¹¹	< 0.1	なし	解釈 1-2(b)に基づき「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認」 →事故シーケンスグループ「格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)」
格納容器隔離失敗	5.5×10 ⁻¹¹	< 0.1	なし	通常の運転管理において格納容器の状態を確認する運用としていること、本破損モードの CFF 及び全 CFF に対する寄与割合が極めて小さいこと、格納容器隔離失敗を考慮すべき PDS の多くについて炉心損傷防止対策の有効性を確認しており、格納容器外への放射性物質の大規模な放出防止が可能と考えられることから、格納容器隔離失敗を個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断。
水素燃焼	—	—	水素燃焼	柏崎刈羽原子力発電所 6 号炉及び 7 号炉では、運転中、格納容器内を窒素で置換しており、酸素濃度を低く管理しているため、水素及び酸素が可燃限界に至る可能性が十分小さいと評価し、PRA で定量化する格納容器破損モードから除外しているが、有効性評価においては窒素置換の有効性を確認する観点で有効性評価の対象とする。
格納容器直接接触(シェルアタック)	—	—	格納容器直接接触(シェルアタック)	RCCV 型の格納容器である柏崎刈羽原子力発電所 6 号炉及び 7 号炉では構造的に発生する可能性は無い格納容器破損モードであることから、有効性評価における評価対象から除外した。
合計	8.7×10 ⁻⁶	100		

注：灰色の箇所は、格納容器破損防止対策の有効性評価で考慮しないことを意味する。

第 2-2 表 プラント損傷状態(PDS)の定義

PDS	PCV 破損時期	RPV 圧力	炉心損傷時期	プラント 損傷時点での 電源有無
TQUV	炉心損傷後	低圧	早期	AC/DC 電源有
TQUX	炉心損傷後	高圧	早期	AC/DC 電源有
長期 TB	炉心損傷後	高圧	後期	DC 電源有 AC 電源無
TBU	炉心損傷後	高圧	早期	DC 電源有 AC 電源無
TBP	炉心損傷後	低圧	早期	DC 電源有 AC 電源無
TBD	炉心損傷後	高圧	早期	DC 電源無
LOCA ・ AE(大 LOCA) ・ S1E(中 LOCA) ・ S2E(小 LOCA)	炉心損傷後	低圧*	早期	AC/DC 電源有
TW	炉心損傷前	—	後期	—
TC	炉心損傷前	—	早期	—
格納容器バイパス(ISLOCA)	炉心損傷前	—	早期	—

※ S1E や S2E では、高圧状態で炉心損傷に至る場合が考えられるが、LOCA は速やかな冷却材流出の影響を確認する PDS として、大 LOCA をその代表として扱うこととし、高圧状態かつ早期に炉心損傷に至る事象は TQUX で代表させることとした。

注：網掛けは格納容器先行破損に至る事故シーケンスであることから、解釈 1-2(b)に基づき、「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認」する。このため、格納容器破損防止対策の有効性評価の対象外とする PDS を示す。

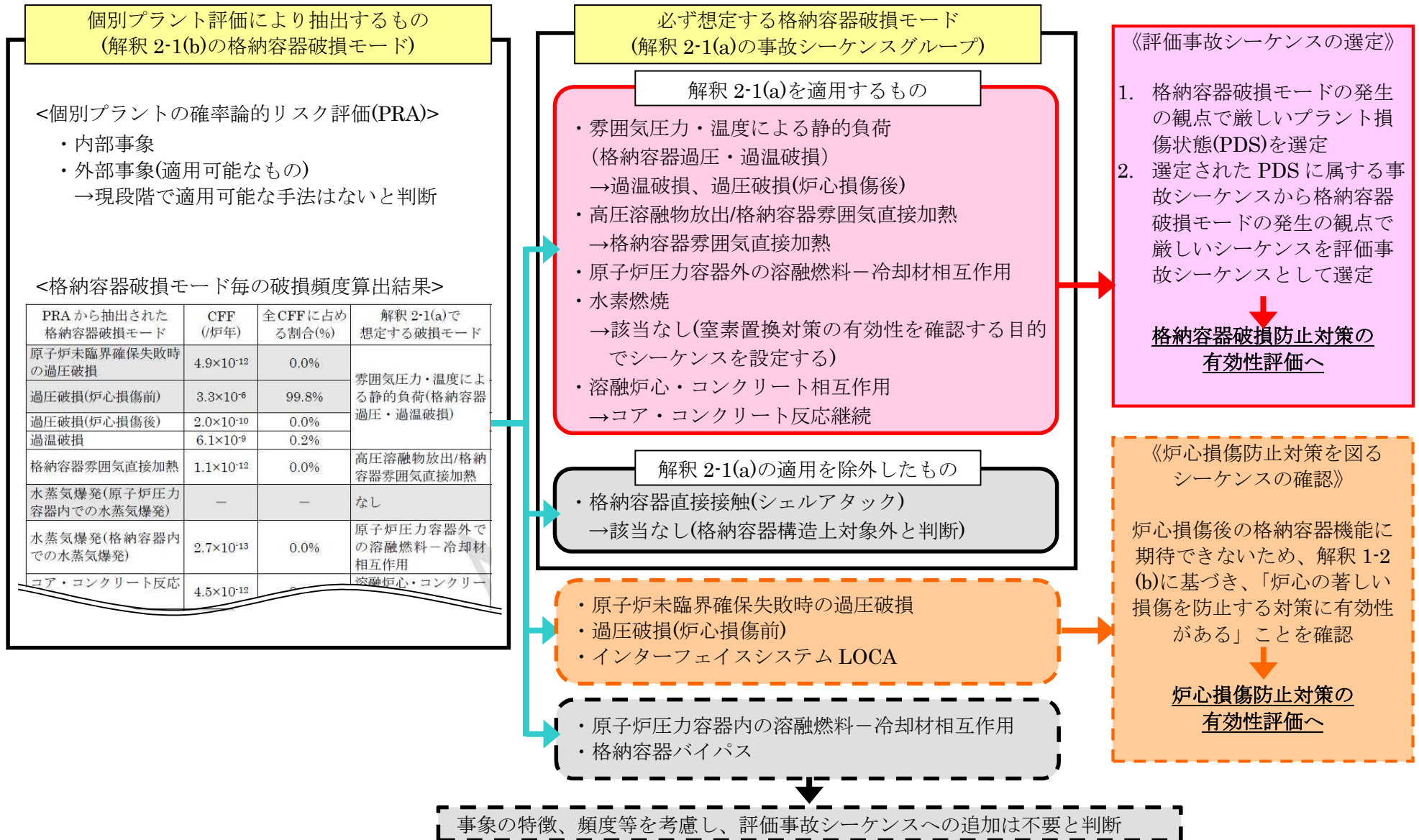
第 2-3 表 評価対象とするプラント損傷状態(PDS)の選定

解釈で想定する格納容器破損モード	破損モード別 CFF(/炉年)	該当する PDS	PDS 別 CFF(/炉年)	破損モードの CFF に占める割合(%)	最も厳しい PDS の考え方	選定した PDS
1 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	TQUV	2.5×10 ⁻¹³	0.1	<p>【事象進展(過圧・過温)緩和の余裕時間及び設備容量の厳しさ】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・TQUX、TQUV、TB の各シナリオと比較し、LOCA は一次冷却材の流出を伴うことから水位低下が早く、事象進展が早い。 ・過圧破損については長期 TB や TBU が支配的であることから、全交流動力電源喪失の寄与が高い。 ・過圧破損については対策として格納容器の除熱が必要となる。 ・過温破損については LOCA の寄与が高い。 ・過温破損については対策として格納容器(損傷炉心)への注水が必要となる。 ・LOCA に ECCS 注水機能喪失及び全交流動力電源喪失を加えることで、電源の復旧、注水機能の確保等必要となる事故対処設備が多く、格納容器破損防止対策を講じるための対応時間が厳しいシナリオとなる。これにより、格納容器への注水・除熱対策の有効性を網羅的に確認可能なシナリオとなる。なお、いずれの PDS を選定しても必要な監視機能は維持可能である。 <p>以上より、LOCA に SBO を加え、過圧及び過温への対策の有効性を総合的に評価するための PDS とする。</p>	LOCA+SBO
		TQUX	1.8×10 ⁻¹⁰	46.3		
		LOCA	3.0×10 ⁻¹⁸	< 0.1		
		長期 TB	1.1×10 ⁻¹⁰	29.0		
		TBU	8.0×10 ⁻¹¹	20.5		
		TBP	1.6×10 ⁻¹¹	4.2		
	TBD		—			
	8.4×10 ⁻⁹	TQUV	9.5×10 ⁻¹⁰	11.4		
		TQUX	2.2×10 ⁻⁹	26.7		
		LOCA	4.5×10 ⁻⁹	53.5		
		長期 TB	2.7×10 ⁻¹⁰	3.2		
		TBU	2.9×10 ⁻¹⁰	3.5		
TBP		5.7×10 ⁻¹¹	0.7			
TBD	8.0×10 ⁻¹¹	1.0				
2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱(DCH)	1.2×10 ⁻¹²	TQUV		—	<p>【事象進展緩和(減圧)の余裕時間の厳しさ】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・長期 TB は事象初期において RCIC による冷却が有効な PDS であり、減圧までの時間余裕の観点では TQUX、TBD、TBU の方が厳しい。 ・高圧状態で炉心損傷に至る点では TQUX、TBD、TBU に PDS 選定上の有意な違いは無い。 <p>以上より、最も厳しい PDS から、TQUX を代表として選定した。なお、いずれの PDS を選定しても必要な監視機能は維持可能である。</p>	TQUX
		TQUX	3.5×10 ⁻¹⁴	2.9		
		LOCA		—		
		長期 TB	1.1×10 ⁻¹²	96.4		
		TBU	4.7×10 ⁻¹⁵	0.4		
		TBP		—		
TBD	3.3×10 ⁻¹⁵	0.3				
3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用(炉外 FCI)	3.8×10 ⁻¹³	TQUV	1.1×10 ⁻¹⁶	< 0.1	<p>【事象(FCI における発生エネルギーの大きさ)の厳しさ】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・溶融炉心落下時の発生エネルギーは、格納容器下部の水中に落下する溶融炉心の量が多く、溶融炉心の保有エネルギーが大きいほど大きくなる。この観点から、高圧の状態が維持される TQUX 及び TBD、TBU、長期 TB は選定対象から除外した。 ・LOCA は、炉内での蒸気の発生状況の差異から、酸化ジルコニウムの質量割合が他の低圧破損シーケンス(TQUV、TBP)より小さくなり*、デブリの内部エネルギーが小さくなると考えられる。また、LOCA では破断口から高温の冷却材が流出し、格納容器下部ドライウエルに滞留する。FCI は低温の水に落下する場合の方が厳しい事象であることから、LOCA を選定対象から除外した。 ・TBP について、事象初期の RCIC による一時的な注水を考慮すると、TQUV に比べて水位低下が遅く、事象進展が遅い。 ・過渡事象のうち、原子炉の水位低下が早い事象を選定することで対応が厳しいシーケンスとなる。 <p>以上より、TQUV が最も厳しい PDS となる。なお、いずれの PDS を選定しても必要な監視機能は維持可能である。</p> <p>※LOCA 事象は一次冷却材の流出を伴い、発生蒸気によるジルコニウム酸化割合が他の低圧破損シーケンスよりも少ないため。</p>	TQUV
		TQUX	1.3×10 ⁻¹³	35.2		
		LOCA	2.1×10 ⁻¹³	56.3		
		長期 TB	9.7×10 ⁻¹⁵	2.5		
		TBU	1.9×10 ⁻¹⁴	4.9		
		TBP	4.0×10 ⁻¹⁵	1.1		
		TBD		—		
4 溶融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)	1.2×10 ⁻¹¹	TQUV	1.6×10 ⁻¹⁴	0.1	<p>【事象(MCCI に寄与する溶融炉心のエネルギーの大きさ)の厳しさ】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・MCCI の観点からは、格納容器下部に落下する溶融炉心の割合が多くなる原子炉圧力容器が低圧で破損に至るシーケンスが厳しい。この観点で、高圧の状態が維持される TQUX 及び TBD、TBU、長期 TB を選定対象から除外した。 ・LOCA は格納容器下部ドライウエルへの冷却材の流入の可能性があり、MCCI の観点で厳しい事象ではないと考えられるため、選定対象から除外した。 ・過渡事象のうち、原子炉の水位低下が早い事象を選定することで対応が厳しいシーケンスとなる。 <p>以上より、TQUV が最も厳しい PDS となる。なお、いずれの PDS を選定しても必要な監視機能は維持可能である。</p>	TQUV
		TQUX	8.1×10 ⁻¹²	69.9		
		LOCA	2.2×10 ⁻²⁰	< 0.1		
		長期 TB	1.5×10 ⁻¹²	12.7		
		TBU	1.7×10 ⁻¹²	14.4		
		TBP	3.2×10 ⁻¹³	2.8		
TBD		—				
5 水素燃焼	—	—	—	—	<p>【有効性評価に関する審査ガイドの選定基準等との整合】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・審査ガイド 3.2.3(4)b.(a)では「PRA に基づく格納容器破損シーケンスの中から水素燃焼の観点から厳しいシーケンスを選定する。」と記載されているが、柏崎刈羽原子力発電所(KK)6 号炉及び 7 号炉では格納容器内を窒素で置換しているため、水素燃焼による格納容器破損シーケンスは抽出されない。このため、KK6 号炉及び 7 号炉において評価することが適切と考えられる炉心損傷シーケンスを PDS として選定するものとする。 <p>【評価において着目するパラメータ】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・KK6 号炉及び 7 号炉では、格納容器内が窒素置換され、初期酸素濃度が低く保たれている。また、炉心損傷に伴い、水素濃度は容易に可燃限界を超えることから、水素燃焼防止の観点からは酸素濃度が重要になる。このため、水の放射線分解に伴う酸素濃度の上昇に着目する。 <p>【KK6 号炉及び 7 号炉において評価する事故シーケンス】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・KK6 号炉及び 7 号炉において、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防止できない事故シーケンスであるが、格納容器においてその事象進展を緩和できる考えられる事故シーケンスとしては、大 LOCA と ECCS 注水機能の喪失が重畳する事故シーケンスが抽出されている。このため、PDS としては LOCA(大 LOCA+ECCS 注水機能喪失)を選定することが適切と考えられる。これに加え、「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」の評価事故シーケンスでは、対応の厳しさの観点で SBO の重量を設定していることを考慮し、LOCA(大 LOCA+ECCS 注水機能喪失)+SBO を PDS として選定する。 	LOCA+SBO

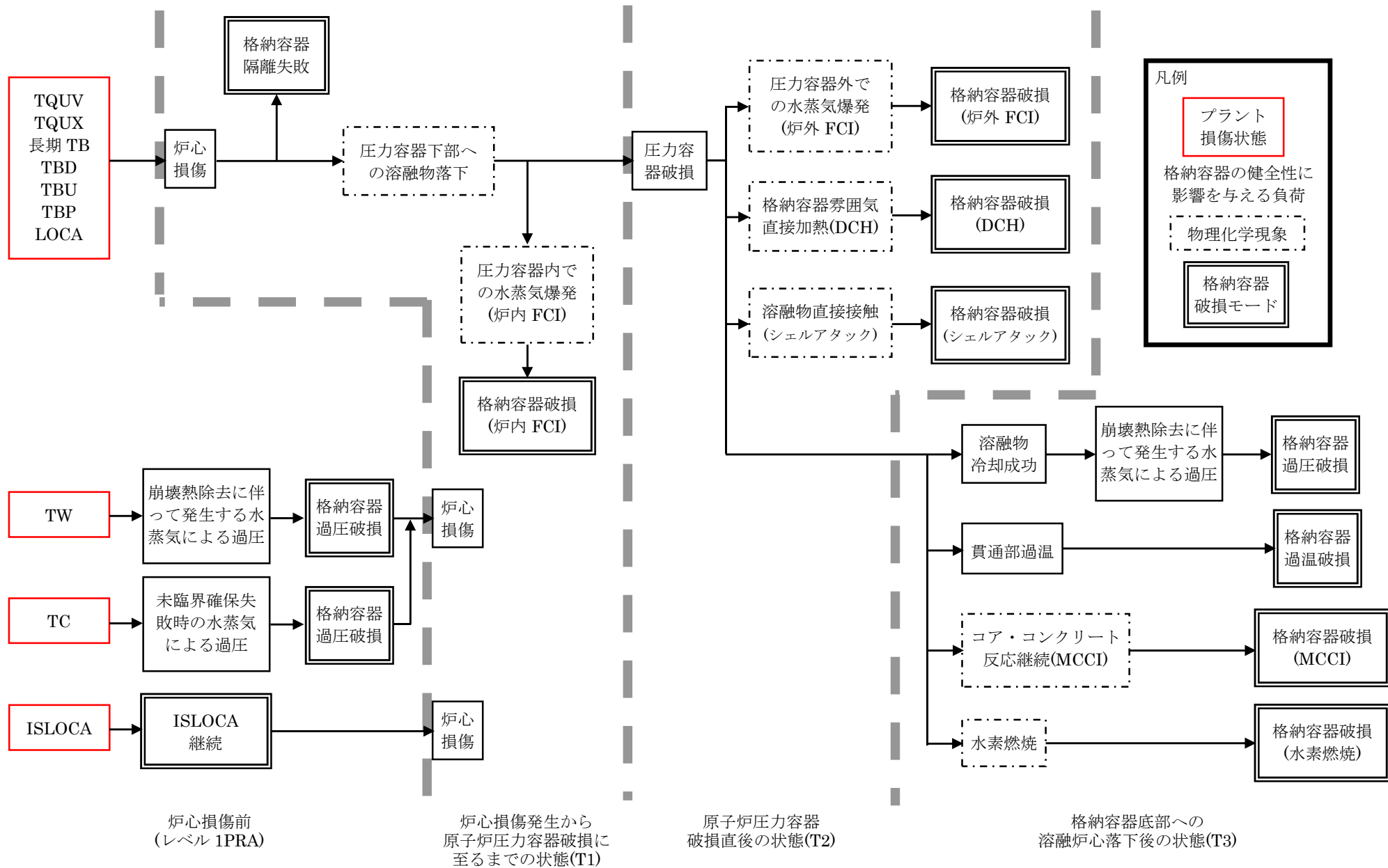
第2-4表 格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定

格納容器破損モード	評価対象としたPDS	該当する事故シーケンス※1	格納容器破損防止対策	評価事故シーケンス選定の考え方
雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)	LOCA+SBO	◎ ①大 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗+損傷炉心冷却失敗+(デブリ冷却成功)+RHR 失敗	<ul style="list-style-type: none"> 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水 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 	<p>【事象進展(過圧)緩和の余裕時間及び設備容量の厳しさ】</p> <ul style="list-style-type: none"> 中小 LOCA と比較し、大 LOCA は原子炉水位の低下が早いため、対応時の余裕時間の観点で厳しい。 中小 LOCA と比較し、大 LOCA は水位回復に必要な流量が大きいため、必要な設備容量の観点で厳しい。 <p>以上より、①を評価事故シーケンスとして選定。</p>
		— ②中 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗+損傷炉心冷却失敗+(デブリ冷却成功)+RHR 失敗		
		— ③中 LOCA+HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗+損傷炉心冷却失敗+(デブリ冷却成功)+RHR 失敗		
		— ④小 LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+(デブリ冷却成功)+RHR 失敗		
		— ⑤小 LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗+損傷炉心冷却失敗+(デブリ冷却成功)+RHR 失敗		
雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損)	LOCA+SBO	◎ ①大 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗+損傷炉心冷却失敗+下部 D/W 注水失敗	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器圧力逃がし装置による除熱 代替循環冷却(低圧代替注水系及び代替原子炉補機冷却系を用いた除熱) 	<p>【事象進展(過温)緩和の余裕時間及び設備容量の厳しさ】</p> <ul style="list-style-type: none"> 中小 LOCA と比較し、大 LOCA は原子炉水位の低下が早いため、対応時の余裕時間の観点で厳しい。 中小 LOCA と比較し、大 LOCA は水位回復に必要な流量が大きいため、必要な設備容量の観点で厳しい。 <p>以上より、①を評価事故シーケンスとして選定。</p>
		— ②中 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗+損傷炉心冷却失敗+下部 D/W 注水失敗		
		— ③中 LOCA+HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗+損傷炉心冷却失敗+下部 D/W 注水失敗		
		— ④小 LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+下部 D/W 注水失敗		
		— ⑤小 LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗+損傷炉心冷却失敗+下部 D/W 注水失敗		
高圧熔融物放出/格納容器雰囲気直接加熱(DCH)	TQUX	◎ ①過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗+炉心損傷後の原子炉減圧失敗+DCH 発生	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉圧力容器破損までに手動操作により原子炉を減圧 	<p>【余裕時間の厳しさ】</p> <ul style="list-style-type: none"> 過渡事象(全給水喪失事象)は原子炉水位低(L3)が事象進展の起点となるため、通常水位から原子炉停止に至る手動停止、サポート系喪失と比較して事象進展が早い。このため、対応時の余裕時間の観点で厳しい。 <p>【事象(DCH 発生時の炉圧)の厳しさ】</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉圧力容器破損時には原子炉圧力が高圧で維持されている場合の方が、DCH 発生の可能性及び発生時の影響の観点で厳しいと考えられるこのため、SRV 再開失敗を含まないシーケンスの方が厳しい。 <p>以上より、①を評価事故シーケンスとして選定。</p>
		— ②過渡事象+SRV 再開失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗+炉心損傷後の原子炉減圧失敗+DCH 発生		
		— ③通常停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗+炉心損傷後の原子炉減圧失敗+DCH 発生		
		— ④通常停止+SRV 再開失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗+炉心損傷後の原子炉減圧失敗+DCH 発生		
		— ⑤サポート系喪失+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗+炉心損傷後の原子炉減圧失敗+DCH 発生		
		— ⑥サポート系喪失+SRV 再開失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗+炉心損傷後の原子炉減圧失敗+DCH 発生		
原子炉圧力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用(FCI)	TQUV	◎ ①過渡事象+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI 発生	<ul style="list-style-type: none"> なし。(原子炉圧力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用が発生しても格納容器圧力バウンダリの機能喪失には至らない。なお、本事象では、発生時の厳しさの観点から格納容器下部ドライウェルへの水張りを考慮して有効性評価を実施している。) 	<p>【余裕時間の厳しさ】</p> <ul style="list-style-type: none"> 過渡事象(全給水喪失事象)は原子炉水位低(L3)が事象進展の起点となるため、通常水位から原子炉停止に至る手動停止、サポート系喪失と比較して事象進展が早い。このため、対応時の余裕時間の観点で厳しい。 <p>【事象(FCI 発生時)の厳しさ】</p> <ul style="list-style-type: none"> いずれのシーケンスも原子炉圧力が低圧の状態でも原子炉容器破損に至ることから、定性的にも各シーケンスで FCI が発生した際の事象の厳しさを比較することは困難である。 <p>以上より、発生頻度の観点で大きいと考えられる SRV 再開失敗を含まない、①を評価事故シーケンスとして選定。</p>
		— ②過渡事象+SRV 再開失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI 発生		
		— ③通常停止+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI 発生		
		— ④通常停止+SRV 再開失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI 発生		
		— ⑤サポート系喪失+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI 発生		
		— ⑥サポート系喪失+SRV 再開失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI 発生		
熔融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)	TQUV	◎ ①過渡事象+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+(下部 D/W 注水成功)+デブリ冷却失敗	<ul style="list-style-type: none"> 熔融炉心落下までに格納容器下部ドライウェルへの水張り及び落下後の崩壊熱除去に必要な流量での注水 	<p>【余裕時間の厳しさ】</p> <ul style="list-style-type: none"> 過渡事象(全給水喪失事象)は原子炉水位低(L3)が事象進展の起点となるため、通常水位から原子炉停止に至る手動停止、サポート系喪失と比較して事象進展が早い。このため、対応時の余裕時間の観点で厳しい。 <p>【事象(MCCI 発生時)の厳しさ】</p> <ul style="list-style-type: none"> いずれのシーケンスも原子炉圧力が低圧の状態でも原子炉容器破損に至ることから、定性的にも各シーケンスで MCCI が発生した際の事象の厳しさを比較することは困難である。 <p>以上より、発生頻度の観点で大きいと考えられる SRV 再開失敗を含まない、①を評価事故シーケンスとして選定。</p>
		— ②過渡事象+SRV 再開失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+(下部 D/W 注水成功)+デブリ冷却失敗		
		— ③通常停止+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+(下部 D/W 注水成功)+デブリ冷却失敗		
		— ④通常停止+SRV 再開失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+(下部 D/W 注水成功)+デブリ冷却失敗		
		— ⑤サポート系喪失+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+(下部 D/W 注水成功)+デブリ冷却失敗		
— ⑥サポート系喪失+SRV 再開失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+(下部 D/W 注水成功)+デブリ冷却失敗				
水素燃焼	LOCA+SBO	—	<ul style="list-style-type: none"> 窒素置換による格納容器雰囲気の不活性化 	<p>【事象(酸素濃度上昇)の厳しさ】</p> <ul style="list-style-type: none"> ジルコニウム-水反応による水素の過剰な発生を抑制する観点から、炉心損傷後に交流電源を復旧して原子炉注水を実施し、その後の事象進展に対応するシナリオを評価するものとする。 格納容器ベントを実施する場合、格納容器内の水素及び酸素が大気中に放出され、格納容器内の水素及び酸素濃度が大きく低下することから、格納容器ベントを実施しないシナリオを評価するものとする。 重大事故等対処設備によって炉心損傷を防止できる PDS についても、事象発生後の格納容器内の気体の流れ等、酸素濃度の上昇の観点で LOCA+SBO と大きく異なる PDS については、有効性評価において適宜その感度を確認するものとする。

※1 ◎は選定した重要事故シーケンスを示す。また、各シーケンスの赤字で示した部分が炉心損傷まで、青字で示した部分が炉心損傷以降のシーケンスを示す。



第 2-1 図 格納容器破損モード抽出及び評価事故シーケンス選定の全体プロセス



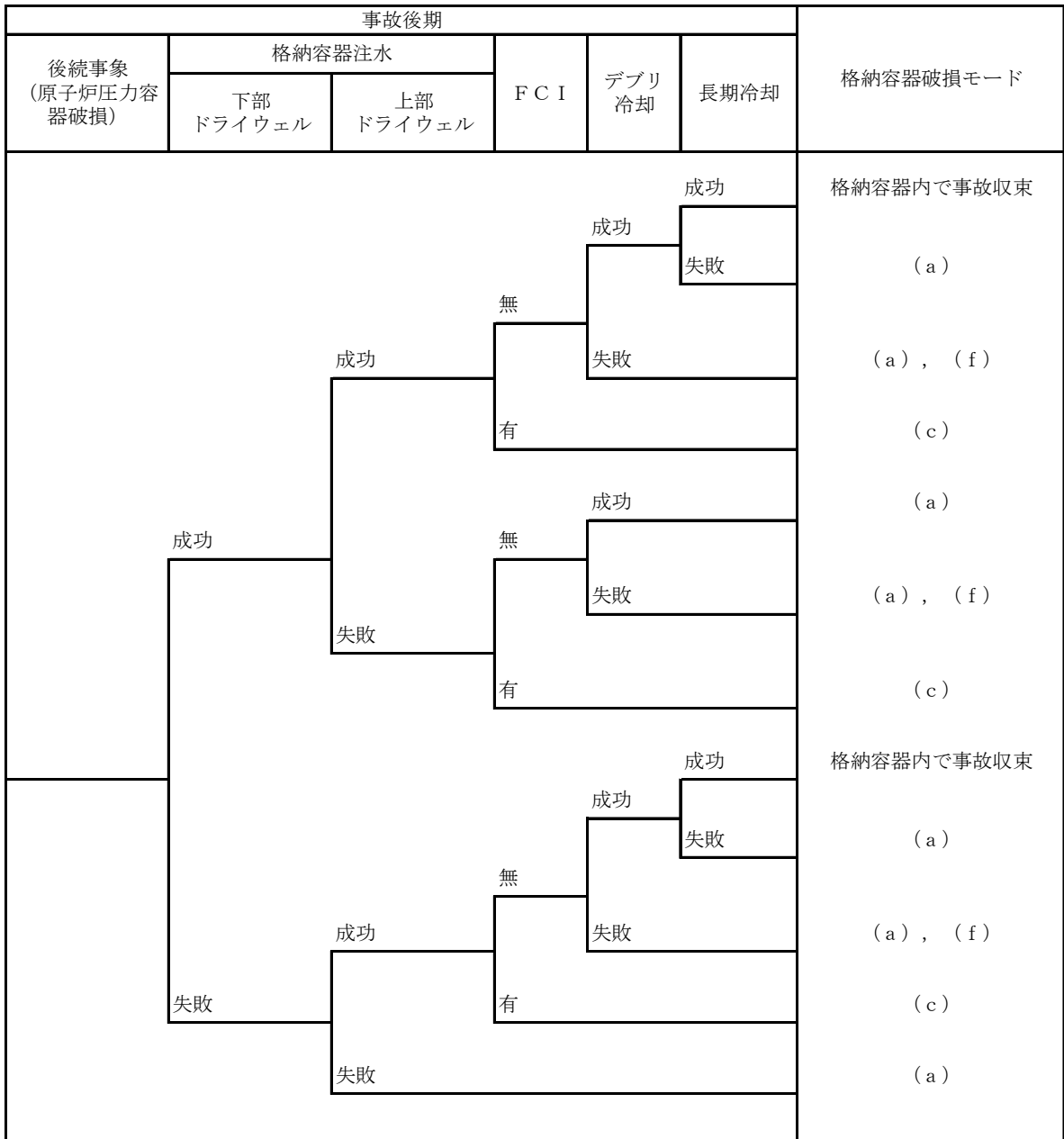
第 2-2 図 シビアアクシデントで想定される事象進展と格納容器破損モード

プラント 損傷状態	格納容 器隔離	原子炉圧力容器 破損前			原子炉圧力容器 破損直後		格納容器破損モード
		原子炉 減圧	原子炉 圧力容器 注水	原子炉 圧力容器 破損	F C I	D C H	
							後続事象（原子炉圧力容器健全）へ 後続事象（原子炉圧力容器破損）へ (c) 後続事象（原子炉圧力容器破損）へ (c) 後続事象（原子炉圧力容器破損）へ (b) (c) 格納容器隔離失敗
事故後期							格納容器破損モード
後続事象 (原子炉圧力容器健全)	格納容器注水	長期冷却					
							原子炉圧力容器内で事故収束 (a) 原子炉圧力容器内で事故収束 (a)

- (a) 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)
- (b) 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接過加熱(DCH)
- (c) 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用(FCI)

第 2-3 図 内部事象運転時レベル 1.5PRA イベントツリー(1/2)※

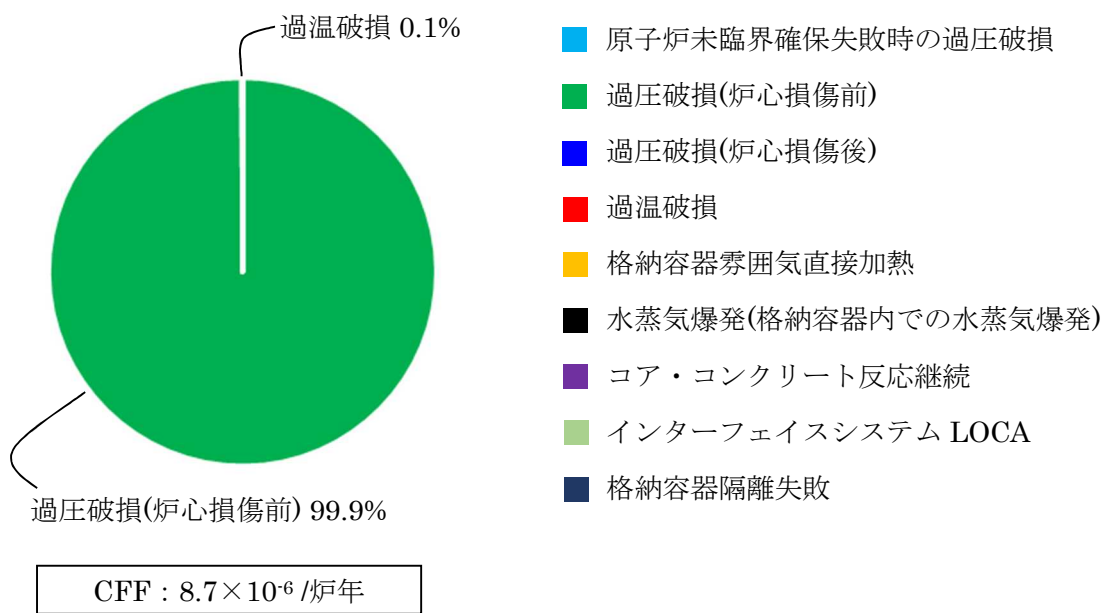
※ 本イベントツリーでは炉心損傷後の物理現象の不確かさを踏まえて分岐及び格納容器破損モードを表示している。



- (a) 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)
- (c) 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用(FCI)
- (f) 溶融炉心・コンクリート相互作用

第 2-3 図 内部事象運転時レベル 1.5PRA イベントツリー(2/2)※

※ 本イベントツリーでは炉心損傷後の物理現象の不確かさを踏まえて分岐及び格納容器破損モードを表示している。



第 2-4 図 内部事象運転時レベル 1.5PRA の定量化結果

3 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価の運転停止中事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンスの選定について

運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス選定の全体プロセスは第 3-1 図に示すとおりであり、本プロセスにより各検討ステップにおける実施内容を整理した。

3.1 運転停止中事故シーケンスグループの分析について

解釈において、運転停止中原子炉における燃料破損防止対策の有効性評価に係る運転停止中事故シーケンスグループの個別プラント評価による抽出に関し、以下の通り記載されている。

4-1

(a)必ず想定する運転停止中事故シーケンスグループ

- ・崩壊熱除去機能喪失(RHR の故障による停止時冷却機能喪失)
- ・全交流動力電源喪失
- ・原子炉冷却材の流出
- ・反応度の誤投入

(b)個別プラント評価により抽出した運転停止中事故シーケンスグループ

- ①個別プラントの停止時に関する 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。
- ②その結果、上記 4-1 (a)の運転停止中事故シーケンスグループに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす運転停止中事故シーケンスグループが抽出された場合には、想定する運転停止中事故シーケンスグループとして追加すること。

上記 4-1 (b)を踏まえて、柏崎刈羽 6 号炉及び 7 号炉を対象とした内部事象停止時レベル 1PRA 評価を実施し、事故シーケンスグループの検討を行った。

なお、事故シーケンスグループの選定は、炉心損傷防止対策に係る事故シーケンスグループの分析と同様、従来の設置許可取得時の設計で考慮していた設備のみ期待できる条件*で評価した停止時 P R A の結果を用いた。

*従来から整備してきたアクシデントマネジメント策や福島第一原子力発電所事故以降に実施した各種対策、新規制基準に基づき配備する重大事故対策設備などを含めない条件

3.1.1 炉心損傷に至る運転停止中事故シーケンスグループの検討・整理

定期検査期間中はプラントの状態が大きく変化することから、停止時レベ

ル 1PRA においては、定期検査における評価対象期間を設定し、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、成功基準に関する類似性によって、評価対象期間を幾つかのプラント状態(以下 POS という)に分類し評価を行う。分類したプラント状態を、状態ごとのプラントの主要なパラメータとともに第 3-2 図に示す。

停止時 PRA においては、原子炉停止後の運転停止中の各プラント状態において炉心損傷へ波及する可能性のある起因事象について、マスターロジックダイアグラム、過去の国内プラントのトラブル事例等から選定し、ここから炉心損傷に至ることを防止するための緩和手段の組み合わせ等を第 3-3 図のイベントツリーで分析し、炉心損傷に至る各事故シーケンスを抽出している。

抽出された事故シーケンス別の炉心損傷頻度を整理し、審査ガイドの「必ず想定する運転停止中事故シーケンスグループ」に含まれるか、それ以外の事故シーケンスグループであるかを確認すると共に、炉心損傷状態を分類した。事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度を第 3-1 表に示す。事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度への寄与割合を第 3-4 図に示す。

<選定した起因事象>

- a. 崩壊熱除去機能喪失(RHR 機能喪失[フロントライン]、代替除熱機能喪失[フロントライン]、補機冷却系機能喪失)
運転中の除熱・代替除熱設備が弁やポンプの故障により機能喪失する事象。
- b. 外部電源喪失
送電システムのトラブル等により外部電源が喪失する事象。発生した場合には、非常用所内電源(非常用ディーゼル発電機)が起動して交流電源を供給するが、非常用ディーゼル発電機の起動に失敗した場合に注水又は崩壊熱除去機能が喪失する可能性がある。
- c. 一次冷却材バウンダリ機能喪失(RIP・CRD・LPRM 点検時及び CUW ブロー時における作業・操作誤りによる冷却材流出)
配管破断や運転員の弁の誤操作、点検時の人的過誤などにより原子炉冷却材が系外へ流出する事象。停止時には配管破断による原子炉冷却材の流出の可能性は低いため、弁の誤操作などによる原子炉冷却材流出を対象とする。

3.2 重要事故シーケンスの選定について

設置変更許可申請における運転停止中原子炉における燃料破損防止対策設備の有効性評価の実施に際しては、3. 1で抽出した 3 つの運転停止中事故シーケンスグループに、必ず想定する運転停止中事故シーケンスグループで

ある「反応度の誤投入」*を追加した4つのグループについて重要事故シーケンスの選定を実施した。

*プラント停止時には原則として全制御棒が挿入されており、複数の人的過誤や機器故障が重畳しない限り反応度事故に至る可能性はない。また万一、反応度事故が起こり臨界に至った場合でも、局所的な事象で収束し、燃料の著しい破損又は大規模な炉心損傷に至ることは考え難いことから停止時PRAの起因事象から除外した(報告書 添付資料 3.1.2.b-1)。

3.2.1 重要事故シーケンスの選定の考え方

重要事故シーケンスの選定にあたっては、以下に示す審査ガイドに記載の着眼点に沿って実施しており、具体的な検討内容を以下に示す(第3-2表)。

【審査ガイドに記載の着眼点】

- a. 燃料損傷防止対策の実施に対する余裕時間が短い。
- b. 燃料損傷回避に必要な設備容量(流量等)が大きい。
- c. 運転停止中事故シーケンスグループ内のシーケンスの特徴を代表している。

a. 余裕時間

プラントの状態や起因事象等によって炉心損傷までの余裕時間(第3-2,3-3表)は異なるものの、いずれも緩和措置の実施までに掛かる時間に比べて十分時間がある。

反応度の誤投入については、事象発生後も崩壊熱除去や注水機能は喪失しないため、それらの緩和措置実施までの余裕時間の考慮は不要である。

b. 設備容量

プラントの状態や起因事象等によって必要となる注水量は異なるものの、いずれも緩和措置の設備容量に比べて十分ある(第3-2,3-3表)。

反応度の誤投入については、事象発生後も崩壊熱除去や注水機能は喪失しないため、それらの緩和措置実施までの余裕時間の考慮は不要である。

c. 代表シーケンス

第3-1表の主要シーケンス毎の燃料損傷頻度を比較し、事故シーケンスグループ内での寄与割合が支配的なものを「高」、支配的ではないが1%以上の上のものを「中」、1%に満たないものを「低」と3つに分類した。

3.2.2 重要事故シーケンスの選定結果

(1) 崩壊熱除去機能喪失

重要事故シーケンス：崩壊熱除去機能喪失(RHR機能喪失[フロントライン])
+崩壊熱除去・注水系失敗

選定理由：代表性の観点から、RHR機能喪失[フロントライン]を起因事象

とする事故シーケンスを選定した。

有効性評価では外部電源喪失との重畳を考慮しており、外部電源喪失時に原子炉補機冷却系(海水ポンプを含む)が故障した場合については事象進展が全交流動力電源喪失と同様となるため、「補機冷却系機能喪失」及び「外部電源喪失」を起因事象とする事故シーケンスの対策の有効性については全交流動力電源喪失の事故シーケンスにて確認する。

燃料損傷防止対策(有効性評価で主に考慮)

- ・待機中の残留熱除去系[低圧注水モード]

(2)全交流動力電源喪失

重要事故シーケンス：外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗

選定理由：代表性の観点から外部電源喪失とともに非常用ディーゼル発電機が機能喪失し、全交流電源喪失に至る事故シーケンスを選定する。

「外部電源喪失＋直流電源喪失」は炉心損傷頻度が低く、常設代替交流電源設備や可搬型代替直流電源設備、常設代替直流電源設備による電源供給、隣接プラントからの電源供給、可搬型代替注水ポンプ（消防車）による注水等により炉心損傷が防止できることから選定しない。

燃料損傷防止対策(有効性評価で主に考慮)

- ・常設代替交流電源設備
- ・低圧代替注水系（常設）
- ・代替原子炉補機冷却系

(3)原子炉冷却材の流出：原子炉冷却材流出(RHR 切り替え時のミニフロー弁操作誤り)＋崩壊熱除去・注水系失敗

選定理由：「RHR 切り替え時のミニフロー弁操作誤り」は、発生しても燃料の露出に至らないために PRA で起因事象の選定の際に除外した事象であるが審査ガイドにおける有効性評価の評価項目である「放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること」を考慮し、改めて重大事故シーケンスの選定対象として追加した。

「RIP 点検時の作業誤り」等の点検作業に伴う冷却材流出事象は、運転操作に伴う冷却材流出事象と異なり、作業・操作場所と漏洩発生箇所が同一であるため、認知が容易であること、また「RHR 切り替え時のミニフロー弁操作誤り」は流出流量が

87m³/h と他の漏洩事象より大きいことから、事故シーケンスを重大事故シーケンスとして選定した。

燃料損傷防止対策(有効性評価で主に考慮)

- ・待機中の残留熱除去系[低圧注水モード]

(4)反応度の誤投入

重要事故シーケンス：反応度の誤投入

選定理由：代表性の観点から停止余裕検査や停止時冷温臨界試験などの制御棒が2本以上引き抜ける試験時に、制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、臨界近接を認知出来ずに臨界に至る事象を想定する。

なお、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、炉心損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し、燃料損傷頻度の事故シーケンスに占める割合の観点で主要なカットセットに対する重大事故防止対策の整備状況等を確認している。(別紙4)

第3-1表 運転停止中事故シーケンスグループ別燃料損傷頻度 (K6) *1

主要シーケンス	対応する主要な燃料損傷防止対策 (下線部は有効性評価で用いる重大事故等対処設備等を示す)		燃料損傷頻度(/定期検査)	全炉心損傷頻度 に対する寄与割合(%)	事故シーケンスグループ	事故シーケンスグループ に対する寄与割合(%)	燃料損傷頻度 (/定期検査)	全炉心損傷頻度 に対する寄与割合(%)	備考
	炉心損傷防止に必要な機能	対策設備							
1	崩壊熱除去機能喪失(RHR機能喪失[フロントライン]) + 崩壊熱除去・注水系失敗	崩壊熱除去機能*2	—*2	1.1E-10	1%	崩壊熱除去機能喪失	1.0E-08	98%	
		原子炉への注水機能	・待機中のECCS ・ <u>残留熱除去系[低圧注水モード]*3</u> ・低圧代替注水系(常設) ・MUWP、SPCU、FP、消防車*4						
	崩壊熱除去機能喪失(代替熱除去機能喪失[フロントライン]) + 崩壊熱除去・注水系失敗	崩壊熱除去機能*2	—*2	1.6E-12	<0.1%				
		原子炉への注水機能	・上記の破線内の注水対策						
外部電源喪失 + 崩壊熱除去・注水系失敗	崩壊熱除去機能喪失(補機冷却系機能喪失) + 崩壊熱除去・注水系失敗	崩壊熱除去機能*2	・代替原子炉補機冷却系	1.0E-08	97%				
		原子炉への注水機能	・上記の破線内の注水対策						
	原子炉への注水設備に必要な交流電源の復旧	・常設代替交流電源設備	6.5E-11	1%					
崩壊熱除去機能*2	・代替原子炉補機冷却系								
2	外部電源喪失 + 直流電源喪失	原子炉への注水設備に必要な交流電源の復旧	・隣接プラントからの低圧電源融通 ・非常用ディーゼル発電機(直流電源の復旧後) ・常設代替交流電源設備	1.8E-11	<0.5%	全交流動力電源喪失	1.4E-10	1%	全炉心損傷頻度の100%を燃料損傷防止対策にてカバー
		原子炉への注水設備に必要な直流電源の復旧(D/G起動等の為)	・常設代替直流電源設備 ・可搬型代替直流電源設備						
		崩壊熱除去機能*2	・代替原子炉補機冷却系(交流電源復旧後)						
	原子炉への注水機能	・低圧代替注水系(常設)(交流電源復旧後) ・FP、消防車*4							
外部電源喪失 + 交流電源喪失	原子炉への注水設備に必要な交流電源の復旧	崩壊熱除去機能*2	・代替原子炉補機冷却系(交流電源復旧後)	1.2E-10	1%				
		原子炉への注水機能	・低圧代替注水系(常設)(交流電源復旧後) ・消防車*4						
	原子炉への注水機能	・低圧代替注水系(常設)(交流電源復旧後) ・消防車*4							
3	原子炉冷却材流出(CRD点検(交換)時の作業誤り) + 崩壊熱除去・注水系失敗 原子炉冷却材流出(LPRM点検(交換)時の作業誤り) + 崩壊熱除去・注水系失敗 原子炉冷却材流出(RIP点検時の作業誤り) + 崩壊熱除去・注水系失敗 原子炉冷却材流出(CUWブロー時の操作誤り) + 崩壊熱除去・注水系失敗	原子炉への注水機能 (事象の認知を含めたもの)	・待機中のECCS ・ <u>残留熱除去系[低圧注水モード]</u> ・低圧代替注水系(常設) ・MUWP、SPCU、FP、消防車*4	4.6E-15	<0.1%	原子炉冷却材の喪失	4.7E-11	<0.5%	
			2.9E-14	<0.1%					
			8.8E-12	<0.1%					
			3.8E-11	<0.5%					
合計	—	—	1.1E-08	100%	—	—	1.1E-08	100%	—

*1 寄与割合は小数点以下を四捨五入
 *2 停止時において崩壊熱除去機能が喪失した場合であっても、原子炉注水を実施することで炉心損傷を防止できる
 (原子炉建屋(原子炉開放時)や格納容器(原子炉未開放時)へ崩壊熱を逃すことで炉心損傷を防止し、その後長期的な安定状態の確保のために残留熱除去系等を復旧する)
 *3 PRA上、残留熱除去系の喪失も考えられるがその場合は事象進展や対策が「全交流動力電源喪失」と同様になるため、ガイド等を参照し、対策に追加
 *4 使用する注水ラインや設備によっては必ずしも重大事故等対処設備ではないが、シーケンスによって使用できる可能性のある緩和設備

第3-1表 運転停止中事故シーケンスグループ別燃料損傷頻度 (K7)

主要シーケンス	対応する主要な燃料損傷防止対策 (下線部は有効性評価で用いる重大事故等対処設備等を示す)		燃料損傷頻度(/定期検査)	全炉心損傷頻度 に対する寄与割合(%)	事故シーケンスグループ	事故シーケンスグループ に対する寄与割合(%)	燃料損傷頻度 (/定期検査)	全炉心損傷頻度 に対する寄与割合(%)	備考	
	炉心損傷防止に必要な機能	対策設備								
1	崩壊熱除去機能喪失(RHR機能喪失[フロントライン]) + 崩壊熱除去・注水系失敗	崩壊熱除去機能*2	—*2	1.1E-10	1%	崩壊熱除去機能喪失	1.1E-08	98%		
		原子炉への注水機能	・待機中のECCS ・[残留熱除去系(低圧注水モード)]*3 ・低圧代替注水系(常設) ・MUWP、SPCU、FP、消防車*4							
	崩壊熱除去機能喪失(代替除熱機能喪失[フロントライン]) + 崩壊熱除去・注水系失敗	崩壊熱除去機能*2	—*2	1.6E-12	<0.1%					<0.1%
		原子炉への注水機能	・上記の破線内の注水対策							
崩壊熱除去機能喪失(補機冷却系機能喪失) + 崩壊熱除去・注水系失敗	崩壊熱除去機能*2	・代替原子炉補機冷却系	1.1E-08	97%	98%					
	原子炉への注水機能	・上記の破線内の注水対策								
外部電源喪失 + 崩壊熱除去・注水系失敗	原子炉への注水設備に必要な 交流電源の復旧	・常設代替交流電源設備	6.7E-11	1%	1%					
	崩壊熱除去機能*2	・代替原子炉補機冷却系								
2	外部電源喪失 + 直流電源喪失	原子炉への注水設備に必要な 交流電源の復旧	・隣接プラントからの低圧 電源融通 ・非常用ディーゼル発電機 (直流電源の復旧後) ・常設代替交流電源設備	1.8E-11	<0.5%	全交流動力電源喪失	1.4E-10	1%		
		原子炉への注水設備に必要な 直流電源の復旧(D/G起動等の為)	・常設代替直流電源設備 ・可搬型代替直流電源設備							
		崩壊熱除去機能*2	・代替原子炉補機冷却系 (交流電源復旧後)							
	原子炉への注水機能	・低圧代替注水系(常設) (交流電源復旧後) ・FP、消防車*4								
外部電源喪失 + 交流電源喪失	原子炉への注水設備に必要な 交流電源の復旧	・常設代替交流電源設備	1.2E-10	1%	87%					
	崩壊熱除去機能*2	・代替原子炉補機冷却系 (交流電源復旧後)								
原子炉への注水機能	・低圧代替注水系(常設) (交流電源復旧後) ・消防車*4									
3	原子炉冷却材流出(CRD点検(交換)時の作業誤り) + 崩壊熱除去・注水系失敗	・待機中のECCS ・[残留熱除去系(低圧注水モード)] ・低圧代替注水系(常設) ・MUWP、SPCU、FP、消防車*4	4.3E-15	<0.1%	<0.1%	4.6E-11	<0.5%			
	原子炉冷却材流出(LPRM点検(交換)時の作業誤り) + 崩壊熱除去・注水系失敗		2.7E-14	<0.1%	<0.1%					
	原子炉冷却材流出(RIP点検時の作業誤り) + 崩壊熱 除去・注水系失敗		8.3E-12	<0.1%	18%					
	原子炉冷却材流出(CUWブロー時の操作誤り) + 崩 壊熱除去・注水系失敗		3.8E-11	<0.5%	82%					
合計	—	—	1.1E-08	100%	—	1.1E-08	100%	—		

*1 寄与割合は小数点以下を四捨五入
 *2 停止時において崩壊熱除去機能が喪失した場合であっても、原子炉注水を実施することで炉心損傷を防止できる
 (原子炉建屋(原子炉開放時)や格納容器(原子炉未開放時)へ崩壊熱を逃すことで炉心損傷を防止し、その後長期的な安定状態の確保のために残留熱除去系等を復旧する)
 *3 PRA上、残留熱除去系の喪失も考えられるがその場合は事象進展や対策が「全交流動力電源喪失」と同様になるため、ガイド等を参照し、対策に追加
 *4 使用する注水ラインや設備によっては必ずしも重大事故等対処設備ではないが、シーケンスによって使用できる可能性のある緩和設備

第3-2表 重要事故シーケンス(運転停止中)の選定について (1/2)

事故 シーケンス	主要事故シーケンス*1			対応する主要な燃料損傷防止対策 (下線部は有効性評価で用いる重大事故等対処設備等を示す)		着眼点 (a. 余裕時間、b. 設備容量、 c. 代表シーケンス)			着眼点と選定理由
				炉心損傷防止に必要な機能	対策設備	a.	b.	c.	
崩壊熱除去 機能喪失	◎	崩壊熱除去機能喪失 + 崩壊熱除去・注水系失敗	①崩壊熱除去機能喪失 (RHR機能喪失[フロントライ ン]) + 崩壊熱除去・注水系失敗	崩壊熱除去機能*3	—*3	低	低	中	a 異常の認知や待機中のECCS・低圧代替注水系の起動といった緩和措置の実施までに掛かる時 間(最大2時間)に比べて十分時間がある(最も短いPOS-Sで約3.9時間)ため「低」とした b 待機中のECCS・低圧代替注水系といった緩和措置の設備容量(HPCF 727m3/h、LPFL 954m3/h、MUWC(原子炉側注水)90m3/h)に比べて十分小さいため(最も崩壊熱の大きなPOS-S においても51m3/h)「低」とした c 事故シーケンスグループに対する寄与割合が98%と支配的である③の事故シーケンスを「高」 とし、寄与割合が1%である①と④の事故シーケンスを「中」とした
			原子炉への注水機能	・待機中のECCS ・ <u>残留熱除去系[低圧注水系]</u> *4 ・低圧代替注水系(常設) ・MUWP、SPCU、FP、消防車*5					
	—	崩壊熱除去機能喪失 + 崩壊熱除去・注水系失敗	②崩壊熱除去機能喪失(代替除熱機能喪失[フロント ライン]) + 崩壊熱除去・注水系失敗	崩壊熱除去機能*3	—*3	低	低	低	
			原子炉への注水機能	・上記の破線内の注水対策					
—*2	外部電源喪失 + 崩壊熱除去・注水系失敗	③崩壊熱除去機能喪失(補機冷却系機能喪失) + 崩壊熱除去・注水系失敗	崩壊熱除去機能*3	・代替原子炉補機冷却系	低	低	高		
			原子炉への注水機能	・上記の破線内の注水対策					
			原子炉への注水に必要な 交流電源の復旧	・常設代替交流電源設備					
—*2	外部電源喪失 + 崩壊熱除去・注水系失敗	④外部電源喪失 + 崩壊熱除去・注水系失敗	崩壊熱除去機能*3	・代替原子炉補機冷却系	低	低	中	・②の代替除熱機能喪失[フロントライン]はCUW等であり、これらの使用期間は①で 想定しているRHRよりも崩壊熱が減少した場合であるため、「a. 余裕時間」、「b. 設備 容量」が①の想定より厳しくなく、②の事故シーケンスは選定しない ・有効性評価では外部電源喪失の重量を考慮しており、③の事故シーケンスに外部電源 喪失の重量を考慮すると「全交流動力電源喪失」で考慮している⑥の事故シーケンス と同様の事象進展及び対策となるため(全交流動力電源喪失の有効性評価では補機冷 却系機能喪失も考慮しているため)、③の事故シーケンスは選定しない ・④の事故シーケンスはD/Gに期待できるシナリオであり、「全交流動力電源喪失」 で考慮している⑥の事故シーケンスと比べて事象進展や対策が厳しくなく選定しない ・以上から、①のRHR機能喪失[フロントライン]を起回事象とする事故シーケンスを選定	
			原子炉への注水機能	・上記の破線内の注水対策					
			原子炉への注水に必要な 交流電源の復旧	・隣接プラントからの低圧 電源融通 ・非常用ディーゼル発電機 (直流電源の復旧後) ・常設代替交流電源設備					
全交流動力 電源喪失	—	外部電源喪失 + 直流電源喪失 + 崩壊熱除去・注水系失敗	①外部電源喪失 + 直流電源喪失 + 崩壊熱除去・注水系失敗	原子炉への注水に必要な 交流電源の復旧	・隣接プラントからの低圧 電源融通 ・非常用ディーゼル発電機 (直流電源の復旧後) ・常設代替交流電源設備	低	低		中
			原子炉への注水に必要な 直流電源の復旧(D/G起動等の為)	・常設代替直流電源設備 ・可搬型代替直流電源設備					
			崩壊熱除去機能*3	・代替原子炉補機冷却系 (交流電源復旧後)					
			原子炉への注水機能	・低圧代替注水系(常設) (交流電源復旧後) ・FP、消防車*5					
	◎	外部電源喪失 + 交流電源喪失 + 崩壊熱除去・注水系失敗	②外部電源喪失 + 交流電源喪失 + 崩壊熱除去・注水系失敗	原子炉への注水に必要な 交流電源の復旧	・常設代替交流電源設備	低	低	高	
				崩壊熱除去機能*3	・代替原子炉補機冷却系 (交流電源復旧後)				
原子炉への注水機能				・低圧代替注水系(常設) (交流電源復旧後) ・消防車*5					

*1 ◎は選定した重要事故シーケンスを示す。

*2 ⑥の全交流動力電源喪失に至る事故シーケンスにて、対策の有効性を確認

*3 停止時において崩壊熱除去機能が喪失した場合であっても、原子炉注水を実施することで炉心損傷を防止できる
(原子炉建屋(原子炉開放時)や格納容器(原子炉未開放時)へ崩壊熱を逃すことで炉心損傷を防止し、その後長期的な安定状態の確保の為に残留熱除去系等を復旧する)

*4 PRA上、残留熱除去系の喪失も考えられるがその場合は事象進展や対策が「全交流動力電源喪失」と同様になるため、ガイド等を参照し、対策に追加

*5 使用する注水ラインや設備によっては必ずしも重大事故等対処設備ではないが、シーケンスによって使用できる可能性のある緩和設備

*6 発生頻度が低く、主要な起事象である蓄電池の共通原因故障については、PRA上は区分IVのバッテリーの直流電源融通やAM策として増強した蓄電池(区分Iの増強(A, A-2)等)を考慮していないため、さらに発生の可能性は低くなると考えられる

*7 発生の可能性が低く、発生を仮定してもその影響が限定的であるため、リスク評価上重要性が低いと判断し、PRAの評価対象から除外したものの

第3-2表 重要事故シーケンス(運転停止中)の選定について (2/2)

事故シーケンス	主要事故シーケンス*1			対応する主要な燃料損傷防止対策 (下線部は有効性評価で用いる重大事故等対処設備等を示す)		着眼点 (a. 余裕時間、b. 設備容量、c. 代表シーケンス)			着眼点と選定理由
				炉心損傷防止に必要な機能	対策設備	a.	b.	c.	
原子炉冷却材の流出	—	原子炉冷却材流出+崩壊熱除去・注水系失敗	①原子炉冷却材流出(CRD点検(交換)時の作業誤り)+崩壊熱除去・注水系失敗	原子炉への注水機能 (事象の認知を含めたもの)	<ul style="list-style-type: none"> ・待機中のECCS (<u>残留熱除去系「低圧注水系」</u>) ・低圧代替注水系(常設) ・MUWP、SPCU、FP、消防車*5 	低	低	低	<p>a 異常の認知、漏えい箇所の隔離や待機中のECCS・低圧代替注水系の起動といった緩和措置の実施までに掛かる時間(最大2時間)に比べて十分時間がある(2時間以上)ため「低」とした</p> <p>b 待機中のECCS・低圧代替注水系といった緩和措置の設備容量(HPCF 727m3/h、LPFL 954m3/h、MUWC(原子炉側注水) 90m3/h)に比べて十分小さいため(最も冷却材流出量の大きなRHR切り替え時のミニフロー弁操作誤りにおいても87m3/h)「低」とした</p> <p>c 事故シーケンスグループに対する寄与割合が89%と支配的である⑨の事故シーケンスを「高」とし、寄与割合が11%である⑩の事故シーケンスを「中」とした</p> <p>・⑩の「RHR切り替え時のミニフロー弁操作誤り」は、燃料の露出に至らないためにPRAで起回事象の選定の際に除外した事象であるが審査ガイドにおける有効性評価の評価項目である「放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること」を考慮し、改めて重大事故シーケンスの選定対象として追加した</p> <p>・「RIP点検時の作業誤り」等の点検作業に伴う冷却材流出事象(⑦、⑧、⑨の事故シーケンス)は、運転操作に伴う冷却材流出事象と異なり、作業・操作場所と漏洩発生箇所が同一であるため、認知が容易であること、また「RHR切り替え時のミニフロー弁操作誤り」は流出流量が87m³/hと他の漏洩事象(⑦～⑩の事故シーケンス)より大きいことから、⑩の事故シーケンスを重大事故シーケンスとして選定した</p>
	—		②原子炉冷却材流出(LPRM点検(交換)時の作業誤り)+崩壊熱除去・注水系失敗			低	低	低	
	—		③原子炉冷却材流出(RIP点検時の作業誤り)+崩壊熱除去・注水系失敗			低	低	高	
	—		④原子炉冷却材流出(CUWブロー時の操作誤り)+崩壊熱除去・注水系失敗			低	低	中	
	◎		⑤原子炉冷却材流出(RHR切り替え時のミニフロー弁操作誤り)+崩壊熱除去・注水系失敗			低	低	—	
反応度誤投入事象	◎	反応度の誤投入	①反応度の誤投入*7	安全保護機能	<ul style="list-style-type: none"> ・安全保護系 	—	—	—	<p>a、b 事象発生後も崩壊熱除去や注水機能は喪失しないため、それらの緩和設備実施までの余裕時間の考慮は不要</p> <p>c PRA評価において選定していない起回事象*5による事故シーケンスであるため、「—」とした</p> <p>・代表的な観点から停止中に実施される試験等により、最大反応度値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、臨界近傍を認知できずに臨界に至る事象を想定</p>

*1 ◎は選定した重要事故シーケンスを示す。

*2 ⑥の全交流動力電源喪失に至る事故シーケンスにて、対策の有効性を確認

*3 停止時において崩壊熱除去機能が喪失した場合であっても、原子炉注水を実施することで炉心損傷を防止できる
(原子炉建屋(原子炉開放時)や格納容器(原子炉未開放時)へ崩壊熱を逃すことで炉心損傷を防止し、その後長期的な安定状態の確保の為に残留熱除去系等を復旧する)

*4 PRA上、残留熱除去系の喪失も考えられるがその場合は事象進展や対策が「全交流動力電源喪失」と同様になるため、ガイド等を参照し、対策に追加

*5 使用する注水ラインや設備によっては必ずしも重大事故等対処設備ではないが、シーケンスによって使用できる可能性のある緩和設備

*6 発生頻度が低く、主要な起事象である蓄電池の共通原因故障については、PRA上は区分IVのバッテリーの直流電源融通やAM策として増強した蓄電池(区分Iの増強(A, A-2)等)を考慮していないため、さらに発生の可能性は低くなると考えられる

*7 発生の可能性が低く、発生を仮定してもその影響が限定的であるため、リスク評価上重要性が低いと判断し、PRAの評価対象から除外したもの

第3-3表 炉心損傷までの余裕時間について

(a) 崩壊熱除去機能喪失及び外部電源喪失を起因事象とする場合

POS	炉心損傷までの余裕時間(h)
S	3.9
A	5.6
B-1	130
B-2	202
B-3	142
B-4	278
C-1	27
C-2	28
D	31

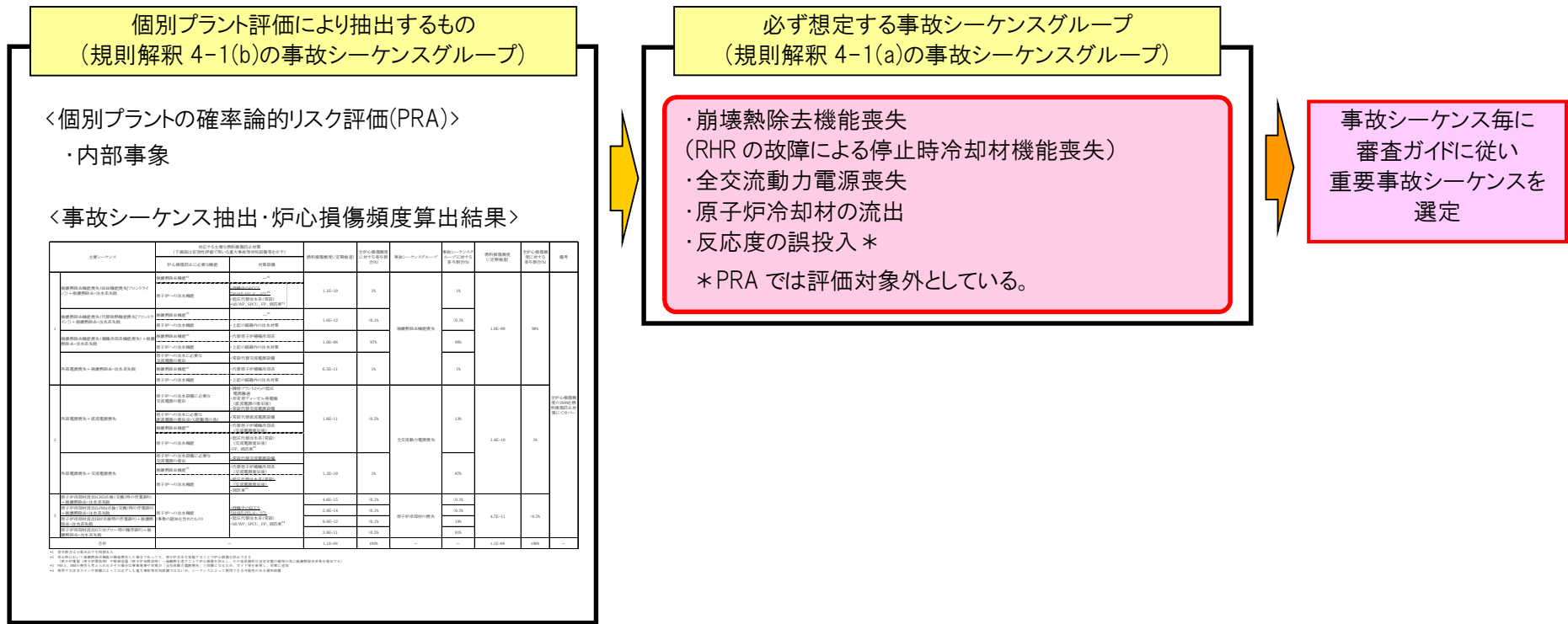
(b) 一次冷却材バウンダリ機能喪失を起因事象とする場合

冷却材流出事象	CRD点検	LPRM点検	RIP点検	RHR切替時 ^{*1}	CUWブロー	RHR切替時 ^{*1}
POS	B2			B ^{*1}	C1	A,C,D ^{*1}
炉心損傷に至る流出量(m ³)	2699				173	173
冷却材流出量(m ³ /h)				87		84
炉心損傷までの余裕時間(h)						—(2時間以上) ^{*4}

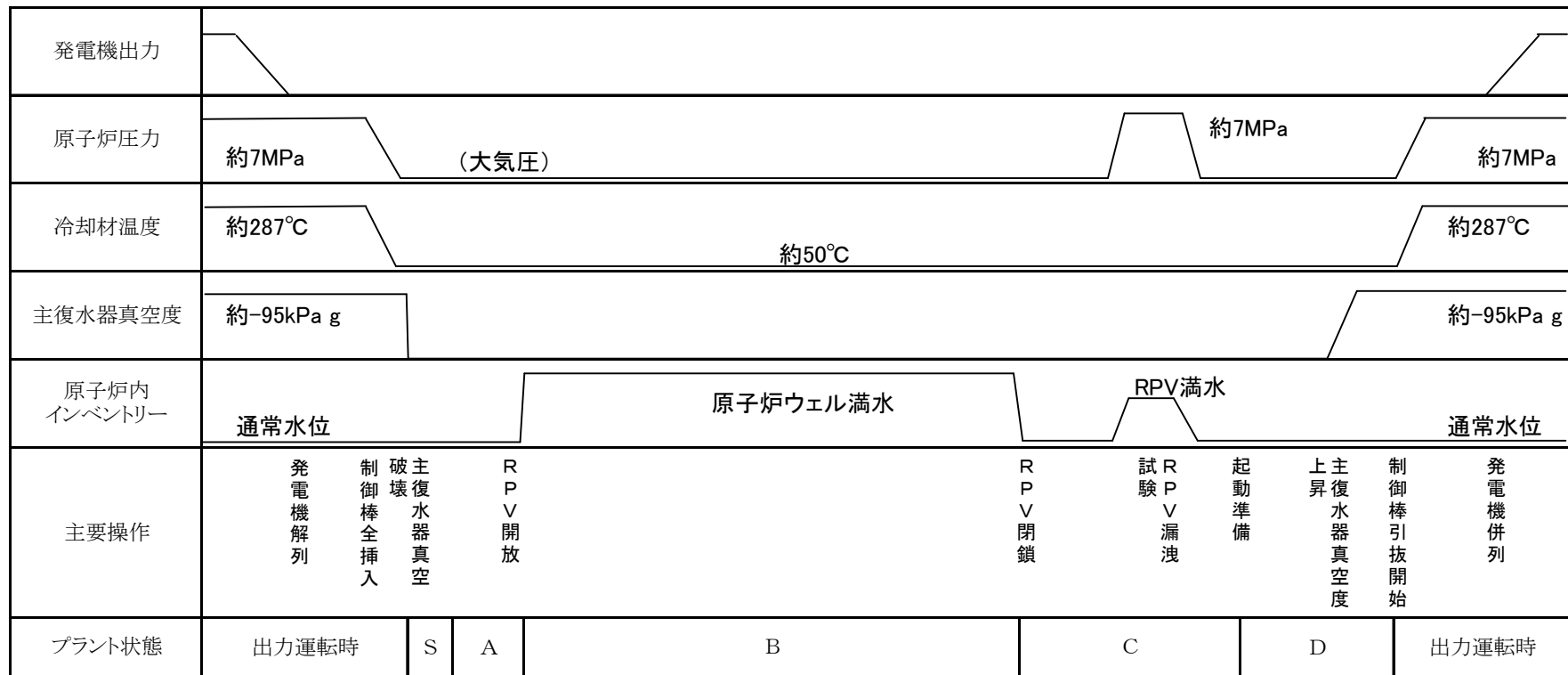
*1 RHR切り替え時のミニフロー弁操作誤りについては冷却材流出はRHR吸い込み配管高さで停止するためPRA評価上、起因事象から除外しているが、原子炉停止直後を除き人的過誤自体は発生可能性があるため、POS A～Dとする



*4 当該事象による冷却材流出はRHR吸い込み配管高さで停止するため「—」とした。その後に蒸発による水位低下を考慮しても2時間以上の余裕時間がある



第 3-1 図 運転停止中の原子炉における事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス



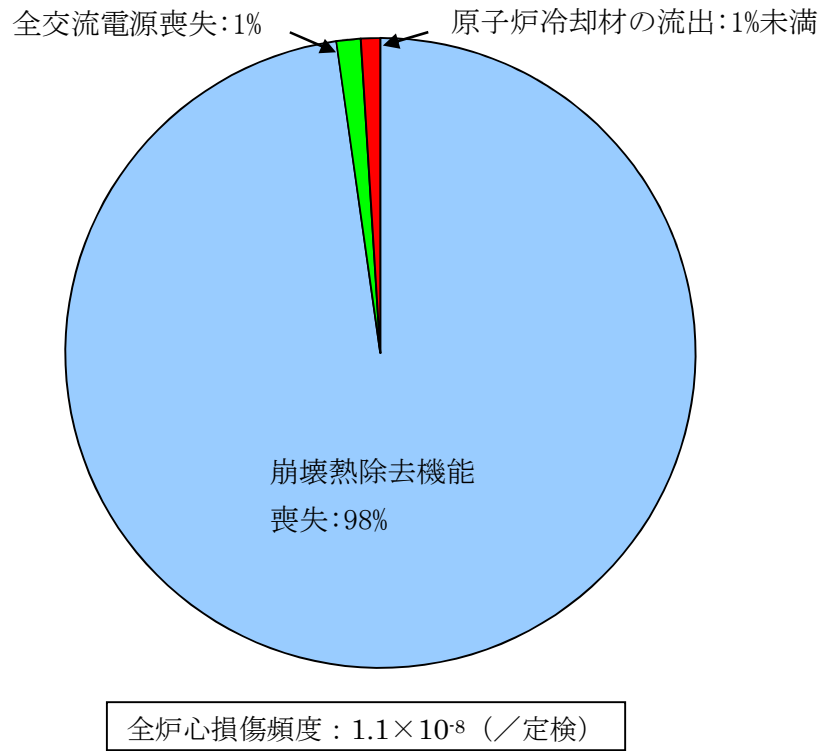
第 3-2 図 定期検査時のプラント状態と主要パラメータの推移

外部電源喪失	直流電源	交流電源 *1	崩壊熱除去・炉心冷却 *2,3	事故シーケンスグループ
				炉心損傷なし (a)
				炉心損傷なし (b)
				炉心損傷なし (b)
崩壊熱除去機能喪失 *4	崩壊熱除去・炉心冷却 *2		事故シーケンスグループ	
			炉心損傷なし (a)	
原子炉冷却材の流出 *5	崩壊熱除去・炉心冷却 *6		事故シーケンスグループ	
			炉心損傷なし (c)	

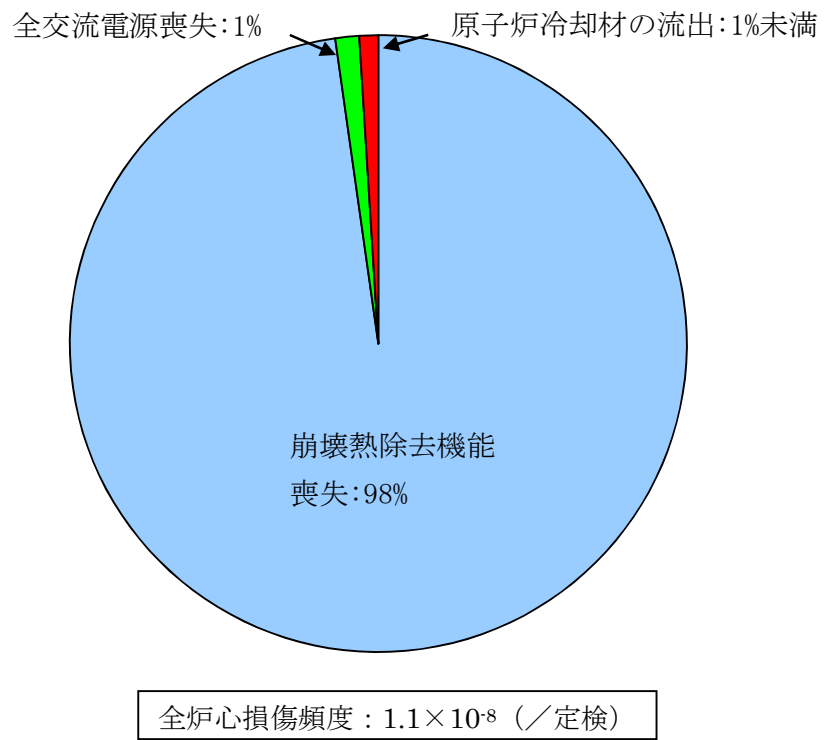
(a) 崩壊熱除去機能喪失 (b) 全交流動力電源喪失 (c) 原子炉冷却材の流出

- *1 D/G 全台が機能喪失し、かつ外部電源復旧等に失敗するかどうかを示すヘディング
- *2 除熱機能(RHR、CUW)及び注水機能(HPCF、LPFL、MUWC、FP) の確保に失敗するかどうかを示すヘディング
- *3 直流電源喪失時または全交流電源喪失時において、HPCF、LPFL、MUW の注水機能は期待できないが、原子炉開放中(POS B)における消火系 (FP) のディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉ウェル・燃料プールへの注水についてのみ、エンジン駆動用蓄電池により制御電源が供給されるため、その機能を期待する
- *4 RHR・代替除熱設備(CUW)機能喪失 (フロントライン系故障) 及び RHR 機能喪失 (サポート系故障)
- *5 RIP・CRD・LPRM 点検時、CUW ブロー時における作業・操作誤りにより冷却材流出
- *6 事象を認知し、注水に成功するかどうかを示すヘディング(除熱機能(RHR、CUW)には期待しない) 漏洩箇所隔離の成功・失敗により注水機能の成功基準が異なる

第3-3図 運転停止時における燃料損傷に至る事故シーケンスのグループ化(停止時PRAイベントツリー)



第 3-4 図 事故シーケンスグループごとの寄与割合 (K 6)



第 3-4 図 事故シーケンスグループごとの寄与割合 (K 7)

4 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活用した PRA の実施プロセスについて

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際して適用可能とした PRA は、一般社団法人 日本原子力学会において標準化された実施基準を参考に実施した。

これらの PRA について、PRA の実施プロセスの確認及び更なる品質向上を目的とし、一般社団法人 日本原子力学会の実施基準への対応状況及び PRA の手法の妥当性について、海外のレビュアーを含む専門家によるピアレビューを実施した。なお、本ピアレビューでは、第三者機関から発行されている「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)を参考にした。ピアレビューの結果、実施した PRA において、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結果に影響を及ぼすような技術的な問題点が無いことを確認した。(別紙 9)

また、各 PRA 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)への対応状況を確認した。(別紙 10)

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

重大事故の有効性評価に係る個別プラントの事故シーケンスグループ選定に際しては、実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準を定める規則の解釈（以下、「解釈」という。）に「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すること。」と記載されている。

今回の申請書作成にあたって、外部事象に関しては PRA 手法が適用可能な段階にあると判断した地震、津波を対象に出力運転時レベル 1PRA を実施した。

内部溢水、内部火災及びその他の外部事象については、PRA 手法の確立に向けた検討が進められている段階であったり、現実的な定量評価の実施に向けて必要なデータ整備を進めていく段階であることから、現段階では「適用可能なもの」に含まれないと判断し、「それに代わる方法」として、これらの外部事象に誘発される起回事象について検討することで、これらの外部事象の影響を考慮した場合の事故シーケンスグループ選定への影響について以下の通り、整理した。

1. 炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループの選定に係る検討

1.1 内部溢水、内部火災の影響

今回は PRA の適用を見合わせたが、内部溢水、内部火災についてはレベル 1PRA の手法確立・個別プラントへの展開に係わる検討作業がある程度進んでいる。このことを踏まえ、PRA を念頭にして、内部溢水、内部火災の発生によって誘発される可能性がある起回事象を、定性的な分析によって抽出した。抽出結果を表 1 に示す。

表 1 に示す起回事象が発生した場合、屋内に設置されている安全機器の機能喪失を経て炉心損傷に至る可能性があるが、これらを起因とする事故シーケンスは、同機器のランダム故障・誤操作を想定する内部事象レベル 1PRA に用いた起回事象に含まれている。

また、設計基準対象施設によって、溢水、火災の影響拡大防止対策が図られることで、異なる区画等、広範囲における重畳的な安全機器の同時機能喪失発生を防止できると考える。

従って、溢水・火災を起因とした炉心損傷頻度の定量化には上記の課題が残るものの、定性的な起回事象の抽出結果から想定される事故シーケンスは、内部事象レベル 1PRA の検討から得られる事故シーケンスの一部として分類出来るため、新たに追加が必要となる事故シーケンスグループが発生する可能性は低いと考える。

表 1 内部溢水／火災により誘発される起回事象の例

起回事象	起回事象を誘発する要因の例
外部電源喪失	・内部溢水／火災による常用母線などの機能喪失 等
非隔離事象	・内部溢水／火災による原子炉冷却材流量制御系の誤動作 ・内部溢水／火災による工学的安全施設制御系の誤動作 等
隔離事象	・内部溢水／火災による主蒸気隔離弁の誤閉止 等
全給水喪失	・内部溢水／火災による給水ポンプの機能喪失 等
大 LOCA	・火災による ADS 作動回路の誤動作 等
RPS 誤動作	・内部溢水／火災による原子炉保護系の故障 等
原子炉補機冷却系故障	・内部溢水／火災による原子炉補機冷却系ポンプの機能喪失 等
手動停止	・内部溢水／火災の発生による安全機能への影響の可能性に伴う 計画外停止

1.2 その他の外部事象の影響

その他の外部事象としては、設置許可基準の解釈第六条第 2 項に具体的な自然現象として以下が記載されている。

敷地の自然環境を基に、洪水、風（台風）、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、火山の影響、生物学的事象又は森林火災等から適用されるもの

また、設置許可基準の解釈第六条第 8 項に具体的な人為事象として以下が記載されている。

敷地及び敷地周辺の状況をもとに選択されるものであり、飛来物(航空機落下等)、ダムの崩壊、爆発、近隣工場等の火災、有毒ガス、船舶の衝突又は電磁的障害等。

これらの地震、津波を除く各種自然現象及び人為事象がプラントに与え得る影響について、設計基準及びそれを超える場合、現象等の重畳も含めて定性的に分析した結果を別紙 1(補足 1)に示す。

地震、津波以外の自然現象及び人為事象について、事故シーケンスの発生可能性を検討した結果、内部事象、地震及び津波レベル 1PRA にて抽出した事故シーケンスグループ以外に新たに追加が必要となる事故シーケンスグループはないものと判断した。

2. 格納容器破損モード選定に係る検討

外部事象レベル 1.5PRA については、地震 PRA のみ学会標準に一部関連する記載があるものの、その他の事象については標準的な PRA 手法が確立されておらず、定量評価を実施できる状況ではないことから、以下のとおり定性的な検討を実施した。

2.1 地震の影響

地震がプラントに与え得る特有の影響について、新たに有効性評価の対象として追加すべき格納容器破損モードの観点で定性的に分析した結果を別紙 1(補足 2)に示す。

また、地震時レベル 1PRA の結果からは、地震特有の炉心損傷モードとして原子炉建屋損傷や格納容器損傷等の炉心損傷直結事象が抽出されている。これらの事象では格納容器も破損に至るが、この場合の格納容器破損は事象進展によって格納容器に負荷が加えられて破損に至るものではなく、地震による直接的な格納容器の閉じ込め機能喪失である。これらについて格納容器破損防止の観点での対策は、緩和系による収束ではなく耐震補強等による発生防止によって達成されるものであり、有効性評価における評価事故シーケンスとしては適切でないと考える。

従って、有効性評価の対象とすべき格納容器破損モードとして、内部事象レベル 1.5PRA にて抽出した事故シーケンスグループ以外に新たに追加が必要となる事故シーケンスグループはないものと判断した。

2.2 津波の影響

津波がプラントに与え得る特有の影響について、建屋外部の設備が機能喪失することは想定されるものの、格納容器が津波による物理的負荷(波力・漂流物の衝撃力)によって直接損傷することは想定し難い。また、炉心損傷後の格納容器内の物理化学現象についても内部事象レベル 1.5PRA で想定するものと同等と考えられる。

従って、有効性評価の対象とすべき格納容器破損モードとして、内部事象レベル 1.5PRA にて抽出した事故シーケンスグループ以外に新たに追加が必要となる事故シーケンスグループはないものと判断した。

2.3 溢水・火災の影響

1.1 に示したレベル 1PRA の観点での起因事象の検討からも、炉心損傷に至る事故シーケンスグループとしては内部事象レベル 1PRA で用いた事象以外に追加すべきものは発生しないものと推定しており、格納容器が直接破損することも想定し難い。また、炉心損傷後の格納容器内の物理化学現象についても内部事象レベル 1.5PRA で想定するものと同等と考えられる。

従って、有効性評価の対象とすべき格納容器破損モードとして、内部事象レベル 1.5PRA にて抽出した事故シーケンスグループ以外に新たに追加が必要となる事故シーケンスグループはないものと判断した。

2.4 その他外部事象の影響

1.2 に示したプラントに与える影響の検討からは、屋外施設の損傷によるサポート系の機能喪失が想定されるものの、炉心損傷に至る事故シーケンスグループとしては内部事象レベル 1 PRA の結果抽出されたシーケンスグループに追加すべきものは発生しないものと推定している。また、炉心損傷後の格納容器内の物理化学現象についても内部事象レベル 1.5PRA で想定するものと同等と考えられる。

従って、有効性評価の対象とすべき格納容器破損モードとして、内部事象レベル 1.5PRA にて抽出した事故シーケンスグループ以外に新たに追加が必要となる事故シーケンスグループはないものと判断した。

3. まとめ

今回の事故シーケンスグループ等の選定に際して、現段階で PRA を適用可能と判断した地震レベル 1PRA、津波レベル 1PRA 以外の外部事象について、定性的な分析・推定から新たに追加すべき事故シーケンスグループ等は発生しないものと評価した。

なお、今回定性的な分析とした各 PRA や地震発生時に想定される地震随伴津波、地震随伴火災および地震随伴溢水を対象とした PRA については、手法整備の研究及び実機プラントへの適用の検討を順次進めていく予定である。

以 上

有効性評価の事故シーケンスグループの選定に際しての地震・津波以外の外部事象の考慮について

「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈（原規技発第1306193号（平成25年6月19日原子力規制委員会決定））第37条第1-1項では、運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故に対して原子炉の安全性を損なうことがないように設計することを求められる構築物、系統及び機器がその安全機能を喪失した場合であって、炉心の著しい損傷に至る可能性があるとして想定する事故シーケンスグループを抽出するため、個別プラントのPRA又はそれに代わる方法で評価を実施することが求められている。

外部事象の内、日本原子力学会標準として実施基準が定められておりPRAの適用実績がある地震及び津波については、それぞれPRAを実施し事故シーケンスグループの抽出を実施している。（ただし、地震随伴火災や津波随伴火災など、随件事象の評価はまだ未成熟であり、今回、評価はできていない。）

また、地震、津波以外の自然現象については現段階でのPRA評価は実施困難であるため、「それに代わる方法」として以下に示す方法にて定性的に事故シーケンスグループの抽出を行い、重大事故の有効性評価において新たに追加が必要となる事故シーケンスグループの有無について確認を行った。

更に人為事象についても定性的に事故シーケンスグループの抽出を行い、重大事故の有効性評価において新たに追加が必要となる事故シーケンスグループの有無について確認を行った。

1. 前提条件

(1) 評価対象事象

設計基準を設定する自然現象の選定は、一般的な事象に加え、国内外の規格基準から収集した様々な自然現象に対し、そもそも柏崎刈羽原子力発電所において発生する可能性があるか、非常に苛酷な状況を想定した場合、プラントの安全性が損なわれる可能性があるか、影響度の大きさから代表事象による評価が可能かといった観点でスクリーニングを実施している。

従って、設計基準の設定を行っていないものについては、そもそもプラントの安全性が損なわれる可能性が無いか（もしくは有意な頻度では発生しないか）、影響度の大きさが他の自然現象に包絡されるものであるため、事故シーケンスの有無の確認は、設計基準を設定している以下の6事象を対象に実施するものとする。

<設計基準設定事象>

- ・ 風（台風）
- ・ 竜巻
- ・ 積雪

- ・ 低温
- ・ 落雷
- ・ 火山

なお、設計基準設定事象以外については、上述の通り、基本的には事故シーケンスに至ることはない（もしくは、有意な頻度では発生しない）と判断しているものの、各自然現象により想定される発電所への影響（損傷・機能喪失モード）を踏まえ、考え得る起回事象について整理しており、その結果からも上記6事象に加え詳細評価が必要な事象は無いことを確認している。（添付資料1-1）

また、各人為事象により想定される発電所への影響（損傷・機能喪失モード）を踏まえ、考え得る起回事象についても整理しており、その結果から新たな起回事象が無いこと、事象の影響として設計基準設定自然現象に包絡されることを確認している。（添付資料1-2）

(2) 想定範囲

上記自然現象については、それぞれ考慮すべき最も苛酷と考えられる条件を設計基準として設定している。具体的には、既往最大や年超過確率 10^{-4} /年～ 10^{-5} /年を目安としていることから、それよりも低頻度（ 10^{-7} /年）で発生する規模を仮定する。

2. 評価方法

2.1 起回事象の特定

(1) 構築物、系統及び機器（以下、設備等）の損傷・機能喪失モードの抽出

1. にて示した風、積雪等の自然現象が既往最大や年超過確率 10^{-4} /年～ 10^{-5} /年といった設計基準よりも低頻度（ 10^{-7} /年）となる規模で発生した場合に、発電所に与える影響は地震、津波ほど十分な知見がない。そこで、ここでは国外の評価事例、国内のトラブル事例及び規格・基準にて示されている発電所の影響を収集し、対象とする自然現象が発生した場合に設備等へどのような影響を与えるか（設備等への損傷・機能喪失モード）の抽出を行う。

(2) 評価対象設備の選定

(1)項で抽出した損傷・機能喪失モードに対し、影響を受ける可能性がある設備等の内、プラントの運転継続や安全性に影響を及ぼす可能性のある設備等を評価対象設備として選定する。

(3) 起回事象になりうるシナリオの選定

(1)項で抽出した損傷・機能喪失モードに対して、(2)項で選定した評価対象設備への影響を検討の上、発生可能性のあるシナリオを選定する。

シナリオの選定にあたっては、事故シーケンスグループ抽出にあたって考慮す

べき起因事象となりうるシナリオを選定する。

なお、起因事象の選定は、日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準：2008（レベル1 PSA 編）」（以下、学会標準）等）に示される考え方などを参考に行う。

(4) 起因事象の特定

(3) 項で選定した各シナリオについて発生可能性を評価し、事故シーケンスグループ抽出にあたって考慮すべき起因事象の特定を行う。

なお、過去の観測実績や統計的な評価結果等をもとに発生可能性を評価可能なものについては、有意な頻度（ 10^{-7} /年）又は影響のある事故シーケンスの要因となる可能性について考察を行う。

2.2 事故シーケンスの特定

2.1(4) 項にて特定した起因事象について、内部事象レベル1PRAや地震、津波レベル1PRAにて考慮しておらず、重大事故の有効性評価において追加すべき新たな事故シーケンスにつながる可能性のあるものの有無について確認を行う。

また、新たな事故シーケンスにつながる可能性のある起因事象が確認された場合、事故シーケンスに至る可能性について評価の上、有意な影響のある事故シーケンスとなりうるかについて確認を行う。

事故シーケンスに至る可能性の評価については、旧原子力安全・保安院指示に基づき実施したストレステストでの評価方法などを参考に実施するものとする。

3. 個別事象評価のまとめ

1. に示した各評価対象事象について、事故シーケンスに至る可能性について検討を実施した結果（添付資料参照）、内部事象や地震、津波レベル1PRAにて抽出した事故シーケンスグループに対して新たに追加が必要となる事故シーケンスグループは発生しないものと判断した。

4. 設計基準を超える自然現象の重畳の考慮について

(1) 自然現象の重畳影響

自然現象の重畳評価においては、損傷・機能喪失モードの相違に応じて、以下に示す影響を考慮する必要がある。また、事象の想定範囲は、自然現象の重ね合わせが設計基準より低頻度（ 10^{-7} /年）で発生する規模を仮定する。

I. 各自然現象から同じ影響がそれぞれ作用し、重ね合わさって増長するケース。（例：積雪と火山灰による堆積荷重の重ね合わせ）

II. ある自然現象の防護施設が他の自然現象によって機能喪失することにより、影響が増長するケース。（例：地震により止水機能が喪失して浸水量が増加）

III-1. 他の自然現象の作用により前提条件が変化し、影響が増長するケース。

(例：降水による火山灰密度の増加（降水時は、火山灰自体が発電所へ届きにくくなると考えられるため、堆積後の降水を想定))

Ⅲ-2. 他の自然現象の作用により影響が及ぶようになるケース。(例：斜面に火山灰が堆積した後に大量の降水により滑り、プラント周辺まで火山灰を含んだ水が押し寄せる状態。単独事象としては想定していない。)

(2) 自然現象の重畳によるシナリオの選定

基本的には設計基準を設定する自然現象の選定において収集した自然現象について、(1)項Ⅰ～Ⅲ-2に示した重畳影響の確認を実施した。

ただし、以下の観点から明らかに事故シーケンスにはつながらないと考えられるものについては重畳影響考慮不要と判断し確認対象から除外した。

○柏崎刈羽原子力発電所及びその周辺では発生しない（もしくは、発生が極めて稀）と判断した事象。

No. 8：結氷板，海氷，氷壁，No. 11：砂嵐，No. 22：外部洪水，No. 23：池・河川の水位低下，No. 24：河川の迂回，No. 25：干ばつ，No. 39：隕石，衛星の落下

○単独事象での評価において設備等への影響が無い（もしくは、非常に小さい）と判断した事象で、他の事象との重畳を考慮しても明らかに設備等への影響が無い判断した事象。

No. 7：霜，霜柱，No. 12：霧，靄，No. 16：低温水（海水温低）

確認した結果としては、重畳影響Ⅰ～Ⅲ-1については、以下に示す理由から、単独事象での評価において抽出されたシナリオが生じることはなく、重畳影響Ⅲ-2についても、他事象にて抽出したシナリオであり、新たなものは確認されなかった。個別自然現象の重畳影響確認結果を添付資料3に示す。また、外部人為事象の重畳影響については、添付資料4に示すとおり自然現象の重畳影響に包絡されると判断した。

Ⅰ. 各自然現象から同じ影響がそれぞれ作用し、重ね合わさって増長するケース

重畳により影響度合いが大きくなるのみであり、元もと、単独事象で設計基準を超える事象に対してシナリオの抽出を行っていることを踏まえると、新たなシナリオは生じない。

Ⅱ. ある自然現象の防護施設が他の自然現象によって機能喪失することにより、影響が増長するケース

単独の自然現象に対するシナリオの選定において、設計基準を越える事象を評価対象としているということは、つまり設備耐力や防護対策に期待していないということであり、単独事象の評価において抽出された以外の新たなシナリオは生じない。

Ⅲ-1. 他の自然現象の作用により前提条件が変化し、影響が増長するケース

一方の自然現象の前提条件が、他方の自然現象により変化し、元の自然現象の影響度が大きくなったとしても、I.と同様、単独事象で設計基準を超える事象に対してシナリオ抽出を行っているため、新たなシナリオは生じない。

III-2. 他の自然現象の作用により影響が及ぶようになるケース

単独事象では影響が及ばない評価であったのに対し、事象が重畳することにより影響が及ぶようになるものは、火山灰と降水の組み合わせのみであったが、屋外設備（変圧器，軽油タンク等）の損傷を想定しても，起因事象としては外部電源喪失，全交流電源喪失であり，新しいシナリオが生じるものではない。

(3) 重畳事象評価のまとめ

事故シーケンスの抽出という観点においては，上述のとおり，自然現象が重畳することにより，単独事象の評価で選定されたシナリオに対し新たなものが生じることはなく，自然現象重畳により追加すべき新たな事故シーケンスはないと判断した。

5. 全体まとめ

地震，津波以外の自然現象，人為事象について，事故シーケンスに至る可能性を検討した結果，内部事象や地震，津波レベル1PRAにて抽出した事故シーケンスグループに対して新たに追加が必要となる事故シーケンスグループはないと判断した。

また，地震，津波を含む，各自然現象の重畳影響についても確認を実施した結果，単独事象での評価と同様に，内部事象や地震，津波レベル1PRAにて抽出した事故シーケンスグループに対して新たに追加が必要となる事故シーケンスグループはないと判断した。

(添付資料)

- 添付資料1-1 各自然現象について考え得る起因事象の抽出
- 添付資料1-2 各人為事象について考え得る起因事象の抽出
- 添付資料2-1 設計基準を超える積雪事象に対する事故シーケンス抽出
- 添付資料2-2 設計基準を超える低温事象に対する事故シーケンス抽出
- 添付資料2-3 設計基準を超える落雷事象に対する事故シーケンス抽出
- 添付資料2-4 設計基準を超える火山事象に対する事故シーケンス抽出
- 添付資料2-5 設計基準を超える風（台風）事象に対する事故シーケンス抽出
- 添付資料2-6 設計基準を超える竜巻事象に対する事故シーケンス抽出
- 添付資料3 自然現象重畳影響確認結果
- 添付資料4 外部人為事象に関わる重畳の影響について

以上

＜各自然現象について考え得る起因事象の抽出＞

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考えうる起因事象等
1	降水	①浸水 建屋内浸水による機器浸水 ②荷重（堆積荷重） 建屋屋上での雨水排水不可（排水能力超過）による滞留	津波の影響に包絡される。津波の事故シナケンスは、津波のレベル1 PRAに示すとおり。 建屋屋上への荷重については、排水設計がなされており、設計想定を超える降水に対しても十分な強度を有していると考えられるため、本事象から事故シナケンスの抽出にあたって考慮すべき起因事象の発生は無いと判断。 <ul style="list-style-type: none"> 原子炉建屋が天井崩落した場合に、原子炉補機冷却系が機能喪失し、最終ヒートシンク喪失に至るシナリオ。 タービン建屋が天井崩落した場合にタービン建屋や発電機に影響が及びタービントリップに至るシナリオ。 コントロール建屋が天井崩落した場合に、建屋最上階に設置している中央制御室が物理的又は積雪（雪融け水含む）により機能喪失し、計測制御系機能喪失に至るシナリオ。さらには中央制御室の下階に位置している直流電源設備が溢水により機能喪失に至るシナリオ。 軽油タンク天井が積雪荷重により崩落した場合には、軽油タンク機能喪失に至り、以下②に示す外部電源喪失が発生している状況下においては、非常用ディーゼル発電設備（デイトンク）の燃料枯渇により、全交流電源喪失に至るシナリオ。
2	積雪 ※別途、詳細評価	①荷重（堆積荷重） 建屋及び屋外機器への堆積 ②相間短絡 送電・変電設備の屋外設備への着氷 ③閉塞（空調） 給排気口の閉塞（堆積又は付着による給気口閉塞）	<ul style="list-style-type: none"> 送電線や碍子へ雪が着氷（着氷雪）することによって、相間短絡を起し外部電源が喪失するシナリオ。 D/G 室空調給気口の閉塞により、非常用ディーゼル発電設備が機能喪失に至るような場合において、上記②の外部電源喪失が同時発生した場合に、全交流電源喪失に至るシナリオ。
3	雪崩	①荷重（衝突） 雪崩による建屋及び屋外機器への荷重	建屋周辺に急峻な斜面が無いことから、プラントの安全性に影響を与えるような雪崩は発生せず、本事象から事故シナケンスの抽出にあたって考慮すべき起因事象の発生は無いと判断。

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考えうる起因事象等
4	ひょう, あられ	①荷重 (衝突) 建屋及び屋外機器へのひょう (又はあられ) の衝突	竜巻の影響に包絡される。(No.10 参照)
5	水嵐/雨水/みぞれ	①荷重 (堆積) 建屋及び屋外機器への雨水等の着水 ②閉塞 (空調) 建屋や屋外機器への雨水等の着水	火山及び積雪の影響に包絡される。(火山は No.26, 積雪は No.2 参照) 積雪の影響に包絡される。(No.2 参照)
6	水晶	①荷重 (堆積) 建屋及び屋外機器への付着 ②閉塞 (空調) 建屋及び屋外機器への付着	火山及び積雪の影響に包絡される。(火山は No.26, 積雪は No.2 参照) 積雪の影響に包絡される。(No.2 参照)
7	霜, 霜柱	①- 建屋および屋外機器への霜の付着, 敷地での霜柱生成	建物や屋外設備への霜付着による影響はなく, 霜柱についても発生範囲は土露出範囲であるため, プラントの安全性が損なわれるような影響は発生せず, 本事故から事故シーケンスの抽出にあたって考慮すべき起因事象の発生は無いと判断。
8	結氷板, 流水, 氷壁	①閉塞 (取水) 流水などによる取水口閉塞	柏崎刈羽原子力発電所及びその周辺においては発生せず, 本事故から事故シーケンスの抽出にあたって考慮すべき起因事象の発生は無いと判断。
9	風 (台風含む) ※別途, 詳細評価	①荷重 (風圧, 衝突) 風圧 (又は飛来物衝突) による建屋, 設備の損傷 ②閉塞 (取水) 台風による漂流物による取水口閉塞	<ul style="list-style-type: none"> ・風荷重によりタービン建屋が損傷し, タービン, 発電機に影響が及んでタービントリップに至るシナリオ。 ・風荷重による送変電設備の損傷により外部電源喪失に至るシナリオ。 ・風荷重にて軽油タンク等が損傷し, かつ同時に外部電源喪失が発生し, 全交流電源喪失に至るシナリオ。 ※飛来物衝突影響については竜巻の影響に包絡される。
			台風による漂流物により取水口が閉塞した場合, 原子炉補機冷却海水ポンプによる取水ができなくなり, 最終ヒートシンク喪失に至るシナリオ。

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考えうる起因事象等
10	竜巻 ※別途、詳細評価	①荷重（風圧，気圧差，及び衝突） 風圧，気圧差または飛来物損傷による建屋設備損傷	<ul style="list-style-type: none"> ・風荷重及び気圧差荷重によるタービン建屋損傷または，飛来物が建屋外壁を貫通し，タービンや発電機に衝突することに伴いタービントリップに至るシナリオ。 ・送変電設備損傷に伴い外部電源喪失に至るシナリオ。 ・軽油タンク等が損傷，かつ外部電源喪失している状況下において，非常用ディーゼル発電設備の燃料枯渇により，全交流電源喪失に至るシナリオ。 ・循環水ポンプが飛来物の衝突により損傷し，復水器の真空度が低下することに伴い出力低下または手動停止に至るシナリオ。
11	砂嵐	②閉塞（取水） 竜巻により取水口周辺の海に飛散した資機材等による取水口閉塞	<ul style="list-style-type: none"> ・竜巻により資機材，車両等が飛散して取水口周辺の海に入り取水口を閉塞させた場合，原子炉補機冷却海水ポンプによる取水ができなくなり，最終ヒートシンク喪失に至るシナリオ。
12	霧，靄	①閉塞（空調） 空調フィルタの閉塞	砂嵐や黄砂は柏崎刈羽原子力発電所及びその周辺においては発生していないこと，及び発生を仮定してもその影響はNo.26火山の火山灰による「③閉塞（空調）」事象に包絡されることから，本事象から事故シークエンスの抽出にあたって考慮すべき起因事象の発生は無いと判断。
13	高温	①- 発電所敷地内での霧，靄（もや）の発生による設備等への影響無し	安全施設の機能が損なわれることはなく，本事象から事故シークエンスの抽出にあたって考慮すべき起因事象の発生は無いと判断。
		①外気温度高 外気温度高による機器等の冷却能力低下	空調設計条件を超過する可能性はあるものの，1日の中でも気温の変動があり高温状態が長時間にわたり継続しないこと，空調設備が余裕をもって設計されていること，また，外気温度高により即安全性が損なわれることはないことから，安全施設の機能が損なわれることはない。よって，本事象から事故シークエンスの抽出にあたって考慮すべき起因事象の発生は無いと判断。

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考えうる起因事象等
14	低温 ※別途、詳細評価	①外気温度低（凍結） 屋外配管・タンクの内部流体凍結	軽油タンク等内の軽油の凍結と着氷による相間短絡によって外部電源喪失が同時発生し、非常用ディーゼル発電設備（ダイタンク）の燃料枯渇となり全交流電源喪失に至るシナリオ。
15	高温水 (海水温高)	①海水温度高（冷却機能低下：海水系） 取水温度高に伴う冷却性能への影響	海水温度高に伴う復水器真空度低下により、タービントリップに至るシナリオ。
16	低温水 (海水温低)	①- 取水温度低に伴う海水系機器への影響無し	取水温度低について冷却性能の劣化にたながらず、影響無いため、本事象から事故シナリオの抽出にあたって考慮すべき起因事象の発生は無いと判断。
17	極限的な圧力 (気圧高/低)	①荷重（気圧差） 気圧差による空調設備等への影響	竜巻の影響に包絡される。(No. 10 参照)
18	落雷 ※別途、詳細評価	①雷サージ及び誘導電流 過電圧による設備損傷	<ul style="list-style-type: none"> ・落雷により計測制御機器に発生するノイズの影響により、プラントシステムに至るシナリオ。 ・屋外設備への雷サージの影響により、外部電源喪失及びその他過渡事象に至るシナリオ。 ・屋外設置のタンク類（軽油タンク、液化窒素貯槽）の内、軽油タンクと屋内非常用ディーゼル発電設備制御盤を融通するケーブルへの雷サージによる非常用ディーゼル発電設備機能喪失が外部電源喪失と同時に発生し、全交流電源喪失に至るシナリオ。 ・建屋内外への雷による誘導電流の影響により、各種設備が機能喪失となり、その他過渡事象に至るシナリオ。なお、その他過渡事象については、内部事象レベル 1 PRA 等にて考慮されている。
19	高潮	①浸水 高潮による建屋や機器への浸水影響	津波の影響に包絡される。津波の事故シナリオは、津波のレベル 1 PRA に示すとおり。
20	波浪	①浸水 波浪による建屋や機器への浸水影響	津波の影響に包絡される。津波の事故シナリオは、津波のレベル 1 PRA に示すとおり。

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考えうる起因事象等
21	風津波	①浸水 風津波による建屋や機器への浸水影響	津波の影響に包絡される。津波の事故シナケンスは、津波のレベル 1 PRA に示すとおり。
22	外部洪水	①浸水 発電所敷地の浸水による建屋や機器への影響（津波を除く）	津波以外の外部洪水としては、ダムの決壊や河川の氾濫など考えられるが、柏崎刈羽原子力発電所へ影響を及ぼす範囲にダムや河川はない。従って、本事象によるプラントへの影響は無いことから、本事象から事故シナケンスの抽出にあたって考慮すべき起因事象の発生は無いと判断。
23	池・河川の水位低下	①— 河川等の水位低下による設備等への影響無し	柏崎刈羽原子力発電所は海水を冷却源としていることから、河川等からの取水不可によるプラントへの影響は無く、本事象から事故シナケンスの抽出にあたって考慮すべき起因事象の発生は無いと判断。
24	河川の迂回	①— 河川の迂回による設備等への影響無し	柏崎刈羽原子力発電所は海水を冷却源としていることから、河川等からの取水不可によるプラントへの影響は無く、本事象から事故シナケンスの抽出にあたって考慮すべき起因事象の発生は無いと判断。
25	干ばつ	①— 干ばつに伴う河川等からの取水不可による設備等への影響無し	柏崎刈羽原子力発電所は海水を冷却源としていることから、河川等からの取水不可によるプラントへの影響は無く、本事象から事故シナケンスの抽出にあたって考慮すべき起因事象の発生は無いと判断。

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考えうる起因事象等
26	火山 ※別途、詳細評価	①荷重（堆積） 建築物やタンク等上部への降下火山灰の堆積による天井崩落 ②閉塞（取水） 降下火山灰の取水口及び海水系への取込みによる閉塞 ③閉塞（空調） 降下火山灰の換気空調系への取込みによる閉塞 ④腐食 火山灰に付着している腐食成分による化学的影響 ⑤相間短絡 火山灰の送電網又は変圧器への付着による相間短絡	・原子炉建屋屋上が火山灰堆積荷重により崩落し、建屋最上階に設置している原子炉補機冷却系のサージタンクが物理的に損傷、機能喪失し、最終ヒートシンク喪失に至るシナリオ。 ・タービン建屋屋上が火山灰堆積荷重により崩落し、建屋最上階に設置しているタービン、発電機に影響が及びタービントリップに至るシナリオ。 ・コントロールドーム建屋屋上が火山灰堆積荷重により崩落し、建屋最上階に設置している中央制御室内設備が損傷し、計測制御系機能喪失に至るシナリオ。 ・軽油タンクが火山灰堆積荷重により天井崩落、破損に至り、以下⑤に示す外部電源喪失が発生している状況下においては、非常用ディーゼル発電設備（ダイタック）の燃料枯渇により、全交流電源喪失に至るシナリオ。 海水中の火山灰が高濃度な場合に、熱交換器の伝熱管、海水ポンプ軸受の閉塞による異常磨耗や海水ストレーナの自動洗浄能力を上回ることによる閉塞により、海水系設備の機能喪失、最終ヒートシンク喪失に至るシナリオ。 D/G 室空調給気口閉塞により、非常用ディーゼル発電設備の機能喪失に至る場合において、以下⑤の外部電源喪失が発生している状況下では、全交流電源喪失に至るシナリオ。 腐食の進行は時間スケールの長い事象であり、発電所の運転に支障をきたす程度の短時間で事象が進展することはなく、適切な運転管理や保守管理により対処可能と判断。よって、本事象から事故シナリオの抽出にあたって考慮すべき起因事象の発生は無いと判断。 火山灰が送電網の碍子や変圧器へ付着し、霧や降雨の水分を吸収することによって、相間短絡を起こし外部電源喪失に至るシナリオ。

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考えうる起因事象等
27	地滑り	①荷重（衝突） 地滑りに伴う土砂等の建屋・屋外設備への衝突	<ul style="list-style-type: none"> 送電設備については、斜面に設置されているものもあり、地滑りにより送電設備が倒壊することで、外部電源喪失に至るシナリオ。 一方、周辺斜面と原子炉建屋等の基幹となる原子炉施設は十分な離隔距離を有しており、プラントの安全性に影響が及ぶことはないと判断。
28	海中の地滑り	①閉塞（取水） 海水中の地滑りに伴う取水口閉塞	<ul style="list-style-type: none"> 港湾内については、海底に地滑りの発生しうる起伏がないため、発生可能性がない。 港湾外の地滑りに伴い発生可能性のある津波については、津波事象として考慮。津波の事故シナケンスは、津波のレベル 1 PRA に示すとおり。
29	地面隆起/低潮位	①地盤安定性 地盤の隆起に伴う建屋や屋外設備の傾斜等による損壊	地面隆起は、地震の随伴事象である。原子炉建屋等の基幹となる原子炉施設は岩着や杭基礎で施工されており、地震時は一体となって震動することから、プラントの安全性に影響が及ぶような部分的な地面隆起は発生せず、本事象から事故シナケンスの抽出にあたって考慮すべき起因事象の発生は無いと判断。
30	土地の浸食, カルスト	①地盤安定性 土壌の流出による荒廃、地盤沈下に伴う建屋や屋外設備の浸食による設備等の損壊	土地の浸食は、時間スケールの長い事象であり、発電所の運転に支障をきたす程度の短時間で事象が進展することはないと、適切な運転管理や保守管理により対処可能と判断。よって、本事象から事故シナケンスの抽出にあたって考慮すべき起因事象の発生は無いと判断。
31	土の伸縮	①地盤安定性 建屋・屋外設備の周辺地面の変状による設備等の損壊	原子炉建屋等の基幹となる原子炉施設は、岩着や杭基礎等の工法にて施工されており、土の伸縮による影響を受けにくい。また、土の伸縮は、時間スケールの長い事象であり、発電所の運転に支障をきたす程度の短時間で事象が進展することはないと、適切な運転管理や保守管理により対処可能。よって、本事象から事故シナケンスの抽出にあたって考慮すべき起因事象の発生は無いと判断。

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考えうる起因事象等
32	海岸浸食	①冷却機能低下：海水系 海岸線の後退，海底勾配の変化による取水 設備性能への影響	海岸浸食は，時間スケールの長い事象であり，発電所の運転に支障をきたす程度の短時間で事象が進展することではなく，適切な運転管理や保守管理により対処可能。本事象から事故シナリオの抽出にあたって考慮すべき起因事象の発生は無いと判断。
33	地下水 (多量/枯渇)	①浸水 地下水の建屋地下階への流入による設備等 の浸水 ②一 地下水の枯渇	多量の地下水流入については，時間スケールの長い事象であり，発電所の運転に支障をきたす程度の短時間で事象が進展することではなく，適切な運転管理や保守管理により対処可能。本事象から事故シナリオの抽出にあたって考慮すべき起因事象の発生は無いと判断。 地下水は活用しておらず，安全施設の機能が損なわれることはないと判断。従って，本事象によるプラントへの影響は無く，本事象から事故シナリオの抽出にあたって考慮すべき起因事象の発生は無いと判断。
34	地下水による浸食	①地盤安定性 建屋・屋外構築物の地下部（地下階，基礎 部）土壌浸食 ②浸水 建屋地下部の浸食による建屋内への地下水 の流入	安全上重要な建屋や屋外設備は，岩着や杭基礎等の工法にて施工されており，発電所の運転に支障をきたす程度の短時間で事象が進展することはないと判断。適切な運転管理や保守管理により対処可能。本事象から事故シナリオの抽出にあたって考慮すべき起因事象の発生は無いと判断。 基本的に設備等の機能に影響を及ぼすほどの地下水が建屋内へ流入する可能性は稀である。また，仮に浸食があっても，時間スケールの長い事象であり，発電所の運転に支障をきたす程度の短時間で事象が進展することはないと判断。適切な運転管理や保守管理により対処可能。本事象から事故シナリオの抽出にあたって考慮すべき起因事象の発生は無いと判断。

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考えうる起因事象等
35	森林火災	①熱影響 輻射熱による建屋・屋外設備への熱影響	森林火災が送電設備に延焼し、外部電源喪失に至るシナリオ。 発電所周辺監視区域の境界に沿って森林を伐採しており、構外から延焼する状況に対して一定の効果があると考えられること、敷地境界から出火した場合であっても、防火帯を設定しておりプラントまでの離隔距離が十分あること、防火帯内側への延焼を仮定した場合でも街路樹等が燃えるだけで火災の規模は限定的なため、消火が可能であると考えられること、プラント近傍は非植生であり、仮に危険物（軽油タンク）に延焼した場合であっても原子炉建屋外壁面が 200℃未満であることを評価で確認していることから、原子炉建屋等の基幹となる原子炉施設への影響は無く、本事象から事故シナリオの抽出にあたって考慮すべき起因事象の発生は無いと判断。
36	生物学的事象	②外気取入機器及び人への影響 ばい煙などによる閉塞（空調）影響および人への影響	ばい煙の換気空調系への取込みは、火山の影響に包絡される。(No. 26 参照) ばい煙を取り込むことによる人への影響については、発電所敷地内の林縁とプラント間に十分な離隔距離があることから、影響はないと判断。ばい煙が中央制御室空調外気取入口まで達する仮定した場合でも、再循環運転を行うことで影響を抑えられるため、本事象から事故シナリオの抽出にあたって考慮すべき起因事象の発生は無いと判断。
37	静振	①閉塞（取水） 海生生物（くらげ等）の襲来による取水口閉塞 ②個別設備の機能喪失 齧歯類（ネズミ等）によるケーブル類の損傷、電気機器接触による地絡など	大量発生したくらげ等の海生生物により、取水口が閉塞した場合に、原子炉補機冷却海水ポンプによる取水ができなくなり、最終ヒートシンク喪失に至るシナリオ。 ネズミ等齧歯類によるケーブル類の損傷、電気機器接触による地絡などは、個別機器の不具合というランダム事象に整理される。このようなランダム事象は、内部事象レベル 1 PRA 等にて、その他過渡事象として考慮されている。
37	静振	①浸水 港湾内での潮位振動による取水への影響 ②冷却機能低下：海水系 港湾内での潮位振動による取水への影響	津波の影響に包絡される。津波の事故シナリオは、津波のレベル 1 PRA に示すとおり。(浸水影響の最も大きい津波の評価においては、数値シミュレーションを実施しており、その中で静振の影響も考慮されている。)

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考えうる起因事象等
38	塩害, 塩雲	①塩害による屋外構築物・設備の腐食	腐食は, 発電所の運転に支障をきたす時間スケールで事象進展しないことから, 安全施設の機能が損なわれる恐れはなく, 本事象から事故シナリオの抽出にあたって考慮すべき起因事象の発生は無いと判断。
39	隕石/衛星の落下	①荷重 (衝突) 隕石衝突に伴う建屋・屋外設備の損傷	安全施設の機能に影響が及ぶ規模の隕石等の衝突については, 有意な発生頻度とはならない。 従って, 本事象から事故シナリオの抽出にあたって考慮すべき起因事象の発生は無いと判断。
		②荷重 (衝突) 発電所敷地への隕石落下に伴う衝撃波	
		③浸水 隕石の発電所近海への落下に伴う津波	
40	太陽フレア 磁気嵐	①誘導電流 太陽フレアの地磁気誘導電流による変圧器の損傷	磁気嵐により誘導電流が発生し, 変圧器等の送電・変電設備の損傷により, 外部電源喪失に至るシナリオ。 ただし, 磁気嵐の影響を受けるのは, こう長の長い送電線であり, D/G 及び非常用電源母線への影響はなく, プラントの安全性への影響はないと判断。

＜各人為事象について考え得る起因事象の抽出＞

No	人為事象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考えうる起因事象等
1	航空機落下 (偶発)	①荷重 (衝突) 航空機が建屋等へ衝突	偶発的な事故による原子炉施設への落下については、設計上の考慮の要否を「実用発電用原子炉施設への航空機落下確率に対する評価基準について」(総合資源エネルギー調査会 原子力安全・保安部会 原子炉安全小委員会、平成 14 年 7 月 22 日、平成 21 年 6 月 30 日一部改正)に従い落下確率を求めて判断している。 その結果、落下確率は約 3.4×10^{-8} (回/炉・年) となり、設計上の考慮が必要な 1.0×10^{-7} (回/炉・年) を下回っていることから、原子炉施設への落下の可能性は十分低く、本事象から事故シナリオの抽出にあたって考慮すべき起因事象は無いと判断。
2	ダムの崩壊	②熱影響 輻射熱による建屋・屋外設備への熱影響	原子炉施設から一定の距離離れた場所 (落下確率が 1.0×10^{-7} (回/炉・年) となる位置) に大型航空機が落下した場合であっても、原子炉建屋外壁や屋外設備の温度上昇が許容値以下であることを確認済みである。仮に想定を超える大型の航空機が落下した場合であっても、現状有する余裕にて包絡可能と考えられるため、本事象から事故シナリオの抽出にあたって考慮すべき起因事象は無いと判断。
3	火災・爆発	①浸水 ダムの崩壊に伴う洪水による建屋や機器への浸水影響 ①熱影響, 爆風圧 発電所内に保管されている危険物の火災や爆発による影響	発電所周辺にダムの崩壊により洪水となる河川は無いため、本事象から事故シナリオの抽出にあたって考慮すべき起因事象は無いと判断。 非常用ディーゼル発電設備の軽油タンクで火災が発生した場合であっても原子炉建屋の温度が許容値以上の上昇しないことを確認。 非常用ディーゼル発電設備の軽油タンク全数が焼損した場合は、ディタンの枯渇により非常用ディーゼル発電設備が機能喪失に至るが、外部電源と同時に機能喪失することは無いため、本事象から事故シナリオの抽出にあたって考慮すべき起因事象は無いと判断。

No	人為事象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考えうる起回事象等
4	有毒ガス	①中央制御室居住性の低下 有毒ガスが中央制御室内に取り込まれることによる運転操作への影響	発電所周辺には有毒ガスの発生源となる危険物を貯蔵している石油コンビナートは無い。発電所構内で貯蔵している物質（塩素、窒素）が漏えいした場合であっても、中央制御室の空調系を再循環モード運転へ移行することにより、有毒ガスの影響を遮断できるため、本事象から事故シナリオの抽出にあたって考慮すべき起回事象は無いと判断。
5	船舶の衝突	①冷却機能低下：海水系 漂流船舶が取水設備を損傷させることによる冷却機能への影響	漂流船舶が発電所港湾内に侵入した場合であっても、カーテンウォールにより直接取水設備を損傷させることは無いが、仮に更に内部へ侵入し、取水設備を損傷させた場合は、最終ヒートシンクが喪失に至るシナリオとなる。
6	電磁的障害	①電磁波によるノイズ 電磁波を放出する機器による計測制御系へのノイズ発生で安全機能の誤動作、誤不動作	中央制御室や現場にある操作盤については、電波障害試験により耐性を確認しているが、想定を上回る影響が生じた場合は、計測制御系への外乱が想定される。事象影響としては落雷の影響に包絡される。
7	パイプライン事故	①熱影響、爆風圧 パイプラインの損傷・破裂による火災、爆風	パイプラインは道路下に埋設されており、埋設深度も法令で定められている。また、緊急時にはガスの遮断が行われるため、爆発が発生したとしても外部に対する影響は限定的である。仮に飛来物が発電所へ届く場合があったとしても、事象影響としては竜巻の影響に包絡される。
8	第三者の不法な接近	①— 原子炉施設内に悪意を持った第三者が侵入	原子炉施設内への侵入だけでは起回事象の発生は無い。(原子炉施設への影響は No.10 妨害破壊行為に包絡。)
9	航空機衝突 (意図)	①荷重 (衝突) 航空機が建屋等へ衝突 ②熱影響 輻射熱による建屋・屋外設備への熱影響	

No	人為事象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考えうる起回事象等
10	妨害破壊行為	①衝撃力 爆発物等による衝撃力 ②中央制御室の占拠等 悪意操作, サボタージュ	安全機能を有する複数機器の破壊, 無力化, 悪意操作による外乱の発生が想定される。事象影響としては, 内部事象レベル 1 PRA に包絡される。
11	サイバーテロ	①制御システムのハッキング 制御システムのハッキングによる悪意操作	外部回線と制御システムは接続されていないため, 制御機能がハッキングされることは無い。仮に発電所内部への侵入等により, 直接制御システムがハッキングされた場合は悪意操作等による影響が考えられるが, 事象影響としては, 内部事象レベル 1 PRA に包絡される。
12	産業施設の事故	①熱影響, 爆風圧 発電所外の産業施設の事故による火災, 爆発	発電所敷地周辺に石油コンビナート施設は無いため, 本事故から事故シナケンスの抽出にあたって考慮すべき起回事象は無いと判断。
13	輸送事故	①熱影響, 爆風圧 危険物輸送車両や船舶の発電所敷地周辺における事故による火災, 爆風	危険物輸送車両や船舶にて火災, 爆発が発生した場合でも危険限界距離以上離れている。爆風により飛来物を想定した場合であっても竜巻の影響に包絡される。
14	軍事活動によるミサイルの飛来	①荷重 (衝突) ミサイルが建屋等へ衝突 ②熱影響 輻射熱による建屋・屋外設備への熱影響	

No	人為事象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考えうる起因事象等
15	サイト内外での掘削	①物理的損傷 発電所内外において地面の掘削工事を行い、設備の一部を損傷	地面の掘削工事を行う場合は、埋設物の管理図面により事前調査を行い、予め埋設物の位置を確認する。仮に埋設物を損傷させた場合の影響として、埋設ケーブル切断による外部電源喪失に至るシナリオとなる。 また、発電所内外の送電鉄塔を掘削工事により倒壊させた場合も外部電源喪失に至るシナリオとなる。 いずれも事象影響としては、内部事象レベル IPRA に包絡される。
16	内部溢水	①浸水 原子炉施設内の配管等の破損による保有水の漏えいの影響	別紙 1 表 1 のとおり。 (外部電源喪失, 非隔離事象, 隔離事象, 全給水喪失, RPS 誤動作, 原子炉補機冷却系故障, 手動停止)
17	タービンミサイル	①荷重 (衝突) タービンの一部が飛来物となって衝突	「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則」第十二条 (安全施設) 5 の要求に従い、飛散物としてタービンミサイルの評価を行っている。「タービンミサイル評価について」(昭和 52 年 7 月 20 日原子力委員会原子炉安全専門審査会) に基づき評価した結果、6 号炉は 8.49×10^{-8} /年、7 号炉は 8.52×10^{-8} /年であり、基準である 10^{-7} /年を下回っているため、発生の可能性は十分低く、本事象から事故シナリオの抽出にあたって考慮すべき起因事象は無いと判断。

No	人為事象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考えうる起回事象等
18	重量物輸送	①荷重（落下） 輸送中の燃料集合体の落下による破損 ②荷重（衝突） 重量物輸送車両やクレーン等の重機の転倒による屋外設備の損壊	燃料取替機は燃料取替作業中の燃料集合体落下防止対策（フェイル・セーフ設計など）がとられているため、燃料集合体の落下事故の発生確率は非常に小さく、さらにその発生を仮定した場合でも破損した燃料からの放射性物質の放出量は僅かであり、外部への影響は小さいことが評価されている。従って、本事象から事故シナリオの抽出にあたって考慮すべき起回事象は無いと判断。 作業に重機を使用する場合は、転倒防止対策を行うため発生することは考えにくいですが、仮に重機が転倒した場合は変圧器や軽油タンクの損壊が想定される。これにより、外部電源喪失とダイタック枯渇による非常用ディゼル発電設備の機能喪失により全交流電源喪失に至るシナリオが考えられるが、重機転倒による損傷範囲は重機の大きさに限定されるため、起回事象として考慮する必要は無いと判断。（考慮した場合であっても追加の起回事象ではない。）
19	化学物質の放出による水質悪化	①冷却機能低下：海水系 発電所内で保管されている化学物質が港湾内へ放出され、または船舶事故により化学物質が流出し、海水系の冷却機能へ影響	発電所内で保管している化学物質については、堰の設置や建屋内保管により漏えい拡大防止対策をしており、港湾内への流出は考えにくい。船舶事故にて流出する可能性は否定できないが、海水系に取水される段階では十分希釈されていると想定できる。従って、本事象による影響を考慮する必要は無いと考えられるが、仮に影響が生じた場合は最終ヒートシンク喪失に至るシナリオとなる。
20	油流出	①冷却機能低下：海水系 船舶等から流出した油が海水系の冷却機能へ影響	海水の取水については、カーテンウォールを設置して深層取水を行っており、油が直接海水系に流入することは考えにくいですが、仮に影響が生じた場合は最終ヒートシンク喪失に至るシナリオとなる。

設計基準を超える積雪事象に対する事故シーケンス抽出

1. 起回事象の特定

(1) 構築物，系統及び機器（以下，設備等）の損傷・機能喪失モードの抽出

積雪事象により設備等に発生する可能性のある影響について，国外の評価事例や国内で発生したトラブル事例も参照し，以下のとおり，損傷・機能喪失モードを抽出した。

- ① 建屋天井や屋外設備に対する荷重
- ② 送電変電設備の屋外設備への着氷
- ③ 空調給気口の閉塞
- ④ 積雪によるアクセス性や作業性の悪化

(2) 評価対象設備の選定

(1)項で抽出した各損傷・機能喪失モードに対し，影響を受ける可能性のある設備等の内，プラントの運転継続や安全性に影響を及ぼす可能性のある設備等を評価対象設備として選定する。

具体的には，以下に示す建屋及び屋外設置（屋外に面した設備含む）の設備等を評価対象設備として選定した。

<建屋>

- ・原子炉建屋
- ・コントロール建屋
- ・タービン建屋

<屋外設備>

- ・送変電設備
- ・軽油タンク及び非常用ディーゼル発電設備燃料移送系（以下，軽油タンク等）
- ・中央制御室換気空調設備
- ・ディーゼル発電機非常用給気設備（6号機），非常用電気品区域空調設備（7号機）（以下，D/G室空調）

(3) 起回事象になりうるシナリオの選定

(1)項で抽出した各損傷・機能喪失モード毎に，(2)項で選定した評価対象設備への影響を検討の上，発生可能性のあるシナリオを選定した。

① 建屋天井や屋外設備に対する荷重

建屋及び屋外設備に対する積雪荷重により発生可能性のあるシナリオは以下

のとおり。

<建屋>

○原子炉建屋

原子炉建屋屋上が積雪荷重により崩落した場合に、建屋最上階に設置している原子炉補機冷却系のサージタンクが物理的に機能喪失することで、原子炉補機冷却系が喪失し、最終ヒートシンク喪失に至るシナリオ。

○タービン建屋

タービン建屋屋上が積雪荷重により崩落した場合に、タービンや発電機に影響が及び、タービントリップに至るシナリオ。

○コントロール建屋

コントロール建屋屋上が積雪荷重により崩落した場合に、建屋最上階に設置している中央制御室が物理的又は積雪（雪融け水含む）により機能喪失し、計測制御系機能喪失に至るシナリオ。その後、中央制御室の下階に位置している直流電源設備へ溢水が伝播し機能喪失に至るシナリオ。

<屋外設備>

○軽油タンク等

軽油タンク天井が積雪荷重により崩落した場合には、軽油タンク機能喪失に至る可能性があり、以下②に示す外部電源喪失が発生している状況下においては、非常用ディーゼル発電設備（ディタンク）の燃料枯渇により、全交流電源喪失に至るシナリオ。

② 送変電設備の屋外設備への着氷

送電線や碍子へ雪が着氷（着氷雪）することによって、相間短絡を起こし外部電源が喪失するシナリオ。

③ 空調給気口の閉塞

中央制御室換気空調およびD/G室空調給気口閉塞による各空調設備が機能喪失に至る。（ただし、中央制御室換気空調については、外気遮断による再循環運転が可能な設計となっているため、考慮すべきシナリオとしては抽出不要とする。）

仮にD/G室空調給気口の閉塞により、非常用ディーゼル発電設備が機能喪失に至るような場合において、上記②の外部電源喪失の同時発生を想定した場合、全交流電源喪失に至る。

④ 積雪によるアクセス性や作業性の悪化

積雪により屋外現場へのアクセス性や屋外での作業性に影響を及ぼす可能性があるものの、設計基準対象施設のみで対応可能なシナリオであれば基本的に屋外での現場対応はなく、仮にアクセス性や屋外の作業性へ影響が及んだ場合であっても構内の道路又はアクセスルートについては、除雪を行うことから問題はな

い。

そのため上記①～③の影響評価の結果として、電源車の接続といった屋外での作業が必要になるケースが確認された場合に、別途、詳細検討するものとする。

(4) 起回事象の特定

(3)項で選定した各シナリオについて、想定を越える積雪事象に対しての裕度評価（起回事象発生可能性評価）を実施し、事故シーケンスグループ抽出にあたって考慮すべき起回事象の特定を行った。

① 建屋天井や屋外設備に対する荷重により発生可能性のあるシナリオ

積雪荷重が各建屋天井の許容荷重を上回った場合には、(3)項で選定した各シナリオが発生する可能性はあるものの、最終ヒートシンク喪失、タービントリップについては、運転時の内部事象レベル 1PRA でも考慮していること、計測制御系機能喪失については、地震や津波のレベル 1PRA でも考慮していることから追加のシナリオではない。軽油タンクについても、天井の許容荷重を上回る積雪荷重によって破損に至る可能性はあるものの、外部電源喪失との重畳による全交流電源喪失は、運転時の内部事象や地震、津波のレベル 1PRA でも考慮しているものであり、追加のシナリオではない。

なお、各建屋や軽油タンクの天井が崩落するような積雪事象は、年超過確率評価上、 10^{-7} /年より小さい事象であること（表4.1参照）、積雪事象の進展速度の遅さを踏まえると除雪管理が可能であることから、発生可能性は非常に稀であり、有意な頻度又は影響のある事故シーケンスの要因とはなりえないと考えられるため、考慮すべき起回事象としては選定不要であると判断した。

表 4.1 各建屋・タンクの積雪荷重と年超過頻度の比較

建屋・タンク	積雪荷重	年超過頻度	結果
原子炉建屋	6号炉 357cm 7号炉 361cm	266cm : 10^{-7} /年未満 $\left(\begin{array}{l} 10^{-4}/年 : 135.9\text{cm} \\ 10^{-7}/年 : 213.3\text{cm} \end{array} \right)$	積雪荷重を超えるまでに大きな裕度がある
タービン建屋	6号炉 266cm 7号炉 266cm		
コントロール建屋	371cm		
軽油タンク	6号炉 321cm 7号炉 321cm		

② 送変電設備の屋外設備への着氷

着氷に対して設計上の配慮はなされているものの、設計基準を超える積雪事象に対して発生を否定できないため、送変電設備の損傷に伴う外部電源喪失については考慮すべき起回事象として選定する。

③ 空調給気口の閉塞

仮に D/G 室空調給気口閉塞により非常用ディーゼル発電設備が機能喪失に至り、かつ同時に外部電源喪失に至ることを想定した場合、全交流電源喪失に至ることとなるが、全交流電源喪失については、運転時の内部事象や地震、津波レベル 1PRA でも考慮しており、追加のシナリオではない。

なお、基本的には除雪管理が可能であるが、D/G室空調給気口が閉塞に至る積雪深さは、年超過確率評価上、 10^{-7} /年より小さくなること、積雪の給気口への付着・堆積についても除雪管理が可能であることから、積雪事象による給気口閉塞事象の発生可能性は非常に稀であり、有意な頻度又は影響のある事故シーケンスの要因とはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断した。（表4.2にD/G室空調及び中央制御室換気空調給気口を示す。）

表 4.2 各空調給排気口の高さと年超過頻度の比較

空調給排気口	設置高さ	年超過頻度	結果
D/G 室空調(A) 給気口	6 号炉 : 11.7 m 7 号炉 : 11.5 m	7.8m : 10^{-7} /年未満	設置高さを 超えるまで に大きな裕 度がある
D/G 室空調(A) 排気口	7.8 m	〔 10^{-4} /年 : 135.9cm 10^{-7} /年 : 213.3cm 〕	
D/G 室空調(B) 給気口	6 号炉 : 11.7 m 7 号炉 : 11.5 m		
D/G 室空調(B) 排気口	7.8 m		
D/G 室空調(C) 給気口	6 号炉 : 11.7 m 7 号炉 : 11.5 m		
D/G 室空調(C) 排気口	7.8 m		
中央制御室換気 空調設備給気口	4.2 m		
中央制御室換気 空調設備排気口	4.2 m		

2. 事故シーケンスの特定

1. (3)項にて起因事象となりうるシナリオを以下のとおり選定した。

○原子炉建屋の天井が崩落した場合に、原子炉補機冷却系が機能喪失し、最終ヒートシンク喪失に至るシナリオ。

○タービン建屋の天井が崩落した場合にタービンや発電機に影響が及びタービントリップに至るシナリオ。

- コントロール建屋の天井が崩落した場合に、建屋最上階に設置している中央制御室が物理的又は積雪（雪融け水含む）により機能喪失し、計測制御系機能喪失に至るシナリオ。さらには中央制御室の下階に位置している直流電源設備が溢水により機能喪失に至るシナリオ。
 - 軽油タンクの天井が崩落した場合で、かつ外部電源喪失が発生している状況下において、非常用ディーゼル発電設備（ディタンク）の燃料枯渇により、全交流電源喪失に至るシナリオ。
 - 送電線や碍子へ雪が着氷することによって、相間短絡を起こし外部電源が喪失するシナリオ。
 - D/G室空調給気口閉塞により非常用ディーゼル発電設備が機能喪失、かつ外部電源喪失の同時発生により全交流電源喪失に至るシナリオ。
- 上記シナリオについては、いずれも運転時の内部事象や地震、津波レベル1PRAにて考慮しているものであり、追加すべき新たなものはない。

また、1. (4)項での起回事象の特定結果のとおり、上記シナリオの内、建屋又は軽油タンクの天井崩落やD/G室空調給気口閉塞については、事象の発生頻度が表4.1及び表4.2に示したように非常に小さいこと、除雪管理により発生を防止可能なことから、発生自体が非常に稀な事象であり、事故シーケンス抽出にあたって考慮すべき起回事象として選定不要であると判断した。

よって、事故シーケンス抽出にあたって考慮すべき起回事象は、外部電源喪失のみとなるが、各建屋及び軽油タンク等の健全性が確保される限り、非常用交流電源等の必要な影響緩和設備の機能維持が図られるため、事故シーケンスに至ることはない。

従って、積雪事象を要因として発生しうる有意な頻度又は影響のある事故シーケンスは生じないと判断した。

以上

設計基準を超える低温事象に対する事故シーケンス抽出

1. 起回事象の特定

(1) 構築物，系統及び機器（以下，設備等）の損傷・機能喪失モードの抽出

柏崎刈羽原子力発電所の立地環境，国外の評価事例や国内で発生したトラブル事例等から低温に対する発電所への影響を調査し，その結果，以下の通り機能喪失モードを抽出した。

- ① 屋外タンク及び配管内流体の凍結
- ② ヒートシンク（海水）の凍結
- ③ 着氷による送電線の相間短絡

(2) 評価対象設備の選定

(1)項で抽出した損傷・機能喪失モードに対し，影響を受ける可能性のある設備等の内，プラントの運転継続や安全性に影響を及ぼす可能性のある設備等を評価対象設備として選定する。

具体的には，以下に示す屋外設置の設備等を評価対象設備として選定した。

(屋外設備)

- ・軽油タンク及び非常用ディーゼル発電設備燃料移送系（以下，軽油タンク等）
- ・取水設備（海水）
- ・送変電設備

(3) 起回事象になりうるシナリオの選定

(1)項で抽出した各損傷・機能喪失モードに対して，(2)項で選定した評価対象設備への影響を検討の上，発生可能性のあるシナリオを選定した。

①屋外タンク及び配管内流体の凍結

低温によって軽油タンク等内の軽油が凍結するとともに，以下③に示す外部電源喪失が発生している状況下においては，非常用ディーゼル発電設備（ディタンク）の燃料枯渇により，全交流電源喪失に至る。

②ヒートシンク（海水）の凍結

低温によって柏崎刈羽原子力発電所周辺の海水が凍結することは起こ

りえないと考えられるため、この損傷・機能喪失モードは考慮しない。

③着氷による送電線の相間短絡

送電線や碍子へ雪が着氷（着氷雪）することによって、相間短絡を起こし外部電源が喪失するシナリオ。

(4) 起回事象の特定

(3)項で選定した各シナリオについて、想定を越える低温事象に対しての裕度評価（起回事象発生可能性評価）を実施し、事故シーケンスグループ抽出にあたって考慮すべき起回事象の特定を行った。

①屋外タンク及び配管内流体の凍結

低温に対して設計上の配慮はなされているものの、設計基準を超える低温事象に対しては発生を否定できないため、軽油タンク等内の軽油の凍結を想定した場合、外部電源喪失の同時発生時においては、非常用ディーゼル発電設備（ディタンク）の燃料枯渇により全交流電源喪失に至るシナリオは考えられる。

ただし、軽油タンク等内の軽油が凍結に至る温度 -20°C は、年超過確率評価上、約 10^{-7} /年（ 10^{-7} /年の年超過頻度に対する温度は -21.2°C ）となることから、起回事象としての発生頻度は十分に小さい。

②ヒートシンク（海水）の凍結

上述のとおり、この損傷・機能喪失モードは考慮しないため、想定するシナリオはない。

③送変電設備の屋外設備への着氷

着氷に対して設計上の配慮はなされているものの、設計基準を超える低温事象に対しては発生を否定できないため、送変電設備の損傷に伴う外部電源喪失については考慮すべきシナリオとして選定する。

2. 事故シーケンスの特定

1. にて設計基準を超える低温事象に対し発生可能性のある起回事象として全交流電源喪失と外部電源喪失を選定したが、いずれも運転時の内部事象や地震、津波レベル1PRAにて考慮していることから、追加すべき新しい事故シーケンスではない。

また、上述のとおり、軽油タンク等内の軽油が凍結に至る低温事象は、年超過確率評価上、約 10^{-7} /年と非常に稀な事象であることから、低温事象を要因とする全交流電源喪失についての詳細評価は不要と考えられる。

よって、事故シーケンス抽出にあたって考慮すべき起回事象は、外部電源

喪失のみとなるが、軽油タンク等内の軽油が凍結する可能性の小ささを踏まえると、有意な頻度又は影響のある事故シーケンスは生じないと判断した。

以上

設計基準を超える落雷事象に対する事故シーケンス抽出

1. 起回事象の特定

(1) 構築物，系統及び機器（以下，設備等）の損傷・機能喪失モードの抽出

落雷事象により設備等に発生する可能性のある影響について，国外の評価事例，国内で発生したトラブル事例も参照し，以下のとおり，損傷・機能喪失モードを抽出した。

- ① 落雷により屋内外計測制御設備に発生するノイズ
- ② 落雷により屋外設備に発生する雷サージ
- ③ 落雷により屋外及び屋内設備に発生する誘導電位

(2) 評価対象設備の選定

(1)項で抽出した損傷・機能喪失モードに対し，影響を受ける可能性のある設備の内，プラントの運転継続や安全性に影響を及ぼす可能性のある設備等を評価対象設備として選定する。

ただし，落雷については，建屋内外を含め全ての設備等に影響が及ぶ可能性が考えられるため，具体的な設備の特定は実施せず，次項の起回事象になりうるシナリオの選定にあたっては，影響範囲が同様である地震 PRA の評価を参照し行うこととする。

(3) 起回事象になりうるシナリオの選定

(1)項で抽出した損傷・機能喪失モードに対し，(2)項で選定した評価対象設備への影響を検討の上，発生可能性のあるシナリオを選定した。

シナリオの作成に関しては，「原子力発電所の地震を起因とした確率論的安全評価に関する実施基準：2007」（(社)日本原子力学会）および柏崎刈羽原子力発電所 7 号炉に対する地震 PRA の起回事象選定の考え方から，落雷での発生可能性のある起回事象となりうるシナリオについて検討した。

ただし，落雷の影響として構造損傷は発生しないことから，地震 PRA にて考慮している起回事象の内，原子炉格納容器及び圧力容器の損傷，LOCA 事象といった建屋・構造物の損傷については除外した。

また，設計基準を上回る落雷では，ノイズにより計測制御設備が誤動作しスクラムする可能性がある。また，雷サージや誘導電位によりプラントが影響を受けた場合，その異常（タービントリップ等）を検知しスクラムするこ

とから、プラントスクラム後を想定した。

落雷については単発雷を想定すると、複数の系統に期待出来る設備については区分分離が実施されているので、機能喪失することはない。従って、想定を超える落雷の複数発生により生じるシナリオを想定した。

① 落雷により屋内外計測制御設備に発生するノイズ

計測制御設備誤動作によりプラントスクラムに至るシナリオ。

② 落雷により屋外設備に発生する雷サージ

屋外設備（送電線や送電鉄塔，変圧器，屋外設置タンク）への落雷により，当該設備の機能喪失に至るシナリオ。また，外部とのケーブルを融通している建屋内の制御盤・電源盤が機能喪失に至るシナリオ。

③ 落雷により屋外及び屋内設備に発生する誘導電位

屋外及び屋内設備に発生する誘導電位により，建屋内設備が機能喪失するシナリオ。

(4) 起回事象の特定

(3)項で選定した各シナリオについて，想定を上回る落雷（雷撃電流値）に対する裕度評価（起回事象発生可能性評価）を実施し，事故シーケンスグループ抽出にあたって考慮すべき起回事象の特定を行った。

① 落雷により計測制御設備に発生するノイズ

当該事象の発生時には，計測制御設備誤動作によりプラントスクラムに至る可能性はあるが，ノイズの影響は計測制御設備に限定され，仮に誤動作に至る場合でもプラントはスクラムし，以降の事象進展については内部事象 PRA における過渡事象に含まれるため，起回事象としてはその他過渡事象として整理する。スクラム以外の誤動作（ポンプの誤起動等）については，設備の機能喪失には至らず，かつ復旧についても容易であることから，起回事象としては抽出しない。

② 落雷により屋外設備に発生する雷サージ

屋外変圧器に過度な電流が発生した場合，機器には雷サージの影響を緩和するため保安器が設置されているが，設計を超える落雷が発生した場合，外部電源喪失に至る可能性がある。さらに，屋外設置のタンク類（軽油タンク，液化窒素貯槽）の内，軽油タンクと屋内非常用ディーゼル発電設備制御盤を融通するケーブルへの雷サージによる非常用ディーゼル発電設備機能喪失に至る場合，全交流電源喪失となることから起回事象として抽出した。また，シナリオとして抽出されない各個別機器の

機能喪失についてはその他過渡事象として考慮した。

③ 落雷により屋外及び屋内設備に発生する誘導電位

落雷による屋外及び屋内設備へ発生する誘導電位については、その影響が広範囲に渡るため、地震 PRA にて選定される起回事象の内、建屋・構造物の損傷を除外した起回事象として下記を抽出した。ただし、スクラム後の状態を想定していることから、ATWS については対象外とし、下記に含まれない事象についてはその他過渡事象とした。柏崎刈羽原子力発電所 7 号炉に対する地震 PRA での起回事象選定のフローを参考に落雷により発生しうる起回事象選定を実施した。（図 1 参照）

- ・外部電源喪失
- ・全交流電源喪失
- ・原子炉補機冷却系喪失
- ・直流電源喪失
- ・計測・制御系喪失に伴う制御不能
- ・その他過渡事象

上記起回事象の内、安全上重要な設備の損傷を要因とするものについて、設計基準雷撃電流値 200kA を超える雷撃電流値に対する裕度（起回事象発生可能性）を評価した。

評価は、過去に実施した雷インパルス試験結果をもとに、雷撃電流により発生する誘導電位が各設備の絶縁耐力値を上回る雷撃電流値を評価し、その雷撃電流値の発生可能性について評価を実施した。具体的には、印加電流とそれにより発生する誘導電位は比例関係にあることが知られていることから、過去の雷インパルス試験結果から印加電流（雷撃電流）に応じて発生する誘導電位を推定し、各設備の絶縁耐力値（設計値が低い計測制御設備：雷インパルス試験絶縁耐力値 1000V）との比較により機能喪失判断を実施した。6 号炉の場合、印加電流に対し発生しうる最大の誘導電圧は 200kA 換算で 709.3V であるが（表 1 参照）、この関係から絶縁耐力値 1000V に達する雷撃電流値は 282kA（発生頻度は 8.7×10^{-6} 件/年）で設備損傷と判断する。7 号炉の場合表 2 より絶縁耐力値 1000V に達する雷撃電流値は 620kA（発生頻度 1.4×10^{-7} 件/年）となる。従って、安全上重要な設備が損傷に至る雷撃が発生する可能性は非常に小さく、かつ起回事象の発生には複数区分の設備が損傷することが必要となるため、落雷を要因とする上記起回事象の発生は極低頻度事象であるため考慮不要とした。

表 1. 雷インパルス試験結果によるケーブルへの誘導電圧(6号炉)

発点－着点	ケーブル種類	誘導電圧測定値(V) (() 内は印加電流(A))		誘導電圧 200kA 換算値(V)	
		発点側	着点側	発点側	着点側
R/B(FMCRD)－C/B	計装	0.6(900)	1.06(888)	133.3	238.7
R/B(4F 東側)－T/B	計装	3.22(908)	0.012(884)	709.3	2.7
R/B(4F 東側以外)－T/B	制御	0.84(900)	0.042(900)	186.7	9.3
R/B2F－B3F	計装	0.1(888)	0.24(896)	22.5	53.6

表 2. 雷インパルス試験結果によるケーブルへの誘導電圧(7号炉)

発点－着点	ケーブル種類	誘導電圧測定値(V) (() 内は印加電流(A))		誘導電圧 200kA 換算値(V)	
		発点側	着点側	発点側	着点側
R/B(FMCRD)－C/B	計装	1.1(868)	0.34(872)	253.5	78.0
R/B(4F 東側)－T/B	計装	5.04(876)	0.32(868)	1150.7 ※	73.7
R/B(4F 東側以外)－T/B	制御	1.04(904)	1.4(868)	230.1	322.6
R/B2F－B3F	計装	0.12(864)	0.66(872)	27.8	151.4

※柏崎刈羽原子力発電所7号炉の場合、R/B(4F 東側)－T/B間で最大約1150V/200kAの誘導電位が発生するが、当該区間を融通しているのは「R/A 外気差圧発信器」のみであり、差圧発信器にはアレスタ（雷インパルス試験耐電圧値：15kV）が内蔵されており、機器に影響を及ぼすことは無い。

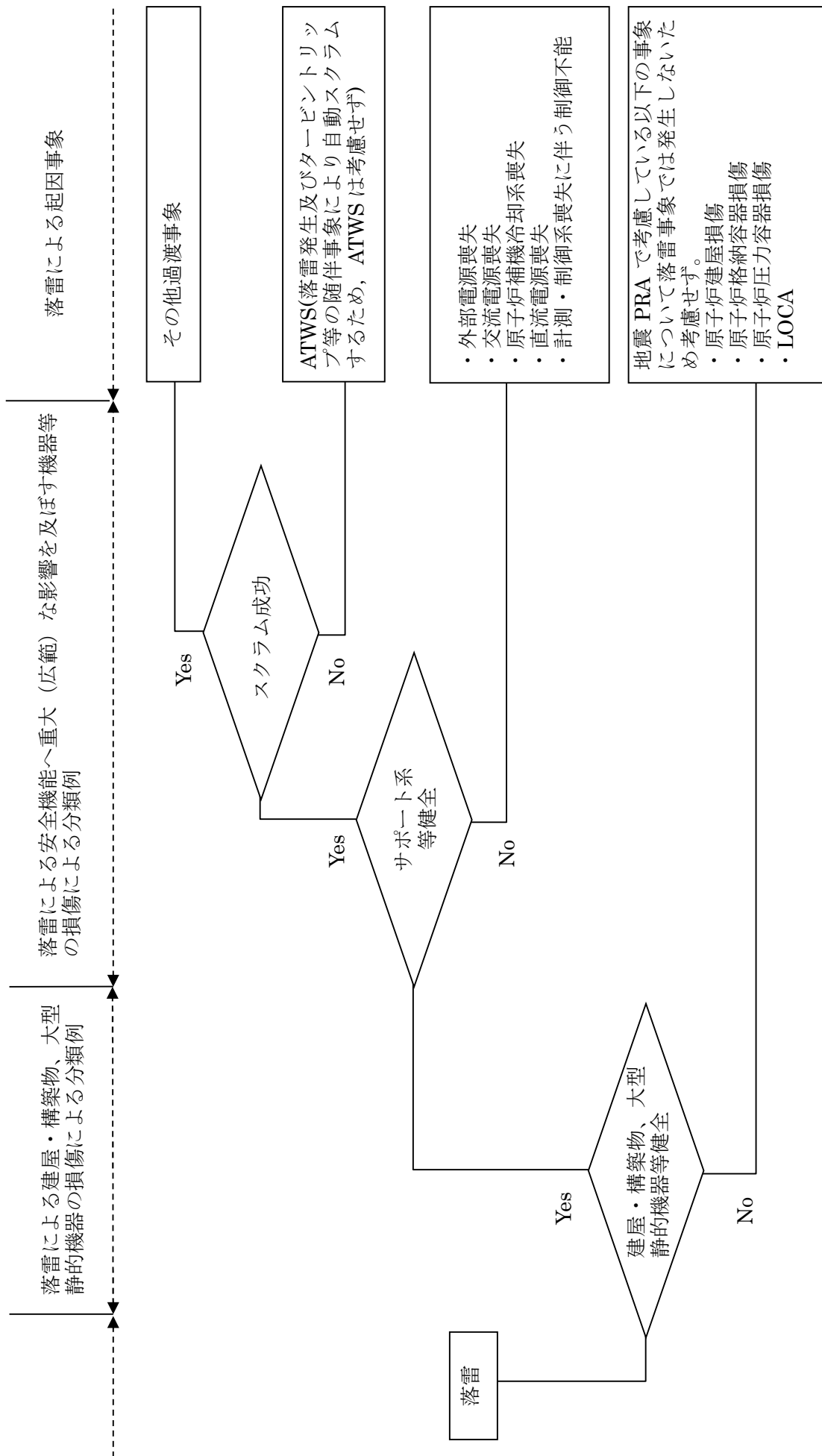


図 1 原子炉の燃料の重大な損傷に至る起因事象選定フロー（落雷）

2. 事故シーケンスの特定

1. にて設計基準を超える落雷事象に対し発生可能性のあるシナリオ及び起因事象として以下の通り抽出した。

- 落雷により計測制御機器に発生するノイズの影響により、プラントスクラムに至るシナリオ
- 屋外設備への雷サージの影響により、外部電源喪失、全交流電源喪失及びその他過渡事象に至るシナリオ
- 建屋内外への雷による誘導電流の影響により、各種設備が機能喪失に至るシナリオ

上記のシナリオにおける起因事象については、内部事象や地震、津波レベルIPRAにて考慮しており、落雷により追加するべき事故シーケンスは無いと判断した。

また、上記シナリオの発生頻度は、1. (4)に示した通り極低頻度であること、または発生した場合であっても緩和設備に期待出来ることから、有意な頻度または影響をもたらす事故シーケンスには至らないものと判断した。

以上

設計基準を超える火山事象に対する事故シーケンス抽出

1. 起回事象の特定

(1) 構築物、系統及び機器（以下、設備等）の損傷・機能喪失モードの抽出

火山事象の内、火砕流や火山弾といった原子力発電所の火山影響評価ガイド（制定平成25年6月19日原規技発第13061910号原子力規制委員会決定）（以下、影響評価ガイド）において設計対応不可とされている事象については、影響評価ガイドに基づく立地評価にて原子力発電所の運用期間中に影響を及ぼす可能性が無いと判断されている。よって、個々の火山事象への設計対応及び運転対応の妥当性について評価を行うため抽出した降下火砕物のうち火山灰（以下、降下火山灰）を対象に原子力発電所への影響を検討するものとする。

降下火山灰により設備等に発生する可能性のある影響について、影響評価ガイドも参照し、以下のとおり、損傷・機能喪失モードを抽出した。

- ① 降下火山灰の堆積荷重による静的荷重
- ② 降下火山灰による取水口及び海水系の閉塞
- ③ 降下火山灰による換気空調系フィルタの閉塞
- ④ 火山灰に付着している腐食成分による化学的影響
- ⑤ 火山灰の送電網又は変圧器への付着による相間短絡
- ⑥ 降下火山灰によるアクセス性や作業性の悪化

(2) 評価対象設備の選定

(1)項で抽出した各損傷・機能喪失モードに対し、影響を受ける可能性のある設備の内、プラントの運転継続や安全性に影響を及ぼす可能性のある設備等を評価対象設備として選定する。

① 降下火山灰の堆積荷重による静的荷重

（建屋）

原子炉建屋，コントロール建屋，タービン建屋

（屋外設備）

軽油タンク，非常用ディーゼル発電設備燃料移送系（以下，軽油タンク等）

② 降下火山灰による取水口及び海水系の閉塞

取水口及び海水系（原子炉補機冷却海水系）

- ③ 降下火山灰による換気空調系フィルタの閉塞
 - ・ 中央制御室換気空調
 - ・ ディーゼル発電機室非常用給気設備（6号炉），非常用電気品区域換気空調（7号炉）（以下，D/G室空調）
- ④ 火山灰に付着している腐食成分による化学的影響
軽油タンク等
- ⑤ 火山灰の送電網又は変圧器への付着による相間短絡
送変電設備
- ⑥ 降下火山灰によるアクセス性や作業性の悪化
－（アクセスルート）

(3) 起因事象になりうるシナリオの選定

(1)項で抽出した損傷・機能喪失モードに対して，(2)項で選定した評価対象設備への影響を検討の上，発生可能性のあるシナリオを選定した。

① 降下火山灰の堆積荷重による静的荷重

建屋及び屋外設備に対する降下火山灰堆積荷重により発生可能性のあるシナリオは以下のとおり。

<建屋>

○原子炉建屋

原子炉建屋屋上が火山灰堆積荷重により崩落した場合に，建屋最上階に設置している原子炉補機冷却系のサージタンクが物理的に損傷，機能喪失し，最終ヒートシンク喪失に至る。

○タービン建屋

タービン建屋屋上が火山灰堆積荷重により崩落した場合に，建屋最上階に設置しているタービン，発電機に影響が及び，タービントリップに至る。

○コントロール建屋

コントロール建屋屋上が火山灰堆積荷重により崩落した場合に，建屋最上階に設置している中央制御室内設備が損傷し，計測制御系機能喪失に至る。

<屋外設備>

○軽油タンク

軽油タンクが火山灰堆積荷重により天井崩落，破損に至り，以下⑤に示す外部電源喪失が発生している状況下においては，非常用ディーゼル発電設備（ディタンク）の燃料枯渇により，全交流電源喪失に至る。

② 降下火山灰による取水口及び海水系の閉塞

海水中への降下火山灰による取水口や海水系への影響については、定量的な裕度評価は困難ではあるが、降下火山灰に対する取水量や取水設備構造などを考慮すると、取水口閉塞の発生は考えにくく、考慮すべきシナリオとしては抽出不要と考えられる。

海水系については、海水中の火山灰が高濃度な場合には、熱交換器の伝熱管、海水ポンプ軸受の閉塞による異常磨耗や海水ストレーナの自動洗浄能力を上回ることによる閉塞により、海水系設備の機能喪失、最終ヒートシンク喪失に至る。

③ 降下火山灰による換気空調系フィルタの閉塞

降下火山灰によって中央制御室換気空調および D/G 室空調給気口閉塞により各空調設備が機能喪失に至る。（ただし、中央制御室換気空調については、外気遮断による再循環運転が可能な設計となっているため、考慮すべきシナリオとしては抽出不要とする。）

D/G 室空調給気口閉塞により、非常用ディーゼル発電設備の機能喪失に至る場合において、以下⑤の外部電源喪失が発生している状況下では、全交流電源喪失に至る。

④ 火山灰に付着している腐食成分による化学的影響

火山灰が屋外設備に付着することによる腐食については、屋外設備表面には耐食性の塗装（エポキシ等）が施されており腐食の抑制効果が考えられること、腐食の進展速度の遅さを考慮し、適切な保全管理が可能と判断、考慮すべきシナリオとしては抽出不要とする。

⑤ 火山灰の送電網又は変圧器への付着による相間短絡

火山灰が送電網の碍子や変圧器へ付着し、霧や降雨の水分を吸収することによって、相間短絡を起し外部電源喪失に至る。

⑥ 降下火山灰によるアクセス性や作業性の悪化

降下火山灰により屋外現場へのアクセス性や屋外での作業性に影響を及ぼす可能性があるものの、設計基準対象施設のみで対応可能なシナリオであれば基本的に屋外での現場対応はなく、仮にアクセス性や屋外の作業性へ影響が及んだ場合であっても構内の道路又はアクセスルートについては、除灰を行うことから問題はない。

そのため上記①～⑤の影響評価の結果として、電源車の接続といった屋外での作業が必要になるケースが確認された場合に、別途、詳細検討する

ものとする。

(4) 起因事象の特定

(3)項で選定した各シナリオについて、想定を超える降下火山灰に対しての裕度評価を実施し、事故シーケンスグループ抽出にあたって考慮すべき起因事象の特定を行った。(火山事象については、積雪や落雷のように年超過確率の評価が困難であるため、それに基づく起因事象発生可能性の考慮は実施しない。)

① 建屋天井や屋外設備に対する荷重により発生可能性のあるシナリオ

設計として想定している降下火山灰堆積量30cmは、表4.1に示す各建屋天井及び軽油タンクの許容荷重より小さく、裕度を有しているものの、各建屋及び軽油タンクの許容荷重以上に堆積した場合には、(3)項で選定した各シナリオに至る可能性がある。

ただし、最終ヒートシンク喪失、タービントリップ、計測制御系機能喪失、全交流電源喪失については、内部事象や地震、津波のレベル1PRAでも考慮している事象であることから、追加のシナリオではない。

表4.1 各建屋・タンクの火山灰堆積における許容荷重

建屋・タンク	許容荷重
原子炉建屋	6号炉：71cm
	7号炉：72cm
タービン建屋	6号炉：53cm
	7号炉：53cm
コントロール建屋	74cm
軽油タンク	6号炉：64cm
	7号炉：64cm

② 降下火山灰による取水口及び海水系の閉塞

海水中の降下火山灰による海水系への影響については、火山灰の性質である硬度を考慮すると、海水中の降下火山灰によって熱交換器の伝熱管や海水ポンプ軸受の異常磨耗は進展しにくく、また、海水ストレーナの自動洗浄機能によって、機能喪失することは考えにくい、しかし、何らかの理由で、海水中の火山灰が大量に流入した場合には、海水系が機能喪失し、最終ヒートシンク喪失に至る可能性はある。ただし、最終ヒートシンク喪失は内部事象や地震、津波のレベル1PRAでも考慮しており追加のシナリオではない。

③ 降下火山灰による換気空調系フィルタの閉塞

D/G室空調フィルタへの降下火山灰の影響については、設計基準を超える降下火山灰に対しても、フィルタ交換が可能な構造であることを考慮すると、換気空調系フィルタの閉塞発生可能性が十分に低減されると考えられるが、定量的な裕度評価が困難であり、何らかの理由で大量の火山灰が流入した場合は、非常用ディーゼル発電機の機能喪失に至る。ただし、非常用ディーゼル発電機の機能喪失は内部事象や地震、津波のレベル 1PRA でも考慮しており追加のシナリオではない。

④ 火山灰に付着している腐食成分による化学的影響

火山灰が屋外設備に付着することによる腐食については、屋外設備表面に耐食性の塗装（エポキシなど）が施されており腐食の抑制効果があること、及び腐食の進展速度が遅いことを考慮し、適切な保全管理により発生防止が可能であるため、腐食を要因とする起因事象は考慮不要である。

⑤ 火山灰の送電網又は変圧器への付着による相間短絡

降下火山灰の影響を受ける可能性がある送変電設備は、発電所内外の広範囲に渡るため、全域における管理が困難なことを踏まえると設備等の不具合による外部電源喪失の発生可能性は否定できない。ただし、外部電源喪失は内部事象や地震、津波でも考慮しており追加のシナリオではない。

2. 事故シーケンスの特定

1. (3)項にて起因事象となりうるシナリオを以下のとおり選定したが、いずれのシナリオについても、内部事象または地震、津波レベル1PRAにて考慮しているものであり、追加すべき新たなものはない。

- ・原子炉建屋天井崩落による最終ヒートシンク喪失
- ・タービン建屋天井崩落によるタービントリップ
- ・コントロール建屋天井崩落による計測制御系機能喪失
- ・軽油タンク等の損傷及び外部電源喪失の重畳による全交流電源喪失
- ・海水系の閉塞による最終ヒートシンク喪失
- ・D/G室空調給気口閉塞及び外部電源喪失による全交流電源喪失
- ・送電網又は変圧器への相間短絡による外部電源喪失

また、上記シナリオの内、各建屋及び軽油タンクの天井の崩落については、除灰により発生防止を図ることが可能であること、D/G室空調給気口閉塞についてもフィルタ交換により発生防止を図ることが可能であることから、それぞれ発生自体が影響のある事故シーケンスとはならないものと判断した。

以上

設計基準を超える風（台風）事象に対する事故シーケンス抽出

1. 起回事象の特定

(1) 構築物，系統及び機器（以下，設備等）の損傷・機能喪失モードの抽出

風（台風）事象により設備等に発生する可能性のある影響について，国外の評価事例，国内で発生したトラブル事例も参照し，以下のとおり，損傷・機能喪失モードを抽出した。

- ① 風荷重による建屋や設備等の損傷
- ② 強風により取水口周辺の海に飛散した資機材等による取水口閉塞
- ③ 強風によるアクセス性や作業性の悪化

(2) 評価対象設備の選定

(1)項で抽出した損傷・機能喪失モードに対し，影響を受ける可能性のある設備等の内，プラントの運転継続や安全性に影響を及ぼす可能性のある設備等を評価対象設備として選定する。

具体的には，以下に示す建屋及び屋外設置の設備等を評価対象設備として選定した。

<建屋>

- ・原子炉建屋，コントロール建屋，タービン建屋

<屋外設備>

- ・送変電設備
- ・軽油タンク，非常用ディーゼル発電設備燃料移送系（以下，軽油タンク等）
- ・取水口

(3) 起回事象になりうるシナリオの選定

(1)項で抽出した各損傷・機能喪失モード毎に，(2)項で選定した評価対象設備への影響を検討の上，発生可能性のあるシナリオを選定した。

① 風荷重による建屋や設備等の損傷

建屋及び屋外設備に対する風荷重により発生可能性のあるシナリオは以下のとおり。

<建屋>

- 原子炉建屋

風速については，年超過確率評価上， 10^{-7} 年となる風速は 55.7m/s（地上

高 10m, 10 分間平均風速) となるが, 原子炉建屋については十分な厚さを有した鉄筋コンクリート造のため, この程度の極めて発生することが稀な風荷重を想定しても建屋の頑健性は維持されると考えられる。

○コントロール建屋

風速については, 年超過確率評価上, 10^{-7} 年となる風速は 55.7m/s (地上高 10m, 10 分間平均風速) となるが, コントロール建屋は十分な厚さを有した鉄筋コンクリート造であり, 極端な風荷重を想定しても建屋の頑健性は維持されると考えられる。

○タービン建屋

タービン建屋については, 建屋上層部が鉄骨造である。万が一, 風荷重により破損に至るような場合は, 鉄骨造である建屋上層部が考えられる。その場合の影響範囲としては, タービンや発電機が想定され, シナリオとしてはタービントリップが考えられる。

<屋外設備>

○送変電設備

風荷重により送変電設備が損傷した場合, 外部電源が喪失する。

○軽油タンク等

風速については, 年超過確率評価上, 10^{-7} 年となる風速は 55.7m/s (地上高 10m, 10 分間平均風速) となるが, この程度の風荷重に対しても軽油タンク等が損傷に至ることは無いものの, 仮にこれを上回る風荷重に対し軽油タンク等が損傷し, かつ送変電設備の損傷により外部電源喪失に至っているとすると, 非常用ディーゼル発電設備 (ディタンク) の燃料枯渇により全交流電源喪失に至る。

②強風により取水口周辺の海に飛散した資機材等による取水口閉塞

強風により資機材, 車両等が飛散して取水口周辺の海に入り取水口を閉塞させた場合, 原子炉補機冷却海水ポンプの取水ができなくなり最終ヒートシンク喪失に至るシナリオが考えられるが, 取水口を閉塞させる程の資機材や車両等の飛散は考えられないことから考慮不要とする。

③ “アクセス性や作業性の悪化”

強風により屋外現場へのアクセス性や屋外での作業性に影響を及ぶ可能性があるものの, 設計基準対処設備のみで対応可能なシナリオであれば基本的に屋外現場対応はなく, 仮にアクセス性や屋外作業へ影響が及んだ場合であっても問題はない。

そのため上記①の影響評価の結果として, 電源車の接続といった屋外での作業が必要となるケースが確認された場合に, 別途, 詳細検討するものとする。

(4) 起因事象の特定

(3)項で選定した各シナリオについて、想定を超える風荷重に対しての裕度評価（起因事象発生可能性評価）を実施し、事故シーケンスグループ抽出にあたって考慮すべき起因事象の特定を行った。

① 建屋や屋外設備に対する“荷重”により発生可能性のあるシナリオ

<建屋>

タービン建屋上層部は鉄骨造であり風荷重に対して設計上の配慮はなされているものの、設計基準を大幅に超える風荷重が建屋に作用した場合、建屋が損傷してタービン、発電機に影響を及ぼす可能性は否定できないため、タービン建屋損傷に伴うタービントリップについては考慮すべきシナリオとして選定する。

なお、原子炉建屋及びコントロール建屋については、鉄筋コンクリート造であり、風荷重よりも大きい地震荷重に対して設計されていることから、年超過確率 10^{-7} /年の風速 55.7m/s （地上高 10m 、10分間平均風速）を超える風荷重が作用した場合であっても大規模損傷に至らないと考えられることから風荷重による建屋損傷シナリオは考慮不要とした。

<屋外設備>

○送変電設備損傷に伴う外部電源喪失

風荷重に対して設計上の配慮はなされているものの、設計基準を超える風荷重に対して発生を否定できないため、送変電設備の損傷に伴う外部電源喪失については考慮すべきシナリオとして選定する。

○軽油タンク等損傷に伴う全交流電源喪失

仮に軽油タンク等が損傷し、かつ外部電源喪失の同時発生を想定すると全交流電源喪失に至るが、軽油タンク等は、年超過確率評価上、 10^{-7} /年となる風速 55.7m/s （地上高 10m 、10分間平均風速）の風荷重が作用した場合であっても損傷に至らないことから、起因事象としての発生頻度は十分小さく詳細評価は不要と考えられる。

2. 事故シーケンスの特定

1. (3)項にて起因事象となりうるシナリオを以下のとおり選定した。

○タービン建屋損傷に伴いタービントリップに至るシナリオ

○送変電設備損傷に伴い外部電源喪失に至るシナリオ

○軽油タンク等が損傷、かつ外部電源が喪失している状況下において、非常用ディーゼル発電設備（ディタンク）の燃料枯渇により、全交流電源喪失に至るシナリオ

上記シナリオについては、運転時の内部事象や地震、津波レベル1PRAにて考慮

しており追加のシナリオはない。

また、上記シナリオの内、全交流電源喪失シナリオは、軽油タンク等の損傷可能性（年超過確率評価上、 $<10^{-7}$ /年）を考慮すると、発生自体が非常に稀な事象であり、起因事象としてはタービントリップと外部電源喪失のみを考慮すればよく、原子炉建屋及びコントロール建屋、軽油タンク等の損傷可能性を踏まえると、これら起因事象から有意な頻度又は影響のある事故シーケンスは生じないと判断した。

以上

設計基準を超える竜巻事象に対する事故シーケンス抽出

1. 起回事象の特定

(1) 構築物，系統及び機器（以下，設備等）の損傷・機能喪失モードの抽出

竜巻事象により設備等に発生する可能性のある影響について，国外の評価事例，国内で発生したトラブル事例も参照し，以下のとおり，損傷・機能喪失モードを抽出した。

- ① 風荷重及び気圧差荷重による建屋や設備等の損傷
- ② 飛来物の衝撃荷重による建屋や設備等の損傷
- ③ 風荷重，気圧差荷重及び飛来物の衝撃荷重を組み合わせた荷重による建屋や設備等の損傷
- ④ 竜巻により取水口周辺の海に飛散した資機材等による取水口閉塞
- ⑤ 竜巻襲来後のガレキ散乱によるアクセス性や作業性の悪化

(2) 評価対象設備の選定

(1)項で抽出した損傷・機能喪失モードに対し，影響を受ける可能性のある設備等の内，プラントの運転継続や安全性に影響を及ぼす可能性のある設備等を評価対象設備として選定する。

具体的には，以下に示す建屋及び屋外設置の設備等を評価対象設備として選定した。ただし，屋内設備については，飛来物の建屋外壁貫通を考慮すると屋内設備に影響が及ぶ可能性が考えられるが，個別機器としては特定せず，地上1階以上かつPCV外の機器については損傷を前提とする。

<建屋>

- ・原子炉建屋，コントロール建屋，タービン建屋

<屋外設備>

- ・送変電設備，軽油タンク，非常用ディーゼル発電設備燃料移送系

(3) 起回事象になりうるシナリオの選定

(1)項で抽出した損傷・機能喪失モードに対し，(2)項で選定した評価対象設備への影響を検討の上，発生可能性のあるシナリオを選定した。

シナリオの作成に関しては，「原子力発電所の地震を起因とした確率論的安全評価に関する実施基準：2007」（(社)日本原子力学会）および柏崎刈羽原子力発電所7号機に対する地震PRAの結果から，地震により発生する起回事

象を参照し、竜巻での発生可能性のある起因事象となりうるシナリオについて検討した。

竜巻の影響としては、飛来物の建屋外壁貫通が考えられるものの、原子炉建屋等の大規模破損に至ることは考えられないこと、更には原子炉格納容器及び原子炉格納容器内の設備まで影響を及ぼすことは考えられないことから、地震 PRA にて考慮している起因事象の内、原子炉格納容器の損傷、原子炉圧力容器の損傷、LOCA 事象といった建屋・構造物の損傷については除外した。

(1)項で抽出した各損傷・機能喪失モード毎に、(2)項で選定した評価対象設備への影響を検討の上、発生可能性のあるシナリオを選定した。

① 風荷重及び気圧差荷重による建屋や設備等の損傷

建屋及び屋内外設備に対する風荷重及び気圧差荷重により発生可能性のあるシナリオは以下のとおり。

<建屋>

○原子炉建屋

竜巻の最大風速については、年超過確率評価上、 10^{-7} 年となる風速は 90m/s 程度となるが、原子炉建屋については十分な厚さを有した鉄筋コンクリート造であり、風荷重よりも大きい地震荷重に対して設計されていることから、この程度の極めて発生することが稀な風荷重に対しても建屋の頑健性は維持されると考えられる。また、風荷重に加えて気圧差荷重が作用した場合であっても、風荷重と気圧差荷重を組み合わせた荷重は、原子炉建屋設計時の地震荷重よりも小さいため建屋の頑健性は維持されると考えられる。ただし、ブローアウトパネルは、建屋内外の差圧により開放する。

○コントロール建屋

原子炉建屋同様、コントロール建屋は十分な厚さを有した鉄筋コンクリート造であり、風荷重よりも大きい地震荷重に対して設計されていることから、この程度の極めて発生することが稀な風荷重に対しても建屋の頑健性は維持されると考えられる。また、風荷重に加えて気圧差荷重が作用した場合であっても、風荷重と気圧差荷重を組み合わせた荷重は、コントロール建屋設計時の地震荷重よりも小さいため建屋の頑健性は維持されると考えられる。

○タービン建屋

タービン建屋については、建屋上層部が鉄骨造であるため、年超過確率 10^{-7} 年以下である風速 92m/s を超える竜巻の風荷重及び気圧差荷重により破損に至る可能性が高いと考えられる。その場合の影響範囲としては、タービンや発電機が想定され、シナリオとしてはタービン

トリップが考えられる。

<屋外設備>

○送変電設備

風荷重により送変電設備が損傷した場合、外部電源が喪失する。

○軽油タンク、非常用ディーゼル発電設備燃料移送系

竜巻の最大風速については、年超過確率評価上、 10^{-7} 年となる風速は 90m/s 程度となるが、この程度の風荷重に対しても軽油タンク等が損傷に至ることは無いものの、仮にこれを上回る風荷重に対し軽油タンク等が損傷した場合で、かつ送変電設備の損傷により外部電源喪失に至っているとすると、非常用ディーゼル発電設備（ディタンク）の燃料枯渇により全交流電源喪失に至るシナリオが考えられる。

<屋内設備>

- ・ タービン建屋上層部が風荷重及び気圧差荷重により破損に至った場合、タービンや発電機への影響が想定され、シナリオとしてはタービントリップが考えられる。
- ・ 非常用電気品区域換気空調設備は、原子炉建屋内に設置されており風荷重の影響を直接受けませんが、気圧差荷重によりダクト、ファン、ダンパ等の損傷が考えられる。それらの設備の損傷により、非常用ディーゼル発電機室の換気が困難になった場合、非常用ディーゼル発電機室温度の上昇に伴い、非常用ディーゼル発電機が機能喪失、交流電源喪失に至るシナリオが考えられる。また、その状況下において、送変電設備の損傷により外部電源喪失にも至っているとすると、全交流電源喪失となる。
- ・ 中央制御室換気空調設備は、コントロール建屋に設置されており、気圧差荷重によりダクト、ファン、ダンパ等への影響が考えられる。それら設備の損傷により中央制御室の換気が困難になった場合、中央制御室内の温度が上昇するが、即、中央制御室内の機器へ影響が及ぶことはなく、また、竜巻の影響は瞬時であり竜巻襲来後の対応は十分可能であるため計測・制御系喪失により制御不能に至るシナリオは考慮不要とする。

② 飛来物の衝撃荷重による建屋や設備等の損傷

建屋及び建屋内外設備に対する飛来物の衝撃荷重により発生可能性のあるシナリオは以下のとおり。

<建屋>

- 原子炉建屋、コントロール建屋、タービン建屋

飛来物が建屋外壁を貫通することにより、屋内設備に波及的影響を及ぼすことが考えられるが、発生可能性のあるシナリオについては、
＜屋内設備＞で考慮することとする。

＜屋外設備＞

○送変電設備

風荷重により発生可能性のあるシナリオと同様。

○軽油タンク、非常用ディーゼル発電設備燃料移送系

風荷重により発生可能性のあるシナリオと同様。

＜屋内設備＞

- ・ 原子炉建屋最上階に設置している原子炉補機冷却系のサージタンクに建屋外壁を貫通した飛来物が衝突して全数機能喪失した場合、原子炉補機冷却系が喪失し、最終ヒートシンク喪失に至る可能性があるが、原子炉補機冷却系のサージタンクは、多重化されていることに加えて分散配置されているため原子炉補機冷却系のサージタンクに建屋外壁を貫通した飛来物が衝突して全数機能喪失する確率は極低頻度であること、更には、竜巻の襲来確率が極低頻度であることを考慮すると、補機冷却系が喪失するのは 10^{-7} 年より小さくなることから、最終ヒートシンク喪失に至るシナリオは考慮不要とする。
- ・ 原子炉建屋3階に設置している非常用ディーゼル発電設備ディタンクに建屋外壁を貫通した飛来物が衝突して全数機能喪失した場合で、かつ送変電設備の損傷により外部電源喪失に至っているとすると、非常用ディーゼル発電設備（ディタンク）の燃料枯渇により全交流電源喪失に至るシナリオが考えられるが、原子炉建屋3階の非常用ディーゼル発電設備ディタンク室のコンクリート外壁の厚さは70cmであり、飛来物の衝突に対して貫通を避けるための十分な厚さであるため、貫通することはないと考えられる。したがって、飛来物による非常用ディーゼル発電設備ディタンクの損傷は考慮不要とする。
- ・ 原子炉建屋1階に設置している非常用ディーゼル発電設備に建屋扉を貫通した飛来物が衝突して全数機能喪失した場合や3階に設置している非常用ディーゼル発電設備室空調給気口に飛来物が衝突して閉塞し、全数機能喪失した場合で、かつ送変電設備の損傷により外部電源喪失に至っているとすると、全交流電源喪失に至るシナリオが考えられるが、非常用ディーゼル発電設備及び空調給気口は多重化されていることに加えて分散配置されているため、非常用ディ

ーゼル発電設備が全数機能喪失する確率は極低頻度であること、更には、竜巻の襲来確率が極低頻度であることを考慮すると、非常用ディーゼル発電設備の機能が喪失するのは 10^{-7} 年より小さくなることから、全交流電源喪失に至るシナリオは考慮不要とする。

- ・ コントロール建屋最上階に設置している中央制御室内の計測・制御設備に建屋外壁を貫通した飛来物が衝突して安全系設備の制御に係る設備が全数機能喪失した場合、計測制御系機能喪失に至るシナリオが考えられるが、飛来物の衝突により安全系設備の制御に係る設備が全数機能喪失するのは、極低頻度であると考えられることから飛来物による計測制御系機能喪失シナリオは考慮不要とする。
- ・ タービン建屋2階に設置しているタービンや発電機に建屋外壁を貫通した飛来物が衝突した場合のシナリオとしては、タービントリップが考えられる。
- ・ タービン建屋1階に設置している循環水ポンプに建屋外壁を貫通した飛来物が衝突して全数機能喪失した場合、復水器の真空度が低下し、出力低下または手動停止に至る。

ただし、上記シナリオの内、タービントリップ以外は、飛来物発生の要因である大規模竜巻の発生頻度が極低頻度であり、更に飛来物が発生し建屋へ衝突、壁を貫通する可能性、壁を貫通したとしてもそれにより屋内設備が機能喪失に至る可能性を考慮すると、発生可能性は極めて小さい。加えて、安全系に関わる設備（原子炉補機冷却系、非常用ディーゼル発電設備ディタンクなど）は多重化されており、複数区分の設備が同時に損傷に至らない限り上述の起因事象には至らないことから、極めて稀な事象であり詳細評価不要と判断した。

③ 風荷重、気圧差荷重及び飛来物の衝撃荷重を組み合わせた荷重による建屋や設備等の損傷

建屋及び屋内外設備に対する組み合わせ荷重により発生可能性のあるシナリオについては、①、②に包絡される。

④ 竜巻により取水口周辺の海に飛散した資機材等による取水口閉塞

竜巻により資機材、車両等が飛散して取水口周辺の海に入り取水口を閉塞させた場合、原子炉補機冷却海水ポンプの取水ができなくなり最終ヒートシンク喪失に至るシナリオが考えられるが、取水口を閉塞させる程の資機材や車両等の飛散は考えられないことから考慮不要とする。

⑤ “アクセス性や作業性の悪化”

竜巻襲来後のガレキ散乱により屋外現場へのアクセス性や屋外での作業性に影響を及ぼす可能性があるものの、設計基準対処設備のみで対応可能なシナリオであれば基本的に屋外現場対応はなく、仮にアクセス性や屋外作業へ影響がおよんだ場合であっても問題はない。

そのため上記①～④の影響評価の結果として、電源車の接続といった屋外での作業が必要となるケースが確認された場合に、別途、詳細検討するものとする。

(4) 起回事象の特定

(3)項で選定した各シナリオについて、想定を超える風荷重、気圧差荷重及び飛来物の衝撃荷重に対しての裕度評価（起回事象発生可能性評価）を実施し、事故シーケンスグループ抽出にあたって考慮すべき起回事象の特定を行った。

① 建屋や建屋内外設備に対する“風荷重及び気圧差荷重”により発生可能性のあるシナリオ

<建屋>

タービン建屋上層部は鉄骨造であり年超過確率 10^{-7} 年以下である風速 92m/s を超える竜巻の風荷重及び気圧差荷重が建屋に作用した場合、建屋が損傷してタービン、発電機に影響を及ぼす可能性は否定できないため、タービン建屋損傷に伴うタービントリップについては考慮すべきシナリオとして選定するが、運転時の内部事象および地震、津波レベル 1PRA でも考慮しているものであり追加のシナリオではない。

なお、原子炉建屋及びコントロール建屋については、鉄筋コンクリート造であり、風荷重よりも大きい地震荷重に対して設計されており、年超過確率 10^{-7} 年以下である風速 92m/s を超える竜巻の風荷重及び気圧差荷重が作用した場合であっても大規模損傷に至らないことから風荷重及び気圧差荷重による建屋損傷シナリオは考慮不要としている。

<屋外設備>

○送変電設備損傷に伴う外部電源喪失

風荷重に対して設計上の配慮はなされているものの、設計基準を超える風荷重及び気圧差荷重に対して発生を否定できないため、送変電設備の損傷に伴う外部電源喪失については考慮すべきシナリオとして選定する。

○軽油タンク等損傷に伴う全交流電源喪失

仮に軽油タンク等が損傷し、かつ外部電源喪失の同時発生を想定す

ると全交流電源喪失に至るが、軽油タンク等は、年超過確率 10^{-7} 年以下である風速 92m/s を超える竜巻の風荷重及び気圧差荷重が作用した場合であっても損傷に至らないことから、起因事象としての発生頻度は十分小さく詳細評価は不要と判断した。

<屋内設備>

- タービン建屋の損傷によりタービンや発電機に影響及ぼすことによるタービントリップ

先述のとおり、タービン建屋損傷によりタービンや発電機に影響を及ぼす可能性は否定できないため、タービン建屋損傷に伴うタービントリップについては考慮すべきシナリオとして選定するが、運転時の内部事象および地震、津波レベル 1PRA でも考慮しているものであり追加のシナリオではない。

- 非常用電気品区域換気空調設備損傷に伴う全交流電源喪失

非常用電気品区域換気空調設備の内、気圧差の影響を受けやすいダクトについては、設計を超える荷重が作用した場合変形する可能性はあるものの、一定の風量は確保可能であると考えられるため、非常用電気品区域換気空調設備損傷に伴う非常用ディーゼル発電設備の機能喪失（外部電源喪失状況下においては全交流電源喪失）がシナリオとしては考えられる。しかし、内部事象レベル 1PRA でも考慮しており追加のシナリオではない。

- ② 建屋や建屋内外設備に対する“飛来物の衝撃荷重”により発生する可能性のあるシナリオ

<建屋>

原子炉建屋、コントロール建屋及びタービン建屋は、飛来物が建屋外壁を貫通することにより、屋内設備に波及的影響を及ぼすが、発生可能性のあるシナリオは、<屋内設備>で考慮することとする。

<屋外設備>

- 送変電設備損傷に伴う外部電源喪失

飛来物の衝撃荷重に対して発生を否定できないため、送変電設備の損傷に伴う外部電源喪失については考慮すべきシナリオとして選定するが、運転時の内部事象および地震、津波レベル 1PRA でも考慮しているものであり追加のシナリオではない。

- 軽油タンク等損傷に伴う全交流電源喪失

仮に軽油タンク等が損傷し、かつ外部電源喪失の同時発生を想定すると全交流電源喪失に至るが、全交流電源喪失は運転時の内部事象および地震、津波レベル1PRAでも考慮しているものであり追加のシナリ

オではない。

<屋内設備>

- 飛来物がタービンや発電機に衝突することに伴うタービントリップ
タービン建屋上層部は鉄骨造であり、外壁については、原子炉建屋やコントロール建屋に比べて強度が低い材質であるため飛来物の貫通リスクが高く、タービン建屋 2 階に設置しているタービンや発電機に飛来物が衝突する可能性は否定できないため、飛来物がタービンや発電機に衝突することに伴うタービントリップについては考慮すべきシナリオとして選定するが、運転時の内部事象および地震、津波レベル 1PRA でも考慮しているものであり追加のシナリオではない。
- 循環水ポンプが飛来物の衝突により損傷し、復水器の真空度が低下することに伴い出力低下または手動停止に至るシナリオ
タービン建屋 1 階の循環水ポンプエリアの外壁には、開口部（ルーバ）があるため飛来物の侵入リスクが高く、循環水ポンプに飛来物が衝突し、循環水ポンプが損傷する可能性がある。その場合の影響としては、復水器真空度低下に伴う出力低下または手動停止などの措置が考えられるが、運転時の内部事象および地震、津波レベル 1PRA でも考慮しているものであり追加のシナリオではない。

2. 炉心損傷事故シーケンスの特定

1. (3)項にて起因事象となりうるシナリオを以下のとおり選定した。
 - 風荷重及び気圧差荷重によるタービン建屋損傷または、飛来物が建屋外壁を貫通し、タービンや発電機に衝突することに伴いタービントリップに至るシナリオ
 - 送変電設備損傷に伴い外部電源喪失に至るシナリオ
 - 軽油タンク等が損傷、かつ外部電源喪失している状況下において、非常用ディーゼル発電設備の燃料枯渇により、全交流電源喪失に至るシナリオ
 - 循環水ポンプが飛来物の衝突により損傷し、復水器の真空度が低下することに伴い出力低下または手動停止に至るシナリオ

上記シナリオについては、運転時の内部事象及び地震、津波レベル1PRAにて考慮しており追加のシナリオはない。

また、上記シナリオの内、全交流電源喪失シナリオは、軽油タンク等の損傷可能性（年超過確率 10^{-7} /年未満）を考慮すると、発生自体が非常に稀な事象であることから起因事象としてはタービントリップと外部電源喪失のみを

考慮すればよく、原子炉建屋及びコントロール建屋、軽油タンク等の損傷可能性及び飛来物の建屋貫通による屋内設備の損傷可能性を踏まえると、これら起因事象から有意な影響のある炉心損傷事故シーケンスは生じないと判断した。

以上

【凡例】

- I : 各自然現象から同じ影響がそれぞれ作用し、重ね合わさって増長するケース
- II : ある自然現象の防護施設が他の自然現象によって機能喪失することにより、影響が増長するケース
- III-1 : 他の自然現象の作用により前提条件が変化し、影響が増長するケース
- III-2 : 他の自然現象の作用により影響が及ぶようになるケース

主事象		i	ii					1		2			3	4	5		6		7	8	9		10				
			地震	津波					降水		積雪			雪崩	ひょう、あられ	氷嵐、雨水、みぞれ		氷晶		霜、霜柱	結氷板、海水、氷壁	風(台風含む)		竜巻			
重量事象		損傷・機能喪失モード	①荷重(地震荷重)	①浸水	②荷重(衝突) 襲来物・波力	③浮力	④閉塞(取水) 襲来物・海底砂移動	⑤冷却機能低下:海水系	①浸水	②荷重(堆積)	①荷重(堆積)	②相間短絡	③閉塞(空調)	①荷重(衝突)	①荷重(衝突)	①荷重(堆積)	②閉塞(空調)	①荷重(堆積)	②閉塞(空調)	①-	①閉塞(取水)	①荷重(風圧)	②閉塞(取水)	①荷重(風圧)	②荷重(気圧差)	③荷重(衝突)	④閉塞(取水)
自然現象		損傷・機能喪失モード	備考																								
i	地震	①荷重(地震荷重)		II	I	-	III-1	II	II	II	-	-	-	III-1	I	-	-	-	-	-	発生しない	I	-	I	I	I, II, III-1	III-1
ii	津波	①浸水 ②荷重(衝突) 襲来物・波力 ③浮力 ④閉塞(取水) 襲来物・海底砂移動 ⑤冷却機能低下:海水系	-	I	III-1	-	-	-	I	II, III-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1	降水	①浸水 ②荷重(堆積)	-	I	-	I	-	-	II, III-1	III-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
2	積雪	①荷重(堆積) ②相間短絡 ③閉塞(空調)	-	-	-	-	-	-	III-1	I, II	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
3	雪崩	①荷重(衝突)	I	-	I	-	-	-	I, II	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
4	ひょう、あられ	①荷重(衝突)	I	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
5	氷嵐、雨水、みぞれ	①荷重(堆積) ②閉塞(空調)	III-1	-	-	-	-	-	II	I, II	I	III-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	III-1	-	III-1	-	
6	氷晶	①荷重(堆積) ②閉塞(空調)	III-1	-	-	-	-	-	II	I, II	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	III-1	-	III-1	-	
7	霜、霜柱	①-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
8	結氷板、海水、氷壁	①閉塞(取水)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
9	風(台風含む)	①荷重(風圧) ②閉塞(取水)	I	-	I	-	-	-	-	-	-	III-1	III-1	III-1	-	III-1	-	III-1	-	III-1	-	-	-	-	-	-	
10	竜巻	①荷重(風圧) ②荷重(気圧差) ③荷重(衝突) ④閉塞(取水)	I	-	I	-	-	-	-	-	-	III-1	III-1	III-1	-	III-1	-	III-1	-	III-1	-	-	-	-	-	-	
11	砂嵐	①閉塞(空調)	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
12	霧、靄	①-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
13	高温	①外気温度高 (冷却機能低下:空調)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
14	低温	①外気温度低(凍結)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
15	高温水(海水温高)	①海水温度高 (冷却機能低下:海水系)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
16	低温水(海水温低)	①-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
17	極限的な圧力(気圧高/低)	①荷重(気圧差)	I	-	I	I	-	-	-	I	I	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-	I	-	I	I	I	
18	落雷	①雷サージ&誘導電流	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
19	高潮	①浸水	-	I	-	I	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
20	波浪	①浸水	-	I	-	I	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
21	風津波	①浸水	-	I	-	I	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
22	外部洪水	①浸水	-	I	-	I	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
23	池・河川の水位低下	①-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
24	河川の迂回	①-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
25	干ばつ	①-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
26	火山	①荷重(堆積) ②閉塞(取水) ③閉塞(空調) ④腐食 ⑤相間短絡	III-1	-	-	-	-	II	I, II	I	-	-	III-1	-	I	-	I	-	I	-	-	-	-	-	-	I	
27	地滑り	①荷重(衝突)	I	-	I	-	-	II	-	-	-	-	I	I	-	-	-	-	-	-	-	I	-	I	-	-	
28	海水中の地滑り	①閉塞(取水)	-	-	-	-	I	II	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	I	-	-	-	I	
29	地面隆起/低潮位	①地盤不安定	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
30	土地の浸食、カルスト	①地盤不安定	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
31	土の伸縮	①地盤不安定	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
32	海岸浸食	①冷却機能低下:海水系	-	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
33	地下水(多量/枯渇)	①浸水 ②地下水の枯渇	-	I	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
34	地下水による浸食	①地盤不安定 ②浸水	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
35	森林火災	①熱影響 ②外気取入機器及び人への影響	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
36	生物学的事象	①閉塞(取水) ②個別機器の損傷	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	I	-	-	-	I	
37	静振	①浸水 ②冷却機能低下:海水系	-	I	-	I	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
38	塩害、塩雲	①腐食	II	II	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
39	隕石/衛星の落下	①荷重(衝突) ②荷重(衝突) ③浸水	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
40	太陽フレア、磁気嵐	①誘導電流	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

【凡例】

- I : 各自然現象から同じ影響がそれぞれ作用し、重ね合わさって増長するケース
- II : ある自然現象の防護施設が他の自然現象によって機能喪失することにより、影響が増長するケース
- III-1 : 他の自然現象の作用により前提条件が変化し、影響が増長するケース
- III-2 : 他の自然現象の作用により影響が及ぶようになるケース

主事象		損傷・機能喪失モード		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26					27	28	29	30	31
				砂嵐	霧, 霧	高温	低温	高温水(海水温高)	低温水(海水温低)	極限的な圧力(気圧高/低)	落雷	高潮	波浪	風津波	外部洪水	池・河川の水位低下	河川の迂回	干ばつ	火山					地滑り	海中の地滑り	地面隆起/低潮位	土地の浸食, カルスト	土地の伸縮
重量事象		備考	①閉塞(空調)	①-	①外気温度高(冷却機能低下:空調)	①外気温度低(凍結)	①海水温度高(冷却機能低下:海水系)	①-	①荷重(気圧差)	①雷サージ&誘導電流	①浸水	①浸水	①浸水	①浸水	①-	①-	①-	①荷重(堆積)	②閉塞(取水)	③閉塞(空調)	④腐食	⑤相間短絡	①荷重(衝突)	①閉塞(取水)	①地盤不安定	①地盤不安定	①地盤不安定	
自然現象			損傷・機能喪失モード	発生しない																								
i	地震	①荷重(地震荷重)		-	-	-	-	-	I	II	II	II	II	II	II	-	-	-	-	-	-	-	-	III-1	III-1	III-1	I, III-1	I, III-1
ii	津波	①浸水 ②荷重(衝突) 襲来物・波力 ③浮力 ④閉塞(取水) 襲来物・海底砂移動 ⑤冷却機能低下:海水系		-	-	-	-	-	-	II	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	III-1	-	-	-	
1	降水	①浸水 ②荷重(堆積)		-	-	-	-	-	I	-	I	I	I	I	I	-	-	III-1, III-2	I	-	-	-	III-1	III-1	-	-	I, III-1	
2	積雪	①荷重(堆積) ②相間短絡 ③閉塞(空調)		-	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	I, III-1	-	-	-	III-1	III-1	-	-	-	-	
3	雪崩	①荷重(衝突)		-	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
4	ひょう, あられ	①荷重(衝突)		-	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
5	氷嵐, 雨氷, みぞれ	①荷重(堆積) ②閉塞(空調)		-	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	I	-	-	-	III-1	III-1	-	-	-	-	
6	氷晶	①荷重(堆積) ②閉塞(空調)		-	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	I	-	-	-	III-1	III-1	-	-	-	-	
7	霜, 霜柱	①-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
8	結氷板, 海氷, 氷壁	①閉塞(取水)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
9	風(台風含む)	①荷重(風圧) ②閉塞(取水)		-	-	III-1	-	-	I	II	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	III-1	-	-	-	-	-	
10	竜巻	①荷重(風圧) ②荷重(気圧差) ③荷重(衝突) ④閉塞(取水)		-	-	I	-	-	I	II	-	-	-	-	-	-	-	I	-	-	-	III-1	-	-	-	-	-	
11	砂嵐	①閉塞(空調)		-	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
12	霧, 霧	①-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
13	高温	①外気温度高(冷却機能低下:空調)		-	-	-	I, III-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	
14	低温	①外気温度低(凍結)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
15	高温水(海水温高)	①海水温度高(冷却機能低下:海水系)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	I	-	-	-	
16	低温水(海水温低)	①-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
17	極限的な圧力(気圧高/低)	①荷重(気圧差)		-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	
18	落雷	①雷サージ&誘導電流		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
19	高潮	①浸水		-	-	-	-	-	-	-	-	I	I	I	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	I, III-1	
20	波浪	①浸水		-	-	-	-	-	-	-	-	I	I	I	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	I, III-1	
21	風津波	①浸水		-	-	-	-	-	-	-	-	I	I	I	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	I, III-1	
22	外部洪水	①浸水		-	-	-	-	-	-	-	-	I	I	I	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	I, III-1	
23	池・河川の水位低下	①-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
24	河川の迂回	①-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
25	干ばつ	①-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
26	火山	①荷重(堆積) ②閉塞(取水) ③閉塞(空調) ④腐食 ⑤相間短絡		-	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	III-1	I	-	-	
27	地滑り	①荷重(衝突)		-	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
28	海中の地滑り	①閉塞(取水)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
29	地面隆起/低潮位	①地盤不安定		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
30	土地の浸食, カルスト	①地盤不安定		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
31	土地の伸縮	①地盤不安定		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
32	海岸浸食	①冷却機能低下:海水系		-	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	I	-	-	-	
33	地下水(多量/枯渇)	①浸水 ②地下水の枯渇		-	-	-	-	-	-	-	-	I	I	I	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	I, III-1	
34	地下水による浸食	①地盤不安定 ②浸水		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	I, III-1	
35	森林火災	①熱影響 ②外気取入機器及び人への影響		-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
36	生物学的事象	①閉塞(取水) ②個別機器の損傷		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
37	静振	①浸水 ②冷却機能低下:海水系		-	-	-	-	-	-	-	-	I	I	I	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	I, III-1	
38	塩害, 塩雲	①腐食		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
39	隕石/衛星の落下	①荷重(衝突) ②荷重(衝突) ③浸水		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
40	太陽フレア, 磁気嵐	①誘導電流		-	-	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

【凡例】

- I：各自然現象から同じ影響がそれぞれ作用し、重ね合わさって増長するケース
- II：ある自然現象の防護施設が他の自然現象によって機能喪失することにより、影響が増長するケース
- III-1：他の自然現象の作用により前提条件が変化し、影響が増長するケース
- III-2：他の自然現象の作用により影響が及ぶようになるケース

主事象		損傷・機能喪失モード		32		33		34		35		36		37		38		39			40	
				海岸浸食	地下水(多量/枯渇)	地下水による浸食	森林火災	生物学的事象	静振	塩害、塩雲	隕石/衛星の落下			太陽フレア、磁気嵐								
重量事象		備考	①冷却機能低下:海水系	①浸水	②地下水の枯渇	①地盤不安定	②浸水	①熱影響	②外気取入機器及び人への影響	①閉塞(取水)	②個別機器の損傷	①浸水	②冷却機能低下:海水系	①腐食	①荷重(衝突)	②荷重(衝突)	③浸水			①誘導電流		
自然現象	損傷・機能喪失モード																		発生しない	発生しない	発生しない	
i	地震	①荷重(地震荷重)	III-1	II, III-1	-	III-1	II, III-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-	
ii	津波	①浸水	III-1	I	-	-	I	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	/	/	/	-	
		②荷重(衝突)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-
		③浮力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-
		④閉塞(取水)	I	-	-	-	-	-	-	-	I	-	-	I	-	-	-	-	/	/	/	-
		⑤懸来物・海底砂移動	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-
1	降水	①浸水	-	I	-	-	I	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	/	/	/	-	
		②荷重(堆積)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-
2	積雪	①荷重(堆積)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-
		②相間短絡	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-
		③閉塞(空調)	-	-	-	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-
3	雪崩	①荷重(衝突)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-	
4	ひょう、あられ	①荷重(衝突)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-	
5	氷嵐、雨水、みぞれ	①荷重(堆積)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-	
		②閉塞(空調)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-
6	氷晶	①荷重(堆積)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-	
		②閉塞(空調)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-
7	霜、霜柱	①-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-	
8	結氷板、海水、氷壁	①閉塞(取水)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-	
9	風(台風含む)	①荷重(風圧)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-	
		②閉塞(取水)	I	-	-	-	-	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	/	/	/	-	
10	竜巻	①荷重(風圧)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-	
		②荷重(気圧差)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-	
		③荷重(衝突)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-	
		④閉塞(取水)	I	-	-	-	-	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	/	/	/	-	
11	砂嵐	①閉塞(空調)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-		
12	霧、靄	①-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-		
13	高温	①外気温度高(冷却機能低下:空調)	-	-	-	-	-	I, III-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-	
14	低温	①外気温度低(凍結)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-	
15	高温水(海水温高)	①海水温度高(冷却機能低下:海水系)	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	I	-	-	-	-	/	/	/	-	
16	低温水(海水温低)	①-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-	
17	極限的な圧力(気圧高/低)	①荷重(気圧差)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-	
18	落雷	①雷サージ&誘導電流	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	I	
19	高潮	①浸水	-	I	-	-	I	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	/	/	/	-	
20	波浪	①浸水	-	I	-	-	I	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	/	/	/	-	
21	風津波	①浸水	-	I	-	-	I	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	/	/	/	-	
22	外部洪水	①浸水	-	I	-	-	I	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	/	/	/	-	
23	池・河川の水位低下	①-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-	
24	河川の迂回	①-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-	
25	干ばつ	①-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-	
26	火山	①荷重(堆積)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-	
		②閉塞(取水)	I	-	-	-	-	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	/	/	/	-	
		③閉塞(空調)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-	
		④腐食	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-
		⑤相間短絡	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-
27	地滑り	①荷重(衝突)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-	
28	海水中の地滑り	①閉塞(取水)	I	-	-	-	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-	
29	地面隆起/低潮位	①地盤不安定	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-	
30	土地の浸食、カルスト	①地盤不安定	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-	
31	土の伸縮	①地盤不安定	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-	
32	海岸浸食	①冷却機能低下:海水系	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	-
33	地下水(多量/枯渇)	①浸水	-	-	III-1	III-1	-	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	/	/	/	-	
		②地下水の枯渇	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-
34	地下水による浸食	①地盤不安定	-	-	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	-
		②浸水	-	III-1	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	-
35	森林火災	①熱影響	-	-	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	-
		②外気取入機器及び人への影響	-	-	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
36	生物学的事象	①閉塞(取水)	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	I	-	-	-	-	/	/	/	-	
		②個別機器の損傷	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-
37	静振	①浸水	-	I	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-	
		②冷却機能低下:海水系	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	/	/	/	-
38	塩害、塩雲	①腐食	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-	
39	隕石/衛星の落下	①荷重(衝突)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-	
		②荷重(衝突)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-	
		③浸水	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-	
40	太陽フレア、磁気嵐	①誘導電流	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/	/	/	-	

外部人為事象に関わる重畳の影響について

外部事象のうち、自然現象同士が重畳することによる影響については、添付資料 3 に示すように組み合わせを考慮し、単独事象とは異なる新たな影響が発生しないことを確認した。一方、外部人為事象については、以下に示す理由から個々の組み合わせについて確認する必要はなく、自然現象同士の重畳影響評価に包絡されると考える。

【理由】自然現象と比べて外部人為事象は影響範囲が限定的（狭い）である。

自然現象の影響は、原子炉施設全体に対して同時に作用する点が特徴である。一方、外部人為事象の場合は、人工物の事故等により引き起こされるものであり、影響範囲は当該人工物の大きさや内包する危険物量等により決まる。従って、外部人為事象の場合、低頻度事象を仮定しようとしても、実際に設置されている設備や立地状況等により制限され、際限なく事象影響範囲が広がるということはない。

以上より、各外部人為事象により生じる影響の特徴を踏まえ、それぞれの影響を包絡する自然現象について重畳影響を確認しておくことで、外部人為事象についても重畳影響を確認したことと同等になる。（表 1 参照）

表 1 自然現象と包絡される外部人為事象

自然現象	特徴	包絡される外部人為事象 (No.は添付資料 1-2 中の事象の番号)
地震	原子炉施設全体に対して同時に外力が作用し、複数の機器が同時に機能喪失する可能性がある。敷地の変動等により屋外設備の基礎や地中設備の損傷が生じうる。	No.9 航空機衝突（意図） No.14 軍事活動によるミサイルの飛来 No.15 サイト内外での掘削
津波	原子炉施設への浸水により、複数の機器が同時に機能喪失する可能性がある。波力により海水系機器を損傷させる可能性がある。	No.5 船舶の衝突 No.16 内部溢水 No.19 化学物質の放出による水質悪化 No.20 油流出
落雷	原子炉施設への落雷により、広範な範囲の計測系、制御系の損傷が生じる可能性がある。	No.6 電磁的障害 No.10 妨害破壊行為 No.11 サイバーテロ
竜巻	移動しながら広範囲にわたって風圧、気圧差、飛来物による影響を与える。特に飛来物については、屋外設備だけではなく、建屋内の設備を損傷させる場合もある。	No.7 パイプライン事故（飛来物） No.13 輸送事故（飛来物） No.18 重量物輸送（重機等の転倒）

なお、表 1 のとおり自然現象に包絡される事象以外の“その他の事象”については以下のとおりである。

【その他の事象】

(1) 外部人為事象の影響の方が大きい場合

火災による熱影響については、自然現象では「森林火災」、外部人為事象では「No.1 航空機落下（偶発）」、「No.3 火災・爆発」、「No.7 パイプライン事故」及び「No.13 輸送事故」が該当するが、原子炉施設に対して最も厳しい影響がある事象は「No.3 火災・爆発」にて想定している軽油タンクの火災である。軽油タンク火災と原子炉施設周辺で発生し得る重畳事象としては、「森林火災」と「No.1 航空機落下（偶発）」が挙げられる。

軽油タンクの消火設備が機能せず、かつ「森林火災」が防火帯を越えて延焼する事象は低頻度事象と推定されること、軽油タンクへ偶発的に航空機が落下することによる重畳事象については、 10^{-7} /年程度の低頻度事象ではあるものの外部火災評価の中で許容値以下の熱影響に止まることを確認済みであることを踏まえ、事象の重畳により新たな起因事象の追加は無い。

爆発による影響については、「No.7 パイプライン事故」、「No.9 航空機衝突（意図）」、「No.13 輸送事故」及び「No.14 軍事活動によるミサイルの飛来」で想定されるが、それぞれの事象の特徴を踏まえれば、個別の重畳影響評価をするまでもなく、自然現象同士の重畳事象を評価することで影響が包絡される。（「No.7 パイプライン事故」については、パイプラインが地中に埋設されているため単独事象として影響が無いと判断。「No.13 輸送事故」については、発電所前面の海上航路約 30km の場所を航行する輸送船舶が漂流して発電所港湾内に侵入すること自体が非常に稀な事象であること、及び発電所港湾内に侵入し得る最大規模の高圧ガス輸送船舶の爆発事故を想定した場合であっても、爆風圧の影響が原子炉施設へ及ばないことを確認済みであることを踏まえ、単独事象として影響が無いと判断。また、「No.9 航空機衝突（意図）」及び「No.14 軍事活動によるミサイルの飛来」は、損傷規模が地震に包絡される。）

(2) 事象の影響について考慮が不要な場合

以下に挙げる外部事象については、重畳影響を考慮するまでもなく、単独事象として原子炉施設への影響を考慮する必要が無いものとして整理している。

○単独事象として発生頻度が稀な事象（ 10^{-7} /年以下）

No.1 航空機落下（偶発）（原子炉施設への衝突）

No.17 タービンミサイル（原子炉施設への衝突）

○発生源となる施設が発電所へ影響が及ぶ範囲にない事象

No.2 ダムの崩壊

No.7 パイプライン事故（火災，爆発）

No.12 産業施設の事故

○発生しても影響が軽微な事象，影響を遮断できる事象

No.4 有毒ガス

No.8 第三者の不法な接近

No.18 重量物輸送（燃料集合体落下）

事象毎の状況を以下の表 2 にまとめる。

表 2 各外部人為事象が包絡される自然現象等

No.	外部人為事象	包絡される自然現象等
1	航空機落下（偶発）	【－】 衝突は低頻度事象。（その他の事象（2）のとおり。） 熱影響は No.3 火災・爆発に包絡。（その他の事象（1）のとおり。）
2	ダムの崩壊	【－】 影響が及ぶ範囲に発生源となる施設無し。（その他の事象（2）のとおり。）
3	火災・爆発	【－】 影響確認済み。（その他の事象（1）のとおり。）
4	有毒ガス	【－】 影響を遮断可能。（その他の事象（2）のとおり。）
5	船舶の衝突	【津波】 海水系機器の損傷
6	電磁的障害	【落雷】 計測系，制御系機器へのノイズ影響等
7	パイプライン事故	【竜巻】 飛来物による影響。熱影響等はその他の事象（1），（2）のとおり。
8	第三者の不法な接近	【－】 侵入行為では影響無し。（その他の事象（2）のとおり。） 原子炉施設への影響は No. 10 妨害破壊行為に包絡。
9	航空機衝突（意図）	【地震】 広範な範囲の機器等の同時損傷。
10	妨害破壊行為	【落雷】 機器の破壊，無力化，悪意操作による外乱。
11	サイバーテロ	【落雷】 機器の悪意操作等による外乱。
12	産業施設の事故	【－】 影響が及ぶ範囲に発生源となる施設無し。（その他の事象（2）のとおり。）
13	輸送事故	【竜巻】 飛来物による影響。熱影響等はその他の事象（1）のとおり。
14	軍事活動によるミサイルの飛来	【地震】 広範な範囲の機器等の同時損傷。
15	サイト内外での掘削	【地震】 敷地の変動等による屋外設備の基礎や地中設備の損傷。
16	内部溢水	【津波】 広範な範囲の機器等の同時浸水。
17	タービンミサイル	【－】 低頻度事象。（その他の事象（2）のとおり。）
18	重量物輸送	【竜巻】 重機の転倒等による屋外設備の損壊。燃料集合体落下はその他の事象（2）のとおり。
19	化学物質の放出による水質悪化	【津波】 海水系機器の機能低下。
20	油流出	【津波】 海水系機器の機能低下。

凡例：【－】 包絡される自然現象

以上

<地震レベル 1.5PRA について>

1. はじめに

実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則第三十七条（重大事故等の拡大の防止等）にて要求されている原子炉格納容器の破損の防止に関する有効性評価に関し、必ず想定すべき格納容器破損モード以外の破損モードの有無について、内部事象についてはレベル1.5PRAにより確認を実施済みであるが、地震事象特有の影響について以下にて確認を実施した。

2. 地震事象特有の原子炉格納容器破損モードについて

炉心損傷後の原子炉格納容器の健全性に影響を与える物理現象による事象進展に関し内部事象と地震事象の差はなく、地震事象特有の影響としては、地震動により直接的に原子炉格納容器が損傷する場合、原子炉格納容器の隔離機能又は圧力抑制機能に係る設備が損傷することで格納容器破損に至る場合が考えられる。

(1) 原子炉格納容器本体の損傷

地震動による原子炉建屋の損傷影響により原子炉格納容器が破損に至る、または原子炉格納容器本体が直接的に破損に至るケースは、地震事象特有の格納容器破損モードであり、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」では、原子炉建屋破損のXモードとして分類されている。

このケースの場合、炉心損傷時に原子炉格納容器の放射性物質閉じ込め機能は既に喪失しており、内部事象レベル1.5PRAでは、格納容器隔離失敗として考慮している。

(2) 原子炉格納容器隔離機能喪失

地震動により原子炉格納容器隔離弁が閉鎖できなくなることで、炉心損傷により発生した放射性物質が原子炉格納容器外へ直接放出される可能性がある。このケースについては、原子炉格納容器本体の損傷と同様に炉心損傷時には原子炉格納容器の放射性物質閉じ込め機能は喪失している状態であり、内部事象レベル1.5PRAでは格納容器隔離失敗として考慮している。

(3) 原子炉格納容器圧力抑制機能喪失

地震動により残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却モード)や格納容器ベント管、圧力抑制室の損傷により原子炉格納容器圧力が抑制できなくなり、原子炉格納容器が過圧破損に至る可能性がある。このケースについては、内部事象レベル1.5PRAにおいて、水蒸気(崩壊熱)蓄積等による過圧によって格納容器が破損に至る過圧破損モードとして考慮されている。

以上を踏まえると、地震事象特有の影響として原子炉格納容器本体や隔離弁等の破損が考えられるものの、地震事象特有の格納容器破損モードは無く、内部事象レベル1.5PRAと同様であるといえる。

3. 原子炉格納容器破損防止対策に係る有効性評価事故シーケンスについて

上述の通り、地震事象特有の影響として原子炉格納容器や隔離機能等の地震動による損傷が考えられるものの、格納容器破損モードとしては内部事象レベル1.5PRAと同様である。

また、地震動による直接的な原子炉格納容器や隔離機能等の損傷については、重大事故の事象進展により格納容器へ圧力荷重、熱荷重といった物理的な負荷が加わった結果として放射性物質閉じ込め機能が喪失に至るものではない。そのため、原子炉格納容器破損防止対策の有効性評価の判断基準に照らすと、重大事故対策の有効性評価の観点としてではなく、対象設備の耐震性の観点から評価がなされるべきものと判断される。

加えて原子炉格納容器本体の損傷については、内部事象レベル1.5PRAでも想定していない機器の損傷モードであるが、原子炉格納容器が損傷に至るような大規模地震を想定した場合、その損傷の程度や緩和系設備使用可否の評価、事故シナリオを特定することは非常に困難である。従って、そのような状況下においては、地震によるプラントの損傷の程度や事象進展に応じて、様々な格納容器破損防止対策を臨機応変に組み合わせて影響緩和を図るとともに、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。

4. 地震レベル1.5PRAについて

内的事象PRAでは、レベル1PRAの結果抽出された炉心損傷に至る事故シーケンスグループをレベル1.5PRA評価の起点となるようプラント損傷状態を定義した上で、炉心損傷に至るまでのプラント状態などの観点から原子炉格納容器の健全性に影響を与える事象(過温破損、水蒸気爆発など)を抽出しているが、地震レベル1.5PRAでは、地震事象特有の影響として原子炉建屋、原子炉格納容器等の損傷から原子炉格納容器の閉じ込め機能喪失に至るシナリオを考慮する必要がある。

具体的には、地震レベル1PRAにおいて緩和系に期待することができず、炉心損傷直結事象として整理している原子炉建屋損傷やExcessive-LOCAといった事故シナリオが対象となるものの、現段階では、それら事故の起因となる設備の損傷の規模や範囲の特定を行うことは困難かつ不確実さが大きく、これらの事故シナリオが発生した場合の事象進展(炉心損傷までの時間余裕や緩和系の健全性など)を定量化することが困難な状況にある。

そのため、今後、対象設備の損傷影響評価などの精緻化を進めるとともに、実機適用へ向けた検討を進めていくところである。

以上

外部事象(地震)に特有の事故シーケンスについて

1. はじめに

外部事象の内、地震PRAを実施した結果、内の事象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、内の事象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。

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。

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。

2. 炉心損傷直結事象について

炉心損傷直結事象として整理した各事故シーケンスに関連する建屋・構築物、機器の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。

2.1 建屋・構築物(原子炉建屋)の損傷

(1) 想定事故シナリオ

原子炉建屋については、「原子炉建屋」又は「原子炉建屋基礎地盤すべり線」の損傷を以て原子炉建屋損傷としており、このうち、寄与が大きい要因は「原子炉建屋基礎地盤すべり線」である。

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。

【炉心損傷頻度】 3.8×10^{-6} / 炉年(点推定値)

・原子炉建屋基礎地盤すべり線： 3.5×10^{-6} / 炉年(点推定値)

・原子炉建屋： 7.2×10^{-7} / 炉年(点推定値)

【全炉心損傷頻度への寄与割合】 約25%

(2) フラジリティ評価

a. 評価対象機器/評価部位

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。

原子炉建屋基礎地盤の場合、基準地震動 S_s 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 S_s-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。

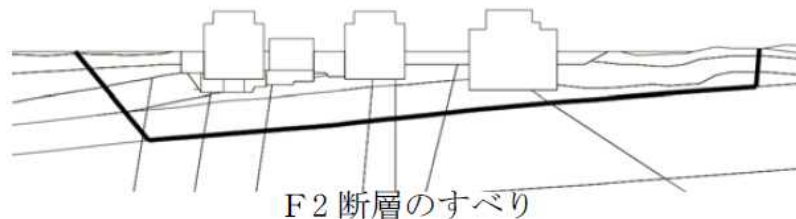


図1 すべり安全率 1.6(6・7号炉原子炉建屋基礎地盤, S_s-3)

b. 評価方法

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。

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ケースを用いることで評価した。

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。

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。

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。

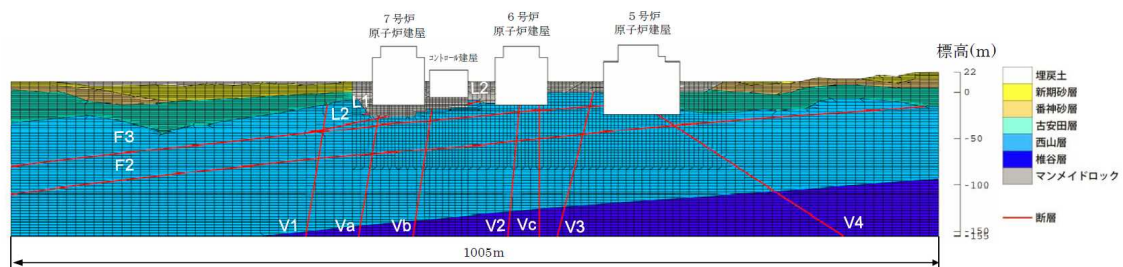
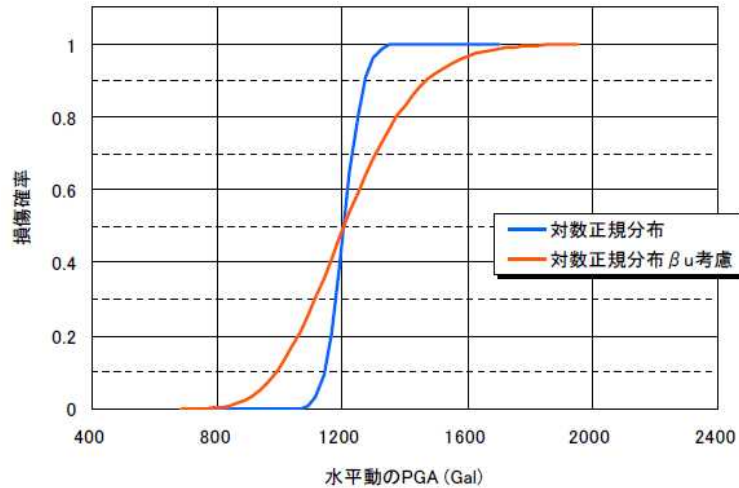


図2 解析用要素分割図(6・7号炉汀線平行断面)

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。

原子炉建屋基礎地盤のフラジリティ曲線を図3に示す。



(中央値:1193Gal, β_R :0.043, β_U :0.15)

図3 フラジリティ曲線

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, β_R :0.043, β_U :0.15)。

*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)

c. 決定論的耐震評価/設計基準地震動に対する裕度

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。

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。

(3) 現実的評価/最適評価(フラジリティ/シナリオ)

a. 現行評価手法(すべり安全率)における保守性について

原子炉建屋基礎地盤の安定性は、すべり安全率を指標として評価を行う。しかし、実現象を考えれば、原子炉建屋の設置されている平坦な敷地に対して、地震動に起因したすべり線に沿った土塊の破壊・変形を想定することは困難である。

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。

○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

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。

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。

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。

○地盤モデルにおける断層の扱いにおける保守性

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、破碎部形状・性状に変化があることから、一様な解析モデル上の断層と比較すれば、大きな抵抗力を有するものと推定される。

b. 基礎地盤に対する現実的評価

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。

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。

○非線形有限要素解析を適用した検討

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。

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。

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。

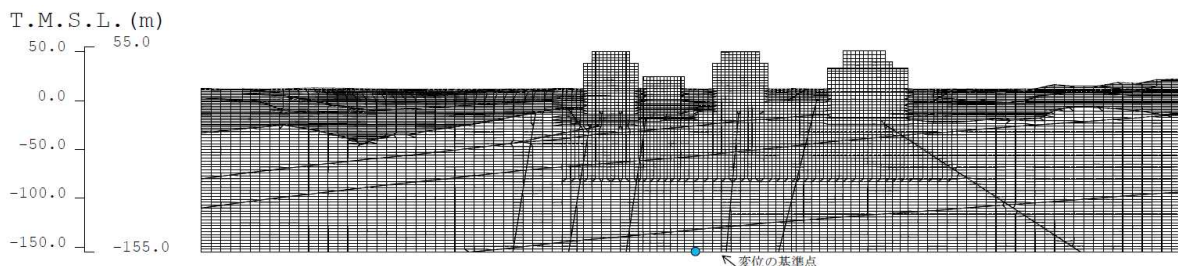


図4 非線形有限要素解析 残留変形(UHS(10⁻⁶)相当地震波)

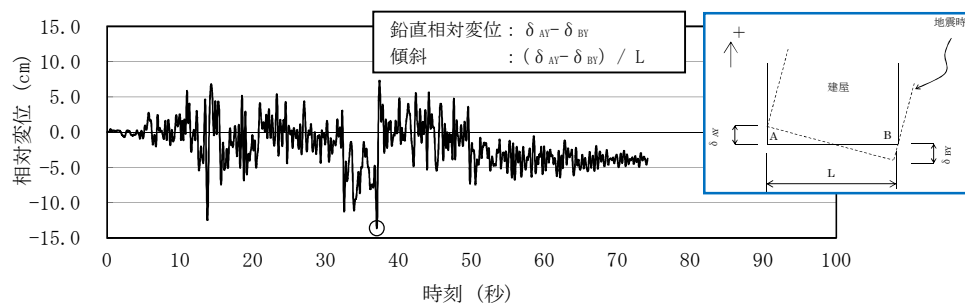


図5 6号機原子炉建屋の鉛直相対変位量(UHS(10⁻⁶)相当地震波)

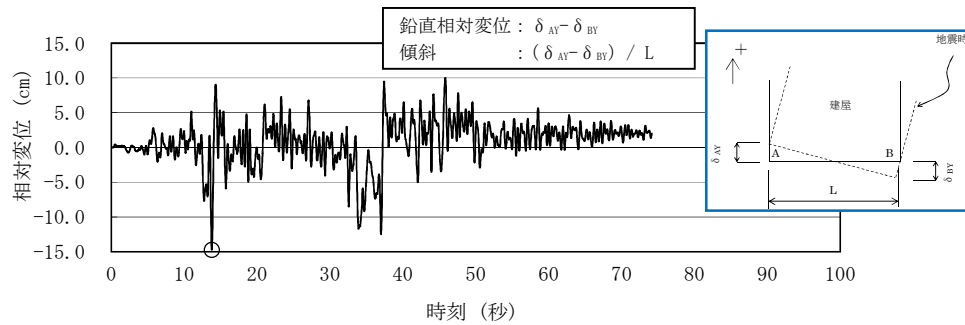


図6 7号機原子炉建屋の鉛直相対変位量(UHS(10⁶)相当地震波)

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

	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
K6R/B	-13.6	-1/400	37.00	-3.8	-1/1500
K7R/B	-14.7	-1/300	13.78	2.0	1/2800

(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

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ことは現実的には考えにくい。

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。

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。

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。

2.2 建屋・構築物(格納容器・圧力容器)の損傷

(1) 想定事故シナリオ

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。

【炉心損傷頻度】 8.9×10^{-7} / 炉年(点推定値)

【全炉心損傷頻度への寄与割合】 約6%

(2) フラジリティ評価

a. 評価対象機器/評価部位

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DESTALである。RPVペDESTALの概要図を図7に示す。

RPVペDESTAL下層は内外にある2枚の円筒鋼板(内筒、外筒)から構成されている。これらの鋼板はたてリブ鋼板(隔壁)により一体化され、鋼板間にコンクリートを充填した構造物である。

地震時には、ダイヤフラムフロアを介して、RPVペDESTAL頂部に原子炉建屋からせん断力が伝達される。

原子炉圧力容器のスカート状の支持脚が、RPVペDESTALのブラケットに設置され、120本の基礎ボルトによって固定されており、地震時に原子炉圧力容器からRPVペDESTALにせん断力・モーメントが伝達される。

RPVペDESTAL基部は、リングガーダを介してアンカボルト(内筒側160本、外筒側320本)により原子炉格納容器底部に定着されており、RPVペDESTALに付加された荷重は、この基部に伝達される。

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。

※数値は概略値

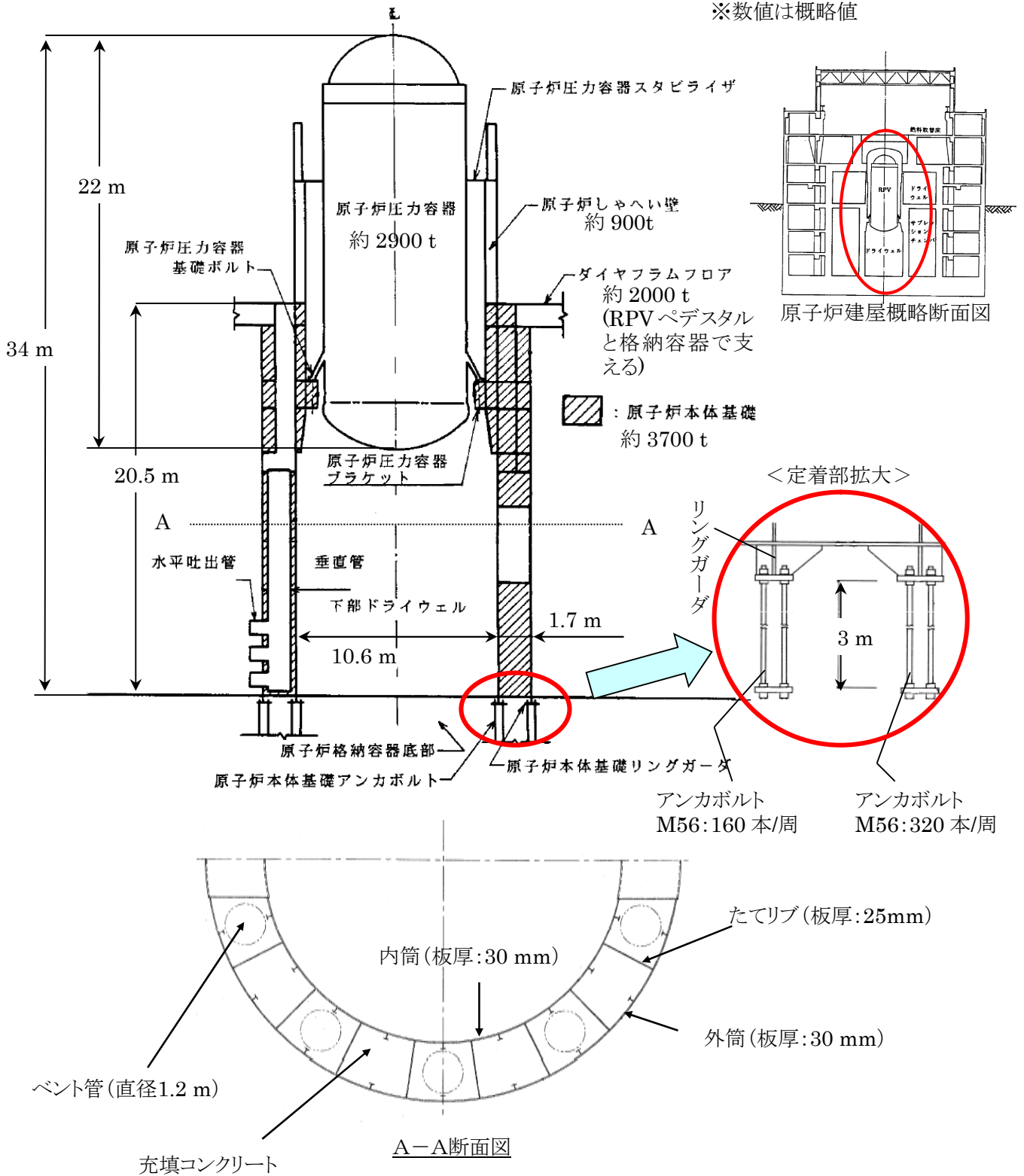


図7 RPV ペDESTAL の概要図

b. 評価方法

今回のフラジリティ評価では、決定論による耐震評価結果に基づき、耐力係数と応答係数を用いた簡易的な安全係数法によりフラジリティを評価した。

c. 決定論的耐震評価/設計基準地震動に対する裕度

原子炉建屋内の原子炉圧力容器、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 S_s による地震応答解析を時刻歴解析で実施する(図8)。

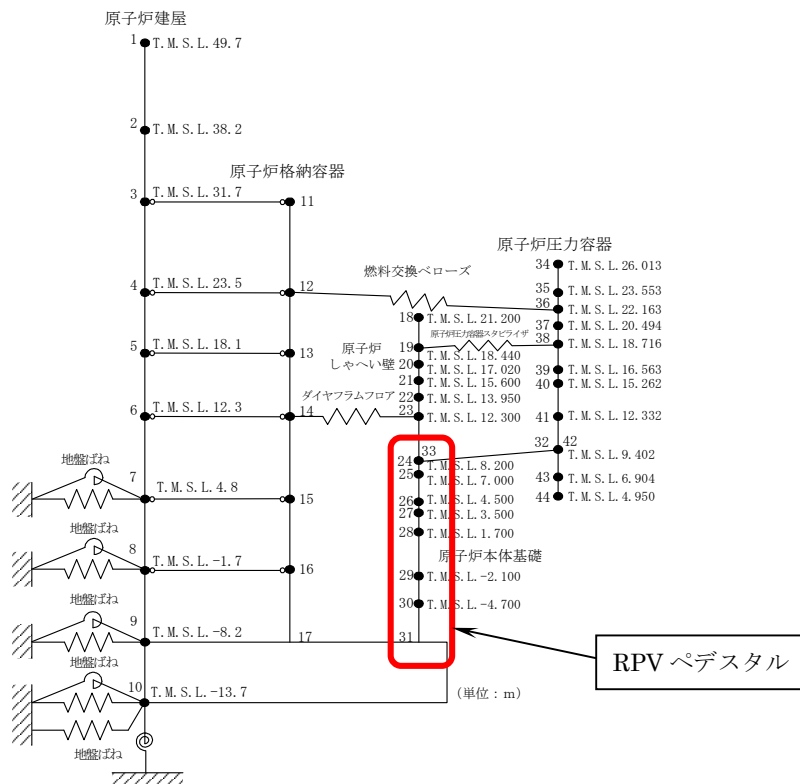


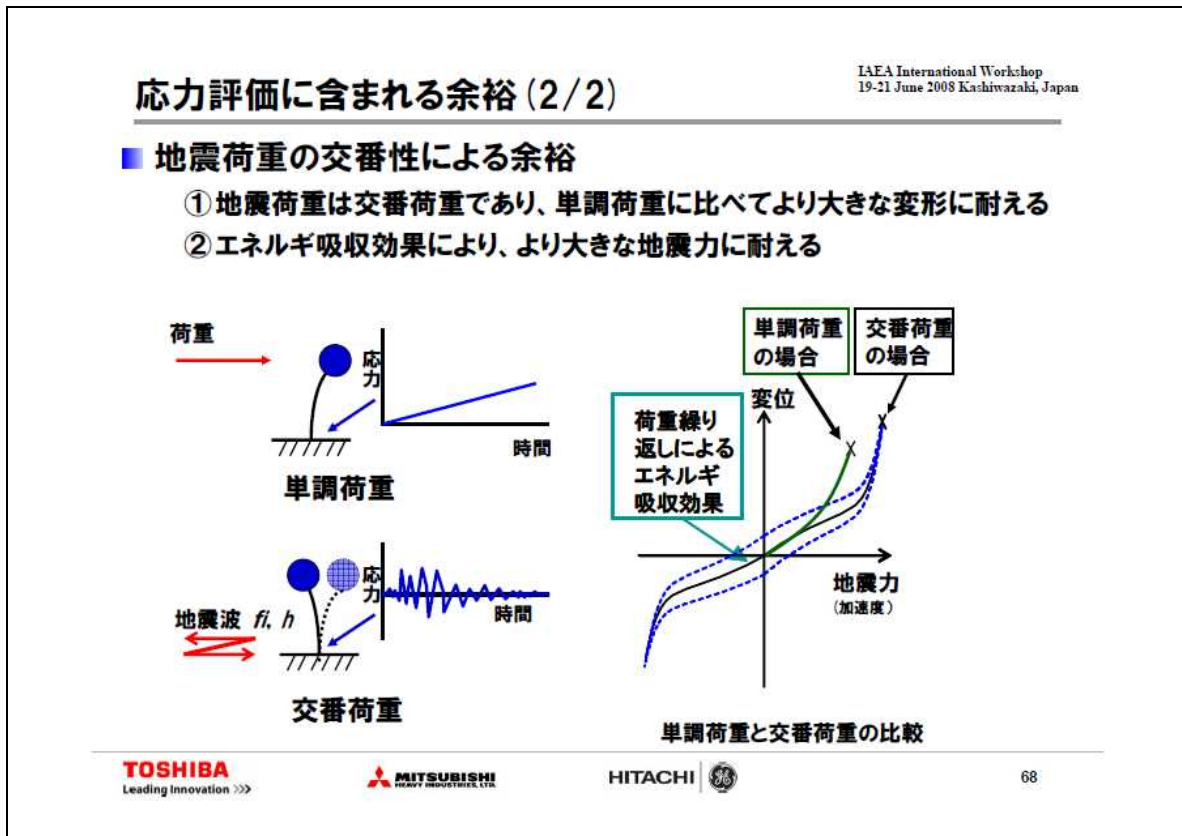
図8 原子炉しゃへい壁、RPV ペデスタル及び原子炉圧力容器
地震応答解析モデル(NS 方向)

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。

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)。

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

*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



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

(3) 現実的評価/最適評価(フラジリティ/シナリオ)

現実的な損傷に対して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DESTALの支持性能が実際に失われる地震動の大きさは、耐震評価から求まる地震動の大きさよりもはるかに大きいと考えられる。また、RPVペDESTALが支持機能を喪失する地震動の大きさであっても、ダイヤフラムフロアや原子炉格納容器の壁が存在するため、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。

(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

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。

仮にペDESTALにおける支持機能の喪失が起きた場合に考え得るシナリオとして、(3)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。

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。

2.3 原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失

(1) 想定事故シナリオ

原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失については、地震によるスクラム後、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。

【炉心損傷頻度】 8.2×10^{-7} / 炉年(点推定値)

【全炉心損傷頻度への寄与割合】 約5%

①S/R開失敗シナリオ

①-(2) フラジリティ評価

a. 評価対象機器/評価部位

事故シーケンスとしては、過渡事象や外部電源喪失、全交流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。

b. 評価方法

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。

①-(3) 現実的評価/最適評価(フラジリティシナリオ)

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。

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

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。

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ケ

ンスグループとしては取り扱わないこととした²。

②格納容器内配管損傷シナリオ

②-(2) フラジリティ評価

a. 評価対象機器/評価部位

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。

b. 評価方法

配管の評価は、各系統で耐震評価上厳しい決定論の結果に基づき、フラジリティ評価を実施している。

c. 決定論的耐震評価/設計基準地震動に対する裕度

地震力をモーダル解析による応答スペクトル法により算出する配管系は、その配管系の振動性状を考慮したモデルを用い、適切な減衰定数により地震応答解析を行う。

配管系の地震応答解析に用いる減衰定数、評価基準値等は保守的に設定されており、裕度を確保している。

配管本体については設計に比べて大きな耐震裕度を有しており、既往研究結果等からも設計想定レベルを上回る地震力に対して健全性を維持することが確認されている。「平成15年配管系終局強度試験」においては、配管バウンダリが設計レベルの約12倍の耐震裕度を有していることが確認された。

平成18年に実施した電共研における配管系耐震試験では、配管サポート及び定着部を含めて模擬した配管サポート系試験体の実規模加振試験を実施しており、配管及びサポートについて、設計で許容されるレベルに対して少なくとも9倍の耐震裕度があることを確認している。

②-(3) 現実的評価/最適評価(フラジリティ/シナリオ)

現実的な損傷に対して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。

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。

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

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。

2.4 計測・制御系喪失

(1) 想定事故シナリオ

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。

【炉心損傷頻度】 6.9×10^{-8} / 炉年(点推定値)

【全炉心損傷頻度への寄与割合】 1%未満

(2) フラジリティ評価

a. 評価対象機器/評価部位

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。

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。

b. 評価方法

制御盤及びバイタル交流電源設備は、盤の形状が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。

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。

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。

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

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。

(3) 現実的評価/最適評価(フラジリティ/シナリオ)

今回の直立盤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。

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、実態として炉心損傷に直結しないものと考えられる。

(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

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。

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。

2.5 直流電源喪失

(1) 想定事故シナリオ

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。

【炉心損傷頻度】 6.0×10^{-8} / 炉年(点推定値)

【全炉心損傷頻度への寄与割合】 1%未満

(2) フラジリティ評価

a. 評価対象機器/評価部位

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。

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。

b. 評価方法

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。

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。

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。

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。

c. 決定論的耐震評価/設計基準地震動に対する裕度

今回の耐力評価に使用している機能確認済加速度は、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。

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。

(3) 現実的評価/最適評価(フラジリティ/シナリオ)

今回の直立盤、直流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。

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ないと考えられること及び、ケーブル断線等の直接的な機能喪失を評価した結果を適用しているものではないことから、実際のケーブル断線等の機能損傷に至るまでには裕度があると考えられる。

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、実態として炉心損傷に直結しないものと考えられる。

(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

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性が増すことから、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。

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。

2.6 格納容器バイパス

(1) 想定事故シナリオ

格納容器バイパス事象は、インターフェースシステム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。

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。

【炉心損傷頻度】 1.2×10^{-7} / 炉年(点推定値)

【全炉心損傷頻度への寄与割合】 1%未満

(2) フラジリティ評価

a. 評価対象機器/評価部位

本事故シーケンスで支配的なシナリオである格納容器バイパス破断については、CUW系配管の破損と、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。

b. 評価方法

隔離弁や電源設備については、本事故シーケンス特有の設備ではないため、特段、フラジリティ評価に変わりはないが、CUW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。

(3) 現実的評価/最適評価(フラジリティ/シナリオ)

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。

(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

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。

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。

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。

2.7 原子炉停止機能喪失(※炉心損傷直結事象ではない)

(1) 想定事故シナリオ

原子炉停止機能喪失事象(TC)は、スクラムによる原子炉停止に失敗するシナリオである。ただし、本シナリオについては炉心損傷直結事象には分類されるものではない。

PRA評価ではヘディング「スクラム系」において、以下の設備の地震要因損傷により、制御棒の挿入に失敗するものとして評価している。

- ・炉内支持構造物
- ・CRD
- ・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)

【炉心損傷頻度】 3.6×10^{-7} / 炉年(点推定値)

【全炉心損傷頻度への寄与割合】 約2%

(2) フラジリティ評価

—

(3) 現実的評価/最適評価(フラジリティ/シナリオ)

—

(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

原子炉停止機能喪失は内の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。

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。

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)。

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。

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。

3. まとめ

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。

本来はPRA評価においても、損傷の程度に応じて緩和系による事象収束可否を詳細に評価することが望ましいが、現段階では損傷の規模や範囲の特定は困難かつ不確実さが大きく、これら事故

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。

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。

以 上

重大事故防止に係る設備についての諸外国の調査結果

(1) 諸外国における先進的な安全対策の調査方法

諸外国(米国及び欧州)において整備されている対策の状況については、国外の原子力規制機関である米国原子力規制委員会(NRC)等の規制文書、米国の事業者公開資料、欧州におけるストレステスト報告書等を調査した。また、原子力規制関係の調査委託会社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。

(2) 諸外国での先進的な対策について

諸外国における重大事故防止に係る対策の情報について、柏崎刈羽原子力発電所 6, 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。

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。

以 上

【主な情報入手先】

- ・各機関からの直接入手
- ・会議体・レビュー等
- ・原子力安全推進協会(JANSI)
- ・国外原子力規制関係情報の調査委託会社

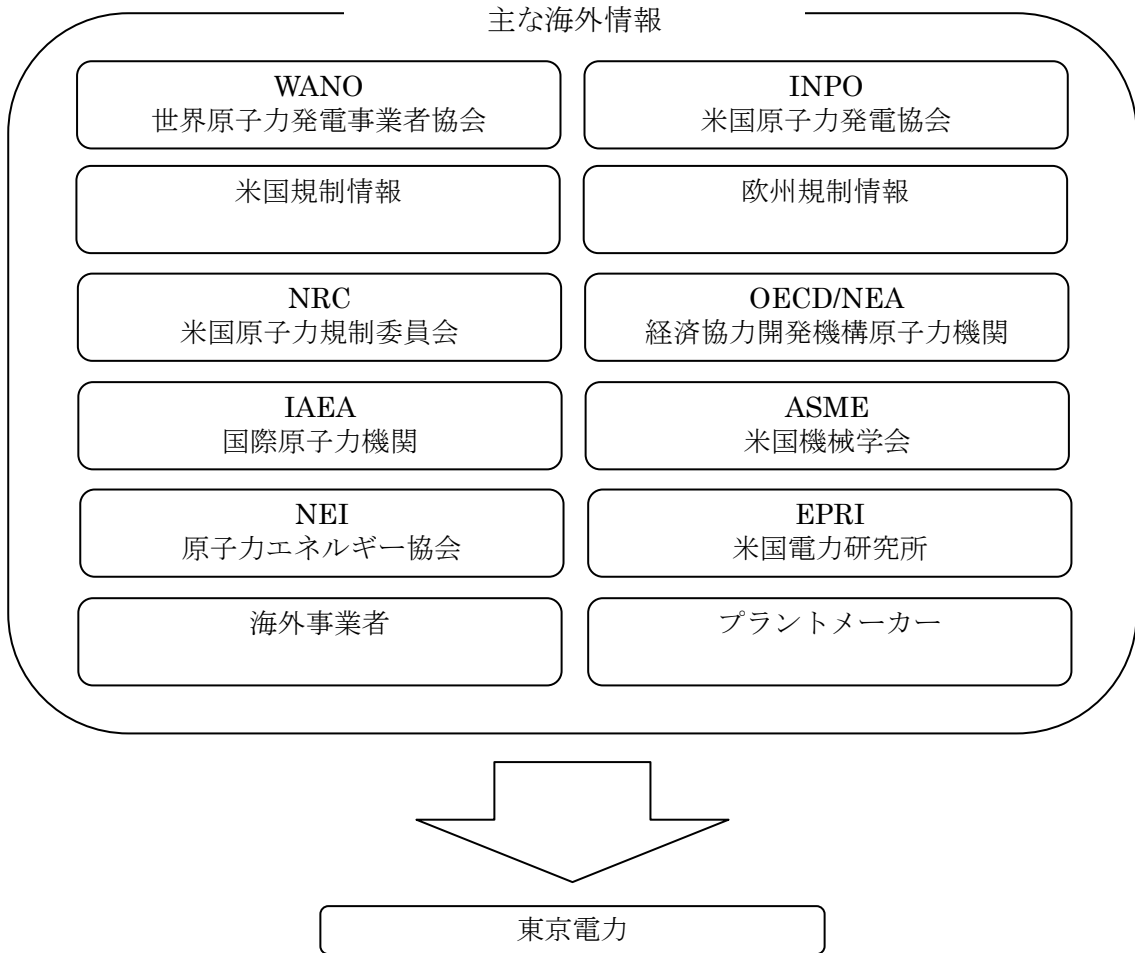


図1 当社における海外等の情報収集の仕組み

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)

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかる設備					対策の概要
			6号炉及び7号炉 圧縮冷却	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	中心冷却	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル駆動消火ポンプ(燃料貯蔵タンク+燃料供給系、水源：防火用水タンク、飲料水系) 高圧サージ水系(RHR経由)水 源：池、非常用冷却器 CRDポンプ 復水ポンプ RHR/SWR経由) 	<ul style="list-style-type: none"> 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) サージサージ水系(水源：河川) 復水系(給水ポンプ/バイパスライン追設) インターナルポンプ・熱水系 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬式消火ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬ポンプ導入 	<p>吹米では、注水ポンプの追加設置または炉心注水機能を有さない既設ポンプに炉心注水機能を追加する等による炉心冷却手段を整備している。また、当社においては、復水移送ポンプによる炉心冷却手段を整備している。また、自主的対策としてRCICとは別の蒸気駆動による高圧代替注水系の設置を計画している。</p> <p>欧州では、炉心冷却手段として可搬型ポンプを整備している。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。</p>	
		最終ヒートシンク	<ul style="list-style-type: none"> W/Pベン 原子炉冷却材浄化系によるSP降熱 	<ul style="list-style-type: none"> 独立非常用系専用ヒートシンク フィルタペント 必要サーベイス水系による降熱(ヒートシンク；川、地下水、冷却塔) 	<ul style="list-style-type: none"> フィルタペント 代替最終ヒートシンクの導入 	<ul style="list-style-type: none"> フィルタペント 代替最終ヒートシンクの導入 	<p>米国においては、大気を最終ヒートシンクとする耐圧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、地下水、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。当社においては、多重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、フィルタペント及び代替フィルタペントを整備している。</p> <p>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接続口を整備している。</p>	
		格納容器注水(格納容器スプレイ)	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル駆動消火ポンプ 可搬型ポンプ(大規模損壊) 	<ul style="list-style-type: none"> サーベイス水系(D/W,W/Sプレイ)可 可搬型消火ポンプ(S/P注水) 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル駆動バックアップポンプ 消防車 	<ul style="list-style-type: none"> 火災防護系によるスプレイ(専用電源有、外部水源使用可) 	<p>吹米では、注水ポンプの追加設置または格納容器注水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注水手段を整備している。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。</p>	
		給水源	<ul style="list-style-type: none"> CSTへの水の補給 処理水；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 非処理水；消防用水系、公共の消火水、水道水等 RWSTからの補給 他ユニットCSTからの補給 防火用水タンク 飲料水系 	<ul style="list-style-type: none"> CSTへの補給 消防水系からの補給 消防水系への補給 補水系からの補給(重力による移送) 	<ul style="list-style-type: none"> 脱塩水タンクへの補給 消防水系からの補給 消防水系への補給 補水系からの補給(重力による移送) 	<ul style="list-style-type: none"> 脱塩水タンク(既設設備の水)への補給 消防水系からの補給 Korvensuo原水池(火災系の水源) 	<p>吹米においては、淡水タンクのほか、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。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。</p>	
2	高圧注水・減圧機能喪失	中心冷却	<ul style="list-style-type: none"> 低圧代替注水系(復水補給水系)※ 高圧代替注水系(HPAC)※ 低圧代替注水系(可搬型)(消防車) 	<ul style="list-style-type: none"> 高圧時減圧自動化ロジック 減圧機能の信頼性向上 ADS作動のための追加電源(DC)の設置 ADS作動のための蒸発ポンプの設置 ADS作動のためのケーブル性能の確保(注) 	<ul style="list-style-type: none"> 1と同様 	<ul style="list-style-type: none"> 1と同様 	<p>吹米においては、過渡事象時の減圧自動化ロジックを整備するとともに、SR非駆動用の予備蒸発ポンプや減圧の整備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温度環境下において、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。当社においては、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、SR非駆動用の予備蒸発ポンプや可搬型直流電源の配備、重大事象時の格納容器圧力を考慮した蒸発ガス供給圧力の設定、排気ポートからの窒素ガス供給等、減圧機能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、SRVと同様に過酷な条件下で機能維持が可能であることを確認している。</p>	
		最終ヒートシンク	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉補機冷却/冷却海水系】※ 格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系 代替格納容器圧力逃がし装置 代替循環冷却 	<ul style="list-style-type: none"> 1と同様 	<ul style="list-style-type: none"> 1と同様 	<ul style="list-style-type: none"> 1と同様 	<p>吹米においては、過渡事象時の減圧自動化ロジックを整備するとともに、SR非駆動用の予備蒸発ポンプや減圧の整備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温度環境下において、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。当社においては、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、SR非駆動用の予備蒸発ポンプや可搬型直流電源の配備、重大事象時の格納容器圧力を考慮した蒸発ガス供給圧力の設定、排気ポートからの窒素ガス供給等、減圧機能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、SRVと同様に過酷な条件下で機能維持が可能であることを確認している。</p>	
		給水源	<ul style="list-style-type: none"> 1と同様 	<ul style="list-style-type: none"> 1と同様 	<ul style="list-style-type: none"> 1と同様 	<ul style="list-style-type: none"> 1と同様 	<p>吹米においては、過渡事象時の減圧自動化ロジックを整備するとともに、SR非駆動用の予備蒸発ポンプや減圧の整備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温度環境下において、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。当社においては、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、SR非駆動用の予備蒸発ポンプや可搬型直流電源の配備、重大事象時の格納容器圧力を考慮した蒸発ガス供給圧力の設定、排気ポートからの窒素ガス供給等、減圧機能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、SRVと同様に過酷な条件下で機能維持が可能であることを確認している。</p>	

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ブランド評価(IPR)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 米国・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較(2/3)

【 】：設計基準事故対策において有効性を評価した対策、下線：電力自主対策

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかるとする設備					対策の概要		
			招致原因 6号炉及び67号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド			
3	全交流動力電源喪失	炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離降圧冷却系(24Hまで)[※] 低圧代替注水系(種水補給水系)(常設)(24H以降)[※] 高圧代替注水系(HPAC) 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル駆動消防ポンプ(燃料貯蔵タンク+燃料供給系(水系)) SBOの影響を受けにくいポンプによるサービスマスターから給水系を通過する注水(水源：河川、湖、貯水池、海など) 原子炉隔離降圧冷却系の手動起動(大破壊損壊) 	<ul style="list-style-type: none"> 1と同様 	1と同様	<ul style="list-style-type: none"> 1と同様 	<p>全交流電源喪失を想定し、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加による全交流電源喪失時の注水手段を整備している。</p> <p>当社においては、空冷式ガスタスタービン発電機による復水移送ポンプへ給電手段を整備している。また、電源対策が達成できない場合に備えて、RCIGの手動起動手順を整備している。さらに、自主的対策として電源に依存しない蒸気駆動の高圧代替注水ポンプの設置を計画している。</p>		
		炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> 低圧代替注水系(可搬型)(消防車) 	<ul style="list-style-type: none"> 1と同様 	1と同様	—	1と同様	<p>欧州では、炉心冷却手段として可搬型ポンプを整備している。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。</p>		
		原子炉減圧	<ul style="list-style-type: none"> 減圧機能の信頼性向上 予備高圧蒸気ポンプへ配備 蒸気供給圧の調整機能 可搬型代替直流電源からの給電 	<ul style="list-style-type: none"> 減圧機能の信頼性向上 -ADS作動のための追加電源(DC)の設置 -ADS作動のための蒸気ポンプの設置 -ADS作動のためのケーブリングの確保 	<ul style="list-style-type: none"> 2と同様 	—	2と同様	<p>欧米では、全交流電源喪失時の減圧機能の信頼性向上手段として、S/R中駆動用の予備蒸気ポンプおよび電源の整備等を実施している。当社においても、全交流電源喪失を想定して、S/R中駆動用の予備蒸気ポンプおよび電源の整備による信頼性向上手段を整備している。</p>		
		最終ヒートシンク	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器圧力速がし装置[※] 耐圧強化ベント系 代替格納容器圧力速がし装置 	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 代替原子炉種機冷却系[※] 	—	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)	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替交流電源設備[※](空冷式ガスタスタービン発電機) 	<ul style="list-style-type: none"> 非常用ディーゼル発電機の追加設置 ガスタスタービン発電機の使用 	<ul style="list-style-type: none"> 1と同様 	<ul style="list-style-type: none"> 非常用ディーゼル発電機の信頼性向上 起動用バッテリー追加 燃料タンクの購入 非常用ディーゼル発電機更新に合わせ、除熱系2系統(沸水、空冷)設置 非常用ディーゼル発電機の新設(独立建屋に設置) ガスタスタービン発電機(100%×2台,9日分の燃料有) 	<ul style="list-style-type: none"> 1と同様 	<ul style="list-style-type: none"> 非常用ディーゼル発電機の信頼性向上 起動用バッテリー追加 燃料タンクの購入 非常用ディーゼル発電機更新に合わせ、除熱系2系統(沸水、空冷)設置 非常用ディーゼル発電機の新設(独立建屋に設置) ガスタスタービン発電機(100%×2台,9日分の燃料有) 	<p>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(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(標高35m)に設置している。</p>	
		代替電源設備(直流電源)	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型代替交流電源設備(電源車) 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> SA用可搬型ディーゼル発電機(PP系→PCV注水への非操作可能) 	<p>欧米においては、可搬型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。</p>	
			<ul style="list-style-type: none"> 号炉間電源融通 	<ul style="list-style-type: none"> ユニット間での交流電源接続 水力発電ユニットの使用 	<ul style="list-style-type: none"> ユニット間での交流電源接続 第3の送電線(地中埋設) 余熱除去系1系統と外部電源を結線 	<ul style="list-style-type: none"> ユニット間の交流電源接続 近隣水力発電所からの受電(管) 小型可搬DG×3台(サイト外保) 	<ul style="list-style-type: none"> ユニット間の交流電源接続 近隣水力発電所からの受電(容量が限定的) 	<ul style="list-style-type: none"> ユニット間の交流電源接続 近隣水力発電所からの受電(容量が限定的) 	<p>欧米においては、ユニット間での電源接続を整備している。当社においても同等の手段を整備している。</p>	
			<ul style="list-style-type: none"> 常設代替直流電源設備[※](不要負荷切り離し無しで8時間、切り離し後残り16時間の計24時間給電) 	<ul style="list-style-type: none"> バッテリー容量増加 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) 	<ul style="list-style-type: none"> バッテリー容量の増強 バッテリー容量保持 	<ul style="list-style-type: none"> 不要負荷の切り離しによる蓄電池容量保持 	—	<ul style="list-style-type: none"> 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。 		
		代替電源設備(直流電源)	<ul style="list-style-type: none"> 蓄電池(重大事故等対応用)追加 可搬型代替直流電源設備 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型バッテリーによる所内充電 携帯型バッテリーの再充電 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型ディーゼル発電機による充電 	<ul style="list-style-type: none"> SA設備への給電バッテリー 	<ul style="list-style-type: none"> 充電用可搬型発電機 充電用可搬型整流器 	<p>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加するとともに、可搬型バッテリーを整備している。</p>		
		まとめ	<p>上述の調査結果より、国内外の既設プラントで整備されている対策が、種別別0号炉及び07号炉においても整備されていることを確認した。</p>							

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)

【 】：設計基準事故対策において有効性を評価した対策、下線：電力自主対策

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかわる設備					対策の概要
			和歌山羽6号炉及び67号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	
4-1	崩壊蒸気発生機能喪失 (取水機能喪失) (SBO重量想定)	炉心冷却	和歌山羽6号炉及び67号炉 【・RCIC】※ ・低圧代替注水系(復水補給水系)(常設)※ ・高圧代替注水系(HPAC)(消防車) 3と同様	3と同様	3と同様	1と同様	1と同様	3と同様
			原子炉減圧 ・格納容器圧力逃がし装置 ・耐圧強化バベント系 ・代替格納容器圧力逃がし装置 3と同様	1と同様	2と同様	—	2と同様	3と同様
4-2	崩壊蒸気発生機能喪失 (RRH機能喪失)	最終ヒートシンク	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
			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
5	LOCA時注水機能喪失 (外部電源喪失(重量))	炉心冷却	常設代替交流電源設備※ (空冷式ガスタービン発電機) ・可搬型代替交流電源設備(電源車) ・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	3と同様
			常設代替交流電源設備※ (空冷式ガスタービン発電機) ・可搬型代替交流電源設備(電源車) ・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	3と同様
6	原子炉停止機能喪失	原子炉停止	【・HPCF】※ ・低圧代替注水系(常設)※ (復水補給水系) ・高圧代替注水系(HPAC)(消防車) 3と同様	1と同様	1と同様	—	—	1と同様
			【・HPCF】※ ・低圧代替注水系(常設)※ (復水補給水系) ・高圧代替注水系(HPAC)(消防車) 3と同様	1と同様	1と同様	—	—	1と同様
7	インターフェイズシステムLOCA	炉心冷却	【・RCIC】※ ・低圧代替注水系(常設)※ (復水補給水系) ・高圧代替注水系(HPAC)(消防車) 3と同様	1と同様	1と同様	—	—	1と同様
			【・RCIC】※ ・低圧代替注水系(常設)※ (復水補給水系) ・高圧代替注水系(HPAC)(消防車) 3と同様	1と同様	1と同様	—	—	1と同様
8	原子炉停止機能喪失	原子炉停止	【・RCIC】※ ・低圧代替注水系(常設)※ (復水補給水系) ・高圧代替注水系(HPAC)(消防車) 3と同様	1と同様	1と同様	—	—	1と同様
			【・RCIC】※ ・低圧代替注水系(常設)※ (復水補給水系) ・高圧代替注水系(HPAC)(消防車) 3と同様	1と同様	1と同様	—	—	1と同様

内部事象 PRA における主要なカットセットと FV 重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

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。

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。

※ Fussell-Vesely 重要度(FV 重要度)

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られる。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。

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。

1. 内部事象運転時レベル 1PRA

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

(1) 選定条件

事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するため、ここでは、各事故シーケンスについて以下の基準を基に主要なカットセットを抽出した。

- ・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

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。

- ※ 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。

(2) 主要なカットセットの確認結果

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。

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。

(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

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、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。

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。

(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。

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。

第1-1表 事故シークエンスの分析(最小カットセットの抽出)結果(1/7)^{※1}

事故シークエンスグループ	主要な事故シークエンス ^{※2}	主要なカットセット	炉心損傷頻度		主な対策	対策有効性	
			(炉年)	主要な事故シークエンスへの寄与割合(%)			事故シークエンスグループへの寄与割合(%)
TQUV (高圧・低圧注水機能喪失) (9.6×10 ⁻¹⁰ /炉年)	過渡現象 +高圧/低圧注水失敗 (1.1×10 ⁻¹⁰ /炉年)	非隔離現象+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 非隔離現象+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 非隔離現象+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 非隔離現象+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 非隔離現象+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 非隔離現象+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 非隔離現象+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 非隔離現象+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) 非隔離現象+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) 非隔離現象+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) 非隔離現象+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) 非隔離現象+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) 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 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 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 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 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	1.6×10 ⁻¹²	1.5	0.2	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系 手動減圧 低圧代替注水系(常設)(復水器補給水系) 代替格納容器冷却スレーイ系 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) 格納容器圧力逃がし装置 可搬型代替注水ポンプ(水源補給) 	○
			1.6×10 ⁻¹²	1.5	0.2		
			1.6×10 ⁻¹²	1.5	0.2		
			1.6×10 ⁻¹²	1.5	0.2		
			1.6×10 ⁻¹²	1.5	0.2		
			4.2×10 ⁻¹²	5.7	0.4		
			3.0×10 ⁻¹²	4.1	0.3		
			1.3×10 ⁻¹²	1.8	0.1		
			1.3×10 ⁻¹²	1.8	0.1		
			1.3×10 ⁻¹²	1.8	0.1		
			1.3×10 ⁻¹²	1.8	0.1		
			1.3×10 ⁻¹²	1.8	0.1		
			1.3×10 ⁻¹²	1.8	0.1		
			1.3×10 ⁻¹²	1.8	0.1		
1.5×10 ⁻¹¹	3.5	1.6					
1.5×10 ⁻¹¹	3.5	1.6					
1.5×10 ⁻¹¹	3.5	1.6					
1.5×10 ⁻¹¹	3.5	1.6					
1.5×10 ⁻¹¹	3.5	1.6					

※1 主要な事故シークエンスの中の支配的なシークエンスに対する分析結果を示す。

※2 主要な事故シークエンスは、同じ事故シークエンスグループに含まれる複数のシークエンスを、シークエ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を。括弧内は主要な事故シークエンスに含まれるシークエンスのCDFの合計を示す。

第 1-1 表 事故シークエンスの分析(最小カットセット)の結果(1/17(続き))※1

事故シークエンスグループ	主要な事故シークエンス※2	主要なカットセット	炉心損傷頻度			主な対策	対策有効性
			(/炉年)	主要な事故シークエンスへの寄与割合 (%)	事故シークエンスグループへの寄与割合 (%)		
TQV (高圧・低圧注水機能喪失) (9.6×10^{-10} /炉年)	通常停止 +S/R 弁再閉鎖失敗 +高圧/低圧注水失敗 (3.1×10^{-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	4.2×10^{-11}	14	4.4	・高圧代替注水系 ・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) ・代替格納容器冷却システム系	○
		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	4.2×10^{-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	3.0×10^{-11}	10	3.1		○
	サポート系喪失 +高圧/低圧注水失敗 (3.5×10^{-11} /炉年)	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	3.0×10^{-11}	10	3.1		○
		タービン補機冷却系故障+ECCS デジタル制御系(DTMD)故障(共通原因故障)+高圧注水系起動操作失敗	7.2×10^{-12}	21	0.8	・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系ポンプ)	○
		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	2.9×10^{-12}	8.3	0.3		○
	サポート系喪失 +S/R 弁再閉鎖失敗 +高圧/低圧注水失敗 (4.3×10^{-12} /炉年)	タービン補機冷却系故障+ECCS デジタル制御系(DTMD)故障(多重故障)+高圧注水系起動操作失敗	2.3×10^{-12}	6.6	0.2		○
		タービン補機冷却系故障+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)	1.9×10^{-12}	44	0.2	・格納容器圧力逃がし装置 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	○
		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)	1.4×10^{-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(DTMD)故障(共通原因故障)+高圧注水系起動操作失敗	3.8×10^{-14}	0.9	<0.1		○

※1 主要な事故シークエンスの中の支配的なシークエンスに対する分析結果を示す。

※2 主要な事故シークエンスは、同じ事故シークエンスグループに含まれる複数のシークエンスを、シークエ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を。括弧内は主要な事故シークエンスに含まれるシークエンスのCDFの合計を示す。

【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))

- 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。
- 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。
- 「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。
- 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。

第 1-1 表 事故シークエンスの分析(最小カットセット)の結果(2/7)*1

事故シークエンスグループ	主要な事故シークエンス**2	主要なカットセット	(炉年)	炉心損傷頻度		主な対策	対策有効性	
				主要な事故シークエンスへの寄与割合 (%)	事故シークエンスグループへの寄与割合 (%)			
TQUX (高圧注水・減圧機能喪失) (4.2×10 ⁻⁹ /炉年)	過渡事象 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (1.8×10 ⁻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) 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) 全給水喪失+原子炉減圧操作失敗+原子炉水位高(L8)誤信号	4.6×10 ⁻¹⁰ 2.1×10 ⁻¹⁰ 1.9×10 ⁻¹⁰	26 12 11	11 5.0 4.5		×	
	+S/R 弁再閉鎖失敗 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (5.2×10 ⁻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) 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) 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)	2.4×10 ⁻¹² 1.4×10 ⁻¹² 1.2×10 ⁻¹²	4.6 2.7 2.3	0.1 <0.1 <0.1		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) 高圧代替注水系 残留熱除去系(低圧注水、除熱)	×
	通常停止 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (2.0×10 ⁻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 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 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	3.9×10 ⁻¹⁰ 1.8×10 ⁻¹⁰ 1.6×10 ⁻¹⁰	20 9.0 8.0	9.3 4.3 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 (1.2×10 ⁻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 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 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	2.8×10 ⁻¹¹ 2.5×10 ⁻¹¹ 2.1×10 ⁻¹¹	23 21 18	0.7 0.6 0.5			○
	サポータ系喪失 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (2.9×10 ⁻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) 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) 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)	1.3×10 ⁻¹¹ 7.3×10 ⁻¹² 6.3×10 ⁻¹²	4.5 2.5 2.2	0.3 0.2 0.2			×
	+S/R 弁再閉鎖失敗 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (4.1×10 ⁻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 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 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	5.1×10 ⁻¹² 4.4×10 ⁻¹² 1.4×10 ⁻¹²	12 11 3.4	0.1 0.1 <0.1			○

*1 主要な事故シークエンスの中の支配的なシークエンスに対する分析結果を示す。

*2 主要な事故シークエンスは、同じ事故シークエンスグループに含まれる複数のシークエンスを、シークエ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を、括弧内は主要な事故シークエンスに含まれるシークエンスの CDF の合計を示す。

【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))

- 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。
- 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。
- 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。
- 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。

第 1-1 表 事故シークエンスの分析(最小カセットセットの抽出)結果(3/7)*1

事故シークエンスグループ	主要な事故シークエンス**2	主要なカセットセット	炉心損傷頻度			主な対策	対策有効性
			(炉年)	主要な事故シークエンスへの寄与割合 (%)	事故シークエンスグループへの寄与割合 (%)		
TW (崩壊熱除去機能喪失) (8.7×10^{-6} /炉年)	過渡事象 +除熱失敗 (5.0×10^{-6} /炉年)	隔離事象+残留熱除去系起動操作失敗	3.6×10^{-6}	72	41	<ul style="list-style-type: none"> • 手動減圧 • 低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) • 代替格納容器冷却システム • 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) • 格納容器圧力逃がし装置 • 常設代替交流電源設備 • 可搬型代替注水ポンプ(水源補給) 	○
		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)	3.0×10^{-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)	9.8×10^{-8}	2.0	1.1		
	過渡事象 +S/R 弁再閉鎖失敗 +除熱失敗 (3.8×10^{-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	1.2×10^{-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)	9.8×10^{-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)	3.2×10^{-9}	0.8	<0.1		
	通常停止 +除熱失敗 (2.7×10^{-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)	8.8×10^{-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)	6.4×10^{-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)	7.2×10^{-11}	<0.1	<0.1		
		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	6.1×10^{-9}	29	0.1		
通常停止 +S/R 弁再閉鎖失敗 +除熱失敗 (2.1×10^{-8} /炉年)	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	5.0×10^{-10}	2.4	<0.1			
	通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+起動用グラウンド蒸気元弁開失敗+残留熱除去系起動操作失敗	3.1×10^{-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	3.1×10^{-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	3.1×10^{-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	3.1×10^{-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	3.1×10^{-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	3.1×10^{-10}	1.5	<0.1			

*1 主要な事故シークエンスの中の支配的なシークエンスに対する分析結果を示す。

*2 主要な事故シークエンスは、同じ事故シークエンスグループに含まれる複数のシークエンスを、シークエ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である。括弧内は主要な事故シークエンスに含まれるシークエンスのCDFの合計を示す。

*3 長期TBの対策で対応可能。

第 1-1 表 事故シークエンスの分析(最小カットセットの抽出)結果(3/7(続き))※1

事故 シークエンス グループ	主要な 事故シークエンス※2	主要なカットセット	炉心損傷頻度			主な対策	対策 有効性
			(/炉年)	主要な事故 シークエンスへの 寄与割合 (%)	事故シークエンス グループへの 寄与割合 (%)		
TW (崩壊熱除去 機能喪失) (8.7×10^{-6} /炉年)	サポート系喪失 +除熱失敗 (5.5×10^{-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	9.6×10^{-8}	17	1.1	<ul style="list-style-type: none"> ・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) ・代替格納容器冷却スプレイ系 ・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) ・格納容器圧力逃がし装置 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給) 	○
		原子炉補機冷却海水系故障(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))	1.5×10^{-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))	7.9×10^{-9}	1.4	0.1		○
	サポート系喪失 +S/R 弁再閉鎖失敗 +除熱失敗 (2.9×10^{-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	5.0×10^{-10}	17	<0.1	<ul style="list-style-type: none"> ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給) 	○
		原子炉補機冷却海水系故障(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))	8.0×10^{-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))	4.1×10^{-11}	1.4	<0.1		○

※1 主要な事故シークエンスの中の支配的なシークエンスに対する分析結果を示す。

※2 主要な事故シークエンスは、同じ事故シークエンスグループに含まれる複数のシークエンスを、シークエ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を。括弧内は主要な事故シークエンスに含まれるシークエンスのCDFの合計を示す。

【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))

- 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。
- 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。
- 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。
- 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。
- 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。

第 1-1 表 事故シナリオの分析(最小カセットセット)の結果(4/7)*1

事故シナリオグループ	主要な事故シナリオ*2	主要なカセットセット	(/炉年)	炉心損傷頻度		主な対策	対策有効性
				主要な事故シナリオへの寄与割合 (%)	事故シナリオグループへの寄与割合 (%)		
長期 TB	外部電源喪失 +D/G 全台起動失敗 (4.8×10 ⁻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	2.2×10 ⁻¹⁰	46	17	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系(所内直流通電源設備の確保) 高圧代替注水系 手動減圧 低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) 代替格納容器冷却システム系 格納容器圧力逃がし装置 代替原子炉補機冷却系 常設代替交流電源設備 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	1.5×10 ⁻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	2.1×10 ⁻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 (1.2×10 ⁻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)	5.7×10 ⁻¹¹	48	4.4		△*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)	4.0×10 ⁻¹¹	33	3.1	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系 高圧代替注水系(常設代替直流通電源) 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)非常用送風機起動失敗(共通原因故障)	5.3×10 ⁻¹²	4.4	0.4		△*3
TB (全交流動力電源喪失) (1.3×10 ⁻⁹ /炉年)	外部電源喪失 +D/G 全台起動失敗 +RCIC 失敗 (6.0×10 ⁻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)+MUWPP 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)	3.2×10 ⁻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)+MUWPP 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)	3.2×10 ⁻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)+MUWPP 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)	3.2×10 ⁻¹¹	5.3	2.5	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系(常設代替直流通電源) 上記の点線枠内の対策 	○
TBU	外部電源喪失 +D/G 全台起動失敗 +RCIC 失敗 (6.0×10 ⁻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)+MUWPP 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)	3.2×10 ⁻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)+MUWPP 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)	3.2×10 ⁻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)+MUWPP 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)	3.2×10 ⁻¹¹	5.3	2.5		○
TBD	外部電源喪失 +直流通電源喪失 (8.1×10 ⁻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)	8.1×10 ⁻¹¹	100	6.2	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系(常設代替直流通電源) 上記の点線枠内の対策 	○

*1 主要な事故シナリオの中の支配的なシナリオに対する分析結果を示す。

*2 主要な事故シナリオは、同じ事故シナリオグループに含まれる複数のシナリオを、シナリオの主要な特徴に着目して詳細化して分類したものである。括弧内は主要な事故シナリオに含まれるシナリオの 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。

【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。
- 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 弁再開鎖失敗」(TBP)では、全交流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 弁再開鎖失敗により、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。
- 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。
- 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。

第 1-1 表 事故シークエンスの分析(最小カットセットの抽出)結果(5/7)^{※1}

事故シークエンス グループ	主要な 事故シークエンス ^{※2}	主要なカットセット	(炉年)	炉心損傷頻度		主な対策	対策 有効性
				主要な事故 シークエンスへの 寄与割合 (%)	事故シークエンス グループへの 寄与割合 (%)		
TC (原子炉停止機能喪失) (5.1×10^{-12} /炉年)	過渡事象 +原子炉停止失敗 (5.0×10^{-12} /炉年)	非隔離事象+制御棒挿入失敗+SLC 手動操作失敗	2.2×10^{-12}	44	43	<ul style="list-style-type: none"> 代替制御棒挿入機能 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能 ほう酸水注入系 高圧炉心注水系 原子炉隔離時冷却系 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	6.1×10^{-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	2.1×10^{-16}	<0.1	<0.1		

※1 主要な事故シークエンスの中の支配的なシークエンスに対する分析結果を示す。

※2 主要な事故シークエンスは、同じ事故シークエンスグループに含まれる複数のシークエンスを、シークエ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の、括弧内は主要な事故シークエンスに含まれるシークエンスの CDF の合計を示す。

【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、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 事故シークエンスの分析(最小カットセットの抽出)結果(6/7)^{※1}

事故シークエンス グループ	主要な 事故シークエンス ^{※2}	主要なカットセット	炉心損傷頻度			主な対策	対策 有効性		
			(/炉年)	主要な事故 シークエンスへの 寄与割合 (%)	事故シークエンス グループへの 寄与割合 (%)				
LOCA 時注水 機能喪失 (4.5×10^{-9} /炉年)	LOCA +高圧/低圧注水失敗 (3.9×10^{-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)	2.3×10^{-9}	59	51	<ul style="list-style-type: none"> ・ 手動減圧 ・ 低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) 	○		
		中 LOCA+原子炉補機冷却系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	7.6×10^{-10}	19	17			<ul style="list-style-type: none"> ・ 代替格納容器冷却スプレイ系 ・ 代替原子炉補機冷却系 	○
LOCA 時注水 機能喪失 (4.5×10^{-9} /炉年)	LOCA +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (6.0×10^{-11} /炉年)	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)	3.0×10^{-10}	7.7	6.8	<ul style="list-style-type: none"> ・ 代替格納容器冷却スプレイ系 ・ 代替原子炉補機冷却系 ・ 格納容器圧力逃がし装置 ・ 可搬型代替注水ポンプ(水源補給) 	○		
		中 LOCA+注水不能認知失敗+ECCS デジタル制御系(DTMC)故障(共通原因故障)	4.3×10^{-11}	72	1.0			<ul style="list-style-type: none"> ・ 格納容器圧力逃がし装置 ・ 可搬型代替注水ポンプ(水源補給) 	×
		中 LOCA+注水不能認知失敗+ECCS デジタル制御系(DTMC)故障(多重故障)	1.4×10^{-11}	23	0.3				
		中 LOCA+原子炉減圧操作失敗+ECCS デジタル制御系(DTMC)故障(共通原因故障)+高圧注水系起動操作失敗	3.9×10^{-13}	0.7	<0.1		×		

※1 主要な事故シークエンスの中の支配的なシークエンスに対する分析結果を示す。

※2 主要な事故シークエンスは、同じ事故シークエンスグループに含まれる複数のシークエンスを、シークエ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の。括弧内は主要な事故シークエンスに含まれるシークエンスの CDF の合計を示す。

【主要なカットセットに対する検討】(LOCA 時注水機能喪失(LOCA))

- 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。
- 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。
- 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。

第 1-1 表 事故シークエンスの分析(最小カットセット)の抽出結果(7/7)^{※1}

事故シークエンス グループ	主要な 事故シークエンス ^{※2}	主要なカットセット	炉心損傷頻度			主な対策	対策 有効性
			(/炉年)	主要な事故 シークエンスへの 寄与割合 (%)	事故シークエンス グループへの 寄与割合 (%)		
ISLOCA (9.5×10^{-11} /炉年)	ISLOCA (9.5×10^{-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	1.5×10^{-11}	16	16	<ul style="list-style-type: none"> ISLOCA 発生箇所の隔離 高圧炉心注水系 手動減圧 低圧炉心注水系 	○
		定例試験時 HPCF(C 系)試験可能逆止弁内部リーク+HPCF(C 系)ポンプ吸込部配管破損+HPCF(C 系)注入隔離弁閉失敗	1.5×10^{-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	1.4×10^{-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	1.4×10^{-11}	15	15		○

※1 主要な事故シークエンスの中の支配的なシークエンスに対する分析結果を示す。

※2 主要な事故シークエンスは、同じ事故シークエンスグループに含まれる複数のシークエンスを、シークエンス上の主な特徴に着目して詳細化して分類したものを。括弧内は主要な事故シークエンスに含まれるシークエンスの CDF の合計を示す。

【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できる。その後は、注入隔離弁の再閉操作等、破断箇所の隔離を試みると共に、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。

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

(1) 実施内容

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。

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。

(2) 選定条件

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。

(3) 確認結果

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。

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。

事故シーケンスグループ別の確認結果は以下の通り。

○高圧・低圧注水機能喪失(TQUV)

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。

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。

○高圧注水・減圧機能喪失(TQUX)

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。

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。

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。

○崩壊熱除去機能喪失(TW)

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。

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。

○全交流動力電源喪失(長期 TB, TPU, TBP, TBD)

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。

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。

○LOCA 時注水機能喪失(S1E, S2E)

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。

- ・ LOCA 時の ECCS による注水不能の認知失敗

(FV 重要度：中 LOCA(S1E) 1.4×10^{-2} , 小 LOCA(S2E) 7.4×10^{-1})

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。

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。

○原子炉停止機能喪失(TC)

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。

- ・ ATWS 時の SLC 起動操作失敗(FV 重要度： 9.4×10^{-1})

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。

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。

○インターフェイスシステム LOCA(ISLOCA)

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。

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。

2. 内部事象運転時レベル 1.5PRA

(1) 選定条件

事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するため、ここでは、各事故シーケンスについて以下の基準を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。

- ・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

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。

(2) 主要なカットセットの確認結果

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。

第 2-1 表 事故シナリオの分析(最小カットセット)の結果

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		主な対策	対策 有効性
			[/炉年]	格納容器破損 モードへの 寄与割合 [%]		
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	<ul style="list-style-type: none"> 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水 代替格納容器冷却スプレイスによる格納容器の圧力制御 格納容器圧力逃がし装置による除熱 常設代替交流電源設備 	○
		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	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器圧力逃がし装置による除熱 常設代替交流電源設備 	○
		LOCA+原子炉補機冷却系ポンプ起動失敗(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	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 溶融炉心落下までに格納容器ベ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ナリオ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。

【主要なカットセットに対する検討】

◎ 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)

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。

◎ 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損)

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。

◎ 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。

◎ 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。

◎ 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DESTAL床面での溶融炉心・コンクリート相互作用が継続するシーケンスであり、主要なカットセットには原子炉注水自動起動不能の認知失敗のヒューマンエラー、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DESTALへの水張りを行うことで、溶融炉心・コンクリート相互作用の継続を防止することができる。

3. 停止時レベル 1PRA

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

(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 内の事象停止時レベル 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。

(2) 主要なカットセットの確認結果

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*。

* 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。

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フロー)	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

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 シーンケンス No.12)

事故シーンケンス	C D F	主要なカットセット	C D F	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 + MUWC系 T/B 積算流量計バイパス弁 手動弁閉 失敗 + 注水系復旧失敗	1. 1E-09	52%	・代替補機冷却系 ・注水機能の信頼性向上・多様化	○
		補機冷却系(B)機能喪失 + MUWC系 T/B 積算流量計バイパス弁 現場操作 失敗（人的過誤） + 注水系復旧失敗	9. 7E-10	46%		○
		補機冷却系(B)機能喪失 + MUWC系 R / B 供給ライン逆止弁 開失敗 + 注水系復旧失敗	6. 3E-11	3%		○

【主要なカットセットに対する検討】

- POS C1 においては、保有水が少ないうえ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、運転中であつた 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。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。
- 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。

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

事故シーケンス	C D F	主要なカットセット	C D F	寄与割合	対策	対策の有効性
外部電源喪失 + 電源確保失敗	4. 8E-11	外部電源喪失+	1. 8E-11	38%		○
		非常用D/G (A), (B), (C) 運転継続失敗 (共通原因故障) +				
		外部電源 (短期) 復旧失敗+				
		外部電源 (長期) 復旧失敗+				
		非常用D/G 復旧失敗				
		外部電源喪失+	1. 3E-11	27%	<ul style="list-style-type: none"> ・常設代替交流電源設備 ・注水系の多様化 	○
	非常用D/G (A), (B), (C) 起動失敗 (共通原因故障) +					
	外部電源 (短期) 復旧失敗+					
		外部電源 (長期) 復旧失敗+				
		非常用D/G 復旧失敗				
		外部電源喪失+	5. 0E-12	10%		○
	原子炉補機冷却海水ポンプ (A) ~ (F) 起動失敗 (共通原因故障) +					
	外部電源 (短期) 復旧失敗+					
		外部電源 (長期) 復旧失敗				

【主要なカットセットに対する検討】

- POSS 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く余裕時間は短く、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 3-4 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	C D F	主要なカットセット	C D F	寄与割合	対策	対策の有効性
冷却材流出 (CUWブロー) + 認知失敗	3. 8E-11	冷却材流出 (CUWブロー) + 運転員による水位低下の認知失敗	3. 8E-11	100%	・運転員への 注意喚起等	×

【主要なカットセットに対する検討】

- 本シーケンスでのカットセットは定期検査中の水位調整のためにCUWブローにより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。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認知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。
- 対策としては運転員への注意喚起等の運用をこれからも継続的に実施していくことだと考える。

崩壊熱除去機能喪失 (RHR/代替降熱フロントライン)	RHR-A	RHR-B	RHR-C	CUW	MUWC	SPCU	HPC-A	HPC-B	HPC-C	LPF-A	LPF-B	LPF-C	注水系復旧	消火ポンプ	MUWP	消防車	No.	最終状態	発生頻度 (ノ日)	事故シナリオグループ	
	X	X	X	X	X		X	X	X	X	X	X					1	-			
																		2	-		
																		3	-		
																		4	-		
																		5	-		
																		6	-		
																		7	-		
																		8	-		
																		9	-		
																		10	-		
																		11	-		
																		12	燃料損傷		崩壊熱除去機能喪失
																		13	-		
																		14	-		
																		15	-		
																		16	-		
																		17	-		
																		18	-		
																		19	-		
																		20	-		
																		21	-		
																		22	-		
																		23	燃料損傷		崩壊熱除去機能喪失

×：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ナリオ (POS C1 崩壊熱除去機能喪失 (補機冷却系機能喪失))

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

x: プラント状態や起因事象との関係により期待できない設備

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实施、区分 I～IV の直流電源に期待しない GTG の給電等によって炉心損傷の発生頻度を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 1 PRA 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。

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回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。

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

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）。

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。

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

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。

*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。

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	2.9×10^{-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)	2.6×10^{-3}	MUWC を用いた原子炉注水をする際に使用する注水ラインの洗浄水補給止め弁(B)の現場操作に誤る基事象
③MUWC 電動ポンプ起動失敗の共通原因故障	1.8×10^{-3}	複数系統の電動機が共通原因故障により起動失敗する基事象
④MUWC 電動ポンプ継続運転失敗の共通原因故障	4.9×10^{-4}	複数系統の電動機が共通原因故障により運転継続に失敗する基事象
⑤HPCF 洗浄水補給止め弁開失敗(B)	4.0×10^{-4}	MUWC を用いた原子炉注水をする際に使用する注水ラインの洗浄水補給止め弁(B)の開動作に失敗する基事象
⑥HPCF 注入隔離弁作業失敗(B)	3.4×10^{-4}	MUWC を用いた原子炉注水をする際に使用する注水ラインの注入隔離弁(B)の開動作に失敗する基事象
⑦MUWC 吐出逆止弁開失敗の共通原因故障	1.8×10^{-4}	複数系統の吐出逆止弁が共通原因故障により開動作に失敗する基事象
⑧RHR 洗浄水ライン止め弁手動開操作忘れ(B)	1.0×10^{-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)	1.7×10^{-4}	MUWC の原子炉への注水ラインである HPCF 洗浄用補給水一次逆止弁開失敗(B)の開動作に失敗する基事象
⑩HPCF 洗浄用補給水二次逆止弁開失敗(B)	1.7×10^{-4}	MUWC の原子炉への注水ラインである HPCF 洗浄用補給水二次逆止弁開失敗(B)の開動作に失敗する基事象

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	3.5×10^{-3}	冷却材流出事象が発生して、運転員が認知に失敗した場合は考慮している対策が有効とならず、炉心損傷に至る基事象

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	1.7×10^{-3}	複数区分の蓄電池が共通原因故障により給電に失敗する基事象
②蓄電池(B)給電失敗	4.4×10^{-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	1.5×10^{-4}	M/C 7D からの動力変圧器を通じた給電を行う際に遮断器が誤開放され、給電できなくなる基事象
④M/C 7D-2A 遮断器誤開	1.5×10^{-4}	P/C 7D への給電を行う際に遮断器が誤開放され、給電できなくなる基事象

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

内部事象 PRA から抽出される事故シーケンスには、一部を除いてそれぞれ有効な炉心損傷防止対策等が講じられている。内部事象 PRA では、機器の故障等の発生確率をランダム要因によるものとして炉心損傷頻度等を評価しているが、外部事象 PRA では、外部事象によっても機器の故障等が発生するため、例えばランダム要因では壊れにくい地震に対しては脆弱な機器等が含まれる場合等、同じ事故シーケンスあるいはカットセットであってもその発生頻度及び寄与率には違いが表れる。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。

1. 地震レベル 1PRA

(1) 選定条件

事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するため、ここでは、各事故シーケンスについて以下の基準を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 位までのカットセット

各事故シーケンスにおける主要なカットセット及び炉心損傷防止対策の整備状況等を第 1-1 表に示す。

(2) 主要なカットセットの確認結果

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。

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。

第 1-1 表 事故シークエンスの分析(最小カットセット)の抽出結果(1/3)

事故シークエンスグループ	主要な事故シークエンス※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		炉心損傷頻度 [炉年]	寄与割合※4 [%]	主な対策	対策有効性				
			主要なカットセット※3	炉心損傷頻度								
TQUV (高圧・低圧注水機能喪失) (1.3×10^{-8} /炉年)	過渡事象 +高圧/低圧注水失敗 (6.4×10^{-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 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 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	1.1 × 10 ⁻⁹ 3.0 × 10 ⁻¹⁰ 3.0 × 10 ⁻¹⁰	45 13 13	・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) ・減圧自動化ロジック ・高圧代替注水系	○ ○ ○					
								150	原子炉減圧操作失敗+原子炉水位高(L8)誤信号 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 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/高出力(共通原因故障)	4.3 × 10 ⁻⁹ 3.3 × 10 ⁻⁹ 9.3 × 10 ⁻¹⁰	46 35 10	○ × ×
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 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 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	9.5 × 10 ⁻⁹ 8.6 × 10 ⁻⁹ 3.4 × 10 ⁻⁹	24 22 9	・代替制御棒挿入機能 ・代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能 ・ほう酸水注入系	- - -							
						150	過渡事象+除熱失敗 (3.0×10^{-6} /炉年)	1.1 × 10 ⁻⁶ 9.4 × 10 ⁻⁸	82 7	○ ○		
											1650	全交流電源喪失+原子炉停止失敗 (1.7×10^{-7} /炉年)

※1 主要な事故シークエンスは、同じ事故シークエンスに含まれる複数のシークエンスを、シークエンスの主な特徴に着目し、詳細化して分類したものの。

括弧内は主要な事故シークエンスのうち、支配的なシークエンスの炉心損傷頻度(CDF)を示す。

※2 主要な事故シークエンスの中で最も高い CDF を示したシークエンスのうち、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。

第 1-1 表 事故シークエンスの分析(最小カットセット)の結果(2/3)

事故シークエンス グループ	主要な 事故シークエンス※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		炉心損傷頻度 [%/炉年]	寄与割合※4 [%]	主な対策	対策 有効性
			主要なカットセット※3	炉心損傷頻度				
長期 TB	全交流電源喪失 (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	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系(所内直流電源設備の確保) 格納容器圧力逃がし装置 常設代替交流電源設備 可搬型代替注水ポンプ(水源補給) 	○	
			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	○	○	
TB (全交流 動力電源 喪失) (4.0×10^{-6} /炉年)	全交流電源喪失 +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	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系 高圧代替注水系 低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) 常設代替交流電源設備 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)	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	△※5	
TBU	全交流電源喪失 +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	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系※6 高圧代替注水系※7 常設代替交流電源設備 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	△※6	
TBD	直流電源喪失 (6.0×10^{-8} /炉年)	1550	地震による直流電源線管の構造損傷	5.5×10^{-9}	84	<ul style="list-style-type: none"> 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 主要な事故シークエンスは、同じ事故シークエンスグループに含まれる複数のシークエンスを、シークエンスの上の主な特徴に着目し、詳細化して分類したものの。

※2 括弧内は主要な事故シークエンスの中で最も高い CDF を示したシークエンスのうち、支配的なシークエンスの炉心損傷頻度(CDF)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

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

事故シークエンスグループ	主要な事故シークエンス※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		炉心損傷頻度 [炉年]	寄与割合※4 [%]	主な対策	対策有効性
			主要なカットセット※3	炉心損傷頻度				
LOCA (LOCA 時注水機能喪失) (8.2×10 ⁻⁷ /炉年)	原子炉冷却材圧力バウンダリの喪失 (7.8×10 ⁻⁷ /炉年)	1250	地震による格納容器内配管の構造損傷	4.4×10 ⁻⁸	100	—	—	
計測・制御系喪失 (6.9×10 ⁻⁸ /炉年)	計測・制御系の損傷 (6.9×10 ⁻⁸ /炉年)	1700	地震によるコントロール建屋の構造損傷 地震による直立盤(制御盤・多重伝送盤)の機能損傷 地震によるバイタル分電盤の機能損傷	8.0×10 ⁻⁹ 1.7×10 ⁻⁹ 1.2×10 ⁻⁹	63 14 9	—	—	
格納容器バイパス (1.2×10 ⁻⁷ /炉年)	低耐震クラス配管破断+格納容器隔離弁損傷 (1.2×10 ⁻⁷ /炉年)	1600	地震による原子炉冷却材浄化系吸込ライン隔離弁の機能損傷+地震による原子炉冷却材浄化系吸込ライン隔離弁の下流側配管の構造損傷 地震による残留熱除去系停止時冷却モード吸込ライン隔離弁の機能損傷+地震による残留熱除去系停止時冷却モード吸込ライン隔離弁の下流側配管の構造損傷 地震による原子炉冷却材浄化系吸込ライン隔離弁の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)	4.4×10 ⁻⁹ 4.0×10 ⁻⁹ 1.7×10 ⁻⁹	36 33 14	—	—	
格納容器・圧力容器損傷 (8.9×10 ⁻⁷ /炉年)	格納容器・圧力容器の損傷 (8.9×10 ⁻⁷ /炉年)	1500	地震による圧力容器ペデスタルの構造損傷 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 地震による原子炉冷却材再循環系ポンプモーターケージの構造損傷	4.6×10 ⁻⁸ 9.9×10 ⁻⁹ 6.6×10 ⁻⁹	66 14 10	—	—	
原子炉建屋損傷 (3.8×10 ⁻⁶ /炉年)	原子炉建屋・構築物の損傷 (3.8×10 ⁻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 地震による原子炉建屋の損傷	1.9×10 ⁻⁷ 2.4×10 ⁻⁸	89 11	—	—	

※1 主要な事故シークエンスは、同じ事故シークエンスグループに含まれる複数のシークエンスを、シークエンスの主な特徴に着目し、詳細化して分類したものの。括弧内は主要な事故シークエンスのうち、支配的なシークエンスの炉心損傷頻度(CDF)を示す。

※2 主要な事故シークエンスの中で最も高いCDFを示したシークエンスのうち、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。

【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)

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 150 gal であり、いずれのカットセットにも、地震による機器の損傷の基事象は含まれていない。このため対策は、内部事象レベル 1PRA の結果抽出されたカットセットに対する対策と同様のものとなる。

○ 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。

○ 原子炉停止機能喪失(TC)

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。

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。

○ 全交流動力電源喪失(TB)

・ 全交流電源喪失(長期 TB)

主要な事故シーケンスのうち、「全交流電源喪失」(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。

- ・ 全交流電源喪失+S/R 弁再開鎖失敗(TBP)

主要な事故シーケンスのうち、「全交流電源喪失+S/R 弁再開鎖失敗」(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 弁再開鎖失敗により、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。

- ・ 全交流電源喪失+RCIC 失敗(TBU)

主要な事故シーケンスのうち、「全交流電源喪失+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。

- ・ 直流電源喪失(TBD)

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。

- 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する。その場合は、損傷した機能に応じて内部事象運転時レベル 1PRA の結果から抽出された既存の事故シーケンスグループに包絡されるものとする。

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DESTALにおける支持機能の喪失が発生し、一次系の配管破断等が発生した場合は、LOCA と同等の対応として、使用可能な注水設備による注水及び格納容器圧力逃がし装置等を用いた除熱によって、プラントを安定な状態に導くことが出来ると考える。

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。津波高さと同様に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える。

以 上

「水素燃焼」及び「溶融物直接接触(シェルアタック)」を
格納容器破損モードの評価対象から除外する理由

「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。

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。

○「水素燃焼」の除外理由

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。

原子炉格納容器内に酸素等の反応性のガスが混在していると、水-ジルコニウム反応等によって発生した水素と反応することによって激しい燃焼が生じ、原子炉格納容器が破損する可能性がある。

・炉心損傷に伴うPCV内の気体の組成及び存在割合の変化

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。

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。

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。

・内部事象運転時レベル1.5PRAの格納容器破損モードから除外する理由

内部事象運転時レベル1.5PRAにおいて、仮にイベントツリーに水素燃焼に関するヘディングを設けたとしても、上記の通り、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。

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)を求める評価であることから、発生する状況が想定されない水素燃焼を評価対象とすることは適切でないと考ええる。

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。

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

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。

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

シェルアタックについては、NUREG/CR-6025⁴⁾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。

炉心損傷後、原子炉圧力容器底部から流出した溶融炉心はペDESTAL 部に落下する。この時、BWR MARK I 型 PCV はペDESTAL 部に切れ込み(図 1)があるため、溶融炉心がペDESTAL 床面に広がった場合、溶融炉心が切れ込みからペDESTAL 部の外側に流出して 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。

この事象は、PCV の構造上、BWR MARK I 型 PCV 特有である。

・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

KK6/7(ABWR)の RCCV 型 PCV のペDESTAL の側面は、二重の円筒鋼板内部にコンクリートを充填した壁で囲まれており、BWR MARK I 型 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DESTAL 床面で広がった場合でも、ペDESTAL 外側へ溶融炉心が流れ出ることは無い。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外している。

以 上

参考文献

- [1] NUREG/CR-6025, The Provability of Mark-I Containment Failure by Melt-Attack of the Liner, U.S. Nuclear Regulatory Commission (1993)

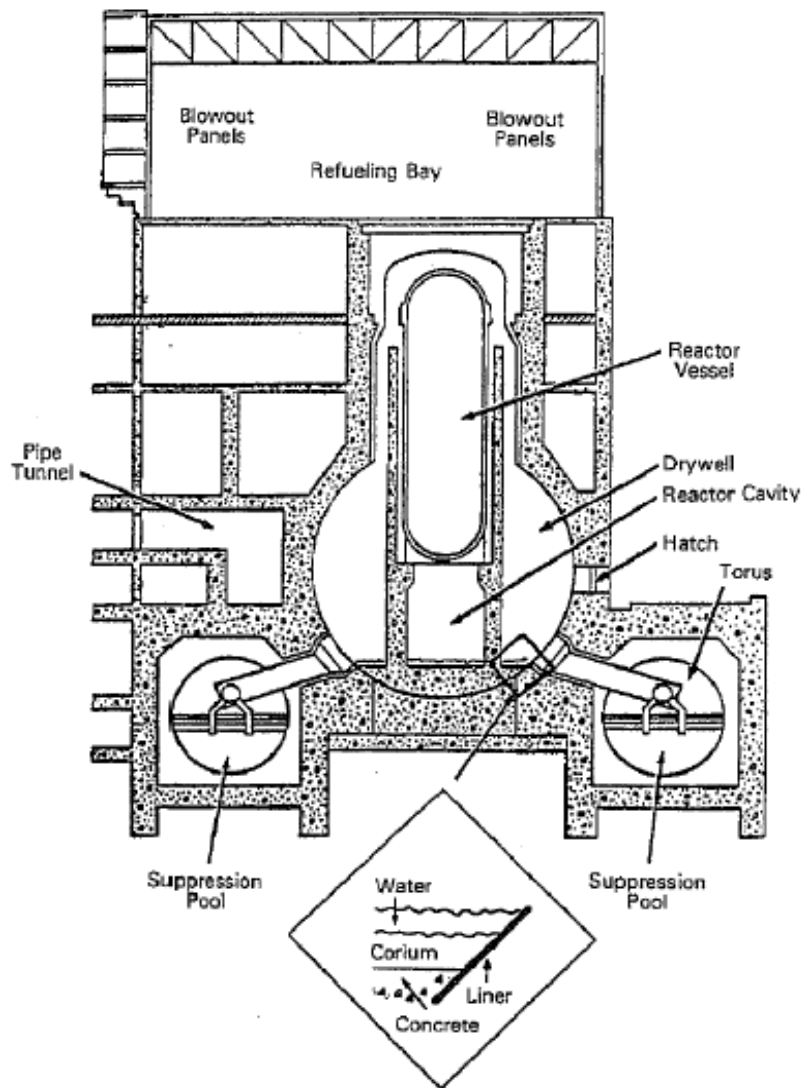


図 1 BWR MARK I 型 PCV におけるシェルアタックのイメージ(側面図)^[1]

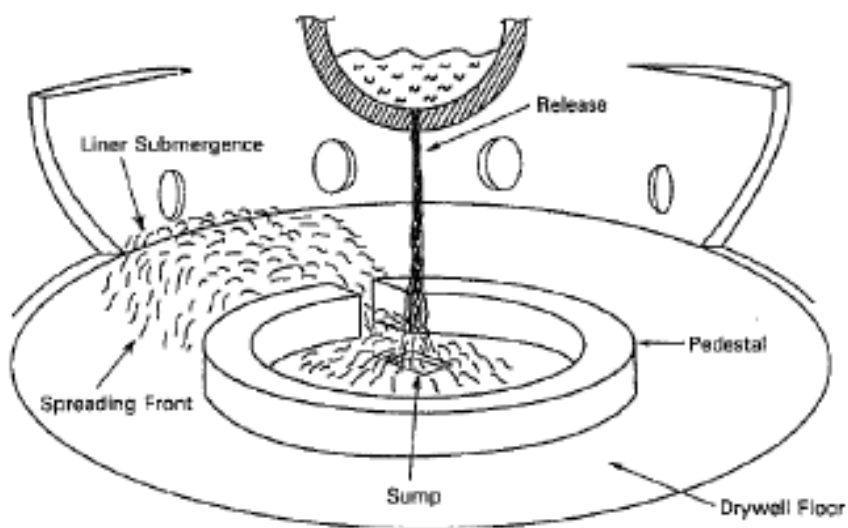


図 2 BWR MARK I 型 PCV における溶融炉心のペデスタル外側への流出のイメージ^[1]

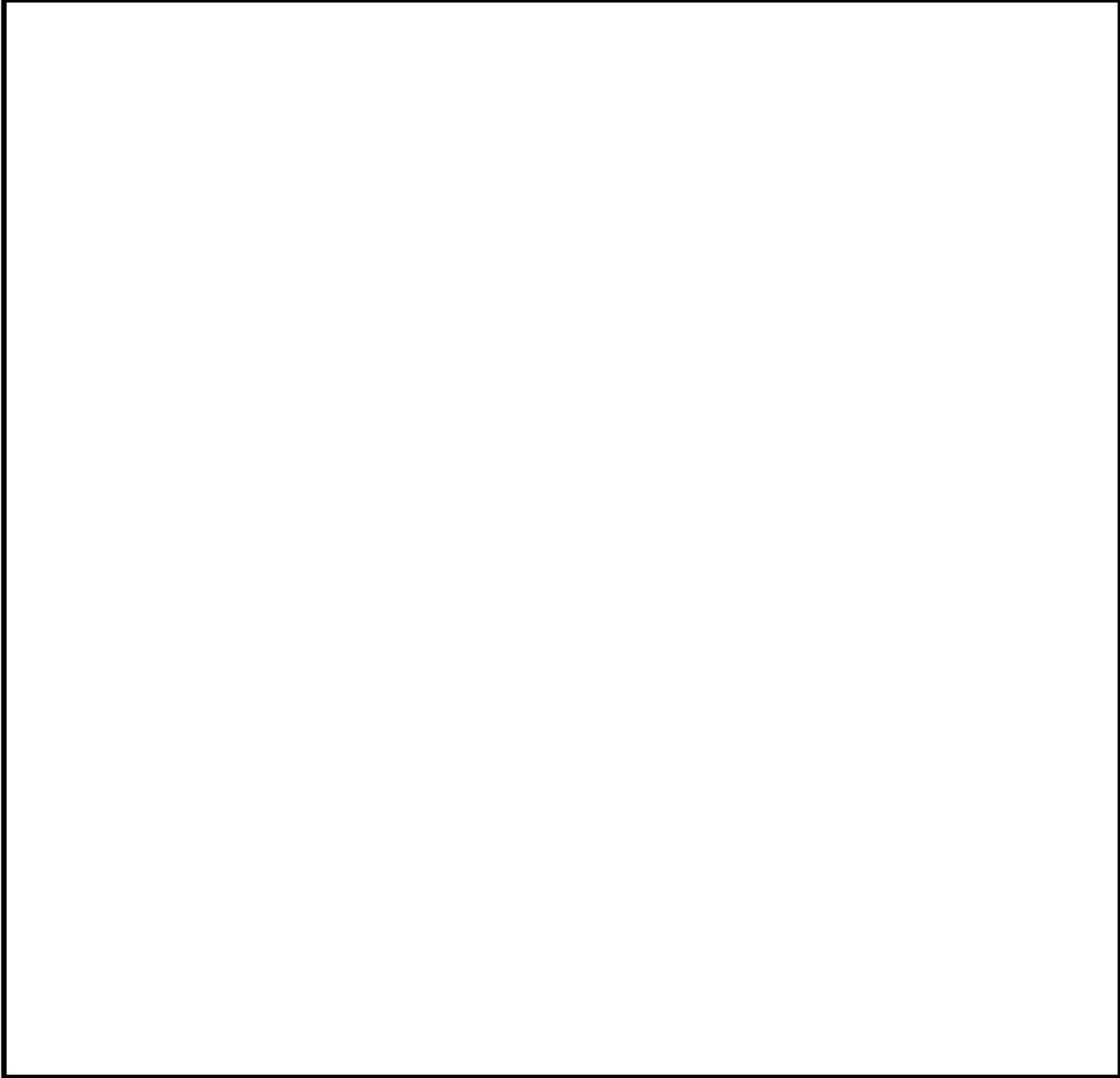


図 3 RCCV 型格納容器の構造

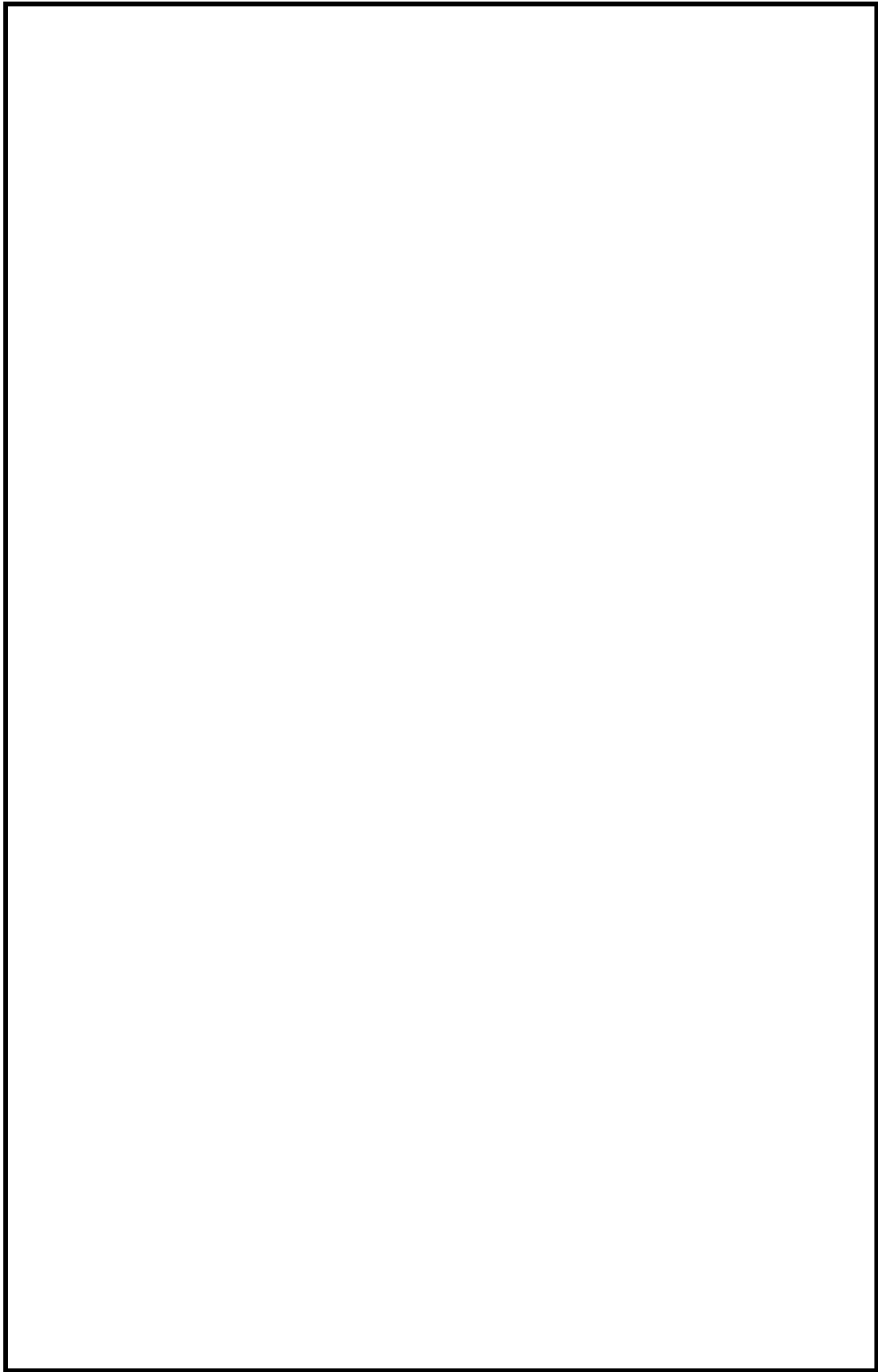


図 4 RCCV 型格納容器のペデスタル部内筒展開図(ペデスタルの内側から見た図)

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 5.0×10^{-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(5.0×10^{-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-5MARK II 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 8.3×10^{-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】

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。

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。

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。

【格納容器隔離失敗事象への対応】

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。

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。

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。

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。

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。

以 上

参考文献

- [1] NUREG/CR-4220, Reliability Analysis of Containment Isolation Systems., U.S. Nuclear Regulatory Commission (1985)
- [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)

炉内熔融燃料－冷却材相互作用(炉内 FCI)に関する知見の整理

1. 現象の概要

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、熔融炉心(コリウム)が原子炉压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、原子炉压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った現象である。

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。

- ① 炉内の冷却材が喪失し、炉心が熔融して、その熔融炉心が下部プレナムの残存水に落下する。水と接触した熔融炉心は、その界面の不安定性により、熔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。
- 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・熔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。
- 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ーが発生し、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。

2. 過去の実験結果の整理^[1]

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。

2.1 FARO 実験

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、压力容器内での 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、压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。

図 2.1 に試験装置の概要図を示す。試験装置は主にくつぼと保温容器で構成されている。くつぼ内で熔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熔融コリウムを水プールに落下させる。熔融物落下速度は、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。

実験は、酸化物コリウム(80wt% UO_2 +20wt% ZrO_2)または金属 Zr を含むコリウム(77wt% UO_2 +19wt% ZrO_2 +4wt% Zr)を用いて実施された。

表 2.1 に試験条件及び試験結果を示す。

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。

熔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 1 m の場合で熔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。

さらに、粒子の質量中央径は 3.2 mm~4.8 mm 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。

2.2 COTELS 実験

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、圧力容器底部が熔融破損して熔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熔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% UO_2 +5wt% ZrO_2 +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 40 cm、飽和水温度で実施されている

表 2.2 に実験条件及び結果を示す。

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。

プールに落下した熔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。

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 6 mm 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。

2.3 KROTOS 実験

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。

図 2.3 に実験装置の概要図を示す。本実験では模擬コリウムとして UO_2 混合物(80% UO_2 +20% ZrO_2)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。

表 2.3 に実験条件及び結果を示す。

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、 UO_2 混合物を用いた実験では、サブクール度が 4~102 K 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、熔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。

これらの差異として、粒子径はアルミナの 8~17 mm に対し UO_2 混合物は 1~1.7 mm であり、 UO_2 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イクアップし、径方向に広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、 UO_2 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。

2.4 ALPHA 実験

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。

図 2.4 に実験装置の概要図を示す。実験では、熔融ステンレス鋼または酸化アルミニウムと鉄からなる熔融物を実験装置の模擬格納容器内に設置した水プールに落下させるもので、模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。

表 2.4 に実験条件及び結果を示す。

熔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。

酸化アルミニウムと鉄の熔融物の実験では、熔融物の重量が 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。熔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、熔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。

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。

ケース 6, 11, 19, 20, 21 は、熔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、熔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。

3. 知見のまとめ

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。

- ・ UO_2 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)
- ・ 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)
- ・ 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)
- ・ 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)
- ・ 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)
- ・ 熔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)

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。

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熔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]

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、熔融炉心の流路を図 3.1 に示す。

- ・ 水蒸気爆発に寄与する熔融炉心の質量が限られること。

炉心下部の構造物によって、熔融炉心の流路が阻害され、一度に炉水中に落下する熔融炉心の質量が限定(炉水中に移行する熔融炉心のエネルギーが抑制される。)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ーが低く抑えられると考えられる。

- ・ 溶融炉心の落下速度が抑えられること。

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。

4. 専門家会議等の知見^[2]

BWR の炉内 FCI の発生確率に関して、専門家の中で議論がなされており、その結果を表 4.1 に示す。

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。

5. まとめ

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。

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。

6. 参考文献

- [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
- [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

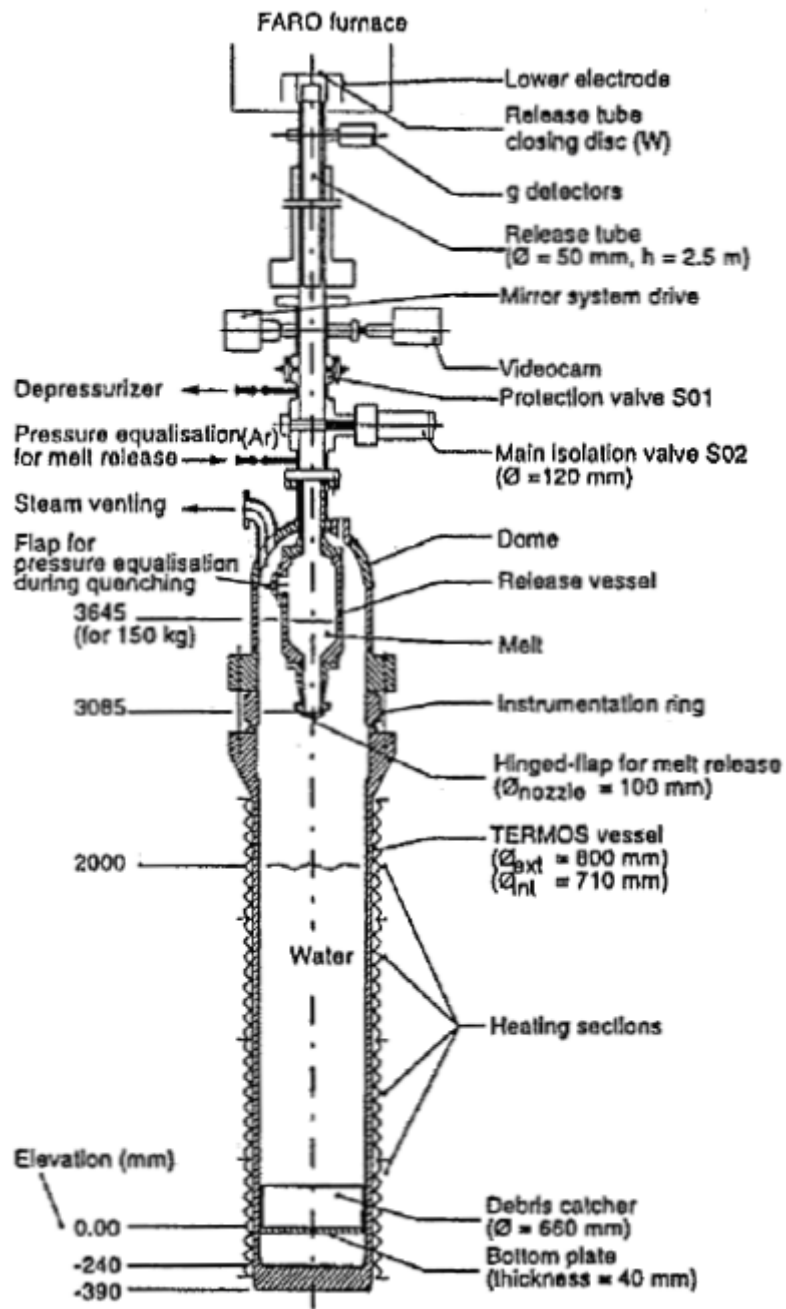


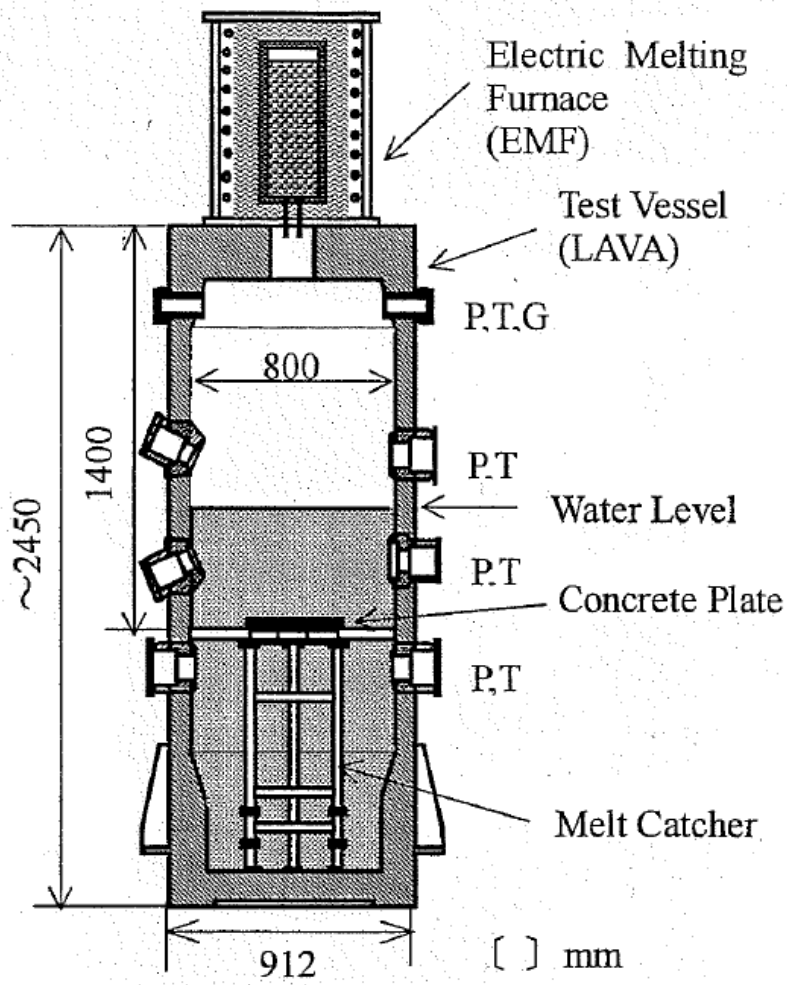
図 2.1 FARO 試験装置

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 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% UO₂+20wt% ZrO₂

B: 77wt% UO₂+19wt% ZrO₂+4wt% Zr



P: Pressure, T: Temperature,
G: Gas sampling line

図 2.2 COTELS 試験装置

表 2.2 COTELS 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 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

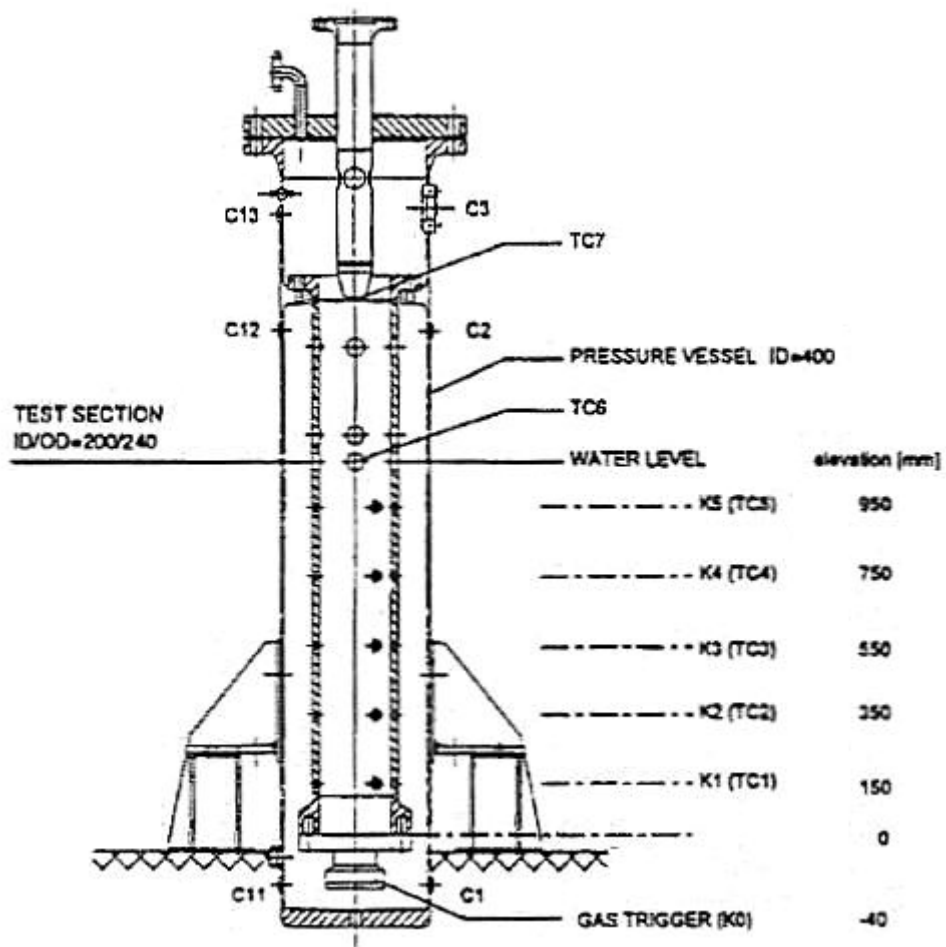


図 2.3 KROTOS 試験装置

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

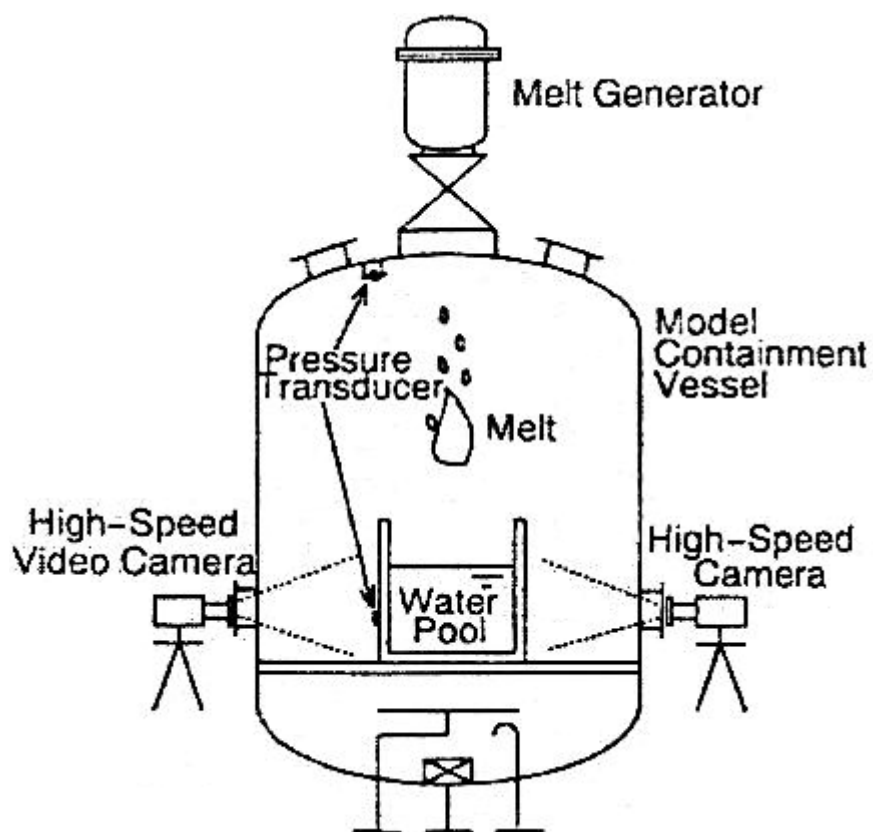


図 2.4 ALPHA 試験装置

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 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

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
<p>下部プレナム残存水はおおよそ飽和温度</p>	<ul style="list-style-type: none"> 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。 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。 	<ul style="list-style-type: none"> FARO 実験 KROTOS 実験
<p>下部プレナムに残存する水量は少量</p>	<ul style="list-style-type: none"> 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。 	<ul style="list-style-type: none"> KROTOS 実験
<p>プール水面衝突時のデブリ落下速度は比較的遅い</p>	<ul style="list-style-type: none"> 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。 	<ul style="list-style-type: none"> COTELS 実験
<p>デブリ落下は単一ジェットではなく、複数ジェット</p>	<ul style="list-style-type: none"> 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。 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。 	<ul style="list-style-type: none"> KROTOS 実験 ALPHA 実験

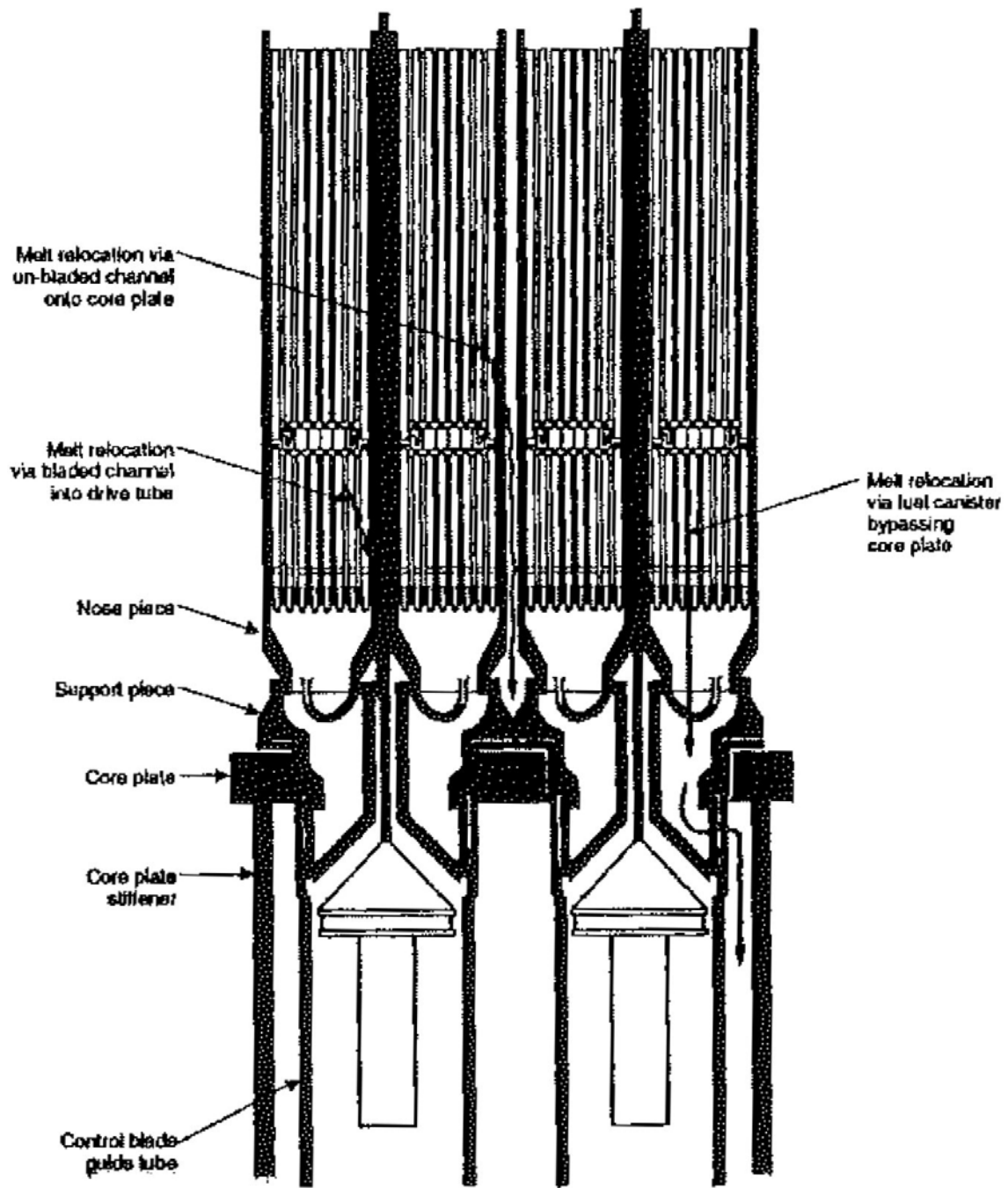


図 3.1 BWR における溶融炉心の流路^[1]

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りロケーションは、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-熔融物スラグの運動エネルギー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。 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。 (NUREG/CR-5960 を参考文献としている)

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

1. 目的

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。

2. 実施内容

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。

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。

2.1 レビュー対象としたPRA

内部事象：

- ・出力運転時レベル1 PRA
- ・出力運転時レベル1.5 PRA
- ・停止時レベル1 PRA

外部事象：

- ・地震レベル1 PRA
- ・津波レベル1 PRA

2.2 レビュー体制(第1図参照)

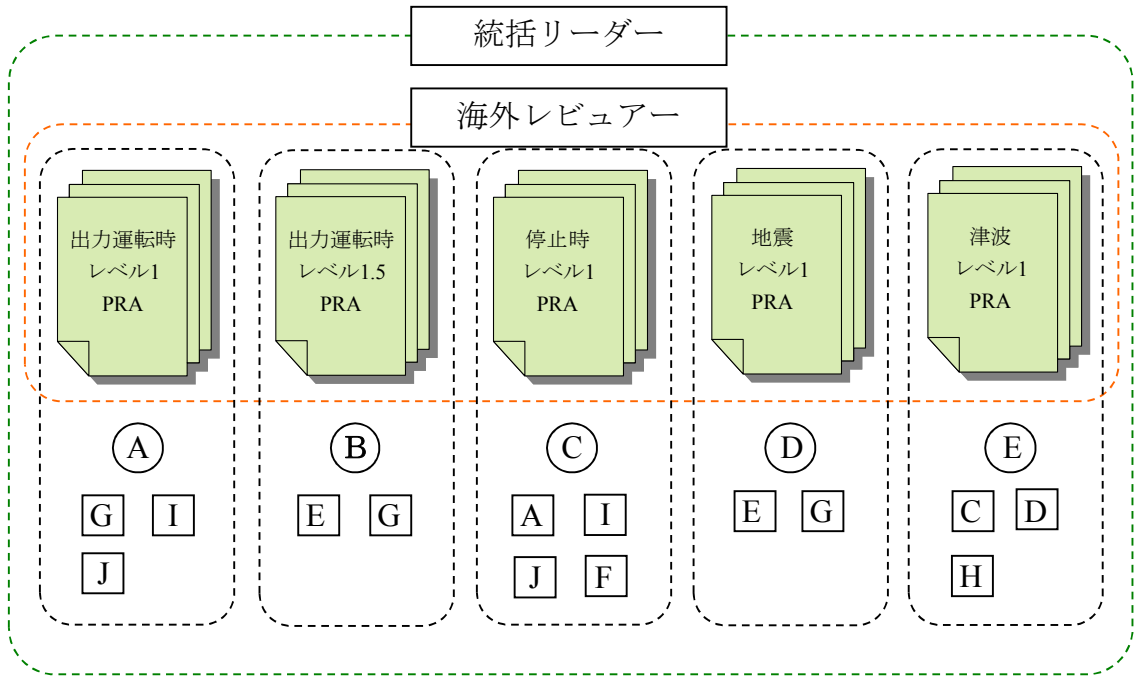
レビューアの選定にあたっては、ガイドラインに従い、専門性、経験、独立性及び公正性の4つの要素を考慮して以下のとおりに選定した。また、レビューにあたっては多面的な視点で評価する観点から、各PRAをレビューチームの複数のメンバー(主担当、副担当)がレビューすることとした。また、今回実施したレビュー方法を含め、PRA全般を俯瞰した上での改善事項を抽出するため、PRAについて経験豊富な海外レビューアを招聘し、米国でのPRA実施状況との比較に基づく助言を得ることとした。

○国内レビューア：11名

--



○海外レビューアー：1名



○：主担当 □：副担当

第1図：レビュー体制のイメージ

2.3 レビュー方法及び内容

(1) 事前準備(情報収集及び分析)：約1週間

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。

(2) オンサイトレビュー：1週間

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。

(3) ピアレビュー結果報告書の作成：約2週間

オンサイトレビューにおけるレビューアとPRA実施者との質疑応答を含む、レビューア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。

(4) ピアレビュー結果の確認、対応方針検討：約1週間

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。

3. 結果の概要

3.1 国内レビューアからのコメント

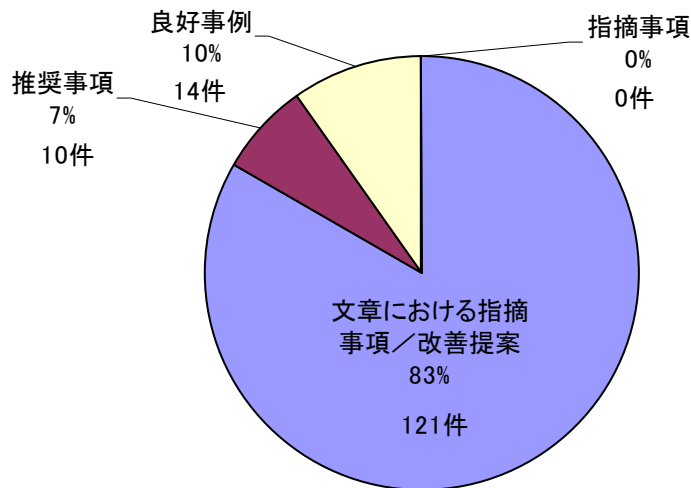
学会標準への不適合や評価手法に問題があるとされる「指摘事項」は0件であり、今回実施したPRAの結果に影響を及ぼすと考えられる様な技術的な問題点は無いことが確認された。

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。

国内レビューア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 国内レビューア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	



第2図 全コメントに対する各コメントの割合

3.1.1 指摘事項

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。

3.1.2 推奨事項

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。

<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 [] で求めており、EF を [] [] により求めている。ここで、本来平均値は [] [] 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を用いた方法では、 []、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、その違いは不確か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。

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

誤の組合せを含む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1 PRA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 $F2 \times F3 = 1$ 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))
(今回の評価及び今後PRAを実施する際の対応方針)

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 1.5×10^{-5} (/炉年)に対し、5%確率値を用いた場合が 1.5×10^{-5} (/炉年)、95%確率値を用いた場合が 1.6×10^{-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 $1.5 \sim 1.6 \times 10^{-5}$ (/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。

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。

⑦ 【コメント対象】

- ・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)

【コメント内容】

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)

(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。

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。

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。

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
1.4×10^{-1}	RCW 熱交換器
4.1×10^{-2}	RCW 配管
3.8×10^{-2}	RHR 弁
3.8×10^{-2}	RHR/LPFL 共通弁
3.5×10^{-2}	RHR 配管
2.0×10^{-2}	非常用取水路
1.4×10^{-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。

3.1.3 文書化における指摘事項/改善提案

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。

<文書化における指摘事項>

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1 PRA)

<文書化における改善提案>

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1
PRA学会標準5.3)

3.1.4 良好事例

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。

<主な良好事例>

①システム解析

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)

②文書化

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)

3.2 海外レビュアーからのコメント

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。

<主なコメント>

- 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る。(コメント対象：内部事象運転時レベル1 PRA)
(対応方針)

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。

- 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)
(対応方針)

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。

- 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1 PRA, 内部事象停止時レベル1 PRA)
(対応方針)

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。

- 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)
(対応方針)

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。

- 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。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1 PRA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)

(対応方針)

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。

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)

(対応方針)

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值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)

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。

⑦複数の機器で構成されるあるトレイン・システム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・システム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・システムにおける冗長機器に対して仮定する。つまり、あるシステムのポンプ(ポンプA)が地震事象によって損傷すると、そのシステムの冗長ポンプ(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)

(対応方針)

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。

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。

- ・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。

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：内部事象運転時レベル1.5 PRA)

(対応方針)

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。

4. まとめ

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。

以 上

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	<p>過渡事象の категория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。</p>	<p>【対応済】 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。 ・給水制御の喪失→非隔離事象 ・計装用空気の喪失→タービン・サポート系故障 ・計装用電源の喪失→過渡変化 【中長期的な課題】 ・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。</p>
			<p>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。</p>	<p>【対応済】 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。 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。</p>
			<p>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。</p>	<p>【対応済】 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。</p>
		起因事象(IE)の選定またはIEのグループ化	<p>・IEのグループ分けを設定する。 ・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。 ・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。</p>	<p>【対応済】 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。</p>
		LOCA事象の破断箇所	<p>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。</p>	<p>【中長期的な課題】 この指摘の通り、LOCA時の破断箇所システム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られる。</p>
		系統故障の起因事象の定量化	<p>これまで事象を経験したことのないシステム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。</p>	<p>【中長期的な課題】 学会標準で示された手法(発生件数0.5件)を用いている。 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。</p>
			<p>過去に事象が発生したことのないすべてのシステムに、同じ起因事象頻度を割り当てている。</p>	
			<p>設計及び構成が異なるシステムのIE頻度は違うはずである。</p>	
		<p>系統故障のIE頻度を推定するために、システムのフォルトツリーモデルを使用する。</p>		
		通常停止	<p>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。</p>	<p>【対応済】 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。</p>
ISLOCA	<p>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。</p>	<p>【対応済】 報告書等に各システムにおけるISLOCAの発生シナリオを記載している。</p>		
	<p>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。</p>	<p>【対応済】 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れいたとしても、漏れ量は最大でも数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。</p>		
	<p>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。</p>	<p>【対応済】 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れいても漏れ量は小さく、炉心損傷への影響は無視できると考えられる。</p>		

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】 JANSIIによって公開されている機器パ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】 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MGS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する。	
	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。 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】 「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。 【対応済】 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)】 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。	
	人間信頼性解析	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】 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。 - PRAの結果 - モデルの仮定 - 成功基準(系統及び事故シーケンス)	【対応済】 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。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 - 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】 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 - 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。 - 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】 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1 PRA	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】 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。
			起因事象の網羅性	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。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】 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。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。

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】 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】 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	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。 - 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。 - 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。 - 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】 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、運転員の自動起動(人的過誤を含む)をモデル化している。
			【対応済】 国内のレビュー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】 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、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】 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	津波による事故シナリオの中には、プラントの過渡事象につながるものがある。過渡事象の事故シナリオ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、過渡事象事故シナリオ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】 今回の評価では、浸水後の緩和措置に期待できないため、いずれの事故シナリオ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。 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。 ・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。 ・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】 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。
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】 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。 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。

「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
<p>(はじめに)</p> <p>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。</p> <p>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 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)」における事故シナシナ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ナシナ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。</p> <p>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以外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。</p> <p>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。</p>	<p>「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。</p> <p>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IPRA(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IPRA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ナシナグループ等の選定に係る検討対象範囲とした。(2.事故シナシナ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)</p> <p>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。(事故シナシナグループ及び重要事故シナシナグループ等の選定について 別紙1有効性評価の事故シナシナグループ選定における外部事象の考慮について)</p>
<p>2. PRAの評価対象</p> <p>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る。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)。</p>	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>(2.事故シナシナ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)</p>
<p>3. レベル1 PRA</p> <p>3. 1 内部事象(出力運転時)</p> <p>a. 対象プラント</p> <p>① 対象とするプラントの説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 設計基準準事故対応設備であり、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 ◎ 停止時のプラント状態の推移(停止時PRAのみ) 	<p>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)</p> <p>②停止時PRAで記載。</p>

「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

<p>「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</p>	<p>柏崎刈羽6号及び7号炉の対応状況</p>
<p>③ プラント状態分類（停止時PRAのみ）</p> <ul style="list-style-type: none"> ● プラント状態分類の考え方 ● プラント状態の分類結果 	<p>③停止時PRAで記載。</p>
<p>b. 起因事象</p> <p>① 評価対象とした起因事象のリスト、説明及び発生頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 起因事象リスト、説明及び発生頻度 ● 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 ● 対象外とした起因事象と、対象外とした理由 	<p>①</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 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姉外の評価事例（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) ● 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) ● 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) ● 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)
<p>c. 成功基準</p> <p>① 成功基準の一覧表</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 炉心損傷の定義 ● 起因事象ごとの成功基準の一覧表 ● 対処設備作動までの余裕時間及び使用時間 ● 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 	<p>①</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 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) ● 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) ● MAAPによる事故進展解析結果を用いて、各事故シナリク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用時間については、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) 対処設備の使用時間) ● 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)
<p>d. 事故シナリクス</p> <p>① イベントツリー</p> <ul style="list-style-type: none"> ● イベントツリー図 ● ヘディング、事故進展及び最終状態の説明 	<p>①</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 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ナリクスを展開した。炉心損傷に至る事故シナリク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) ● 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

「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

<p>「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</p> <p>●イベントツリー作成上の主要な仮定</p> <p>e. システム信頼性</p> <p>① 評価対象としたシステムとその説明</p> <p>● 評価対象システム一覧</p> <p>● 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</p> <p>② システム信頼性評価手法</p> <p>③ システム信頼性評価の結果</p> <p>● 起因事象ごとのシステム信頼性評価結果</p> <p>● 主要なミニマルカットセット（FTを用いた場合）</p> <p>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</p>	<p>柏崎刈羽6号及び7号炉の対応状況</p> <p>仮定を示した。(3.1.1.d ① (3) 事故シナリオグループの分類(最終状態の説明))</p> <p>● イベントツリーによって抽出された炉心損傷事故シナリオは、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)</p> <p>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)</p> <p>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、システムのアンペア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)</p> <p>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。</p> <p>(3.1.1.e ③ システム信頼性評価の結果)</p> <p>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た非信頼度とその根拠) 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)</p>
<p>f. 信頼性パラメータ</p> <p>① 非信頼度を構成する要素と評価式</p> <p>② 機器故障率パラメータの一覧</p> <p>● 機器故障率パラメータの設定方法（機器の境界、機器の境界、故障モードの分類等）</p> <p>● 機器故障率パラメータの一覧（故障モード、故障率等）</p> <p>● 機器故障率パラメータの不確かさ幅</p> <p>③ 機器復旧の取扱い方法及び機器復旧失敗確率</p> <p>④ 待機除外確率</p> <p>⑤ 共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ</p>	<p>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)</p> <p>② 機器故障率パラメータの設定方法（機器の境界、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、「故障件数の不確か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)</p> <p>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 機器復旧の取扱い方法及び機器復旧失敗確率)</p> <p>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)</p> <p>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MCL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)</p>
<p>g. 人的過誤</p> <p>① 評価対象とした人的過誤及び評価結果</p> <p>● 人的過誤の評価に用いた手法</p>	<p>①</p> <p>● 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/OR-1278）のTHERP手法を</p>

「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
<p>●人的過誤の種類、 人的操作に対する許容時間、過誤回復の取扱い</p> <p>●人的過誤評価結果</p>	<p>用いた。(3.1.1.g ①) 人的過誤の評価に用いた手法)</p> <p>●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MAMP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の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) 人的過誤の種類及び評価結果 及び 3.1.1.g ① (3) 人的操作に対する許容時間、過誤回復の取扱い)</p> <p>●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)</p>
<p>h. 炉心損傷頻度</p> <p>① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法</p> <p>② 炉心損傷頻度</p> <p>●全炉心損傷頻度及び主要な事故シナケンスと分析</p> <p>●起回事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シナケンスと分析</p> <p>●プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シナケンスの分析</p> <p>③ 重要度解析、不確実さ解析及び感度解析</p>	<p>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)</p> <p>②全炉心損傷頻度、起回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ナケンスを整理し、結果の分析を行った。(3.1.1.h ②) 炉心損傷頻度)</p> <p>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)</p>
<p>3. レベル1 PRA</p> <p>3. 1 内部事象（停止時）</p> <p>a. 対象プラント</p> <p>① 対象とするプラントの説明</p> <p>●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</p> <p>② 停止時のプラント状態の推移（停止時PRAのみ）</p> <p>③ プラント状態分類（停止時PRAのみ）</p> <p>●プラント状態分類の考え方</p> <p>●プラント状態の分類結果</p>	<p>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)</p> <p>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)</p> <p>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、起回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)</p>
<p>b. 起回事象</p> <p>① 評価対象とした起回事象のリスト、説明及び発生頻度</p> <p>●起回事象リスト、説明及び発生頻度</p>	<p>①</p> <p>●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）</p>

「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
<p>● 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</p> <p>● 対象外とした起因事象と、対象外とした理由</p>	<p>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)</p> <p>● 体系的な分析の方法として、マスターロジックダイアグラム、先行停止レベルPRA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)</p> <p>● 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)</p> <p>● 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)</p>
<p>c. 成功基準</p> <p>① 成功基準の一覧表</p> <p>● 炉心損傷の定義</p> <p>● 起因事象ごとの成功基準の一覧表</p> <p>● 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間の検証性</p>	<p>①</p> <p>● 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)</p> <p>● 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)</p> <p>● 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)</p> <p>● 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) 熱水力学解析等の解析結果、及び解析コードの検証性)</p>
<p>d. 事故シナケンス</p> <p>① イベントツリー</p> <p>● イベントツリー図</p> <p>● ヘディング、事故進展及び最終状態の説明</p> <p>● イベントツリー作成上の主要な仮定</p>	<p>①</p> <p>● 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操作を検討し、炉心損傷（燃料損傷）に至る事故シナケンスを展開した。炉心損傷（燃料損傷）に至る事故シナ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. 事故シナケンス)</p> <p>● 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. 事故シナケンス)</p> <p>● 展開した事故シナ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。</p>

「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
<p>e. システム信頼性</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 評価対象としたシステムとその説明 <ul style="list-style-type: none"> ● 評価対象システム一覧 ● 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反定 ② システム信頼性評価手法 ③ システム信頼性評価の結果 <ul style="list-style-type: none"> ● 起因事象ごとのシステム信頼性評価結果 ● 主要なミニマルカットセット（FTを用いた場合） 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 	<p>(3.1.2.d. 事故シーケンス)</p> <p>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)</p> <p>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、システムのアンペアビリタリ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)</p> <p>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)</p> <p>④ イベントツリーのヘデイングに対処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)</p>
<p>f. 信頼性パラメータ</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 非信頼度を構成する要素と評価式 ② 機器故障率パラメータの一覧 <ul style="list-style-type: none"> ● 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） ● 機器故障率パラメータの一覧（故障モード、故障率等） ● 機器故障率パラメータの不確かさ幅 ③ 機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率 ④ 待機除外確率 ⑤ 共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ 	<p>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)</p> <p>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、「故障件数の不確か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)</p> <p>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)方法及び機器復帰(復旧)失敗確率)</p> <p>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)</p> <p>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)</p>
<p>g. 人的過誤</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 評価対象とした人的過誤及び評価結果 	<p>①</p>

「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
<p>●人的過誤の評価に用いた手法</p> <p>●人的過誤の種類、人的操作に対する許容時間、過誤回復の取扱い</p> <p>●人的過誤評価結果</p>	<p>●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)</p> <p>●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の過誤に分類し、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。</p> <p>●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, 過誤回復の取扱い)</p> <p>●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)</p>
<p>h. 炉心損傷頻度</p> <p>① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法</p> <p>② 炉心損傷頻度</p> <p>●全炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオと分析</p> <p>●起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオと分析</p> <p>●プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオの分析</p> <p>③ 重要度解析、不確かさ解析及び感度解析</p>	<p>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)</p> <p>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ナリオを整理し、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)</p> <p>③PRA結果の活用目的である事故シナリオ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かさ解析を実施した。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、不確かさ解析及び感度解析)</p>
<p>3. 2 外部事象(地震)</p> <p>a. 対象プラントと事故シナリオ</p> <p>① 対象とするプラントの説明</p> <p>●地震PRAの中で考慮する設備の一覧及び設備の説明</p> <p>●ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果</p>	<p>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。</p> <p>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ナリオ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。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・耐震安全性の確認 ・地震による二次的影響の確認

<p>「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</p> <p>② 地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 事故シナリオの分析・選定とスクリーニングの説明 ● 事故シナリオと起因事象の分析結果 ● 建物・機器リストの作成結果 	<p>柏崎刈羽6号及び7号炉の対応状況</p> <p>(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)</p> <p>② 重要な建物・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。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 建物・構築物の損傷（原子炉建物（R/B）） ・ 建物・構築物の損傷（原子炉圧力容器・格納容器（RPV・PCV）） ・ 格納容器バイパス事象 ・ 原子炉冷却材圧力バウングラリ喪失 ・ 計測・制御系喪失 ・ 直流電源喪失 ・ 原子炉補機冷却系喪失 ・ 交流電源喪失 ・ 外部電源喪失 ・ 過渡事象 <p>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物・構築物、機器を抽出し、地震PRAで対象となる建物・機器リストを作成した。</p> <p>(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)</p>
<p>b. 地震ハザード</p> <p>① 地震ハザード評価の方法</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 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 <p>② 地震ハザード評価に当たっての主要な仮定</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 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 ● 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 	<p>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)</p> <p>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運動を考慮した。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。</p> <p>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。</p> <p>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</p>

「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
<p>③ 地震ハザード評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 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 ● 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 	<p>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運動については、詳細なロジックツリーに展開し評価した。</p> <p>(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)</p> <p>③上記により平均地震ハザード曲線及びフレックタイム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1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、平均評価による10^{-1}、10^{-2}の1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$X_{eq}=25km$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)</p>
<p>c. 建屋・機器のフラジリティ</p> <ol style="list-style-type: none"> ① 評価対象と損傷モードの設定 ② フラジリティの評価方法の選択 ③ フラジリティ評価上の主要な仮定（不確かさの設定、応答係数等） ④ フラジリティ評価における耐力情報 <ul style="list-style-type: none"> ● 評価部位、損傷モード及びその耐力値と確率分布 ● 評価部位の材料と温度【構造損傷の場合】 ● 機能限界値の諸元【機能損傷の場合】 ⑤ フラジリティ評価における応答情報 <ul style="list-style-type: none"> ● 評価部位、損傷モード及びその応答値と確率分布 ● 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】 ● 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】 ⑥ 建物・機器のフラジリティ評価結果 	<p>①～⑥</p> <p>以下の手順でフラジリティ評価を実施した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・評価対象と損傷モードの設定 ・評価方法の選択 ・現実的耐力の評価 ・現実的応答の評価 ・フラジリティの評価 <p>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。</p> <p>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)</p>
<p>d. 事故シナケンス</p> <p>(1) 起因事象</p> <ol style="list-style-type: none"> ① 評価対象とした起因事象のリスト、説明及び発生頻度 ● 地震により誘発される起因事象の選定方法とその結果 ● 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 ● 対象外とした起因事象と、対象外とした理由 ● 地震固有の事象とその取扱い 	<p>(1)</p> <p>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。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・建屋・構築物の損傷 (R/B) ・建屋・構築物の損傷 (RPV・PCV) ・格納容器バイパス事象 ・原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失 ・計測・制御系喪失 ・直流電源喪失 ・原子炉補機冷却系喪失（全交流電源喪失 (RCW・RSW 損傷)） ・交流電源喪失（全交流電源喪失（非常用ディーゼル発電機損傷）） ・外部電源喪失 ・過渡事象

「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
<p>② 階層イベントツリーとその説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 起因事象の階層化の考え方、イベントツリーとその説明 <p>(2) 成功基準</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 成功基準の一覧 ● 起因事象ごとの成功基準 ● 炉心損傷の定義 ● 対処設備作動までの余裕時間及び使用時間 ● 成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合に使用した解析結果、及び使用した解析コードの検証性 <p>(3) 事故シナケンス</p> <ul style="list-style-type: none"> ① イベントツリー ● イベントツリー図 ● ヘドイン、事故進展及び最終状態 ● イベントツリー作成上の主要な仮定 <p>(4) システム信頼性</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 評価対象としたシステムとその説明 ● 評価対象システム一覧 ● システム、必要とするサブポート系、試験、システム(信頼性評価上の主要な仮定 ● B及びCクラス機器の取扱い 	<p>柏崎刈羽6号及び7号炉の対応状況</p> <p>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び、これらをヘドインとしました。(3.2.1.d 事故シナケンス①起因事象)</p> <p>(2)</p> <p>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IPRAをベースに成功基準を設定した。</p> <p>使用時間については、内的事象レベルIPRA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 事故シナケンス②成功基準)</p> <p>(3)</p> <p>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/大イベントツリー法を用いた。</p> <p>(3.2.1.d 事故シナケンス③事故シナケンス)</p> <p>(4)</p> <p>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IPRA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、起因事象に係るイベントツリー及び緩和系に係るイベントツリーを作成した。イベントツリーのモデル化にあたっては、内的事象レベルIPRAのイベン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、地震による動的機器や電氣的機器の損傷を基事象としてイベン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イベントツリーに追加した。</p> <p>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、地震動に対する実的耐力が極端に小さい給水建屋、純水タンク及び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。</p> <p>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。</p> <p>③イベン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、全てのイベントツリーに対する論理及び基事象のナレッジや主要な事故シナ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俯瞰的なレビュー等により、イベントツリーの論理モデルの妥当性を確認した。</p> <p>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。</p> <p>(3.2.1.d 事故シナケンス④システム(信頼性)</p> <p>(5)</p> <p>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IPRAで採用しているTHEIRP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</p>
<p>② 機器損傷に関する機器間の相関の取扱い</p> <p>③ システム信頼性評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 起因事象ごとのシステム信頼性評価結果 ● 主要なミニマルカットセット(F Tを用いた場合) <p>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</p> <p>(5) 人的過誤</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 評価対象とした人的過誤及び評価結果 ● 人的過誤の評価に用いた手法 ● 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 ● 人的過誤評価用いた主要な仮定 	<p>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び、これらをヘドインとしました。(3.2.1.d 事故シナケンス①起因事象)</p> <p>(2)</p> <p>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IPRAをベースに成功基準を設定した。</p> <p>使用時間については、内的事象レベルIPRA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 事故シナケンス②成功基準)</p> <p>(3)</p> <p>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/大イベントツリー法を用いた。</p> <p>(3.2.1.d 事故シナケンス③事故シナケンス)</p> <p>(4)</p> <p>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IPRA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、起因事象に係るイベントツリー及び緩和系に係るイベントツリーを作成した。イベントツリーのモデル化にあたっては、内的事象レベルIPRAのイベン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、地震による動的機器や電氣的機器の損傷を基事象としてイベン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イベントツリーに追加した。</p> <p>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、地震動に対する実的耐力が極端に小さい給水建屋、純水タンク及び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。</p> <p>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。</p> <p>③イベン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、全てのイベントツリーに対する論理及び基事象のナレッジや主要な事故シナ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俯瞰的なレビュー等により、イベントツリーの論理モデルの妥当性を確認した。</p> <p>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。</p> <p>(3.2.1.d 事故シナケンス④システム(信頼性)</p> <p>(5)</p> <p>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IPRAで採用しているTHEIRP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</p>

「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
<p>● 人的過誤評価結果</p> <p>(6) 炉心損傷頻度</p> <p>① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法</p> <p>② 炉心損傷頻度結果</p> <p>● 全炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオと分析</p> <p>● 起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオと分析</p> <p>● プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオと分析</p> <p>● 地震加速度と炉心損傷頻度の関係とその分析</p> <p>③ 重要度解析、不確実さ解析及び感度解析</p>	<p>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 事故シナリオ⑤人的過誤)</p> <p>(6)</p> <p>① 事故シナリオ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。</p> <p>② 起因事象別の炉心損傷頻度、炉心損傷シナリオ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、主要な事故シナリオを確認した。</p> <p>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。</p> <p>③ PRA結果の活用目的である事故シナリオ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。</p> <p>(3.2.1.d 事故シナリオ⑥炉心損傷頻度)</p>
<p>3. 2 外部事象 (津波)</p> <p>a. 対象プラントと事故シナリオ</p> <p>① 対象とするプラントの説明</p> <p>● 津波PRAの中で考慮する設備の一覧及び設備の説明</p> <p>● ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果</p> <p>② 津波により炉心損傷に至る事故シナリオと分析</p> <p>● 事故シナリオの分析・選定とスクリーニングの説明</p> <p>● 事故シナリオと起因事象の分析結果</p> <p>● 建物・機器リストの作成結果</p>	<p>① 内部事象出力運転時レベル IPRA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 IPRA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。</p> <p>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。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 津波影響 ・ 間接的影響の有無 ・ 津波伝播経路及び建屋開口部 (貫通部) <p>(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)</p> <p>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。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 外部電源喪失 ・ 直流電源喪失 ・ 全交流電源喪失 ・ 最終ヒートシンク喪失 (原子炉補機冷却系機能喪失) ・ 過渡事象 (全給水機能喪失等) <p>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。</p> <p>(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)</p>

「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
<p>b. 津波ハザード</p> <p>① 津波ハザード評価の方法</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 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 ● 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 ● 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 <p>③ 津波ハザード評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 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 ● 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 <p>c. 建屋・機器のフラジリティ</p> <p>① 評価対象と損傷モードの設定</p> <p>② フラジリティの評価方法の選択</p> <p>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）</p> <p>④ フラジリティ評価における耐力情報</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 評価部位、損傷モード及びその耐力値と確率分布 ● 評価部位の材料と温度【構造損傷の場合】 ● 機能限界値の諸元【機能損傷の場合】 <p>⑤ フラジリティ評価における応答情報</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 評価部位、損傷モード及びその応答値と確率分布 ● 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】 ● 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】 <p>⑥ 建物・機器のフラジリティ評価結果</p>	<p>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）</p> <p>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）</p> <p>③ ロジックツリーを基に津波ハザード曲線（フラクタルハザード曲線）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）</p>
<p>d. 事故シナリクス</p> <p>(1) 起因事象</p> <p>① 評価対象とした起因事象のリスト、説明及び発生頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 津波により誘発される起因事象の選定方法とその結果 	<p>(1)</p> <p>① 津波 PRA では以下の起因事象を抽出した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 外部電源喪失（$12m \leq x$）（$12m$ は低起動変圧器の設置高さ）

「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
<p>●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</p> <p>●対象外とした起回事象と、対象外とした理由</p> <p>●津波固有の事象とその取扱い</p> <p>② 階層イベントツリーとその説明</p> <p>●起回事象の階層化の考え方、イベントツリーとその説明</p> <p>(2) 成功基準</p> <p>① 成功基準の一覧</p> <p>●起回事象ごとの成功基準</p> <p>●炉心損傷の定義</p> <p>●処設備作動までの余裕時間及び使用時間</p> <p>●成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合を使用した解析結果、及び使用した解析コードの検証性</p> <p>(3) 事故シナケンス</p> <p>① イベントツリー</p> <p>●イベントツリー図</p> <p>●ヘディング、事故進展及び最終状態</p> <p>●イベントツリー作成上の主要な仮定</p> <p>(4) システム信頼性</p> <p>① 評価対象としたシステムとその説明</p> <p>●評価対象システム一覧</p> <p>●系統図、必要とするサブポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定</p> <p>●B及びCクラス機器の取扱い</p> <p>② 機器損傷に関する機器間の相関の取扱い</p> <p>③ システム信頼性評価結果</p> <p>●起回事象ごとのシステム信頼性評価結果</p> <p>●主要なミニマルカットセット（FTを用いた場合）</p> <p>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</p>	<p>●直流電源喪失 (6.5m≤x)</p> <p>●全交流電源喪失 (4.8m≤x)</p> <p>●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))</p> <p>●過渡事象（全給水機能喪失等）(3.5m≤x)</p> <p>なお、上記の起回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、起回事象発生頻度は各機器の損傷が起回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。</p> <p>②本評価では、津波高さに応じて発生する起回事象が変化することから、津波高さの順に起回事象を並べたイベントツリーを作成した。</p> <p>(3.2.2.d 事故シナケンス(1)起回事象)</p> <p>(2)</p> <p>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。</p> <p>また、福島第一及び第二原子力発電所における被災直後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リスクセキ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、使用時間は72時間とした。(3.2.2.d 事故シナケンス(2)成功基準)</p> <p>(3)</p> <p>①起回事象の発生要因は津波と内的事象では異なるが、起回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 事故シナケンス(3)事故シナケンス)</p> <p>(4)</p> <p>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。</p> <p>②機器間の相関については、建物内に浸水した場合、フロア全体が一樣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。</p> <p>③システムの非信頼度は、内部事象レベル IPRA と同様の評価を用いた。</p> <p>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。</p> <p>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</p>

「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
<p>(5) 人的過誤</p> <p>① 評価対象とした人的過誤及び評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 人的過誤の評価に用いた手法 ● 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 ● 人的過誤評価用いた主要な仮定 ● 人的過誤評価結果 <p>(6) 炉心損傷頻度</p> <p>① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法</p> <p>② 炉心損傷頻度結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 全炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオと分析 ● 起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオと分析 ● プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオと分析 <p>③ 重要度解析、不確実さ解析及び感度解析</p>	<p>として評価した。(3.2.2.d 事故シナリオ(4)シナリオ信頼性)</p> <p>(5)</p> <p>① 本評価においては、人的過誤の要素を考慮するへディングが存在しない。(3.2.2.d 事故シナリオ(5)人の過誤)</p> <p>(6)</p> <p>① 事故シナリオ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、内部事象と同様のモード (Safety Watcher) を用いた。</p> <p>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ナリオ別の炉心損傷頻度を算出し、主要な事故シナリオを確認した。</p> <p>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。</p> <p>③ PRA 結果の活用目的である事故シナリオ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。</p> <p>重要度解析は、各基事象のCDF やシナリオ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。</p> <p>(3.2.2.d 事故シナリオ(6)炉心損傷頻度)</p>
<p>4. レベル1.5 PRA</p> <p>4. 1 内部事象</p> <p>a. プラントの構成・特性</p> <p>① 対象プラントに関する説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 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 <p>b. プラント損傷状態の分類及び発生頻度</p> <p>① プラント損傷状態の一覧</p> <ul style="list-style-type: none"> ● プラント損傷状態の考え方 ● プラント損傷状態の一覧 ● レベル1の事故シナリオに対するプラント損傷状態の分類結果 ● 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） <p>② プラント損傷状態ごとの発生頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> ● プラント損傷状態ごとの発生頻度 	<p>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)</p> <p>①②</p> <p>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ナリオについて、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)</p>
<p>c. 格納容器破損モード</p> <p>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</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 格納容器破損モード分類の考え方 	<p>①</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 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。

「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
<p>d. 事故シナリオ</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 格納容器破損モードの一覧 ● 各破損モードに関する説明 	<p>(4.1.1.c 格納容器破損モード)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 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) ● 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)
<p>e. 事故進展解析</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 解析対象とした事故シナリオと対象事故シナリオの説明 ● 事故シナリオ選定の考え方 ● 事故進展解析の解析条件 ● 解析対象とした事故シナリオ一覧 ● 対象事故シナリオの説明 ● 有効性評価の対象シナリオとして選定した場合はその選定理由 ② 事故シナリオの解析結果 	<p>①②</p> <p>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 事故シナリオ)</p> <p>① 解析対象事故シナリオの選定にあたっては、操作時間余裕がなくなる観点、発生頻度が大きくなる観点、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ナリオ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ナリオと対象事故シナリオの説明)</p> <p>② 選定した各事故シナリオについて、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 事故シナリオの解析結果)</p>
<p>f. 格納容器破損頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 格納容器破損頻度の評価方法 ● 格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率 ● 分岐確率の算出方法 ● 格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率 ③ 格納容器破損頻度の評価結果 ● 全格納容器破損頻度及び主要事故シナリオと分析 ● 起因事象別格納容器破損頻度及び主要事故シナリオと分析 ● 破損モード別格納容器破損頻度及び主要事故シナリオと分析 	<p>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クし、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)</p> <p>② シビアアクシデント現象のヘディングにおいて、不確実性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IPRA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)</p> <p>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、主要な事故シナリオの分析を実施した。さらに、レベルIPRA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)</p>
<p>g. 不確実さ解析及び感度解析</p>	

「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
<p>① 不確実さ解析結果</p> <p>② 感度解析結果</p> <p>4. 2 外部事象（地震）</p> <p>a. プラントの構成・特性</p> <p>① 対象プラントに関する説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 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 ● ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果 <p>② 地震により格納容器破損に至る事故シナリオ</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 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 ● 事故シナリオと起回事象の分析結果 ● 建物・機器リストの作成結果 <p>b. 地震ハザード</p> <p>① 地震ハザード評価の方法</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 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 ● 地震ハザード評価に当たったの主要な仮定 ● 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 ● 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 <p>③ 地震ハザード評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 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 ● 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 <p>c. 建屋・機器のフラジリティ</p> <p>① 評価対象と損傷モードの設定</p> <p>② フラジリティの評価方法の選択</p> <p>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）</p> <p>④ フラジリティ評価における耐力情報</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 評価部位、損傷モード及びその耐力値と確率分布 ● 評価部位の材料と温度【構造損傷の場合】 ● 機能限界値の諸元【機能損傷の場合】 <p>⑤ フラジリティ評価における応答情報</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 評価部位、損傷モード及びその応答値と確率分布 ● 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 	<p>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奇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)</p> <p>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)</p> <p>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。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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。 ・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。 <p>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。</p> <p>同上</p>
	<p>同上</p>

「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

参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」の記載内容	PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への対応状況
<p>訳【構造損傷の場合】</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 基準地震動による地震力が発生する評価部位の応答【機能損傷の場合】 	<p>柏崎刈羽6号及び7号炉の対応状況</p>
<p>⑥ 建物・機器のフレンジイ評価結果</p>	
<p>d. プラント損傷状態の分類及び発生頻度</p>	<p>同上</p>
<p>① プラント損傷状態の一覧</p>	
<p>● プラント損傷状態の考え方</p>	
<p>● プラント損傷状態の一覧</p>	
<p>● レベル1の事故シナケンスに対するプラント損傷状態の分類結果</p>	
<p>● 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）</p>	
<p>② プラント損傷状態ごとの発生頻度</p>	
<p>e. 格納容器破損モード</p>	<p>同上</p>
<p>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</p>	
<p>● 格納容器破損モード分類の考え方</p>	
<p>● 格納容器破損モードの一覧</p>	
<p>● 各破損モードに関する説明</p>	
<p>f. 事故シナケンス</p>	<p>同上</p>
<p>① 格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス</p>	
<p>● 格納容器イベントツリー構築の考え方</p>	
<p>● 格納容器イベントツリー構築のプロセスの説明</p>	
<p>② 格納容器イベントツリー</p>	
<p>● 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・不作用（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</p>	
<p>● 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</p>	
<p>g. 事故進展解析</p>	<p>同上</p>
<p>① 解析対象とした事故シナケンスと対象事故シナケンスの説明</p>	
<p>● 事故シナケンス選定の考え方</p>	
<p>● 選定した事故シナケンスと説明</p>	
<p>● 事故進展解析の解析条件</p>	
<p>● 有効性評価の対象シナケンスとして選定した場合はその選定理由</p>	
<p>② 事故シナケンスの解析結果</p>	
<p>h. 格納容器破損頻度</p>	<p>同上</p>
<p>① 格納容器破損頻度の評価方法</p>	
<p>② 格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率</p>	
<p>● 分岐確率の算出方法</p>	
<p>● 使用した分岐確率</p>	
<p>③ 格納容器破損頻度の評価結果</p>	

「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
<p>● 全格納容器破損頻度及び主要事故シナリオと分析</p> <p>● 起因事象別格納容器破損頻度及び主要事故シナリオと分析</p> <p>● 破損モード別格納容器破損頻度及び主要事故シナリオと分析</p>	<p>同上</p>
<p>i. 不確実さ解析及び感度解析</p> <p>① 不確実さ解析結果</p> <p>② 感度解析結果</p>	<p>同上</p>
<p>5. その他</p> <p>a. 専門家判断</p> <p>① 専門家判断を用いた事項と専門家判断の結果</p> <p>② 専門家判断の導出のプロセス</p>	<p>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。</p> <p>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。</p>
<p>b. ビアレビュー</p> <p>① ビアレビューチーム及びメンバー構成</p> <p>● 海外の専門家も含めたメンバーであること</p> <p>② ビアレビューの手順</p> <p>③ ビアレビューの結果</p> <p>④ ビアレビュー結果のPRAへの反映状況</p>	<p>① レビュ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。</p> <p>● 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者を招聘し、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。</p> <p>② オンサイトレビューを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。</p> <p>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たことが確認された。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。</p> <p>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。</p>
<p>c. 品質保証</p> <p>① PRAを実施するに当たって行った品質保証活動</p> <p>● PRAの実施体制</p> <p>● 更新、記録管理体制</p>	<p>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。</p> <p>● 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。</p> <p>● 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。</p>

別添

柏崎刈羽原子力発電所 6号及び7号炉
確率論的リスク評価(PRA)について

目 次

1. PRA 実施の目的
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
 - 3.1 内部事象 PRA
 - 3.1.1 出力運転時 PRA
 - 3.1.1.a 対象プラント
 - 3.1.1.b 起因事象
 - 3.1.1.c 成功基準
 - 3.1.1.d 事故シーケンス
 - 3.1.1.e システム信頼性
 - 3.1.1.f 信頼性パラメータ
 - 3.1.1.g 人的過誤
 - 3.1.1.h 炉心損傷頻度
 - 3.1.2 停止時 PRA
 - 3.1.2.a 対象プラント
 - 3.1.2.b 起因事象
 - 3.1.2.c 成功基準
 - 3.1.2.d 事故シーケンス
 - 3.1.2.e システム信頼性
 - 3.1.2.f 信頼性パラメータ
 - 3.1.2.g 人的過誤
 - 3.1.2.h 炉心損傷頻度
 - 3.2 外部事象 PRA
 - 3.2.1 地震 PRA
 - 3.2.1.a 対象プラントと対象シナリオ
 - 3.2.1.b 地震ハザード
 - 3.2.1.c 建屋・機器のフラジリティ
 - 3.2.1.d 事故シーケンス
 - 3.2.2 津波 PRA
 - 3.2.2.a 対象プラントと対象シナリオ
 - 3.2.2.b 津波ハザード
 - 3.2.2.c 建屋・機器のフラジリティ
 - 3.2.2.d 事故シーケンス

4. レベル 1.5PRA

4.1 内部事象 PRA

4.1.1 出力運転時 PRA

4.1.1.a プラントの構成・特性

4.1.1.b プラント損傷状態の分類及び発生頻度

4.1.1.c 格納容器破損モード

4.1.1.d 事故シーケンス

4.1.1.e 事故進展解析

4.1.1.f 格納容器破損頻度

4.1.1.g 不確かさ解析及び感度解析

添付資料 目 次

3. レベル 1PRA

3.1 内部事象 PRA

3.1.1 出力運転時 PRA

- 添付資料 3.1.1.a-1 サプレッションプール(S/C)温度が上昇した場合の高圧炉心注水系(HPCF)の機能維持
- 添付資料 3.1.1.b-1 起回事象の LOCA の発生頻度算定の考え方
- 添付資料 3.1.1.b-2 起回事象から除外している事象の考え方と原子炉圧力容器(RPV)破断発生確率の評価結果
- 添付資料 3.1.1.b-3 運転時 PRA において通常停止を起回事象として取扱う考え方
- 添付資料 3.1.1.b-4 「起動操作」を起回事象に含めないことの考え方
- 添付資料 3.1.1.b-5 起回事象発生頻度の評価における考え方
- 添付資料 3.1.1.b-6 起回事象「外部電源喪失」の発生頻度の算出に用いる運転実績
- 添付資料 3.1.1.b-7 具体的破断箇所を想定した場合の LOCA 後の炉心損傷頻度
- 添付資料 3.1.1.b-8 インターフェイスシステム LOCA(ISLOCA)の発生箇所の考え方
- 添付資料 3.1.1.b-9 ISLOCA の評価に関する海外(米国)との違い(データ及びシナリオ)
- 添付資料 3.1.1.c-1 PRA における炉心損傷の定義としての燃料被覆管の酸化率の扱い
- 添付資料 3.1.1.c-2 成功基準設定の考え方
- 添付資料 3.1.1.c-3 事象進展解析結果を踏まえた成功基準の設定例
- 添付資料 3.1.1.d-1 柏崎刈羽原子力発電所 6/7 号機内の事象出力運転時レベル 1PRA イベントツリー
- 添付資料 3.1.1.d-2 逃がし安全(S/R)弁の開固着を想定する考え方
- 添付資料 3.1.1.d-3 外部電源復旧の考え方と外部電源復旧に関する最新データ整備状況
- 添付資料 3.1.1.d-4 PRA において RCIC 運転時間 8 時間とすることの妥当性
- 添付資料 3.1.1.d-5 常用系と非常用系で共用しているサポート系において、常用系機能喪失と常用系隔離失敗(隔離弁故障等)が重畳する場合の取り扱い
- 添付資料 3.1.1.d-6 事故シーケンスの最終状態の分類の考え方
- 添付資料 3.1.1.e-1 ホウ酸水注入系(SLC)の失敗確率
- 添付資料 3.1.1.e-2 サポート系が一部故障している場合の評価
- 添付資料 3.1.1.e-3 スクラム系(機械系)における原子炉停止失敗の定義
- 添付資料 3.1.1.f-1 故障率データが整備されていない機器の故障率の扱い
- 添付資料 3.1.1.f-2 中性子束検出器のモデル化について
- 添付資料 3.1.1.f-3 保守作業に伴う待機除外の考え方と実績との比較
- 添付資料 3.1.1.f-4 共通原因故障パラメータを適用している系統
- 添付資料 3.1.1.f-5 共通原因故障に関する MGL パラメータ適用の考え方
- 添付資料 3.1.1.g-1 ストレスファクタの適用の考え方とその影響
- 添付資料 3.1.1.g-2 起回事象発生前の人的過誤として評価した事例の抽出過程

- 添付資料 3.1.1.g-3 人間信頼性解析(HRA)ツリーによる人的過誤の分析例
- 添付資料 3.1.1.h-1 炉心損傷頻度の計算に用いた計算コードの特徴(検証結果)
- 添付資料 3.1.1.h-2 ドミナントシーケンスのイベントツリー上への表示
- 添付資料 3.1.1.h-3 不確実さ解析における計算回数と収束性の確認
- 添付資料 3.1.1.h-4 不確実さ評価において、各入力変数のサンプリングから炉心損傷頻度の確率分布を生成するプロセス
- 添付資料 3.1.1.h-5 設計基準事故対処設備のみに期待する場合の PRA

3.1.2 停止時 PRA

- 添付資料 3.1.2.a-1 評価した工程の代表性及び成功基準の選定の考え方、燃料取り出しの考え方について
- 添付資料 3.1.2.b-1 反応度投入事象を起因事象から除外した考え方について
- 添付資料 3.1.2.b-2 起因事象における RHR の機能喪失および冷却材流出事象の取扱いについて
- 添付資料 3.1.2.b-3 起因事象発生頻度の評価における考え方
- 添付資料 3.1.2.b-4 冷却材流出事象の発生頻度の算出方法について
- 添付資料 3.1.2.c-1 燃料損傷防止の成功に必要な安全機能について
- 添付資料 3.1.2.c-2 燃料プールの水位低下に伴うプール付近の線量率上昇と接近作業について
- 添付資料 3.1.2.c-3 冷却材流出事象の流出量及び余裕時間の算出方法について
- 添付資料 3.1.2.d-1 柏崎刈羽原子力発電所6,7号機内の事象停止時レベル1PRAイベントツリー
- 添付資料 3.1.2.e-1 停止時 PRA 及び出力運転時 PRA における余裕時間を考慮した診断操作失敗確率の設定について
- 添付資料 3.1.2.g-1 停止時 PRA と出力運転時 PRA とのストレスファクタ設定の考え方の違い

3.2 外部事象 PRA

3.2.1 地震 PRA

- 添付資料 3.2.1.c-1 PRA における炉心損傷の定義としての燃料被覆管の酸化率の扱い
- 添付資料 3.2.1.d-1 柏崎刈羽原子力発電所 6 号機および 7 号機の比較

3.2.2 津波 PRA

- 添付資料 3.2.2.a-1 プラント停止の手順について
- 添付資料 3.2.2.b-1 確率論的津波ハザード評価に関する検討
- 添付資料 3.2.2.d-1 引き波の津波 PRA への寄与について

4. レベル 1.5PRA

4.1 内部事象 PRA

4.1.1 出力運転時 PRA

- 添付資料 4.1.1.a-1 内部事象運転時レベル 1.5PRA のシーケンス選定における福島第一原

子力発電所事故の知見の考慮

- 添付資料 4.1.1.c-1 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
- 添付資料 4.1.1.c-2 「水素燃焼」及び「溶融物直接接触(シェルアタック)」を格納容器破損モードの評価対象から除外する理由
- 添付資料 4.1.1.d-1 柏崎刈羽原子力発電所 6/7 号機内の事象出力運転時レベル 1.5PRA イベントツリー集
- 添付資料 4.1.1.f-1 内部事象運転時レベル 1.5PRA における物理化学現象の考慮
 - 補足 1 格納容器雰囲気直接加熱発生時の格納容器への温度負荷
 - 補足 2 炉外 FCI による格納容器破損確率評価におけるペDESTALF ラジリティの設定
- 添付資料 4.1.1.f-2 余裕時間の設定方法
- 添付資料 4.1.1.f-3 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

1. PRA 実施の目的

本 PRA は、「実用発電用原子炉及びその付属施設の位置、構造及び設備の基準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 条に基づいて実施したものである。

本 PRA の結果は、解釈第 3 章第 37 条において炉心損傷防止対策等の有効性評価の対象として定められている、必ず想定する事故シーケンスグループ等に追加して評価すべき事故シーケンスグループ等の抽出及び重要事故シーケンス等の選定に活用する。

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

PRA の実施範囲は、日本原子力学会において実施基準が標準化されているなど、現段階で実施可能な、内部事象レベル 1 (出力運転時、停止時)、内部事象レベル 1.5 (出力運転時)、外部事象として地震レベル 1 及び津波レベル 1 とした。

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。

これは、今回の PRA の目的が、設計基準事象を超えた重大事故に対する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及び重要事故シーケンス等の選定であることに鑑み、設計基準設備による対応を基本とし、AM 要請以降に整備したアクシデントマネジメント策には期待しないことを前提に評価を行うこととしたものである。

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。

3. レベル 1PRA

3.1 内部事象 PRA

3.1.1 出力運転時 PRA

出力運転時 PRA は、(社)日本原子力学会が発行した「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準(レベル 1PSA 編): 2008」を参考に評価を実施し、各実施項目については「PRA の説明における参照事項」(原子力規制庁 平成 25 年 9 月)の記載事項への適合性を確認した。評価フローを第 3.1.1-1 図に示す。

3.1.1.a 対象プラント

プラントの設計及び運転の特性を把握するため、プラントに関する各種情報を収集した。

① 対象とするプラントの説明

(1) プラントの構成・特性の調査

プラントの構成・特性の調査の目的は、対象施設の設計及び運転の特性を把握するために、プラントに関する各種情報を収集することである。

以下、a.に記載の通りに PRA に必要な KK6/7 号機の情報を収集し、b.にプラントの概要を、c.に PRA において考慮する系統の概要を示した。

a. PRA に必要な情報の収集

PRA の実施に必要な情報として、次のプラント情報を収集した。

- ・PRA の実施にあたり必要とされる基本的な情報(設計情報、運転・保守管理情報等)
 - ・定量化にあたり必要とされる情報(事象発生に関する運転経験等)
- 情報収集に使用したリストを第 3.1.1.a-1 表に示す。

b. プラントの概要

- ・出力 熱出力 3,926 MW
- 電気出力 1,356 MW
- ・プラント型式 改良型沸騰水型軽水炉(ABWR)
- ・格納容器型式 圧力抑制型鉄筋コンクリート造格納容器(RCCV)

c. PRA において考慮する緩和機能(系統)の概要

PRA において考慮する緩和機能(系統)の概要を次に示す。また、系統設備及び構成の概要を第 3.1.1.a-2 表及び第 3.1.1.a-1 図に示す。

1) 原子炉停止に関する機能

通常運転時は、原子炉再循環流量制御系と、制御棒及び制御棒駆動系からなる反応度制御系により、原子炉の出力の調整を行う。異常時にあっては、以下の系統により原子炉を停止する。

○スクラム系(第 3.1.1.a-2, 3 図)

原子炉水位低(L3)等の異常を検知して、急速かつ自動的に制御

棒を炉心に挿入し、原子炉を停止させる。本系統は、各制御棒にスクラム信号を発する原子炉保護系(RPS)及び制御棒の駆動系から構成される。

○代替制御棒挿入(ARI)

原子炉保護系とは別の信号系により制御棒を挿入し、原子炉を停止させる。

○再循環ポンプトリップ(RPT)

原子炉の出力を抑制し原子炉停止を補助する設備。ATWS時にRIPをトリップさせて、炉心流量を減少させ、急速に負の反応度を印加することにより、原子炉圧力上昇を緩和する。

○ほう酸水注入系(SLC)(第 3.1.1-a-4 図)

手動でポンプを起動し、ほう酸水を原子炉へ注入することにより、炉心に負の反応度を与え、原子炉を停止させる。

2) 炉心冷却に関する機能(第 3.1.1-a-5, 6, 7 図)

通常運転時は、給水系より原子炉へ冷却材を給水し、炉心で発生する蒸気を原子炉から主蒸気系を通して取り出し、タービン発電機を駆動する。タービンを出た低圧の蒸気は復水器にて凝縮され、再び復水系から給水系へ冷却材を供給する。プラント停止時には、残留熱除去系により原子炉の崩壊熱を除去する。異常時にあっては、以下の系統により原子炉を冷却する。

○高圧炉心注水系(HPCF)(第 3.1.1-a-8 図)

原子炉水位低(L1.5)またはドライウエル圧力高の信号で自動起動し、復水貯蔵槽(CSP)(第 1 水源)あるいはサプレッションプール(S/C)(第 2 水源)の水を炉心上部に設けられたスパージャ・ヘッドのノズルから燃料集合体に注水して炉心を冷却する。非常用炉心冷却系(ECCS)の一つ。各水源の使い分けについては添付資料 3.1.1.a-1 に示す。

○原子炉隔離時冷却系(RCIC)(第 3.1.1-a-9 図)

原子炉水位低(L2 及び L1.5)またはドライウエル圧力高の信号で自動起動し、復水貯蔵槽(CSP)(第 1 水源)あるいはサプレッションプール(S/C)(第 2 水源)の水を給水スパージャより注水し、炉心を冷却する。本系統は、原子炉で生じる蒸気で駆動する蒸気タービンの回転を注水ポンプの動力源としている。また、制御用電源及び機器駆動用電源には直流電源及び蓄電池を用いており、プラントが全交流電源喪失に至っても炉心冷却が可能である。非常用炉心冷却系(ECCS)の一つ。

○自動減圧系(ADS)

主蒸気系の逃がし安全弁 18 個の内 8 個からなり、低圧注水系

と連携して炉心を冷却する機能を持つ。本系統は、原子炉水位低(L1)及びドライウエル圧力高の両信号をうけて作動し、原子炉圧力を低下させる。非常用炉心冷却系(ECCS)の一つ。

○低圧注水系(LPFL)(第 3.1.1-a-10 図)

原子炉水位低(L1)またはドライウエル圧力高の信号で自動起動し、サブプレッションプール水を低圧注水スパーチャ(B系、C系)または給水スパーチャ(A系)より注水して炉心を冷却する。非常用炉心冷却系(ECCS)の一つ。

○給水系(FDW)

主復水器ホットウエルを水源とし、低圧復水ポンプ(LPCP)及び高圧復水ポンプ(HPCP)により昇圧した冷却水を電動機駆動原子炉給水ポンプ(M/D-RFP)により原子炉へ注入して炉心を冷却する。

○復水系(CP)

主復水器ホットウエルを水源とし、低圧復水ポンプ(LPCP)により原子炉へ注入して炉心を冷却する。

3) 放射性物質の閉じ込めに関する機能

通常運転時は、格納容器内雰囲気は窒素置換されるとともにドライウエル内ガス冷却装置により循環冷却されている。異常時にあっては、以下の系統により格納容器の機能を維持する。

○原子炉格納容器(格納容器)(第 3.1.1-a-11 図)

格納容器は円筒形をしたドライウエルとサブプレッションチェンバに区分されている。ドライウエルとサブプレッションチェンバの液相部は、10本のベント管により連通されており、原子炉冷却材喪失事故(以下、LOCAという)時に原子炉から放出される蒸気はベント管を通過してサブプレッションプールに導かれて凝縮される。

格納容器内雰囲気は、大量の水素ガスが発生したとしても可燃限界に至らないよう、通常運転中は常時窒素置換されている。

○通常除熱(復水器を用いた除熱)(第 3.1.1-a-5 図)

原子炉と主復水器の循環サイクルの確立により、原子炉圧力容器(RPV)の崩壊熱を除去する。起因事象発生後、RPVが隔離された場合、主蒸気隔離弁(MSIV)を開放し、循環サイクルの再確立をする必要がある。

○残留熱除去系(第 3.1.1-a-12 図)

・格納容器スプレイ冷却モード

残留熱除去系(RHR)の一つの機能であり、サブプレッションプール水をドライウエル内及びサブプレッションプール内にスプ

レイすることで、事故時に格納容器内に浮遊しているよう素を除去するとともに、格納容器内の温度、圧力を低減し、格納容器の健全性を維持する。

- S/C プール水冷却モード(第 3.1.1-a-13 図)

残留熱除去系(RHR)の一つの機能であり、サプレッションプール水を残留熱除去系熱交換器で冷却することにより、格納容器内の温度、圧力を低減し、格納容器の健全性を維持する。

4) 安全機能のサポートに関する機能

補機冷却は、海水系及び中間ループ系からなる補機冷却系により原子炉建屋またはタービン建屋内の補機を冷却する。

○補機冷却系

- 原子炉補機冷却系(第 3.1.1-a-14 図)

高压炉心注水系(HPCF)、低压注水系(LPFL)及び非常用ディーゼル発電機を、原子炉補機冷却水系(RCW)及び同海水系(RSW)によって冷却する。

- タービン補機冷却系(第 3.1.1-a-15 図)

給復水系関連設備を、タービン補機冷却水系(TCW)及び同海水系(TSW)によって冷却する。

○復水器真空度維持に関するサポート系(第 3.1.1-a-16 図)

- 循環水系(CW)

通常運転中は 3 台の循環水ポンプによって冷却水(海水)を復水器に導き、主復水器に流入する蒸気を凝縮する。熱交換した冷却水は放水口を経て海に放出される。

- タービングランド蒸気系(TGS)

タービン及び弁類のグランド部のシールのための蒸気を供給すること、復水器へ蒸気及び空気に戻すことにより内部への空気の流入を防止すること等を目的とした系統である。

- 復水器空気抽出系(AO)

主復水器に漏入する空気及びタービン排気に含まれる水素、酸素等の非凝縮ガスを連続的に高真空の主復水器より抽出し、気体廃棄物処理系(OG)へ送り、復水器真空度を保持するための系統である。

- 気体廃棄物処理系(OG)

^{16}N 、 ^{19}O のような短寿命放射性核種に対して十分な時間減衰を図り、平常時に排気筒より放出される放射能を許容放出率より低くする設備である。PRA では AO からの非凝縮性ガスからの排気機能を維持するための機能として考慮する。すなわち、復水器真空度維持に必要な系統としている。

○電源系(第 3.1.1-a-17～19 図)

・非常用電源系

主発電機トリップ等により所内常用電源が失われると、常用母線への給電は自動的に起動変圧器からの受電に切り替わる。さらに、常用母線から非常用母線への給電がない場合には、非常用母線の電圧低下を検知して 3 台の非常用ディーゼル発電機が自動起動し、非常用機器に給電する。

直流電源装置は、原子炉系の DC125V の蓄電池 4 組、DC250V の蓄電池 1 組が設けられている。直流電源系は、電源の制御として遮断器の開閉の他、非常用ディーゼル発電機の起動等にも用いられる。

3.1.1.b 起因事象

炉心損傷に至る可能性のある起因事象を同定し、その発生頻度を評価した。

①評価対象とした起因事象のリスト、説明及び発生頻度

(1) 起因事象の選定

a. 検討手順

起因事象を体系的に分析し同定するため、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)を以下の手順で分析した。

- 1) 原子炉の外乱に至る起因事象を同定するため、設置許可申請書添付書類十で評価されている原子炉の異常な過渡変化及び事故について分析した。
- 2) 従属性を有する起因事象(サポート系故障や起因事象従属性を有する事象)を抽出するため、設置許可申請書添付書類八等に記載されている原子炉の運転に係わる設備毎に機能喪失時の影響を検討した。
- 3) 原子炉冷却材圧力バウンダリに関する事象(LOCA)については、その規模により、プラント応答などが異なるため、別途検討した。

b. 起因事象の分析・同定

起因事象を分析及び同定した結果を以下に示す。

1) 過渡変化・事故による起因事象の同定

設置許可申請書添付書類十に基づく事象に関して、過渡事象を分析している EPRI NP-2230 における事象分類との対応をとり、考慮すべき事象を相互に確認した。さらに、各事象の特徴を把握するために、起因事象発生時の主要な状況と緩和設備の主要な状況について整理した。整理した結果を第 3.1.1.b-1 表に示す。

起因事象の状況や緩和設備の状況が同等となる事象については同類の事象として事象分類を行なった。この事象分類に基づき、起因事象のグループ化を検討する。

2) 従属性を有する起因事象の同定(手動停止等)

設置許可申請書添付書類八等に基づく原子炉の運転に係わる設備毎に機能喪失時の影響を検討し、従属性を有する起因事象を分析・同定した。整理した結果を第 3.1.1.b-2 表に示す。

当該設備が機能喪失しても原子炉への外乱に至らないものは、起因事象対象外とした。また、1) 項により検討済みの場合には、過渡変化で考慮済みとした。当該設備が機能喪失した場合に、広範な緩和設備が合わせて機能喪失に至るサポート系故障などを、従属性を有する起因事象として抽出した。

3) 原子炉冷却材圧力バウンダリに係る起因事象の同定(LOCA)

原子炉冷却材圧力バウンダリに該当する容器・配管等の設備を抽出し、想定される破損モードを整理した。想定される破損モードに基づき起因事象の分析・同定を行った。整理した結果を添付資料 3.1.1.b-1 に示す。

格納容器内での破損は LOCA として検討した。また、格納容器外での破損で破損部位が隔離できない場合は、格納容器バイパスとして検討した。

LOCA では、バウンダリからの冷却材の流出規模によりプラント応答や成功基準などが異なるため、流出規模に応じて、漏えい、小破断 LOCA、中破断 LOCA、大破断 LOCA(以下、それぞれ「小 LOCA」、「中 LOCA」、「大 LOCA」という。)及び設計基準事故(DBA)超過 LOCA に事象を分類した。

LOCA は、発生経験のない事象であるため、プラント実績に基づいた統計による発生頻度評価は困難であるため、発生頻度についても合わせて検討した。

格納容器バイパスには、隔離弁の多重故障や弁試験時の隔離失敗などにより原子炉圧力が低圧設計部等にかかることでこれが破損し、原子炉冷却材が格納容器外で流出する事象(ISLOCA)と、常時開状態などの隔離弁に接続している配管が格納容器外で破損し、これに重ねて隔離弁の閉鎖失敗により原子炉冷却材が格納容器外で流出する事象(バイパス破断)が考えられる。両事象に該当する設備について、事象の発生頻度や影響程度を検討した。概略評価の結果、バイパス破断は炉心損傷頻度が小さいとして評価対象外とした。

c. 本プラントのトラブル事例のレビュー

KK6/7 号機及び他の国内原子炉のトラブル事例を調査し、全ての事象が選定したいずれかの起因事象に含まれることを確認した。KK6/7 号機における過去のトラブル事例は 3.1.1.h③(3)の感度解析において考慮している。

(2) 対象外とした起因事象

以下の事象は、発生頻度、プラントへの影響などの観点から、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。除外理由を添付資料 3.1.1.b-2 に示す。

- ・燃料プールでの放射性物質の放出
- ・燃料集合体の落下
- ・制御棒落下
- ・主蒸気管破断
- ・RPV 破断

(3) 起因事象のグループ化

炉心損傷頻度の評価を効率的に実施するために起因事象のグループ化を行った。

a. グループ化の考え方

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する。成功基準の設定や事故シーケンスの分析を行うために、発生頻度の大きさと起因事象がもたらす影響の程度を考慮して、グループ化した起因事象の中から代表事象を選定する。

b. 起因事象のグループ化

起因事象は過渡変化、冷却材喪失、従属性を有する起因事象及び通常停止に大きく区分されるため、各区分について、起因事象のグループ化について検討した。起因事象のグループ化の結果と事象の定義及び事象と緩和設備の主要な状況をまとめたものを第 3.1.1.b-4 表に示す。

1) 異常過渡及び事故事象のグループ化

異常過渡及び事故事象は、第 3.1.1.b-1 表の通り、発生時のプラントの応答に応じて事象分類 A から J までに分類されているが、これらの事象分類をグループ化し、代表事象の選定を行った。

○事象分類 A1、A2 及び B1、B2

これらの事象分類はタービントリップなどにより原子炉がスクラムする事象であり、タービンバイパス弁は正常に作動する事象であることから、いずれも事象初期から継続して給復水系が利用できる。これらの 3 事象分類を合わせて一つの起因事象グループ「非隔離事象」とする。

○事象分類 C、D、E

これらの事象分類は MSIV などが閉鎖する事象であり、原子炉とタービン側が互いに隔離される事象である。事象初期には給復水系が利用できるが、水源である主復水器のホットウェルが隔離されるため、給復水系の運転継続に支障が生ずる。

これらの 3 事象分類を合わせて一つの起因事象グループ「隔離事象」とする。

○事象分類 F

本事象分類はタービンからの給水流量が全喪失する事象であり、原子炉水位が低下することにより原子炉スクラムに至る事象である。事象初期には給復水系が利用できず、他の

事象とはプラント応答が異なることから、単独で一つの起因事象グループ「全給水喪失」とする。

○事象分類 G

本事象分類はタービンからの給水流量が減少し、原子炉水位が低下することにより原子炉スクラムに至る事象である。給水流量の全喪失までには至らないため、機能は低下しているが事象の初期にも給復水系は利用可能である。これらのプラント応答は他の事象と異なることから、単独で一つの起因事象グループ「水位低下事象」とする。

○事象分類 H1、H2

原子炉保護系(RPS)の誤動作が起因となっている事象や、制御棒の誤引抜きに関する事象など出力の増加が軽微な事象である。

事象初期で原子炉が隔離されないため、給復水系が利用可能である。H1、H2 を合わせて一つの起因事象グループ「RPS 誤動作等」とする。

○事象分類 I

本事象分類は外部電源が喪失する事象であり、事象の発生により非常用電源の確保が必要になるなど、他の事象とはプラント応答が異なる。このため、単独で一つの起因事象グループ「外部電源喪失」とする。

○事象分類 J

本事象分類は、原子炉運転中に S/R 弁が誤開放する事象であり、原子炉冷却材(蒸気)の流出を伴う。原子炉水位の低下などは給水系により収束可能であるが、これに失敗する場合などでは、より厳しい過渡変化に移行する。このため、単独で一つの起因事象グループ「S/R 弁誤開放」とする。誤開放する S/R 弁は 1 弁とする。なお、ADS などの回路の誤動作による複数の S/R 弁の誤開放は、大 LOCA に含まれている。

2) 冷却材喪失でのグループ化

冷却材喪失では、事象分類として小 LOCA、中 LOCA 及び大 LOCA が同定されている。各事象分類のグループ化は以下のとおり。

○小 LOCA

RCIC により事象緩和が可能な LOCA である。注水に利用できる系統などが他の事象分類とは異なるため、単独で一つの起因事象グループ「小 LOCA」とする。

○中 LOCA

事象発生後短期間では原子炉の減圧に至らないが、長期間では減圧するとして扱う。この点、他の事象分類とは異なるため、単独で一つの起因事象グループ「中 LOCA」とする。

○大 LOCA

事象発生により原子炉が減圧状態になる範囲であり、S/R弁による減圧操作なしに低圧注水系により、事象緩和が可能な LOCA である。RCIC に期待できないなど、他の事象分類とはプラント応答が異なるため、単独で一つの起因事象グループ「大 LOCA」とする。

3) 格納容器バイパス

格納容器バイパスとして、インターフェイスシステム LOCA (ISLOCA) が同定されている。ISLOCA は、単独で一つの起因事象グループとする。

4) 従属性を有する起因事象でのグループ化

従属性を有する起因事象では、グループ化を行わない。このため、以下に示す各事象分類単独で一つの起因事象グループとする。

「原子炉補機冷却系故障」

「交流電源故障(非常用)」

「直流電源故障」

「タービン・サポート系故障」

なお、「圧縮空気系故障」については、IA 及び SA の機能喪失が生じた場合に主蒸気隔離弁の閉止に至る可能性を考え、異常過渡事象の「隔離事象」に含められると考えた。

5) 通常停止

定期検査など前もって計画されているプラント停止の他、機器からの漏えいなど比較的軽微な故障による計画されないプラント停止を含めて「通常停止」を考慮し、単独で一つの起因事象グループとする。起因事象に通常停止を含めることについては、添付資料 3.1.1.b-3 に考え方を示す。なお、起動操作は起因事象として考慮していないが、これについては添付資料 3.1.1.b-4 に考え方を示す。

(4) 起因事象発生頻度の評価

a. 発生経験の調査

選定された各起因事象グループの発生頻度を評価するため、国内 BWR プラントでの起因事象の発生経験について以下を対象に調査した。

- ・(独)原子力安全基盤機構発行の原子力施設運転管理年報

- ・原子力安全推進協会により運営されている NuCIA
- ・電気事業者によるプレスリリース

調査期間は、平成 21 年 3 月までとした。発生件数を第 3.1.1.b-4 表に、発生頻度を第 3.1.1.b-5 表に示す。また、起因事象発生頻度の算出における考え方を添付資料 3.1.1.b-5 に示す。

○過渡事象の発生頻度

過渡事象の多くは運転実績が得られているため、国内 BWR プラントの運転経験から得られた起因事象の発生件数と運転期間（発電時間又は暦年）を用いて、次の式から起因事象の発生頻度を算出し、工学的判断により不確かさを設定した。

$$\lambda_{IE} = X_{IE}/T_{IE}$$

λ_{IE} : 起因事象の発生頻度

X_{IE} : 起因事象の発生件数

T_{IE} : 運転期間(発電時間又は暦年)

発生件数がない S/R 弁誤開放は、発生件数を 0.5 件とした。また、外部電源喪失は、起因事象の発生がプラント状態に依存しないと考えられるため、運転時に発生した 2 件に停止時に発生した 1 件を加えた 3 件に対して暦年で除して算出している。なお、外部電源設備については BWR と PWR の間に大きな相違が無いと考えられるが、本評価では BWR の運転実績のみを発生頻度算出の対象とした。PWR の運転実績を考慮した場合の影響については添付資料 3.1.1.b-6 で確認に示す。

○手動停止の発生頻度

手動停止の発生頻度は過渡事象の発生頻度と同様に平成 20 年度までの国内 BWR の運転経験に基づき算出した。発生件数がない従属性を有する起因事象については、発生件数を 0.5 件とする。また、電源系や補機冷却系では、運転炉年に母線数や系統数を考慮している。

○LOCA の発生頻度

LOCA は、日米ともに発生経験が無い事象であり、かつ原子炉冷却材バウンダリの設計及び運転管理において日米で大きな差異がないため、発生頻度については、添付資料 3.1.1.b-1 のとおり、米国の文献値を参考にして設定した。なお、本評価では、特定の緩和系が LOCA により使用できない場合を考慮したシーケンス分析とはしていないが、これを考慮した場合の影響についても確認している。確認結果を添付資料 3.1.1.b-7 に示す。

○格納容器バイパス事象(ISLOCA)の発生頻度

格納容器を貫通し高圧設計部と低圧設計部のインターフェイス

となる配管のうち、弁の故障により低圧設計部が加圧され、ISLOCA になり得る配管を同定し、フォールトツリーを用いたシステム信頼性解析により ISLOCA の発生頻度を算出した。算出の考え方を添付資料 3.1.1.b-8 に、ISLOCA に関する海外での評価事例との比較を添付資料 3.1.1.b-9 に示す。

3.1.1.c 成功基準

炉心損傷を防止するために必要とされる緩和設備又は緩和操作の組合せや、緩和設備や緩和操作がその機能を達成するために必要な条件である成功基準を同定した。

① 成功基準の一覧表

(1) 炉心損傷の定義

炉心損傷は燃料被覆管最高温度が 1200 °C を超える状態に至ることと定義した。この定義とした理由を添付資料 3.1.1.c-1 に示す。

(2) 起回事象ごとの成功基準の一覧表

炉心損傷を防止するために必要とされる緩和設備や緩和操作の組合せや、緩和設備や緩和操作がその機能を達成するために必要な条件である成功基準について検討した。原子炉の安全停止に必要な安全機能は、次の 3 種類である。

- ・ 原子炉停止
- ・ 炉心冷却
- ・ 格納容器からの熱除去

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、起回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。起回事象ごとの成功基準を第 3.1.1.c-1～5 表に示す。また、成功基準設定の考え方と解析結果との関係を添付資料 3.1.1.c-2 に、解析結果をもとに成功基準を設定した例を添付資料 3.1.1.c-3 に示す。

(3) 対処設備作動までの許容時間

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。第 3.1.1.c-6 表に事故進展解析結果を、第 3.1.1.c-7 表に設定した許容時間を示す。

a. 原子炉の停止操作に対する時間余裕

SLC 手動起動を含む ATWS 事象対応については、格納容器の最高使用圧力の 2 倍(格納容器過圧破損)となる [] (TC シーケンスにおける格納容器破損時刻)から余裕をもたせた時間とし、ATWS 事象発生時の認知の時間余裕を [] とした。また、ATWS 収束後の除熱操作の時間余裕は [] としている。なお、TC シーケンスについては、ATWS 発生と同時に圧力制御失敗に伴う主蒸気管破断を想定しており、格納容器破損時刻としては保守的な仮定で評価している。

b. 炉心冷却に対する時間余裕

注水に関する操作(ECCSの手動操作等)については、過渡事象と LOCA とで区別した。過渡事象については、TQUV シーケンスでの炉心溶融となる時間 [] から余裕をもたせた時間とし、過渡事象発生の認知の時間余裕を [] とした。LOCA については炉心溶融となる時間 [] から余裕をもたせた時間とし、LOCA 発生の認知の時間余裕を [] とした。

c. 格納容器からの熱除去に対する時間余裕

格納容器からの熱除去については、格納容器の最高使用圧力の 2 倍(格納容器過圧破損)となる [] LOCA 時における TW シーケンスでの格納容器破損時刻)から余裕をもたせた時間とし、除熱が必要となる状況の認知の時間余裕を [] とした。なお、時間余裕に基づく人的過誤(診断失敗)確率の算出にあたっては、ヒューマンエラーハンドブック(NUREG/CR-1278)を参考としたが、同文献には [] 時点での人的過誤(診断失敗)確率が示されていないため、同文献の値を対数内挿し、 [] 時点の値を算出した。

(4) 対処設備の使命時間

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、以下の観点から 24 時間を適用した。

- ・事故シナリオの特徴及び対応する緩和設備の能力から、24 時間以内にプラントを安定した状態に移行させることが可能。
- ・内の事象は主に設備のランダム故障を起因とした事象進展を評価していることから、地震等の外的事象に比べて設備の復旧に期待し易く、また、事象発生が評価対象プラントに限定されるため、事象発生直後からサイト内の支援(物的、人的)にも期待できると考えられる。

事故シーケンスにおいて必要な安全機能が達成されるなどの場合には、24 時間未満の使命時間を用いることとし、SLC については使命時間を [] とした。これは、SLC がほう酸水タンク内のほう酸水全量を原子炉へ注入した時点で必要な安全機能を達成した事となる系統であり、KK6 号炉及び 7 号炉の SLC は、注入開始から [] でほう酸水タンク内のほう酸水全量を原子炉へ注入する設計であることから、上記の時間

から保守側に(長目に)考慮して使命時間を設定したものである。

(5) 熱水力解析等の解析結果及び解析コードの検証性

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。本コードの適用性については、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。

3.1.1.d 事故シーケンス

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。

① イベントツリー

(1) イベントツリー図

炉心損傷に至る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。イベントツリーは、炉心損傷に至るまでの進展を表すロジックであり、起因事象毎に作成した。

なお、スクラム失敗事象はスクラム成功事象とプラント挙動が大幅に異なるため、別途イベントツリーを作成している。但し、ISLOCA に関しては、起因事象発生頻度をフォールトツリーでモデル化しており、ATWS を含めて一つのイベントツリーにまとめた。

作成したイベントツリーを第 3.1.1.d-1～5 図に示す。また、詳細なイベントツリー及び各ヘディングの概要を添付資料 3.1.1.d-1 に示す。

(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 以下にイベントツリーの作成で考慮した条件等を示す。

a. 過渡変件事象に対するイベントツリー

1) 非隔離事象に対するイベントツリー

本起因事象が発生し、S/R 弁開放による圧力制御に失敗した場合は、原子炉圧力バウンダリ機能を喪失して大 LOCA に至るものと仮定し、大 LOCA のイベントツリーに移行する。S/R 弁の開放後はその再閉鎖が必要となる。高圧系としては HPCF 及び RCIC による炉心冷却が行われる。

S/R 弁再閉鎖失敗(開固着)時は、原子炉内の蒸気が S/C に流出するため、保守的に RCIC 及び PCS 機能には期待しない。この理由の詳細を添付資料 3.1.1.d-2 に示す。

2) 隔離事象に対するイベントツリー

本起因事象に対するイベントツリーの構造は、PCS を除き非隔離事象に対するイベントツリーと同一である。PCS を使用するには、MSIV の開操作が必要であるが、MSIV 開を確実に実施できるとは限らないため PCS には期待しない。

3) 全給水喪失事象に対するイベントツリー

本起因事象に対するイベントツリーは、給水系を除き、非隔離事象に対するイベントツリーと同一の構造である。

4) 水位低下事象に対するイベントツリー

本起因事象に対するイベントツリーは、非隔離事象に対するイベントツリーと同一の構造である。但し、給復水系の失敗確率について

ては、起因事象従属性(復水ポンプ 1 台トリップ及び MSIV が閉まっている状況を想定)により非隔離事象とは異なる。

5) RPS 誤動作等に対するイベントツリー

原子炉圧力に対する影響が小さいため、給水系が失敗しない限り S/R 弁は作動しない。従って、イベントツリーは、スクラム系と給水系のヘディングに続いてその他の緩和機能を展開した構造となる。

6) 外部電源喪失に対するイベントツリー

外部電源喪失事象が発生すると動力用電源を喪失するため、非常用ディーゼル発電機の起動による早急な非常用電源の確保が必要とされる。その後の長期的な電源確保としては外部電源の復旧や非常用ディーゼル発電機の継続運転が必要になる。従って、本評価では、以下に示す 4 つの電源確保について考慮した。

○直流電源の確保

非常用ディーゼル発電機(サポート系を含む)の起動及び遮断器操作、並びに外部電源が復旧した場合の遮断器操作には直流電源の確保が必要であり、外部電源喪失直後の直流電源はバッテリーから供給される。このため、所内バッテリー3 系統に多重故障が発生した場合には、非常用ディーゼル発電機と外部電源から受電することはできない。

また、以下については直流電源が確保されている状態を前提とする。

○外部電源復旧による 30 分以内の交流電源の確保

炉心冷却が行われない場合、炉心が露出するまでに 30 分以上要する。従って、30 分以内に外部電源が復旧されれば、電動給水ポンプ等による炉心冷却が可能となる。

また、外部電源復旧に関する考え方を添付資料 3.1.1.d-3 に示す。

○非常用ディーゼル発電機による 30 分以内の交流電源の確保

30 分以内に外部電源が復旧されない場合、非常用ディーゼル発電機の起動による早急な非常用電源の確保が必要とされる。非常用ディーゼル発電機が 3 系統とも機能喪失している場合には、炉水位確保手段としては RCIC のみが期待される。

○外部電源復旧等による 8 時間以内の交流電源の確保

動力用電源が喪失した状態で炉水位確保手段が RCIC のみの場合、直流電源用バッテリーからの RCIC への供給持続時間として約 8 時間が確保されているが、それ以降の継続的な水位確保には、以下の電源確保手段のうち、いずれかが必要である。なお、

RCIC 運転時間 8 時間とすることの妥当性を添付資料 3.1.1.d-4 に示す。

- ・ 外部電源の 8 時間以内の復旧
- ・ 高圧電源融通による受電

7) S/R 弁誤開放に対するイベントツリー

起因事象としての S/R 弁誤開放の場合には、炉圧は上昇しないため、他の S/R 弁が開放することはない。これ以外は、非隔離事象のイベントツリーと同様の構造となる。

b. スクラム失敗(ATWS)に対するイベントツリー

スクラム失敗のイベントツリーでは、スクラム失敗原因をスクラム電気系とスクラム機械系に分けて事象進展を評価する。過渡変件事象を起因とする ATWS では、スクラム系が失敗しても、RPT の作動により原子炉出力を抑制し、SLC 起動に成功すれば原子炉未臨界は達成される。LOCA を起因とする ATWS のイベントツリーでは、スクラム系失敗により炉心損傷に至るとした。

c. LOCA に対するイベントツリー

大 LOCA 時には、破断の直後に原子炉が急速に減圧されるため、低圧系作動のための原子炉減圧は不要となる。従って、炉心冷却機能としては高圧系(HPCF)及び低圧系が使用可能である。格納容器熱除去機能は、RHR 系が使用可能である。

中 LOCA 時の炉心冷却機能として、高圧系は HPCF のみを考慮する。低圧系の作動には原子炉減圧を必要とし、原子炉減圧に失敗した場合は炉心損傷に至る。格納容器熱除去機能は、大 LOCA と同様である。

小 LOCA 時の炉心冷却機能として、高圧系は給水系、HPCF、RCIC が使用できる。低圧系の作動には減圧操作が必要となる。低圧系としては、LPFL 以外にも復水系を使用できる。格納容器熱除去機能は、大 LOCA と同様である。

d. 手動停止に対するイベントツリー

手動停止として通常停止、サポート系故障停止(交流電源故障、直流電源故障、補機冷却海水系故障)を評価した。但し、これら手動停止は、プラント停止手順が同一であるが、使用不能となる機器の違いを考慮して、イベントツリーの構造を設定した。なお、サポート系のうち、常用系と非常用系で共用している系統の扱いを添付資料 3.1.1.d-5 に示す。

給復水系機能が確保されている場合は炉心冷却及び格納容器からの除熱に成功するものとする。また、給復水系機能が確保されている場合は適切に水位及び圧力が制御されているため、圧力制御のヘディ

ングは不要である。

e. 格納容器バイパス事象に対するイベントツリー

ISLOCA が発生した後、ISLOCA 発生箇所の隔離に成功すれば、安全機能(原子炉停止機能、炉心冷却機能、格納容器熱除去機能)に期待できることから、それぞれの緩和系をヘディングに並べた。ただし、ISLOCA 発生箇所の緩和系については、フォールトツリー内で使用不能となるようモデル化した。

非隔離事象のイベントツリーと異なる点は以下の通り。

・原子炉停止機能

RPV 外への原子炉冷却水の流出があるため、SLC には期待しないこととした。

・原子炉圧力制御機能

事象初期に RPV 外への原子炉冷却水の流出があるため、初期の RPV 圧力制御は不要とした。ただし、低圧注水のための ADS については、十分減圧されていない状況も考えられることから保守的に必要とすることとした。

・炉心冷却機能

事象初期に RPV が減圧されるため、タービン駆動である RCIC には期待しないこととした。

(3) 事故シーケンスグループの分類(最終状態の説明)

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、第 3.1.1.d-1 表に示す炉心損傷シーケンスグループに分類する。分類の考え方の詳細を添付資料 3.1.1.d-6 に示す。炉心損傷事故はこれらのグループによって特徴付けられる。

3.1.1.e システム信頼性

「事故シーケンスの分析」で同定されたイベントツリーのヘディングの分岐確率を算出するために、そのヘディングに対応するシステムの信頼性モデルを作成し、システムの非信頼度を求めた。

① 評価対象としたシステムとその説明

評価対象とした系統設備は、大きく分けて次の2つのシステムである。

- ・ フロントラインシステム(非常用炉心冷却系、給復水系等)
- ・ サポートシステム(電源設備、補機冷却海水系等)

フロントライン系とサポート系の境界を明確にした上で、サポート系も含めた評価対象範囲を設計図書に基づき明確にした。また、システムが複数の系列から構成されている場合には、それぞれの系列についてモデル化した。

以下に評価対象とした主要なフロントライン系及びサポート系を示す。また、フロントライン系とサポートライン系の依存性を第 3.1.1.e-1 表に示す。

1) フロントライン系

- ・ 原子炉停止機能

RPS, ARI, RPT, SLC

- ・ 炉心冷却機能

給水系, HPCF(B, C), RCIC, ADS, 復水系, LPFL(A, B, C)

- ・ 格納容器熱除去機能

PCS, RHR(A, B, C)

2) サポート系

- ・ 補機冷却系、海水系

RCW(A, B, C), RSW(A, B, C), TCW, TSW

- ・ 電源系

交流電源(区分 A, B, C, D, E), 直流電源(区分 A, B, C)

- ・ 補給系

燃料油系, MUWP

② システム信頼性評価手法

事故シーケンスの頻度を推定するために、展開したイベントツリーの各分岐に対して成功・失敗確率を評価する必要がある。この各分岐に対して必要なプラント緩和システムの成功・失敗確率を評価するために、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。

基事象としては動的機器、静的機器、電源関係の機器、信号系の機器の故障、試験及び保守、人的過誤などを用いた。機器の故障については、原

子力施設情報公開ライブラリー(NuCIA)で定義している故障率、故障モード及び機器バウンダリとの整合性を確保した基事象を作成した。

なお、配管の故障は、動的機器に比して発生確率が非常に小さくシステムの非信頼度に影響がないと考えられることから、基本的にモデル化を省略した。

システム信頼性評価のイメージを第 3.1.1.e-1 図に示す。

③ システム信頼性評価の結果

(1) 起因事象毎のシステム信頼性評価結果

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する。

代表的なシステム信頼性(フォールトツリー)の評価結果を第 3.1.1.e-2 表に示す。また、比較的非信頼度の大きな SLC について、非信頼度評価の概略を添付資料 3.1.1.e-1 に示す。また、サポート系が故障した場合の影響を添付資料 3.1.1.e-2 に示す。

(2) 主要なミニマルカットセット

本評価では主要な事故シーケンスのミニマルカットセットを抽出した。抽出結果は、3.1.1.h 炉心損傷頻度の項に示す。

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

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を第 3.1.1.e-3 表に示す。

3.1.1.f 信頼性パラメータ

システム信頼性解析や事故シーケンスの定量化のために必要となる機器故障率、試験又は保守作業による待機除外確率などを評価するために必要となるパラメータを作成した。

① 非信頼度を構成する要素と評価式

システム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ている。これらを基事象としてフォールトツリーに組み込むにあたっては、故障モード別に以下の a, b の評価式に基づいて発生確率を算出した。

a. 状態変更失敗確率

$$Q = Q_d$$

Q_d : デマンド故障確率

又は

$$Q = \lambda_s \times T_s / 2$$

λ_s : 起動(又は状態変更)失敗率

T_s : 平均試験間隔

b. 機能維持失敗確率

$$Q_r = \lambda_r \times T_m$$

λ_r : 機能維持失敗率

T_m : 使命時間

② 機器故障率パラメータの一覧

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 ヶ年)49 基データ」(21 ヶ年データ)を、機器バウンダリについては 21 ヶ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 ヶ年 49 基データ 改訂版)」を用いた。これらは国内 49 プラントの実績(1982 年度～2002 年度)に基づき整備されており、原子力安全推進協会主催「PSA 用一般機器故障率検討有識者会議」において議論され、まとめられたものである。

代用した機器及び代用する際の考え方については添付資料 3.1.1.f-1 に詳細を示す。また、代用の例を添付資料 3.1.1.f-2 に示す。

③ 機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率

(1) 復旧に期待する機器

故障した機器の復旧に期待する場合には、手順書整備や要員確保の状

況を分析して機器を選定するが、今回の評価では外部電源の復旧のみを考慮した。但し、外部電源復旧は、原子力発電所の運転管理での対応ではなく、系統運用側(発電所外)での対応である。送電線の復旧は通常行われる対応であることから考慮に含めることとした。

(2) 平均修復時間、復旧特性データ

外部電源については、国内の実績による復旧特性データを用いて復旧失敗確率を評価している。詳細を添付資料 3.1.1.d-3 に示す。

④ 待機除外確率

(1) 保守作業による待機除外確率

定例試験(サーベランス)や、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。保守による系統の待機除外確率 q_{mu} の算出には以下の式を用いた。また、保守作業に伴う待機除外の考え方と実績との比較を添付資料 3.1.1.f-3 に示す。

$$q_{mu} = \sum_i (\lambda_{mui} \cdot T_{mui})$$

ただし、

λ_{mui} : サーベランス試験等によって異常の発見可能な機器 i の異常発生頻度(NUREG/CR-2815 を参照し、機器故障率の 10 倍をメンテナンス頻度として設定)

T_{mui} : 機器 i の平均修復時間

なお、サーベランス実施期間中の使用不能(待機除外)確率は、系統の非信頼度への寄与が小さいと考えられるためモデル化を省略した。これは、サーベランス中に異常が発生した場合、系統によってはサーベランス中であっても自動起動することや、自動起動しない系統であっても運転員によってその系統を速やかに使用可能な状態に戻すことが可能であることを考慮したものである。

⑤ 共通原因故障の評価方法と共通原因故障パラメータ

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、機器の型式、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。共通原因故障を適用した系統について、詳細を添付資料 3.1.1.f-4 に示す。

また、動的機器の静的故障モード、静的機器の各故障モード及び複数機器の故障発生の可能性が低いと判断できる機器の故障は共通原因故障の考慮の対象から除外した。共通原因故障のモデル化には MGL 法を用いた。MGL 法については詳細を添付資料 3.1.1.f-5 に示す。

共通原因故障因子(パラメータ)は、PRA で使用実績のある β ファクタ及び γ ファクタを用いた。使用した β ファクタ及び γ ファクタを第 3.1.1.f-2 表に示す。なお、

3.1.1.g 人的過誤

起因事象発生前の作業及び発生後の緩和操作を対象として、それらを遂行する過程で起こり得る人的過誤を同定し、その発生確率を求めた。

① 評価対象とした人的過誤及び評価結果

(1) 人的過誤の評価に用いた手法

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。

(2) 人的過誤の分類及び評価結果

分析対象とする人的過誤の抽出にあたっては、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た。

人間信頼性解析で評価対象とする人的過誤は、以下の a, b に示す通り、事象発生前と事象発生後の人的過誤に大別される。それぞれに対し、抽出された人的過誤を HRA ツリーでモデル化し、過誤確率を評価した。

同定した人的過誤及び過誤確率の評価結果を第 3.1.1.g-1 表に示す。なお、評価にあたってのストレスファクタの適用の考え方を添付資料 3.1.1.g-1 に示す。

a. 事象発生前の人的過誤

事象発生前の人的過誤としては、試験・保守時の作業終了後、対象の系統あるいは機器を正しい状態に復帰させる際の復旧エラーを考慮した。事象発生前の人的過誤の評価対象として抽出した事例の抽出過程を添付資料 3.1.1.g-2 に示す。

b. 事象発生後の人的過誤

事象発生後の人的過誤としては、自動起動に対する手動バックアップ失敗、事故シナリオ上必要な手動起動の失敗、手順書またはスキルベースの機能回復操作失敗を考慮した。

(3) 人的操作に対する許容時間、過誤回復の取り扱い

事象発生前の人的操作に対する許容時間は、通常状態であり、十分な時間があるため設定しない。ストレスファクタも適度な作業負荷として設定した。

事象発生後の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。ストレスファクタは個々の作業負荷を考慮して設定した。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。なお、警報による過誤回復についてはモデル化していない。

人的過誤の分析例を添付資料 3.1.1.g-3 に示す。

また、事象発生後に関する許容時間については以下に示す通り。

a. 過渡事象及び小 LOCA 時の操作失敗



b. 大 LOCA 時の操作失敗



c. ATWS 時の SLC 起動等の操作失敗



d. 過渡事象及び LOCA 時の際の現場での機器の操作失敗



(4) 人的過誤の評価に用いた主要な仮定

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.h 炉心損傷頻度

炉心損傷に至る事故シーケンスの発生頻度を算出して全炉心損傷頻度を算出すると共に、主要な結果を分析した。

① 炉心損傷頻度の算出に用いた手法

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 を用いた。Safety Watcher は(株)テプコシステムズによって開発された計算コードであり、海外にて十分な使用実績のある Risk Spectrum PSA とのベンチマークや、PSR-PSA で十分に使用実績のある FT-FREE とのベンチマーク等、(株)テプコシステムズの品質保証体制において検証されたコードである。炉心損傷頻度の計算に用いた計算コードの特徴及び検証結果を添付資料 3.1.1.h-1 に示す。

② 炉心損傷頻度

(1)全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスとその分析

事故シーケンスの定量化の結果、全炉心損傷頻度は 8.7×10^{-6} /炉年となった。事故シーケンスグループの分類は第 3.1.1.d-1 表の通り。全炉心損傷頻度に占める割合の大きい事故シーケンスを第 3.1.1.h-1 表に示す。第 3.1.1.h-1 表の通り、支配的な事故シーケンスは全て除熱失敗(TW)のシーケンスとなった。また、添付資料 3.1.1.h-2 として、これらの支配的なシーケンスをイベントツリー上に示した。

(2)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その分析

起因事象別の炉心損傷頻度及び起因事象毎に占める割合の大きい事故シーケンスを第 3.1.1.h-2 表に、起因事象別の炉心損傷頻度の円グラフを第 3.1.1.h-1 図に示す。起因事象別に見た場合、隔離事象が 50%以上、通常停止(計画停止及び軽微な故障による計画外停止)が約 3 割を占める結果となった。また、起因事象別に炉心損傷頻度の高いシーケンスを確認すると、除熱失敗に至ることで炉心損傷に至るシーケンスが支配的であることが確認された。

隔離事象が 50%以上を占めている点について、これは隔離事象が常用系による除熱に期待できないイベントツリーであることが影響している。上記の通り、各起因事象のイベントツリーにおいて炉心損傷頻度の高いシーケンスは、除熱失敗によって炉心損傷に至るシーケンスである。また、FV 重要度においても残留熱除去系や補機冷却系に関する基事象が上位を占めている。この様に、除熱機能の重要性が高い中で常用系(復水器)による除熱に期待できないため、隔離事象を起因とした場合の炉心損傷頻度が大きく評価される結果となった。

通常停止(計画停止及び軽微な故障による計画外停止)が炉心損傷頻度の約 3 割を占めている点について、通常停止は発生頻度が 1.7 回/炉年であり、通常停止以外の起因事象の発生頻度の合計が 0.3 回/炉年である。このため、全ての緩和系に期待できる起因事象であるものの、通常停止を起因

とした場合の炉心損傷頻度は大きく評価される結果となった。この通り、通常停止は高い起因事象発生頻度の影響で炉心損傷頻度が大きくなる傾向にあるものの、仮に起因事象発生頻度 1 とする条件付確率で見れば、炉心損傷に至る確率は低い事象である。

(3) プラント損傷状態(事故シーケンスグループ)別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスとその分析

事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度及び事故シーケンスグループ毎に占める割合の大きい事故シーケンスを第 3.1.1.h-3 表に、事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度の円グラフを第 3.1.1.h-2 図に示す。

事故シーケンスグループ別に見た場合、TW(格納容器からの熱除去失敗)が約 99.9%を占める結果となった。また、炉心損傷頻度の高いシーケンスを確認すると、除熱失敗に至ることで炉心損傷に至るシーケンスが支配的であることが確認された。

事故シーケンスグループの中の事故シーケンスについて、支配的な事故シーケンスの最小カットセットを抽出した結果を第 3.1.1.h-4 表に示す。

炉心損傷頻度の約 99.9%を占める TW、割合としては 0.1%に満たないが、TW に次いで大きな炉心損傷頻度を占める S1E 及び TQUX について、主要な最小カットセットを見ると、TW 及び S1E については補機冷却水系及び補機冷却海水系の共通原因故障を含んだカットセットが抽出されている。これらの抽出結果を踏まえた上で、CDF の低減を図るために考えられる対策の 1 つとしては、除熱機能の多様化がある。また、TW 及び TQUX では、人的過誤を含んだカットセットが抽出されている。TW については残留熱除去系の起動操作失敗の人的過誤が含まれているため、上記と同様、残留熱除去系以外の除熱機能を設けることが対策の 1 つとして考えられる。TQUX では、計器又は信号系の故障が発生し、非常用炉心冷却系の自動起動失敗の認知に失敗するカットセットが抽出されている。この場合、運転員が異常を認知できず、自動起動の減圧設備にも期待できないため、対策の有効性が確認できない。この様に、カットセットの中には対策の有効性が確認できないものも抽出されたが、同時に、炉心損傷頻度の約 99.9%を占める TW をはじめ、概ね全てのカットセットに何らかの対策が有効であることを確認した。

③ 重要度解析、不確実さ解析及び感度解析

(1) 重要度解析

基事象に関する FV 重要度の評価結果を第 3.1.1.h-5 表に、RAW の評価結果を第 3.1.1.h-6 表に示す。また、基事象の FV 重要度及び RAW の相関を第 3.1.1.h-3 図に示す。

a. Fussell-Vesely(FV)重要度

FV 重要度の 1, 2 及び 8 位は残留熱除去系に関する基事象であり、9, 10 位は常用系(復水器)による除熱に関する基事象である、全炉心損

傷頻度の約 99.9%を占める事故シーケンスグループが崩壊熱除去機能喪失(TW)であることから、除熱機能に影響する基事象が高い FV 重要度を示した。

また、2～4 及び 6 位は原子炉補機冷却水系又は原子炉補機冷却海水系の機能が低下する共通原因故障の基事象である。これらの基事象の発生は、RCIC を除く高圧注水機能、低圧注水機能、除熱機能等の多くの機能喪失に繋がるため、高い FV 重要度を示したものである。

また、5 位に逃がし安全弁再閉鎖の失敗が抽出されている。これは逃がし安全弁の再閉鎖に失敗した場合、蒸気が格納容器内に放出されるため、常用系(復水器)による除熱に期待できなくなることが影響し、FV 重要度が高く評価されたものである。

b. Risk Achievement Worth(RAW)

1、2 及び 4～9 位は原子炉補機冷却水系又は原子炉補機冷却海水系の機能が低下する基事象である。これらの基事象の発生は RCIC を除く高圧注水機能、低圧注水機能、除熱機能等の多くの機能に影響することから高い RAW を示す基事象として抽出される結果となった。

3 番目の制御棒の挿入失敗について、制御棒は信頼度が高く、発生を仮定した場合のリスク増加が高いと共に、制御棒以外の原子炉停止機能がホウ酸水注入系等の ATWS 対応設備のみとなることから、高い RAW を示す結果となった。

制御棒の挿入失敗は高い RAW を示したものの、その FV 重要度は非常に小さいことから、原子炉停止機能としては高い信頼性が確保されていることを示している。

(2)不確実さ解析

不確実さの解析結果を第 3.1.1.h-7 表及び第 3.1.1.h-4 図に示す。

各シーケンスグループ及び全炉心損傷頻度について、平均値、中央値、95%確率値、5%確率値及び不確定性の指標としてエラーファクター(EF)を評価した。

評価の結果、点推定値と平均値は概ね一致した。また、全炉心損傷頻度の EF は 6 であり、これは全炉心損傷頻度の約 99.9%を占める TW の EF がほぼそのまま反映された結果となった。

不確実さ解析における計算回数と収束性の確認結果を添付資料 3.1.1.h-3 に、不確実さ解析のプロセスの概要を添付資料 3.1.1.h-4 に示す。

(3)感度解析

感度解析として、ベイズ統計手法を用い、パラメータの傾向に柏崎刈羽原子力発電所 6/7 号機の運転経験を反映した。

○KK6/7 号機の運転経験の起因事象発生頻度に対する感度評価結果を第 3.1.1.h-5 図に示す。

KK6/7 号機の運転経験反映パラメータを用いた起因事象の発生頻度

(平均値)は、一般パラメータ(平成 20 年度末までの国内プラントの実績)を用いて算出した点推定値と同等となった。但し、LOCA の発生頻度は国内プラント実績に基づく発生頻度ではなく、海外文献の値を引用しているため感度解析の対象外とした。

○KK6/7 号機の運転経験の機器故障率に対する感度

評価結果を第 3.1.1.h-6 図に示す。

KK6/7 号機で発生していない故障については、一般パラメータを用いた場合よりも KK6/7 運転経験反映パラメータを用いた場合の方が低い故障率となった。

KK6/7 号機で 1 件以上発生した故障については、一般パラメータを用いた場合よりも KK6/7 号機の運転経験反映パラメータを用いた場合の方が高い故障率となった。

○起因事象発生頻度及び機器故障率の炉心損傷頻度に対する感度

過去に KK6/7 号機で発生した起因事象を第 3.1.1.h-8 表に、評価に係わる機器故障を第 3.1.1.h-9 表に、評価結果を第 3.1.1.h-7 図に示す。

全炉心損傷頻度は KK6/7 運転経験反映パラメータを用いた場合 3.7×10^{-6} /炉年となり、一般パラメータを用いた場合の 8.7×10^{-6} /炉年から減少した。KK6/7 運転経験反映パラメータを用いた場合の炉心損傷頻度も一般パラメータを用いた場合のエラーファクターの幅の中に含まれていることから、KK6/7 号機の評価に一般パラメータを用いても評価上問題ないと考える。

各事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度は、ISLOCA を除き、一般パラメータを用いた場合から減少した。ISLOCA の炉心損傷頻度が増加した理由は、KK7 号機において 2003 年に発生した給水配管逆止弁の内部リーク事象を反映したためである。

○設計基準事故対処設備のみに期待した場合の評価

今回の評価では、設計基準事故対処設備(DBA 設備)及び DBA 設備以外のプラント運転開始時より備えている手段・設備(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)の以前から備えている対策)の一部を考慮したプラント状態を評価している。

今回の評価に対する感度解析として、DBA 設備の機能のみに期待したプラント状態を評価した。感度解析の結果を添付資料 3.1.1.h-5 に示す。

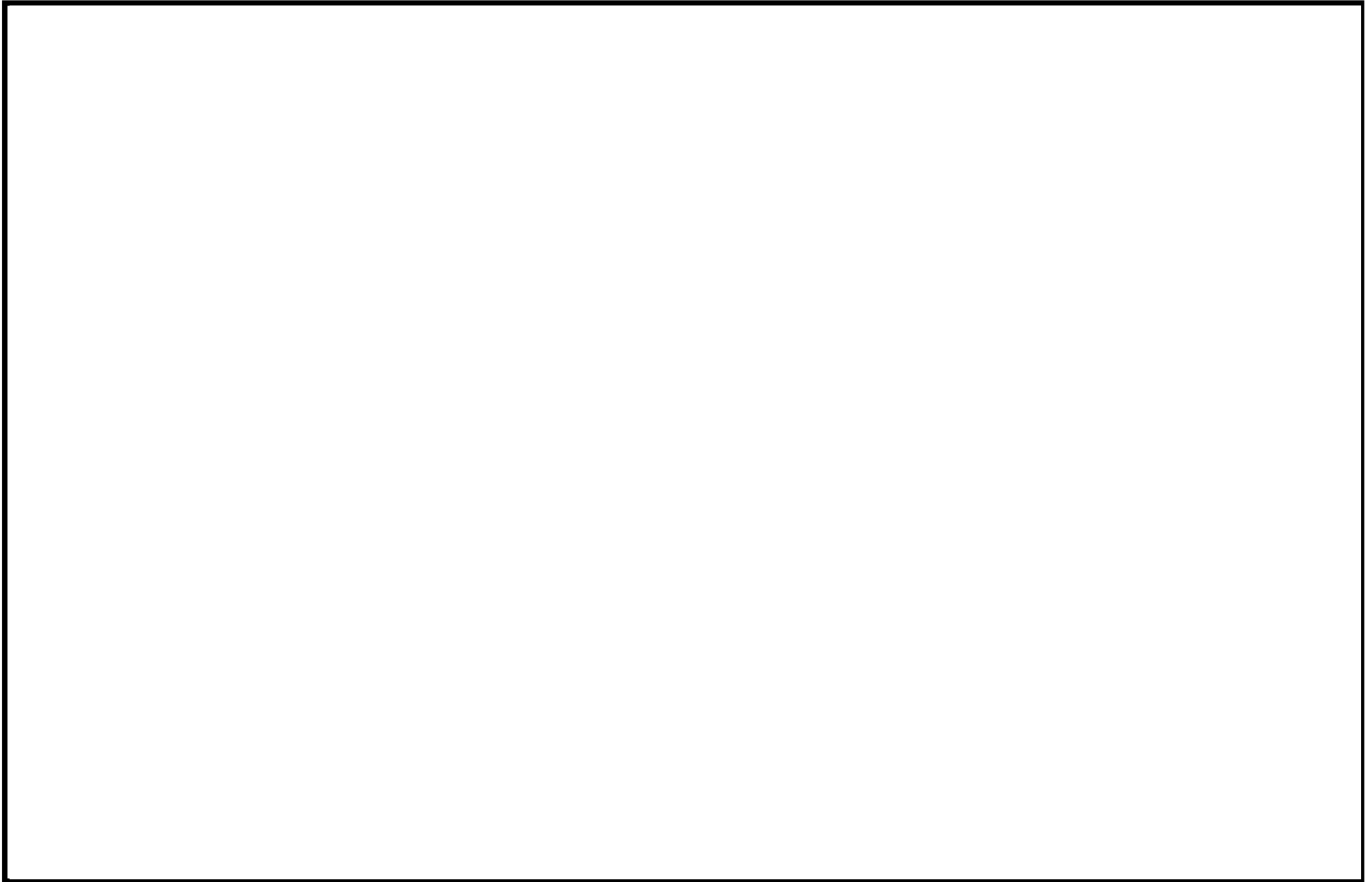
第 3.1.1.a-1 表 PRA に必要な情報を収集する際に参照した資料リスト

系統設備		概要
原子炉停止に関する機能		
	スクラム系 原子炉保護系 制御棒及び制御棒駆動系	2 out of 4 論理回路 制御棒 205 本
	ほう酸水注入系	系統数 1 電動ポンプ 2 台 ポンプ容量約 11 m ³ /h/台
炉心冷却に関する機能		
	高圧炉心注水系(HPCF)	系統数 2 電動ポンプ 2 台 ポンプ容量約 180 m ³ /h/台～約 730 m ³ /h/台
	原子炉隔離時冷却系(RCIC)	系統数 1 タービン駆動ポンプ 1 台 ポンプ容量約 190 m ³ /h/台
	自動減圧系(ADS)	ADS 機能付逃がし安全弁 8 弁 容量約 380 t/h/個
	低圧注水系 RHR LPFL モード	系統数 3 電動ポンプ 3 台 ポンプ容量約 950 m ³ /h/台
放射性物質の閉じ込めに関する機能		
	残留熱除去系	系統数 3 電動ポンプ 3 台 ポンプ容量約 950 m ³ /h/台
安全機能のサポートに関する機能		
	原子炉補機冷却系	系統数 3 電動ポンプ 6 台(2 台/系統) ポンプ容量約 1,300 m ³ /h/台(A/B 系) (C 系は 6 号炉約 1,100 m ³ /h/台、7 号炉約 800 m ³ /h/台)
	原子炉補機冷却海水系	系統数 3 電動ポンプ 6 台(2 台/系統) ポンプ容量約 1,800 m ³ /h/台(A/B/C 系)
	非常用ディーゼル発電機	台数 3 発電容量約 6,250 kVA/台
	直流電源設備	系統数(125 V)4 蓄電池 4 組

第 3.1.1.a-2 表 系統設備概要

	資料名	目的
設計 情報	原子炉設置許可申請書	系統の仕様を確認し、成功基準等の根拠とする。
	配管計装線図(P&ID)	系統の冷却水等の流路を確認し、フォールトツリー等の根拠とする。
	インターブロック線図(IBD)	系統の自動起動信号等の論理構成を確認し、フォールトツリー等の根拠とする。
	電気展開接続図(ECWD)	系統の回路構成を確認し、フォールトツリー等の根拠とする。
	系統計仕様書(SS)	系統の仕様を確認し、成功基準等の根拠とする。
	機器設計仕様書(ES)	機器の仕様を確認し、成功基準等の根拠とする。
	電源一覧表	機器の電源区分を確認し、フォールトツリー等の根拠とする。
	単線結線図	同上
運転 管理 情報	原子炉施設保安規定	系統の待機除外に関する規定を調査し、システムアンアベイラビリティの根拠とする。また、停止時 PRA における感度解析をする際の設定の根拠とする。
	事故時運転操作手順書(事象ベース)AOP	起因事象発生時の運転員における対応を確認し、イベントツリー、人間信頼性解析等の根拠とする。
	事故時運転操作手順書(徴候ベース)EOP	同上
	設備別操作手順書	設備の操作手順を確認し、フォールトツリー、人間信頼性解析等の根拠とする。
	定例試験手順書	機器の健全性が確認される周期を確認し、フォールトツリーの根拠とする。
	保守点検手入れ要領	同上
	ユニット操作手順書	プラント起動/停止時の手順等の確認に用いる。
	警報発生時操作手順書	機器の警報の有無や内容の確認し、フォールトツリー等の根拠とする。
	定例切替表	常用切替運転をする機器の切替間隔を確認し、フォールトツリー等の根拠とする。
	原子力施設運転管理年報	起因事象発生頻度評価の根拠とする。
	原子力安全推進協会により運営されているニューシア	同上
	電気事業者によるプレスリリース	同上

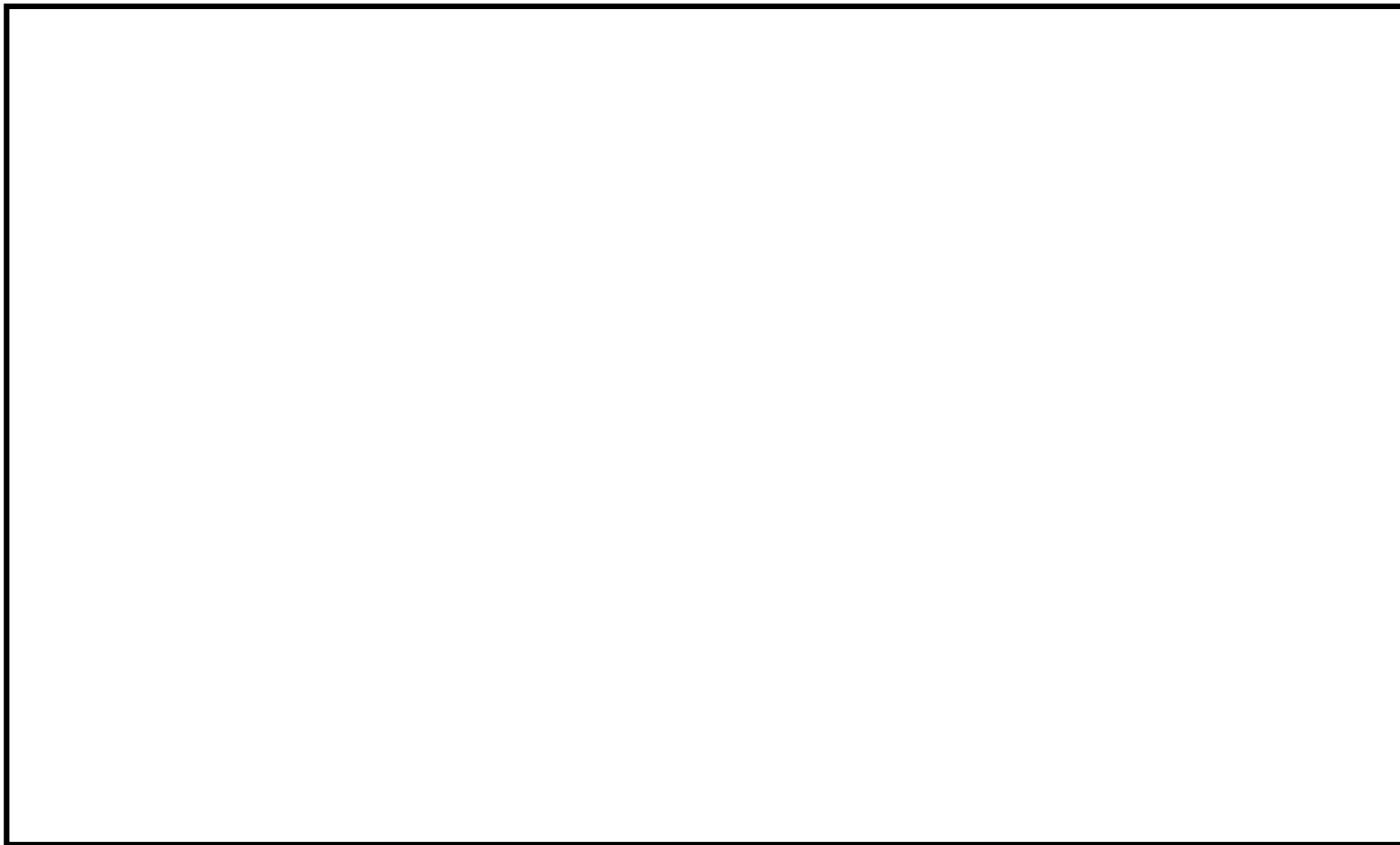
第 3.1.1.b-1 表 過渡変化・事故による起回事象の同定



第 3.1.1.b-2 表 従属性を有する起回事象の同定(1/3)

--

第 3.1.1.b-2 表 従属性を有する起回事象の同定(2/3)

A large empty rectangular box with a black border, intended for the content of the table mentioned in the caption. The box is currently blank.

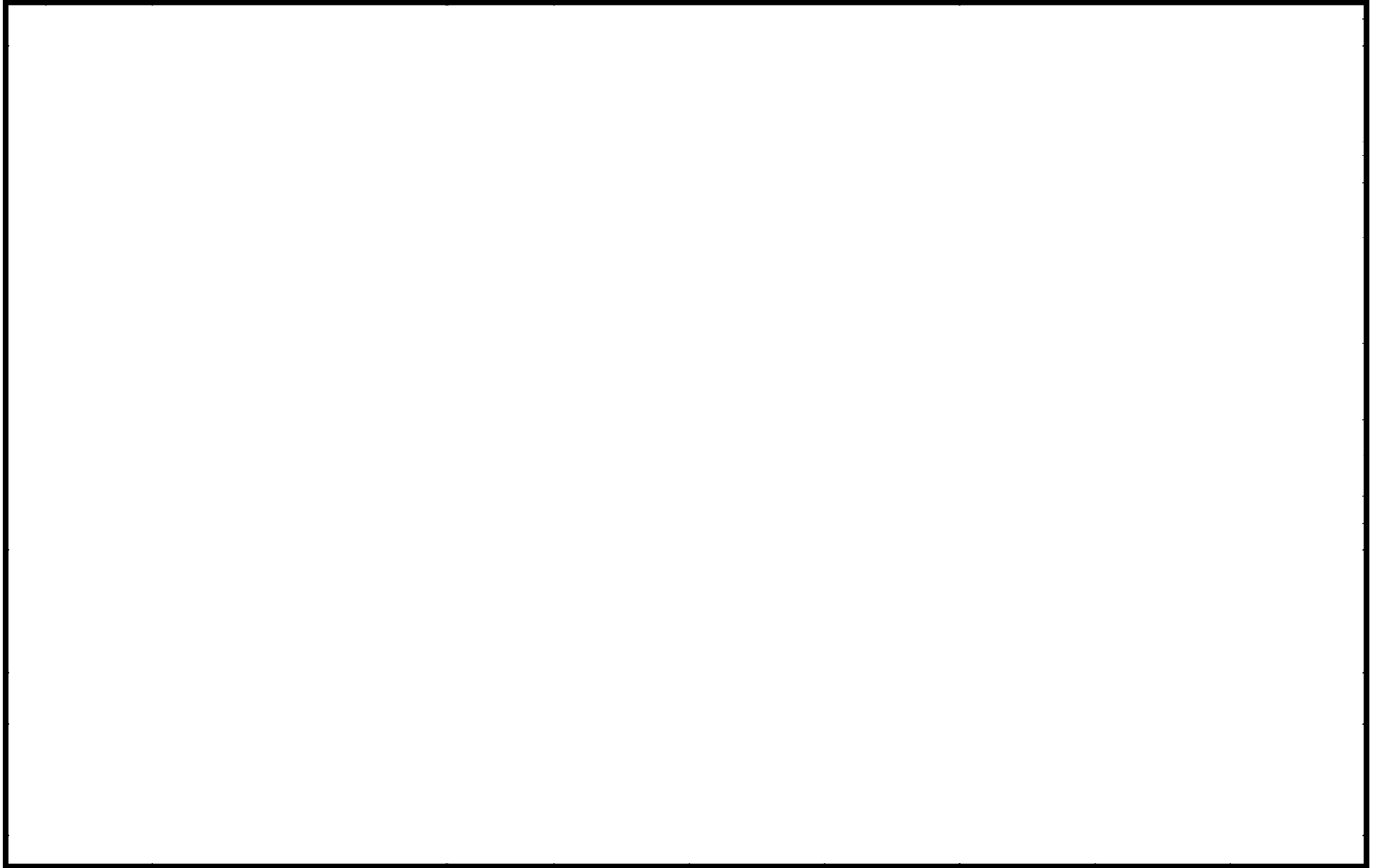
第 3.1.1.b-2 表 従属性を有する起因事象の同定(3/3)

--

第 3.1.1.b-2 表 従属性を有する起因事象の同定(まとめ)

--

第 3.1.1.b-3 表 起回事象のグループ化の結果と事象の定義及び事象と緩和設備の主要な状況



第 3.1.1.b-4 表 起因事象グループと事象の定義及び国内発生実績

大分類	起因事象グループ	事象の定義	発生件数※1	
			小計	合計
過渡事象	非隔離事象	1.発電機負荷遮断	30	81
		2.タービントリップ	26	
		3.圧力制御装置の故障(蒸気流量減少)	4	
		4.バイパス弁または主蒸気加減弁の誤閉鎖	6	
		5.全再循環ポンプトリップ	1	
		6.再循環ポンプ軸固着	0	
		7.給水制御系の故障(流量増加、出力運転時)	9	
		8.給水制御系の故障(流量増加、起動・停止時)	0	
		9.HPCI/HPCSの誤起動	0	
		10.主蒸気隔離弁の1弁閉鎖	1	
		11.再循環流量制御系の誤動作(再循環流量増加)	4	
		12.再循環停止ループ誤起動	0	
		13.給水加熱喪失	0	
	隔離事象	1.主蒸気隔離弁の閉鎖	5	13
		2.主蒸気隔離弁の部分閉鎖	0	
		3.圧力制御装置の故障(蒸気流量増加)	4	
		4.タービンバイパス弁誤開放	2	
		5.発電機負荷遮断バイパス弁不作動	0	
		6.タービントリップバイパス弁不作動	0	
		7.復水器真空度喪失	2	
	全給水喪失	1.全給水流量喪失	5	5
	水位低下事象	1.給水または復水ポンプ1台トリップ	1	13
		2.給水制御系の故障(流量減少、出力運転時)	11	
		3.給水制御系の故障(流量減少、起動・停止時)	1	
	RPS誤動作等	1.出力運転中の制御棒引抜き	0	27
		2.起動時における制御棒引抜き	4	
		3.原子炉保護系故障によるスクラム	2	
4.プラント異常によるスクラム		12		
5.原子炉保護系計装の故障によるスクラム		9		
外部電源喪失	1.外部電源喪失	3	3	
	2.補助電源喪失	0		
S/R弁誤開放	1.逃がし安全弁誤開放/開固着	0	0	
LOCA	小LOCA	1.RCICで注水可能な範囲	0	0
	中LOCA	1.小LOCAと大LOCAの中間範囲	0	0
	大LOCA	1.事象発生により原子炉が減圧状態になる範囲	0	0
従属性を有する起因事象	原子炉補機冷却系故障(非常用C系)	1.原子炉補機冷却系が機能喪失し、当該安全区分の設備に期待できない状態での原子炉手動停止	0	0
	原子炉補機冷却系故障(非常用D系)	1.原子炉補機冷却系が機能喪失し、当該安全区分の設備に期待できない状態での原子炉手動停止	0	0
	交流電源故障(非常用C母線)	1.交流母線や下流の電源設備(非常用D/Gを除く)が機能喪失し、当該安全区分の設備に期待できない状態での原子炉手動停止	0	0
	交流電源故障(非常用D母線)	1.交流母線や下流の電源設備(非常用D/Gを除く)が機能喪失し、当該安全区分の設備に期待できない状態での原子炉手動停止	0	0
	直流電源故障(非常用A母線)	1.直流母線や下流の電源設備が機能喪失し、当該安全区分の設備に期待できない状態での原子炉手動停止	0	0
	直流電源故障(非常用B母線)	1.直流母線や下流の電源設備が機能喪失し、当該安全区分の設備に期待できない状態での原子炉手動停止	0	0
	タービン・サポート系故障	1.タービン設備のサポート系機能が喪失し、タービン設備に期待できない状態での原子炉手動停止	0	0
通常停止	通常停止	1.計画されているプラント停止の他、比較的軽微な故障による計画されない停止を含む原子炉手動停止	807	807

総運転炉年(発電時間) 488.1年※2
 暦年 706.1年※3

※1 発生件数は、平成 21 年 3 月までの実績

※2 総運転炉年(発電時間)は、平成 21 年 3 月までの BWR プラント全 32 基の発電時間の合計値(原子力安全基盤機構発行の原子力施設運転管理年報での BWR 発電時間の累計 4,278,559 時間を 24(時間/日)×365.25(日/年)で除した数値)

※3 暦年は営業運転開始から平成 21 年 3 月までの BWR プラント全 32 基の年数の合計値

第 3.1.1.b-5 表 起因事象グループの発生頻度

起 因 事 象	発生頻度 ^{※4} (/炉年)	備 考
過渡変化 ・ 非隔離事象 ^{※1} ・ 隔離事象 ^{※2} ・ 全給水喪失 ・ 水位低下事象 ^{※3} ・ RPS 誤動作等 ・ 外部電源喪失 ・ 逃し安全(S/R)弁誤開放 通常停止 ・ 通常停止 従属性を有する起因事象 ・ 交流電源故障(非常用) ・ 直流電源故障 ・ 原子炉補機冷却系故障 ・ タービン補機冷却系故障	0.17 0.027 0.010 0.027 0.055 0.0042 0.0010 1.7 0.00015 0.00028 0.00072 0.00072	1) 国内 BWR 実績データ (平成 21 年 3 月末時点) 2) S/R 弁誤開放は発生実績がないため 0.5 回の発生を仮定 3) サポート系喪失は片系統の喪失とし、 発生実績がないため 0.5 回の発生を仮 定
原子炉冷却材喪失 (LOCA) ・ 大 LOCA ・ 中 LOCA ・ 小 LOCA	2.0×10 ⁻⁵ 2.0×10 ⁻⁴ 3.0×10 ⁻⁴	1) NUREG-1829 及び NUREG/CR-5750 のデータに基づき大中小 LOCA の発 生頻度を算出。
格納容器バイパス事象 ・ ISLOCA		

※1：発電機負荷遮断などによりタービンがトリップする事象(RPVは隔離されない)

※2：MSIV 閉信号などにより MSIV が閉鎖する事象(RPVは隔離される)

※3：給水制御系の故障などによりタービンからの給水流量が減少し、原子炉水位が低下する事象

※4：各起因事象発生頻度のエラーファクター(EF)は、過渡変化、通常停止、従属性を有する起因事象については 3、大 LOCA 及び中 LOCA については 20、小 LOCA については 10 としており、ISLOCA については [] 過渡変化、通常停止、従属性を有する起因事象の EF は、日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準(レベル 1PSA 編):2008」の 5.3.1 a)の記載及び NUREG/CR-4550 の記載を参考に、工学的判断によって設定している。また、LOCA の EF は、NUREG-1829 及び NUREG/CR-5750 を参考に設定している。LOCA は国内外において発生事例がないため、起因事象発生頻度の不確かさは他の起因事象よりも相対的に大きいと考え、過渡変化、通常停止及び従属性を有する起因事象の EF よりも大きく設定している。

第 3.1.1.c-1 表 プラント運転時の成功基準(起回事象ごと)

起回事象		原子炉未臨界	炉心冷却	格納容器熱除去
大 LOCA		・ RPS ・ ARI+RPT	・ 1/2HPCF ・ 1/3LPFL	・ 1/3RHR
中 LOCA		・ RPS ・ ARI+RPT	・ 1/2HPCF ・ ADS+1/3LPFL	・ 1/3RHR
小 LOCA		・ RPS ・ ARI+RPT	・ 給水系 ^{※1} ・ 1/2HPCF ・ RCIC ・ ADS+復水系 ・ ADS+1/3LPFL	・ 1/3RHR
過渡変化 ・ 手動停止	S/R 弁 正常作動時	・ RPS ・ ARI+RPT	・ 給水系 ^{※2} ・ 1/2HPCF ・ RCIC ・ ADS+復水系 ^{※2} ・ ADS+1/3LPFL	・ PCS ・ 1/3RHR
	S/R 弁 開固着時	・ RPS ・ ARI+RPT	・ 給水系 ^{※2} ・ 1/2HPCF ・ ADS+復水系 ^{※2} ・ ADS+1/3LPFL	・ 1/3RHR
過渡変化	ATWS 時	・ RPT+SLC+S/R 弁開放+1/2HPCF		・ 1/3RHR
ISLOCA (破損箇所の隔離成功後)		・ RPS ・ ARI+RPT	・ 給水系 ・ 1/2HPCF ^{※3} ・ ADS+復水系 ・ ADS+1/3LPFL ^{※3}	・ PCS ・ 1/3RHR ^{※3}

1/2 : 2 系統の内の 1 系統を意味する。

※1 : 小 LOCA 後に原子炉水位の低下が進行すると、原子炉水位に応じて隔離信号が発信されるが、給復水ラインは隔離されないため、LOCA 信号発生時の給復水系からの注水は可能である。これに破断口の大きさと給復水系からの注水による補給のバランス等を考慮し、LOCA の中では小 LOCA の場合のみ給復水系を注水の成功基準として期待している。

※2 : 外部電源喪失時は当該炉心冷却機能(給水系、ADS+復水系)には期待しない。

※3 : 破損が発生した系統には期待しない。

第 3.1.1.c-2 表 低圧系注水時の自動減圧系(ADS)の必要弁数

系統名	過渡事象		小 LOCA	中 LOCA
	S/R 弁 正常動作時	S/R 弁 誤開放時		
低圧注水系(LPFL)	2 弁	1 弁	1 弁	1 弁

第 3.1.1.c-3 表 RCW(A 系, B 系)の成功基準

機器名	高圧注水系		RHR(低圧注水・除熱)	非常用 D/G
	過渡事象	LOCA	過渡事象/LOCA	過渡事象/LOCA
RCW ポンプ	1/2	2/2 ※	2/2※	1/2
RCW Hx	1/2	2/2	2/2	1/2

※常用系隔離成功の有無を問わない

第 3.1.1.c-4 表 RCW(C 系)の成功基準

機器名	高圧注水系		RHR(低圧注水・除熱)	非常用 D/G	OG
	過渡事象	LOCA	過渡事象/LOCA	過渡事象/LOCA	過渡事象
RCW ポンプ	1/2	2/2 + 常用系隔離	2/2 + 常用系隔離	1/2	1/2
RCW Hx	1/2	2/2	2/2	1/2	1/2

第 3.1.1.c-5 表 空調機の成功基準

--

第 3.1.1.c-6 表 MAAP コードによる事故進展解析結果 (ABWR/RCCV)

事故シーケンス	
TC (過渡変化後、原子炉停止失敗)	
大 LOCA (大 LOCA 後、炉心注水失敗)	
TQUV (過渡変化後、炉心注水失敗、 低圧シーケンス)	
TQUX (過渡変化後、炉心注水失敗、 高圧シーケンス)	
TW (LOCA シーケンス)	
TW (RPV 低圧シーケンス)	
TW (RPV 高圧シーケンス)	
長期 TB (SBO)	

※1 下線は設定に用いた解析結果を示す。

第 3.1.1.c-7 表 各緩和操作と運転員操作のための許容時間

--

第 3.1.1.d-1 表 炉心損傷事故シーケンスグループの分類(最終状態の説明と分類)

炉心損傷事故シーケンスの特徴		シーケンスグループ
LOCA発生後の炉心冷却失敗		LOCA後の注水失敗
詳細には、	大LOCA後の炉心冷却失敗	AE
	中LOCA後の炉心冷却失敗	S1E
	小LOCA後の炉心冷却失敗	S2E
過渡変化事象発生後の給水系、高圧系及び低圧系による炉心冷却失敗		TQUV
過渡変化事象発生後の給水系及び高圧系による炉心冷却失敗かつ減圧失敗		TQUX
外部電源喪失後の電源喪失		TB
詳細には、	D/G3台が機能喪失の状態、RCICにより炉心冷却を継続するが、バッテリーが枯渇し炉心損傷	長期TB
	バッテリーの故障により、D/G3台の起動に失敗し炉心損傷	TBD
	D/G3台の起動に失敗し、さらにRCICも機能喪失し炉心損傷	TBU(高圧)
	D/G3台の起動に失敗し、さらにS/R弁開固着によりRCICも機能喪失し炉心損傷	TBP(低圧)
過渡変化事象 / LOCA発生後の格納容器からの熱除去失敗		TW
過渡変化事象 / LOCA発生後の原子炉停止失敗		TC
ISLOCA発生後の破断箇所隔離失敗		ISLOCA

第 3.1.1.e-1 表 各系統間の従属性

系統名		従属故障の可能性のある系統																			
		フロント系										サポート系									
		高圧系注水				原子炉減圧, 低圧系注水				格納容器除熱		非常用電源			非常用サポート系						
		給水系注1	除熱機能に期待しない	HPCF(B)	HPCF(C)	RCIC	ADS	復水系注2	高圧注水に期待しない	LPFL(A)	LPFL(B)	LPFL(C)	PCS	RHR(A)	RHR(B)	RHR(C)	D/G(A)	D/G(B)	D/G(C)	TCW	非常用サポート系
機能を失う系統(サポート系)	給復水系	M/D-RFP																			
		HPCP																			
		LPCP																			
		AO, OG, TGS, CW, MSIV, TBV																			
	常用サポート系	TCW																			
		TSW																			
	非常用サポート系	RCW(A)																			
		RSW(A)																			
		RCW(B)																			
		RSW(B)																			
		RCW(C)																			
		RSW(C)																			
	換気空調系	HPCF(B) HVH																			
		HPCF(C) HVH																			
		RHR(A) HVH																			
		RHR(B) HVH																			
		RHR(C) HVH																			
		D/G(A)室 HVH																			
	交流電源	A系(常用)																			
		B系(常用)																			
C系(非常用)																					
D系(非常用)																					
E系(非常用)																					
直流電源	区分1																				
	区分2																				
	区分3																				

第 3.1.1.e-2 表 代表的なシステム信頼性(フォールトツリー)の評価結果

起因事象	システム(系統)	非信頼度(平均値)
過渡事象	RCIC HPCF(B) HPCF(C) 手動減圧 LPFL(A) LPFL(B) LPFL(C) 復水器を用いた除熱 RHR(A) RHR(B) RHR(C)	
	非隔離事象 給水系	
	隔離事象 給水系	
LOCA	RCIC HPCF(B) HPCF(C) 自動減圧及び手動減圧 LPFL(A) LPFL(B) LPFL(C)	
—	スクラム系(電気系) スクラム系(機械系) ARI RPT SLC 復水系 非常用電源系(A) 非常用電源系(B) 非常用電源系(C)	

第 3.1.1.e-3 表 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

項目	非信頼度の根拠
----	---------

第 3.1.1.f-1 表 平均修復時間、復旧特性のデータ

機器	平均修復時間	備考(出典等)
ポンプ	19 時間	
弁	7 時間	
計装/制御機器	6 時間	
D/G	20 時間	
外部電源復旧特性 ^{※1}		

※1 復旧失敗確率 $P = \exp(-2.535t^{0.2})$

t : 復旧時間

第 3.1.1.f-2 表 共通原因故障因子

機器タイプ	β ファクタ	γ ファクタ	参考文献
ポンプ	0.039	0.520	NUREG/CR-1205 Rev.1
弁	0.13	0.565	NUREG/CR-1363 Rev.1
D/G	0.021	0.51	NUREG-1150
計装/制御機器	0.082	0.67	NUREG/CR-2771
リレー (スクラムコンタクタ)	0.05	0.1	SECY-83-293
蓄電池	0.008	0.5	NUREG-1150

第 3.1.1.g-1 表 同定した人的過誤及び過誤確率の評価結果(例示)

人的過誤 (中央制御室操作)	内 容	過誤確率 (平均値)	EF (対数正規分布)	事象診断及び 操作に関する 許容時間	過誤回復考慮の 有無に関する 許容時間
事象発生前	手動弁の開閉忘れ				
	計測器の誤校正 				
事象発生後	過渡事象及び小 LOCA 時の操作失敗				
	大 LOCA 時の操作失敗				
	ATWS 時の SLC 起動等の操作失敗				
	過渡事象及び LOCA 時の際の現場での 機器の操作失敗				



第 3.1.1.h-1 表 全炉心損傷頻度に占める割合の大きな事故シーケンス

起回事象	シーケンスの概要	炉心損傷 モード	炉心損傷頻度	
			(/炉年)	割合 (累積)
過渡事象 (隔離事象)	過渡事象(隔離事象)発生後、注水には成功するが、 除熱に失敗	TW	4.4×10^{-6}	51%
通常停止	通常停止後、注水には成功するが、除熱に失敗(高 圧の注水系は HPCF が失敗し、RCIC で注水)	TW	1.5×10^{-6}	68%
通常停止	通常停止後、注水には成功するが、除熱に失敗	TW	1.2×10^{-6}	81%
従属性を有する 起回事象 (RSW(C)故障)	RSW(C)故障発生後、注水には成功するが、除熱に 失敗	TW	1.7×10^{-7}	83%
過渡事象 (S/R 弁誤開放)	過渡事象(S/R 弁誤開放)発生後、注水には成功する が、除熱に失敗	TW	1.6×10^{-7}	85%

第 3.1.1.h-2 表 起因事象別の炉心損傷頻度と炉心損傷頻度の大きな事故シーケンス

起因事象	炉心損傷頻度 (/炉年)	主要事故シーケンス	主要事故シーケンスの 炉心損傷頻度 (/炉年)
非隔離事象	4.2×10^{-7}	非隔離事象+除熱失敗	1.5×10^{-7}
隔離事象	4.5×10^{-6}	隔離事象+除熱失敗	4.4×10^{-6}
全給水喪失	3.1×10^{-8}	全給水喪失+除熱失敗	1.2×10^{-8}
水位低下事象	7.9×10^{-8}	水位低下事象+除熱失敗	3.1×10^{-8}
RPS 誤動作等	8.8×10^{-8}	RPS 誤動作等+除熱失敗	4.9×10^{-8}
外部電源喪失	2.3×10^{-8}	外部電源喪失+除熱失敗	9.7×10^{-9}
S/R 弁誤開放	1.7×10^{-7}	S/R 弁誤開放+除熱失敗	1.6×10^{-7}
大 LOCA	3.5×10^{-9}	大 LOCA+除熱失敗	2.9×10^{-9}
中 LOCA	3.4×10^{-8}	中 LOCA+除熱失敗	2.9×10^{-8}
小 LOCA	5.0×10^{-8}	小 LOCA+除熱失敗	4.9×10^{-8}
原子炉補機冷却 海水系 1 系列故障	1.8×10^{-7}	原子炉補機冷却海水系 C 系故障 +除熱失敗	1.7×10^{-7}
非常用交流電源 1 系列故障	3.9×10^{-8}	非常用交流電源 E 系故障+除 熱失敗	3.6×10^{-8}
直流電源 1 系列故障	2.1×10^{-7}	直流電源 B 系故障+除熱失敗	7.0×10^{-8}
タービン補機冷却 海水系故障	1.2×10^{-7}	タービン補機冷却海水系故障 +除熱失敗	1.2×10^{-7}
通常停止	2.7×10^{-6}	通常停止+除熱失敗	1.5×10^{-6}
ISLOCA	9.8×10^{-11}	ISLOCA	9.5×10^{-11}
合計	8.7×10^{-6}		

第 3.1.1.h-3 表 事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度と炉心損傷頻度の大きな事故シーケンス

炉心損傷モード	炉心損傷頻度 (/炉年)	主要事故シーケンス	主要事故シーケンスの 炉心損傷頻度 (/炉年)
TW	8.7×10 ⁻⁶	隔離事象+除熱失敗	4.4×10 ⁻⁶
		通常停止+除熱失敗 (高圧の注水系は HPCF が失敗し、RCIC で注水)	1.5×10 ⁻⁶
		通常停止+除熱失敗	1.2×10 ⁻⁶
		原子炉補機冷却海水系 C 系故障+除熱失敗	1.7×10 ⁻⁷
TQUX	4.2×10 ⁻⁹	通常停止+高圧注水失敗+減圧失敗	2.0×10 ⁻⁹
		全給水喪失+高圧注水失敗+減圧失敗	1.2×10 ⁻⁹
S1E	4.0×10 ⁻⁹	中 LOCA+高圧/低圧注水失敗	3.9×10 ⁻⁹
TQUV	9.6×10 ⁻¹⁰	通常停止+高圧/低圧注水失敗	4.3×10 ⁻¹⁰
		通常停止+SRV 再閉失敗+高圧/低圧注水失敗	3.1×10 ⁻¹⁰
TBU	6.0×10 ⁻¹⁰	外部電源喪失+D/G 全台機能喪失+RCIC 停止	6.0×10 ⁻¹⁰
AE	5.0×10 ⁻¹⁰	大 LOCA+高圧/低圧注水失敗	5.0×10 ⁻¹⁰
長期 TB	4.8×10 ⁻¹⁰	外部電源喪失+D/G 全台機能喪失+外部電源復旧失敗	4.8×10 ⁻¹⁰
TBP	1.2×10 ⁻¹⁰	外部電源喪失+D/G 全台機能喪失+ SRV 再閉失敗	1.2×10 ⁻¹⁰
ISLOCA	9.5×10 ⁻¹¹	ISLOCA 発生(隔離可能規模)+隔離操作失敗	9.5×10 ⁻¹¹
TBD	8.1×10 ⁻¹¹	外部電源喪失+直流電源喪失	8.1×10 ⁻¹¹
S2E	4.0×10 ⁻¹²	小 LOCA+高圧/低圧注水失敗	3.0×10 ⁻¹²
TC	5.1×10 ⁻¹²	非隔離事象+スクラム失敗+SLC 起動失敗	2.2×10 ⁻¹²
合計	8.7×10 ⁻⁶		

第 3.1.1.h-4 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	主要なカットセット	炉心損傷頻度	
			(/炉年)	事故シーケンス グループへの 寄与割合 (%)
TQUV (高圧・低圧注水 機能喪失) (9.6×10^{-10} /炉年)	過渡事象 +高圧/低圧注水失敗 (1.1×10^{-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	1.6×10^{-12}	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 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	1.6×10^{-12}	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	1.6×10^{-12}	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	1.6×10^{-12}	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	1.6×10^{-12}	0.2
	過渡事象 +S/R 弁再閉鎖失敗 +高圧/低圧注水失敗 (7.4×10^{-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	4.2×10^{-12}	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	3.0×10^{-12}	0.3
	通常停止 +高圧/低圧注水失敗 (4.3×10^{-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	1.5×10^{-11}	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	1.5×10^{-11}	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	1.5×10^{-11}	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	1.5×10^{-11}	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	1.5×10^{-11}	1.6
	通常停止 +S/R 弁再閉鎖失敗 +高圧/低圧注水失敗 (3.1×10^{-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	4.2×10^{-11}	4.4
		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	4.2×10^{-11}	4.4
	サポート系喪失 +高圧/低圧注水失敗 (3.5×10^{-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	7.2×10^{-12}	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	2.9×10^{-12}	0.3
	サポート系喪失 +S/R 弁再閉鎖失敗 +高圧/低圧注水失敗 (4.3×10^{-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)	1.9×10^{-12}	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)	1.4×10^{-12}	0.2

*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。

第 3.1.1.h-4 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	主要なカットセット	炉心損傷頻度	
			(/炉年)	事故シーケンス グループへの 寄与割合 (%)
TQUX (高圧注水・減圧 機能喪失) (4.2×10^{-9} /炉年)	過渡事象 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (1.8×10^{-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)	4.6×10^{-10}	11
		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)	2.1×10^{-10}	5.0
	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 (5.2×10^{-11} /炉年)	全給水喪失+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)	2.4×10^{-12}	0.1
		全給水喪失+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)	1.4×10^{-12}	<0.1
	通常停止 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (2.0×10^{-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	3.9×10^{-10}	9.3
		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	1.8×10^{-10}	4.3
	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 (1.2×10^{-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	2.8×10^{-11}	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	2.5×10^{-11}	0.6
	サポート系喪失 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (2.9×10^{-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)	1.3×10^{-11}	0.3
		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)	7.3×10^{-12}	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 (4.1×10^{-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	5.1×10^{-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	4.4×10^{-12}	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。

第 3.1.1.h-4 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	主要なカットセット	炉心損傷頻度	
			(/炉年)	事故シーケンス グループへの 寄与割合 (%)
TW (崩壊熱除去機能 喪失) (8.7×10^{-6} /炉年)	過渡事象 +除熱失敗 (5.0×10^{-6} /炉年)	隔離事象+残留熱除去系起動操作失敗	3.6×10^{-6}	41
		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)	3.0×10^{-7}	3.4
	過渡事象 +S/R 弁再閉鎖失敗 +除熱失敗 (3.8×10^{-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	1.2×10^{-7}	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)	9.8×10^{-9}	0.1
	通常停止 +除熱失敗 (2.7×10^{-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)	8.8×10^{-7}	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)	6.4×10^{-7}	7.4
	通常停止 +S/R 弁再閉鎖失敗 +除熱失敗 (2.1×10^{-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	6.1×10^{-9}	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	5.0×10^{-10}	<0.1
	サポート系喪失 +除熱失敗 (5.5×10^{-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	9.6×10^{-8}	1.1
		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))	1.5×10^{-8}	0.2
	サポート系喪失 +S/R 弁再閉鎖失敗 +除熱失敗 (2.9×10^{-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	5.0×10^{-10}	<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))	8.0×10^{-11}	<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。

第 3.1.1.h-4 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	主要なカットセット	炉心損傷頻度	
			(/炉年)	事故シーケンス グループへの 寄与割合 (%)
TB (全交流 動力電源 喪失) (1.3×10^{-9} /炉年)	長期 TB 外部電源喪失 +D/G 全台起動失敗 (4.8×10^{-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	2.2×10^{-10}	17
		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	1.5×10^{-10}	12
	TBP 外部電源喪失 +D/G 全台起動失敗 +S/R 弁再閉鎖失敗 (1.2×10^{-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)	5.7×10^{-11}	4.4
		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)	4.0×10^{-11}	3.1
	TBU 外部電源喪失 +D/G 全台起動失敗 +RCIC 失敗 (6.0×10^{-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)	3.2×10^{-11}	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 5 号機タービン建屋側への誤送水)	3.2×10^{-11}	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)	3.2×10^{-11}	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)	3.2×10^{-11}	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)	3.2×10^{-11}	2.5
	TBD 外部電源喪失 +直流電源喪失 (8.1×10^{-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)	8.1×10^{-11}	6.2

*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。

第 3.1.1.h-4 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	主要なカットセット	炉心損傷頻度	
			(/炉年)	事故シーケンス グループへの 寄与割合 (%)
TC (原子炉停止機能喪失) (5.1×10^{-12} /炉年)	過渡事象 +原子炉停止失敗 (5.0×10^{-12} /炉年)	非隔離事象+制御棒挿入失敗+SLC 手動操作失敗	2.2×10^{-12}	43

※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。

第 3.1.1.h-4 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	主要なカットセット	炉心損傷頻度	
			(/炉年)	事故シーケンス グループへの 寄与割合 (%)
LOCA (LOCA 時注水機能喪失) (4.5×10^{-9} /炉年)	LOCA +高圧/低圧注水失敗 (3.9×10^{-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)	2.3×10^{-9}	51
		中 LOCA+原子炉補機冷却系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	7.6×10^{-10}	17

※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。

第 3.1.1.h-4 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	主要なカットセット	炉心損傷頻度	
			(/炉年)	事故シーケンス グループへの 寄与割合 (%)
ISLOCA (9.5×10^{-11} /炉年)	ISLOCA (9.5×10^{-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	1.5×10^{-11}	16
		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	1.5×10^{-11}	16

※ 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。

第 3.1.1.h-5 表 基事象別の Fussell-Vesely(FV)重要度の評価結果(上位 10 位)

順位	基事象 (機器名-故障モード)	FV 重要度	RAW
1	残留熱除去系 系統操作失敗(認知/操作失敗の人的過誤)	6.4×10^{-1}	4.6×10^3
2	原子炉補機冷却水系 電動ポンプ運転継続失敗 共通原因故障	1.2×10^{-1}	2.3×10^5
3	原子炉補機冷却海水系 電動ポンプ運転継続失敗 共通原因故障	8.7×10^{-2}	2.3×10^5
4	原子炉補機冷却海水系 電動ポンプ起動失敗 共通原因故障	5.3×10^{-2}	4.6×10^3
5	逃がし安全弁再閉鎖失敗	2.2×10^{-2}	5.2×10^0
6	原子炉補機冷却水系 電動ポンプ起動失敗 共通原因故障	1.8×10^{-2}	4.6×10^3
7	残留熱除去系 ポンプ室空調機 ファン起動失敗	1.0×10^{-2}	4.6×10^3
8	起動停止用蒸気式空気抽出系第一段空気入口弁開失敗	9.6×10^{-3}	3.9×10^1
9	起動停止用蒸気式空気抽出系第二段空気入口弁開失敗	9.6×10^{-3}	3.9×10^1
10	起動停止用蒸気式空気抽出系空気出口弁開失敗	9.6×10^{-3}	3.9×10^1

※ 太字は RAW の評価結果上位 10 位にも含まれる基事象を示す。

第 3.1.1.h-6 表 基事象別の Risk Achievement Worth(RAW)の評価結果(上位 10 位)

順位	基事象 (機器名-故障モード)	FV 重要度	RAW
1	原子炉補機冷却水系 電動ポンプ運転継続失敗 共通原因故障	1.2×10⁻¹	2.3×10⁵
2	原子炉補機冷却海水系 電動ポンプ運転継続失敗 共通原因故障	8.7×10⁻²	2.3×10⁵
3	制御棒挿入失敗	3.7×10 ⁻⁷	1.4×10 ⁴
4	原子炉補機冷却水系/原子炉補機冷却水系論理回路(SLU)周り 共通原因故障	4.6×10 ⁻³	4.6×10 ³
5	原子炉補機冷却水系 逆止弁(原子炉補機冷却水系ポンプ吐出)開失敗 共通原因故障	1.7×10 ⁻³	4.6×10 ³
6	原子炉補機冷却水系 電動ポンプ起動失敗 共通原因故障	1.8×10⁻²	4.6×10³
7	原子炉補機冷却水系 電動弁(原子炉補機冷却水系熱交換器出口)開失敗 共通原因故障	7.0×10 ⁻³	4.6×10 ³
8	原子炉補機冷却海水系 逆止弁(原子炉補機冷却海水系ポンプ吐出)開失敗 共通原因故障	8.6×10 ⁻⁴	4.6×10 ³
9	原子炉補機冷却海水系 電動ポンプ起動失敗 共通原因故障	5.3×10⁻²	4.6×10³
10	低圧系 ECCS 安全論理回路(SLU)周り 共通原因故障	4.6×10 ⁻³	4.6×10 ³

※太字は FV 重要度の評価結果上位 10 位にも含まれる基事象を示す。

第 3.1.1.h-7 表 事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度不確実さ解析

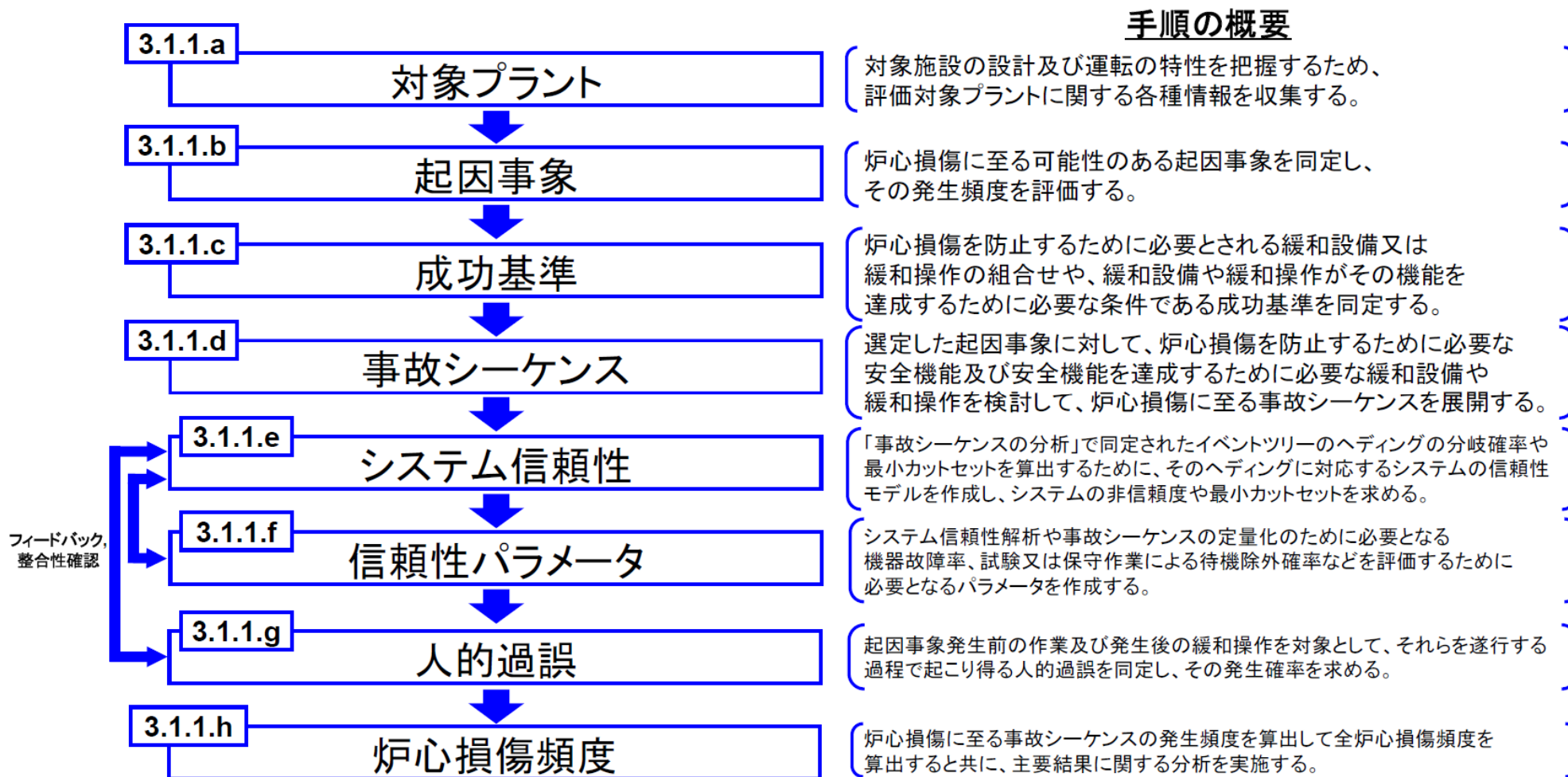
炉心損傷モード	格納容器破損頻度(/炉年)				
	5%値	95%値	中央値	平均値	点推定値
TQUV	3.3×10^{-11}	3.3×10^{-9}	2.2×10^{-10}	1.3×10^{-9}	9.6×10^{-10}
TQUX	1.7×10^{-10}	1.5×10^{-8}	1.4×10^{-9}	4.2×10^{-9}	4.2×10^{-9}
TW	9.9×10^{-7}	2.7×10^{-5}	4.3×10^{-6}	8.8×10^{-6}	8.7×10^{-6}
長期 TB	1.8×10^{-11}	1.7×10^{-9}	1.7×10^{-10}	4.8×10^{-10}	4.8×10^{-10}
TBP	1.0×10^{-12}	4.6×10^{-10}	1.9×10^{-11}	1.2×10^{-10}	1.2×10^{-10}
TBU	3.7×10^{-11}	2.1×10^{-9}	2.6×10^{-10}	6.1×10^{-10}	6.0×10^{-10}
TBD	2.1×10^{-12}	2.8×10^{-10}	2.6×10^{-11}	7.7×10^{-11}	8.1×10^{-11}
TC	9.5×10^{-14}	1.3×10^{-11}	1.0×10^{-12}	3.8×10^{-12}	5.1×10^{-12}
AE	2.1×10^{-12}	1.6×10^{-9}	5.2×10^{-11}	4.6×10^{-10}	5.0×10^{-10}
S1E	1.2×10^{-11}	1.3×10^{-8}	3.9×10^{-10}	3.7×10^{-9}	4.0×10^{-9}
S2E	2.1×10^{-14}	1.4×10^{-11}	4.6×10^{-13}	3.5×10^{-12}	4.0×10^{-12}
ISLOCA	3.5×10^{-13}	2.9×10^{-10}	8.9×10^{-12}	1.0×10^{-10}	9.5×10^{-11}
合計	9.9×10^{-7}	2.7×10^{-5}	4.3×10^{-6}	8.8×10^{-6}	8.7×10^{-6}

第 3.1.1.h-8 表 KK6/7 号機において過去に発生した起因事象

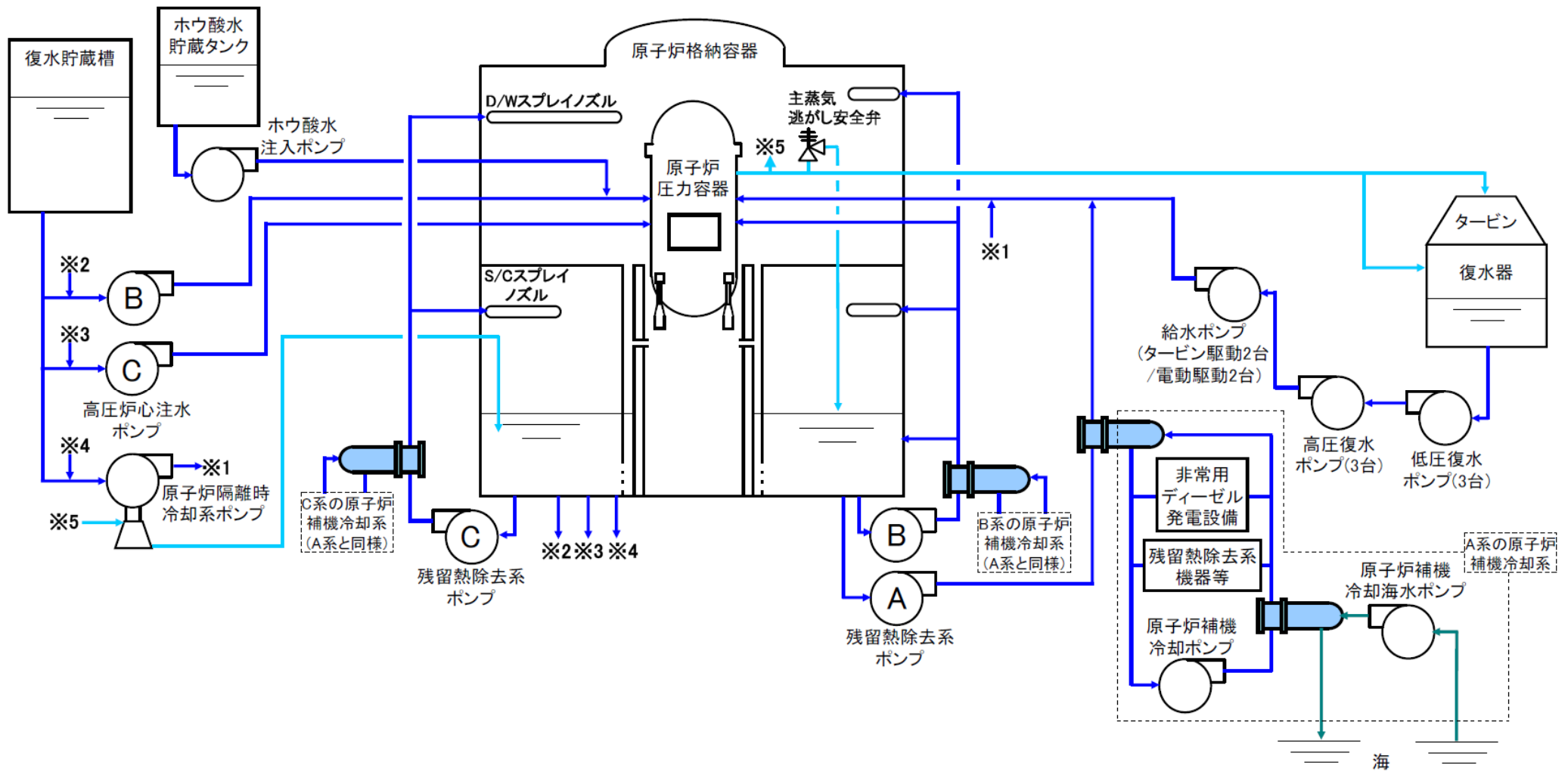
発生日時	発生号機	発生事象	起因事象の分類
1998年8月29日	6号機	500 kV 表示線保護継電器動作による原子炉自動停止	非隔離事象
1999年5月25日	6号機	発電機励磁装置停止による原子炉自動停止	非隔離事象
2004年11月4日	7号機	タービンスラスト軸受磨耗トリップによる原子炉自動停止	非隔離事象
2007年7月16日	7号機	新潟県中越沖地震に伴う原子炉自動停止	RPS 誤動作等
—		通常停止：25回	通常停止

第 3.1.1.h-9 表 KK6/7 号機において過去に発生した評価に係わる機器故障

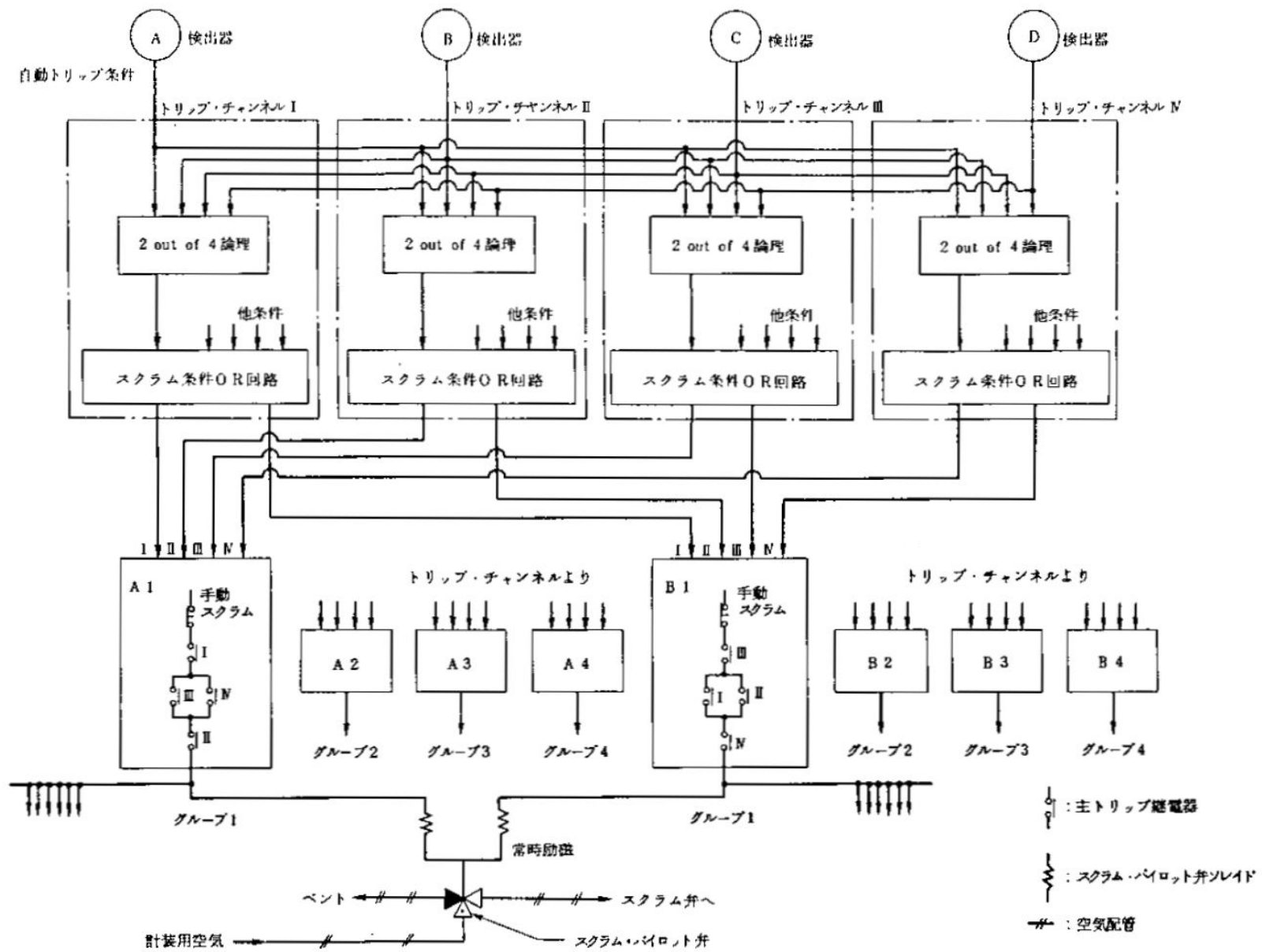
発生日時	発生号機	発生事象	故障の分類
2003年10月20日	7号機	第5回定期検査において、給水配管に「たわみ」が確認された事例。「たわみ」の原因としては、給水配管逆止弁(A/B系)にシートリークが発生し、原子炉冷却材浄化系から高温水が流入した可能性が推定されている。A/B系での発生が推定されていることから、本評価ではシートリーク2件として評価した。	逆止弁 内部リーク
2003年11月19日	7号機	水位計の一部で水位計の校正に用いる基準点の設定に誤りが確認された事例。設定水位と実水位に差が生じていたことから、実水位通りに信号が発信されない可能性があった。	水位トランスミッタ 高出力/低出力
2004年2月3日	7号機	RCICの機能検査後、RCICタービン蒸気加減弁が途中開度で固渋した事例。繰り返しの弁動作に伴い摺動部表面に荒れが生じ、摩擦抵抗が増大したこと等が固渋発生の原因と推定。	油圧作動弁 作動失敗



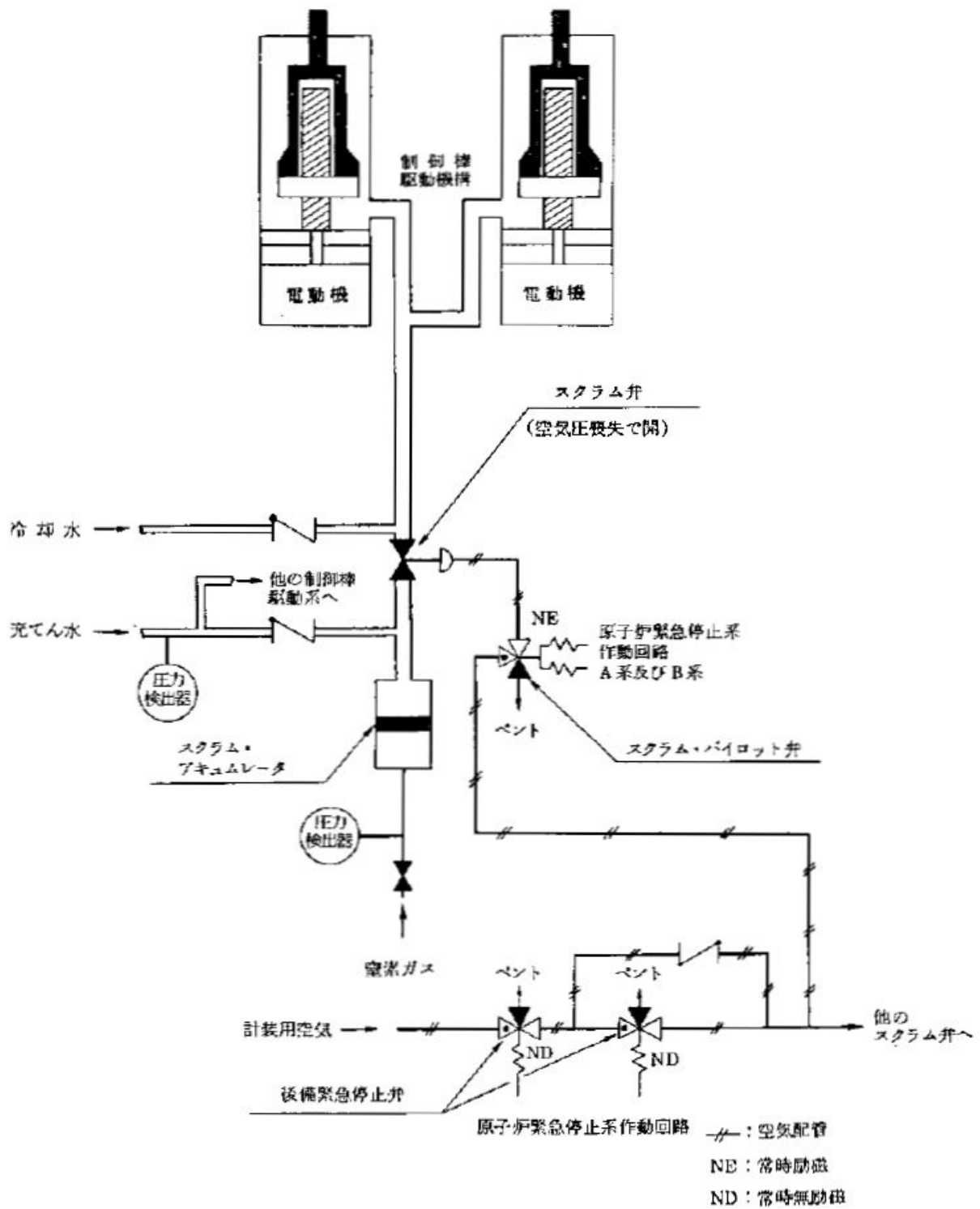
第 3.1.1-1 図 内部事象運転時レベル 1PRA の評価フロー



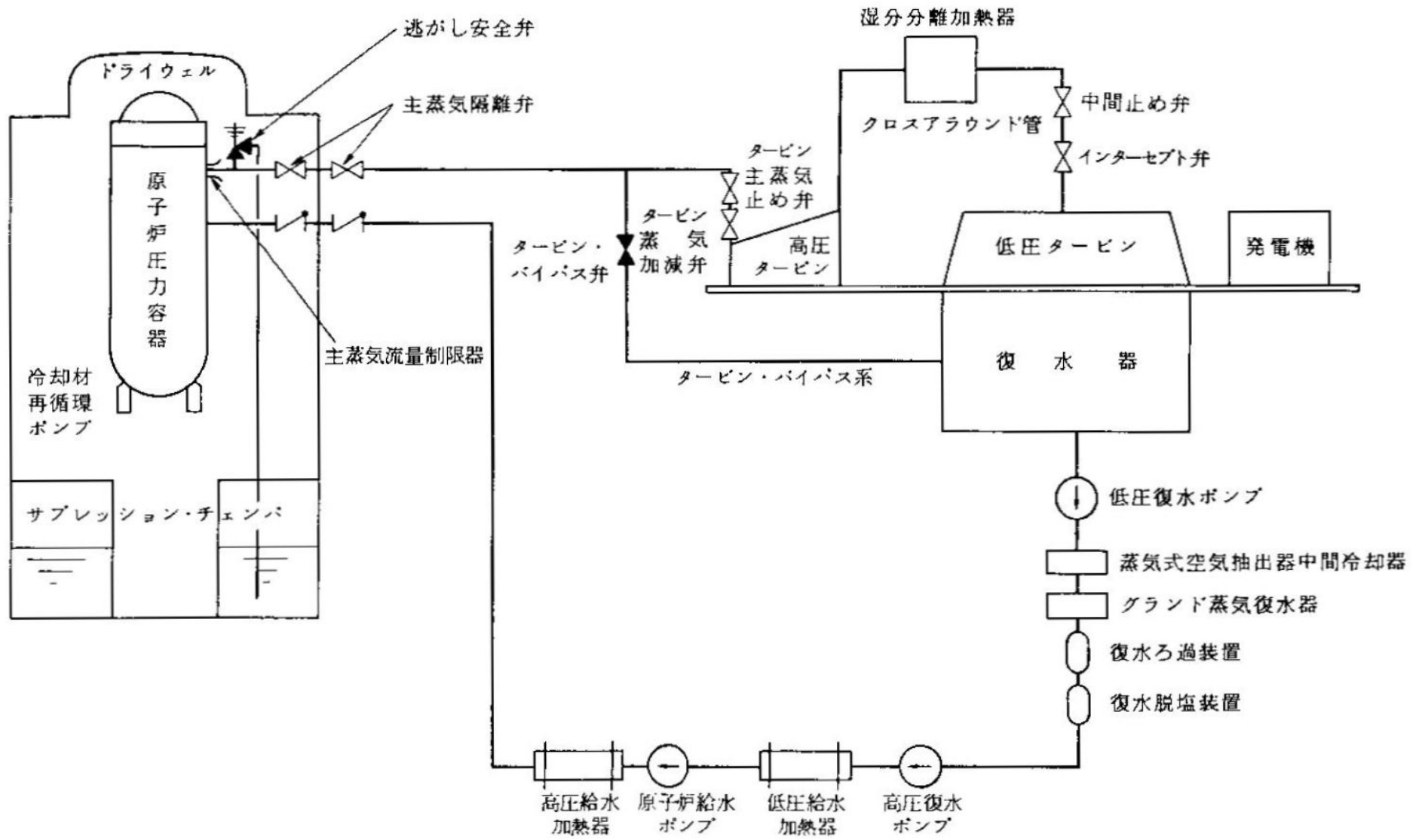
第 3.1.1.a-1 図 PRA において考慮する緩和機能(系統)の系統構成の概要



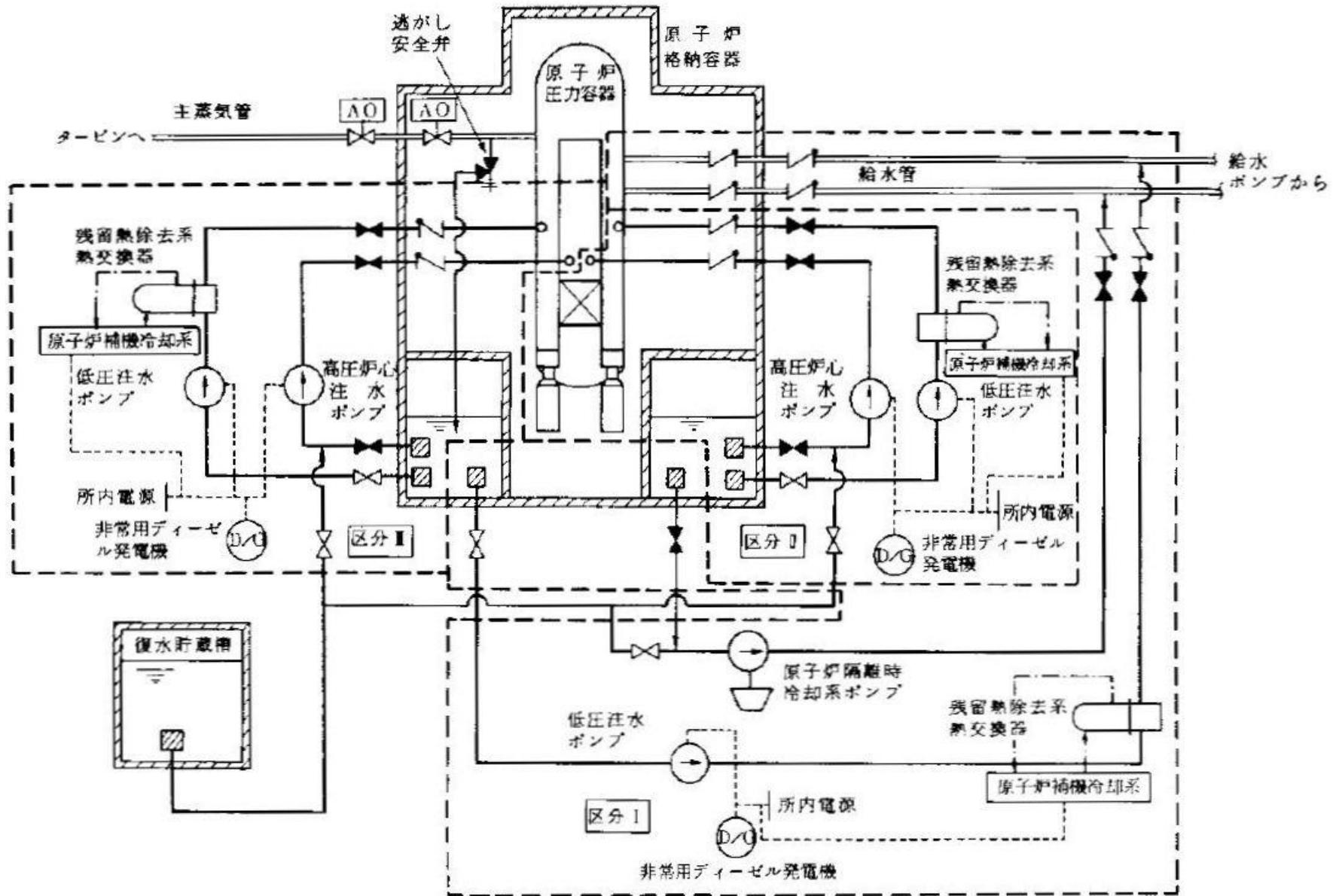
第 3.1.1.a-2 図 原子炉緊急停止系作動回路概要図



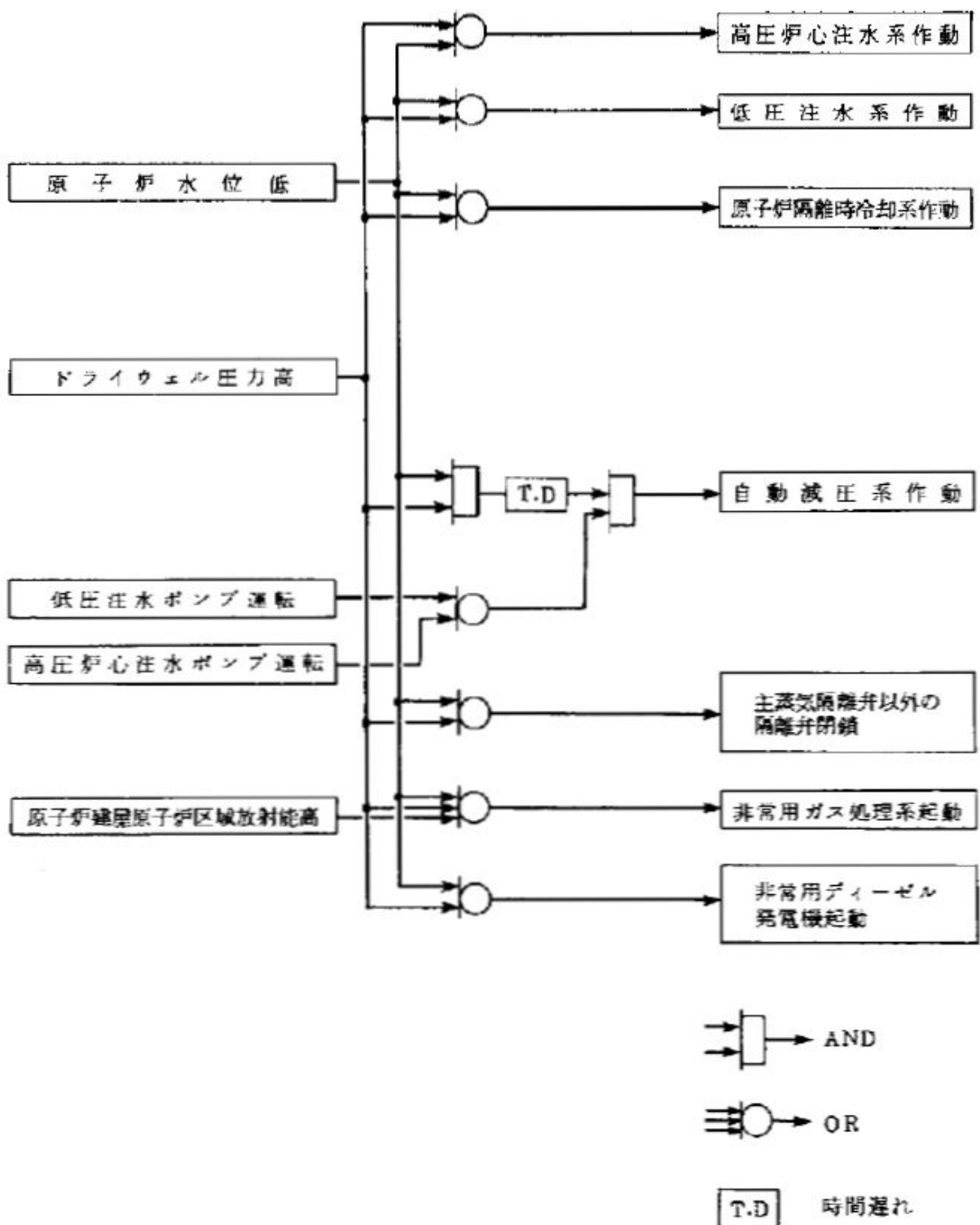
第 3.1.1.a-3 図 原子炉緊急停止系及び制御棒駆動系概要図



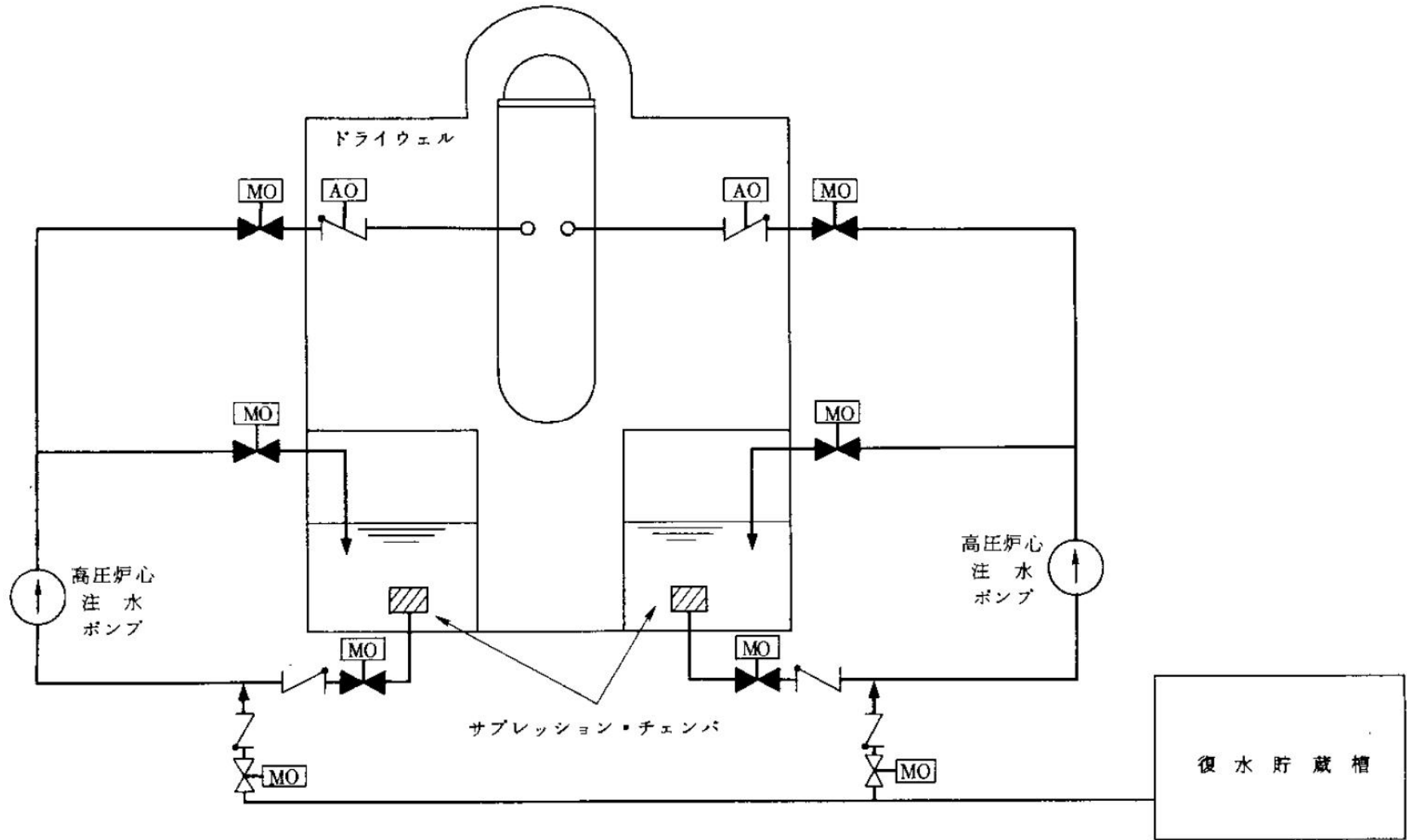
第 3.1.1.a-5 図 原子炉冷却系系統概要図



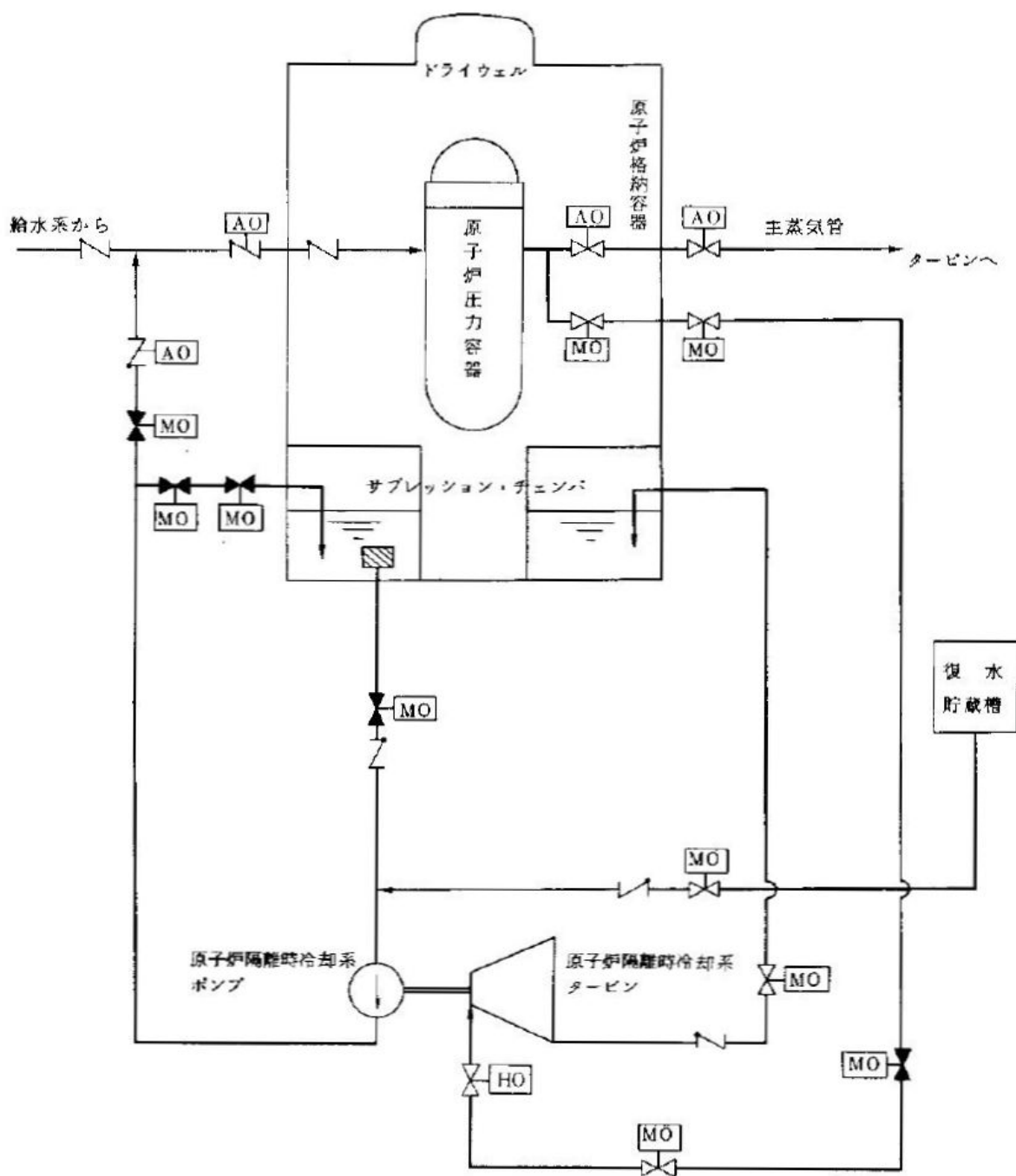
第 3.1.1.a-6 図 非常用炉心冷却系系統概要図



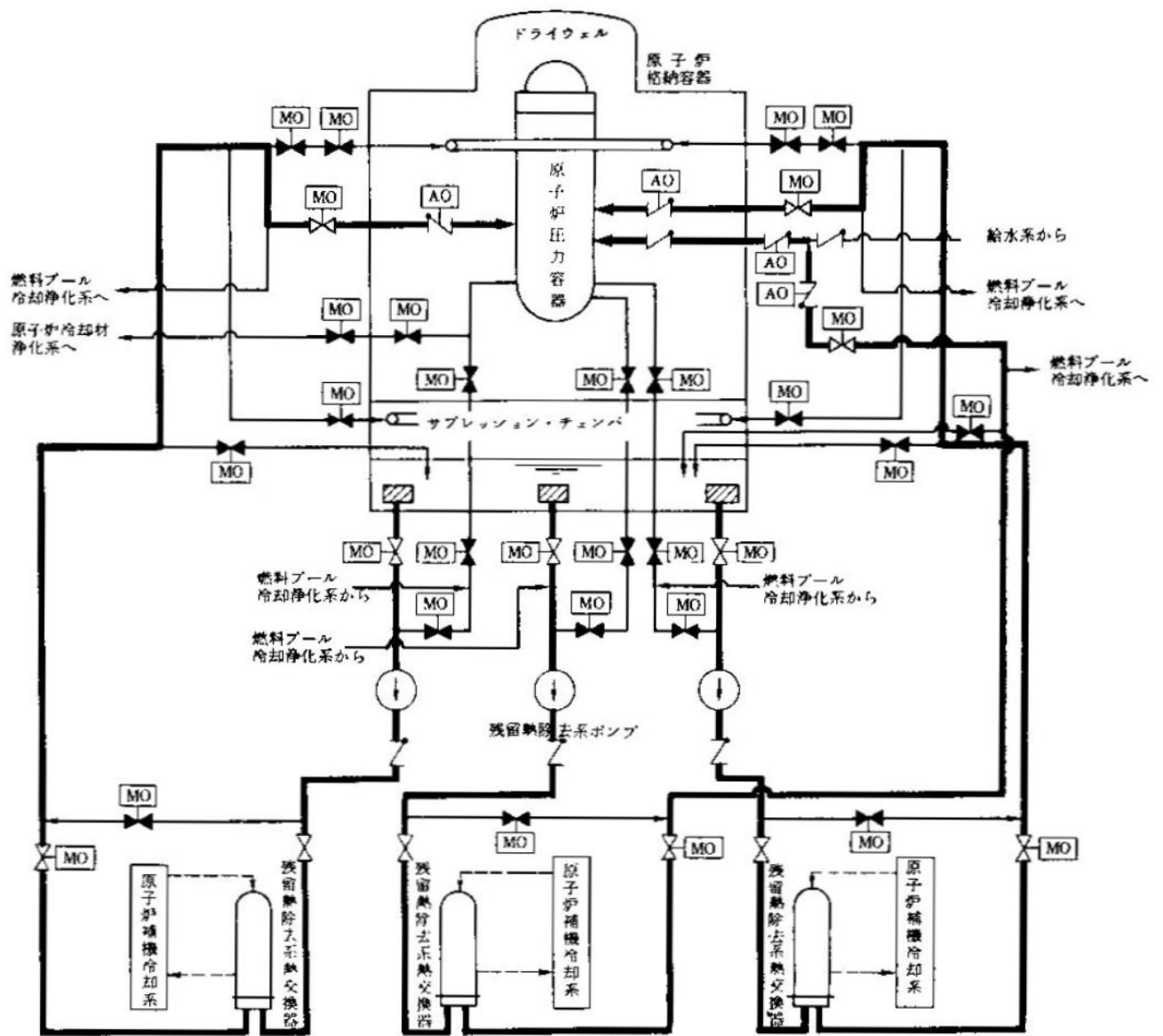
第 3.1.1.a-7 図 工学的安全施設作動の機能説明図



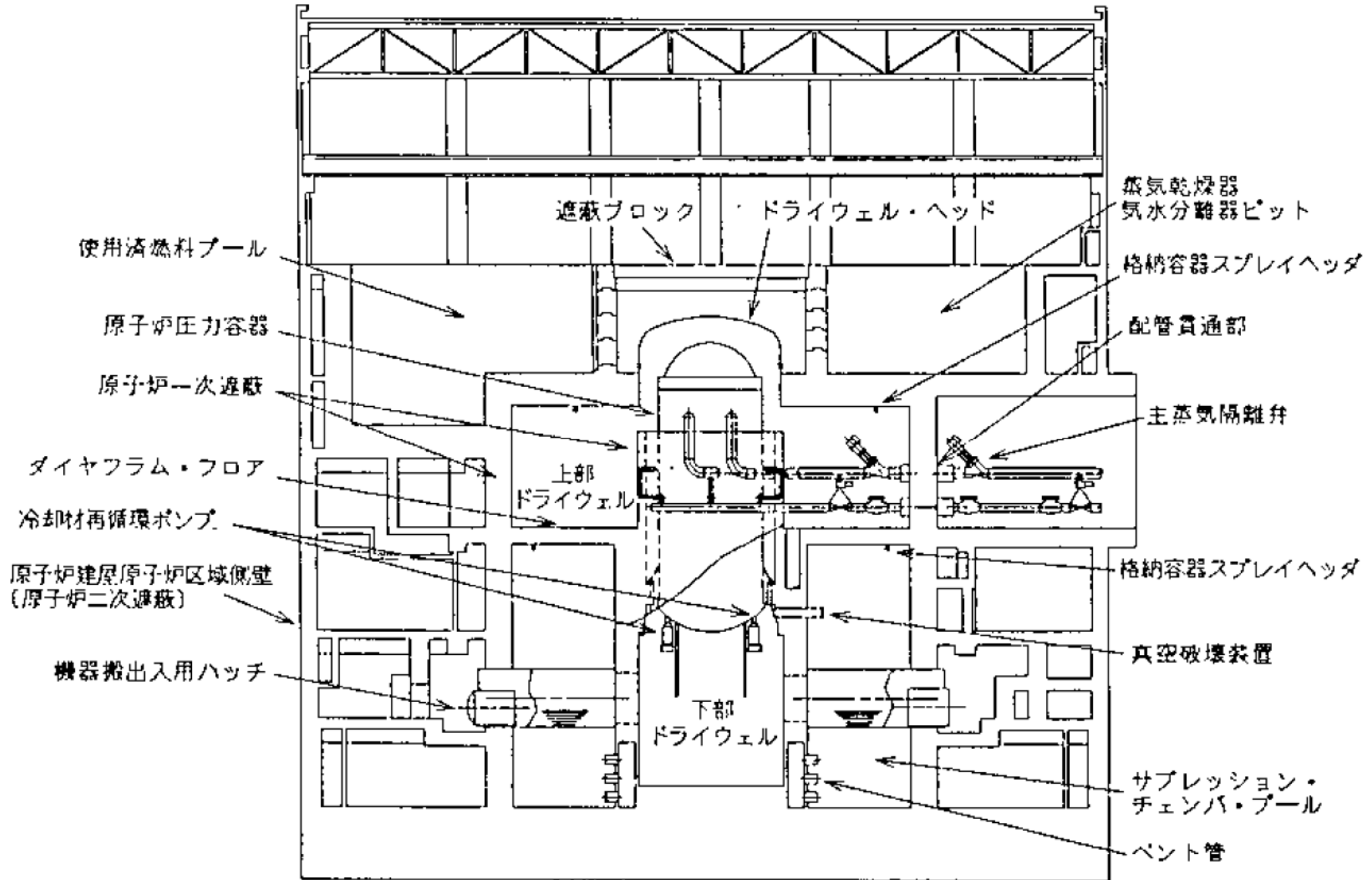
第 3.1.1.a-8 図 高圧炉心注水系統概要図



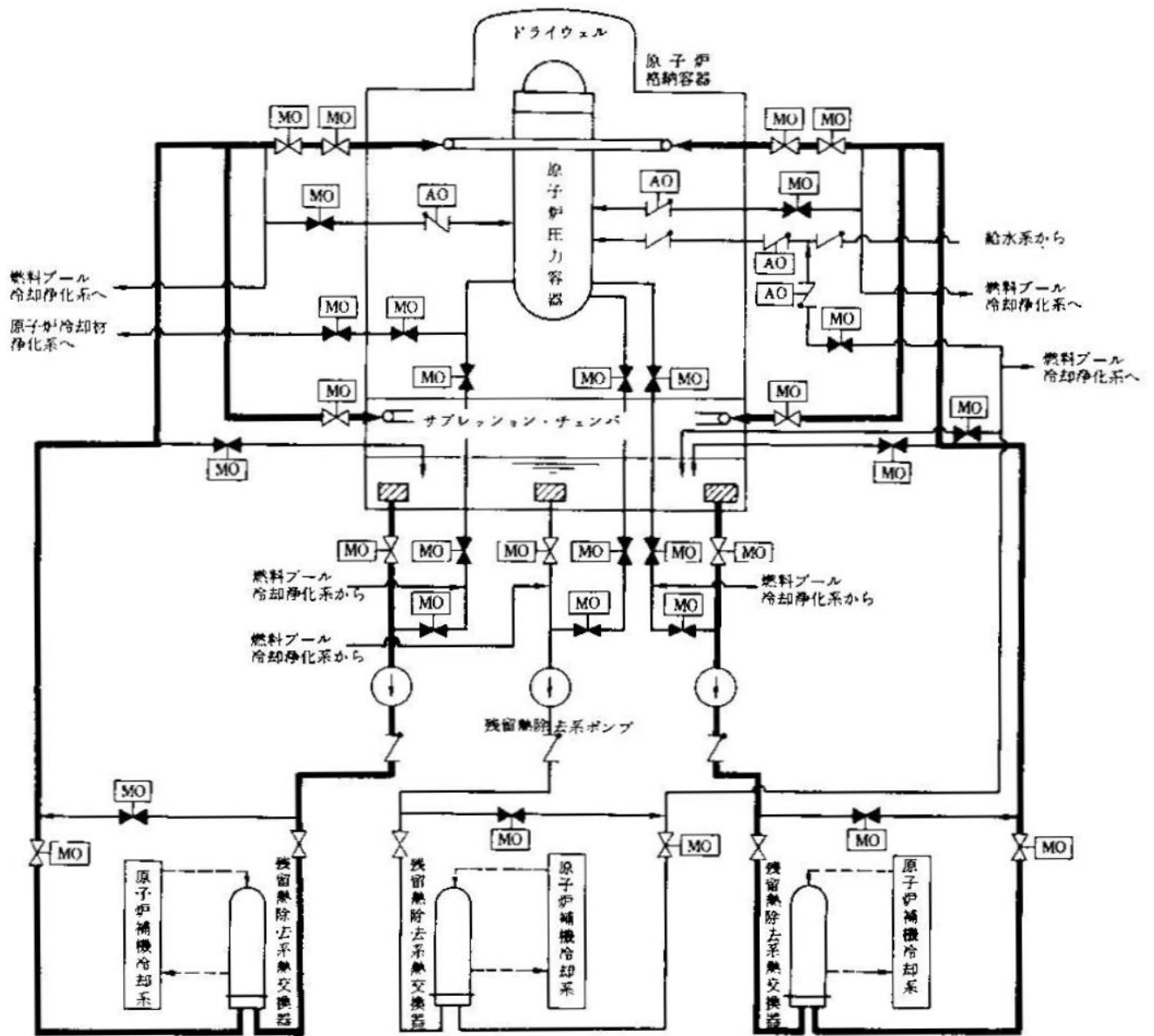
第 3.1.1.a-9 図 原子炉隔離時冷却系系統概要図



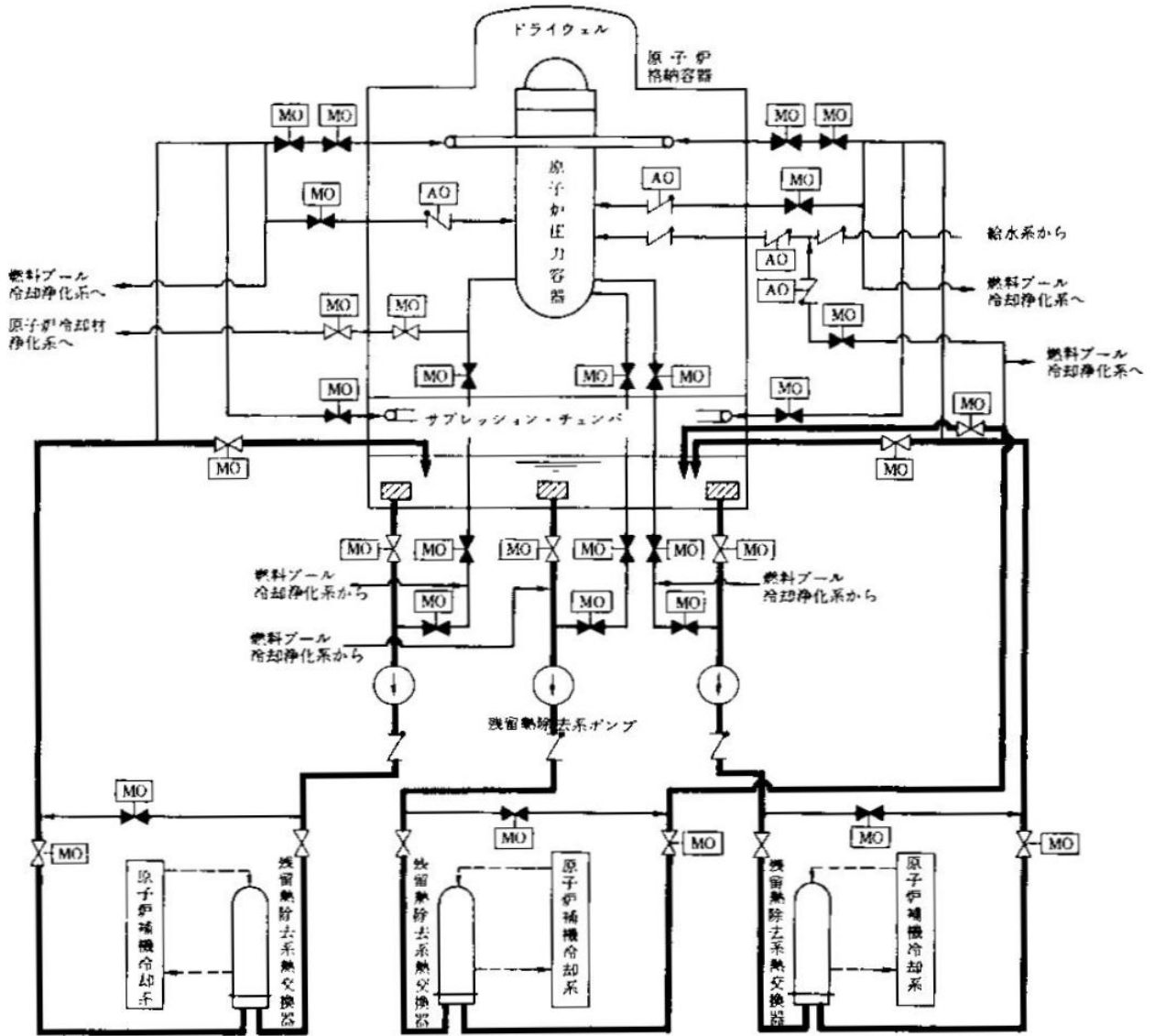
第 3.1.1.a-10 図 残留熱除去系低圧注水モード系統概要図



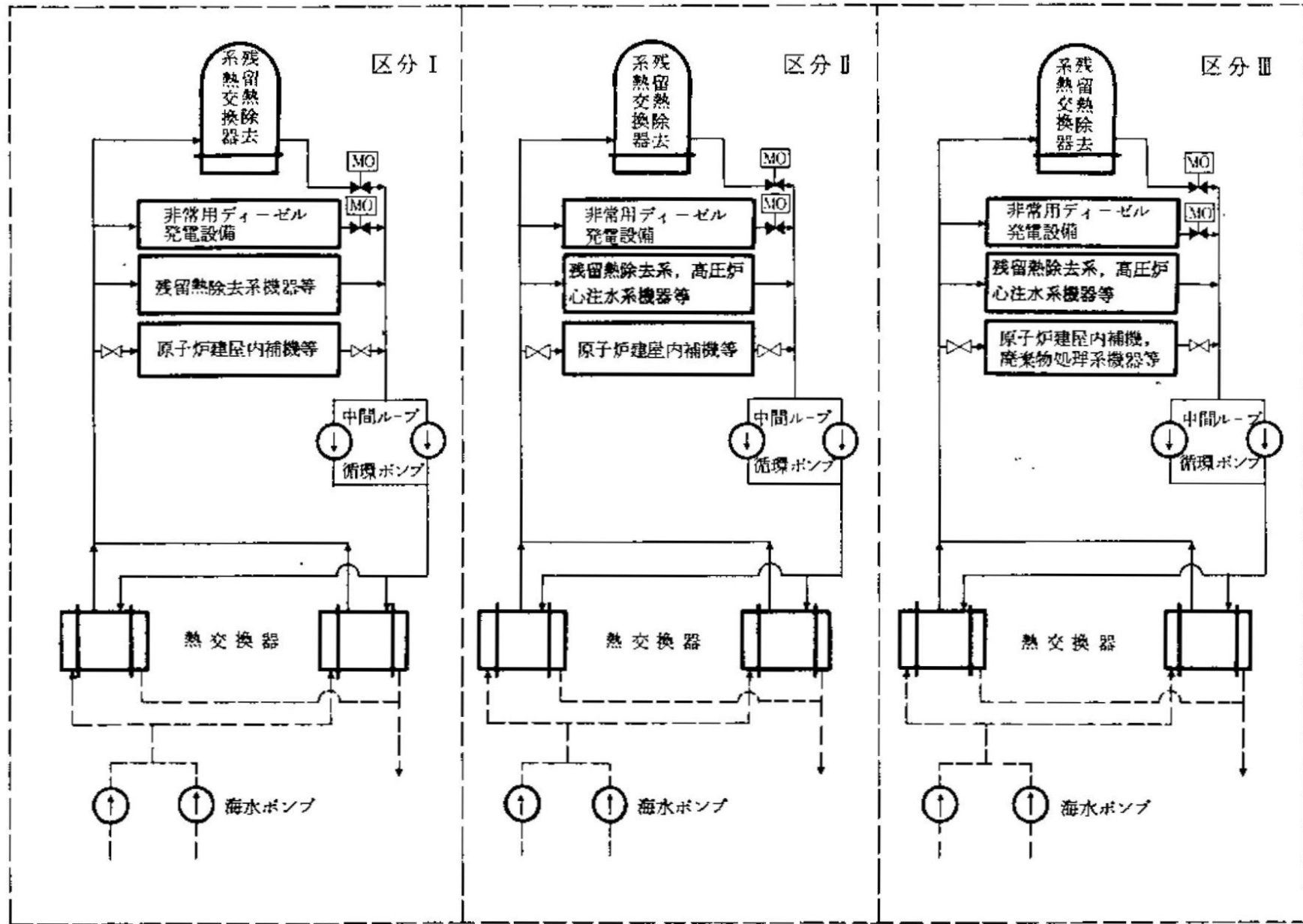
第 3.1.1.a-11 図 原子炉格納施設構造概要図



第 3.1.1.a-12 図 残留熱除去系格納容器スプレイ冷却モード系統概要図

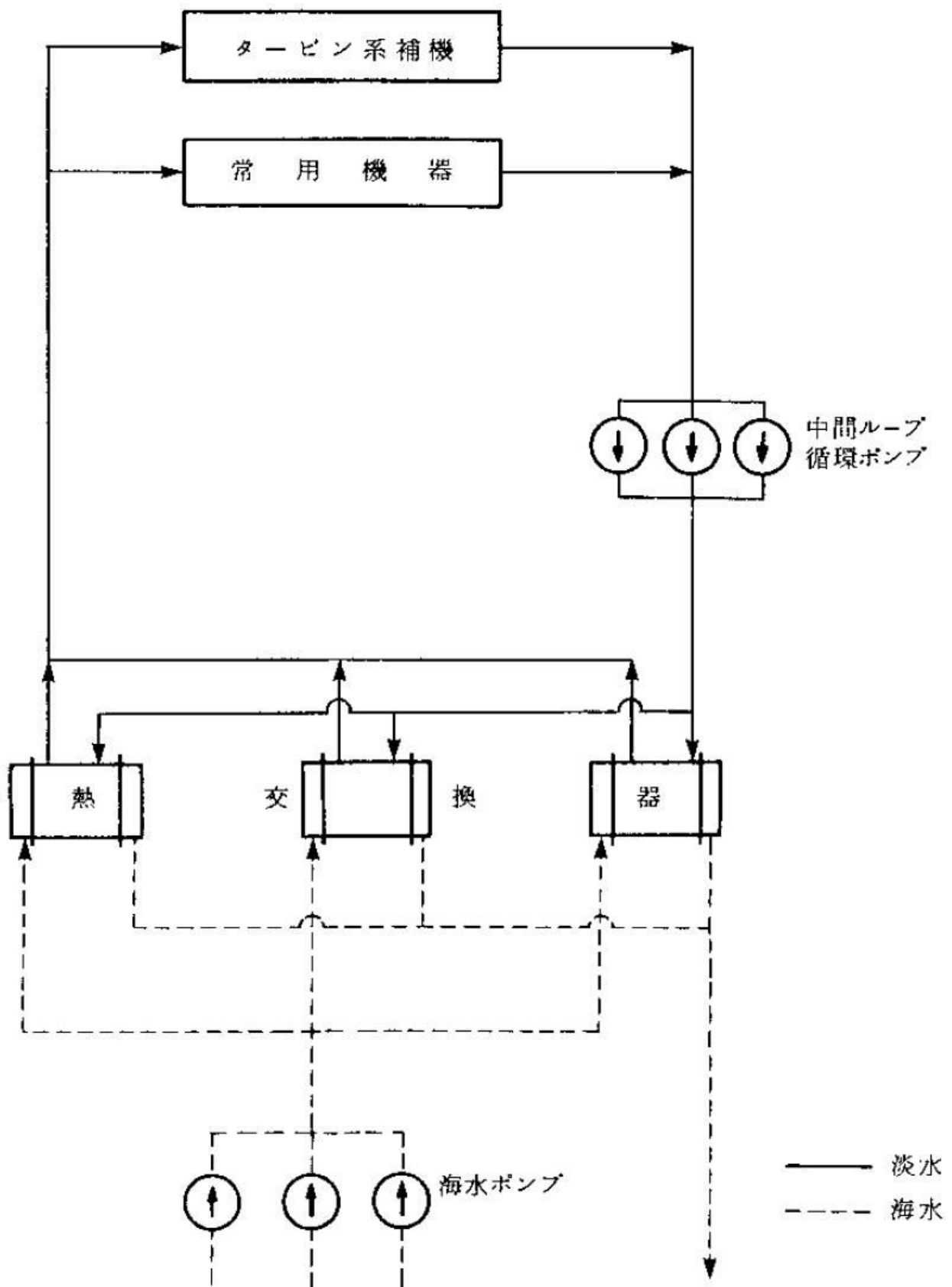


第 3.1.1.a-13 図 S/C プール水冷却モード系統概要図

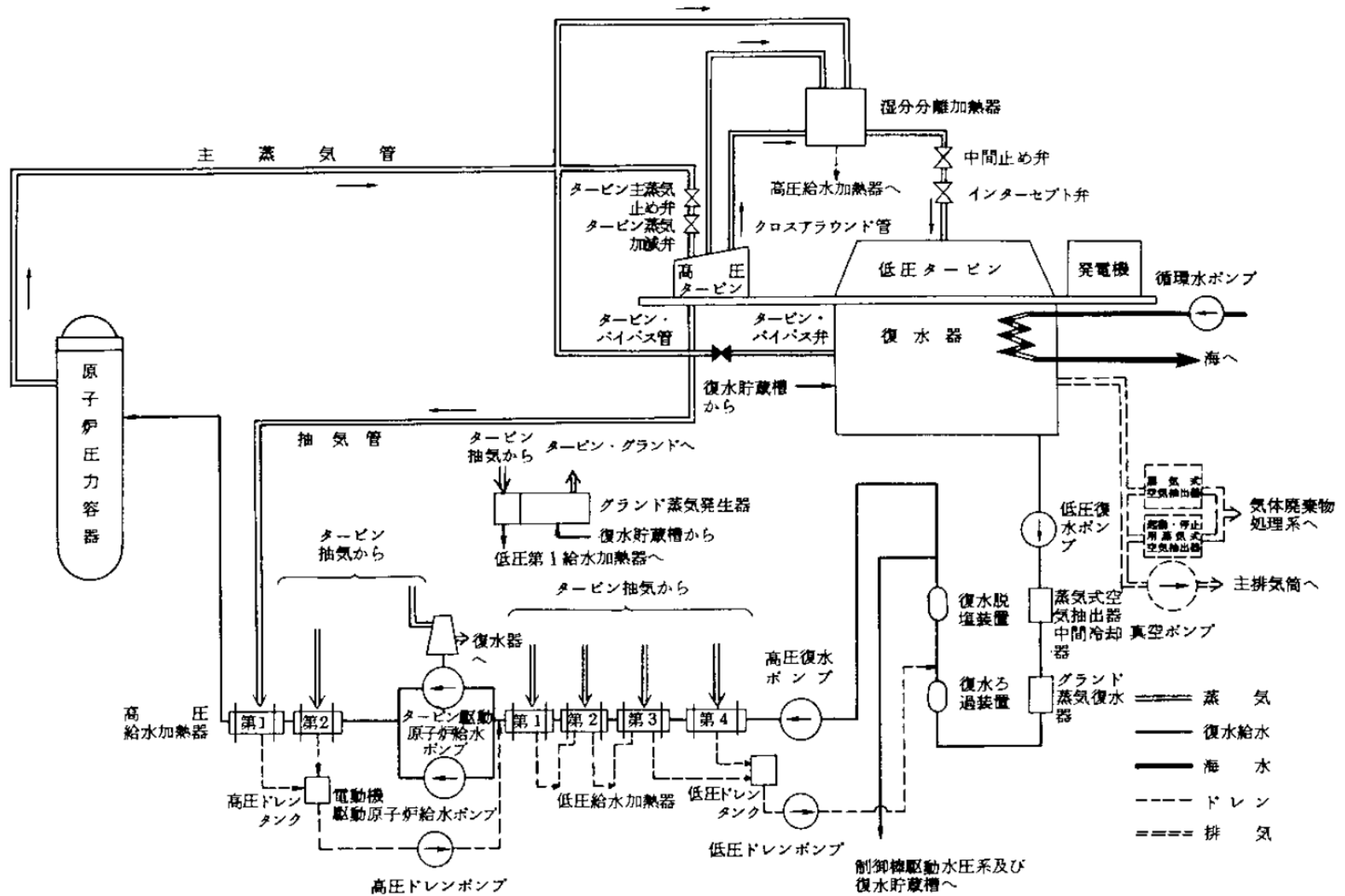


第 3.1.1.a-14 図 原子炉補機冷却系系統概要図

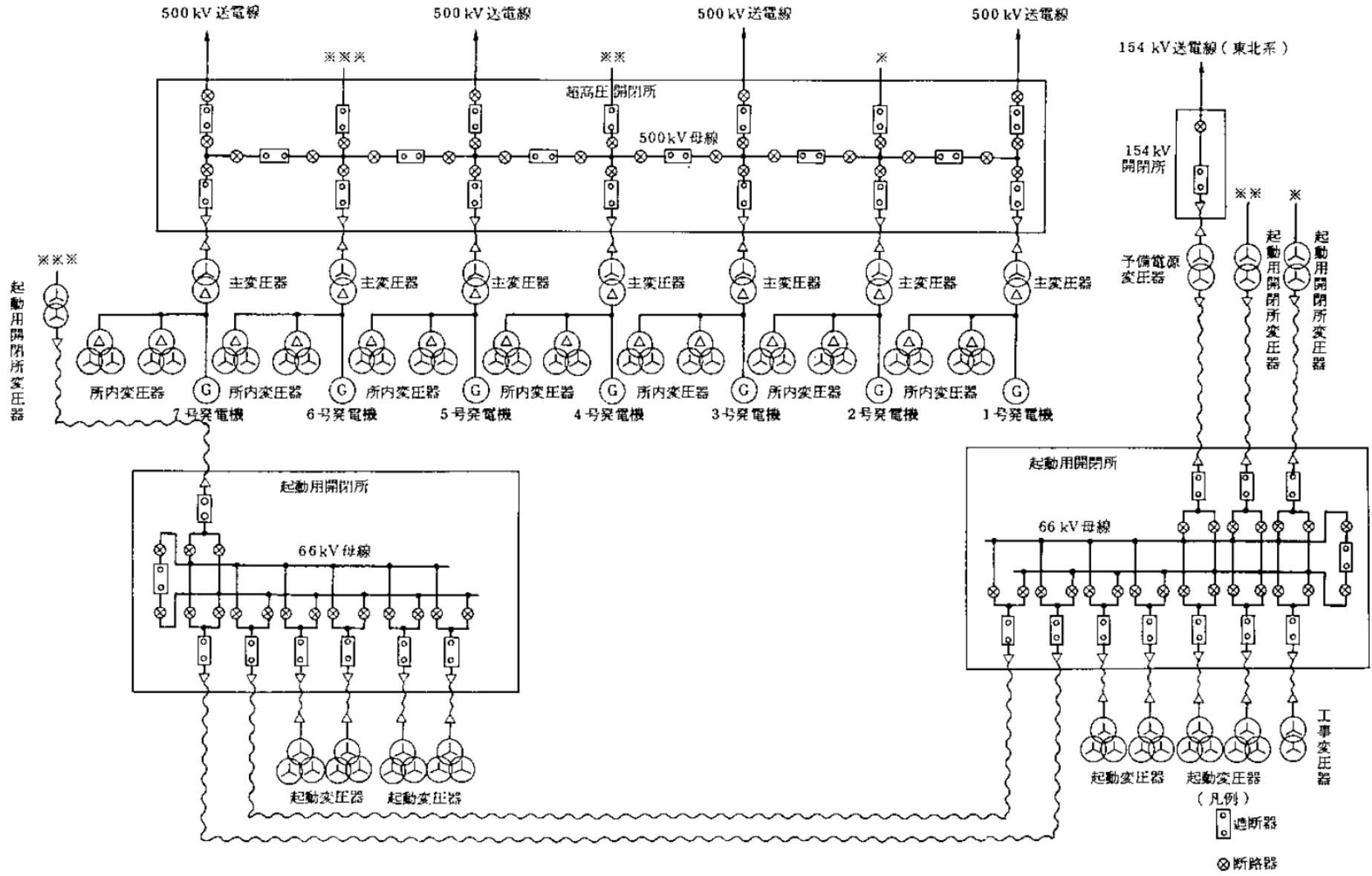
—— 淡水
 - - - - 海水



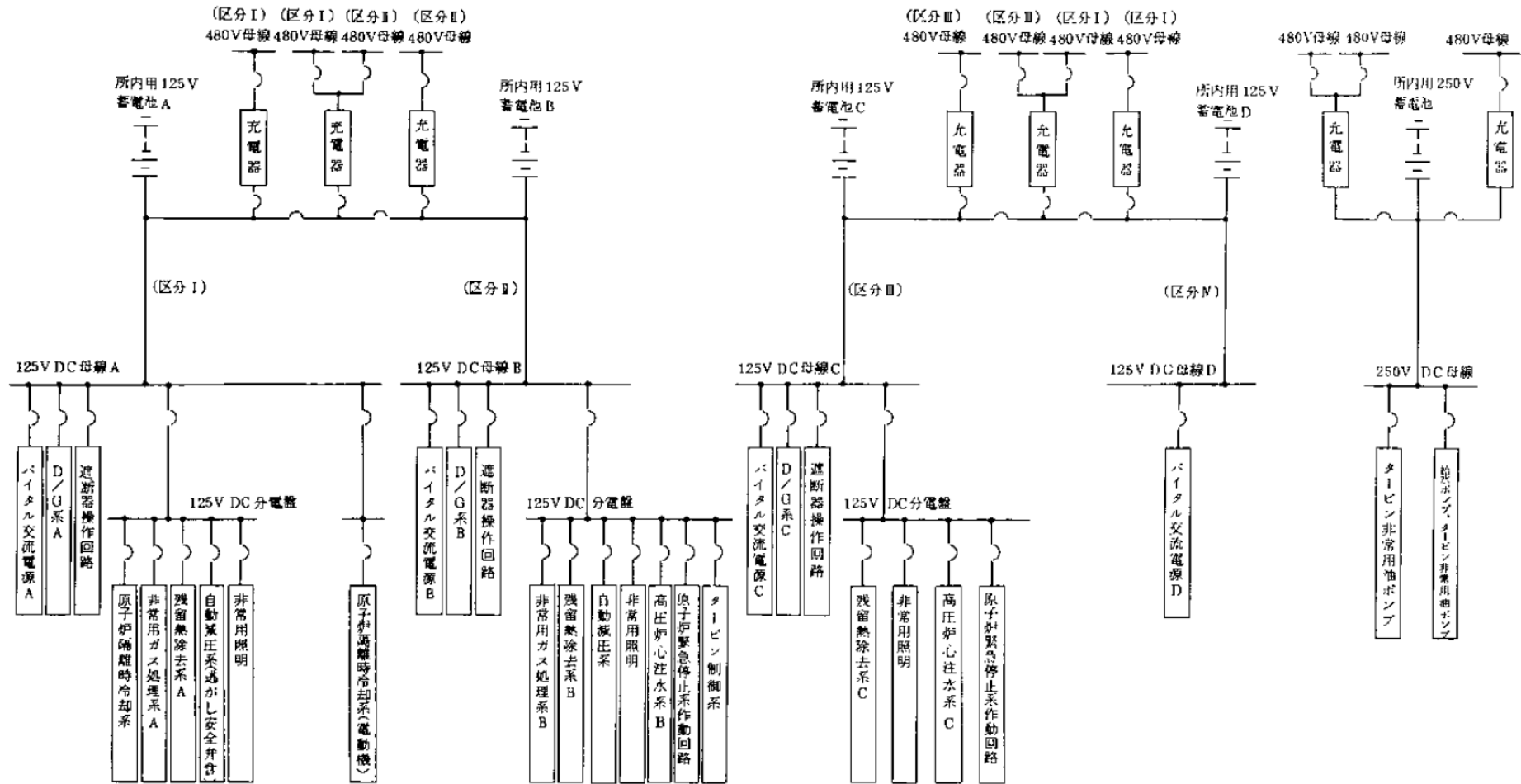
第 3.1.1.a-15 図 タービン補機冷却系系統概要図



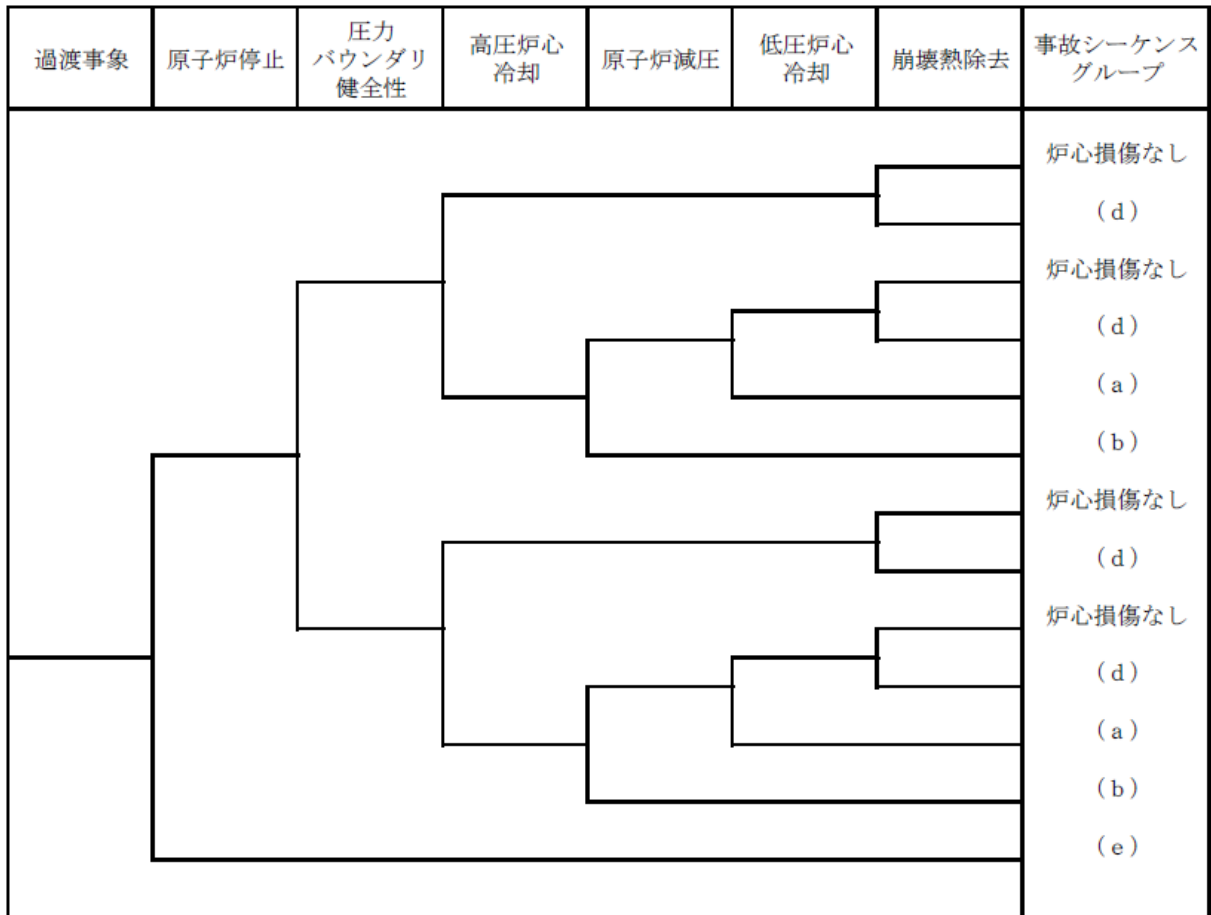
第 3.1.1.a-16 図 タービン設備系統概要図



第 3.1.1.a-17 圖 開閉所单線結線圖



第 3.1.1.a-19 図 直流電源単線結線図



- (a) 高圧・低圧注水機能喪失 (TQUV) (b) 高圧注水・減圧機能喪失 (TQUX)
(d) 崩壊熱除去機能喪失 (TW) (e) 原子炉停止機能喪失 (TC)

第 3.1.1.d-1 図 過渡事象(外部電源喪失除く)のイベントツリー

【仮定条件】

- 外部電源喪失以外の過渡事象を起因事象とする。

【イベントツリーの説明】

- 原子炉停止、炉心冷却、崩壊熱除去に成功することで、事象が収束する。
- 原子炉停止に失敗した場合、「原子炉停止機能喪失」により炉心損傷に至る。
- 事象発生により原子炉圧力が変動するため、S/R 弁の開放、再閉鎖による原子炉圧力の制御を圧力バウンダリ健全性として考慮する。
- 高圧炉心冷却及び原子炉減圧に失敗した場合、「高圧注水・減圧機能喪失」により炉心損傷に至る。
- 高圧炉心冷却及び低圧炉心冷却に失敗した場合、「高圧・低圧注水機能喪失」により炉心損傷に至る。
- 崩壊熱除去に失敗した場合、「崩壊熱除去機能喪失」により炉心損傷に至る。

外部電源喪失	直流電源	交流電源	圧力バウンダリ健全性	高圧炉心冷却	事故シナリオグループ
					過渡事象へ
					(c)
					(c)
					(c)

(c) 全交流動力電源喪失 (長期 TB, TBU, TBP, TBD)

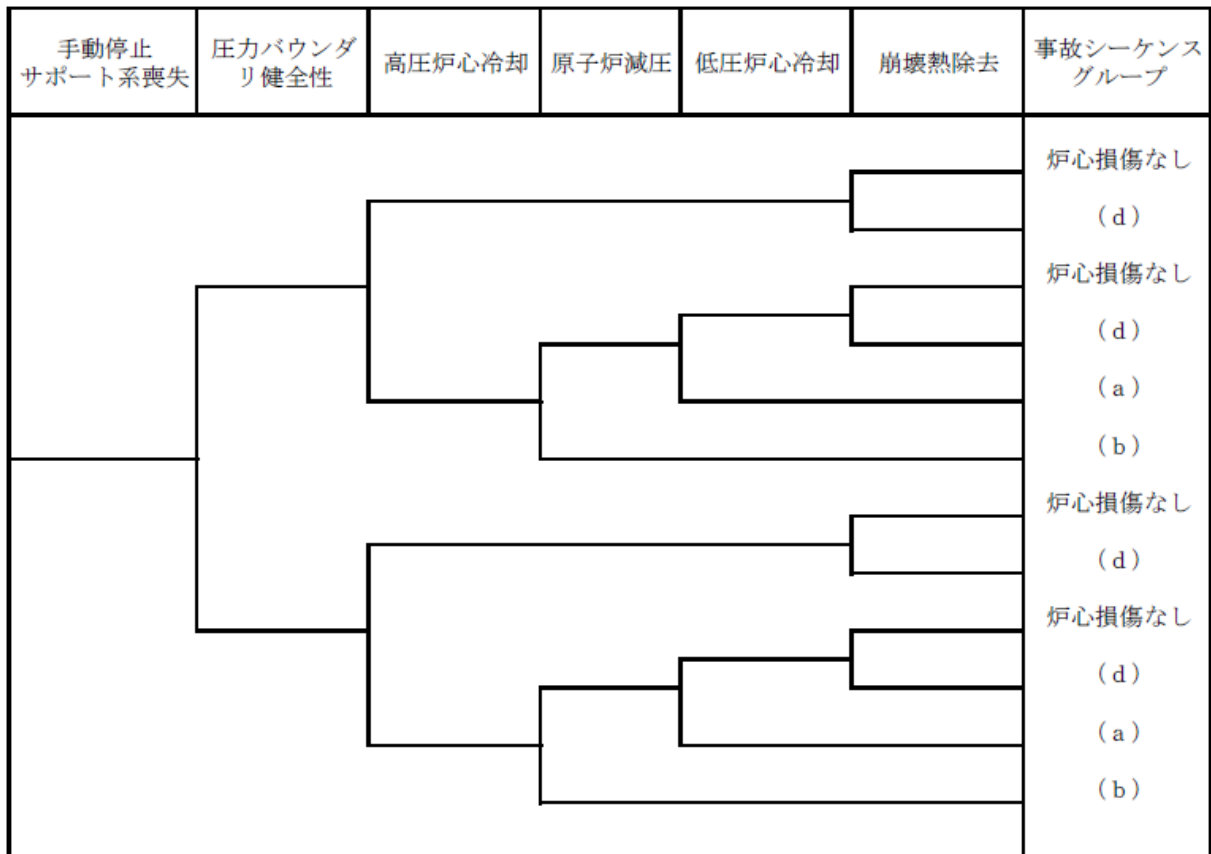
第 3.1.1.d-2 図 外部電源喪失のイベントツリー

【仮定条件】

- ・ 交流電源の確保には直流電源を必要とするものとする。
- ・ 直流電源の確保に成功した場合、外部電源の復旧に期待するものとする。

【イベントツリーの説明】

- ・ 直流電源確保、交流電源確保に成功した場合、その後は過渡事象のイベントツリーと同様となる。
- ・ 直流電源確保に成功、交流電源確保に失敗、原子炉圧力容器の圧力バウンダリ健全性の維持に成功、高圧炉心冷却に成功した場合、交流電源確保に失敗しており、その後の崩壊熱除去に期待できないことから、「全交流動力電源喪失(長期 TB)」により炉心損傷に至る。
- ・ 直流電源確保に成功、交流電源確保に失敗、原子炉圧力容器の圧力バウンダリ健全性の維持に成功、高圧炉心冷却に失敗した場合、「全交流動力電源喪失(TBU)」により炉心損傷に至る。
- ・ 直流電源確保に成功、交流電源確保に失敗、原子炉圧力容器の圧力バウンダリ健全性の維持に失敗した場合、「全交流動力電源喪失(TBP)」により炉心損傷に至る。
- ・ 直流電源確保に失敗した場合、「全交流動力電源喪失(TBD)」により炉心損傷に至る。



- (a) 高圧・低圧注水機能喪失 (TQUV) (b) 高圧注水・減圧機能喪失 (TQUX)
 (d) 崩壊熱除去機能喪失 (TW)

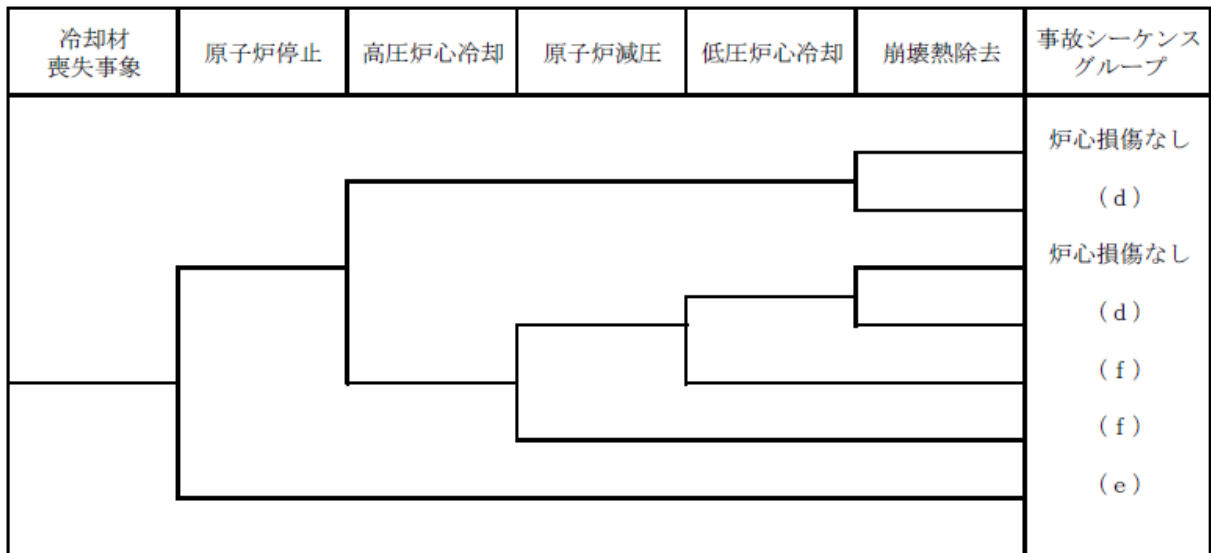
第 3.1.1.d-3 図 手動停止(通常停止)、サポート系喪失(従属性を有する起因事象)のイベントツリー

【仮定条件】

- ・ 手動停止(通常停止)では計画停止及び計画外停止を考慮する。
- ・ サポート系喪失(従属性を有する起因事象)では補機冷却系又は非常用電源 1 系統の機能喪失を考慮する。
- ・ サポート系喪失(従属性を有する起因事象)の起因事象で故障した系統をサポート系に持つ緩和系には期待できないものとする。
- ・ 手動停止であるため、原子炉停止は対象外とする。

【イベントツリーの説明】

- ・ 原子炉停止失敗を対象外としていることを除き、過渡事象のイベントツリーと同様である。



(d) 崩壊熱除去機能喪失 (TW)

(e) 原子炉停止機能喪失 (TC)

(f) LOCA 時注水機能喪失 (AE, S1E, S2E)

第 3.1.1.d-4 図 LOCA のイベントツリー

【仮定条件】

- ・ 起因事象が小 LOCA の場合、高圧炉心冷却で RCIC に期待でき、低圧炉心冷却実施に原子炉減圧を必要とするものとする。
- ・ 起因事象が中 LOCA の場合、高圧炉心冷却で RCIC に期待できず、低圧炉心冷却実施に減圧を必要とするものとする。
- ・ 起因事象が大 LOCA の場合、高圧炉心冷却で RCIC に期待できず、低圧炉心冷却実施に減圧を必要としないものとする。

【イベントツリーの説明】

- ・ 原子炉停止、炉心冷却、崩壊熱除去に成功することで、事象が収束する。
- ・ 原子炉停止に失敗した場合、「原子炉停止機能喪失」により炉心損傷に至る。
- ・ 高圧炉心冷却及び低圧炉心冷却に失敗した場合、「LOCA 時注水機能喪失」により炉心損傷に至る。
- ・ 崩壊熱除去に失敗した場合、「崩壊熱除去機能喪失」により炉心損傷に至る。

インターフェイスシステムLOCA	事故シーケンス グループ
	(g)

(g) 格納容器バイパス (ISLOCA)

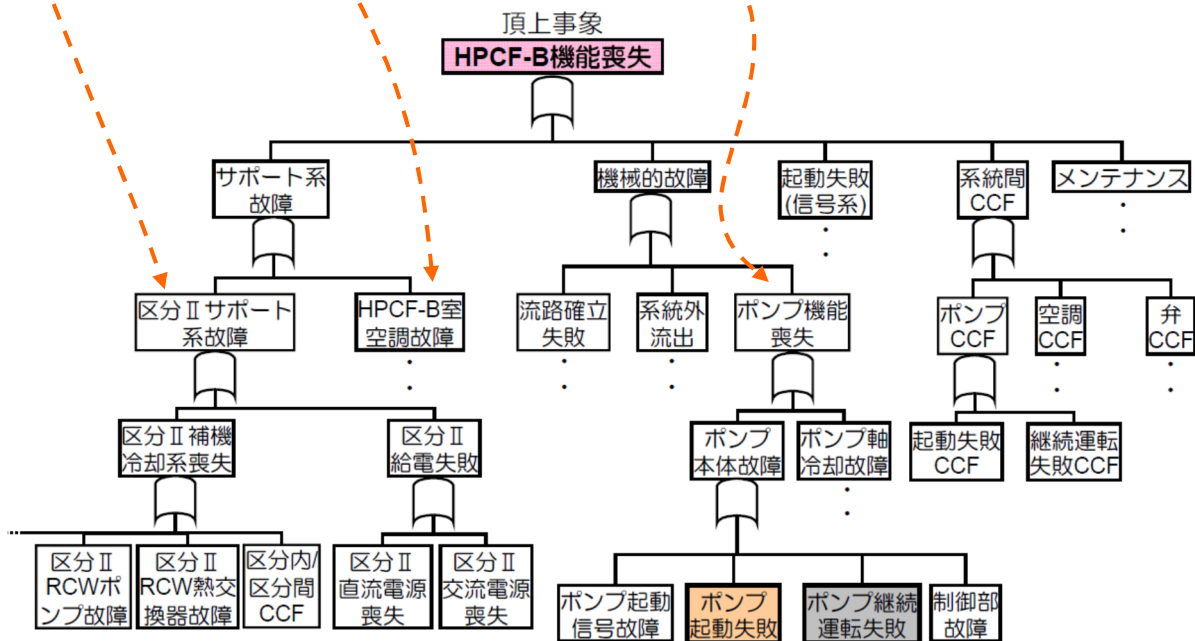
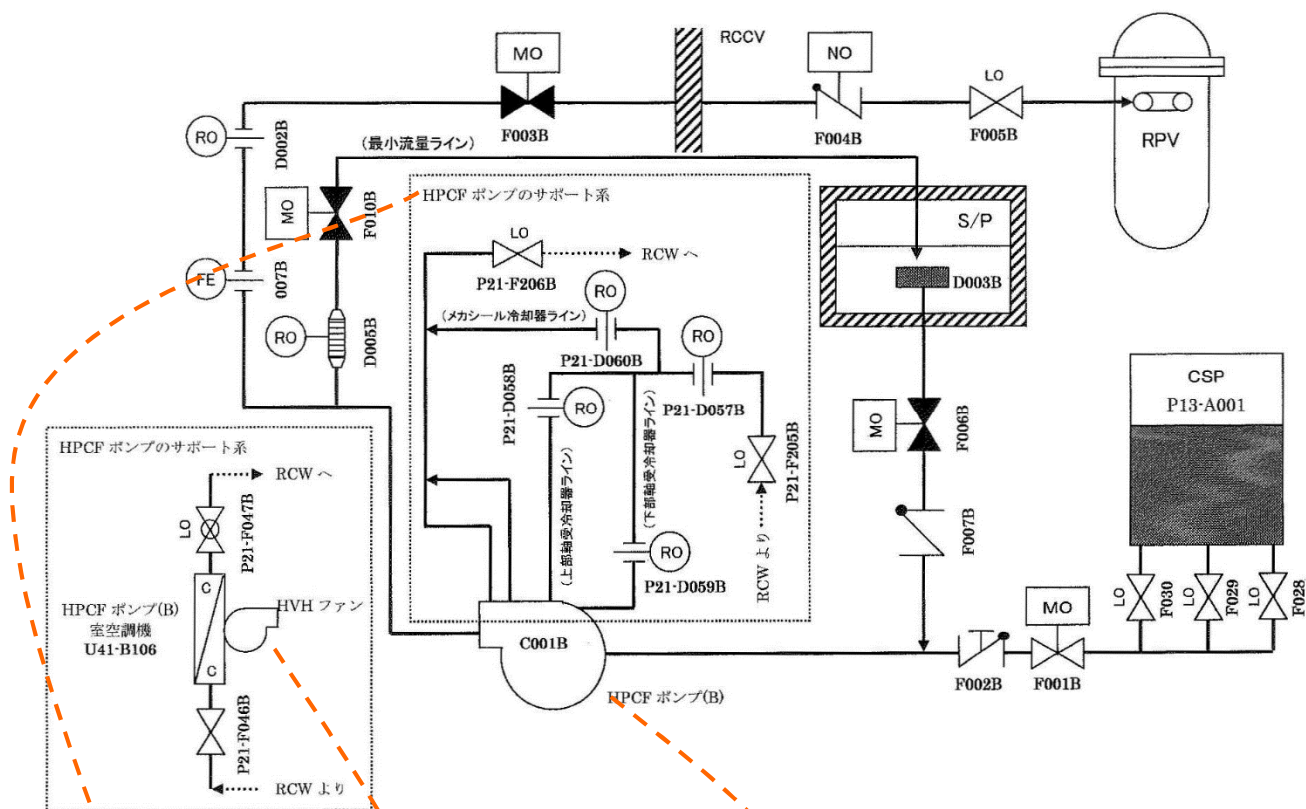
第 3.1.1.d-5 図 インターフェイスシステム LOCA(ISLOCA)のイベントツリー

【仮定条件】

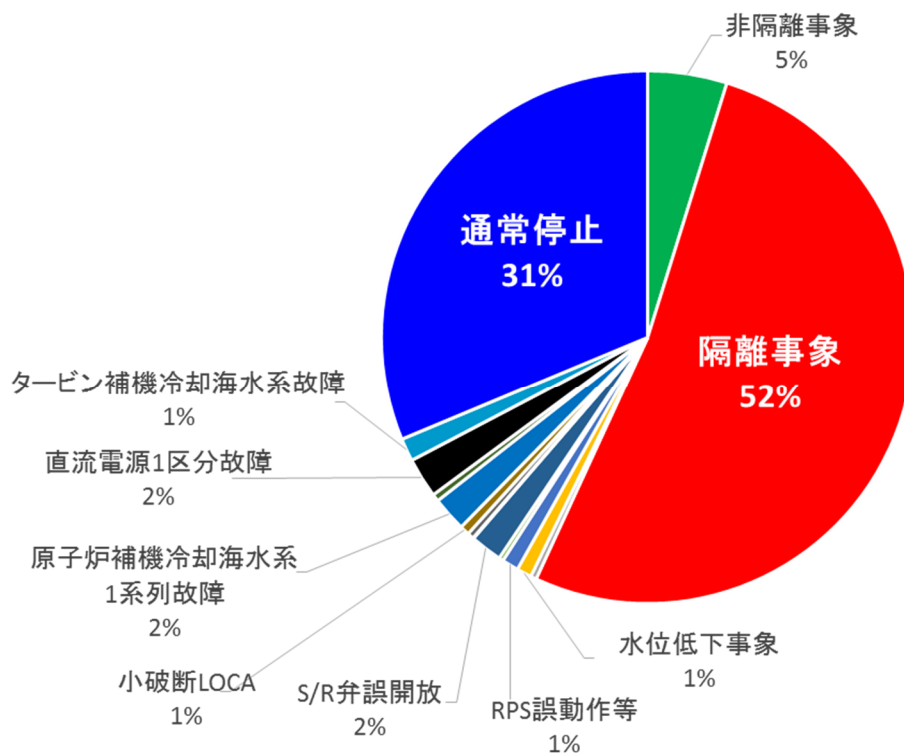
- ・配管破断は HPCF ポンプ吸込配管の破断等、低圧設計の配管の破断を想定する。

【イベントツリーの説明】

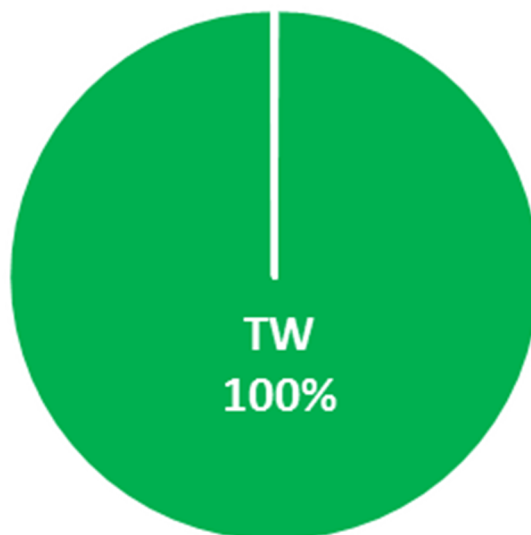
- ・破断口の隔離に失敗した場合、冷却材の流出が続くため、「格納容器バイパス(ISLOCA)」により炉心損傷に至る。



第 3.1.1.e-1 図 システム信頼性評価のイメージ(HPCF(B)を例示)

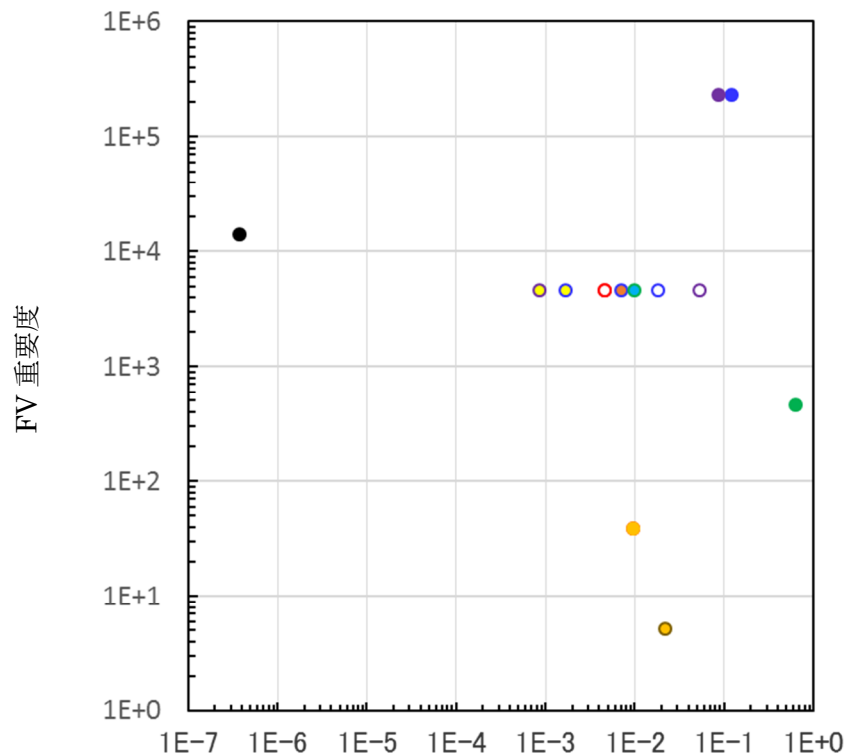


第 3.1.1.h-1 図 起因事象別の炉心損傷頻度の割合



第 3.1.1.h-2 図 事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度の割合

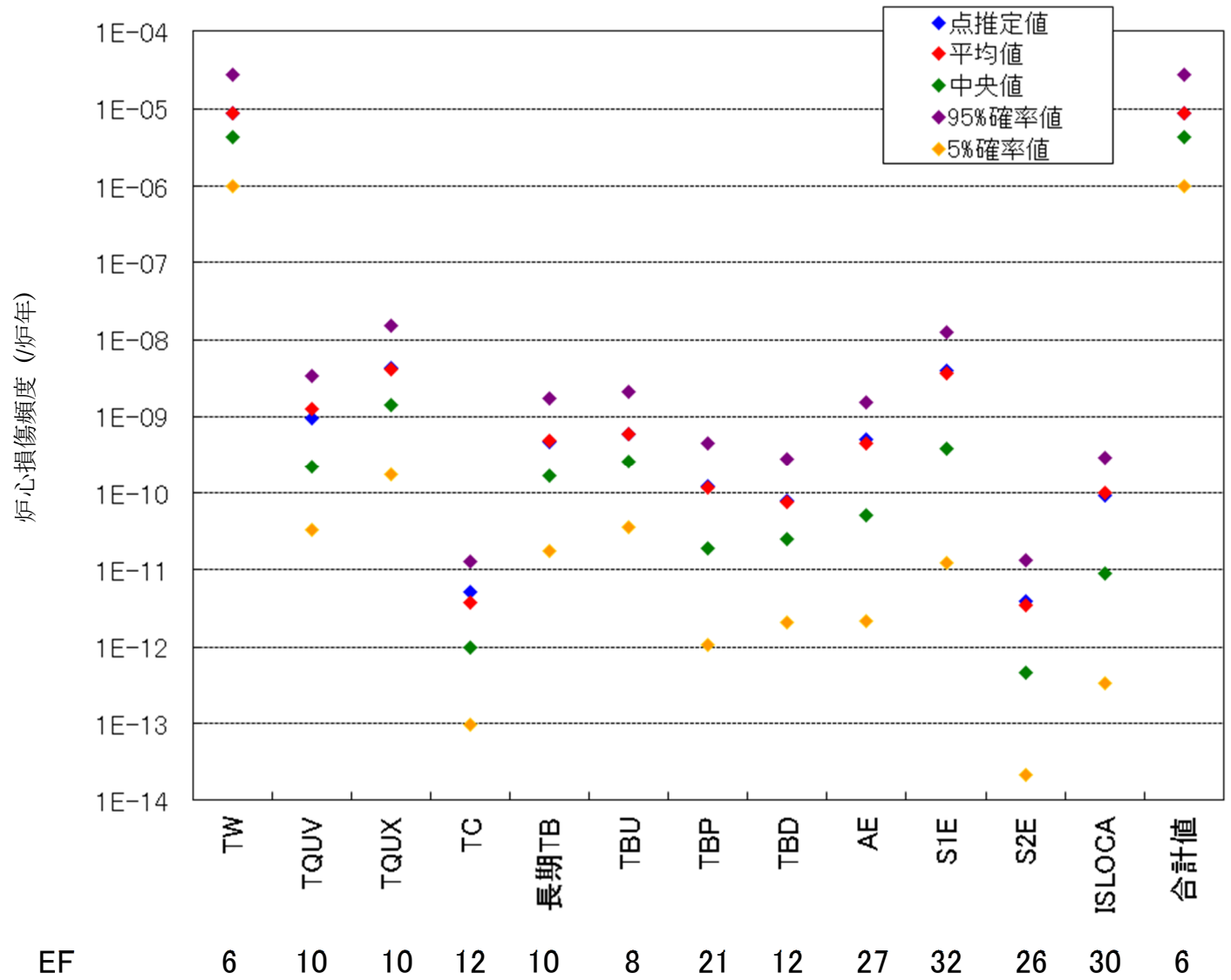
基事象による
CDF 増加割合



- 残留熱除去系 系統操作失敗(認知/操作失敗の人的過誤)
- 原子炉補機冷却水系 電動ポンプ運転継続失敗 共通原因故障
- 原子炉補機冷却海水系 電動ポンプ運転継続失敗 共通原因故障
- 原子炉補機冷却海水系 電動ポンプ起動失敗 共通原因故障
- 逃がし安全弁再閉鎖失敗
- 原子炉補機冷却水系 電動ポンプ起動失敗 共通原因故障
- 原子炉補機冷却水系/原子炉補機冷却水系論理回路(SLU)周り共通原因故障
- 原子炉補機冷却水系 逆止弁(原子炉補機冷却水系ポンプ吐出)開失敗 共通原因故障
- 原子炉補機冷却水系 電動弁(原子炉補機冷却水系熱交換器出口)開失敗 共通原因故障
- 原子炉補機冷却海水系 逆止弁(原子炉補機冷却海水系ポンプ吐出)開失敗 共通原因故障
- 低圧系ECCS安全論理回路(SLU)周り共通原因故障
- 残留熱除去系 ポンプ室空調機 ファン起動失敗
- 起動停止用蒸気式空気抽出系第一段空気入口弁開失敗
- 起動停止用蒸気式空気抽出系第二段空気入口弁開失敗
- 制御棒挿入失敗

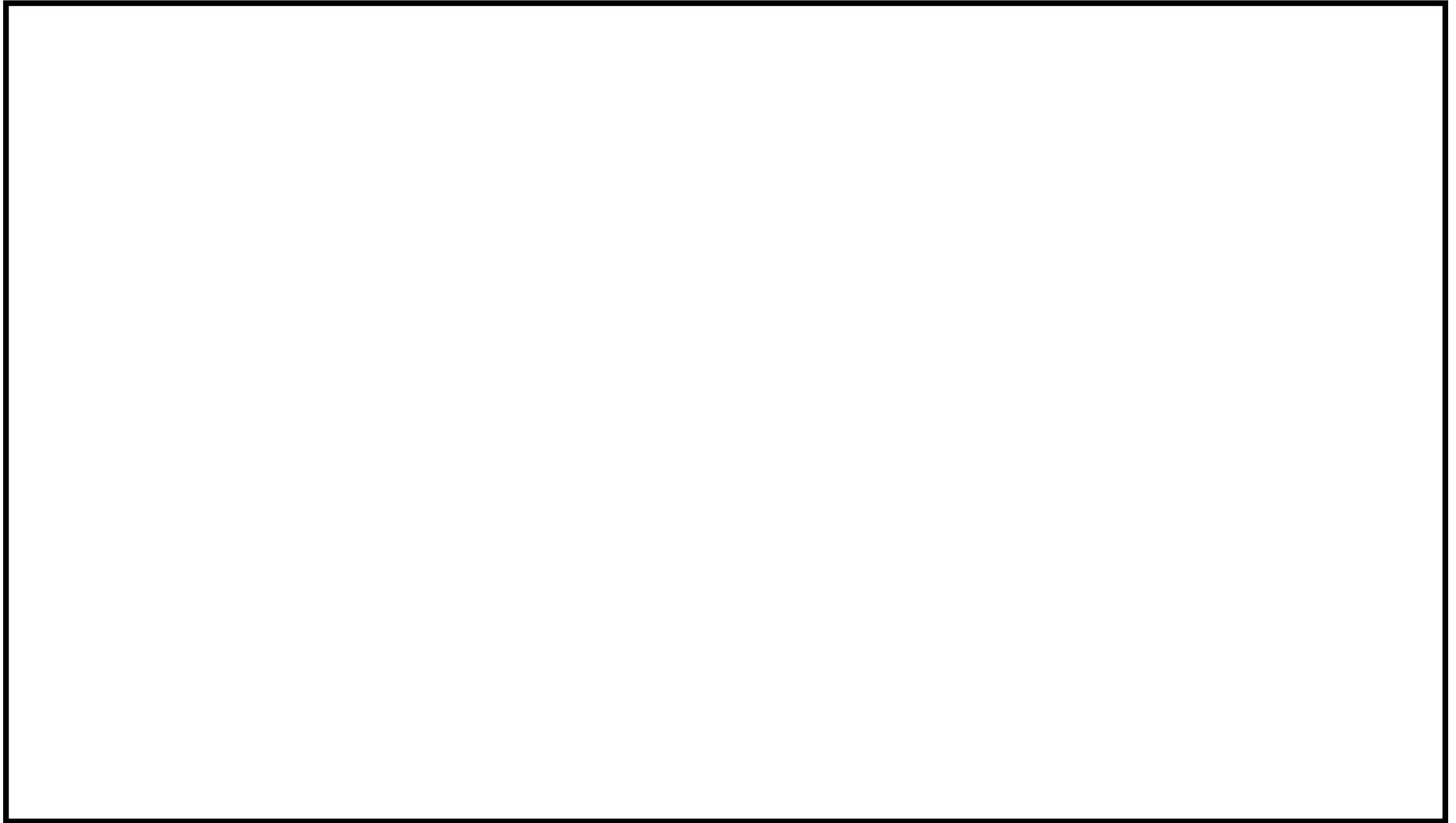
※太字はFV重要度及びRAWの
両方の評価結果上位 10 位に
含まれる基事象を示す。

第3.1.1.h-3図 全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果

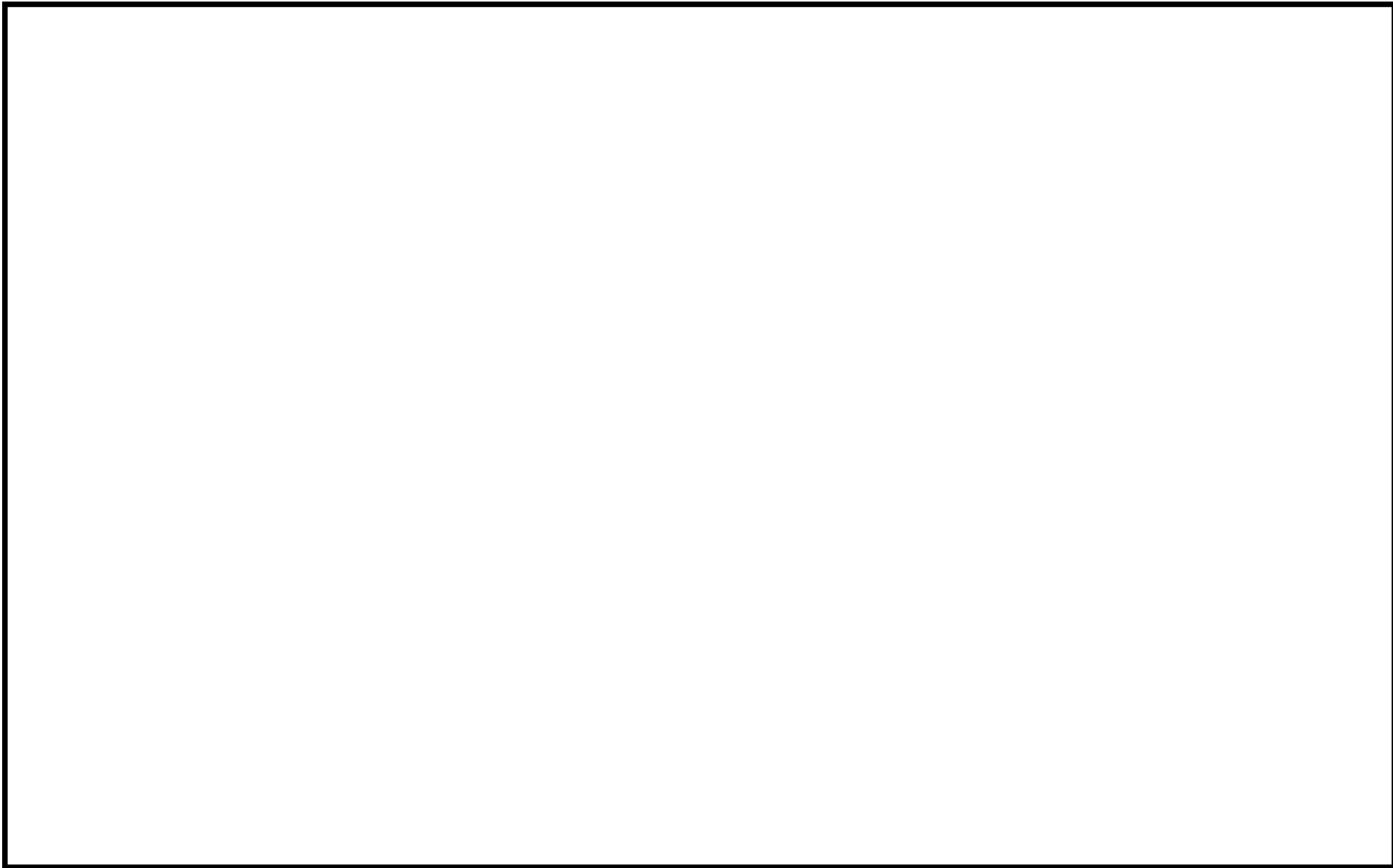


第3.1.1.h-4図 各事故シーケンスグループ及び全炉心損傷頻度の不確実さ解析結果

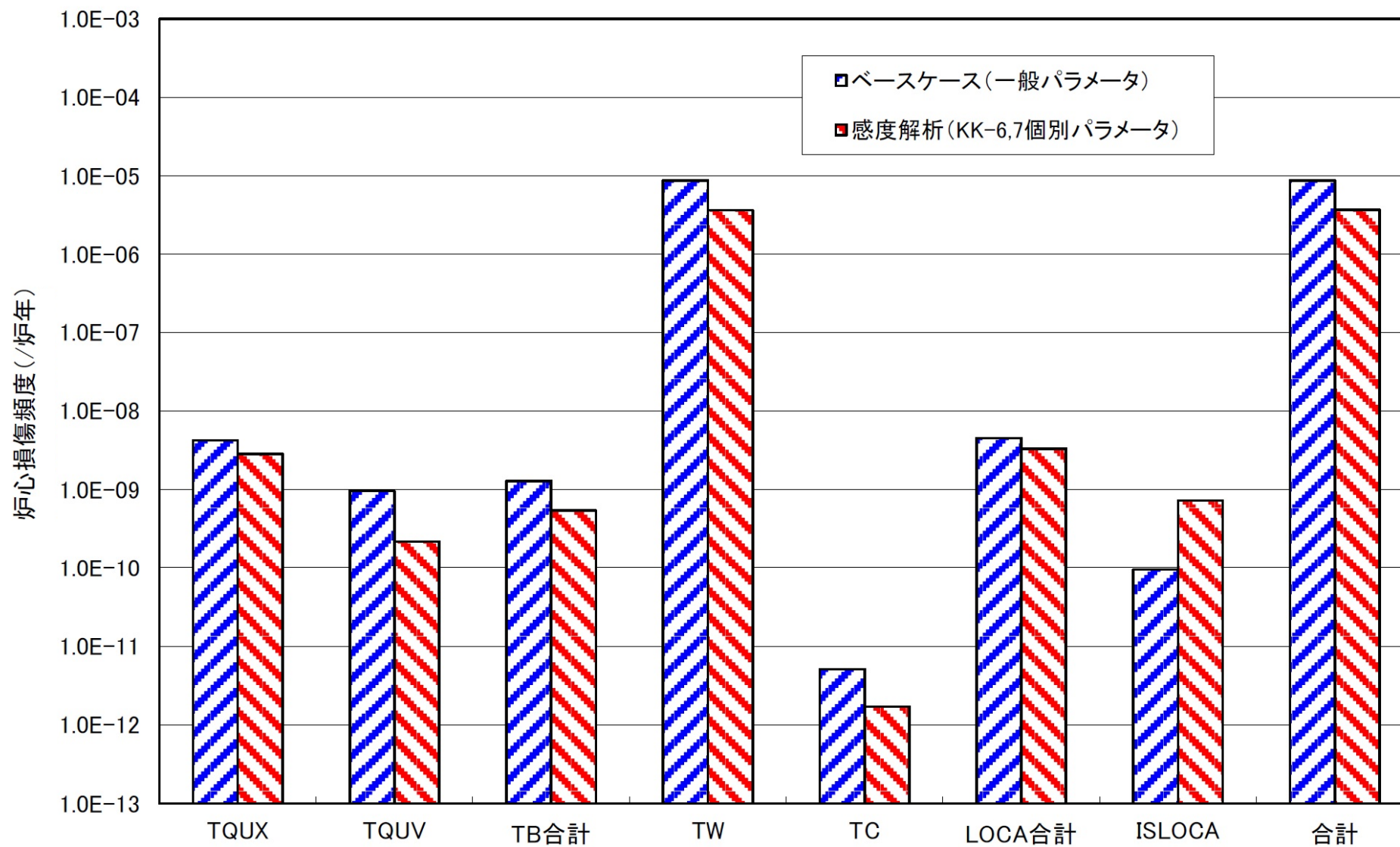
$$EF = \sqrt{\frac{95\%確率値}{5\%確率値}}$$



第3.1.1.h-5図 KK6/7号機の運転経験の起因事象発生頻度に対する感度解析結果



第3.1.1.h-6図 KK6/7号機の運転経験の機器故障率に対する感度解析結果



第3.1.1.h-7図 起因事象発生頻度及び機器故障率の炉心損傷頻度に対する感度解析結果

サプレッションプール(S/C)温度が上昇した場合の
高圧炉心注水系(HPCF)の機能維持

KK6/7号機のHPCFは第一水源を復水貯蔵槽(CSP)として待機しており、起動信号を受けて原子炉压力容器(RPV)への注水を開始する。その後、S/R弁を経由した蒸気の流入等によりS/C水位が一定以上に上昇すると、LOCA時のS/C必要最小空間容積を確保するため、HPCFの水源はCSPからS/Cに切り替わる。

RPVへの注水が継続され、炉心で発生する蒸気がS/R弁を介してS/Cに送られ続けると、蒸気の熱によりS/Cの水温が上昇する。HPCFのポンプのS/C側吸込み配管の最高使用温度は100℃であるため、S/Cの水温が100℃を超える場合は配管の設計温度を超えることとなる。

HPCFの水源について、KK6/7号機の中央制御室には、水源をS/CからCSPに切替えるスイッチがあり、容易に水源を切替えることが可能である。このため、格納容器の除熱が遅れ、S/Cの温度が100℃を超えることが懸念される場合には、水源をCSPとすることで、HPCFを設計温度の範囲で運転継続することが可能である。

S/R弁からの蒸気の流入によってS/C水温が100℃に到達するまでには数時間程度の時間余裕があり、S/Cの温度上昇を確認し、CSPへの水源切り替えを行うには十分な時間余裕がある。

このため、S/C温度の上昇を考慮してもHPCFの機能維持は可能である。

また、炉心への注水を継続し、S/R弁を通じてS/Cに蒸気が移行する状態が継続すると、S/C水温が上昇する。S/C水温が100℃に到達し、蒸気の凝縮能力を喪失すると、格納容器の圧力が上昇するが、これに対しては格納容器の除熱を実施することにより、格納容器先行破損を防止する。

なお、RCICについても同様であり、適宜水源をS/CからCSPに戻すことで、設計温度の範囲で運転継続することが可能である。

以上

起回事象の LOCA の発生頻度算定の考え方

(1) 事象の分類定義

LOCAでは、バウンダリからの冷却材の流出規模によりプラント応答や成功基準などが異なるため、流出規模に応じて事象分類を定義する。NUREG-1150の定義と同様に漏えい、小LOCA、中LOCA、大LOCA及び設計基準事故(DBA)超過LOCAに事象を分類した。各事象の分類定義や等価破断径、流出流量について表1に示す。

なお、「漏えい」については常用系のポンプによる冷却材の補給可能範囲であり、事象が発生しても重大な原子炉への外乱に発展する可能性は小さく、またタービン系への影響も軽微と考えられることから通常停止に含めている。

「DBA超過LOCA」は添付資料3.1.1.b-2に記載の理由より選定対象から除外した。

表1 LOCA関連事象の分類定義

--

(2) 発生頻度の設定

LOCA は日米ともに発生経験がなく、かつ原子炉冷却材バウングリの設計及び運転管理において日米で大きな差異がないため、その起因事象発生頻度の評価には、NUREG-1829 と NUREG/CR-5750 の文献データを用いた。調査に用いた文献の概要については次に示す。

a. NUREG/CR-5750

Rates of Initiating Events at U.S. Nuclear Power Plants:1987-1995 / February 1999

- ・ 米国原子力発電所の起因事象発生頻度を評価したもの
- ・ LOCA 関係は 1969 年から 1997 年の実績で検討
- ・ LOCA は発生経験はないため、配管の貫通クラックの発生経験から破断に進展する確率を乗じて評価、小 LOCA を除き不確定性(EF)は 10 を設定
- ・ LOCA の分類定義は NUREG-1150 に同様の大・中・小 3 段階
- ・ 経年変化(Trend)は一定とし、プラント間の相違もないとの位置づけ
- ・ 配管以外の寄与については評価対象外

b. NUREG-1829

Estimating Loss of Coolant Accident (LOCA) Frequencies Through the Elicitation Process / June 2005

- ・ リスク情報活用規制の一環としての設計基準 LOCA 見直しのため、NRC が LOCA 発生頻度を評価したもの
- ・ 専門家パネル(Expert Elicitation)により不確定性を含めた検討を実施
- ・ 配管からの寄与の他、非配管からの寄与として、原子炉压力容器や蒸気発生器などの機器も考慮
- ・ LOCA 時の流出流量(等価破断径)により 6 段階に分類
- ・ 25 年運転想定での発生頻度と、ライセンス切れの頃(40 年運転想定)の評価を実施、BWR では両者にほとんど差はない結果
- ・ 原子炉压力容器については、確率論的破壊力学(PFM)による評価も参照しつつ、破損頻度を検討
- ・ NUREG/CR-5750 との結果比較があり、中 LOCA 部分を除き概ね一致両文献より、プラント間や経年変化での差異は小さいと考えられることから、これらのデータはプラントによらず使用できると考える。なお、不確定性が比較的大きいデータであることから、基本的に有効数字 1 桁として扱い、表 2 に示すように評価値を検討した。
- ・ NUREG-1829 と NUREG/CR-5750 の両文献データ(超過頻度・暦年ベース)を用いる。



以上より，LOCA 発生頻度の検討結果を図 1 にまとめる。

表 2 LOCA 発生頻度の検討

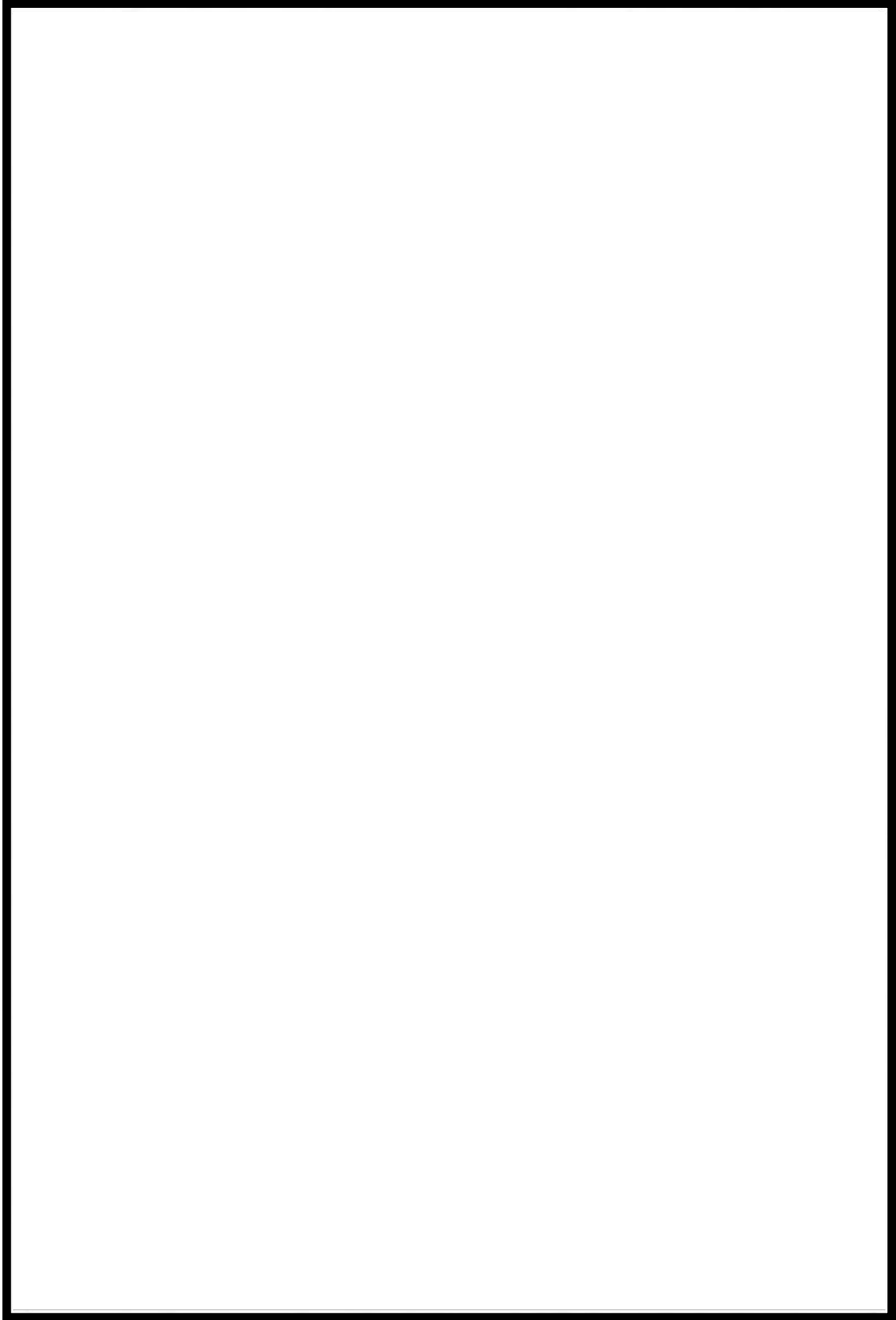


図 1 LOCA 事象分類と発生頻度検討のまとめ

起因事象から除外している事象の考え方と
原子炉压力容器(RPV)破損頻度の評価結果

1. はじめに

本評価では、発生頻度、プラントへの影響などの観点から、PRAの対象とすることの必要性は低いと考え、設計基準事故のうち、いくつかの事象を起因事象から除外している。

ここでは、発生した場合に炉心又は使用済燃料プール(SFP)の燃料に影響を与えると考えられる以下の事象について、その除外理由を補足するとともに、今回別途評価した原子炉压力容器破損頻度の評価結果を示す。

- ・燃料プールでの放射性物質の放出
- ・燃料集合体の落下
- ・制御棒落下
- ・主蒸気管破断
- ・RPV 破損

2. 起因事象から除外している事象の考え方

(a) 「燃料プールでの放射性物質の放出」を除外する理由

使用済燃料プールでの燃料損傷(放射性物質の放出に関わるリスク)については、プラントの運転に直接影響する事象ではないこと及び、プラント運転中の使用済燃料プール内の燃料の崩壊熱が低く、使用済燃料プールに十分な量の冷却材が保有されているため、対応の時間余裕が十分にあること等の理由から評価対象から除外している。

なお、使用済燃料プール内の燃料損傷のリスクについては、使用済燃料プール内の使用済燃料の崩壊熱が大きいプラント停止時について、内部事象停止時レベル 1PRA を実施しており、使用済燃料プール内の崩壊熱が高いプラント停止時でも使用済燃料プールの冷却機能喪失に伴う燃料損傷の頻度は 1×10^{-10} /炉年未満と評価している。

また、使用済燃料プールでの燃料損傷に至るシーケンスについては、内部事象停止時レベル 1PRA に基づき、プラント停止時の重要事故シーケンスの選定において考慮している。

(b) 「燃料集合体の落下」を除外する理由

運転中における使用済燃料プールでの燃料集合体の落下事象としては、使用済燃料集合体を移送する際の落下事象が考えられるが、落下が発生した場合でもプラントの運転に直接影響する事象ではないため、起因事象から除外している。

また、燃料つかみ機は、駆動源の圧縮空気が喪失した場合には燃料集合体を外せないフェイル・セーフ設計とするなど、十分に信頼性の高い構造としている。

なお、設置許可申請書の事故評価の中で、燃料取替作業中に炉心内に燃料集合体が落下する事故を評価しているが、その評価結果から、この事故によって燃料の破損に至った場合においても、周辺公衆への放射線被ばくのリスクは十分に小さい。

上記の通り、運転中における使用済燃料プールでの燃料集合体の落下事象については、設計上の対策が講じられており、万一発生した場合を想定しても、設置許可申請書の事故評価から、十分にリスクが低い事象であることが確認されていることから、重要事故シーケンスの選定においても考慮する必要は無いと考える。

(c) 「制御棒落下」を除外する理由

運転中における制御棒落下事故が発生した場合、瞬間的な出力上昇で一部の燃料に破損が生じる可能性が考えられるが、この事象については設備信頼性及び事象発生時の影響が小さいと考えられることを考慮して起因事象から除外している。

制御棒及び駆動軸の接続部は、十分に信頼性の高い構造とし、必要な場合以外に分離することがない設計となっている。万一、制御棒が駆動部から分離し落下した場合、制御棒落下速度リミッタによって、落下速度が抑制される。また、事故時に一部の燃料が破損し、希ガス及びよう素等の核分裂生成物が燃料棒から放出された場合には、主蒸気隔離弁を自動閉止し、発電所外への核分裂生成物の放出を最小限に抑える設計となっている。主蒸気隔離弁閉後のプラント挙動は隔離事象と同様となるため、その後の展開は隔離事象のイベントツリーに包絡される。

なお、設置許可申請書の事故評価の中で、原子炉の高温待機中に制御棒が落下する事故を評価しているが、その評価結果から、この事故によって燃料の破損に至った場合においても、周辺公衆への放射線被ばくのリスクは十分に小さい。

上記の通り、運転中における制御棒落下事故については、設計上の対策が講じられており、万一発生した場合を想定しても、設置許可申請書の事故評価から、十分にリスクが低い事象であることが確認されていることから、重要事故シーケンスの選定においても考慮する必要は無いと考える。

(d) 「主蒸気管破断」を除外する理由

1) 主蒸気管破断発生頻度及び隔離失敗の確率

主蒸気管破断をその発生頻度及びその後の事象進展を考慮する上で重要

となる主蒸気隔離弁による隔離失敗の確率を検討する。

- ・主蒸気管破断の発生頻度

今回の PRA では、LOCA の発生頻度について、海外の文献を参考に、その口径の大きさに応じて発生頻度(ある口径以上の破断の生じる頻度)を評価している。主蒸気配管(口径:700A)についてもこの考え方で評価(添付資料 3.1.1.b-1 参照)すると、その発生頻度は 1.0×10^{-5} /炉年を下回るものと推定されるが、本評価では主蒸気管 4 本で 1.0×10^{-5} /炉年として検討する。

- ・主蒸気隔離弁による隔離失敗確率

主蒸気隔離弁(内側及び外側)による隔離に失敗する場合の故障モードとしては隔離弁の機械的故障と電氣的故障(信号系の失敗)の 2 通りが考えられる。ここで、機械的故障の確率は 21 ヶ年故障率より、空気作動弁の閉失敗確率(3.2×10^{-4})を用いる。また、電氣的故障の確率は、その構成がほぼ同等である原子炉保護系(RPS)と同等と考えると、RPS の故障確率(平均値)が であることから、主蒸気隔離弁の電氣的故障の確率もこれに近い値を示すと考えられ、機械的故障の確率と比べれば小さな値になると考えられる。このことから、主蒸気隔離弁による隔離の失敗確率には機械的故障の確率(空気作動弁の閉失敗確率(3.2×10^{-4}))を用いる。

2) 主蒸気管破断の発生箇所・隔離の成否と発生頻度及び重要事故シーケンスの選定への影響

ここで、主蒸気管破断をその発生箇所及びその後の事象進展を考慮する上で重要となる隔離の成否に着目し、以下の 3 つの場合に分けて考える。また、破断箇所の場合分けのイメージを図 1 に示す。なお、いずれの場合についても今回の PRA で考慮する必要性は低いと判断し、今回の PRA では考慮しないこととした。これは発生頻度が低いことや、今回の PRA で考慮している他の起回事象と同じイベントツリーで整理されると考えたためである。

起回事象として考慮しないものの、主蒸気管破断をその発生箇所及び隔離の成否によって整理すると、以下の 3 つのいずれの場合も他の起回事象と同じイベントツリーで整理されることから、今回の PRA から抽出されたシーケンス以外の新たなシーケンスが抽出されることは無く、重要事故シーケンスの選定への影響は無い。

なお、今後の課題として起回事象を詳細化する場合には、これらについても再度詳細に検討する余地があるものとする。

①主蒸気内側隔離弁の外側(図 1 の a, b, c)で発生し、隔離に成功する場合

この場合、起回事象としては過渡事象のうち、隔離事象に整理できる。緩和機能についても、今回の PRA で隔離事象に対して期待している機能と同等と考えられる。発生頻度は 1.0×10^{-5} /炉年であり、これは今回の PRA

で用いている隔離事象の発生頻度(2.7×10^{-2} /炉年)に比べて小さな値である。

緩和機能が今回の PRA における隔離事象のイベントツリーと同等であり、その発生頻度も今回の PRA で考慮している値に比べて小さいことから、主蒸気管破断が発生し、隔離に成功する場合を今回の PRA に含めて考慮する必要性は低いものと考えた。

このため、事故シーケンス抽出の観点では、隔離事象のイベントツリーで考慮されているものとする。

②主蒸気隔離弁の外側(図 1 の a, b, c)で発生し、隔離に失敗する場合

格納容器の外側(図 1 の a, b)で破断が発生した場合、起因事象としては格納容器バイパス事象に整理できる。格納容器バイパス事象はレベル 1.5PRA において格納容器機能喪失に直結する事象として整理しており、緩和機能には期待していない。発生頻度は、図 1 の b の箇所では、主蒸気管破断の発生頻度(1.0×10^{-5} /炉年)と内側隔離弁の閉止の失敗確率(3.2×10^{-4})の積をとり、 3.2×10^{-9} /炉年と考えられる。図 1 の a の箇所では、更に外側隔離弁の閉止の失敗確率を考え、 1.0×10^{-12} /炉年となる。これらの値は今回の PRA で用いている格納容器バイパス事象の発生頻度(5.0×10^{-3} /炉年)に比べて小さな値である。

格納容器の内側(図 1 の c)で破断が発生した場合、大 LOCA に整理できると考えられる。これについては次の③で述べる。

格納容器バイパス事象は、緩和機能は期待できない事象であるが既にレベル 1.5PRA で考慮している事象であり、その発生頻度も今回の PRA で考慮している値に比べて小さいことから、今回の PRA では主蒸気管破断を起因事象とする場合を考慮する必要性は低いものと考えた。

このため、事故シーケンス抽出の観点では、内部事象運転時レベル 1.5PRA における格納容器バイパス事象で考慮されているものとする。

③主蒸気隔離弁の内側(図 1 の d)で発生する場合

この場合、起因事象としては大 LOCA に整理できると考えられる。主蒸気配管の口径(700A)は大破断 LOCA(大 LOCA)で考慮している口径の最小値(125A)より大きいものの、原子炉減圧が不要なレベルの LOCA という点では大 LOCA と同じである。また、主蒸気配管が原子炉の通常水位よりも高い位置に設置されているため、大 LOCA と同じく気相から蒸気が流出する事象になると考えられる。このことから、必要な緩和機能は大 LOCA と同等と考えられる。なお、今回の PRA では大 LOCA の発生頻度を 2.0×10^{-5} /炉年と整理しているが、これは口径 125A 以上の配管破断の発生頻度であり、これには主蒸気配管(口径 700A)の発生頻度も含まれる。

主蒸気管相当の口径の配管が破断する場合についても今回の PRA では大 LOCA の発生頻度を含めて考慮している。また、緩和機能は今回

の PRA における大 LOCA のイベントツリーと同等である。

このため、事故シーケンス抽出の観点では、大 LOCA のイベントツリーで考慮されているものとする。

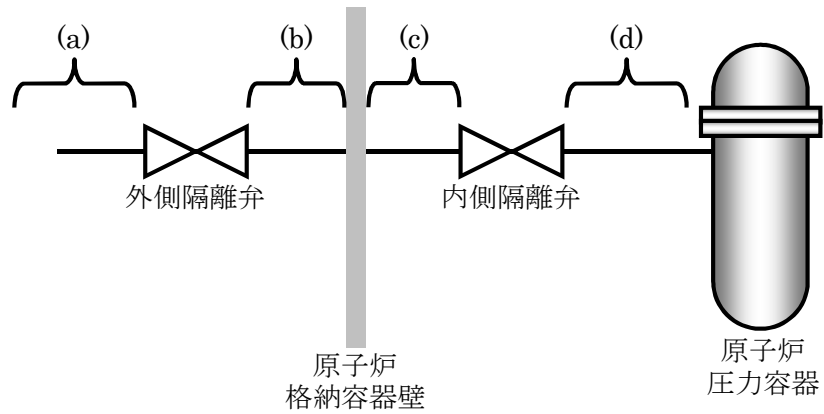


図 1 破断箇所の場合分けのイメージ

3. RPV 破損頻度の評価結果

3.1 評価の目的

RPV 破損頻度は、国内外での発生事例が無く、海外文献(WASH-1400)においても 10^{-7} /炉年と報告されるなど、発生頻度の低い事象と考えられている。一方で、ECCS の注水能力を大きく上回る事象であり、炉心損傷直結となることから、全炉心損傷頻度(CDF)に占める割合で見た場合、無視できないものとなる場合がある。

本評価では、全 CDF が 8.8×10^{-6} /炉年であることから、仮に RPV 破断の発生頻度を 1.0×10^{-7} /炉年とした場合、全体の約 1%を占めることとなり、TW に次いで CDF の大きな事故シーケンスグループとなる。

これらの状況から、本 PRA における考慮の必要性を改めて確認することを目的とし、今回、確率論的破壊力学(PFM)評価を用いて柏崎刈羽原子力発電所 6/7 号機の RPV 破損頻度を評価した。

3.2 評価の概要

PFM を用いた RPV 破損頻度評価の流れを図 2 に示す。RPV の炉心近傍の溶接線に存在する製造時き裂を初期き裂として、初期き裂 1 個当たりの 60 年後の破損確率を PFM によって評価し、溶接線に存在するき裂個数を乗じることで RPV の破損確率を求めた。これを供用期間で除算することで、RPV 破損頻度を求めた。

PFM 解析コードでは、初期き裂の深さ及びアスペクト比(長さ/深さ)の確率分布を層別化したセルで定義し、層別セルの重み(存在確率)を考慮した。層別セルからサンプリングしたき裂の存在確率を、製造時の体積検査の検出精度に応じて低減させた後、各き裂サンプルに対して、決定論的に寿命末期までの RPV の荷重条件に応じたき裂進展解析を実施した。き裂進展解析の結果、貫通に至った場合には貫通確率としてカウント(累積貫通確率)し、サンプル計算を終了した。貫通に至らないサンプルは寿命末期の照射脆化した破壊靱性と応力拡大係数の関係から破壊する場合の存在確率をカウント(累積破壊確率)した。以上の手順で求めたセルの累積貫通確率と累積破壊確率を寿命末期まで合算したものを破損確率として、き裂 1 個当たりの寿命末期の条件付き破損確率を求めた。

また、供用期間中検査によるき裂検出を考慮する場合と考慮しない場合の 2 通りについて評価した。

3.3 評価条件

3.3.1 評価コード

初期き裂 1 個当たりの条件付き破損確率の評価には、PFM 解析コード PEPPER^[1]を用いた。

3.3.2 評価対象部位

照射脆化による破壊靱性値低下への影響が大きい RPV 炉心部周りの溶接

線を対象とした。

3.3.3 初期き裂分布

初期き裂の形状分布は ASTM の手法^[2]を参照した。

き裂深さ分布は、W.Marshall^[3]の指数分布式を用いたが、維持規格^[4]ではき裂の進展及び破壊評価において安全側とするため、クラッド厚をき裂深さに加算して健全性評価を実施することとなっている。そこで、き裂深さ分布の平均値にクラッド厚さを加算した確率分布を用いて評価した。

3.3.4 き裂個数

溶接線に存在するき裂個数は、Simonen, F.A^[5]によると 30 個/m³程度であるとされている。現実的には初期のき裂個数はこの値よりも少ないと言われている^[4]が、本検討では安全側にこの値を用いた。溶接線の開先形状はメーカにより異なるため、き裂個数は 6 号機で 5.7 個、7 号機で 3.7 個となった。

3.3.5 き裂検出確率

製造時検査及び供用期間中検査では、き裂深さに応じて検出確率式で求めたき裂検出確率をき裂の存在確率に乗じて低減させた。き裂の検出確率式には、W.Marshall^[6]が提案している式を用いた。

3.3.6 き裂進展評価

き裂進展評価では、維持規格^[4]の EB-3350 に従いフェライト鋼の軽水炉環境中における疲労き裂進展速度式を用いた。き裂進展速度式に使用する応力拡大係数は、維持規格^[4]の平板中の半楕円表面き裂の応力拡大係数を用いた。き裂進展速度に維持規格^[4]で整備された上限包絡線を用いることで、安全側な評価とした。き裂進展評価に用いる荷重条件は、詳細な FEM 解析による応力を参照せず、各プラントの工認計算書の応力計算結果の最大応力強さをき裂面の垂直方向に作用するように参照した。

3.3.7 不安定破壊評価

不安定破壊評価では、BWR の脆性破壊の条件として低温高圧の最も厳しい耐圧試験状態を想定した。不安定破壊荷重は、応力計算書の試験状態の一次膜＋一次曲げ応力強さ(PL+Pb)の評価を参照し、これをき裂面に垂直な一次膜応力 Pm として応力拡大係数 K_{app} の計算に用いた。

脆性破壊評価に用いる破壊靱性 K_{IC} は、荷重条件の温度 T と関連温度 RT_{NDT} から下限包絡された維持規格の評価式で求めた。関連温度 RT_{NDT} の初期値は、各プラントの材料試験データから設定した。関連温度は、寿命末期での照射脆化の影響を考慮し、初期関連温度と関連温度移行量 ΔRT_{NDT} を用いて求めた。プラント寿命を 60 年として、各プラントの照射脆化による関連温度移行量を JEAC4201-2007^[7]に基づいて評価し、関連温度移行量のばらつきで破壊靱性がばらつきを持つよう設定していることから、このばらつきが破壊確率へ大きく影響を与える。

不安定破壊は K_{app} が K_{IC} を超えた場合に生じるものとした。

3.4 評価結果

評価結果を表 1 に示す。表 1 の通り、6 号機、7 号機の RPV 破損頻度は供用期間中検査を考慮しない場合には 10^{-15} /炉年未満、供用期間中検査を考慮した場合には 10^{-20} /炉年程度と非常に小さな値となった。

3.5 まとめ

PFM を用いた簡易的な評価の結果、RPV 破損頻度は過去の文献で示されている値に比べて十分に低いことが確認された。今回の評価結果に基づくと、RPV 破損による CDF は全 CDF に比べて無視できる値である。また、RPV は製造時及び供用期間中検査等で十分に健全性が確認されている機器であり、RPV 破損は PRA の起因事象から除外して問題ないものとする。

また、事故シーケンス抽出の観点では、本事象は大 LOCA を超える破断口径の LOCA(Excessive-LOCA)として、炉心損傷直結事象に整理されるものとする。その発生頻度が十分に低いと考えられるため、内部事象運転時レベル 1PRA の起因事象からは除外したが、地震レベル 1PRA からは Excessive-LOCA が抽出されていることから、本事象については重要事故シーケンスの選定プロセスの中でその扱いを整理している。

3.6 参考文献

- [1] JWES-AE-1204, リスク活用のための確率論的破壊力学技術-基礎と応用-, 日本溶接協会 原子力研究委員会, 平成 24 年 12 月
- [2] Probabilistic Fracture Mechanics and Fatigue Methods. Applications for Structural Design and Maintenance, Bloom/Ekvall editors, ASTM STP 798
- [3] W. Marshall, "An assessment of the integrity of PWR pressure vessel", U.K. AEA, 1982.
- [4] JSME 維持規格 2012 年版(JSME S NA-2012), 日本機械学会, 2012 年 12 月
- [5] Simonen, F.A., et al., "VISA-II - A Computer Code for Predicting the probability of Reactor Pressure Vessel Failure," NUREG/CR-4486, Pacific Northwest Laboratory, Richland, WA, 1986.
- [6] W. Marshall, "An assessment of the integrity of PWR pressure vessel", U.K. AEA, 1976.
- [7] 原子炉構造材の監視試験方法 JEAC4201-2007, 日本電気協会 原子力規格委員会

以上

表 1 RPV 破損発生頻度評価結果

	6号機	7号機
供用期間中検査を考慮しない場合	2.5×10^{-16} /炉年	3.0×10^{-18} /炉年
供用期間中検査を考慮した場合	1.2×10^{-20} /炉年	7.3×10^{-21} /炉年

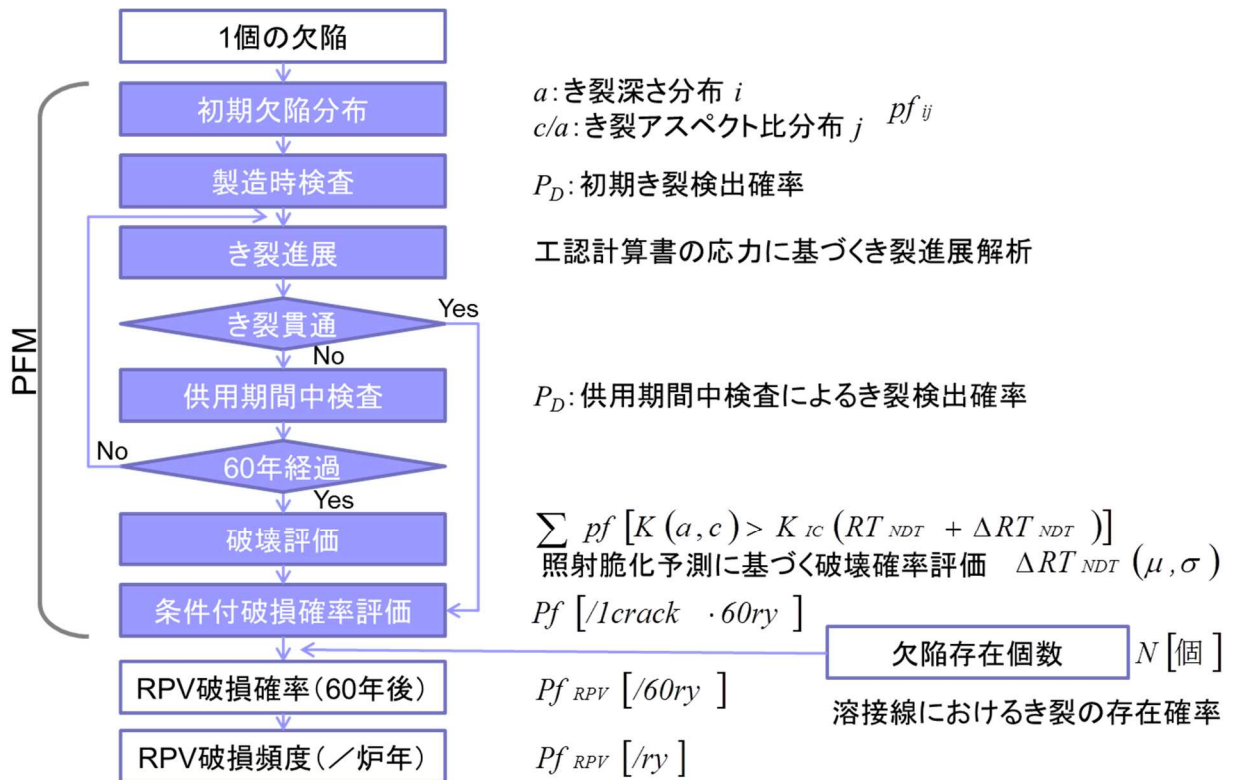


図 2 RPV 破損発生頻度評価の流れ

運転時 PRA において通常停止を起因事象として取扱う考え方

(1) 運転時を対象とした PRA の対象範囲

運転時を対象とした PRA の対象範囲については、日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル 1PSA 編）：2008」（以下「学会標準」という。）において、BWR では図 1 に示す通り、「CR 引抜開始」から「復水器真空破壊」までとされている。

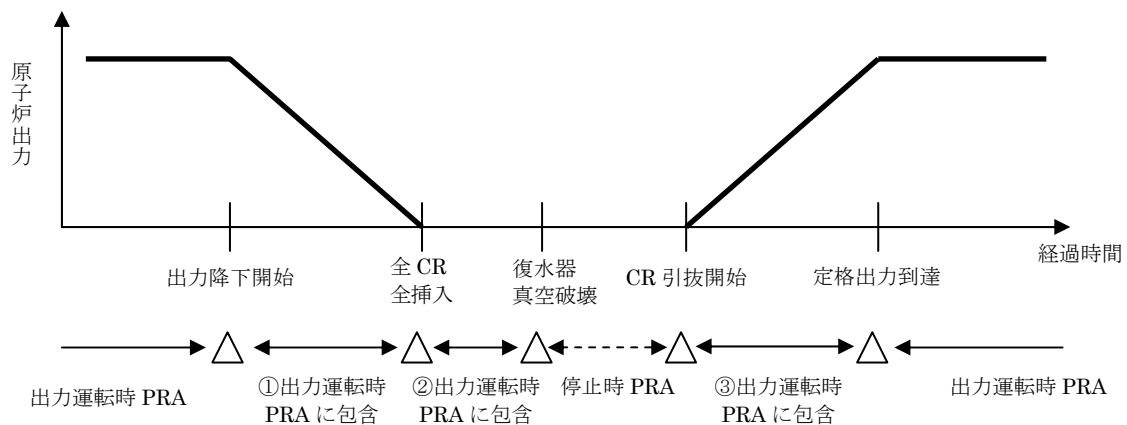


図 1 運転時を対象とした PRA 及び停止時 PRA の対象範囲

①～③の期間を出力運転時 PRA に含めることは、使用可能な緩和設備、緩和設備の信頼性の観点から通常運転時と同等であることを以て問題ないと判断している。①～③の各期間を出力運転時 PRA に包含する理由は以下通り。

① 出力降下開始 ～ 全 CR 全挿入

使用可能な緩和設備は、出力の降下に伴って定格出力運転時から変化する(減少する)ものの、出力運転期間に比べて当該期間は極めて短い(①の時間が数時間に対し、通常の運転期間は 13 ヶ月)ことを考慮すると、定格出力運転時と同等として扱うことに問題はないと考える。なお、緩和設備のサポート系も出力運転時と同等の状態である。

緩和設備の変化について、例えば原子炉停止機能に注目すると、原子炉圧力/出力が低下した状態では、プラント運用のため下記のスクラム信号がバイパスされるが、これは燃料健全性を確保する上で、下記のインターロックによる原子炉スクラムの必要が無い状況に移行したことによるものであり、①の期間中の厳密なモデル化の有無が PRA の結果に有意な影響を及ぼすものではない。

- ・ 原子炉圧力の低下に伴う「主蒸気隔離弁閉」によるスクラム
- ・ 原子炉出力の低下に伴う「主蒸気止め弁閉」及び「タービン加減弁急速閉」によるスクラム

② 全 CR 全挿入 ～ 真空破壊

使用可能な緩和設備は定格出力運転時から変化する(減少する)ものの、当該期間が短いことを考慮すると、この相違は PRA の観点で有意となるものではなく、定格出力運転時と同等として扱うことに問題はないと考える。なお、緩和設備のサポート系も出力運転時と同等の状態である。

③ CR 引抜開始 ～ 定格出力

使用可能な緩和設備の待機状態は出力運転時から変化する(減少する)ものの、本期間の崩壊熱が小さいこと、定期検査での点検によりランダム故障の確率が低減されていると考えられること、当該期間が極めて短いことを考慮すると、この相違は PRA の観点で有意となるものではなく、定格出力運転時と同等として扱うことに問題はないと考える。なお、緩和設備のサポート系も出力運転時と同等の状態である。

(2) 通常停止を起因事象として取扱う考え方

学会標準において、起因事象とは「通常の運転状態を妨げる事象であって、炉心損傷及び格納容器損傷に波及する可能性のある事象」と定義されている。

今回実施した内部事象出力運転時レベル 1PRA では、上記の学会標準の定義を踏まえて、以下の考え方により通常停止(計画停止及び軽微な故障による計画外停止)を起因事象として考慮している。

- ・通常停止も過渡事象等と同様、炉心の冷却及び崩壊熱除去によって原子炉を冷温停止に移行させる必要があるため。
- ・崩壊熱レベルが出力運転時と同程度と高く、動作を期待する緩和設備が機能しない場合に炉心損傷及び格納容器破損に波及する可能性は、その他の起因事象が発生した場合と同等と考えられるため。
- ・通常停止(計画停止及び計画外停止)は、発生頻度が年約 1 回以上と高いことから、結果として本事象を起因として炉心損傷頻度及び格納容器損傷に至る頻度は高く、評価上無視出来ないと考えるため。
- ・通常停止には計画外停止が考慮されていることから、過渡事象等の起因事象でなくとも、計画外停止の増加はリスクの増分として反映される。計画停止の観点では、通常の運転期間を変更した場合、定期検査までの期間が変化することの影響(過渡事象等の発生実績の傾向が増減する等)が表れる可能性が考えられる。これらのことから、通常停止(計画停止及び計画外停止)を起因事象として考慮することは、運転中のプラントのリスクを網羅的に考慮する上で適切と考える。

以上

「起動操作」を起回事象に含めないことの方

今回実施した内部事象運転時レベル 1PRA では、起回事象(通常の運転状態を妨げる事象であって、炉心損傷及び格納容器損傷に波及する可能性のある事象)として「通常停止(計画停止及び軽微な故障による計画外停止)」を考慮している。一方で、起動操作そのものは起回事象として考慮していない。これは、起動時のプラントの状態に関する以下の点を考慮し、起動時のリスクが小さく、運転時の評価に包絡されると考えたためである。

- ・ 起動時のプラントの状態は運転時とほぼ同じであること
- ・ 炉停止後の時間経過及び新燃料の装荷により崩壊熱レベルが低いこと
- ・ 起動前には安全系などが点検されているため、ランダム故障の確率が低減されていると考えられること。

なお、起動操作の期間について、日本原子力学会の学会標準では、出力運転時の PRA の対象とする期間を制御棒の引き抜き開始から復水器真空破壊までとしており、この期間に生じたトラブル事象は全て起回事象として考慮されている。このため、プラント起動中に生じたトラブル事象も起回事象として考慮されている。

以 上

起因事象発生頻度の評価における考え方

内部事象運転時レベル 1PRA に用いる起因事象の抽出は以下の手順で実施している。

○過渡事象

設置許可申請書添付書類十で評価されている原子炉の異常な過渡変化及び事故について分析、発生後のプラント挙動を考慮し、7つの起因事象にグループ化

○従属性を有する起因事象

設置許可申請書添付書類八等に記載されている、原子炉の運転に係わる設備についての機能喪失時の影響を検討、補機冷却系の故障、電源の故障等の7つの起因事象を抽出

○原子炉冷却材圧力バウンダリに関する事象(LOCA)

破断規模によりプラント応答が異なることを考慮し、大 LOCA、中 LOCA、小 LOCA の3事象に分類

これに通常停止を加え、内部事象運転時レベル 1PRA における起因事象として用いている。

抽出した起因事象の発生頻度は、基本的に以下の考え方及び①～③の優先順位に基づいて評価している。

①国内の運転経験データにおいて、発生が報告されている事象については、発生件数を国内プラントの総運転炉年等で除した値とした。

【対象事象】過渡事象(S/R 弁誤開放を除く)、通常停止

②国内の運転経験データにおいて、発生が報告されていない事象であっても、発生頻度等の評価に活用可能な文献等を参照可能な事象については、それらを参照・検討し、値を設定した。

【対象事象】LOCA, ISLOCA

③国内の運転経験データでは発生が報告されておらず、発生頻度の評価に活用可能な文献等が確認できない事象については、国内での発生件数を 0.5 件とし、これを国内プラントの総運転炉年等で除した値とした。

【対象事象】S/R 弁誤開放、従属性を有する起因事象

以上

起因事象「外部電源喪失」の発生頻度の算出に用いる運転実績

KK6/7号機のPRAでは、外部電源喪失の発生頻度を国内BWRの運転実績のみを対象として算出しており、国内PWRの実績は含めていない。外部電源設備についてはBWRとPWRの間に大きな相違が無いと考えられることから、今後の評価ではBWRとPWRの運転実績を統合した値を用いることも検討していく。

なお現在のBWRとPWRの外部電源喪失の発生頻度はほぼ同等であり、仮に両者の運転実績を合わせて評価しても、炉心損傷頻度(CDF)の変化は小さい。

1. KK6/7号機のPRAに用いた起因事象「外部電源喪失」の発生頻度

KK6/7号機のPRAでは、外部電源喪失の発生頻度を次の様に算出している。現在は国内BWRの運転実績のみを対象として算出しており、PWRの実績は考慮していない。

$$\begin{aligned}
 & \text{起因事象「外部電源喪失」発生頻度(KK6/7号機)} \\
 & = \text{国内BWRの外部電源喪失事象発生回数/国内BWRの暦年}^{*1} \\
 & = 3 / 706.1 \\
 & = 4.2 \times 10^{-3} \text{ (炉年)} \\
 & \text{※1 暦年は営業運転開始から平成21年3月までの国内BWRプラント} \\
 & \quad \text{運転期間及び運転停止期間の合計値}
 \end{aligned}$$

2. 国内PWRプラントにおける起因事象「外部電源喪失」の発生頻度

国内PWRプラントのPRA^{*2}では、国内PWRの運転実績を元に、KK6/7号機のPRAと同様の考え方で次の様に外部電源喪失の発生頻度を算出している例がある。

※2 川内原子力発電所発電用原子炉設置許可変更申請書(1号及び2号発電用原子炉施設の変更)添付書類の一部補正 平成26年6月九州電力株式会社

$$\begin{aligned}
 & \text{起因事象「外部電源喪失」発生頻度(国内PWRプラントの評価例)} \\
 & = \text{国内PWRの外部電源喪失事象発生回数/国内PWRの暦年}^{*3} \\
 & = 3 / 621 \\
 & = 4.8 \times 10^{-3} \text{ (炉年)} \\
 & \text{※3 暦年は営業運転開始から平成23年3月までの国内PWRプラント} \\
 & \quad \text{運転期間及び運転停止期間の合計値}
 \end{aligned}$$

3. 外部電源喪失の発生頻度を変動させた場合のPRA結果への影響

外部電源喪失の発生頻度の算出の考え方にBWRとPWRでの違いは無く、その値についてもほぼ同等である。仮にBWRとPWRの運転実績を合計して外部電源喪失の発生頻度を算出すると、

$$6 / 1327.1 = 4.5 \times 10^{-3} \text{ (/炉年)}$$

となる。KK6/7号機のPRAにおける、外部電源喪失を起因とした場合の炉心損傷頻度(CDF)は 9.0×10^{-9} /炉年であるため、BWRとPWRの運転実績を合計した場合、CDFは、

$$9.0 \times 10^{-9} \times (4.5 \times 10^{-3} / 4.2 \times 10^{-3}) = 9.6 \times 10^{-9} \text{ (/炉年)}$$

となり、CDFの増加分は 6×10^{-10} /炉年となる。この増加分は、KK6/7号機のPRAにおける外部電源喪失を起因とした場合のCDFの1割弱であり、全炉心損傷頻度 3.3×10^{-6} /炉年に比べても小さな値である。

外部電源喪失を起因としたシーケンスのCDFが一様に1割程度増加するものの、起因事象別のCDFにおける外部電源喪失の割合は全体の0.3%であることから、全体の結果に与える影響は極めて小さいものとする。

以上

具体的破断箇所を想定した場合の LOCA 後の炉心損傷頻度

今回の申請において実施した PRA(申請用評価)における起因事象の LOCA の考え方では、具体的な破断箇所は設定せず、LOCA の発生頻度について検討されている海外の文献を参考に、大 LOCA、中 LOCA、小 LOCA それぞれに相当する大きさの破断の発生頻度を設定している。

これに対し本評価では、破断が原子炉圧力バウンダリの溶接箇所で見ると想定した上で、破断が ECCS で生じた場合には当該 ECCS での緩和に期待できないものとして炉心損傷頻度を算出した。評価の結果、申請用評価での LOCA 後の炉心損傷頻度と本評価での LOCA 後の炉心損傷頻度に大きな値の相違が無いことを確認した。

1. ECCS 及びその他の系統での LOCA 発生頻度の算出

系統別の LOCA の発生頻度は式(1)で算出した。算出に用いた値と算出結果を表 1 に示す。申請用評価では破断口径 25A 未満を小 LOCA、25A 以上・125A 未満を中 LOCA、125A 以上を大 LOCA としているが、本評価では破断口径 100A 以上を大 LOCA、100A 未満を中 LOCA とし、RCIC の緩和機能に期待しないものとした。また、各 LOCA 発生頻度は今回の PRA で用いた値とした。

$$\text{着目する系統の配管破断発生頻度} = \frac{\text{着目する系統の機能維持に係わる溶接線数}}{\text{原子炉圧力バウンダリでの全溶接線数}} \times \text{LOCA発生頻度} \cdots \text{式(1)}$$

表 1 各系統の配管口径別の溶接線数と系統当りの LOCA 発生頻度

	溶接線数 ^{※1}		配管破断発生頻度 [炉年]	
	100A 以上	100A 未満	大 LOCA	中 LOCA
HPCF(B)	8	17 ^{※2}	9.6×10^{-7}	2.8×10^{-5}
HPCF(C)	8	0	9.6×10^{-7}	0
RCIC	71 ^{※3}	63 ^{※3}	8.6×10^{-6}	1.0×10^{-4}
LPFL(A)	18 ^{※4}	0	2.2×10^{-6}	0
LPFL(B)	10	0	1.2×10^{-6}	0
LPFL(C)	9	0	1.1×10^{-6}	0
その他の原子炉 圧力バウンダリ	42	34	5.1×10^{-6}	6.8×10^{-5}
合計	166	108	2.0×10^{-5}	2.0×10^{-4}

※1 溶接線数は、クラス 1 機器の検査カテゴリ B-F 及び B-J から抽出した。

※2 HPCF(B)合流する SLC の配管を考慮した。

※3 主蒸気系及び給水系の溶接部のうち、RCIC の機能喪失に繋がる箇所を考慮した。

※4 給水系の溶接部のうち、LPFL(A)の機能喪失に繋がる箇所を考慮した。

2. LOCA 発生後の炉心損傷頻度

具体的破断箇所を想定した場合の LOCA 後の炉心損傷頻度は式(2)で算出した。算出に用いた値と算出結果を表 2 に示す。

$$\text{LOCA後の炉心損傷頻度} = \sum_i \left(\begin{array}{l} \text{系統}i\text{での} \\ \text{LOCA発生頻度} \end{array} \right) \times \left(\begin{array}{l} \text{系統}i\text{に期待できない場合の} \\ \text{条件付炉心損傷確率} \end{array} \right) \dots\dots\dots \text{式(2)}$$

表 2 各系統での LOCA 発生後の条件付炉心損傷確率と炉心損傷頻度

	条件付炉心損傷確率		炉心損傷頻度 [炉年]	
	大 LOCA	中 LOCA	大 LOCA	中 LOCA
HPCF(B)				
HPCF(C)				
RCIC				
LPFL(A)				
LPFL(B)				
LPFL(C)				
その他の原子炉 圧力バウンダリ				
合計				

3. 申請用評価の結果と本評価結果の比較

LOCA 後の炉心損傷頻度について、申請用評価の結果と本評価の結果を表 3 に示す。また、申請用評価での LOCA 後の炉心損傷頻度を追記したイベントツリーを図 1, 2 に示す。評価結果の比較から、申請用評価での LOCA 後の炉心損傷頻度と本評価での LOCA 後の炉心損傷頻度に大きな値の相違が無いことを確認した。

表 3 申請用評価の結果と本評価結果の比較

	大 LOCA	中 LOCA
申請用評価における LOCA 後の 炉心損傷頻度[炉年]	8.3 × 10 ⁻¹⁰	7.3 × 10 ⁻⁹
本評価における LOCA 後の炉心損傷頻度[炉年]		

以 上

大LOCA	メンテナンス等条件付与	スクラム系	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	最終状態	発生頻度(/炉年)	備考
A	MN	C	UB	UC	VA	VB	VC	WA	WB	WC	WD			
2.00E-05												-		ATWSへ
												-		
												TW	3.3E-10	
												-		
												-		
												TW	3.5E-12	
												-		
												-		
												TW	2.2E-13	
												-		
												-		
												TW	2.8E-16	
												-		
												-		
												TW	9.7E-16	
AE	5.0E-10													
-														
-														
合計値												8.3E-10		

図1 申請用評価における大LOCA後のイベントツリーと炉心損傷頻度

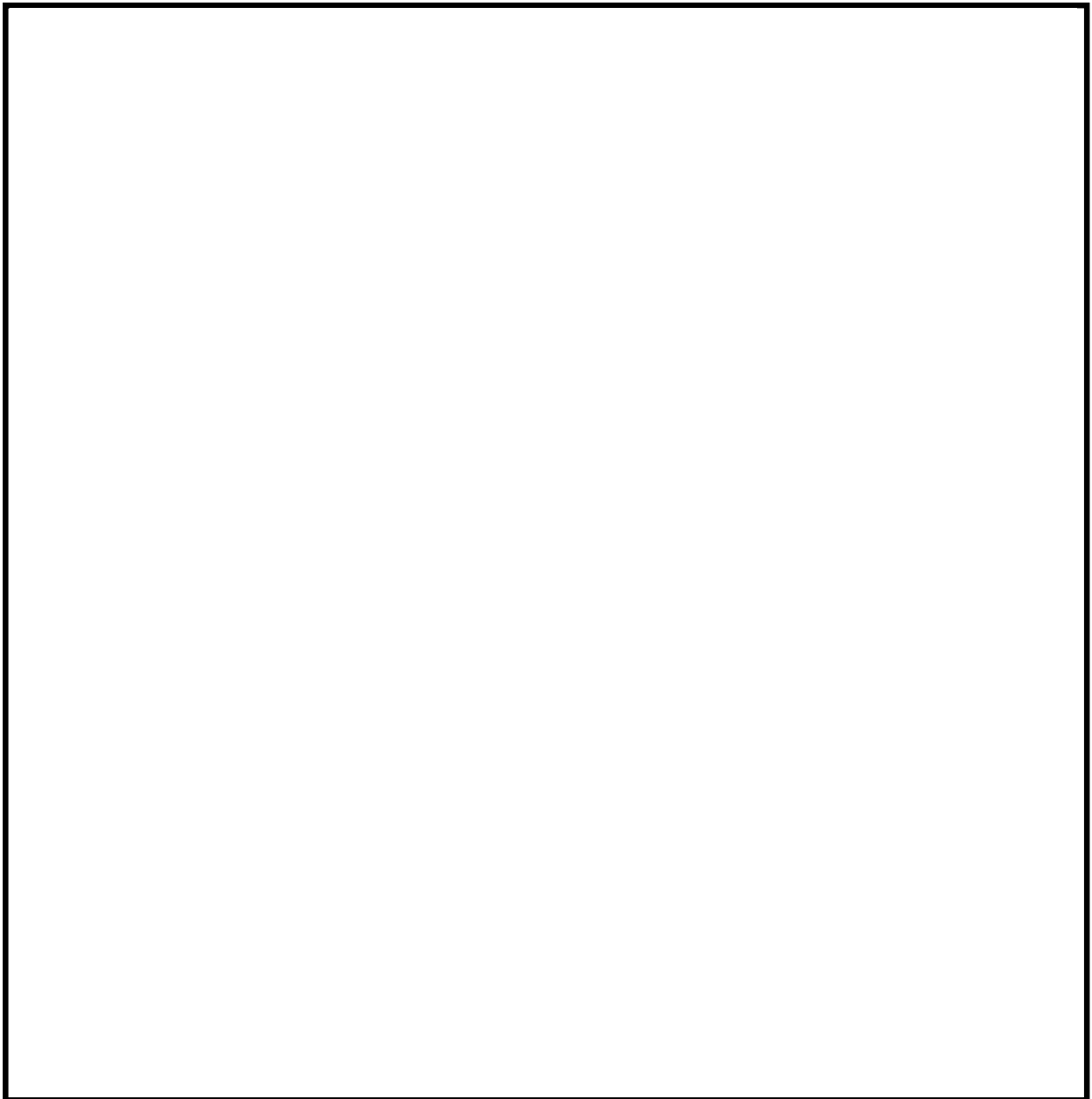
中LOCA	メンテナンス等条件付与	スクラム系	HPCF-B	HPCF-C	原子炉減圧	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	最終状態	発生頻度(/炉年)	備考
S1	MN	C	UB	UC	X	VA	VB	VC	WA	WB	WC	WD			
2.00E-04													-		ATWSへ
													-		
													TW	3.3E-09	
													-		
													-		
													TW	3.5E-11	
													-		
													-		
													TW	2.2E-12	
													-		
													-		
													TW	2.7E-15	
													-		
													-		
													TW	9.6E-15	
S1E	3.9E-09														
S1E	1.1E-11														
-															
-															
合計値												7.3E-09			

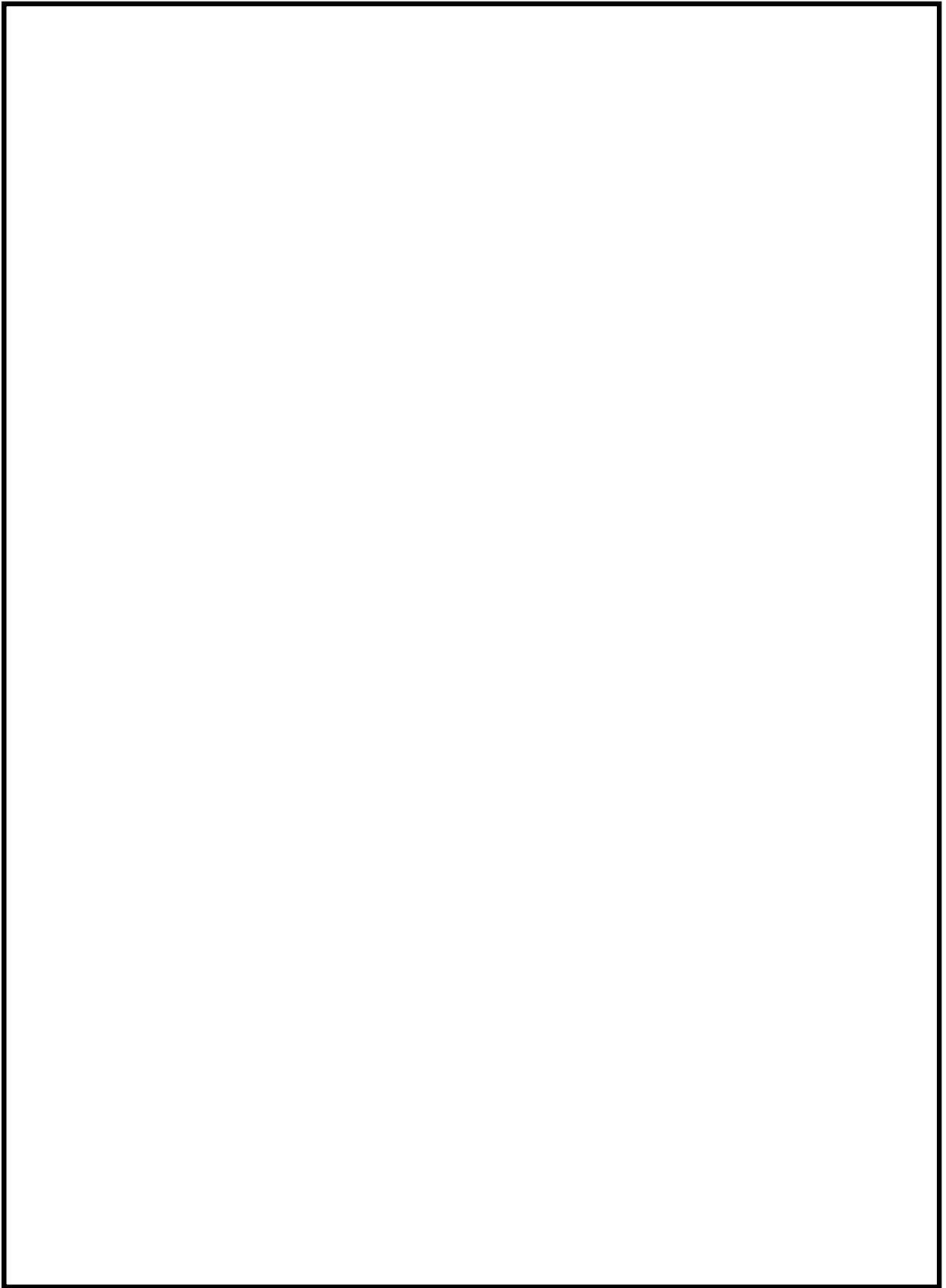
図2 申請用評価における中LOCA後のイベントツリーと炉心損傷頻度

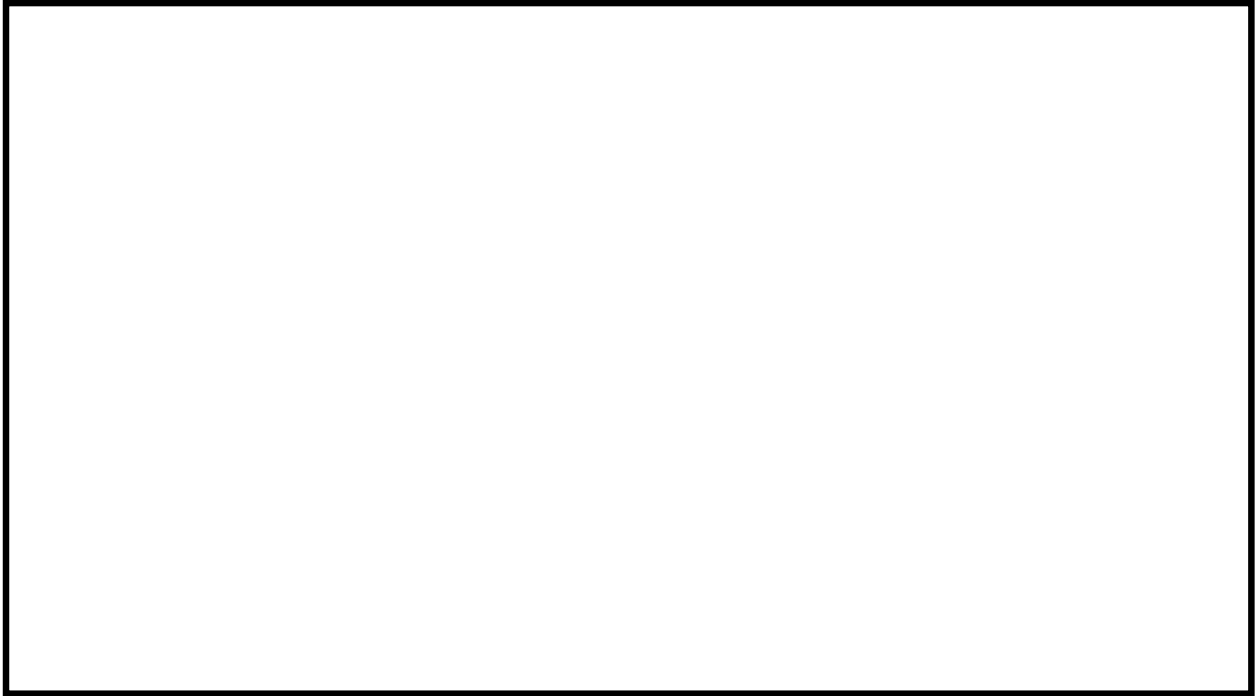
インターフェイスシステムLOCA(ISLOCA)の発生箇所の考え方

ISLOCAとは、原子炉冷却材圧力バウンダリの高い圧力が、隔離失敗によってそれと直結した格納容器外の低圧設計の箇所に付加され、低圧設計の箇所が破断することによって発生するLOCAである。

本PRAでは、ISLOCAを内部事象出力運転時レベル1PRAの起因事象として取り扱うこととし、詳細評価を実施することとした。評価の詳細を以下に示す。







以 上

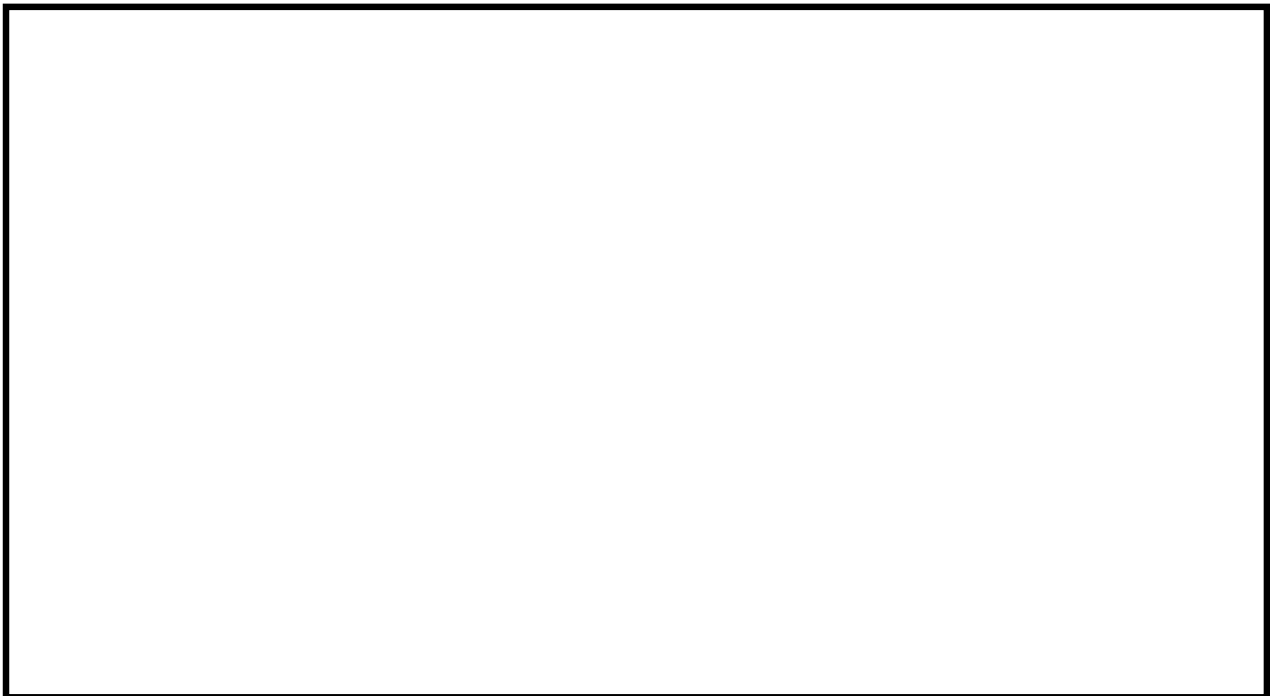
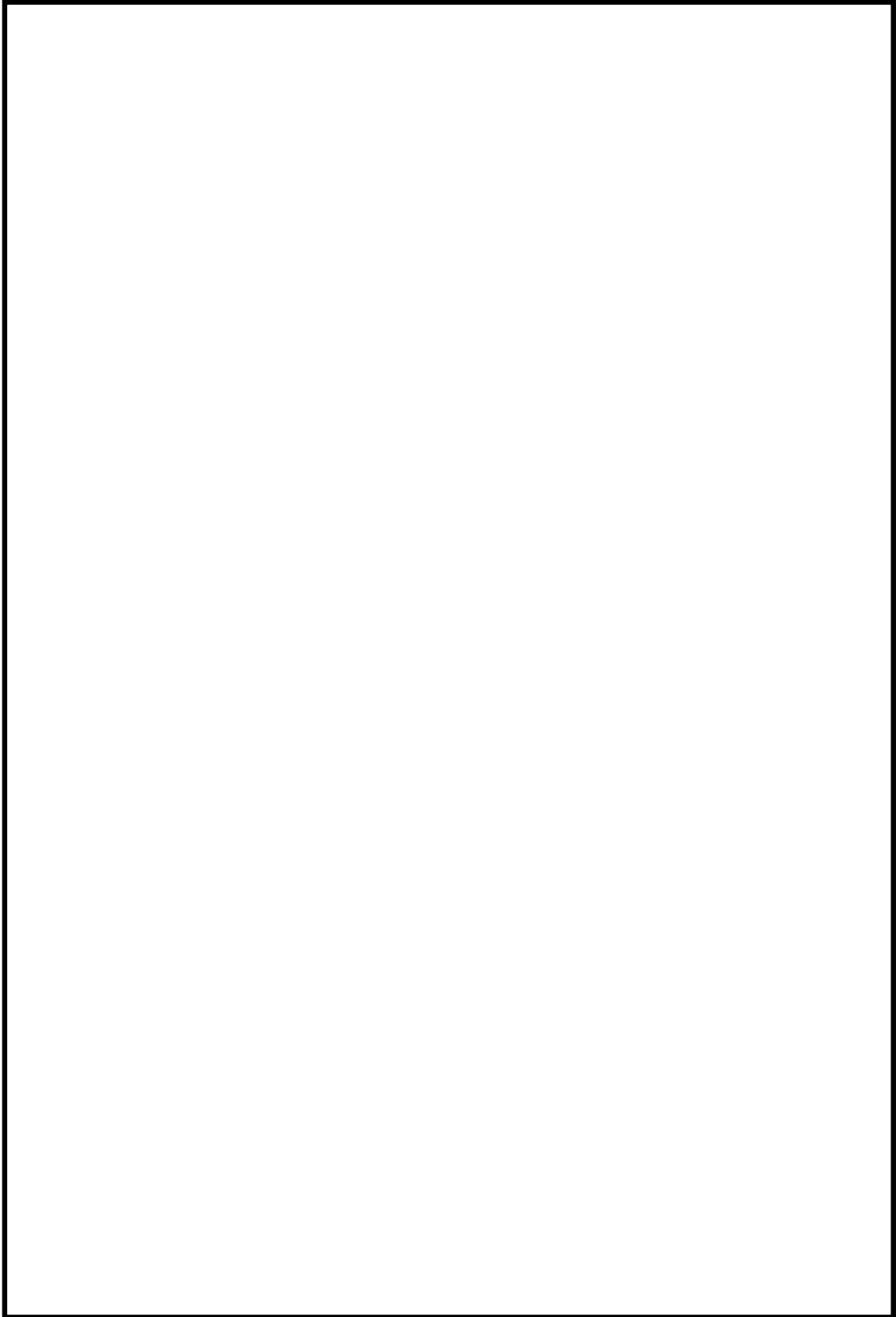
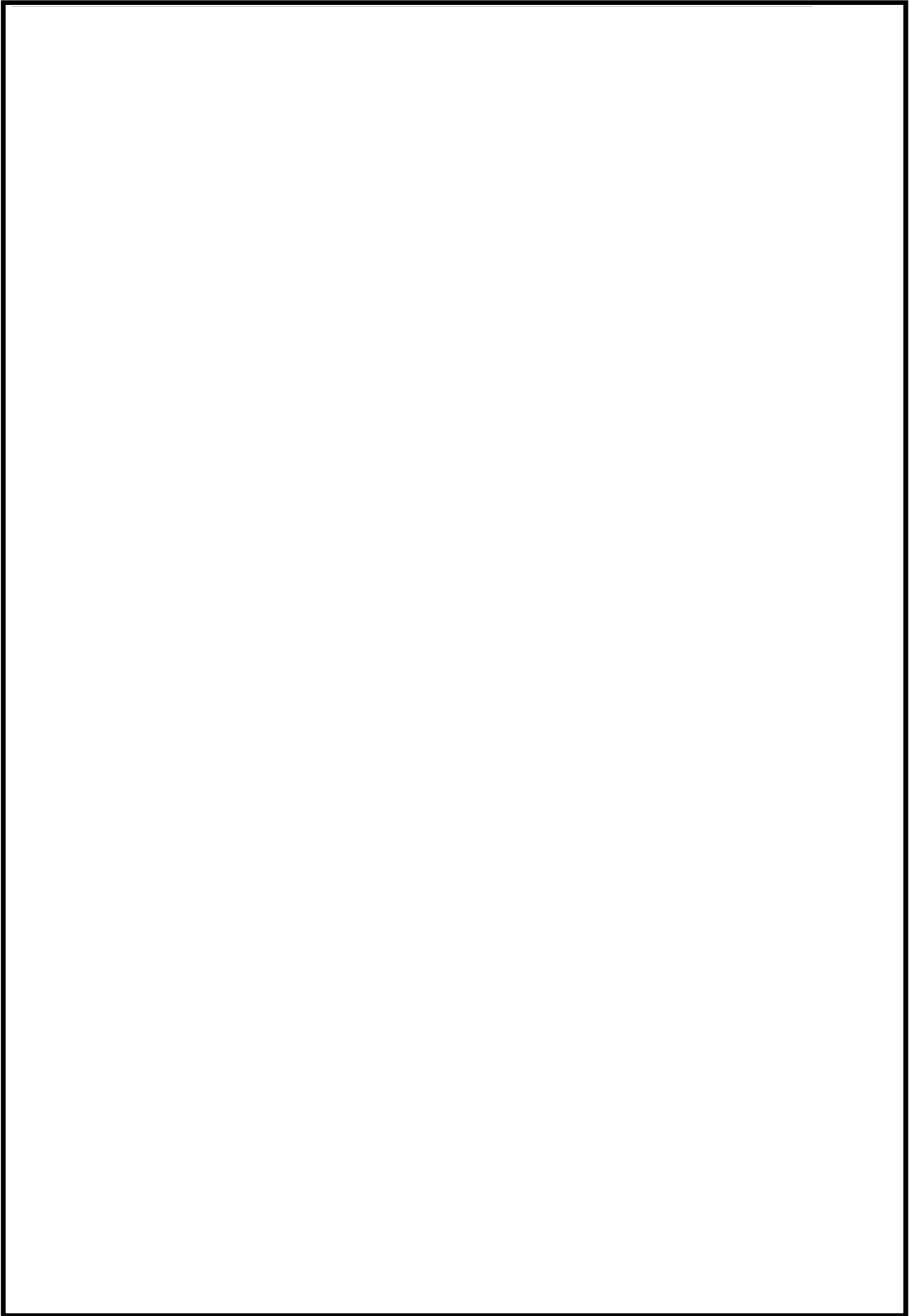
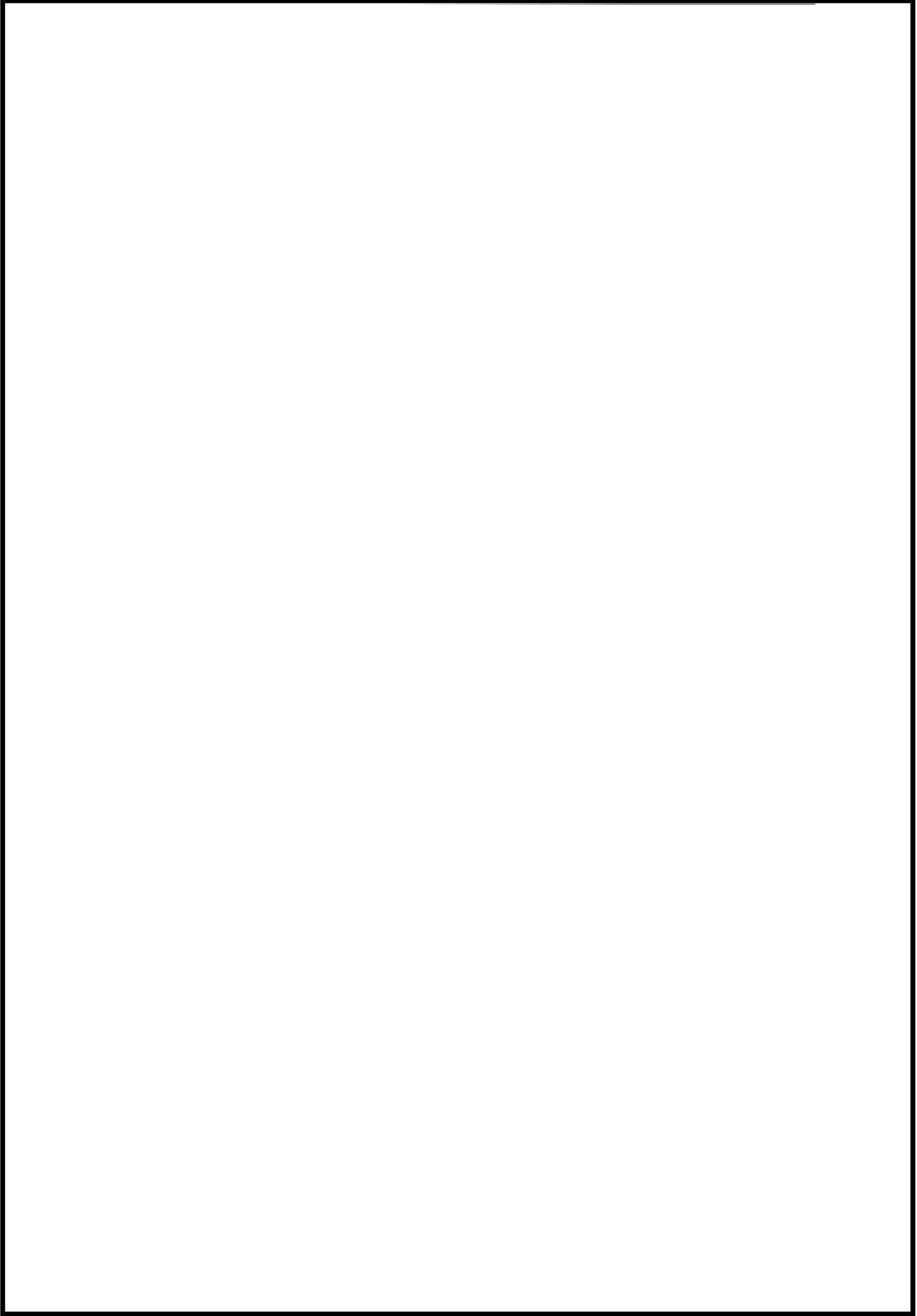


表2 ISLOCA発生頻度評価のためのパラメータ

--







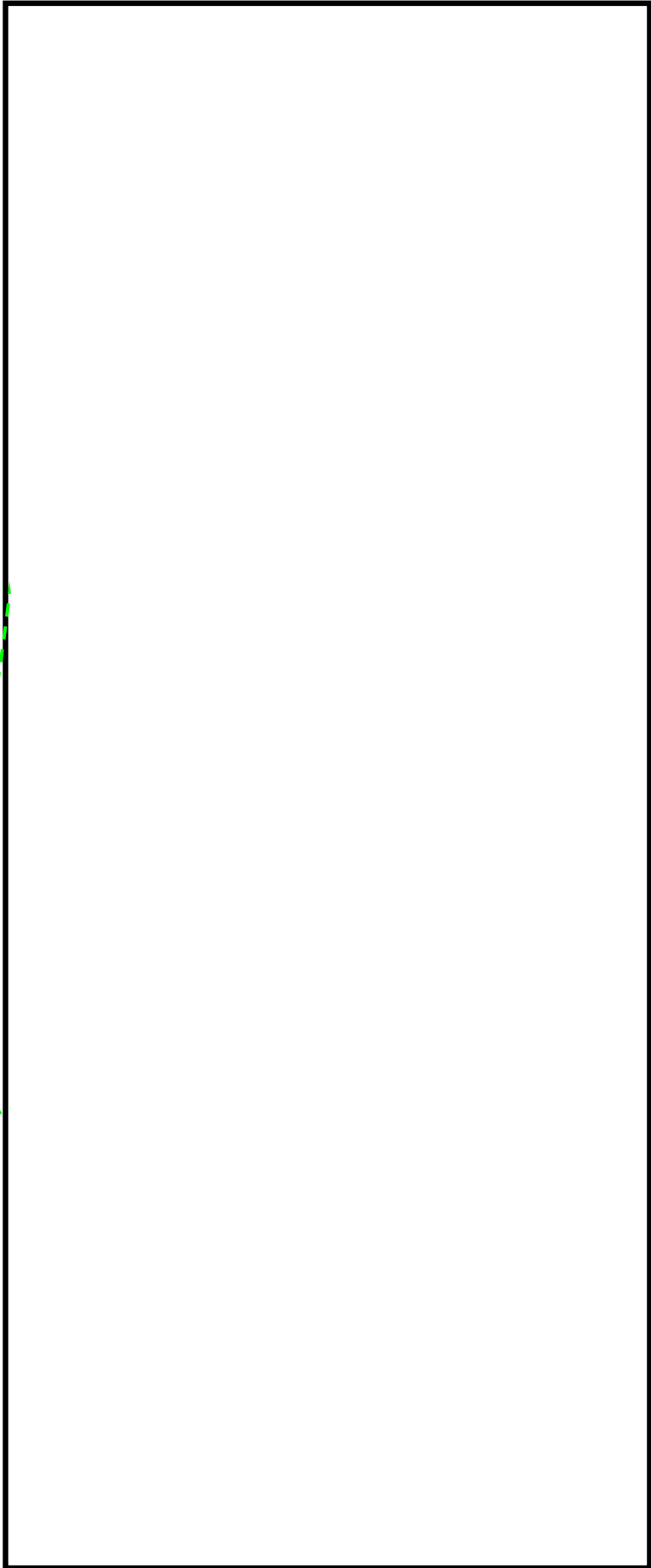
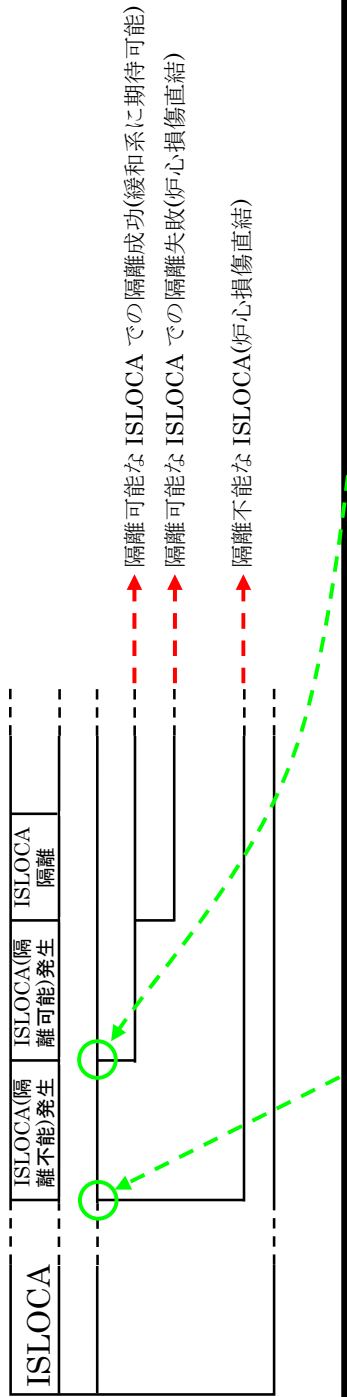
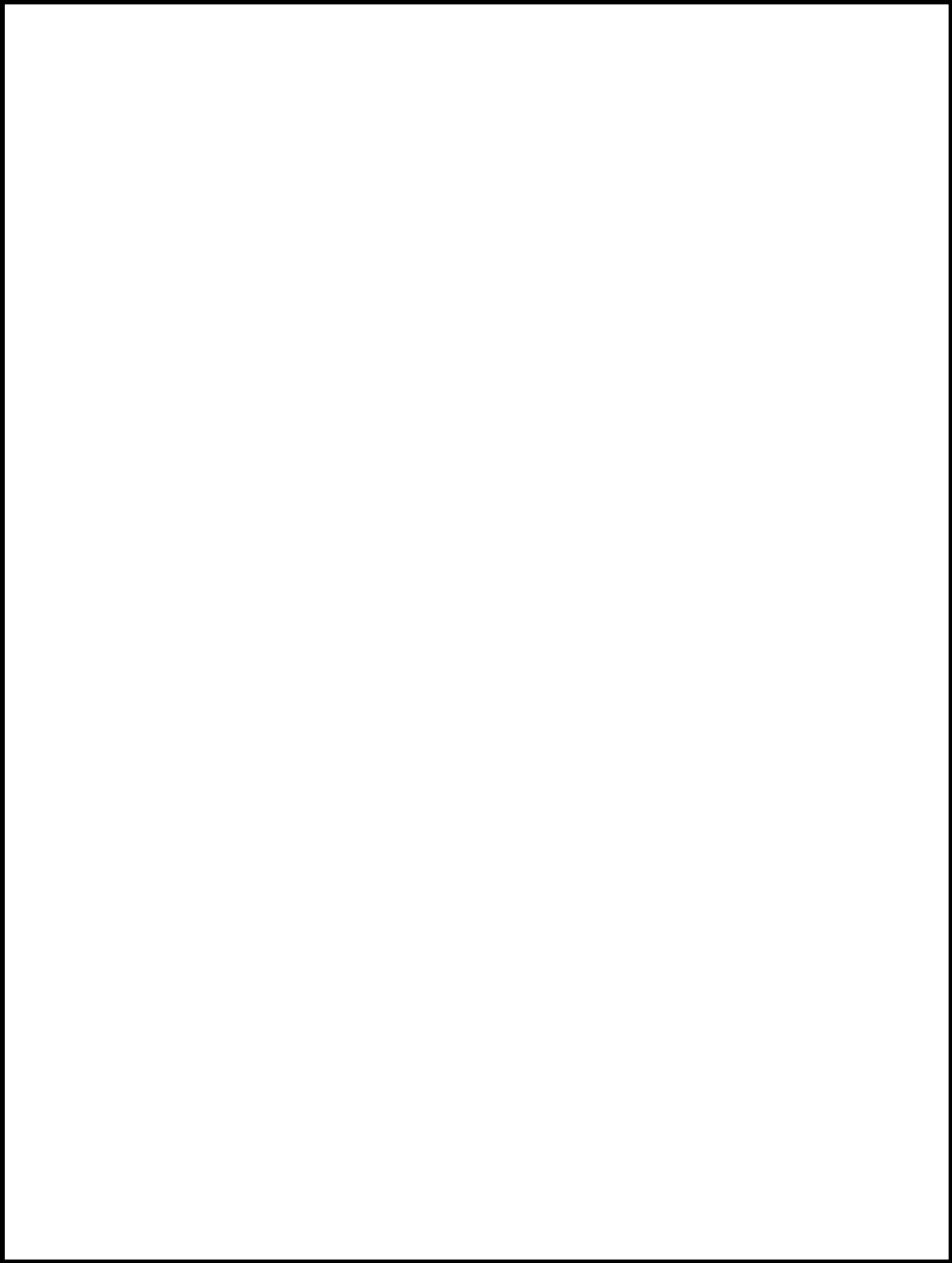


図4 ISLOCA発生頻度算出のイメージ



ISLOCA の評価に関する海外(米国)との違い(データ及びシナリオ)

ISLOCA の評価に関する海外との違いについて、NUREG/CR- 5928 (ISLOCA Research Program)と比較した。

1. NUREG/CR-5928 における ISLOCA 評価の概要

NUREG/CR-5928 では、米国の BWR4 プラントを対象とした評価を実施している。

① ISLOCA 発生頻度

- ・ RCIC, HPCI : ϵ
- ・ CS : 1.7×10^{-9}
- ・ LPCI 注入配管 : 2.7×10^{-8}
- ・ SHC 吸込み配管 : 3.7×10^{-8}

② ISLOCA による炉心損傷頻度

- ・ RCIC, HPCI : ϵ
- ・ CS : 1.7×10^{-9}
- ・ LPCI 注入配管 : 2.7×10^{-9}
- ・ SHC 吸込み配管 : 3.7×10^{-9}

③ RHR の SHC 吸込み配管についての ISLOCA 発生頻度の評価例(図 1 参照)

- ・ 低圧部への過圧の発生頻度

$$= (F009 \text{ 内部破損} + F608 \text{ 内部破損}) \times F008 \text{ 内部破損}$$

$$= (1 \times 10^{-7} / \text{h} + 1 \times 10^{-7} / \text{h}) \times 1 \times 10^{-7} / \text{h} \times 8760 / 2 \text{ h} \times 8760 \text{ h/y}$$

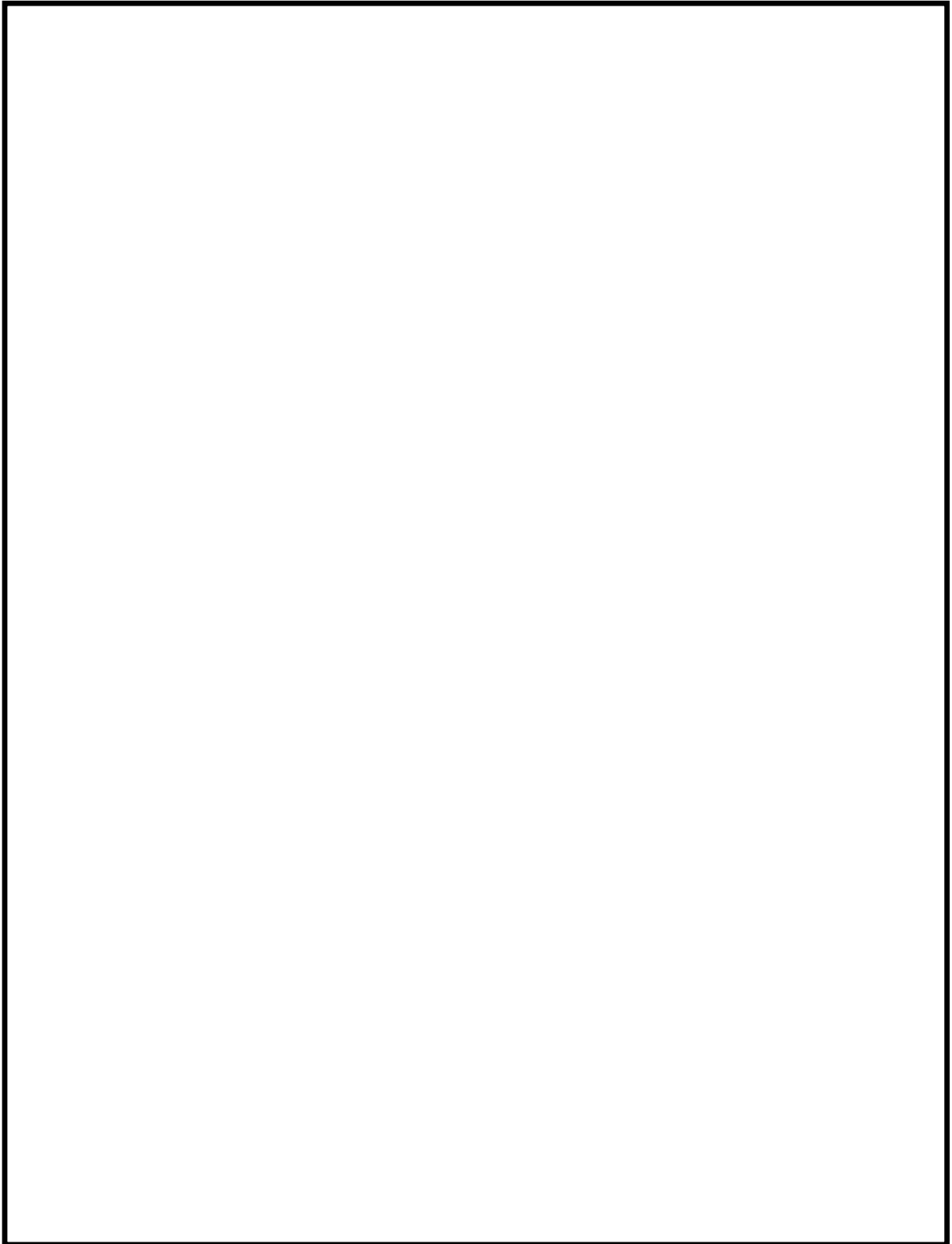
$$= 7.7 \times 10^{-7} / \text{y}$$
- ・ F006 の電動弁について、開状態と閉状態について各々 50% の確率と仮定しており、これにもとづき、配管の破損頻度は以下の通りに評価している。

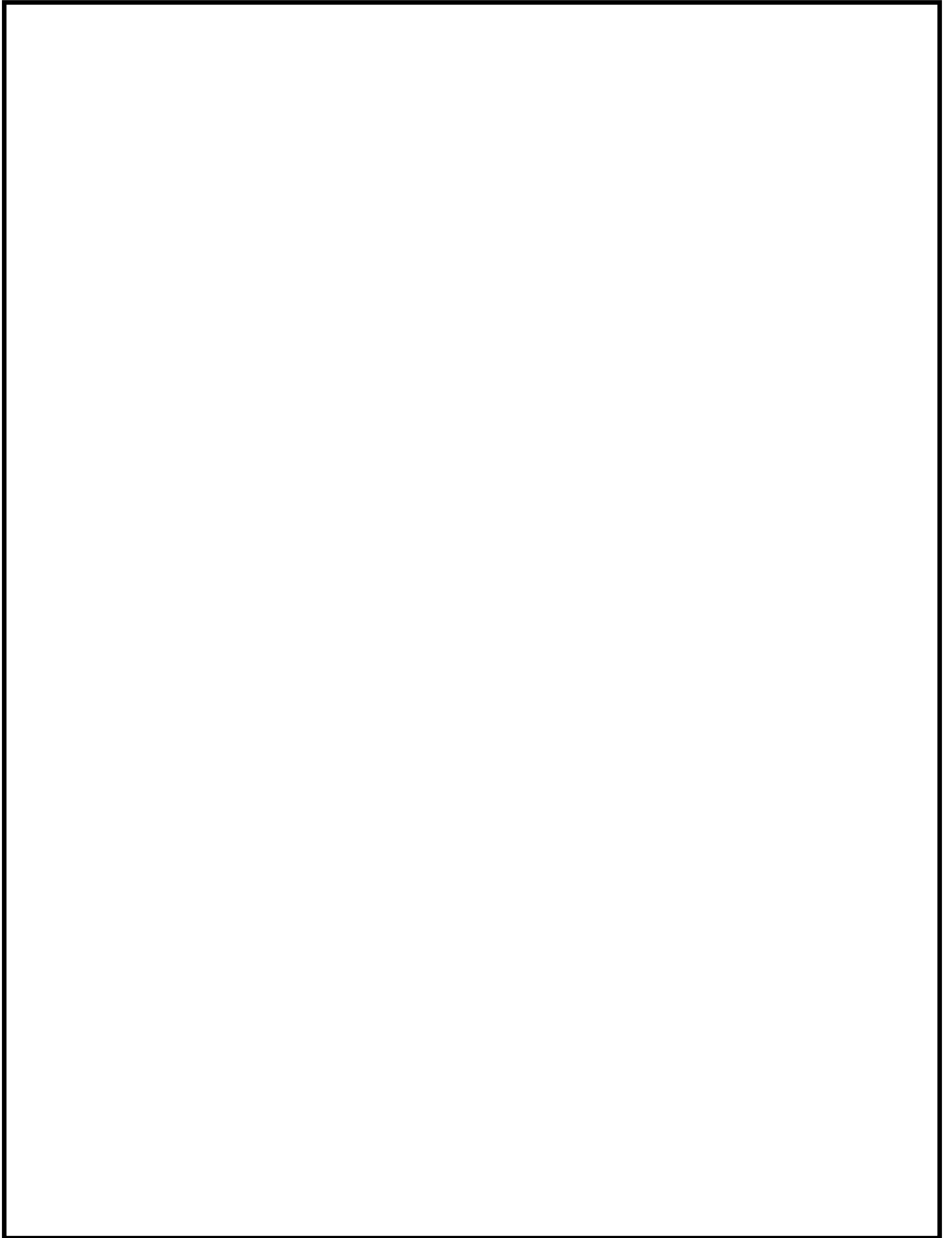
$$\text{配管破損頻度} = 7.7 \times 10^{-8} / \text{y} \times (0.5 \times 0.074 + 0.5 \times 0.023)$$

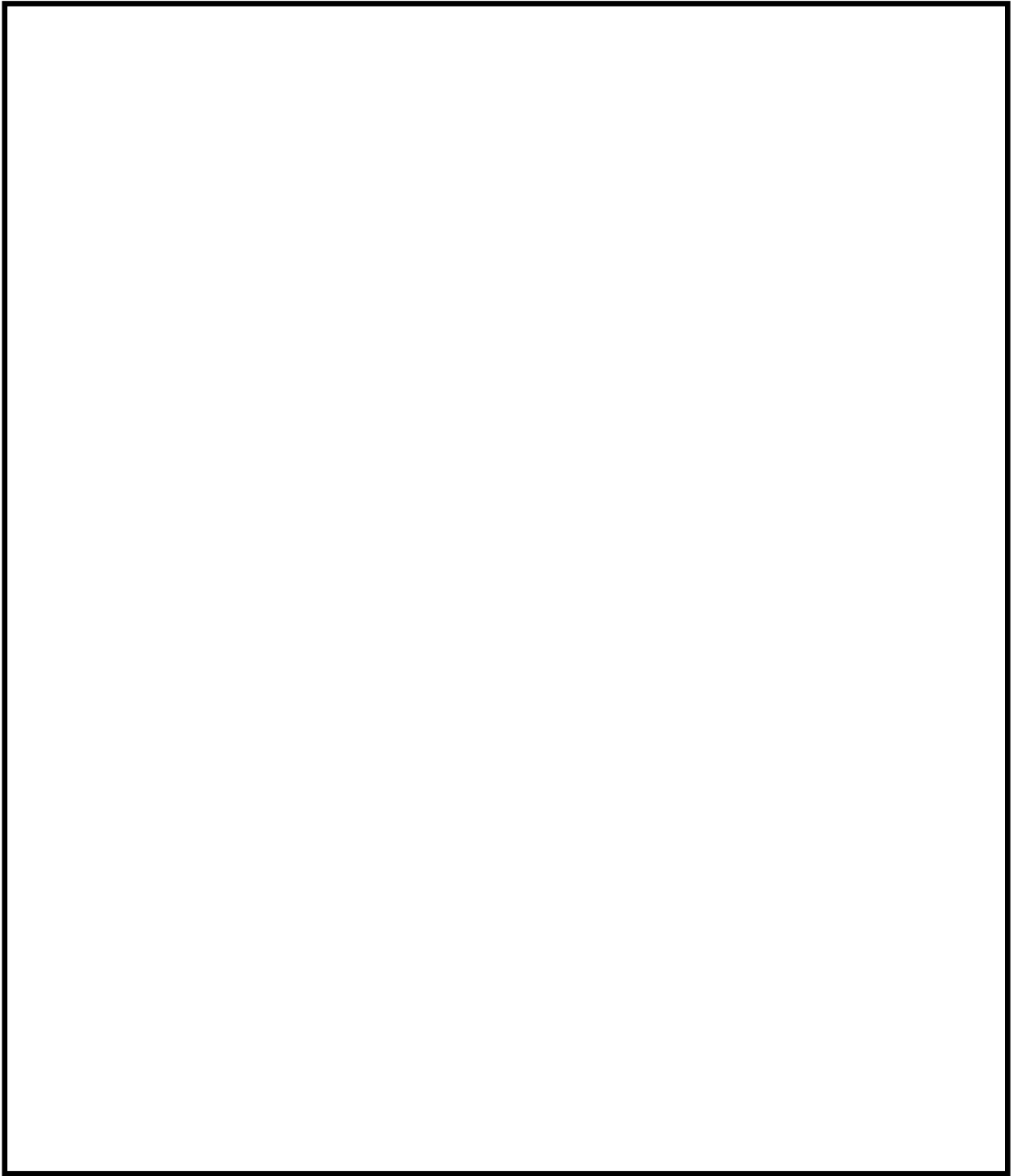
$$= 3.7 \times 10^{-8} / \text{y}$$
- ・ さらに、運転員による破断箇所の隔離の成功確率を 90% (失敗確率 0.1) と仮定しており、ISLOCA の CDF は以下の値となる。

$$\text{CDF} = 3.7 \times 10^{-8} / \text{y} \times 0.1$$

$$= 3.7 \times 10^{-9} / \text{y}$$







以 上

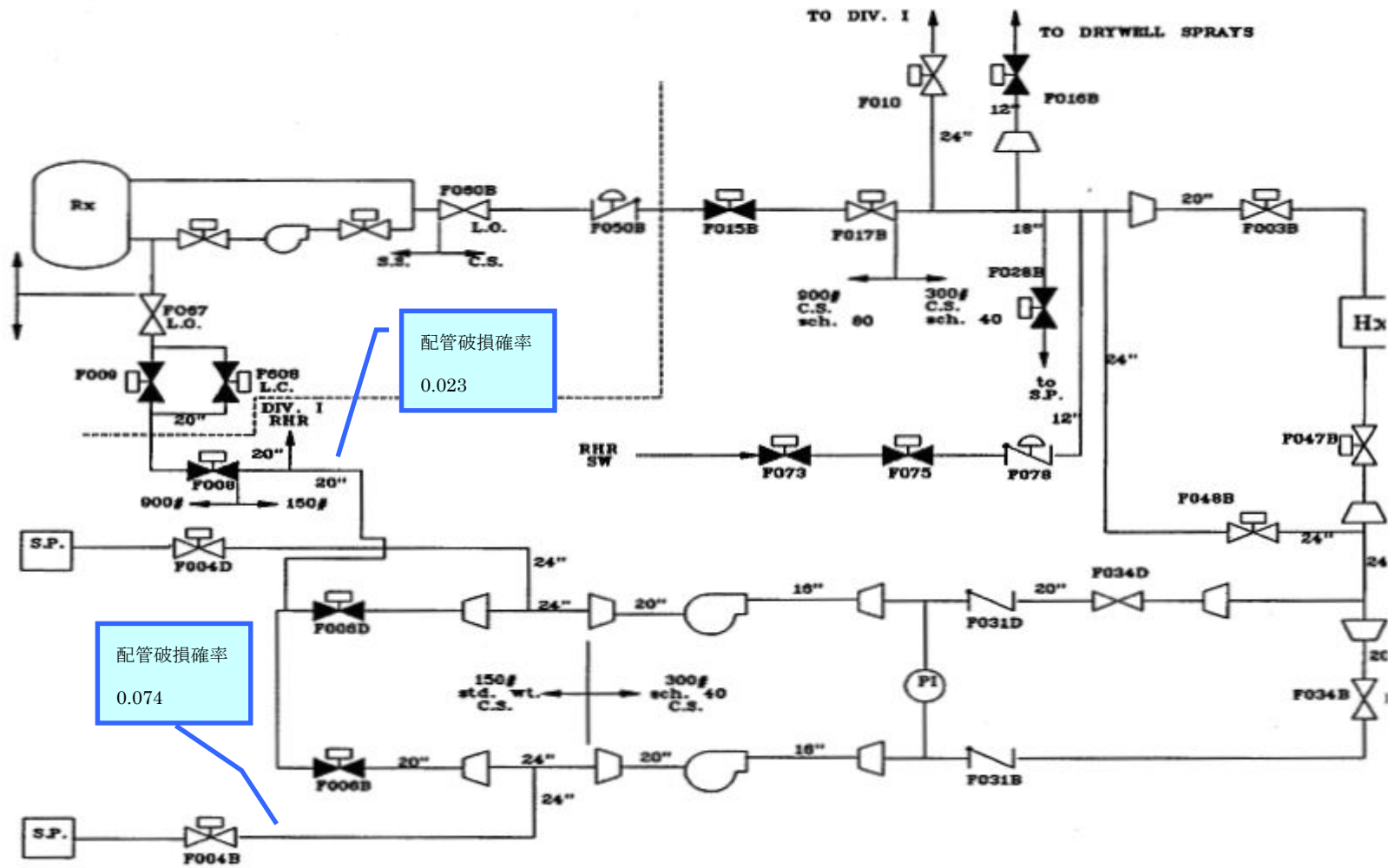


図1 NUREG/CR-5928におけるRHRの配管線図

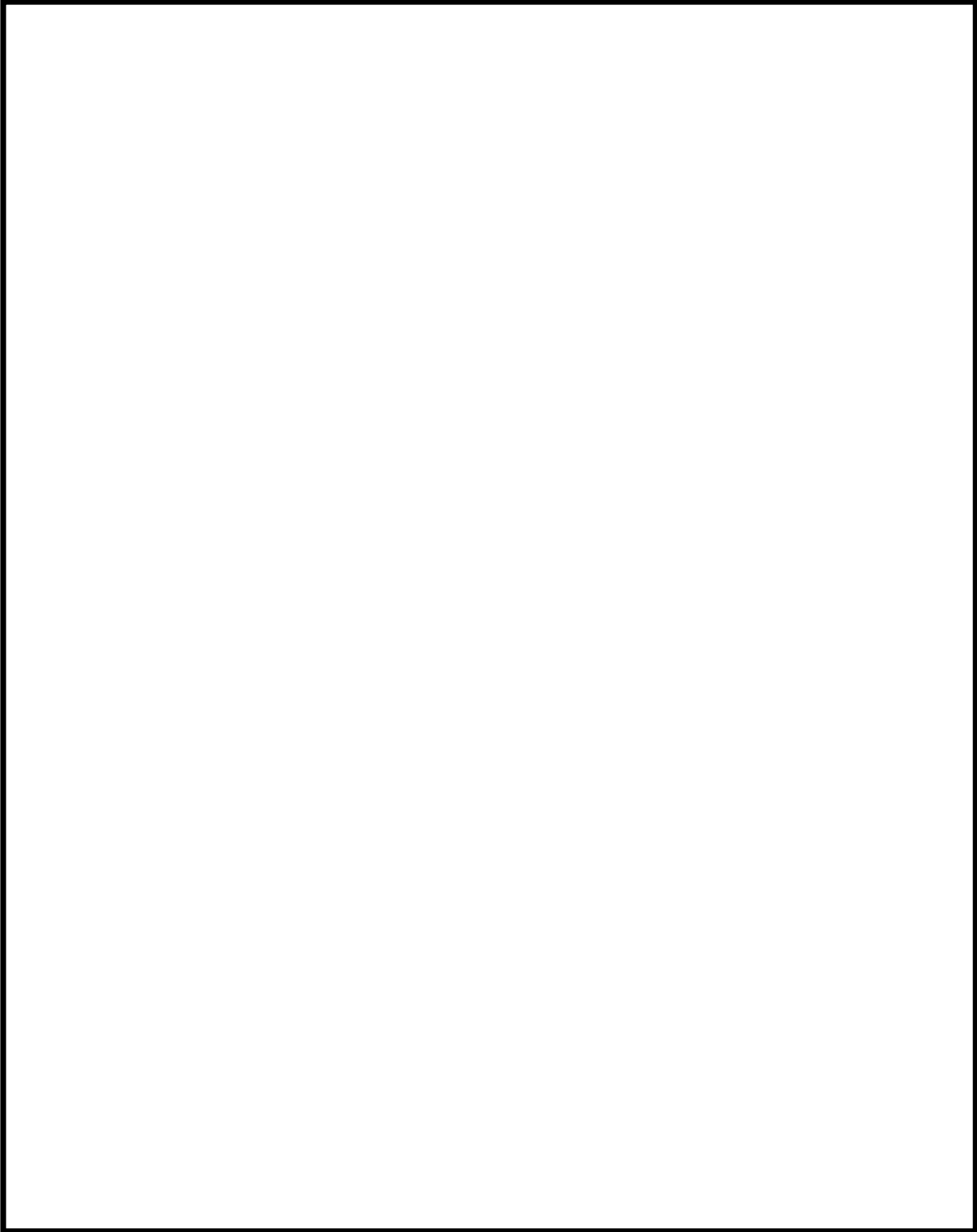


図 2 HPCF の配管破損確率の算出(例)

PRA における炉心損傷の定義としての燃料被覆管の酸化率の扱い

「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(平成 25 年 6 月原子力規制委員会)」では、炉心損傷防止の要件として以下が挙げられている。

- (1) 燃料被覆管の最高温度が 1,200℃以下であること(温度制限)。
- (2) 燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの 15%以下であること(酸化量制限)。

これらの要件については、以下のように考えることが出来る。

(1)の温度制限は、事故進展の過程において、燃料被覆管温度が 1,200℃に達した場合の急激な金属-水反応による酸化反応の進行と、それに伴う反応熱の発生による被覆管脆化及び燃料の損傷の防止によって炉心損傷を防ぐことを目的とした要件と考えられる。

一方、(2)の酸化量制限は、事故進展の過程において蒸気冷却によって一定の冷却が達成され、燃料被覆管温度は 1,200℃以下であるものの、高温の状態が長期間継続することで被覆管脆化が進行する状態について、これを防止し、燃料の損傷を防ぐことを目的とした要件と考えられる。なお、参考として(2)の酸化量制限に到達する燃料被覆管温度と蒸気冷却継続時間の関係を表 1 に示す。

これまでの PRA 評価では、上記の(1)を十分満足出来るだけの注水能力を有する設備に限定して、期待する緩和設備を設定しており、この注水能力の場合には表 1 から(2)が満足されることは明らかであることから、炉心損傷防止の要件として(1)のみを設定していた。

本 PRA 評価においては上記の考え方にもとづき、炉心損傷の定義を日本原子力学会標準^[1]と同様に(1)のみとした。

- [1] 日本原子力学会標準 原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準 (レベル 1PSA 編):2008

以 上

表 1 燃料被覆管温度と酸化量制限に至る蒸気冷却継続時間の関係

燃料被覆管温度	酸化量制限に至る蒸気冷却継続時間
1200℃	13 分
1000℃	3 時間
900℃	12 時間
800℃	74 時間

成功基準設定の考え方

成功基準の同定の要件として、日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準(レベル 1PSA 編)：2008」では以下の通りとされている。

～ 以下、学会標準から抜粋 ～

6.1.4 熱水力解析・構造解析による成功基準の同定 起因事象のグループ化と事故シーケンスのモデル化との詳細さのバランスを考慮し、熱水力解析又は構造解析を用いて成功基準を同定する。・・・(中略)・・・。原子炉設置許可申請書や同型プラントに関する PSA において、当該プラントに適用することが可能な成功基準がある場合にはこれを用いてもよい。

本 PRA 評価では、設置変更許可申請書において設計が確認された設備を安全機能として設定している。

したがって、成功基準の設定においては、上記学会標準の要件を踏まえて、主に設置変更許可申請書及び先行 PRA の情報を基にしている。参考として、炉心冷却機能を対象とした、成功基準設定に係る検討結果を表 1 に示す。

また、成功基準に関する解析の 1 例として、大 LOCA 時に HPCF1 系統で注水を行った際の燃料被覆管最高温度(PCT)及び燃料被覆管酸化割合の評価した。評価の結果、大 LOCA 後の HPCF1 系統の注水により、炉心の露出に至ることは無いため、PCT は初期温度を上回らず、燃料被覆管の酸化割合の増加も無いことが確認された。評価条件を表 2 に、評価結果を表 3 及び図 1 から図 3 に示す。

以 上

表 1 炉心冷却機能に係る成功基準設定の検討結果

安全機能	成功基準の設定根拠
原子炉隔離時冷却系 (RCIC)	<p>設置変更許可申請書</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 復水・給水系からの給水喪失時に、原子炉水位(レベル 2)で自動起動し、原子炉水位がレベル 1.5 に至ることはない。【<u>過渡事象の成功基準</u>】 ・ 原子炉冷却材圧力バウンダリに接続する 25mm(1 インチ)径の小口径配管の破断に相当する原子炉冷却材の漏えいがあった場合でも、原子炉冷却材の保有量を回復できるよう適切な流量で給水できる。【<u>小 LOCA の成功基準</u>】
高圧注水系 (HPCF)	<p>設置変更許可申請書 先行 PRA</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ HPCF ポンプ 1 台の容量は 180m³/h～730m³/h であり、RCIC と同等以上の容量を有しているため、RCIC で成功する過渡事象及び小 LOCA は HPCF ポンプ 1 台で炉心冷却が可能と判断した。【<u>過渡事象、小 LOCA の成功基準</u>】 ・ 先行 PRA の成功基準では、全事象に対して HPCF ポンプ 1 台で炉心冷却が可能とされている。【<u>全事象の成功基準</u>】
自動減圧系 (ADS)	<p>設置変更許可申請書</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉水位低とドラウエル圧力高の同時信号により、逃がし安全弁を強制的に開放し、中小破断事故時に原子炉圧力を速やかに低下させて、低圧注水系の早期の注水を促す。【<u>低圧注水成功のための成功基準</u>】
低圧注水系 (LPFL)	<p>設置変更許可申請書 先行 PRA</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 先行 PRA の成功基準を参考に設定。全事象に対して LPFL ポンプ 1 台で炉心冷却が可能である。【<u>全事象の成功基準</u>】
給水系 (M/D-RFP)	<p>設置変更許可申請書</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ M/D-RFP ポンプ 1 台の容量は、2,300m³/h であり、HPCF ポンプ 1 台の容量 730m³/h よりも大きいことから、成功基準として設定した。 <p>ただし、大中 LOCA 時は、復水器ホットウェルへの補給が間に合わないため、成功基準に含めていない。【<u>大中 LOCA を除く全事象の成功基準</u>】</p>
復水系 (LPCC)	<p>設置変更許可申請書</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 復水系として期待する低圧復水ポンプ 1 台の容量は 2,700m³/h であり、LPFL ポンプ 1 台の容量 950m³/h よりも大きいことから、成功基準として設定した。 <p>ただし、大中 LOCA 時は、復水器ホットウェルへの補給が間に合わないため、成功基準に含めていない。【<u>大中 LOCA を除く全事象の成功基準</u>】</p>

表 2 大 LOCA 事故の評価条件(HPCF1 系統注水)

	評価条件
解析コード	SAFER
初期出力	102%
初期炉心流量	90%
初期炉心水位	通常水位
破断箇所	RHR 吸込配管(両端破断)
外部電源	事象発生と同時に喪失 (時刻 0 秒で給水ポンプトリップ, RIP 全台トリップ)
HPCF 起動条件	原子炉水位低(L1.5)

表 3 大 LOCA 事故の評価結果(HPCF1 系統注水)

評価項目	解析結果
燃料被覆管最高温度	初期値
燃料被覆管酸化割合	増加なし

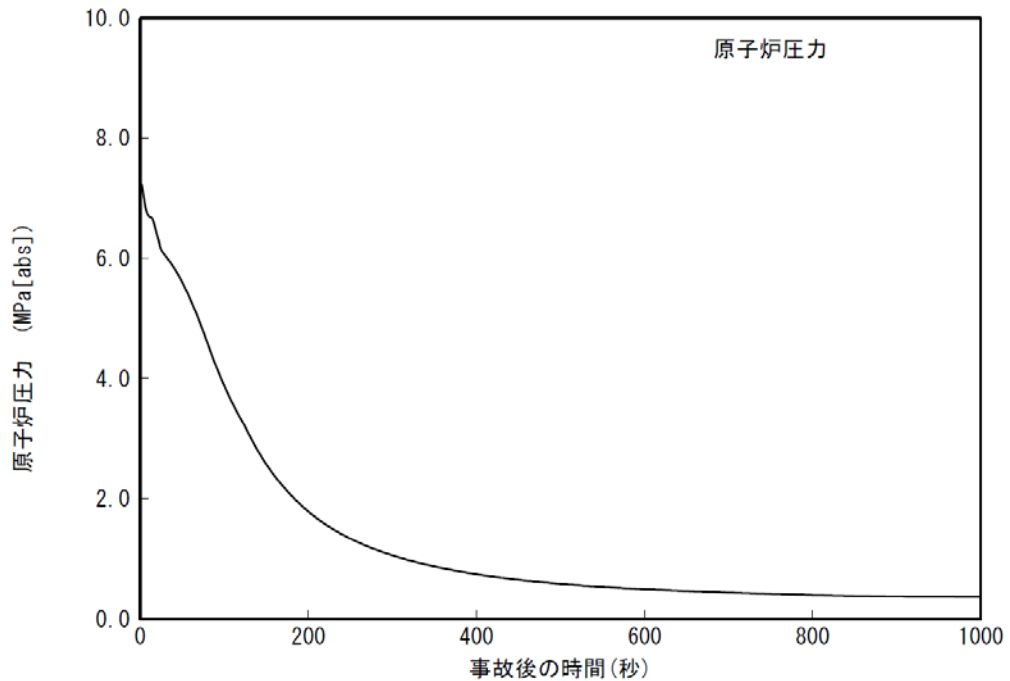


図 1 大 LOCA 事故時の原子炉圧力(HPCF1 系統注水)

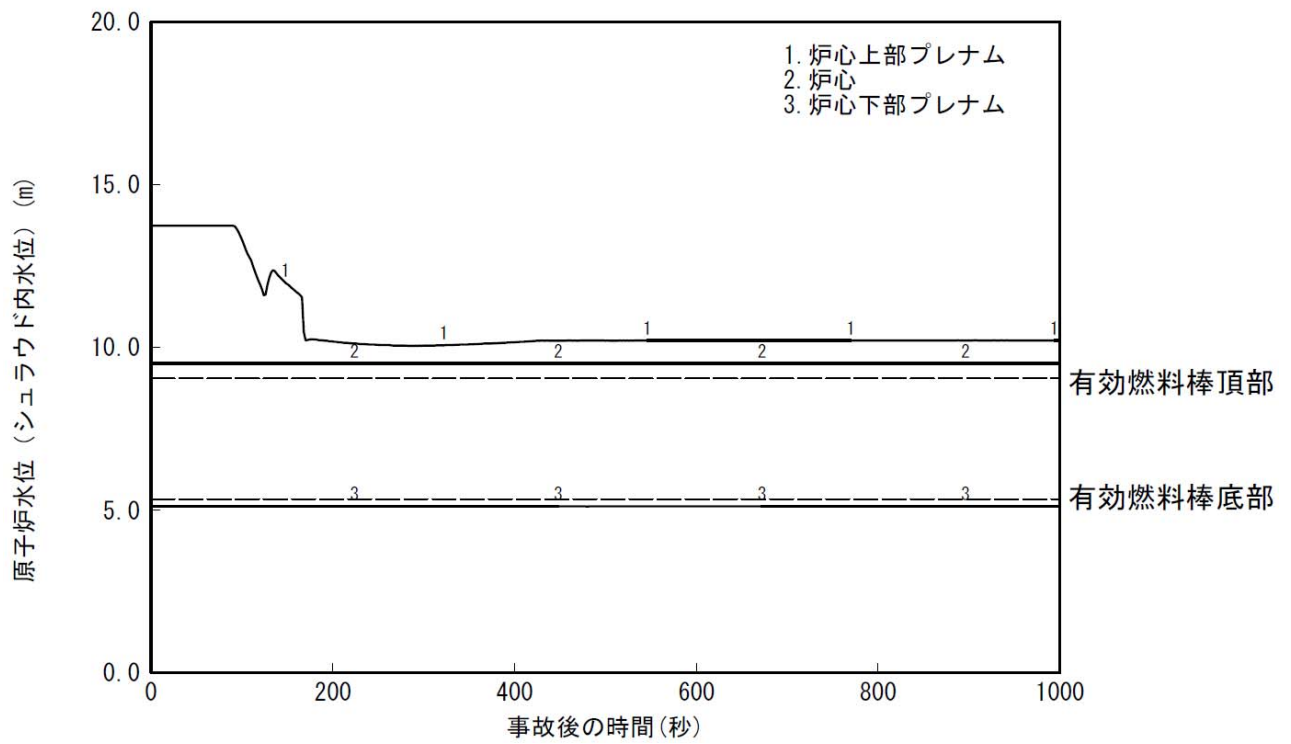


図2 大 LOCA 事故時の原子炉水位(シュラウド内水位)変化(HPCF1 系統注水)

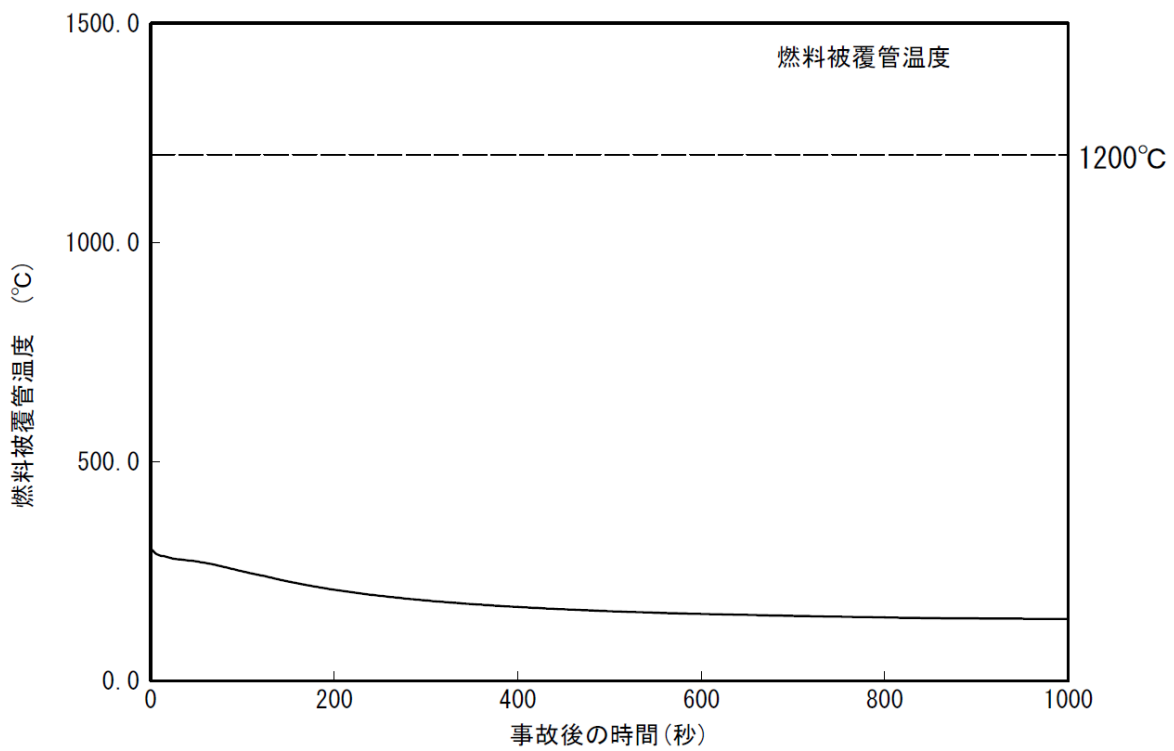


図3 大 LOCA 事故時の燃料被覆管温度変化(HPCF1 系統注水)

事象進展解析結果を踏まえた成功基準の設定例

1. 成功基準設定と事象進展解析の活用の考え方

本 PRA では、設置変更許可申請書において設計が確認された設備を安全機能として設定している。従って、設置変更許可申請書の設計情報をもとに成功基準を設定しているほか、過去の PRA の情報(先行例)についても参照し、成功基準の設定に活用している。

一方、成功基準の設定に際して詳細化の余地があると考えられる点については必要に応じて事象進展解析を実施し、成功基準とする系統あるいは機器の数を決定している。ここでは、事象進展解析結果を踏まえた成功基準設定の例として、小 LOCA 発生後に減圧して LPFL1 系列で注水する際、炉心損傷に至ることなく炉心を冷却するために必要な S/R 弁の最少の開放弁数の確認結果を示す。

2. 解析条件及び解析結果と成功基準の設定

解析に用いた条件を表 1 に、解析結果を表 2 に、解析結果の例を図 1 に示す。解析コードは MAAP を用いた。表 2 の通り、小 LOCA 後に S/R 弁(ADS)によって減圧し、LPFL1 系列によって注水する場合、S/R 弁が 1 弁以上開放されれば、減圧から注水までの過程における燃料温度の上昇は、炉心損傷となる 1200 °C 以下に抑えられることが確認された。この結果から、小 LOCA 発生後に減圧して LPFL1 系列で注水する場合の S/R 弁の最少の開放弁数は 1 弁とした。

以 上

表 1 主な解析条件(小 LOCA)

項目	条件
原子炉出力	3926 MW
原子炉圧力	7.17 MPa
原子炉水位	レベル 3
原子炉スクラム	原子炉水位低(レベル 3)
MSIV 閉	原子炉水位低(レベル 1.5)
破断箇所	HPCF 注入配管※

※ 小 LOCA として、RCIC での水位維持が可能な破断面積を設定

表 2 解析結果(小 LOCA)

解析ケース	燃料被覆管最高温度[K]
S/R 弁 1 弁減圧+LPFL1 系注水	
S/R 弁 2 弁減圧+LPFL1 系注水	

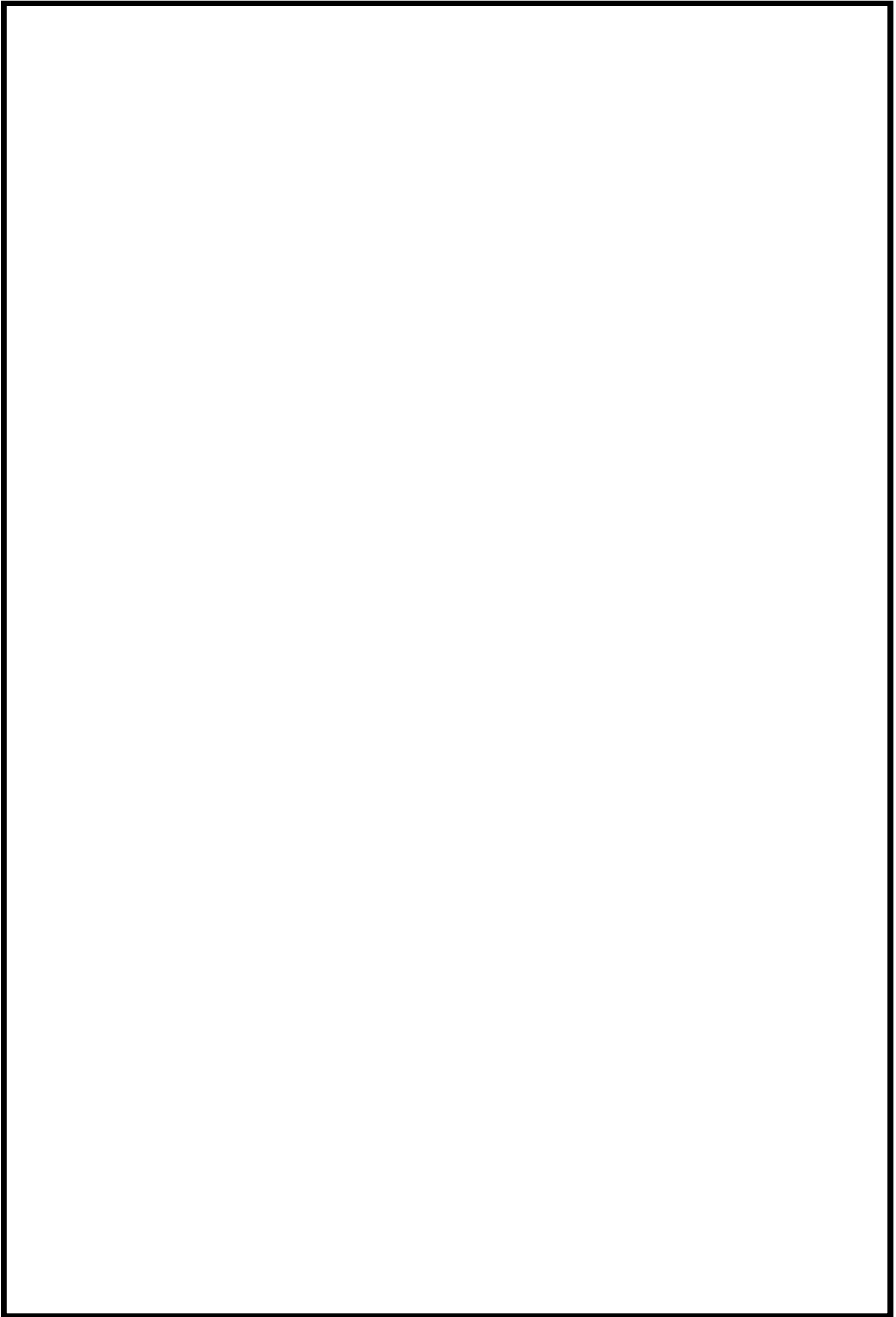


図1 小 LOCA 後の燃料被覆管温度の推移(S/R 弁 1 弁減圧+LPFL1 系列注水の場合)

柏崎刈羽原子力発電所6号機及び7号機
内部事象出力運転時レベル1PRAイベントツリー集

目 次

各ヘディングの概要

○ 非隔離事象(T1)	図 1-1
○ 非隔離事象 ATWS(T1)	図 1-2
○ 隔離事象(T2)	図 2-1
○ 隔離事象 ATWS(T2)	図 2-2
○ 全給水喪失事象(T3)	図 3-1
○ 全給水喪失事象 ATWS(T3)	図 3-2
○ 水位低下事象(T4)	図 4-1
○ 水位低下事象 ATWS(T4)	図 4-2
○ RPS 誤動作等(T5)	図 5
○ 外部電源喪失事象(T6)	図 6-1
・ 外部電源喪失事象(LOCV)	図 6-2
・ 外部電源喪失事象(TE1)(DG-A,B,C 成功)	図 6-3
・ 外部電源喪失事象(TE2)(DG-C 失敗)	図 6-4
・ 外部電源喪失事象(TE3)(DG-B 失敗)	図 6-5
・ 外部電源喪失事象(TE4)(DG-B,C 失敗)	図 6-6
・ 外部電源喪失事象(TE5)(DG-A 失敗)	図 6-7
・ 外部電源喪失事象(TE6)(DG-A,C 失敗)	図 6-8
・ 外部電源喪失事象(TE7)(DG-A,B 失敗)	図 6-9
・ 外部電源喪失事象(TE8)(DG-A,B,C 失敗)	図 6-10
○ 外部電源喪失事象 ATWS(T6)	図 6-11
○ S/R 弁誤開放(T7)	図 7-1
○ S/R 弁誤開放 ATWS(T7)	図 7-2
○ 大 LOCA(A)	図 8-1
○ 大 LOCA ATWS(A)	図 8-2
○ 中 LOCA(S1)	図 9-1
○ 中 LOCA ATWS(S1)	図 9-2
○ 小 LOCA(S2)	図 10-1
○ 小 LOCA ATWS(S2)	図 10-2
○ 交流電源故障(非常用 C 系)(MD4)	図 11
○ 交流電源故障(非常用 D 系)(MD5)	図 12
○ 交流電源故障(非常用 E 系)(MD6)	図 13
○ 直流電源故障(区分 1)(MD7)	図 14
○ 直流電源故障(区分 2)(MD8)	図 15
○ 直流電源故障(区分 3)(MD9)	図 16

- 原子炉補機冷却海水系故障（A系）(MD1) …………… 図 17
- 原子炉補機冷却海水系故障（B系）(MD2) …………… 図 18
- 原子炉補機冷却海水系故障（C系）(MD3) …………… 図 19
- タービン補機冷却海水系故障(MD10) …………… 図 20
- 通常停止(N) …………… 図 21
- インターフェイスシステム LOCA(ISLOCA)(T8) …………… 図 22

各ヘディングの概要

イベントツリーにおける各ヘディングについて、以下にその概要を示す。

1. 原子炉停止機能

(1) スクラム系

非 ATWS のイベントツリーで定義している。殆どの過渡事象で、ATWS は、ATWS のイベントツリーを別に作成している。このため、過渡事象を起因として ATWS に進展する(分岐する)シーケンスがあることを明示するため、このヘディングを設定している。ATWS は ATWS のイベントツリーでその発生確率を含めて分析する上、非 ATWS のイベントツリーとは成功基準が異なり、考慮するヘディングも異なるため、非 ATWS のイベントツリーでは分析していない。このため、非 ATWS イベントツリーの分析結果に影響しないよう、非 ATWS の評価結果に照らしても十分に小さく無視できる値として、非常に小さい失敗確率 [] を割り当てている。

(2) スクラム電気系

ATWS のイベントツリーで設定している。原子炉保護系(RPS)についてのヘディングであり、信号系及びスクラム電磁弁等についてフォールトツリーを用いて非信頼度を定めている。

(3) ARI

ATWS のイベントツリーで設定している。代替制御棒挿入機能(ARI)についてのヘディングであり、ARI の信号系及び ARI の電磁弁等についてフォールトツリーを用いて非信頼度を定めている。スクラム電気系(RPS)のバックアップとしての機能を持ち、RPT と組み合わせることで原子炉を停止することができる。

(4) スクラム機械系

ATWS のイベントツリーで設定しており、スクラムに関する機械側の失敗確率を設定している。 [] の制御棒の挿入に失敗すると未臨界を確保できないという過去の知見 [] をもとに [] の制御棒の挿入に失敗する確率を算出し、スクラムに関する機械側の失敗確率としている。(機械側の失敗確率の根拠及び詳細は添付資料 3.1.1.e-3 参照)

(5) RPT

ATWS のイベントツリーで設定している。再循環ポンプトリップ(RPT)についてのヘディングであり、RPT の信号(再循環ポンプトリップの信号である原子炉圧力高信号又はタービントリップ信号)について、フォールトツリーを用いて非信頼度を定めている。ARI との組み合わせ又は HPCF(水位維持)、S/R 弁による圧力制御、SLC と組み合わせることで原子炉を停止す

ることができる。

(6) SLC

ATWS のイベントツリーで設定している。ATWS 時の SLC の手動起動等の人的過誤確率を含め、SLC に関連する機械系、電気系、信号系の関連をフォールトツリーでモデル化し、非信頼度を定めている。RPT、HPCF(水位維持)、S/R 弁による原子炉圧力制御と組み合わせることで原子炉を停止することができる。

(7) 停止認知

S/R 弁誤開放発生後の ATWS のイベントツリーで設定している。S/R 弁誤開放発生時には、プラントパラメータがスクラム設定値に至るまでに十分な時間的余裕があるため、自動スクラム信号が発生する前に運転員が原子炉停止の必要性を認知することを想定している。即ち、S/R 弁誤開放発生後の ATWS のイベントツリーでは、停止認知に成功していれば、RPS や ARI に失敗した場合にも運転員のバックアップによって原子炉停止の信号発信に成功するものとしている。

2. 原子炉圧力制御

(1) S/R 弁開放

過渡事象発生後の原子炉圧力制御に関するヘディングである。

非 ATWS のイベントツリーでは、S/R 弁が 1 弁でも開放されれば原子炉圧力制御に成功するものとし、S/R 弁全弁(18 弁)の開放に失敗する(1 弁も開放に成功しない)する確率を設定している。S/R 弁全弁(18 弁)の開放に失敗する(1 弁も開放に成功しない)確率は非常に低いと考えられることから、非常に小さい失敗確率 を割り当てている。

ATWS のイベントツリーでは、ATWS 時には炉圧が急激に上昇するため、ATWS 時の原子炉圧力制御には S/R 弁全弁(18 弁)の開放が必要と考え、このヘディングに 18 弁全弁が開放に成功する(1 弁も開放に失敗しない)確率を設定している。

(2) S/R 弁再閉鎖

過渡事象発生後の原子炉圧力制御に関するヘディングである。

3. 原子炉注水

(1) 給水系

復水器で主蒸気を凝縮し、給水として原子炉に注水する機能をモデル化
添付資料3. 1. 1. d-1-5

している。高圧注水及び原子炉からの除熱を同時に達成するヘディングであり、給復水機能(給水ポンプ、高圧/低圧復水ポンプ等)故障及びサポート系故障、復水器ホットウエルの水位制御等についてフォールトツリーでモデル化し、非信頼度を定めている。但し、S/R 弁再閉鎖に失敗している場合には S/R 弁からサプレッションチェンバ(S/C)への蒸気の移行を想定し、除熱機能に期待せず、高圧注水機能のみに期待している。

(2) HPCF-B, HPCF-C

HPCF による注水について、HPCF に関連する機械(ポンプ及び弁等)、信号、サポート系(補機冷却系、電源系、空調)故障、系統間の共通原因故障等についてフォールトツリーでモデル化し、非信頼度を定めている。ATWS のイベントツリーでは、RPT、S/R 弁による原子炉圧力制御、SLC によって原子炉を停止する際の成功基準の 1 つであり、ATWS 対応時の原子炉の水位維持に期待している。

(3) RCIC

RCIC による注水について、RCIC に関連する機械(ポンプ及び弁等)、信号、制御電源故障等についてフォールトツリーでモデル化し、非信頼度を定めている。S/R 弁再閉鎖に失敗した場合や大 LOCA 及び中 LOCA では期待できないものとしている。

(4) 原子炉減圧

原子炉減圧機能について、逃がし弁機能による減圧失敗(手動起動失敗、電磁弁開放用直流電源故障)及び ADS 機能による減圧失敗(ADS 電磁弁信号故障等)についてフォールトツリーでモデル化し、非信頼度を定めている。大 LOCA では破断口から原子炉が低圧状態まで速やかに減圧されるものと考え、ヘディングを設定していない。

(5) 復水系

復水器ホットウエルを水源として、復水系により原子炉に低圧で注水する機能をモデル化しており、復水系に関連する機械(ポンプ及び弁等)、サポート系故障、復水器ホットウエルの水源確保等についてフォールトツリーでモデル化し、非信頼度を定めている。但し、S/R 弁再閉鎖に成功している場合であって、給水系の失敗理由が除熱機能の喪失である場合、給水系の高圧ポンプによる注水機能についてもこのヘディングで考慮している。

(6) LPFL-A, LPFL-B, LPFL-C

LPFL による注水について、LPFL に関連する機械(ポンプ及び弁等)、信号、サポート系(補機冷却系、電源系、空調)故障、系統間の共通原因故障等をフォールトツリーでモデル化し、非信頼度を定めている。

(7) 代替冷却注水

復水補給水系(MUWC)等の重大事故等防止対策を考慮する際に用いるヘディングであり、本評価では用いていない。

4. 格納容器熱除去

(1) PCS

復水器で主蒸気を凝縮し、復水系(低圧系)を用いて原子炉に注水する機能をモデル化している。主蒸気隔離弁の再開放失敗、復水器の機能喪失(オフガス系、循環水系の機能喪失等)及び復水器からの送水機能の喪失(低圧復水ポンプの故障等)等についてフォールトツリーでモデル化し、非信頼度を定めている。また、S/R 弁再閉鎖に失敗している場合には S/R 弁から S/C への蒸気の移行が想定されるため、期待できないものとしている。

(2) RHR-A 系, RHR-B 系, RHR-C 系

RHR による格納容器除熱(スプレー又は S/C クーリング)について、RHR に関連する機械(ポンプ及び弁等)、起動操作、サポート系(補機冷却系、電源系、空調)故障、系統間の共通原因故障等をフォールトツリーでモデル化し、非信頼度を定めている。

(3) 代替冷却

格納容器ベント等の重大事故等防止対策を考慮する際に用いるヘディングであり、本評価では用いていない。

5. 電源

(1) 直流 125V 電源喪失

外部電源喪失事象のイベントツリーで設定している。直流による電源供給の失敗について、直流電源供給に必要な盤、バッテリー、充電器、系統間の共通原因故障等をフォールトツリーでモデル化し、非信頼度を定めている。

(2) 外部電源復旧 30 分

外部電源喪失事象のイベントツリーで設定している。外部電源喪失後、30 分以内の外部電源復旧失敗確率を、外部電源喪失の継続時間と外部電源復旧失敗確率の相関式(添付資料 3.1.1.d-3 参照)から定めている。

(3) D/G-A, D/G-B, D/G-C

外部電源喪失事象のイベントツリーで設定している。外部電源喪失及び短時間(30分)での外部電源復旧失敗後の非常用ディーゼル発電機(D/G)での電源供給について、D/G に関連する機械(本体及びサポート系)故障、起動失敗、D/G への電源切替の失敗、共通原因故障等についてフォールトツリーでモデル化し、非信頼度を定めている。

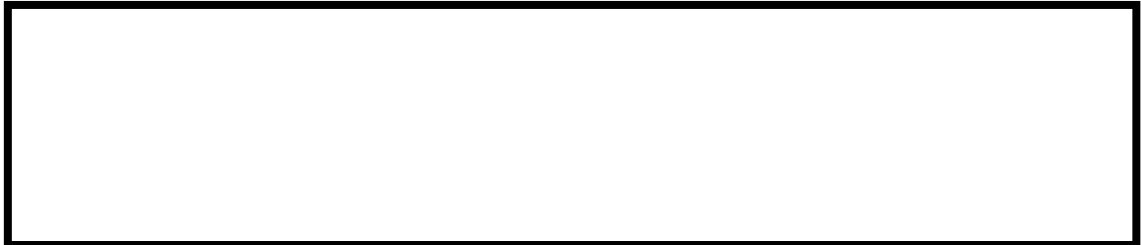
6. その他

(1) メンテナンス条件付与





(2) ISLOCA 排他条件



[1] 電力共同研究「BWR プラントの運転ガイドラインの開発に関する研究」(1985)

以 上

非隔離事象	メンテナンス等条件付与	スクラム系	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	給水系	HPCF-B	HPCF-C	RCIC	原子炉減圧	復水系	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(／年)	備考		
T1	MN	C	M	P	Q	UB	UC	UR	X	VQ	VA	VB	VC	VD	WP	WA	WB	WC	WD						
																					1	-			
																						2	-		
																						3	-		
																						4	-		
																						5	-		
																						6	TW		
																						7	-		
																						8	-		
																						9	-		
																						10	-		
																						11	TW		
																						12	-		
																						13	-		
																						14	-		
																						15	-		
																						16	TW		
																						17	-		
																						18	-		
																						19	-		
																						20	-		
																						21	TW		
																						22	-		
																						23	-		
																						24	-		
																						25	-		
																						26	-		
																						27	-		
																						28	TW		
																						29	-		
																						30	-		
																						31	TW		
																						32	-		
																						33	-		
																						34	-		
																						35	-		
																						36	TW		
																						37	TQUV		
																						38	TQUX		
																						39	-		
																						40	-		
																						41	-		
																						42	TW		
																						43	-		
																						44	-		
																						45	-		
																						46	TW		
																						47	-		
																						48	-		
																						49	-		
																						50	TW		
																						51	-		
																						52	-		
																						53	-		
																						54	TW		
																						55	-		
																						56	-		
																						57	-		
																						58	TW		
																						59	-		
																						60	-		
																						61	-		
																						62	TW		
																						63	-		
																						64	-		
																						65	-		
																						66	TW		
																						67	TQUV		
																						68	TQUX		
																						69	-		
																						70	-		大LOCAへ
																						71	-		ATWSへ
																				合計値					

図1-1 非隔離事象(T1)

非隔離事象ATWS	メンテナンス等条件付与	スクラム電気系	ARI	スクラム機械系	RPT	HPCF-B	HPCF-C	SR弁開放	S/R弁再閉鎖	SLC	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	No.	最終状態	発生頻度(ノ/炉年)	備考
T1	MN	CE	CA	CM	R	UB	UC	M	P	CL	WA	WB	WC				
														1	-		トランジェントへ
														2	-		
														3	-		
														4	-		
														5	TW		
														6	TC		
														7	TC		
														8	-		
														9	-		
														10	-		
														11	TW		
														12	TC		
														13	TC		
														14	TC		
														15	TC		
														16	-		
														17	TC		トランジェントへ
														18	-		
														19	-		
														20	-		
														21	TW		
														22	TC		
														23	TC		
														24	-		
														25	-		
														26	-		
														27	TW		
														28	TC		
														29	TC		
														30	TC		
														31	TC		
														32	-		
														33	-		
														34	-		
														35	TW		
														36	TC		
														37	TC		
														38	-		
														39	-		
														40	-		
														41	TW		
														42	TC		
														43	TC		
														44	TC		
														45	TC		
														46	-		
															合計値		

図1-2 非隔離事象ATWS(T1)

隔離事象	メンテナンス等条件付与	スクラム系	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	給水系	HPCF-B	HPCF-C	RCIC	原子炉減圧	復水系	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(1/年)	備考	
T2	MN	C	M	P	Q	UB	UC	UR	X	VQ	VA	VB	VC	VD	WP	WA	WB	WC	WD					
																				1	-			
																					2	-		
																					3	-		
																					4	-		
																					5	TW		
																					6	-		
																					7	-		
																					8	-		
																					9	-		
																					10	TW		
																					11	-		
																					12	-		
																					13	-		
																					14	-		
																					15	TW		
																					16	-		
																					17	-		
																					18	-		
																					19	-		
																					20	TW		
																					21	-		
																					22	-		
																					23	-		
																					24	-		
																					25	TW		
																					26	-		
																					27	-		
																					28	-		
																					29	-		
																					30	TW		
																					31	-		
																					32	-		
																					33	-		
																					34	-		
																					35	TW		
																					36	-		
																					37	-		
																					38	-		
																					39	-		
																					40	TW		
																					41	TQUV		
																					42	TQUX		
																					43	-		
																					44	-		
																					45	-		
																					46	TW		
																					47	-		
																					48	-		
																					49	-		
																					50	TW		
																					51	-		
																					52	-		
																					53	-		
																					54	TW		
																					55	-		
																					56	-		
																					57	-		
																					58	TW		
																					59	-		
																					60	-		
																					61	-		
																					62	TW		
																					63	-		
																					64	-		
																					65	-		
																					66	TW		
																					67	-		
																					68	-		
																					69	-		
																					70	TW		
																					71	TQUV		
																					72	TQUX		
																					73	-		
																					74	-		
																					75	-		
																				合計値				

図2-1 隔離事象(T2)

隔離事象 ATWS	メンテナ ンス等条 件付与	スクラム 電気系	ARI	スクラム 機械系	RPT	HPCF-B	HPCF-C	SR弁開放	S/R弁再 閉鎖	SLC	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
T2	MN	CE	CA	CM	R	UB	UC	M	P	CL	WA	WB	WC				
														1	-		トランジェントへ
														2	-		
														3	-		
														4	-		
														5	TW		
														6	TC		
														7	TC		
														8	-		
														9	-		
														10	-		
														11	TW		
														12	TC		
														13	TC		
														14	TC		
														15	TC		
														16	-		
														17	TC		トランジェントへ
														18	-		
														19	-		
														20	-		
														21	TW		
														22	TC		
														23	TC		
														24	-		
														25	-		
														26	-		
														27	TW		
														28	TC		
														29	TC		
														30	TC		
														31	TC		
														32	-		
														33	-		
														34	-		
														35	TW		
														36	TC		
														37	TC		
														38	-		
														39	-		
														40	-		
														41	TW		
														42	TC		
														43	TC		
														44	TC		
														45	TC		
														46	-		
															合計値		

図2-2 隔離事象ATWS(T2)

全給水喪失事象	メンテナンス等条件付与	スクラム系	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCF-B	HPCF-C	RCIC	原子炉減圧	復水系	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(1/年)	備考
T3	MN	C	M	P	UB	UC	UR	X	VQ	VA	VB	VC	VD	WP	WA	WB	WC	WD				
																			1	-		
																			2	-		
																			3	-		
																			4	-		
																			5	TW		
																			6	-		
																			7	-		
																			8	-		
																			9	-		
																			10	TW		
																			11	-		
																			12	-		
																			13	-		
																			14	-		
																			15	TW		
																			16	-		
																			17	-		
																			18	-		
																			19	-		
																			20	TW		
																			21	-		
																			22	-		
																			23	-		
																			24	-		
																			25	TW		
																			26	-		
																			27	-		
																			28	-		
																			29	-		
																			30	TW		
																			31	-		
																			32	-		
																			33	-		
																			34	-		
																			35	TW		
																			36	TQUV		
																			37	TQUX		
																			38	-		
																			39	-		
																			40	-		
																			41	TW		
																			42	-		
																			43	-		
																			44	-		
																			45	TW		
																			46	-		
																			47	-		
																			48	-		
																			49	TW		
																			50	-		
																			51	-		
																			52	-		
																			53	TW		
																			54	-		
																			55	-		
																			56	-		
																			57	TW		
																			58	-		
																			59	-		
																			60	-		
																			61	TW		
																			62	TQUV		
																			63	TQUX		
																			64	-		大LOCAへ
																			65	-		ATWSへ
																			66	-		
																			合計値			

図3-1 全給水喪失事象(T3)

全給水喪失ATWS	メンテナンス等条件付与	スクラム電気系	ARI	スクラム機械系	RPT	HPCF-B	HPCF-C	SR弁開放	S/R弁再閉鎖	SLC	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	No.	最終状態	発生頻度(1/炉年)	備考
T3	MN	CE	CA	CM	R	UB	UC	M	P	CL	WA	WB	WC				
														1	-		トランジェントへ
														2	-		
														3	-		
														4	-		
														5	TW		
														6	TC		
														7	TC		
														8	-		
														9	-		
														10	-		
														11	TW		
														12	TC		
														13	TC		
														14	TC		
														15	TC		
														16	-		
														17	TC		トランジェントへ
														18	-		
														19	-		
														20	-		
														21	TW		
														22	TC		
														23	TC		
														24	-		
														25	-		
														26	-		
														27	TW		
														28	TC		
														29	TC		
														30	TC		
														31	TC		
														32	-		
														33	-		
														34	-		
														35	TW		
														36	TC		
														37	TC		
														38	-		
														39	-		
														40	-		
														41	TW		
														42	TC		
														43	TC		
														44	TC		
														45	TC		
														46	-		
															合計値		

図3-2 全給水喪失事象ATWS(T3)

水位低下 事象	メンテナ ンス等条件 付与	スクラム 系	S/R弁開 放	S/R弁再 閉鎖	給水系	HPCF-B	HPCF-C	RCIC	原子炉減 圧	復水系	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	代替冷却 注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度 (/年)	備考		
T4	MN	C	M	P	Q	UB	UC	UR	X	VQ	VA	VB	VC	VD	WP	WA	WB	WC	WD						
																					1	-			
																						2	-		
																						3	-		
																						4	-		
																						5	-		
																						6	TW		
																						7	-		
																						8	-		
																						9	-		
																						10	-		
																						11	TW		
																						12	-		
																						13	-		
																						14	-		
																						15	-		
																						16	TW		
																						17	-		
																						18	-		
																						19	-		
																						20	-		
																						21	TW		
																						22	-		
																						23	-		
																						24	-		
																						25	-		
																						26	TW		
																						27	-		
																						28	-		
																						29	-		
																						30	-		
																						31	TW		
																						32	-		
																						33	-		
																						34	-		
																						35	-		
																						36	TW		
																						37	TQUV		
																						38	TQUX		
																						39	-		
																						40	-		
																						41	-		
																						42	TW		
																						43	-		
																						44	-		
																						45	-		
																						46	TW		
																						47	-		
																						48	-		
																						49	-		
																						50	TW		
																						51	-		
																						52	-		
																						53	-		
																						54	TW		
																						55	-		
																						56	-		
																						57	-		
																						58	TW		
																						59	-		
																						60	-		
																						61	-		
																						62	TW		
																						63	-		
																						64	-		
																						65	-		
																						66	TW		
																						67	TQUV		
																						68	TQUX		
																						69	-		
																						70	-		大LOCA～ ATWS～
																						71	-		
																				合計値					

図4-1 水位低下事象(T4)

水位低下事象ATWS	メンテナンス等条件付与	スクラム電気系	ARI	スクラム機械系	RPT	HPCF-B	HPCF-C	SR弁開放	S/R弁再閉鎖	SLC	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	No.	最終状態	発生頻度(ノ/炉年)	備考
T4	MN	CE	CA	CM	R	UB	UC	M	P	CL	WA	WB	WC				
														1	-		トランジェントへ
														2	-		
														3	-		
														4	-		
														5	TW		
														6	TC		
														7	TC		
														8	-		
														9	-		
														10	-		
														11	TW		
														12	TC		
														13	TC		
														14	TC		
														15	TC		
														16	-		
														17	TC		トランジェントへ
														18	-		
														19	-		
														20	-		
														21	TW		
														22	TC		
														23	TC		
														24	-		
														25	-		
														26	-		
														27	TW		
														28	TC		
														29	TC		
														30	TC		
														31	TC		
														32	-		
														33	-		
														34	-		
														35	TW		
														36	TC		
														37	TC		
														38	-		
														39	-		
														40	-		
														41	TW		
														42	TC		
														43	TC		
														44	TC		
														45	TC		
														46	-		
															合計値		

図4-2 水位低下事象ATWS(T4)

RPS誤動作等	メンテナンス等条件付与	給水系	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCF-B	HPCF-C	RCIC	原子炉減圧	復水系	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(1/年)	備考
T5	MN	Q	M	P	UB	UC	UR	X	VQ	VA	VB	VC	VD	WP	WA	WB	WC	WD				
																			1	-		
																			2	-		
																			3	-		
																			4	-		
																			5	-		
																			6	TW		
																			7	-		
																			8	-		
																			9	-		
																			10	-		
																			11	TW		
																			12	-		
																			13	-		
																			14	-		
																			15	-		
																			16	TW		
																			17	-		
																			18	-		
																			19	-		
																			20	-		
																			21	TW		
																			22	-		
																			23	-		
																			24	-		
																			25	-		
																			26	TW		
																			27	-		
																			28	-		
																			29	-		
																			30	-		
																			31	TW		
																			32	-		
																			33	-		
																			34	-		
																			35	-		
																			36	TW		
																			37	TQUV		
																			38	TQUX		
																			39	-		
																			40	-		
																			41	-		
																			42	TW		
																			43	-		
																			44	-		
																			45	-		
																			46	TW		
																			47	-		
																			48	-		
																			49	-		
																			50	TW		
																			51	-		
																			52	-		
																			53	-		
																			54	TW		
																			55	-		
																			56	-		
																			57	-		
																			58	TW		
																			59	-		
																			60	-		
																			61	-		
																			62	TW		
																			63	TQUV		
																			64	TQUX		
																			65	-		大LOCAへ
																			66	-		
																			合計値			

図5 RPS誤動作等(T5)

外部電源喪失	条件付与	DEL OP-LOPA	スクラム系	直流125V電源喪失	外部電源復旧30分	D/G-A	D/G-B	D/G-C	No.	最終状態	発生頻度(炉年)	備考
T6	CN	DEL	C	DC	OR1	B1	B2	B3				
									1	-		
									2 - 70	LOCVへ		LOCVへ
									71 - 125	TE1へ		TE1へ
									126 - 162	TE2へ		TE2へ
									163 - 199	TE3へ		TE3へ
									200 - 218	TE4へ		TE4へ
									219 - 276	TE5へ		TE5へ
									277 - 311	TE6へ		TE6へ
									312 - 346	TE7へ		TE7へ
									347 - 360	TE8へ		TE8へ
									361	TBD		
									362	-		ATWSへ
									363	-		
										合計値		

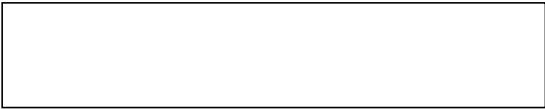


図6-1 外部電源喪失事象(T6)

外部電源喪失 (LOPAより)	S/R弁開放	S/R弁再開鎖	給水系	HPCF-B	HPCF-C	RCIC	原子炉減圧	復水系	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度 (1/年)	備考	
LOCV	M	P	Q	UB	UC	UR	X	VQ	VA	VB	VC	VD	WP	WA	WB	WC	WD					
																		2	-			
																		3	-			
																		4	-			
																		5	-			
																		6	-			
																		7	TW			
																		8	-			
																		9	-			
																		10	-			
																		11	-			
																		12	TW			
																		13	-			
																		14	-			
																		15	-			
																		16	-			
																		17	TW			
																		18	-			
																		19	-			
																		20	-			
																		21	-			
																		22	TW			
																		23	-			
																		24	-			
																		25	-			
																		26	-			
																		27	TW			
																		28	-			
																		29	-			
																		30	-			
																		31	-			
																		32	TW			
																		33	-			
																		34	-			
																		35	-			
																		36	-			
																		37	TW			
																		38	TQUV			
																		39	TQUX			
																		40	-			
																		41	-			
																		42	-			
																		43	TW			
																		44	-			
																		45	-			
																		46	-			
																		47	TW			
																		48	-			
																		49	-			
																		50	-			
																		51	TW			
																		52	-			
																		53	-			
																		54	-			
																		55	TW			
																		56	-			
																		57	-			
																		58	-			
																		59	TW			
																		60	-			
																		61	-			
																		62	-			
																		63	TW			
																		64	-			
																		65	-			
																		66	-			
																		67	TW			
																		68	TQUV			
																		69	TQUX			
																		70	-		大LOCA～	
																			合計値			

図6-2 外部電源喪失事象(LOCV)

外部電源喪失 (D/G-A.B.C成功)	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCF-B	HPCF-C	RCIC	原子炉減圧	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
TE1	M	P	UB	UC	UR	X	VA	VB	VC	VD	WP	WA	WB	WC	WD				
																71	-		
																72	-		
																73	-		
																74	-		
																75	TW		
																76	-		
																77	-		
																78	-		
																79	-		
																80	TW		
																81	-		
																82	-		
																83	-		
																84	-		
																85	TW		
																86	-		
																87	-		
																88	-		
																89	-		
																90	TW		
																91	-		
																92	-		
																93	-		
																94	-		
																95	TW		
																96	-		
																97	-		
																98	-		
																99	-		
																100	TW		
																101	TQUV		
																102	TQUX		
																103	-		
																104	-		
																105	-		
																106	TW		
																107	-		
																108	-		
																109	-		
																110	TW		
																111	-		
																112	-		
																113	-		
																114	TW		
																115	-		
																116	-		
																117	-		
																118	TW		
																119	-		
																120	-		
																121	-		
																122	TW		
																123	TQUV		
																124	TQUX		
																125	-		大LOCAへ
																	合計値		

図6-3 外部電源喪失事象(TE1)

外部電源喪失(DG-C失敗)	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCF-B	RCIC	原子炉減圧	LPFL-A	LPFL-B	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(／炉年)	備考
TE2	M	P	UB	UR	X	VA	VB	VD	WP	WA	WB	WC	WD				
														126	-		
														127	-		
														128	-		
														129	-		
														130	TW		
														131	-		
														132	-		
														133	-		
														134	-		
														135	TW		
														136	-		
														137	-		
														138	-		
														139	-		
														140	TW		
														141	-		
														142	-		
														143	-		
														144	-		
														145	TW		
														146	TQUV		
														147	TQUX		
														148	-		
														149	-		
														150	-		
														151	TW		
														152	-		
														153	-		
														154	-		
														155	TW		
														156	-		
														157	-		
														158	-		
														159	TW		
														160	TQUV		
														161	TQUX		
														162	-		大LOCA～
														合計値			

図6-4 外部電源喪失事象(TE2)

外部電源喪失(DG-B失敗)	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCF-C	RCIC	原子炉減圧	LPFL-A	LPFL-C	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(炉年)	備考
TE3	M	P	UC	UR	X	VA	VC	VD	WP	WA	WB	WC	WD				
														163	-		
														164	-		
														165	-		
														166	-		
														167	TW		
														168	-		
														169	-		
														170	-		
														171	-		
														172	TW		
														173	-		
														174	-		
														175	-		
														176	-		
														177	TW		
														178	-		
														179	-		
														180	-		
														181	-		
														182	TW		
														183	TQUV		
														184	TQUX		
														185	-		
														186	-		
														187	-		
														188	TW		
														189	-		
														190	-		
														191	-		
														192	TW		
														193	-		
														194	-		
														195	-		
														196	TW		
														197	TQUV		
														198	TQUX		
														199	-		大LOCA～
														合計値			

図6-5 外部電源喪失事象(TE3)

外部電源喪失(DG-B,C失敗)	S/R弁開放	S/R弁再開鎖	RCIC	原子炉減圧	LPFL-A	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(／炉年)	備考
TE4	M	P	UR	X	VA	VD	WP	WA	WB	WC	WD				
												200	-		
												201	-		
												202	-		
												203	-		
												204	TW		
												205	-		
												206	-		
												207	-		
												208	-		
												209	TW		
												210	TQUV		
												211	TQUX		
												212	-		
												213	-		
												214	-		
												215	TW		
												216	TQUV		
												217	TQUX		
												218	-		大LOCAへ
													合計値		

図6-6 外部電源喪失事象(TE4)

外部電源 喪失(DG- A失敗)	S/R弁開 放	S/R弁再 閉鎖	HPCF-B	HPCF-C	RCIC	外電 /DG-A復 旧8H	原子炉減 圧	LPFL-B	LPFL-C	代替冷却 注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
TE5	M	P	UB	UC	UR	OR3,DR2	X	VB	VC	VD	WP	WA	WB	WC	WD				
																219	-		
																220	-		
																221	-		
																222	-		
																223	TW		
																224	-		
																225	-		
																226	-		
																227	-		
																228	TW		
																229	-		
																230	-		
																231	-		
																232	-		
																233	TW		
																234	-		
																235	-		
																236	-		
																237	-		
																238	TW		
																239	-		
																240	-		
																241	-		
																242	-		
																243	TW		
																244	TQUV		
																245	TQUX		
																246	-		
																247	-		
																248	-		
																249	-		
																250	TW		
																251	-		
																252	-		
																253	-		
																254	-		
																255	TW		
																256	TQUV		
																257	TQUX		
																258	-		
																259	-		
																260	-		
																261	TW		
																262	-		
																263	-		
																264	-		
																265	TW		
																266	-		
																267	-		
																268	-		
																269	TW		
																270	-		
																271	-		
																272	-		
																273	TW		
																274	TQUV		
																275	TQUX		
																276	-		大LOCAへ
																	合計値		

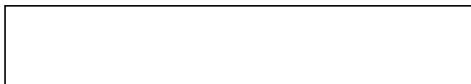


図6-7 外部電源喪失事象(TE5)

外部電源喪失(DG-A.C失敗)	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCF-B	RCIC	外電/DG-A復旧8H	原子炉減圧	LPFL-B	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(炉年)	備考
TE6	M	P	UB	UR	OR3_DR2	X	VB	VD	WP	WA	WB	WC	WD				
														277	-		
														278	-		
														279	-		
														280	-		
														281	TW		
														282	-		
														283	-		
														284	-		
														285	-		
														286	TW		
														287	-		
														288	-		
														289	-		
														290	-		
														291	TW		
														292	TQUV		
														293	TQUX		
														294	-		
														295	-		
														296	-		
														297	-		
														298	TW		
														299	TQUV		
														300	TQUX		
														301	-		
														302	-		
														303	-		
														304	TW		
														305	-		
														306	-		
														307	-		
														308	TW		
														309	TQUV		
														310	TQUX		
														311	-		大LOCAへ
														合計値			



図6-8 外部電源喪失事象(TE6)

外部電源喪失(DG-A,B失敗)	S/R弁開放	S/R弁再開鎖	HPCF-C	RCIC	外電/DG-A復旧8H	原子炉減圧	LPFL-C	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(／年)	備考
TE7	M	P	UC	UR	OR3_DR2	X	VC	WP	WA	WB	WC	WD				
													312	-		
													313	-		
													314	-		
													315	-		
													316	TW		
													317	-		
													318	-		
													319	-		
													320	-		
													321	TW		
													322	-		
													323	-		
													324	-		
													325	-		
													326	TW		
													327	TQUV		
													328	TQUX		
													329	-		
													330	-		
													331	-		
													332	-		
													333	TW		
													334	TQUV		
													335	TQUX		
													336	-		
													337	-		
													338	-		
													339	TW		
													340	-		
													341	-		
													342	-		
													343	TW		
													344	TQUV		
													345	TQUX		
													346	-		大LOCA～
													合計値			

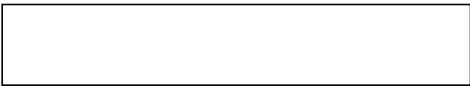


図6-9 外部電源喪失事象(TE7)

外電喪失 (DG-A,B,C失敗)	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	RCIC	外部電源復旧8H	DG-A/高圧電源融通8H/代替電源(緊急用M/Cを経由)	代替電源(非常用電源車→P/C7C-1)	RCIC延命措置	原子炉減圧	代替冷却注水	消防車	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(/炉年)	備考
TE8	M	P	UR	OR3	DR2_ACD	ALOP2	ADC	X	VD	VF	WP	WA	WB	WC	WD				
																347	-		
																348	-		
																349	-		
																350	-		
																351	TW		
																352	-		
																353	-		
																354	-		
																355	-		
																356	TW		
																357	TB		
																358	TBU		
																359	TBP		
																360	-		大LOCAへ
																	合計値		



図6-10 外部電源喪失事象(TE8)

外部電源 喪失ATWS	メンテナ ンス等条 件付与	DEL OP- LOPA	スクラム 電気系	ARI	スクラム 機械系	HPCF-B	HPCF-C	SR弁開放	S/R弁再 閉鎖	SLC	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
T6	MN	CN	CE	CA	CM	UB	UC	M	P	CL	WA	WB	WC				
														1	-		トランジェントへ
														2	-		
														3	-		
														4	-		
														5	-		
														6	TW		
														7	TC		
														8	TC		
														9	-		
														10	-		
														11	-		
														12	TW		
														13	TC		
														14	TC		
														15	TC		
														16	-		トランジェントへ
														17	-		
														18	-		
														19	-		
														20	TW		
														21	TC		
														22	TC		
														23	-		
														24	-		
														25	-		
														26	TW		
														27	TC		
														28	TC		
														29	TC		
														30	-		
														31	-		
														32	-		
														33	TW		
														34	TC		
														35	TC		
														36	-		
														37	-		
														38	-		
														39	TW		
														40	TC		
														41	TC		
														42	TC		
														43	-		
														合計値			

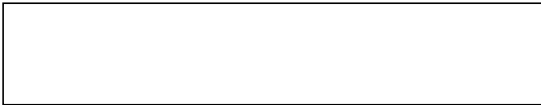


図6-11 外部電源喪失事象ATWS(T6)

S/R弁誤開放	メンテナンス等条件付与	スクラム系	給水系	HPCF-B	HPCF-C	原子炉減圧	復水系	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	代替冷却注水	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(／炉年)	備考
T7	MN	C	Q	UB	UC	X	VQ	VA	VB	VC	VD	WA	WB	WC	WD				
																1	-		
																2	-		
																3	-		
																4	TW		
																5	-		
																6	-		
																7	-		
																8	TW		
																9	-		
																10	-		
																11	-		
																12	TW		
																13	-		
																14	-		
																15	-		
																16	TW		
																17	-		
																18	-		
																19	-		
																20	TW		
																21	-		
																22	-		
																23	-		
																24	TW		
																25	-		
																26	-		
																27	-		
																28	TW		
																29	TQUV		
																30	TQUX		
																31	-		ATWS～
																32	-		
																合計値			

図7-1 S/R弁誤開放(T7)

SR弁誤開放ATWS	メンテナンス等条件付与	停止認知	スクラム電気系	ARI	スクラム機械系	RPT	HPCF-B	HPCF-C	SR弁開放	S/R弁再閉鎖	SLC	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	No.	最終状態	発生頻度(1/10年)	備考	
T7	MN	C	CE	CA	CM	R	UB	UC	M	P	CL	WA	WB	WC					
															1	-		トランジェントへ	
															2	-			
															3	-			
															4	-			
															5	TW			
															6	TC			
															7	TC			
															8	-			
															9	-			
															10	-			
															11	TW			
															12	TC			
															13	TC			
															14	TC			
															15	TC			
															16	-		トランジェントへ	
															17	-			
															18	-			
															19	-			
															20	TW			
															21	TC			
															22	TC			
															23	-			
															24	-			
															25	-			
															26	TW			
															27	TC			
															28	TC			
															29	TC			
															30	TC			
															31	-		トランジェントへ	
															32	TC			
															33	-			
															34	-			
															35	-			
															36	TW			
															37	TC			
															38	TC			
															39	-			
															40	-			
															41	-			
															42	TW			
															43	TC			
															44	TC			
															45	TC			
															46	TC			
															47	-			
															48	-			
															49	-			
															50	TW			
															51	TC			
															52	TC			
															53	-			
															54	-			
															55	-			
															56	TW			
															57	TC			
															58	TC			
															59	TC			
															60	TC			
															61	-			
																合計値			

図7-2 S/R弁誤開放ATWS(T7)

大LOCA	メンテナ ンス等条 件付与	スクラム 系	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
A	MN	C	UB	UC	VA	VB	VC	WA	WB	WC	WD				
												1	-		
												2	-		
												3	-		
												4	TW		
												5	-		
												6	-		
												7	-		
												8	TW		
												9	-		
												10	-		
												11	-		
												12	TW		
												13	-		
												14	-		
												15	-		
												16	TW		
												17	-		
												18	-		
												19	-		
												20	TW		
												21	AE		
												22	-		
												23	-		
													合計値		ATWSへ

図8-1 大LOCA(A)

大 LOCA_AT WS	スクラム 電気系	ARI	スクラム 機械系	RPT	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
A	CE	CA	CM	R				
					1	-		大LOCAへ
					2	TC		大LOCAへ
					3	-		
					4	TC		
					5	TC		
					6	TC		
						合計値		

図8-2 大LOCA ATWS(A)

中LOCA	メンテナンス等条件付与	スクラム系	HPCF-B	HPCF-C	原子炉減圧	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(／炉年)	備考
S1	MN	C	UB	UC	X	VA	VB	VC	WA	WB	WC	WD				
													1	-		
													2	-		
													3	-		
													4	TW		
													5	-		
													6	-		
													7	-		
													8	TW		
													9	-		
													10	-		
													11	-		
													12	TW		
													13	-		
													14	-		
													15	-		
													16	TW		
													17	-		
													18	-		
													19	-		
													20	TW		
													21	S1E		
													22	S1E		
													23	-		ATWS～
													24	-		
														合計値		

図9-1 中LOCA(S1)

中 LOCA_ATW S	スクラム 電気系	ARI	スクラム 機械系	RPT	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
S1	CE	CA	CM	R				
					1	-		中LOCAへ
					2	TC		中LOCAへ
					3	-		
					4	TC		
					5	TC		
					6	TC		
						合計値		

図9-2 中LOCA ATWS(S1)

小LOCA	メンテナ ンス等条 件付与	スクラム 系	給水系	HPCF-B	HPCF-C	RCIC	原子炉減 圧	復水系	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	代替冷却 注水	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度 (/年)	備考
S2	MN	C	Q	UB	UC	UR	X	VQ	VA	VB	VC	VD	WA	WB	WC	WD				
																	1	-		
																	2	-		
																	3	-		
																	4	TW		
																	5	-		
																	6	-		
																	7	-		
																	8	TW		
																	9	-		
																	10	-		
																	11	-		
																	12	TW		
																	13	-		
																	14	-		
																	15	-		
																	16	TW		
																	17	-		
																	18	-		
																	19	-		
																	20	TW		
																	21	-		
																	22	-		
																	23	-		
																	24	TW		
																	25	-		
																	26	-		
																	27	-		
																	28	TW		
																	29	-		
																	30	-		
																	31	-		
																	32	TW		
																	33	S2E		
																	34	S2E		
																	35	-		
																	36	-		
																	合計値			

図10-1 小LOCA(S2)

小 LOCA_ATW S	スクラム 電気系	ARI	スクラム 機械系	RPT	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
S2	CE	CA	CM	R				
					1	-		小LOCAへ
					2	TC		小LOCAへ
					3	-		
					4	TC		
					5	TC		
					6	TC		
						合計値		

図10-2 小LOCA ATWS(S2)

交流電源故障(非常用C母線)	メンテナンス等条件付与	DEL OP-ACC	給水系	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCF-B	HPCF-C	RCIC	原子炉減任	復水系	LPFL-B	LPFL-C	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(1/10年)	備考	
MD4	MN	DEL	Q	M	P	UB	UC	UR	X	VQ	VB	VC	VD	WP	WA	WB	WC	WD					
																			1	-			
																				2	-		
																				3	-		
																				4	-		
																				5	-		
																				6	-		
																				7	TW		
																				8	-		
																				9	-		
																				10	-		
																				11	-		
																				12	TW		
																				13	-		
																				14	-		
																				15	-		
																				16	-		
																				17	-		
																				18	TW		
																				19	-		
																				20	-		
																				21	-		
																				22	-		
																				23	TW		
																				24	-		
																				25	-		
																				26	-		
																				27	-		
																				28	TW		
																				29	TQUV		
																				30	TQUX		
																				31	-		
																				32	-		
																				33	-		
																				34	TW		
																				35	-		
																				36	-		
																				37	-		
																				38	TW		
																				39	-		
																				40	-		
																				41	-		
																				42	TW		
																				43	-		
																				44	-		
																				45	-		
																				46	TW		
																				47	-		
																				48	-		
																				49	-		
																				50	TW		
																				51	TQUV		
																				52	TQUX		
																				53	-		大LOCAへ
																				54	-		
																			合計値				



図11 交流電源故障（非常用C系）(MD4)

交流電源故障(非常用D系統)	メンテナンス等条件与	DEL OP-ACD	給水系	S/R并開放	S/R并再開鎖	HPCF-B	HPCF-C	RCIC	原子炉減任	復水系	LPFL-A	LPFL-C	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(1/年)	備考	
MD5	MIN	DEL	Q	M	P	UB	UC	UR	X	VQ	VA	VC	VD	WP	WA	WB	WC	WD					
																			1	-			
																			2	-			
																			3	-			
																			4	-			
																			5	-			
																			6	-			
																			7	TW			
																			8	-			
																			9	-			
																			10	-			
																			11	-			
																			12	TW			
																			13	-			
																			14	-			
																			15	-			
																			16	-			
																			17	TW			
																			18	-			
																			19	-			
																			20	-			
																			21	-			
																			22	TW			
																			23	-			
																			24	-			
																			25	-			
																			26	-			
																			27	TW			
																			28	-			
																			29	-			
																			30	-			
																			31	-			
																			32	TW			
																			33	TQUV			
																			34	TQUX			
																			35	-			
																			36	-			
																			37	-			
																			38	TW			
																			39	-			
																			40	-			
																			41	-			
																			42	TW			
																			43	-			
																			44	-			
																			45	-			
																			46	TW			
																			47	-			
																			48	-			
																			49	-			
																			50	TW			
																			51	-			
																			52	-			
																			53	-			
																			54	TW			
																			55	TQUV			
																			56	TQUX			
																			57	-			
																			58	-			
																			合計値				大LOCAへ



図12 交流電源故障（非常用D系）(MD5)

交流電源故障(非常用E母線)	メンテナンス等条件付与	DEL OP-ACE	S/R并開放	S/R并再開鎖	給水系	HPCF-B	HPCF-C	RCIC	原子炉減任	復水系	LPFL-A	LPFL-B	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(1/年)	備考
MD6	MIN	DEL	M	P	Q	UB	UC	UR	X	VQ	VA	VB	VD	WP	WA	WB	WC	WD				
																			1	-		
																			2	-		
																			3	-		
																			4	-		
																			5	-		
																			6	TW		
																			7	-		
																			8	-		
																			9	-		
																			10	-		
																			11	TW		
																			12	-		
																			13	-		
																			14	-		
																			15	-		
																			16	TW		
																			17	-		
																			18	-		
																			19	-		
																			20	-		
																			21	TW		
																			22	-		
																			23	-		
																			24	-		
																			25	-		
																			26	TW		
																			27	-		
																			28	-		
																			29	-		
																			30	-		
																			31	TW		
																			32	-		
																			33	-		
																			34	-		
																			35	-		
																			36	TW		
																			37	TQUV		
																			38	TQUX		
																			39	-		
																			40	-		
																			41	-		
																			42	TW		
																			43	-		
																			44	-		
																			45	-		
																			46	TW		
																			47	-		
																			48	-		
																			49	-		
																			50	TW		
																			51	-		
																			52	-		
																			53	-		
																			54	TW		
																			55	-		
																			56	-		
																			57	-		
																			58	TW		
																			59	-		
																			60	-		
																			61	-		
																			62	TW		
																			63	TQUV		
																			64	TQUX		
																			65	-		大LOCAへ
																			66	-		
																			合計値			



図13 交流電源故障（非常用E系）(MD6)

直流電源 故障(A母 線)	メンテナ ンス等条件 付与	DEL OP- DCA	給水系	S/R并開 放	S/R并再 閉鎖	HPCF-B	HPCF-C	原子炉減 圧	復水系	LPFL-B	LPFL-C	代替冷却 注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度 (/年)	備考
MD7	MN	DEL	Q	M	P	UB	UC	X	VQ	VB	VC	VD	WP	WA	WB	WC	WD				
																		1	-		
																		2	-		
																		3	-		
																		4	-		
																		5	-		
																		6	-		
																		7	TW		
																		8	-		
																		9	-		
																		10	-		
																		11	-		
																		12	TW		
																		13	-		
																		14	-		
																		15	-		
																		16	-		
																		17	TW		
																		18	-		
																		19	-		
																		20	-		
																		21	-		
																		22	TW		
																		23	-		
																		24	-		
																		25	-		
																		26	-		
																		27	TW		
																		28	TQUV		
																		29	TQUX		
																		30	-		
																		31	-		
																		32	-		
																		33	TW		
																		34	-		
																		35	-		
																		36	-		
																		37	TW		
																		38	-		
																		39	-		
																		40	-		
																		41	TW		
																		42	-		
																		43	-		
																		44	-		
																		45	TW		
																		46	-		
																		47	-		
																		48	-		
																		49	TW		
																		50	TQUV		
																		51	TQUX		
																		52	-		大LOCAへ
																		53	-		
																		合計値			



図14 直流電源故障 (区分1) (MD7)

直流電源故障(母線)	メンテナンス等条件付与	DEL OP-DCB	給水系	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCF-B	HPCF-C	RCIC	原子炉減圧	復水系	LPFL-A	LPFL-C	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(1/年)	備考
MD8	MIN	DEL	Q	M	P	UB	UC	UR	X	VQ	VA	VC	VD	WP	WA	WB	WC	WD				
																			1	-		
																			2	-		
																			3	-		
																			4	-		
																			5	-		
																			6	-		
																			7	TW		
																			8	-		
																			9	-		
																			10	-		
																			11	-		
																			12	TW		
																			13	-		
																			14	-		
																			15	-		
																			16	-		
																			17	TW		
																			18	-		
																			19	-		
																			20	-		
																			21	-		
																			22	TW		
																			23	-		
																			24	-		
																			25	-		
																			26	-		
																			27	TW		
																			28	-		
																			29	-		
																			30	-		
																			31	-		
																			32	TW		
																			33	TQUV		
																			34	TQUX		
																			35	-		
																			36	-		
																			37	-		
																			38	TW		
																			39	-		
																			40	-		
																			41	-		
																			42	TW		
																			43	-		
																			44	-		
																			45	-		
																			46	TW		
																			47	-		
																			48	-		
																			49	-		
																			50	TW		
																			51	-		
																			52	-		
																			53	-		
																			54	TW		
																			55	TQUV		
																			56	TQUX		
																			57	-		
																			58	-		
																			合計値			
																						大LOCAへ



図15 直流電源故障 (区分2) (MD8)

直流電源故障(母線)	メンテナンス等条件付与	DEL OP-DCC	S/R并開放	S/R并再開鎖	給水系	HPCF-B	HPCF-C	RCIC	原子炉減任	復水系	LPFL-A	LPFL-B	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(1/年)	備考
MD9	MN	DEL	M	P	Q	UB	UC	UR	X	VQ	VA	VB	VD	WP	WA	WB	WC	WD				
																			1	-		
																			2	-		
																			3	-		
																			4	-		
																			5	-		
																			6	TW		
																			7	-		
																			8	-		
																			9	-		
																			10	-		
																			11	TW		
																			12	-		
																			13	-		
																			14	-		
																			15	-		
																			16	TW		
																			17	-		
																			18	-		
																			19	-		
																			20	-		
																			21	TW		
																			22	-		
																			23	-		
																			24	-		
																			25	-		
																			26	TW		
																			27	-		
																			28	-		
																			29	-		
																			30	-		
																			31	TW		
																			32	-		
																			33	-		
																			34	-		
																			35	-		
																			36	TW		
																			37	TQUV		
																			38	TQUX		
																			39	-		
																			40	-		
																			41	-		
																			42	TW		
																			43	-		
																			44	-		
																			45	-		
																			46	TW		
																			47	-		
																			48	-		
																			49	-		
																			50	TW		
																			51	-		
																			52	-		
																			53	-		
																			54	TW		
																			55	-		
																			56	-		
																			57	-		
																			58	TW		
																			59	-		
																			60	-		
																			61	-		
																			62	TW		
																			63	TQUV		
																			64	TQUX		
																			65	-		大LOCAへ
																			66	-		
																			合計値			

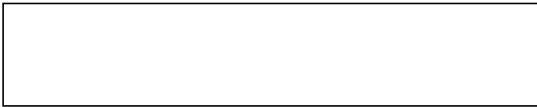


図16 直流電源故障（区分3）(MD9)

RSW-A故障	メンテナンス等条件付与	DEL OP-RSA	給水系	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCF-B	HPCF-C	RCIC	原子炉減任	復水系	LPFL-B	LPFL-C	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(1/年)	備考	
MD1	MN	DEL	Q	M	P	UB	UC	UR	X	VQ	VB	VC	VD	WP	WA	WB	WC	WD					
																			1	-			
																				2	-		
																				3	-		
																				4	-		
																				5	-		
																				6	-		
																				7	TW		
																				8	-		
																				9	-		
																				10	-		
																				11	-		
																				12	TW		
																				13	-		
																				14	-		
																				15	-		
																				16	-		
																				17	TW		
																				18	-		
																				19	-		
																				20	-		
																				21	-		
																				22	TW		
																				23	-		
																				24	-		
																				25	-		
																				26	-		
																				27	TW		
																				28	-		
																				29	-		
																				30	-		
																				31	-		
																				32	TW		
																				33	TQUV		
																				34	TQUX		
																				35	-		
																				36	-		
																				37	-		
																				38	TW		
																				39	-		
																				40	-		
																				41	-		
																				42	TW		
																				43	-		
																				44	-		
																				45	-		
																				46	TW		
																				47	-		
																				48	-		
																				49	-		
																				50	TW		
																				51	-		
																				52	-		
																				53	-		
																				54	TW		
																				55	TQUV		
																				56	TQUX		
																				57	-		
																				58	-		
																					合計値		
																							大LOCAへ

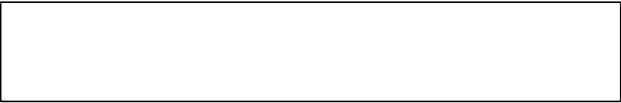


図17 原子炉補機冷却海水系故障（A系）(MD1)

RSW-B故障	メンテナンス等条件付与	DEL OP-RSB	給水系	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCF-B	HPCF-C	RCIC	原子炉減圧	復水系	LPFL-A	LPFL-C	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(1/年)	備考	
MD2	MIN	DEL	Q	M	P	UB	UC	UR	X	VQ	VA	VC	VD	WP	WA	WB	WC	WD					
																			1	-			
																			2	-			
																			3	-			
																			4	-			
																			5	-			
																			6	-			
																			7	TW			
																			8	-			
																			9	-			
																			10	-			
																			11	-			
																			12	TW			
																			13	-			
																			14	-			
																			15	-			
																			16	-			
																			17	TW			
																			18	-			
																			19	-			
																			20	-			
																			21	-			
																			22	TW			
																			23	-			
																			24	-			
																			25	-			
																			26	-			
																			27	TW			
																			28	-			
																			29	-			
																			30	-			
																			31	-			
																			32	TW			
																			33	TQUV			
																			34	TQUX			
																			35	-			
																			36	-			
																			37	-			
																			38	TW			
																			39	-			
																			40	-			
																			41	-			
																			42	TW			
																			43	-			
																			44	-			
																			45	-			
																			46	TW			
																			47	-			
																			48	-			
																			49	-			
																			50	TW			
																			51	-			
																			52	-			
																			53	-			
																			54	TW			
																			55	TQUV			
																			56	TQUX			
																			57	-			
																			58	-			
																			合計値				大LOCAへ



図18 原子炉補機冷却海水系故障（B系）(MD2)

RSW-C故障	メンテナンス等条件付与	DEL OP-RSC	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	給水系	HPCF-B	HPCF-C	RCIC	原子炉減任	復水系	LPFL-A	LPFL-B	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(1/年)	備考
MD3	MIN	DEL	M	P	Q	UB	UC	UR	X	VQ	VA	VB	VD	WP	WA	WB	WC	WD				
																			1	-		
																			2	-		
																			3	-		
																			4	-		
																			5	-		
																			6	TW		
																			7	-		
																			8	-		
																			9	-		
																			10	-		
																			11	TW		
																			12	-		
																			13	-		
																			14	-		
																			15	-		
																			16	TW		
																			17	-		
																			18	-		
																			19	-		
																			20	-		
																			21	TW		
																			22	-		
																			23	-		
																			24	-		
																			25	-		
																			26	TW		
																			27	-		
																			28	-		
																			29	-		
																			30	-		
																			31	TW		
																			32	-		
																			33	-		
																			34	-		
																			35	-		
																			36	TW		
																			37	TQUV		
																			38	TQUX		
																			39	-		
																			40	-		
																			41	-		
																			42	TW		
																			43	-		
																			44	-		
																			45	-		
																			46	TW		
																			47	-		
																			48	-		
																			49	-		
																			50	TW		
																			51	-		
																			52	-		
																			53	-		
																			54	TW		
																			55	-		
																			56	-		
																			57	-		
																			58	TW		
																			59	-		
																			60	-		
																			61	-		
																			62	TW		
																			63	TQUV		
																			64	TQUX		
																			65	-		大LOCAへ
																			66	-		
																			合計値			



図19 原子炉補機冷却海水系故障（C系）(MD3)

TSW故障	メンテナンス等条件付与	DEL OP-TSW	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCF-B	HPCF-C	RCIC	原子炉減圧	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(1/年)	備考
MD10	MN	DEL	M	P	UB	UC	UR	X	VA	VB	VC	VD	WP	WA	WB	WC	WD	1	-		
																		2	-		
																		3	-		
																		4	-		
																		5	-		
																		6	TW		
																		7	-		
																		8	-		
																		9	-		
																		10	-		
																		11	TW		
																		12	-		
																		13	-		
																		14	-		
																		15	-		
																		16	TW		
																		17	-		
																		18	-		
																		19	-		
																		20	-		
																		21	TW		
																		22	-		
																		23	-		
																		24	-		
																		25	-		
																		26	TW		
																		27	-		
																		28	-		
																		29	-		
																		30	-		
																		31	TW		
																		32	TQUV		
																		33	TQUX		
																		34	-		
																		35	-		
																		36	-		
																		37	TW		
																		38	-		
																		39	-		
																		40	-		
																		41	TW		
																		42	-		
																		43	-		
																		44	-		
																		45	TW		
																		46	-		
																		47	-		
																		48	-		
																		49	TW		
																		50	-		
																		51	-		
																		52	-		
																		53	TW		
																		54	TQUV		
																		55	TQUX		
																		56	-		大LOCAへ
																		57	-		
																			合計値		

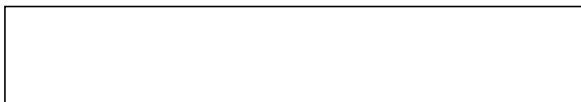


図20 タービン補機冷却海水系故障(MD10)

通常停止	メンテナンス等条件付与	給水系	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCF-B	HPCF-C	RCIC	原子炉減圧	復水系	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(1/年)	備考
N	MN	Q	M	P	UB	UC	UR	X	VQ	VA	VB	VC	VD	WP	WA	WB	WC	WD				
																			1	-		
																			2	-		
																			3	-		
																			4	-		
																			5	-		
																			6	TW		
																			7	-		
																			8	-		
																			9	-		
																			10	-		
																			11	TW		
																			12	-		
																			13	-		
																			14	-		
																			15	-		
																			16	TW		
																			17	-		
																			18	-		
																			19	-		
																			20	-		
																			21	TW		
																			22	-		
																			23	-		
																			24	-		
																			25	-		
																			26	TW		
																			27	-		
																			28	-		
																			29	-		
																			30	-		
																			31	TW		
																			32	-		
																			33	-		
																			34	-		
																			35	-		
																			36	TW		
																			37	TQUV		
																			38	TQUX		
																			39	-		
																			40	-		
																			41	-		
																			42	TW		
																			43	-		
																			44	-		
																			45	-		
																			46	TW		
																			47	-		
																			48	-		
																			49	-		
																			50	TW		
																			51	-		
																			52	-		
																			53	-		
																			54	TW		
																			55	-		
																			56	-		
																			57	-		
																			58	TW		
																			59	-		
																			60	-		
																			61	-		
																			62	TW		
																			63	TQUV		
																			64	TQUX		
																			65	-		大LOCAへ
																			66	-		
																			合計値			

図21 通常停止(N)

ISLOCA	メンテナ ンス等条 件付与	ISLOCA 排除条件	ISLOCA 発生(同 期不能)	ISLOCA 発生(同 期不能)	ISLOCA 発生(同 期不能)	スクラム 電気系	ARI	スクラム 機械系	RPT	給水系	HPCF-B	HPCF-C	原子炉減 圧	復水系	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度 (/年)	備考	
T8	MN	COND IS	IE IS	IE IS2	IS IS	CF	CA	CM	R	D	UB	UC	X	VQ	VA	VB	VC	WP	WA	WB	WC	WD					
																							1	-			
																								2	-		
																								3	-		
																								4	-		
																								5	-		
																								6	-		
																								7	TW		
																								8	-		
																								9	-		
																								10	-		
																								11	TW		
																								12	-		
																								13	-		
																								14	-		
																								15	-		
																								16	-		
																								17	TW		
																								18	-		
																								19	-		
																								20	-		
																								21	TW		
																								22	-		
																								23	-		
																								24	-		
																								25	-		
																								26	TW		
																								27	-		
																								28	-		
																								29	-		
																								30	-		
																								31	TW		
																								32	-		
																								33	-		
																								34	-		
																								35	-		
																								36	TW		
																								37	TQUV		
																								38	TQUX		
																								39	TC		
																								40	-		
																								41	-		
																								42	-		
																								43	-		
																								44	TW		
																								45	-		
																								46	-		
																								47	-		
																								48	-		
																								49	TW		
																								50	-		
																								51	-		
																								52	-		
																								53	-		
																								54	TW		
																								55	-		
																								56	-		
																								57	-		
																								58	-		
																								59	TW		
																								60	-		
																								61	-		
																								62	-		
																								63	-		
																								64	TW		
																								65	-		
																								66	-		
																								67	-		
																								68	-		
																								69	TW		
																								70	-		
																								71	-		
																								72	-		
																								73	-		
																								74	TW		
																								75	TQUV		
																								76	TQUX		
																								77	TC		
																								78	TC		
																								79	TC		
																								80	ISLOCA		
																								81	ISLOCA		
																								82	-		
																								83	-		
																								合計			

図22 インターフェイスシステムLOCA(ISLOCA)(T8)

逃がし安全(S/R)弁の開固着を想定する考え方

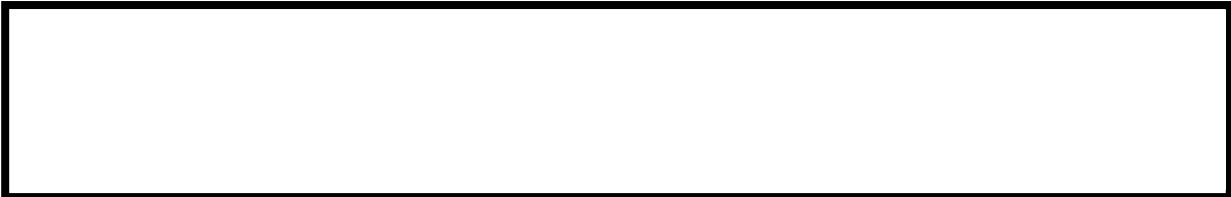
起因事象の発生後に、S/R 弁の開固着が発生した場合には下記の通りのプラント状態となる。

- (1) 原子炉が減圧される。
- (2) 原子炉冷却材が一次系の外(サブプレッションプール)へ放出される。

(1)の影響は、減圧により RCIC による原子炉注水に期待できなくなることである。

(2)の影響は、一次系の外に冷却材が流出することで復水器ホットウェルの水バランスが崩れ(系外への流出分だけ給復水系によるホットウェルからの冷却材の持ち出しが多くなる)、復水器ホットウェル水位が低下するため、給復水系を使用して原子炉注水を継続する場合は、復水器ホットウェルへの水の補給が必要となる。さらに、原子炉で発生した蒸気(崩壊熱)が、開固着している S/R 弁からサブプレッションプールに放出・蓄積されることとなるため、常用系(復水器)による除熱には期待できない。

上記のように、S/R 弁の開固着が発生した場合は、S/R 弁が正常動作した場合と比較して、期待可能な緩和設備が異なり(成功基準が異なり)、その後の対応にも影響を与えることから、S/R 弁の開固着をイベントツリーのヘディングとして考慮している。



S/R 弁の開固着の有無による成功基準の比較を表 1 に示す。

表 1 成功基準の比較

起因事象		原子炉停止	原子炉注水	格納容器除熱
過渡変化・手動停止	S/R 弁正常動作	<ul style="list-style-type: none"> ・ RPS ・ ARI+RPT 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 給水系 ・ 1/2HPCF ・ <u>RCIC</u> ・ <u>ADS+復水系</u> ・ ADS+1/3LPFL 	<ul style="list-style-type: none"> ・ <u>PCS</u> ・ 1/3RHR
	S/R 弁再閉鎖失敗(開固着有)	<ul style="list-style-type: none"> ・ RPS ・ ARI+RPT 	<ul style="list-style-type: none"> ・ <u>給水系</u> ・ 1/2HPCF ・ <u>ADS+復水系</u> ・ ADS+1/3LPFL 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1/3RHR

下線：プラント状態の違いによる成功基準の相違箇所

破線：復水器ホットウェルへの復水補給操作が必要

以上

外部電源復旧の考え方と外部電源復旧に関する最新データの整備状況

1. 外部電源復旧の考え方

今回実施した PRA では、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)以前より運用されていた通常の操作・対応に期待しており、外部電源復旧もこれに該当する操作・対応であることから、期待して評価している。

外部電源喪失が生じた際の復旧に失敗する確率は、1993 年の原子力施設事故・故障分析評価検討会 全交流電源喪失事象検討ワーキング・グループの検討結果を参考としているが、過度に外部電源復旧に期待することのないよう、仮想的に 24 時間 2 回線喪失が生じた事例を 1 件追加した上で復旧失敗確率の(1)式を定義し、 t 時間後の外部電源復旧の失敗確率 P を求めている。

$$P = \exp(-2.535t^{0.2}) \quad (1)$$

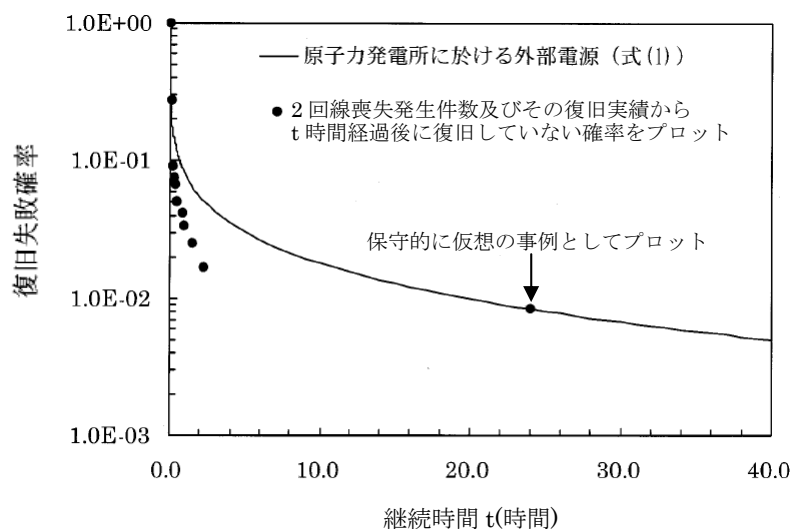


図 1 原子力発電所における外部電源及び 2 回線送電線の復旧失敗確率

※:国内の 2 回線送電線に対し、運転開始から 1987 年度末までの 2 回線喪失事例を調査し、1962 年以降のデータを抽出した。これは、2 回線喪失事例の発生頻度が 1961 年頃を境に低減傾向を示しており、信頼性に関する変化(信頼性向上の傾向)が表れているものと考えられたためである。

なお、2 回線喪失事例の中で、30 分以上継続した事例については、喪失の状況を調査し、当該地域での供給支障を生じていない事例は評価から除外した。これは、供給支障が生じていない場合は、早急な復旧実施の必要性が低く、これらの考慮は適切な評価に繋がらないと考えたためである。

2. 外部電源復旧失敗確率の最新データの整備状況

今回の PRA において使用している外部電源復旧失敗確率は、1993 年の原子力施設事故・故障分析評価検討会 全交流電源喪失事象検討ワーキング・グループ(以下、「SBO-WG」と言う。)の検討結果^[1]を参考として評価している。

SBO-WG の検討は、昭和 37 年 4 月～昭和 63 年 3 月末までの比較的古いデータを基にしていることから、現在、(財)電力中央研究所(以下、「CRIEPI」と言う。)において昭和 63 年 4 月～平成 25 年 3 月末までのデータを考慮した外部電源復旧失敗確率の評価を実施中である。

一方、CRIEPI による評価では「地震が原因により発生した 2 回線喪失」、「人為的行為による鉄塔倒壊により発生した 2 回線喪失」のデータの取り扱い等が課題として挙げられていること、評価結果が機器故障率のように広く議論され認知されたものでないことから、評価結果を PRA に適用する段階に至っていない状況である。

今後は、CRIEPI による評価の状況および評価結果に対する議論の状況を踏まえつつ、PRA への適用を検討していく予定である。

なお、上記の SBO-WG において外部電源喪失から復旧までの時間と復旧確率の算出に用いられたデータのうち、復旧までに 30 分以上を要した事例としては、雷、積雪、火災、山火事による外部電源喪失を考慮しており、地震や台風により発生した 2 回線喪失のデータは含めていない。

[1] メモ 2-1 号 国内原子力発電所の外部電源の信頼性について 平成 3 年 12 月(SBO-WG(第 2 回会合)の議事次第には掲載されていないが、当日配布された可能性のある資料として原子力規制委員会のホームページに掲載)

以 上

PRA において RCIC 運転時間 8 時間とすることの妥当性

PRA 評価では、全交流電源喪失(SBO)時においても原子炉隔離時冷却系(RCIC)の 8 時間継続運転を前提としている。

SBO 時には、残留熱除去系の機能喪失により、格納容器内の温度、圧力が上昇し、また、換気空調系の機能喪失により、RCIC 室温度、中央制御室温度が上昇する。これらの要因が RCIC の継続運転に影響を及ぼす可能性があることから、RCIC 設計仕様の観点から上記の要因が RCIC の継続運転に及ぼす影響を整理した結果を表 1 に示す。

表 1 の通り、上記の要因は RCIC の 8 時間継続運転上の制約とならないことから、本 PRA 評価において RCIC の 8 時間継続運転を前提とすることは妥当と考える。

なお、RCIC の運転制御に必要な直流電源については、8 時間の電源供給が可能であることを、重大事故等防止対策を講じる以前より評価済みである。

以 上

表 1 RCIC 継続運転の評価

RCIC 継続運転 制約要因	概要	評価
S/P 水温上昇	S/P 水温が上昇し、RCIC ポンプのキャビテーションやポンプ軸受けの潤滑油冷却機能を阻害する場合、RCIC ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	RCIC ポンプの第一水源は CSP であるが、S/P 水位高信号により、第二水源である S/P に水源が切り替わる。一方で、SBO 時には S/P 水温上昇が想定されるため、水源については運転員による中央制御室からの遠隔操作により再度 CSP に切り替えることとなる。したがって、 <u>S/P 水温上昇が RCIC 継続運転に与える影響はない。</u> なお、CSP の保有水量は約 1,700m ³ (通常管理値)であり、事象発生後 8 時間の間に原子炉注水のために必要となる水量は約 600m ³ であるため水源が枯渇することはない。
S/C 圧力上昇	RCIC タービン保護のため、S/C 圧力 0.34 MPa(gage)にて、RCIC タービン排気圧力高トリップインタローックが動作し、RCIC の運転が停止する可能性が考えられる。	SBO 時に RCIC による原子炉注水を継続した場合の S/C 圧力推移を評価した結果、事象発生から 8 時間後の S/C 圧力は約 0.07MPa(gage)であり、RCIC タービン排気圧力高トリップインタローック設定圧力を下回る。したがって、 <u>S/C 圧力上昇が RCIC 継続運転に与える影響はない。</u>
RCIC 室温上昇	RCIC のハードウェア設計で想定している環境の最高温度は 100℃である。SBO では換気空調系が停止しているため、RCIC 室温が 100℃を超える可能性が考えられる。	RCIC 室内の発熱と RCIC 室躯体からの放熱の熱バランスから、換気空調系停止後の RCIC 室の最高温度は約 66℃と評価され、RCIC ハードウェアの設計上想定している環境温度の上限値である 100℃を下回る。したがって、 <u>RCIC 室温上昇が RCIC 継続運転に与える影響はない。</u>
中央制御室温上昇	中央制御室の RCIC の制御盤の設計で想定している環境の最高温度は 40℃である。SBO では換気空調系が停止するため、中央制御室温が 40℃を超える可能性が考えられる。	中央制御室内の制御盤からの発熱と中央制御室躯体からの放熱の熱バランスから、換気空調系停止後の中央制御室の最高温度は約 37℃と評価され、制御盤の設計上想定している環境温度の上限値である 40℃*を下回る。したがって、 <u>中央制御室温上昇が RCIC 継続運転に与える影響はない。</u>

※使用環境の温度が 40℃を超えた場合であっても、直ちに動作不良等を引き起こすものではない。

常用系と非常用系で共用しているサポート系において、常用系機能喪失と常用系隔離失敗(隔離弁故障等)が重畳する場合の取り扱い

今回の設置許可変更申請に伴って実施した、柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の PRA(以下、「今回の PRA」という。)において考慮しており、常用系と非常用系の間に隔離弁を有するサポート系としては、原子炉補機冷却系(以下、「RCW」という。)がある。(表 1 及び図 1 参照)

今回の PRA では、起因事象「従属性を有する機器の機能喪失」において RCW または原子炉補機冷却海水系(以下、「RSW」という。)の 1 系列の機能喪失を、考慮しているほか、システム信頼性解析(フォールトツリー)においても RCW をモデル化しており、これらをイベントツリーに組み込むことで事故シーケンスを評価している。

以下に、起因事象及びシステム信頼性解析における、常用系と非常用系間の隔離弁の扱いを含めた RCW の取り扱いについて述べる。

①起因事象における扱い

起因事象の同定においては、RCW が機能喪失した場合、広範な緩和設備が合わせて機能喪失に至ることを考慮し、RCW の機能喪失を「従属性を有する機器の機能喪失」として抽出し、その発生頻度を評価している。

この発生頻度は、国内実績をもとに評価することとしているが、非常用系の RCW の機能喪失については発生した事例が無いことから、0.5 回として起因事象発生頻度を算出している。

RCW の機能喪失として、常用系からの冷却材の流出及び常用系と非常用系間の隔離弁による隔離¹の失敗によって非常用側の RCW の機能喪失が生じた場合、上記の発生実績に計上され、起因事象発生頻度に反映されることとなる。

以上の通り、発生した事例が確認されていないものの、常用系からの冷却材の流出等が生じた場合であって、常用系と非常用系間の隔離弁による隔離に失敗した場合の非常用系の RCW の機能喪失は評価に含まれる前提である。

なお、常用系からの冷却材の流出等が生じた場合であって、常用系と非常用系の隔離弁による隔離に成功した場合は、RCW の常用系の喪失によって失われるフロント系が、運転継続にもたらす影響を考慮して対応することとなる。今回の PRA においてこれに該当する系統にはオフガス系があり、RCW(C)による冷却

¹ RCW サージタンク水位低下(3L)信号によって常用系(制御棒駆動系ポンプ、計装用/所内用圧縮空気系空気圧縮機、オフガス系等)が、LOCA 信号(原子炉水位低(L1)及び D/W 圧力高)によって制御棒駆動系ポンプ、計装用/所内用圧縮空気系空気圧縮機を除く常用系が隔離される。

を必要とする。オフガス系が機能喪失した場合、非凝縮性ガスの蓄積によって主復水器の真空度が徐々に低下する。その後の状況に応じてプラントを手動停止する場合は、運転員操作のための時間余裕があり、主復水器を用いた除熱(常用系)以外の全ての緩和系に期待できることから、条件付炉心損傷確率は小さく、イベントツリーとしても通常停止のイベントツリーに包絡される。また、事象進展に伴い復水器真空度喪失に至った場合には、起因事象グループ「隔離事象」として考慮される。以上より、今回の PRA 及び事故シーケンスの抽出に与える影響は無いと考える。

②システム信頼性解析における扱い

今回の PRA では RCW(C)についてのみ、常用系と非常用系間の隔離弁をモデル化している。これは LOCA 時に C 系の非常用炉心注水系を冷却する際、RCW(C)についてはその冷却能力の関係上、冷却負荷を非常用系に限定する必要があることからモデル化しているものであり、LOCA 時に RCW(C)の常用系と非常用系間の隔離に失敗した場合、C 系の非常用炉心注水系には期待できないものとしている。

以上の通り、RCW による冷却に際して常用系の隔離が必要な場合については隔離弁をモデル化しており、隔離失敗が生じた場合にはフロント系が機能喪失するものとしている。

なお、RCW(A)及び RCW(B)であっても、仮に常用系からの冷却材の流出等が生じた場合、常用系を隔離する必要があるものの、PRA では RCW の使命時間中の冷却材の流出はモデル化していない。これは、RCW のうち、常用系を構成している機器は配管及び弁であり、使命時間中の配管破断及び弁の誤開等による系統外流出はその確率が十分に低いと考えられるためである。

以 上

表 1 各系統間の従属性

系統名		従属故障の可能性のある系統																				
		フロント系									サポート系											
		高圧系注水			原子炉減圧, 低圧系注水			格納容器除熱			非常用電源			系サポート系	非常用サポート系							
		給水系 ^{注1}	復水系 ^{注2}		復水系 ^{注2}		格納容器除熱			非常用電源			系サポート系	非常用サポート系								
除熱機能に期待する	除熱機能に期待しない	HPCF(B)	HPCF(C)	RCIC	ADS	高圧注水に期待する	高圧注水に期待しない	LPFL(A)	LPFL(B)	LPFL(C)	PCS	RHR(A)	RHR(B)	RHR(C)	D/G(A)	D/G(B)	D/G(C)	TCW	RCW(A)	RCW(B)	RCW(C)	
機能喪失系(サポート系)	給復水系	M/D-RFP																				
		HPCP																				
		LPCP																				
		AO, OG, TGS, CW, MSIV, TBV																				
	常用サポート系	TCW																				
		TSW																				
	非常用サポート系	RCW(A)																				
		RSW(A)																				
		RCW(B)																				
		RSW(B)																				
		RCW(C)																				
	換気空調系	HPCF(B) HVH																				
		HPCF(C) HVH																				
		RHR(A) HVH																				
		RHR(B) HVH																				
	交流電源	D/G(A)室 HVH																				
		D/G(B)室 HVH																				
		D/G(C)室 HVH																				
	直流電源	A系(常用)																				
		B系(常用)																				
C系(非常用)																						
D系(非常用)																						
E系(非常用)																						
直流電源	区分1																					
	区分2																					
	区分3																					

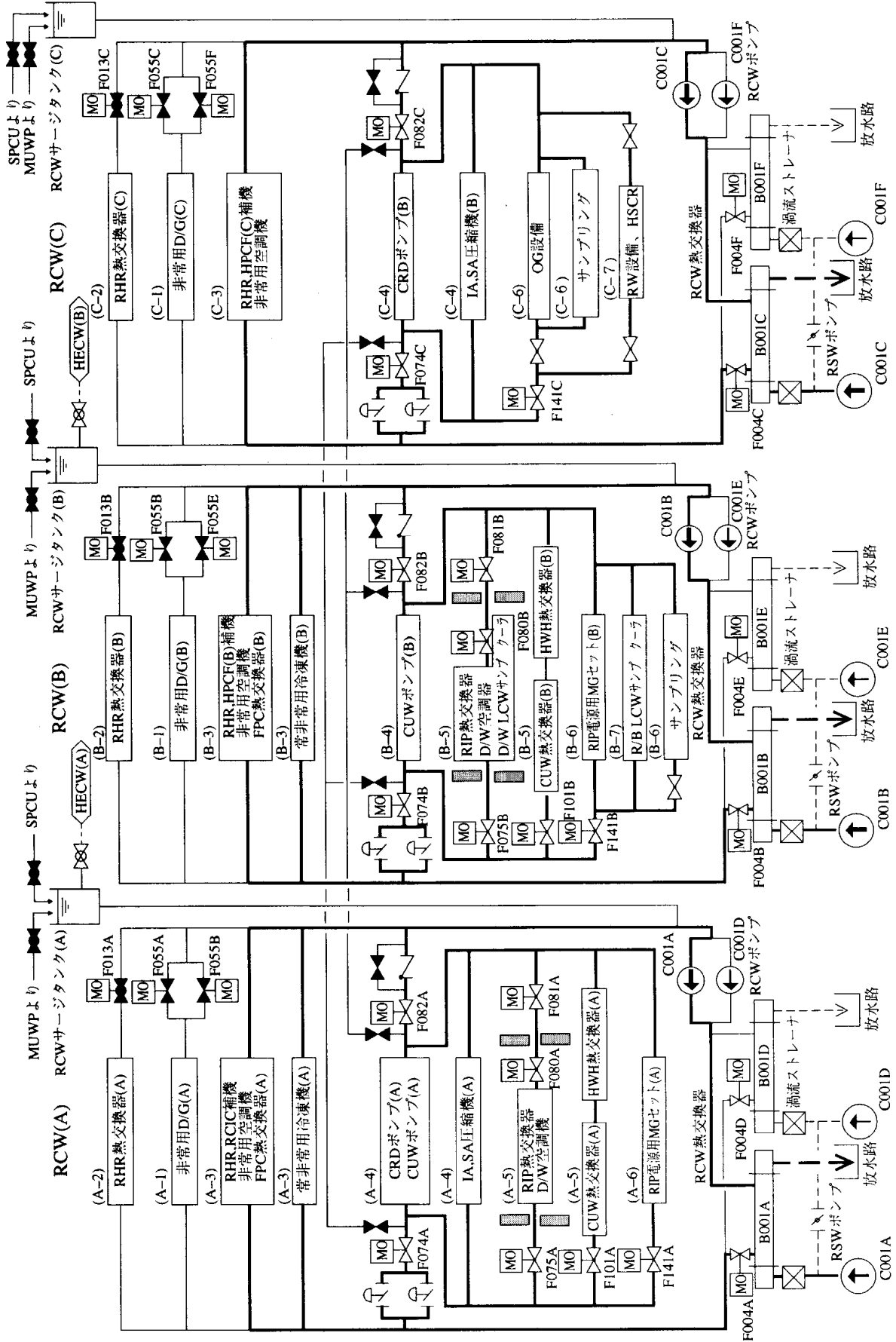


図 1. 原子炉補機冷却系の系統概要図

事故シーケンスの最終状態の分類の考え方

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、機能の喪失状況、プラントの状態に与える影響によって分類し、「事故シーケンスグループ」としてまとめている。

機能の喪失状況は、起因事象が発生した場合に、炉心損傷防止のために必要な安全機能として「原子炉停止機能」、「原子炉冷却機能(高圧注水、原子炉減圧、低圧注水)」、「格納容器熱除去機能」に着目している。

また、プラントの状態に与える影響については、起因事象が発生した場合に期待できる安全機能、事故進展過程における原子炉圧力の状態、及び事故進展の速さ等に注目している。

1. 原子炉停止機能

過渡事象または LOCA 事象の発生後、原子炉停止機能を喪失した場合に、原子炉を未臨界状態にできず炉心損傷(格納容器先行破損)に至る場合を 1 つの事故シーケンスグループとして分類する。(原子炉停止機能喪失/TC)

2. 炉心冷却機能

原子炉停止に成功した場合でも、炉心の冷却が行われなければ炉心損傷に至る。冷却手段として、高圧注水機能、原子炉減圧機能及び低圧注水機能があり、これらの機能の喪失状況およびプラントの状態(原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性等)に応じて以下の事故シーケンスグループに分類する。

- (1) 過渡事象発生後や通常停止の際に高圧注水機能と低圧注水機能を喪失し、炉心損傷に至る場合を 1 つの事故シーケンスグループとして分類する。(高圧注水・低圧注水機能喪失/TQUV)
- (2) 過渡事象発生後や通常停止の際に高圧注水機能と原子炉減圧機能を喪失し、炉心損傷に至る場合を 1 つの事故シーケンスグループとして分類する。(高圧注水・減圧機能喪失/TQUX)
- (3) LOCA が発生した後、注水機能を喪失し、炉心損傷に至る場合を 1 つの事故シーケンスグループとして分類する。(LOCA 時注水機能喪失)

なお、バウンダリの破損規模等に応じてプラントの状態が異なることから以下のグループに細分化する。

- a. 大 LOCA : 事象発生により原子炉が低圧状態となるため低圧注水の際に原子炉減圧が不要。(大 LOCA 後の炉心冷却失敗/AE)
- b. 中 LOCA : 冷却材の流出規模が大きく RCIC による注水には期待できないが、低圧注水のための原子炉減圧は必要。(中 LOCA 後の炉心冷却失敗/S1E)

c. 小 LOCA : 冷却材の流出規模が小さく RCIC による注水に期待可能。
(小 LOCA 後の炉心冷却失敗/S2E)

(4) 格納容器をバイパスし、冷却材が格納容器外に漏えいする場合(インターフェイスシステム LOCA)については、漏えい箇所を隔離した上での炉心冷却が必要となるが、隔離機能が喪失し、漏えいの継続により炉心損傷に至る場合を 1 つの事故シーケンスグループとして分類する。(格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA/ISLOCA))

3. 格納容器熱除去機能

原子炉冷却(注水)に成功している場合でも、格納容器熱除去機能を喪失した場合には、格納容器が原子炉からの水蒸気によって過圧され、破損に至る。格納容器が先行破損した後は安全機能が十分に機能しない場合も考えられることから、これを炉心損傷に至る 1 つの事故シーケンスグループとして分類する。(崩壊熱除去機能喪失/TW)

4. 安全機能のサポート機能

外部電源喪失の過渡事象の後、非常用電源などの電源の確保に失敗し、炉心損傷に至る場合を 1 つの事故シーケンスグループとして分類する。(全交流動力電源喪失/TB)

なお、全交流動力電源喪失は、事故進展速度、原子炉圧力状態等を考慮して以下のグループに細分化する。

(1) 非常用 D/G3 台が機能喪失した状態で、RCIC により原子炉注水は継続しているが、一定時間経過後にバッテリーが枯渇し、炉心損傷に至る場合。

(長期 TB)

(2) 非常用直流電源の機能喪失により非常用 D/G3 台と RCIC の起動に失敗し、短時間で炉心損傷に至る場合。(TBD)

(3) 非常用 D/G3 台が機能喪失し、さらに RCIC が機能喪失した場合で、原子炉が高圧状態で炉心損傷に至る場合。(TBU)

(4) 非常用 D/G3 台が機能喪失し、さらに S/R 弁再閉鎖に失敗することにより RCIC が機能喪失した場合で、原子炉が低圧状態で炉心損傷に至る場合。

(TBP)

以上より、イベントツリーの最終状態を表 1 に示す事故シーケンスグループに分類する。

以上

表 1 炉心損傷シーケンスグループの分類

炉心損傷事故シーケンス	事故シーケンスグループ
LOCA 発生後の炉心冷却失敗	LOCA 後の注水失敗
大 LOCA 後の炉心冷却失敗	AE
中 LOCA 後の炉心冷却失敗	S1E
小 LOCA 後の炉心冷却失敗	S2E
過渡変件事象発生後の給水系、高圧系及び低圧系による炉心冷却失敗	TQUV
過渡変件事象発生後の給水系及び高圧系による炉心冷却失敗かつ減圧失敗	TQUX
外部電源喪失後の電源喪失	TB
非常用 D/G3 台が機能喪失の状態、RCIC により炉心冷却を継続するが、バッテリーが枯渇し炉心損傷	長期 TB
バッテリーの故障により、非常用 D/G3 台の起動に失敗し炉心損傷	TBD
非常用 D/G3 台の起動に失敗し、さらに RCIC が機能喪失し、原子炉が高圧状態で炉心損傷	TBU
非常用 D/G3 台の起動に失敗し、さらに S/R 弁再閉鎖失敗により RCIC が機能喪失し、原子炉が低圧で炉心損傷	TBP
過渡変件事象/LOCA 発生後の格納容器からの熱除去失敗	TW
過渡変件事象/LOCA 発生後の原子炉停止失敗	TC
ISLOCA 発生後の破断箇所隔離失敗	ISLOCA

ホウ酸水注入系(SLC)の失敗確率

KK6/7号機のPRAでは、基本的にフォールトツリー(FT)によって系統の非信頼度を評価している。また、原子炉停止の緩和機能の1つとしてSLCに期待しており、これについてもFTを用いて非信頼度を評価している。

FTによる評価の内容を図1に示す。図1の通り、SLCの機能喪失に支配的に寄与しているのは起動失敗である。起動失敗の確率は人間信頼性解析によって算出^{※1}しており、SLCの起動が要求されるスクラム失敗事象からSLC起動までの時間的余裕が短いことや、運転員に高いストレスがかかる状況を考慮している。

FT上では点推定値としてSLC機能喪失の確率を [] と示した。なお、各系統の非信頼度については、モンテカルロ法を用いて平均値を算出しており、SLCの非信頼度の平均値は [] である。

※1 添付資料 3.1.1.g-3 参照

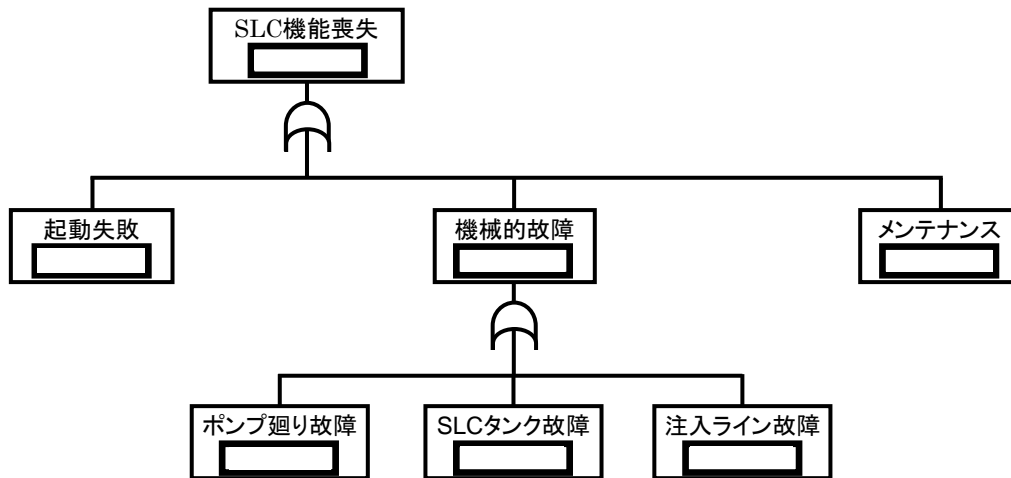


図1 フォールトツリーによるSLCのシステム信頼性評価のイメージ

サポート系が一部故障している場合の評価

柏崎刈羽6号炉および7号炉のフロントライン系とサポート系の依存性を表1に示す。次に、サポート系が一部故障した場合にフロントライン系に与える影響を以下に例示する。

1. 従属性の影響により機能喪失する例(図1)

高圧炉心注水系(HPCF(B))の機能喪失に係るフォールトツリーの概略を図1に示す。図1に示すとおり、HPCF(B)の動作にはサポート系として、HPCF(B)ポンプ等の駆動用電源として非常用交流電源D系、HPCF(B)ポンプ等の制御用電源として直流電源区分2、補機冷却系としてRCW(B)/RSW(B)、HPCF(B)のポンプ室空調を必要とする。

これらのサポート系が1つでも機能喪失するとHPCFは機能喪失となる。

2. 従属性の影響により信頼性が低下する例(図2, 3)

自動減圧系(ADS)の機能喪失に係るフォールトツリーを図2に、ADS機能付逃がし安全弁の構成イメージを図3に示す。図2に示すとおり、ADSの動作にはサポート系として、区分1直流電源(ADS(A)動作信号用電源)、区分2直流電源(ADS(B)動作信号用電源)のいずれかの電源を必要とする。

したがって、ADSの直流電源の片区分が機能喪失した場合には、ADS動作の際に期待できる信号が減少し、ADSの信頼性が低下するが、機能を維持している側の区分により動作は可能である。

以 上

表1 フロントライン系とサポート系の依存性

系統名		従属故障の可能性のある系統																
		フロント系										サポート系						
		高圧系注水					原子炉減圧, 低圧系注水					格納容器除熱			非常用電源			
		給水系	復水系	RCIC	ADS	LPFL(A)	LPFL(B)	LPFL(C)	PCS	RHR(A)	RHR(B)	RHR(C)	D/G(A)	D/G(B)	D/G(C)	TCW	RCW(A)	RCW(B)
機能を失う系統(サポート系)	給復水系	M/D-RFP																
		HPCP																
		LPCP																
		AO, OG, TGS, CW, MSIV, TBV																
	常用サポート系	TCW																
		TSW																
	非常用サポート系	RCW(A)																
		RSW(A)																
		RCW(B)																
		RSW(B)																
		RCW(C)																
		RSW(C)																
	換気空調系	HPCF(B) HVH																
		HPCF(C) HVH																
		RHR(A) HVH																
		RHR(B) HVH																
		RHR(C) HVH																
		D/G(A)室 HVH																
		D/G(B)室 HVH																
	D/G(C)室 HVH																	
交流電源	A系(常用)																	
	B系(常用)																	
	C系(非常用)																	
	D系(非常用)																	
	E系(非常用)																	
直流電源	区分1																	
	区分2																	
	区分3																	

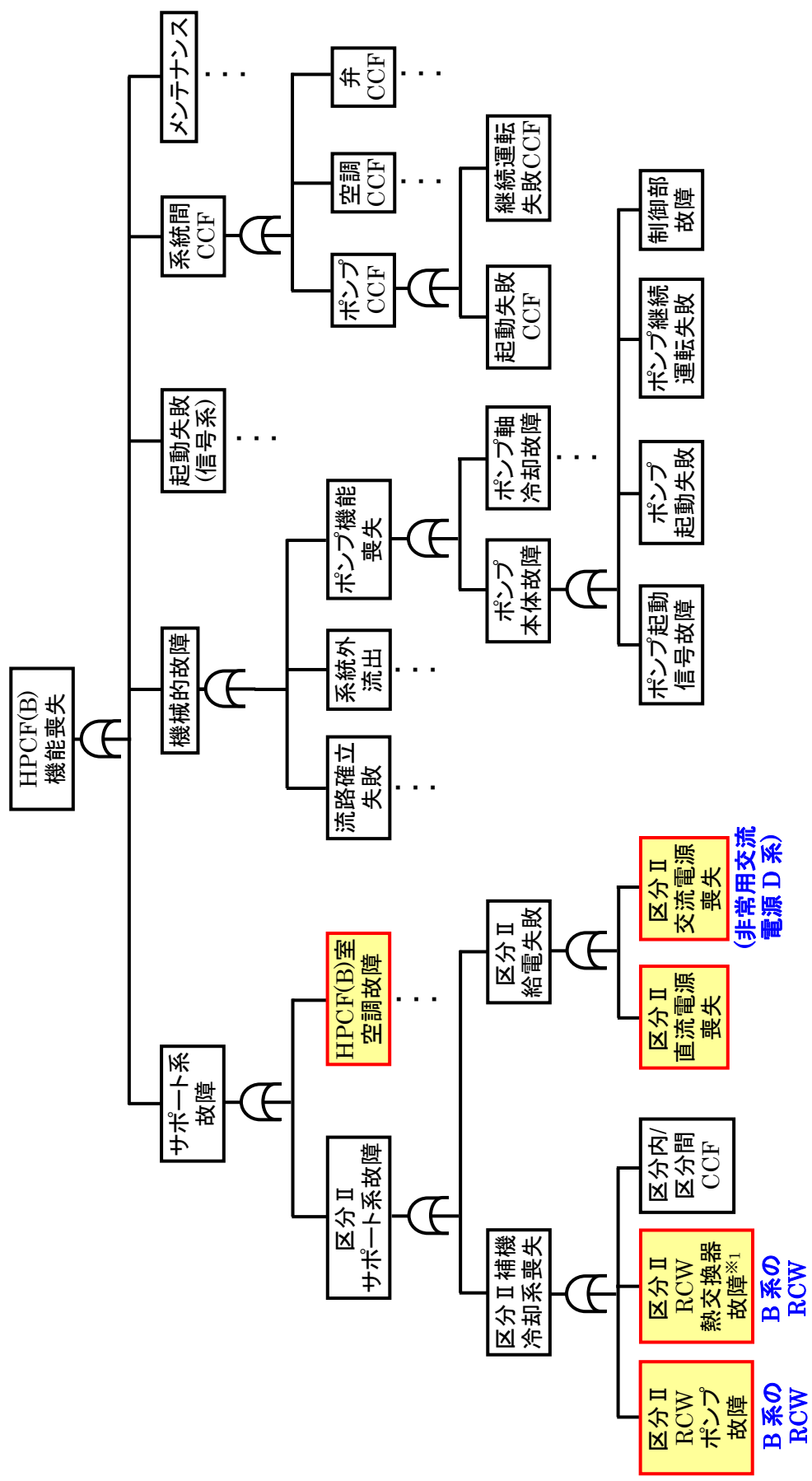


図1 HPCF(B)フォールトツリー概略図

※1 RCWの故障はRCW熱交換器の故障の下部に更にFTを展開してモデル化している。

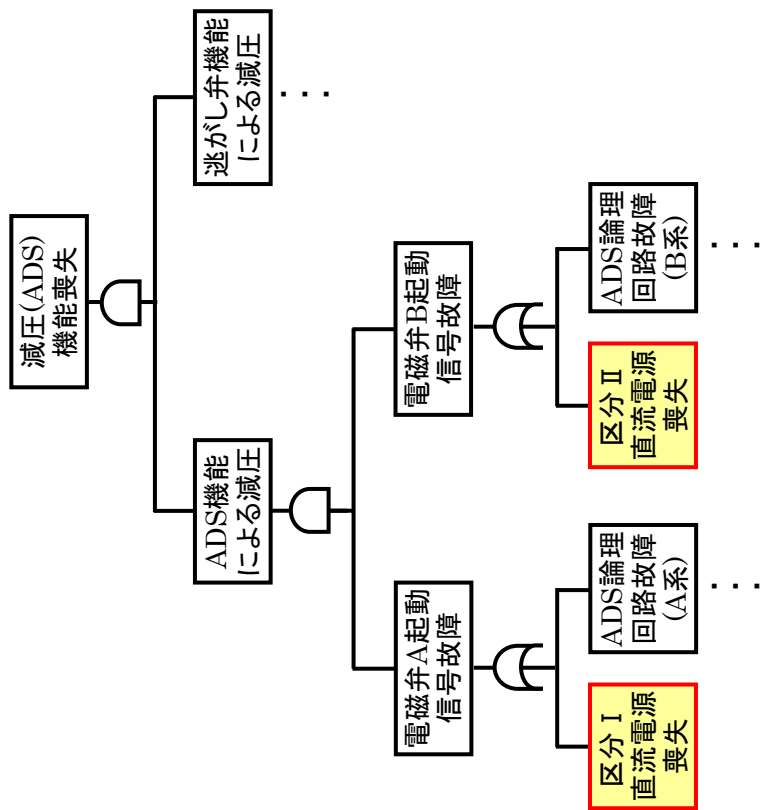


図2 ADS フォールトツリー概略図

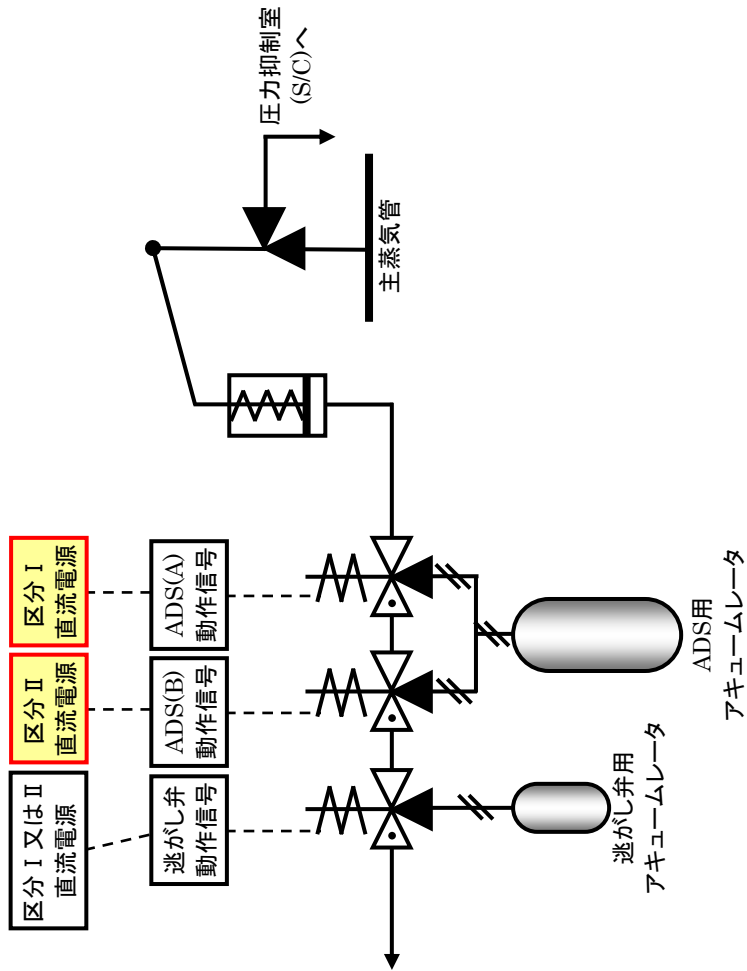
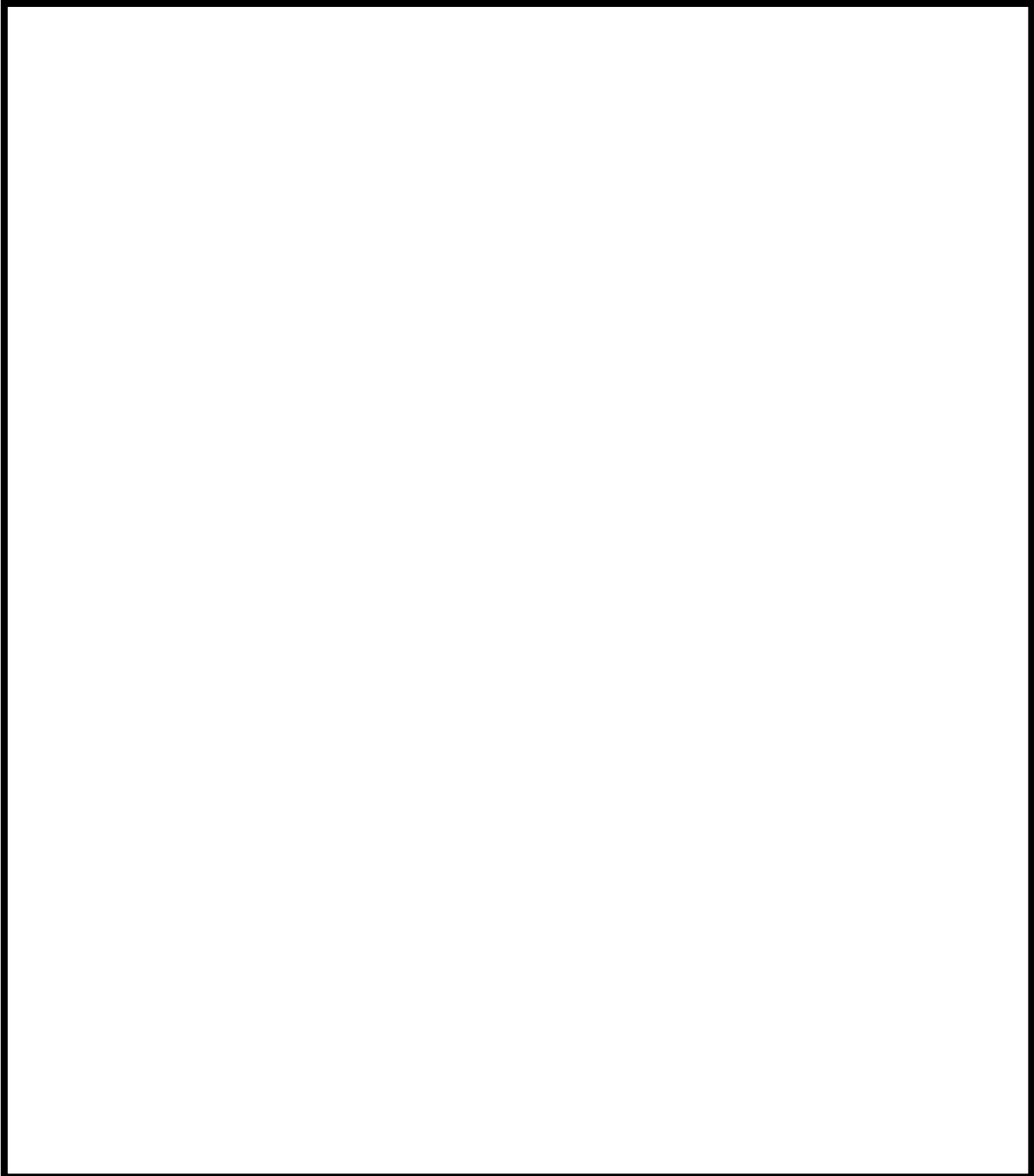


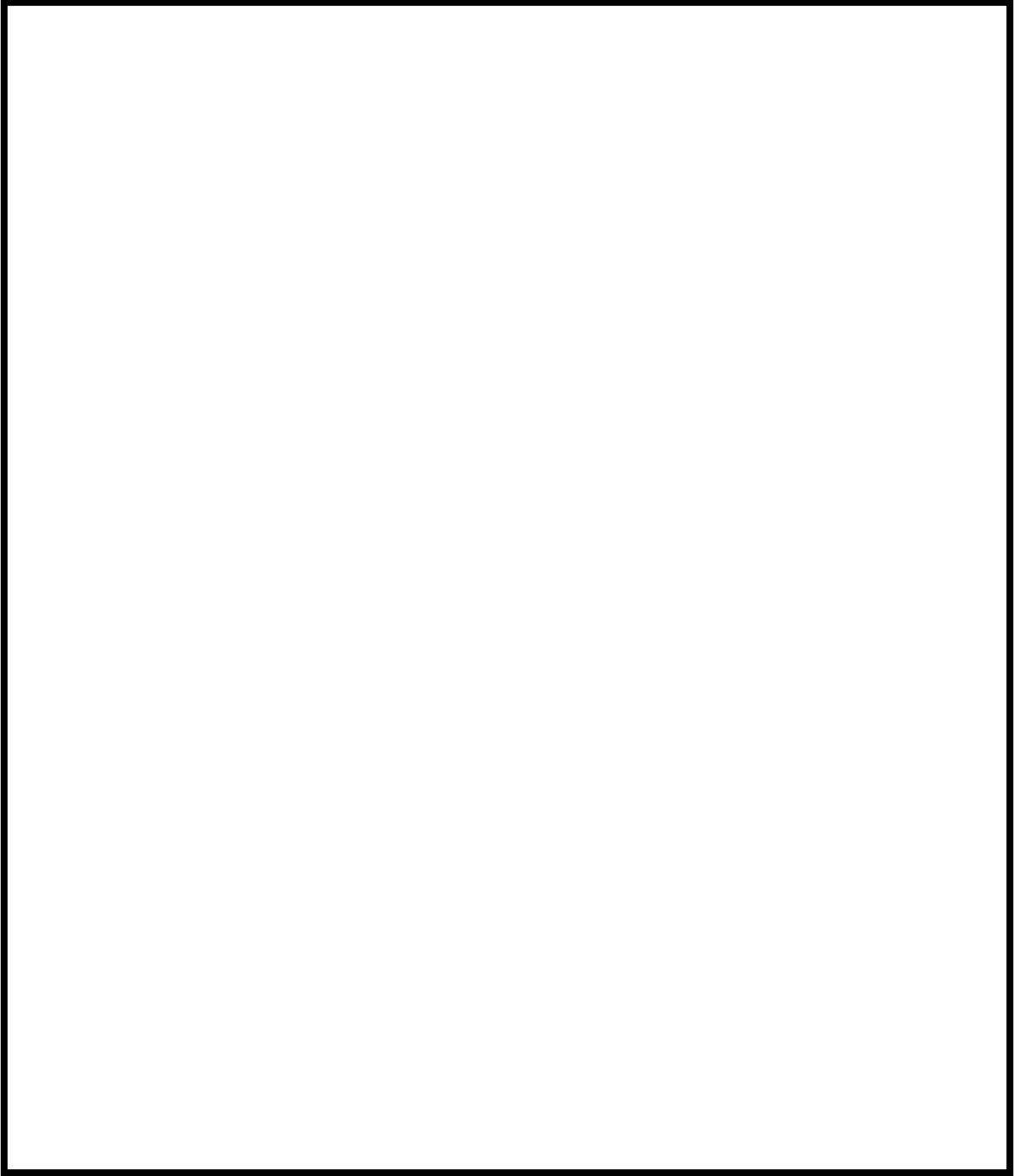
図3 ADS 機能付逃がし安全弁の構成イメージ

スクラム系(機械系)における原子炉停止失敗の定義

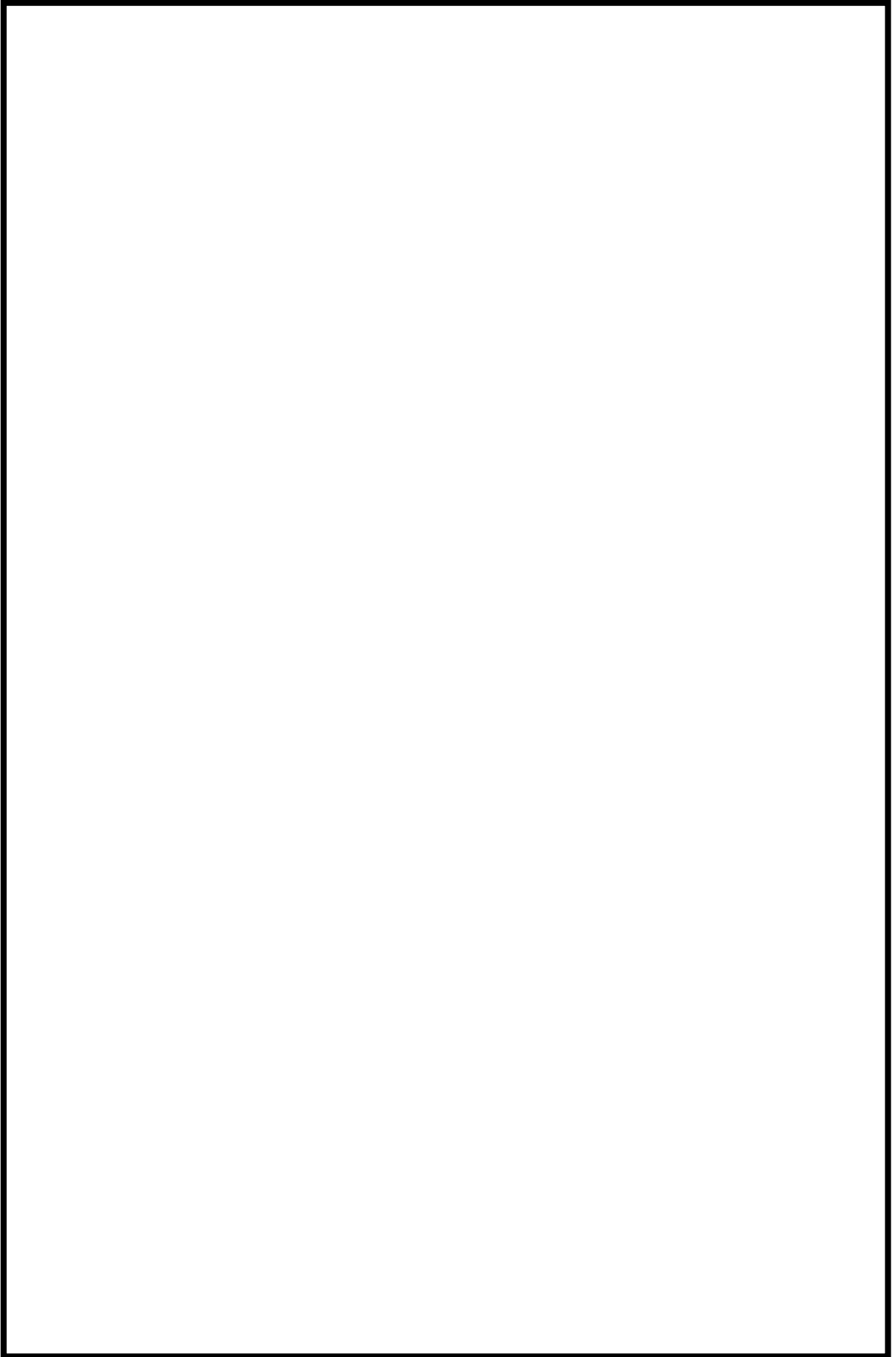
KK6/7号機のPRAにおけるATWSのイベントツリーではRPSやARIといったスクラム信号に関するヘディングと、スクラムの機械系に関するヘディングを設定している。スクラムに関する機械系の失敗については、
の制御棒の挿入に失敗すると未臨界へ移行できないという過去の知見^[1]をもとに、隣接の制御棒の挿入に失敗する確率としている。

以下に、隣接の制御棒の挿入に失敗する確率の評価の内容を述べる。





以 上



故障率データが整備されていない機器の故障率の扱い

(1) 21 ヶ年データから故障率データ代用する理由

本評価で用いる機器の故障率のうち、国内 21 ヶ年一般機器故障率^[1](21 ヶ年データ)で整備されていない機器については、各機器の特性を考慮した上で、21 ヶ年データに記載された別の機器の故障率で代用している。21 ヶ年データから代用した理由は、国内外に引用可能なデータベースを確認できなかったこと、及び、我が国で要求される品質を確保するように管理(メンテナンス頻度等)されている機器という点では 21 ヶ年データに故障率が示されていない機器も同様であると考えられることから、故障率は 21 ヶ年データから代用することが適切と考えたためである。

本 PRA 評価で故障率を代用している機器の一覧及び代用可能とした理由を表 1 に示す。

なお、故障率のデータのない機器については、データの整備が今後の課題である。現在原子力安全推進協会(JANSI)にて当該データの整備に関する取り組みが検討されていることから、今後新たにデータが得られた際にはその活用を検討する。

(2) 海外文献の調査結果

本評価において、21 ヶ年データから故障率を代用した機器(表 1 参照)について、他のデータベース^{[2]~[7]}を調査し、故障率の有無及び故障率が掲載されている場合はその代用の可能性を検討した。調査したデータベースの概要を表 2 に、調査結果の詳細を表 3 に示す。

調査の結果、21 ヶ年データから故障率を代用した機器のうち、他のデータベースに比較可能な故障率が示されていた機器は圧縮機、復水器、中性子束検出器であり、他の機器については示されていなかった。なお、制御弁については、一部の他のデータベースで機器故障率が記載されているが、国内プラントの制御弁と同等な機構のものを指すか確認できなかった。

このうち、圧縮機の故障率について他のデータベースと今回代用した 21 ヶ年データの電動ポンプの故障率を比較すると、 $10^1 \sim 10^3$ 程度他のデータベースの方が高い値を示している。データベース間の傾向を確認する観点から、電動ポンプの故障率について他のデータベースと 21 ヶ年データを比較すると、最大 30 倍程度他のデータベースの方が高い値を示している。

また、中性子検出器の故障率について他のデータベースと今回代用した 21 ヶ年データの放射線検出器の故障率を比較すると、 10^2 程度他のデータベースの方が高い値を示している。データベース間の傾向を確認する観点から、放射線検出器の故障率について他のデータベースと 21 ヶ年データを比較すると、

10²程度他のデータベースの方が高い値を示している。

復水器の故障率について他のデータベースと今回代用した21ヵ年データの熱交換器の故障率を比較すると、10³程度他のデータベースの方が高い値を示している。データベース間の傾向を確認する観点から、熱交換器の故障率について他のデータベースと21ヵ年データを比較すると、10²程度他のデータベースの方が高い値を示している。

この様に、同じ機器で比較しても他のデータベースの方が高い傾向にあり、圧縮機と中性子検出器のみ他のデータベースの値を採用することは、全体的なリスクの傾向を把握する上でバランスを欠いた評価となる恐れがあるため、適切ではないと考える。

(3) 参考文献

- [1] 「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」,(社)日本原子力技術協会 平成21年5月
- [2] “Industry-Average Performance for Components and Initiating Events at U.S.Commercial Nuclear Power Plants (NUREG/CR-6928)”, U.S. NRC, February 2007.



以 上

表 1 故障率データを代用している機器の一覧と点検周期等の類似点

21 カ年データに故障率がない機器		点検内容	点検周期	想定故障モード
圧縮機	本格点検	3 サイクル	冷却機能喪失(軸受性能劣化, 疲労割れ等), バウンダリ喪失(腐食, Oリング劣化等)	
冷却器, 復水器	内部点検	1 サイクル	閉塞, リーク	
スパー ジヤ	外観点検	1 サイクル	閉塞	
制御弁	各部位点検 手入・校正	1 サイクル	性能劣化(特性変化) 絶縁特性低下 動作不良(磨耗, 腐食) 閉塞, リーク	
中性子束 検出器	外観点検 特性試験	1 サイクル	性能劣化(特性変化)	

表 2 調査したデータベースの概要

文献名	21 年 データ ^[1]	NUREG/CR -6928 ^[2]
発行元	原子力安全 推進協会	U.S.NRC
発行年	2009	2007
分野	原子力発電所の PRA 関係	原子力発電所の PRA 関係
概要 ・ 目的	国内原子力発電 所の PRA パラ メータ(機器故 障率)の提供	SPAR ^{※1} モデルの パラメータとし て、機器故障率等 を提供
収集期間	1982 年度～ 2002 年度	1988 年～2002 年
データ 収集対象	国内の原子力発 電所 計 49 基	非公開
対象機器	PRA で考慮さ れる主要な機器 (電気品, 機械 品, 計装品等)	PRA で考慮され る主要な機器(電 気品, 機械品, 計 装品等)
データ ソース	NuCIA(原子力 施設情報公開ラ イブラリー)	EPIX, 過去の研 究成果, メーカー データベース等

※1 Standardized Plant Analysis Risk

表 3 他のデータベースの調査結果と故障率

21 年データベースに 故障率がない機器	他のデータベースでのデータ有無

[d] : デマンド



中性子束検出器のモデル化について

中性子束検出器は局部出力領域モニタ(LPRM)に用いられており、これが係わる緩和系は中性子束高高スクラム信号を発する原子炉保護系(RPS)である。中性子束高高スクラム信号は、図1に示すとおり、各LPRM信号の平均値を演算し、4区分からなる平均出力領域モニタ(APRM)より発せられる。

RPSのフォールトツリーでは、中性子束高高スクラム信号に係わる失敗要因としてAPRMの各チャンネルをグループ化(図1における点線部)してモデル化している。APRMの各チャンネルには52chのLPRM信号が入力されているが、LPRM信号は日常監視下にあり、仮にLPRMに故障が発生しても直ちに故障を検知し、故障したLPRMをバイパスすることができる。このように、LPRMの故障が中性子束高高スクラム信号に与える影響は小さいが、グループ化したAPRMの故障率として、構成機器であるLPRM検出器(中性子束検出器)及びAPRMの故障率の大きさを考慮し(表1)、保守的にLPRM検出器1つで代表したモデルとしている。

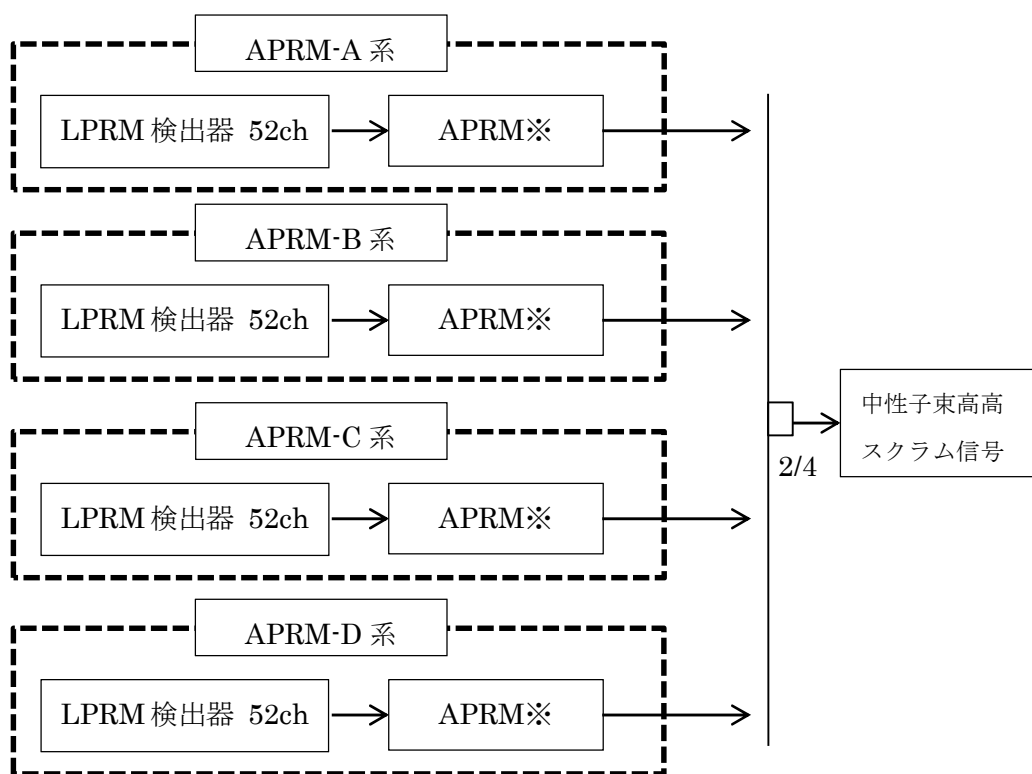
以 上

表 1 構成機器の故障率

機器	21 カ年データ※1	故障率[h]
LPRM 検出器 (中性子束検出器)	放射線検出器※2(不動作)	3.4×10^{-8}
	放射線検出器※2(高出力/低出力)	7.3×10^{-8}
APRM	警報設定器(不動作)	2.3×10^{-9}
	警報設定器(誤動作)	9.5×10^{-9}

※ 1 : 有限責任中間法人, 日本原子力技術協会「故障件数の不確かさを考慮した国内一般機器故障率の推定」(平成 21 年 5 月)

※ 2 : LPRM 検出器(中性子束検出器)の故障率が 21 カ年データにないため, 同機器の故障率には類似機器である「放射線検出器」を代用している。



※ APRM ユニット, LPRM ユニットで構成

図 1 中性子束高高スクラム信号の RPS ロジック

保守作業に伴う待機除外の考え方と実績との比較

KK6/7号機のPRAでは、運転中の保守作業に伴い、当該系統が待機除外となっている確率を考慮して、系統の非信頼度を評価している。これについて、本評価における待機除外の考え方と、これまでの運転実績をもとに今回検討した待機除外確率との比較結果を次に示す。

(1)保守作業による待機除外確率

定例試験(サーベランス)や、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待機除外確率 q_{mu} の算出には以下の式を用いた。

$$q_{mu} = \sum_i (\lambda_{mui} \cdot T_{mui})$$

ここで、各パラメータは以下の通りに設定している。

λ_{mui} : サーベランス試験等によって異常の発見が可能な機器 i の異常発生頻度(NUREG/CR-2815を参照し、機器故障率の10倍をメンテナンス頻度として設定。これは、故障率は系統の機能喪失に至る程度の故障を扱っていることに対し、メンテナンスは系統の機能喪失に至らない様な軽微な異常でも実施されるケースが多いと考えられることによるものである。)

T_{mui} : 機器 i の平均修復時間(表1参照)

表1 平均修復時間及びその出典

機器	平均修復時間	出典
ポンプ※1	19時間	
弁	7時間	
非常用ディーゼル発電機(D/G)	20時間	

※1 ファンの平均修復時間はポンプの平均修復時間で代用している。

(2)待機除外を評価する上で対象とした機器

--

表 2 保守作業による待機除外確率の算出例

--

(3) 運転実績との比較(本評価における待機除外確率の妥当性)

(1)の評価方法を用いた KK6/7 号機の各系統の待機除外確率の評価結果と、国内 BWR の運転実績から評価された待機除外確率^[1]を表 3 に示す。比較が可能な RCIC、RHR、非常用 D/G を見ると、2 つのデータはほぼ同程度のオーダーであることから、本評価で用いた待機除外確率の適用については問題ないものとする。

表 3 保守作業による待機除外確率の比較

系統	今回の KK6/7 号機の評価に用いた値	国内 BWR の運転実績をもとにした値 ^[1]
ほう酸水注入系(SLC)		—
高圧注水系(HPCF)		—
原子炉隔離時冷却系(RCIC)		7.39×10^{-4}
低圧注水系(LPCS)		1.53×10^{-4}
残留熱除去系(RHR)		3.09×10^{-5} ※2
原子炉補機冷却系(RCW)		—
原子炉補機海水冷却系(RSW)		—
非常用ディーゼル発電機(D/G)		5.57×10^{-4}

※2 RHR(A), (B)の評価結果を示す。

(4)非常用 D/G の平均修復時間に関する至近の実績との比較

KK6/7 号機の PRA では表 1 に示す通り、非常用 D/G の平均修復時間を 20 時間としている。一方、電力中央研究所の報告書^[1]には、1998～2007 年度における国内 BWR 及び PWR の、非常用 D/G の LCO 逸脱事象の収集結果がまとめられており、待機除外回数が 32 回、総待機除外時間が 1525.1 時間と示されている。これをもとに非常用 D/G の待機除外 1 回あたりの待機除外時間を算出すると約 48 時間となり、この値は今回の PRA で用いた平均修復時間よりも長い。

仮にこの値を用いて非常用 D/G の待機除外確率を求めると今回の PRA で用いた待機除外確率の約 3 倍(3×10^{-3})となる。しかしながら、仮に 3 倍の待機除外確率を用いたとしても、非常用 D/G のシステム信頼性解析(フォールトツリー分析)において、支配的な要因は非常用 D/G の機械的故障(7×10^{-3})であり、待機除外確率を用いている基事象が支配的とはならないことから、今回の PRA の結果に与える影響は小さいと考えられ、シーケンス選定の結果に与える影響は無いと考える。

- [1] 「ベイズ統計学に基づくアンアベイラビリティ推定法の開発 -新しい推定理論と国内 BWR 待機除外データを用いた推定例- 研究報告 : L08009」 平成 21 年 5 月 電力中央研究所

以 上

共通原因故障パラメータを適用している系統

本 PRA では、系統の信頼度を基本的にフォールトツリー(FT)で評価している。また、本 PRA では、共通原因故障(CCF)をポンプ、弁、計測制御機器等の機器に対して適用している。

HPCF、RHR、非常用電源等の多重化された系統を FT でモデル化する場合は、上記のポンプや弁等の機器について、基本的に多重化された複数の系統が共通原因故障の要因をもつ同種の機器を用いているものとして、系統間 CCF を適用している。

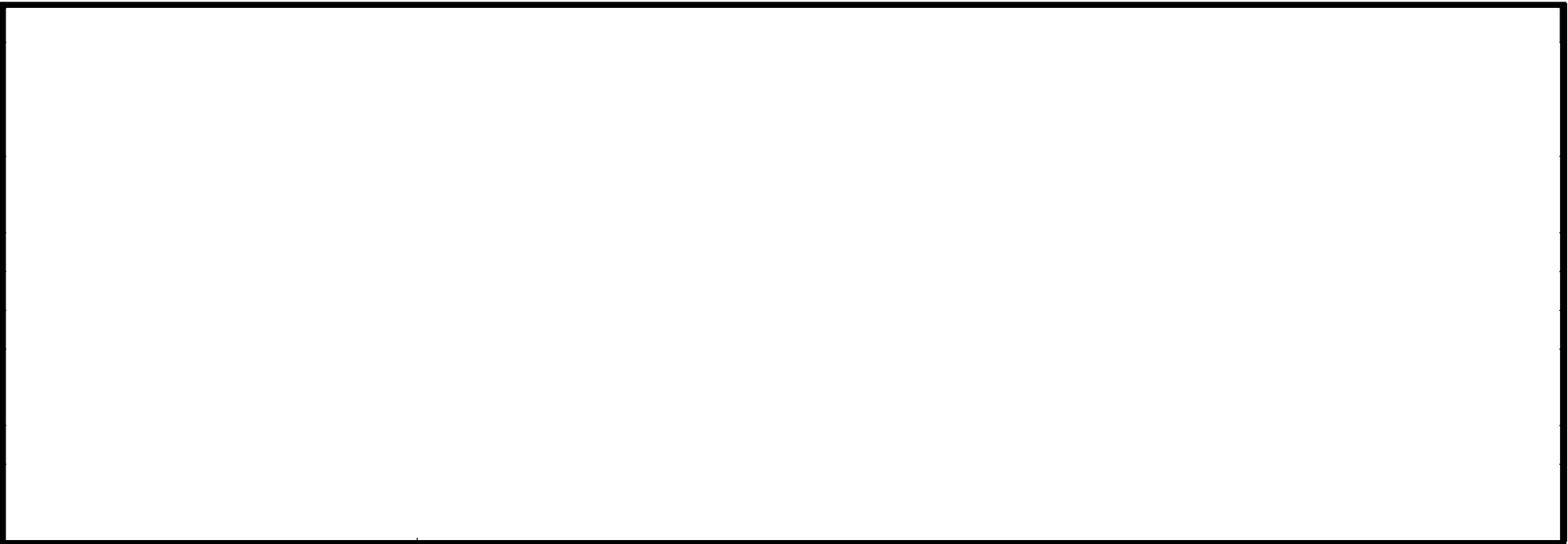
SLC や RCIC 等、系統として多重化されていないものについても、SLC では A、B の 2 つの注入ポンプについての共通原因故障を考慮しているほか、RCIC では起動/停止に係わる信号系の共通原因故障をモデル化している。

この様に基本的に全ての系統について系統内或いは系統間のいずれか又は両方で CCF を適用している。各系統において共通要因故障を考慮している機器の例を表 1 に示す。

以 上

表 1 各系統において共通要因故障を考慮している機器の例

系統又は機能の名称	共通要因故障を考慮している機器の例



共通要因故障に関する MGL パラメータ適用の考え方

1. 共通原因故障の同定

システム内において、同一または異なる区分間で、多重性を持たせるために用いられる機器については、学会標準に基づき、(a)共通原因故障の発生要因、(b)動的機器の動的故障モード、(c)故障実績を考慮し共通原因故障を同定している。

各項の説明を以下に示す。

(a) 共通原因故障の発生要因

共通原因故障(CCF)をモデル化するには、CCF のモード及び CCF を考慮する機器グループ(Common Cause Component Group : CCCG)*を図 1 に示す手順で設定する。また、これらの設定に際しては、表 1 に照らして各機器の属性を整理する。

一方で設定にあたり、実際にどの程度共通の属性を有していれば CCCG と考えるのか、どの共通事項(例えば、トリップユニットであれば、メーカーよりも定検時の校正エラーが主要因と考えられる)を重視すべきか等、判断が困難な面もある。

これらを鑑み、本PRAでは、CCCGを広めに設定することとし、図1の3つ目の手順でCCCGを設定している。本PRA では、メーカーの相違等、共通の属性の調査結果からのCCCGのスクリーニングは実施していない。

なお、CCCG を広く設定することは、炉心損傷頻度の算出に関して保守的な取り扱いとなる。

※ フォールトツリーのモデル化を行う場合に共通原因故障を考慮する機器のグループ

(b) 動的機器の動的故障モード

動的機器と静的機器およびそれらの故障モードによって、共通原因故障の可能性は異なると考えられる。したがって、これらを区別して共通原因故障の適用性を検討した。

また、動的機器については、動的故障モードと静的故障モードに区別して検討する。動的故障モードとはポンプの起動失敗、弁の開失敗等であり、静的故障モードとはリーク、閉塞等である。動的機器の故障モードは、共通原因故障の発生する可能性が比較的高いと考えられることから、動的機器の動的故障モードに対しては共通原因故障を考慮する。電動弁の閉塞等、動的機器の静的故障モードはこれに該当しない。

(c) 故障実績

故障実績があるものに対しては共通原因故障を考慮した。

2. 本評価で用いた共通原因故障パラメータ

共通原因故障をモデル化する機器および故障モードに適用可能なパラメータを設定する。共通原因故障パラメータとしては、 β ファクタモデル、MGLモデル、 α ファクタモデル、BFRモデルが比較的広く使用されているが、冗長性が高い系の解析に対応しており、原子力プラントにおいて広く使用実績のある共通原因故障パラメータであるMGLモデルを使用している。

評価に用いたMGLパラメータを表2に示す。これらのパラメータはNUREG等の文献を基に設定している。

共通原因故障因子については、機器故障率と同様に、国内プラントの実績に基づくデータを本来は使用すべきである。しかし、2013年10月時点では、(財)電力中央研究所にて共通原因故障因子の検討はなされているが、機器故障率のように広く議論され認知されたものではないため、本評価では表2に示すように使用実績のある海外文献の β ファクタ及び γ ファクタを使用している。

3. 共通原因故障因子の適用における故障モードの考慮

共通原因故障因子について、本評価では従前より適用実績のある海外文献に基づくデータを用いた。一方で故障モード毎の共通原因故障因子をまとめた文献としては、NUREG/CR-5497の改訂版であるCCF Parameter Estimations 2010がある。表4にこれらの値を示す。

表4の通り、ポンプの継続運転失敗はCCF Parameter Estimations 2010と本評価で用いた値がほぼ同等であるものの、他の値はCCF Parameter Estimations 2010の方が低い値を示している。本評価のFV重要度の上位3つがRCWポンプの継続運転失敗、RSWポンプの継続運転失敗、RSWポンプの起動失敗の共通原因故障であることを考慮すると、CCF Parameter Estimations 2010を用いる場合、全炉心損傷頻度は小さく評価されるものと考えられる。

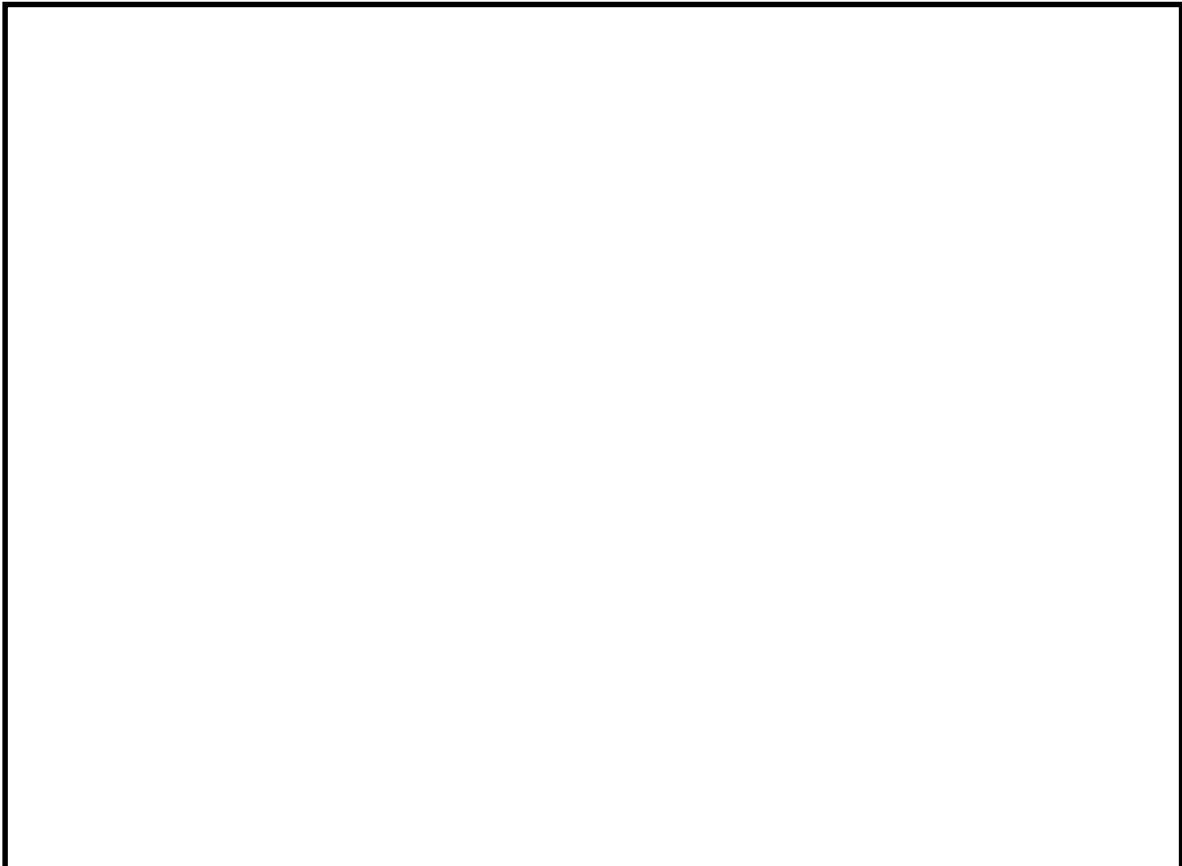
また、故障モード毎に共通原因故障因子を設定すると、カットセットや重要度の評価結果には、故障モード毎のCCFが表れることとなる。共通原因故障の対策を、故障モードを考慮して検討する場合には、故障モード別の共通原因故障因

子を用いた分析が有益であると考えているが、今回の PRA をもとに事故シーケンスを選定して実施する有効性評価では、喪失した系統機能を重大事故等対処設備で代替するため、喪失する系統の機器の故障モードに着目しても、有益な分析とはならないものと考えている。

一方で、共通原因故障を PRA で考慮する点に違いは無いため、抽出される事故シーケンスに相違が生じることはなく、重要事故シーケンスの選定においても、「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」における重要事故シーケンス選定の着眼点 a を踏まえた選定の考え方に影響することはない。

本来は、機器故障率と同様に国内プラントの実績に基づくデータを使用することが望ましいと考える。また、故障モードも考慮に入れて評価することが望ましいと考える。これについて、現在(財)電力中央研究所にて国内データに基づく値の検討が実施されており、ここでは機器の故障モード別の共通原因故障因子が提示される見込みである。この様な状況を踏まえ、今後は本データの整備状況に応じて、PRA への取り込みを検討していく。

4. 共通原因故障確率の計算



以 上

表 1 CCF を考慮する際に着目する機器の属性

属性	説明
機器の型式	
機器の機能	
機器の製作者	
機器の環境	
機器の運転モード	
試験・保守の手順	

表 2 共通原因故障因子

機器タイプ	β ファクタ	γ ファクタ	参考文献
ポンプ	0.039	0.520	NUREG/CR-1205 Rev.1
弁	0.13	0.565	NUREG/CR-1363 Rev.1
D/G	0.021	0.51	NUREG-1150
計装/制御機器	0.082	0.67	NUREG/CR-2771
リレー (スクラムコンタクタ)	0.05	0.1	SECY-83-293
蓄電池	0.008	0.5	NUREG-1150

※ γ ファクタは、共通原因故障によって多重故障(2重以上)が発生したとき、それが3重以上の故障である条件付確率

表 3 NUREG/CR-1205 table 10

Type of Event	Category												Total	%
	Running		Alternating		Motor-Driven		Turbine-Driven		Diesel-Driven		Subtotal			
	Faults	%	Faults	%	Faults	%	Faults	%	Faults	%	Faults	%		
Random	19	17	91	26	30	32	93	27	4	25	187	29	297	27
Recurring	15	14	121	35	12	4	50	14	--	--	62	10	198	18
Common Cause	6	5	5	1	3	1	6	2	--	--	9	1	20	2
Recurring Common Cause	--	--	36	10	1	<1	--	--	--	--	1	<1	37	3
Command Faults	37	34	64	18	91	33	106	30	4	25	201	31	302	27
Recurring Command Faults	9	8	16	5	40	14	65	19	7	44	112	17	137	12
Common Cause Command Faults	20	18	13	4	31	11	21	6	1	6	53	8	86	8
Recurring Common Cause Command Faults	4	4	4	1	11	4	7	2	--	--	18	3	26	2
Total	110		350		279		348		16		643		1,103	



表 4 各文献の共通原因故障因子

機器	共通原因故障因子の参照元等		β	γ	σ	
ポンプ	本評価で適用した値			3.9×10^{-2}	5.2×10^{-1}	1
	CCF Parameter Estimations 2010	継続運転失敗	CCCG-2	3.36×10^{-2}	—	—
			CCCG-3	4.14×10^{-2}	1.83×10^{-1}	—
			CCCG-4	4.30×10^{-2}	3.43×10^{-1}	1.56×10^{-1}
	起動失敗	CCCG-2	2.45×10^{-2}	—	—	
		CCCG-3	2.31×10^{-2}	4.18×10^{-1}	—	
		CCCG-4	2.27×10^{-2}	4.49×10^{-1}	3.56×10^{-1}	
弁	本評価で適用した値			1.3×10^{-1}	5.65×10^{-1}	1
電動弁	CCF Parameter Estimations 2010	開閉失敗	CCCG-2	9.46×10^{-3}	—	—
			CCCG-3	1.05×10^{-2}	2.12×10^{-1}	—
逆止弁	CCF Parameter Estimations 2010	開失敗	CCCG-2	0	—	—
			CCCG-3	0	0	—
非常用ディーゼル発電機	本評価で適用した値			2.1×10^{-2}	5.1×10^{-1}	
	CCF Parameter Estimations 2010	起動失敗	CCCG-2	1.08×10^{-2}	—	
			CCCG-3	8.41×10^{-3}	3.98×10^{-1}	
		継続運転失敗	CCCG-2	2.24×10^{-3}	—	
	CCCG-3		4.40×10^{-3}	9.84×10^{-3}		



図 1 CCF のモデル化の手順

ストレスファクタの適用の考え方とその影響

1. ストレスファクタの適用の考え方

運転員のタスク遂行の過誤確率は、運転員の熟練度やストレスなどの行動因子によって大きく影響されるため、それらを考慮した補正係数(ストレスファクタ)を用いて評価を実施している。

人的過誤確率へのストレスファクタは表 1 に示すように 7 つに分類され、さらに運転員の熟練度により 2 つに分類される。作業負荷が低い場合は注意力が散漫になり、逆に作業負荷が高い場合には人間の通常業務遂行能力の限界に近づいている又は越えている為にタスク遂行の妨害となるため、その作業に対する増倍係数を設定している。また、極端にストレスレベルが高い場合は情緒的反応が生じるなどタスク遂行に非常に妨害となることから、固定値を用いて評価を実施する。



2. ストレスファクタの設定が炉心損傷頻度にもたらす影響

ストレスファクタは人的過誤確率を評価する際の補正係数として用いている。評価した人的過誤確率は、システム信頼性解析で用いるフォールトツリー(FT)に基事象として組み込んでいる。ここでは ATWS 時及び大 LOCA 時の RHR(A) による格納容器除熱を例に、ストレスファクタの変動が炉心損傷頻度にもたらす影響について示す。

ATWS 時の RHR(A) の FT を図 1 に、過渡事象及び LOCA 時の RHR(A) の FT を図 2 に示す。

RHR(A) のシステム信頼性に対する起動操作失敗の影響について、図 1 からは、ATWS 時には起動操作失敗が RHR(A) の非信頼度の 82% 程度を占めることが分かる。また、図 2 からは、過渡事象及び LOCA 時には起動操作失敗が RHR(A) の非信頼度に占める割合が 2% 程度であることが分かる。

過渡事象及び LOCA 時については、起動操作失敗が RHR(A) の非信頼度に占める割合が小さいことから、ストレスファクタを数倍程度変動させてもその影響は小さく、炉心損傷頻度にもたらす影響は小さいと考えられる。

ATWS 時は起動操作失敗が RHR(A) の非信頼度に占める割合が大きいことか

ら、ストレスファクタを数倍程度変動させると RHR(A)の非信頼度に影響すると考えられる。但し、ATWSはその発生頻度が小さいことから、ATWS を経て炉心損傷に至るシーケンスの炉心損傷頻度の全体に占める割合は小さい。

上記の様に、ストレスファクタを数倍程度変動させても、炉心損傷頻度全体にもたらす影響は小さいと考えられる。

表 1 ストレスと熟練度による人的過誤確率への補正係数及び対象タスクの例

項目	ストレスレベル	HEPs の増倍係数		本評価で考慮したタスクの例	
		熟練者	熟練度の低い者	熟練者	熟練度の低い者
1.	作業負荷が大変低い	×2	×2	—	—
2.	作業負荷が適度 (段階的操作)	×1	×1	注水等の必要操作の動作失敗(過渡, LOCA 事象) RHR による格納容器除熱操作の認知失敗(過渡, LOCA 事象)	機器の状態復旧手順遵守及び状態復旧失敗(事象発生前弁開け忘れ・閉め忘れ)
3.	作業負荷が適度 (動的操作)	×1	×2	—	—
4.	作業負荷がやや高い (段階的操作)	×2	×4	自動減圧手動阻止失敗(ATWS) 注水等の必要操作の認知失敗(過渡, LOCA 事象)	—
5.	作業負荷がやや高い (動的操作)	×5	×10	—	—
6.	作業負荷が極度に高い (段階的操作)	×5	×10	事象発生認知失敗(ATWS) SLC 起動操作失敗(ATWS)	—
7.	作業負荷が極度に高い (動的操作又は診断操作)	.25(EF = 5)	.50(EF = 5)	—	—
		極度にストレスレベルが高い場合は、増倍係数ではなく、複数のクルーを対象とした固定値を用いる。			

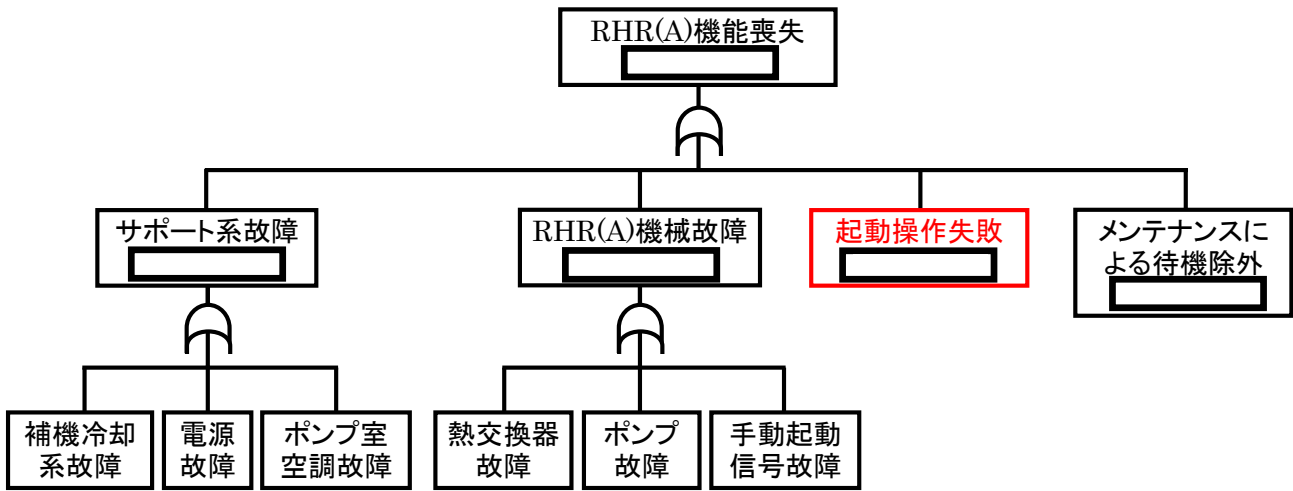


図1 ATWS 時の RHR(A)の FT 概略図

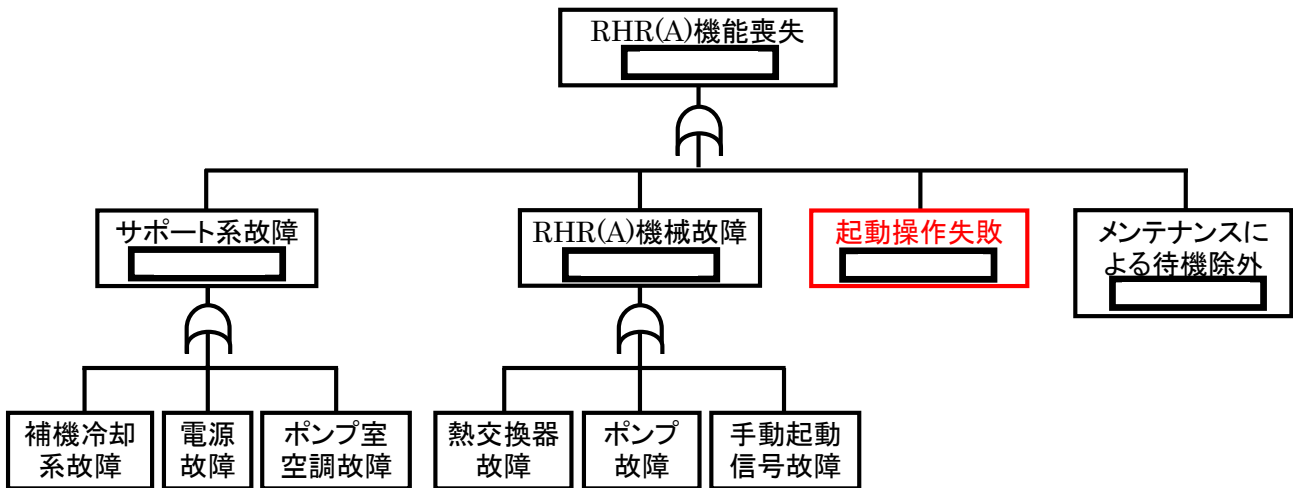


図2 過渡事象(ATWS 除く)及び LOCA 時の RHR(A)の FT 概略図

起回事象発生前の人的過誤として評価した事例の抽出過程

起回事象発生前の人的過誤のうち、評価対象とする人的過誤の抽出過程は以下の通り。前提として、人的過誤は基本的に運転員による試験・操作及びその後の状態回復を対象としており、保全作業時の人的過誤による故障は機器故障率に含めて考慮している。また、冗長化された機器に共通する作業に伴う人的過誤は、共通原因故障に含めて考慮している。

- ①基本的にフォールトツリーで考慮されている機器全てを対象とし、プラント運転中および停止中における操作・作業等を手順書類(定例試験手順、設備別操作手順等)から抽出する。
- ②抽出した操作・作業等に対し、表 1 に示す基準を設けて定性的にスクリーニングし、スクリーニング出来ない操作・作業等について、起回事象発生前の人的過誤として定義する。

上記の起回事象発生前の人的過誤の抽出過程について、非常用ディーゼル発電機の例を表 2 に示す。

検討の結果抽出された起回事象発生前の人的過誤は以下のとおりである。

- 現場操作の弁に対する開け忘れ/閉め忘れ(状態回復の失敗)。
- 定例試験において非常用ディーゼル発電機を母線に並列させる際、手動でガバナ類の調整を行うが、この試験後の自動投入設定への復旧に失敗する。

以 上

表 1 スクリーニング基準

除外ルール		スクリーニングの例
1	系統の要求に対して機器の調整が自動的に行われるもの	・ 定例試験(弁閉)後の RHR 熱交換器入口/出口弁の待機(弁開)状態への復旧失敗
2	中央制御室にて機器の状態表示が確認でき、その状態が日常的に監視されており、かつ、中央制御室からの調整が可能なもの	・ 定例試験(弁閉)後の RCIC タービン排気電動弁の待機(弁開)状態への復旧失敗
3	実施されている保守後の機能試験により、誤調整が明らかになるもの	・ 保守点検後の非常用ディーゼル発電機冷却水入口弁の待機(弁開)状態への復旧失敗
4	当初の操作の後、チェックリストに基づく独立した機器の状態確認が実施されるもの	・ 残留熱除去系最少流量バイパス弁の待機(弁開)状態への復旧失敗
5	機器の状態確認が頻繁に実施されるもの(例えば 1 回/運転員交代等)	(巡視・点検の対象機器等、多くの機器が該当)

表 2 起因事象発生前の人的過誤として評価した事例(非常用ディーゼル発電機(D/G)の例)

起因事象発生前の人的過誤の抽出結果		対象とした操作・作業等とスクリーニング結果			
		運転中の試験等に伴う操作など(起因(定例試験手順等))	除外理由	操作・作業等	除外理由
機器種類	人的過誤のモード	操作・作業等	除外理由	操作・作業等	除外理由
非常用 D/G	待機(自動)への復旧失敗	試験時運転	除外ルール 2	試験時運転	除外ルール 2
非常用 D/G ガバナ	設定の回復失敗	試験時手動操作	なし (起因事象発生前の 人的過誤評価対象)	試験時手動操作	なし (起因事象発生前の 人的過誤評価対象)
補機冷却水入口弁	待機(弁開)への復旧失敗	なし	—	保守後ラインアップ	除外ルール 3
非常用送風機	待機(自動)への復旧失敗	試験時運転	除外ルール 2	試験時運転	除外ルール 2

人間信頼性解析(HRA)ツリーによる人的過誤の分析例

- 例 1. 事象発生前の弁の開け忘れ、閉め忘れ
- 例 2. ATWS 事象発生後の対応操作失敗

例 1 事象発生前の弁の開け忘れ、閉め忘れ

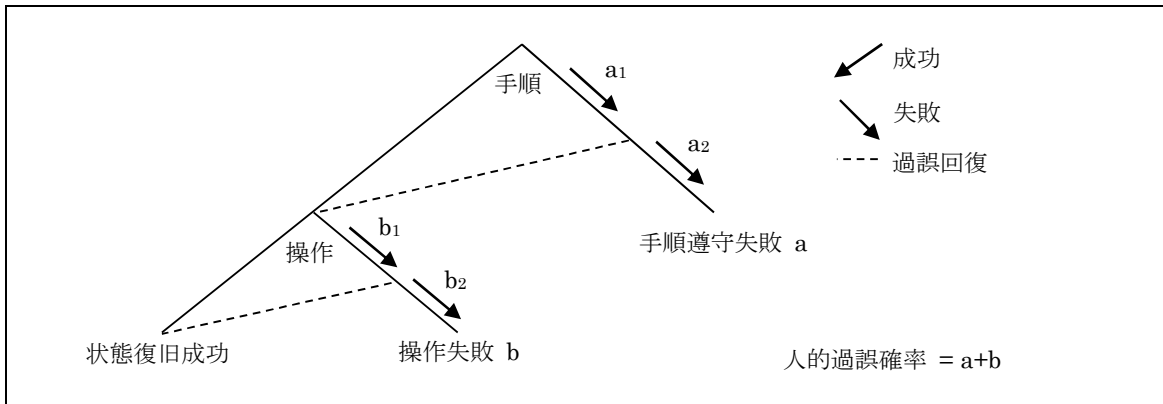
(非常用炉心冷却系(ECCS)ポンプの起動失敗等の基事象等に設定)

人的過誤の定義(事象発生前) : 事象発生前に操作・試験の復旧に失敗する

操作 : 弁の開け忘れ・閉め忘れ

1. 操作の内容 操作や試験に伴い待機状態を変更する場合に、当該操作後や試験実施後の復旧操作に失敗する。
2. 該当手順書 定例試験手順書など 【具体的な手順の例】 ・定期検査等において、残留熱除去系熱交換器入口弁の開閉操作を実施する。その際、当該弁の開け忘れが生じると、残留熱除去系の除熱機能に期待できない状態となる。
3. 人的過誤のモード 待機状態への復旧失敗
4. 過誤回復の可能性

人間信頼性評価(HRA)ツリーを用いた定量評価



分岐	人的過誤の種類(手順/操作)と内容	過誤確率値	EF
a1	機器の状態復旧の手順遵守に失敗する。		
a2	a1 に対する過誤回復		
b1	機器の状態復旧のための動作に失敗する。		
b2	b1 に対する過誤回復		

人的過誤確率(平均値)

確率分布

例 1：過誤確率計算シート

分岐 a₁：機器の状態復旧の手順遵守に失敗する。

○過誤確率の計算においては以下を考慮した。

- ・手順遵守失敗確率：点検後の機器の状態復旧のための弁の開け忘れは手順遵守失敗であることから、人的過誤確率(HEP)については添付表 3 を参照した。

[Redacted]

[Redacted] を用いた。

- ・ストレス要因：ストレス要因については添付表 4 を参照した。

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted] を用いた。

$$\begin{aligned} \text{当該過誤確率} &= \text{手順遵守失敗確率} \times \text{ストレス要因} \\ &= [Redacted] \\ &= [Redacted] \end{aligned}$$

分岐 b₁：機器の状態復旧のための操作に失敗する。(誤操作)

○過誤確率の計算においては以下を考慮した。

- ・誤操作確率：手順に基づく操作を実施する際、誤って操作してしまう場合であることから、人的過誤確率(HEP)については添付表 2 を参照した。復旧の失敗であることから、

[Redacted]

[Redacted] を用いた。

- ・ストレス要因：ストレス要因については添付表 4 を参照した。

[Redacted]

[Redacted] を用いた。

$$\begin{aligned} \text{当該過誤確率} &= \text{誤操作確率} \times \text{ストレス要因} \\ &= [Redacted] \\ &= [Redacted] \end{aligned}$$

分岐 a₂：分岐 a₁における手順遵守失敗の過誤回復

○本操作は [] 分岐 a₁ の手順遵守失敗の過誤回復を考慮した。

・従属性の考慮：本操作は [] と判断した。従属性の評価には添付表 5 を参照し、[] の条件付き失敗確率の式を用いた。

$$\begin{aligned} \text{当該過誤確率} [] &= [] \\ &= [] \\ &= [] \end{aligned}$$

分岐 b₂：分岐 b₁における操作失敗の過誤回復

○本操作は [] 分岐 b₁ の操作失敗の過誤回復を考慮した。

・従属性の考慮：本操作は [] と判断した。従属性の評価には添付表 5 を参照し、[] の条件付き失敗確率の式を用いた。

$$\begin{aligned} \text{当該過誤確率} [] &= [] \\ &= [] \\ &= [] \end{aligned}$$

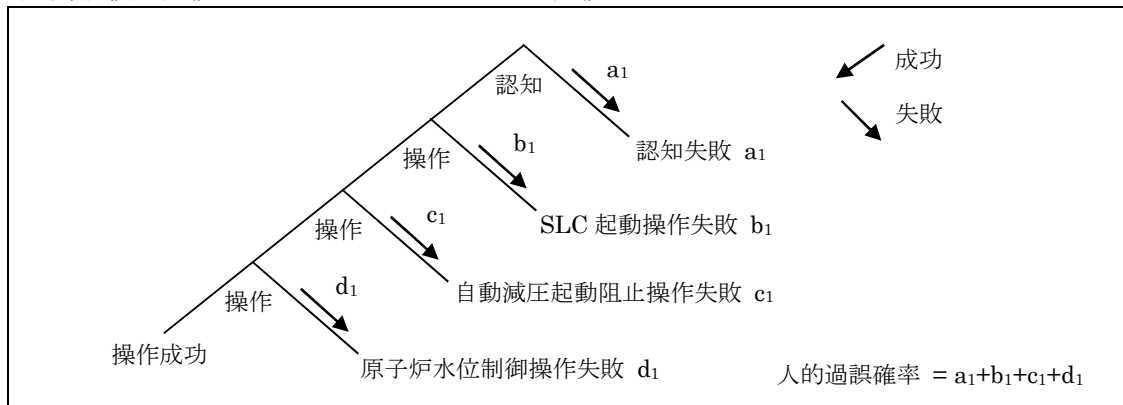
例 2 ATWS 事象発生後の対応操作失敗
(ATWS 発生直後の SLC 起動等関連操作失敗)

人的過誤の定義(事象発生後) : ATWS 時の SLC 起動など関連する操作に失敗する

起因事象(ET) : 過渡変化

<p>1. 操作の内容</p> <p>ATWS 時に、ほう酸水注入系(SLC)の起動による未臨界確保と自動減圧系の起動阻止及び原子炉水位の制御操作に失敗する。</p>
<p>2. 該当手順書</p> <p>事故時運転操作手順書(徴候ベース)、設備別操作手順書</p> <p>【具体的な手順の例】(下線部がモデル化対象箇所)</p> <p>本操作は事故時運転操作手順書(徴候ベース)において、全制御棒が全挿入位置又は最大未臨界引き抜き位置以下まで挿入されていない場合に移行する操作として定めている。具体的には、以下の操作を適宜並行操作することを操作の基本として定めている。また、「SLC の起動」「制御棒の挿入」「原子炉水位の維持」を並行して操作するが、同時に実施することが不可能な場合には「SLC の起動」「制御棒の挿入」「原子炉水位の維持」の優先順位で操作することとしている。</p> <p>①原子炉出力及びサブプレッションプール水温の制御 …再循環ポンプトリップ、給水絞り込み及び ECCS による水位低下維持</p> <p>②原子炉の停止…<u>SLC の起動</u>・制御棒の挿入</p> <p>③原子炉水位の維持…給水系・<u>ECCS による水位維持</u></p> <p>④原子炉圧力の制御…逃がし安全弁(SRV)による手動制御(自動開閉防止)</p> <p>この人間信頼性評価(HRA)においては、①は自動での動作にも期待できること、②の制御棒挿入及び③の給水系については評価モデル上期待しないこと、④は炉心損傷防止の観点で必須の操作ではないことからモデル化していない。</p> <p>更に、原子炉の水位が原子炉水位低(L1)となった場合は、<u>自動減圧系(ADS)の自動起動阻止</u>を定めていることから、これについてもモデル化している。</p> <p>以上の通り、この操作については <u>SLC の起動</u>、<u>ECCS による水位維持</u>、<u>自動減圧系(ADS)の自動起動阻止</u>を考慮しており、これに <u>ATWS の認知</u>を加えた形で HRA ツリーを構築している。</p>
<p>3. 時間的な特徴(余裕時間と操作に必要な時間の関係)</p> <p>ATWS 時の事象進展解析に基づき余裕時間は <input type="text"/> とした。</p> <p>各操作は比較的単純で手順書ベースであることから <input type="text"/> 以内で完了できる。</p>
<p>4. 追加の指示や過誤回復の可能性</p> <div style="border: 1px solid black; height: 40px; width: 100%;"></div>

人間信頼性評価(HRA)ツリーを用いた定量評価



分岐	人的過誤の種類(認知/操作)と内容	過誤確率値	EF
a1	ATWS 発生の認知に失敗する。		
b1	SLC の起動操作に失敗する。		
c1	自動減圧の起動阻止に失敗する。		
d1	高圧注水系による原子炉水位の制御操作に失敗する。		



例 2：過誤確率計算シート

分岐 a₁：ATWS 発生 の 認知 に 失敗 する。

○過誤確率の計算においては以下を考慮した。

・認知失敗確率：ATWS 発生後、その認知に失敗する確率について添付表 1 を参照した。事象発生から認知までの時間余裕を [] とし、ATWS を初期事象として考慮し、初期診断失敗確率の [] を用いた。

・ストレス要因：ストレス要因については添付表 4 を参照した。 []
[]
[] を用いた。

$$\begin{aligned} \text{当該過誤確率} [] &= \text{認知失敗確率} \times \text{ストレス要因} \\ &= [] \\ &= [] \end{aligned}$$

分岐 b₁：SLC の起動操作に失敗する。(誤操作)

○過誤確率の計算においては以下を考慮した。

・誤操作確率：手順に基づく操作を実施する際、誤って操作してしまう場合であることから、人的過誤確率(HEP)については添付表 2 を参照した。 []

[]
[]
[] を用いた。

・ストレス要因：ストレス要因については添付表 4 を参照した。 []
[]
[] を用いた。

$$\begin{aligned} \text{当該過誤確率} [] &= \text{誤操作確率} \times \text{ストレス要因} \\ &= [] \\ &= [] \end{aligned}$$

分岐 c₁：自動減圧の起動阻止に失敗する。(誤操作)

○過誤確率の計算においては以下を考慮した。

- ・誤操作確率：手順に基づく操作を実施する際、誤って操作してしまう場合であることから、人的過誤確率(HEP)については添付表 2 を参照した。

[Redacted]
[Redacted]
[Redacted]を用いた。

- ・ストレス要因：ストレス要因については添付表 4 を参照した。

[Redacted]
[Redacted]
[Redacted]を用いた。

$$\begin{aligned} \text{当該過誤確率} &= \text{誤操作確率} \times \text{ストレス要因} \\ &= [Redacted] \\ &= [Redacted] \end{aligned}$$

分岐 d₁：高圧注水系による原子炉水位の制御操作に失敗する。(誤操作)

○過誤確率の計算においては以下を考慮した。

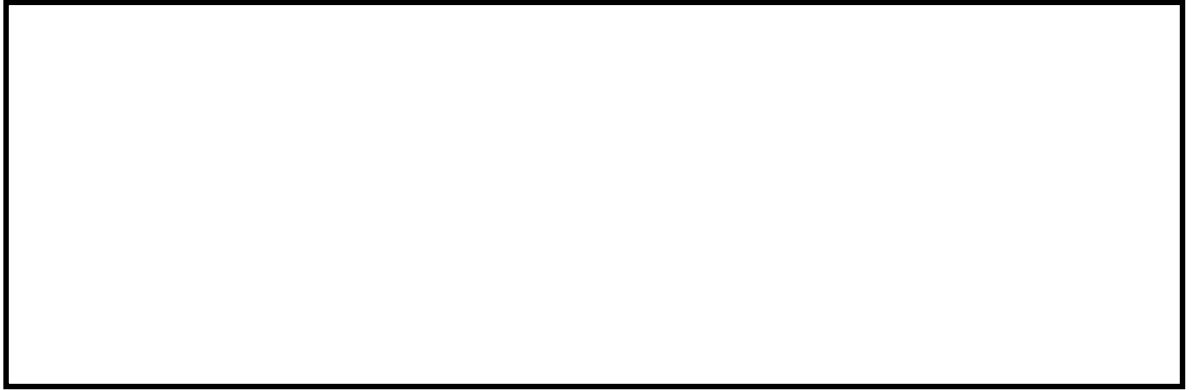
- ・誤操作確率：手順に基づく操作を実施する際、誤って操作してしまう場合であることから、人的過誤確率(HEP)については添付表 2 を参照した。

[Redacted]
[Redacted]
[Redacted]を用いた。

- ・ストレス要因：ストレス要因については添付表 4 を参照した。

[Redacted]
[Redacted]
[Redacted]を用いた。

$$\begin{aligned} \text{当該過誤確率} &= \text{誤操作確率} \times \text{ストレス要因} \\ &= [Redacted] \\ &= [Redacted] \end{aligned}$$



添付表 1 THERP の標準診断曲線(NUREG/CR-1278 から抜粋)

区間	T (T ₀ 後の時間) [分]	運転員全員による 診断失敗確率 (初期事象に対して)	EF	区間	T (T ₀ 後の時間) [分]	運転員全員による 診断失敗確率 (2次事象に対して)	EF	区間	T (T ₀ 後の時間) [分]	運転員全員による 診断失敗確率 (3次事象に対して)	EF
1.	1	1.0	--	7.	1	1.0	--	14.	1	1.0	--
2.	10	.1	10	8.	10	1.0	--	15.	10	1.0	--
3.	20	.01	10	9.	20	.1	10	16.	20	1.0	--
4.	30	.001	10	10.	30	.01	10	17.	30	.1	10
				11.	40	.001	10	18.	40	.01	10
5.	60	.0001	30	12.	70	.0001	30	19.	50	.001	10
6.	1500	.00001	30	13.	1510	.00001	30	20.	80	.0001	30
								21.	1520	.00001	30

(注) ・2次事象や3次事象は、運転員が初期事象の診断や対応の最中に発生する事象を意味する。

- ・ T₀ : 異常発生を示すシグナルが出た時刻
- ・ ここでは曲線を数値で示している。

添付表 2 手動操作のコミッショエラー確率の例(NUREG/CR-1278 から抜粋)

項目	エラーのポテンシャル	HEP	EF
1.	1 個のコントロールの不注意な操作	プラントに完全依存	
2.	同様なコントロールを持つパネルで選択誤り (ラベルで区別)	.003	3
3.	同様なコントロールを持つパネルで選択誤り (機能別に良く分類された配置)	.001	3
4.	同様なコントロールを持つパネルで選択誤り (システムを模擬した表示)	.0005	10
5.	スイッチの誤った方向への操作 (固定観念に従う場合)	.0005	10
6.	スイッチの誤った方向への操作 (通常の運転状態で固定観念を損う場合)	.05	5
7.	スイッチの誤った方向への操作 (高ストレス状態で固定観念を損う場合)	.5	5
8.	2 状態スイッチの誤った方向への操作, 又は, 誤ったレベルへの設定	(注)	
9.	回転式コントローラの誤った設定(2 状態スイッチ)	.001	10
10.	完全な操作の完了に対する失敗	.003	3
11.	グループ内のサーキットブレーカ選択誤り (ラベルで区別)	.005	3
12.	グループ内のサーキットブレーカ選択誤り	.003	3
13.	不適切なコネクタの配備 (不完全な装着や, コネクタのロック機構のテスト失敗も含む)	.003	3

(注) 項目 5, 6, 7 の対応する HEP, EF の 1/5 の値

添付表 3 手順書を使うときのオMISSIONエラー確率の例(NUREG/CR-1278 から抜粋)

項目	オMISSIONの項目	HEP	EF
	チェック表が正しく用いられている場合		
1.	短い操作 (<10 項目)	.001	3
2.	長い操作 (>10 項目)	.003	3
	チェック表を用いていないか、又は正しく用いられていない場合		
3.	短い操作 (<10 項目)	.003	3
4.	長い操作 (>10 項目)	.01	3
5.	文書化した手順書を用いるべきであるが、用いていない場合	.05	5

添付表 4 ストレスと熟練度による人的過誤確率への補正係数(NUREG/CR-1278 から抜粋)

項目	ストレスレベル	人的過誤確率の増倍係数	
		熟練者	熟練度の低い者
1.	作業負荷が大変低い	×2	×2
2.	作業負荷が適度 (段階的操作)	×1	×1
3.	作業負荷が適度 (動的操作)	×1	×2
4.	作業負荷がやや高い (段階的操作)	×2	×4
5.	作業負荷がやや高い (動的操作)	×5	×10
6.	作業負荷が極度に高い (段階的操作)	×5	×10
7.	作業負荷が極度に高い (動的操作又は診断操作)	.25 (EF = 5)	.50 (EF = 5)

極度にストレスレベルが高い場合は、増倍係数ではなく、複数のクルーを対象とした固定値を用いる。

添付表 5 先行するサブタスク”N-1”が成功又は失敗したときの、
サブタスク”N”の成功又は失敗の条件付き確率の求め方(NUREG/CR-1278 から抜粋)

従属性の レベル	条件付き成功確率	条件付き失敗確率
ZD	$\Pr [S_{N-1} S_{N-1} ZD] = n$	$\Pr [F_{N-1} F_{N-1} ZD] = N$
LD	$\Pr [S_{N-1} S_{N-1} LD] = \frac{1 + 19n}{20}$	$\Pr [F_{N-1} F_{N-1} LD] = \frac{1 + 19N}{20}$
MD	$\Pr [S_{N-1} S_{N-1} MD] = \frac{1 + 6n}{7}$	$\Pr [F_{N-1} F_{N-1} MD] = \frac{1 + 6N}{7}$
HD	$\Pr [S_{N-1} S_{N-1} HD] = \frac{1 + n}{2}$	$\Pr [F_{N-1} F_{N-1} HD] = \frac{1 + N}{2}$
CD	$\Pr [S_{N-1} S_{N-1} CD] = 1.0$	$\Pr [F_{N-1} F_{N-1} CD] = 1.0$

- (注) n : サブタスクの成功確率
N : サブタスクの失敗確率
ZD : Zero Dependence 従属度ゼロ
LD : Low Dependence 従属度低
MD : Moderate Dependence 従属度中
HD : High Dependence 従属度高
CD : Complete Dependence 完全従属

炉心損傷頻度の計算に用いた計算コードの特徴(検証結果)

(1) 評価に用いた計算コードの概要

炉心損傷頻度を定量化するための計算コードとして、(株)テプコシステムズが開発した **Safety Watcher** を用いた。このツールは内的事象のレベル1 PRA, レベル 1.5PRA, 地震 PRA 及び津波 PRA の事故シーケンスの定量化を行うことが可能である。フォールトツリー(FT)及びイベントツリー(ET)などの定量化のために必要な情報の入力ファイルを作成する機能を有しており、入力ファイル作成から定量化までを行うことができ、二分決定図(Binary Decision Diagram, BDD)を用いた定量化方法によって、入力に基づいたすべてのシナリオを考慮した事故シーケンス発生頻度を算出することができる。これにより各 PRA の事故シーケンスに対して次の 4 種類の計算が可能である。

- ・点推定値評価
- ・不確実さ解析
- ・重要度解析
- ・最小カットセット(Minimal Cut Set, MCS)出力

Safety Watcher は事故シーケンスのシナリオに関して近似及び打切りを行わずに BDD を生成する機能を持っており、入力した ET 及び FT の情報から想定しうる、炉心損傷又は格納容器破損に至るすべてのシナリオを網羅し、事故シーケンス発生頻度を算出することが可能である。

また、原子力発電所の定期検査時の安全管理方策などを検討する上で活用できるリスクモニタ機能を有している。

(2) 計算コードの検証方法

Safety Watcher の検証は、海外にて十分に使用実績のある RiskSpectrum PSA とのベンチマークによる妥当性確認を行っている。

- ・ RiskSpectrum PSA とのベンチマーク



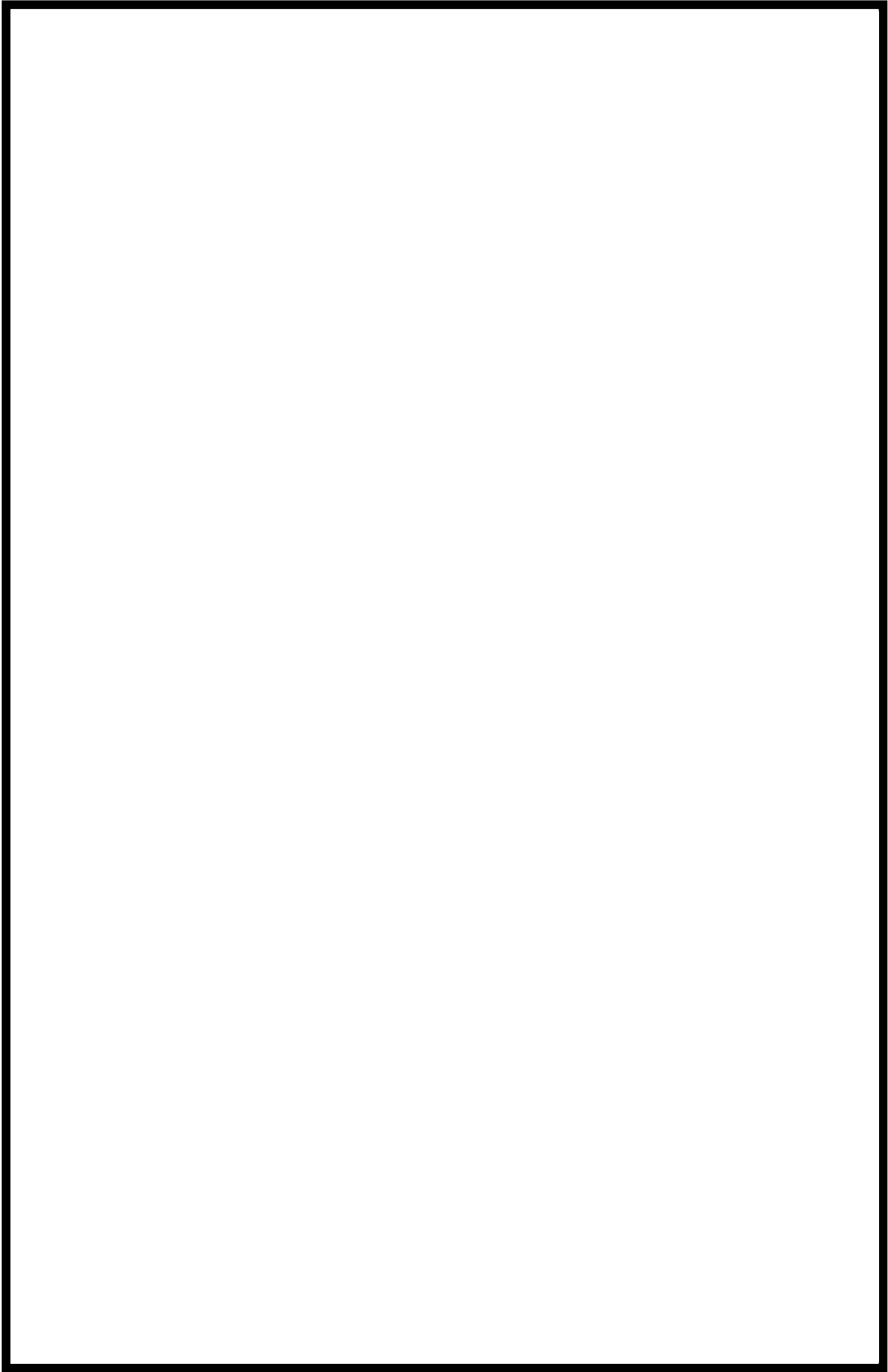


表 1 Safety Watcher と RiskSpectrum PSA の主な差異(1/4)

(点推定値評価, 不確かさ解析のベンチマークに関するもの)

--

表 1 Safety Watcher と RiskSpectrum PSA の主な差異(2/4)
(点推定値評価, 不確実さ解析のベンチマークに関するもの)

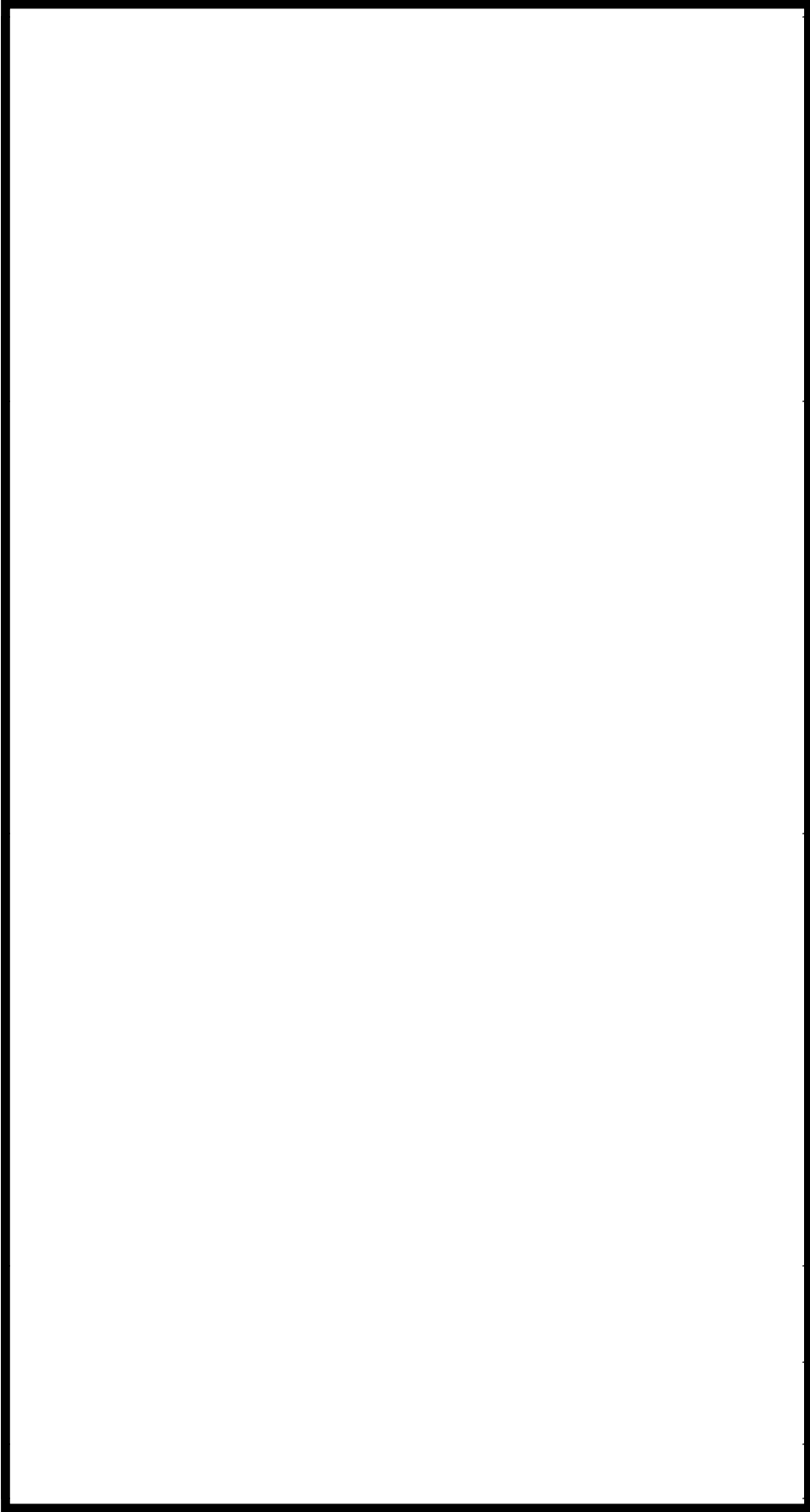


表 1 Safety Watcher と RiskSpectrum PSA の主な差異(3/4)
(点推定値評価, 不確実さ解析のベンチマークに関するもの)

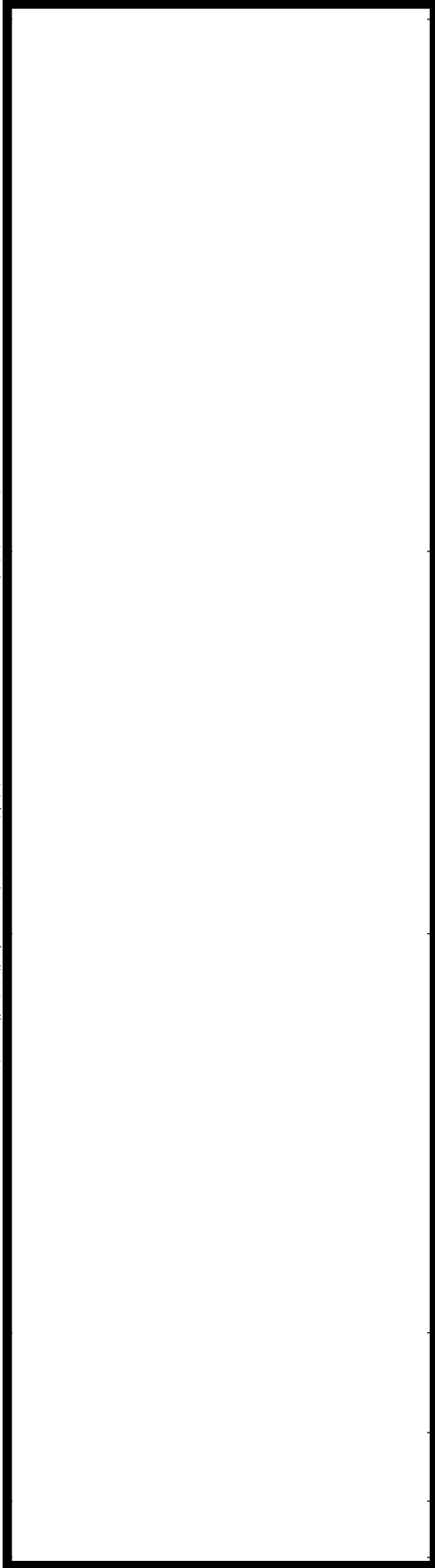
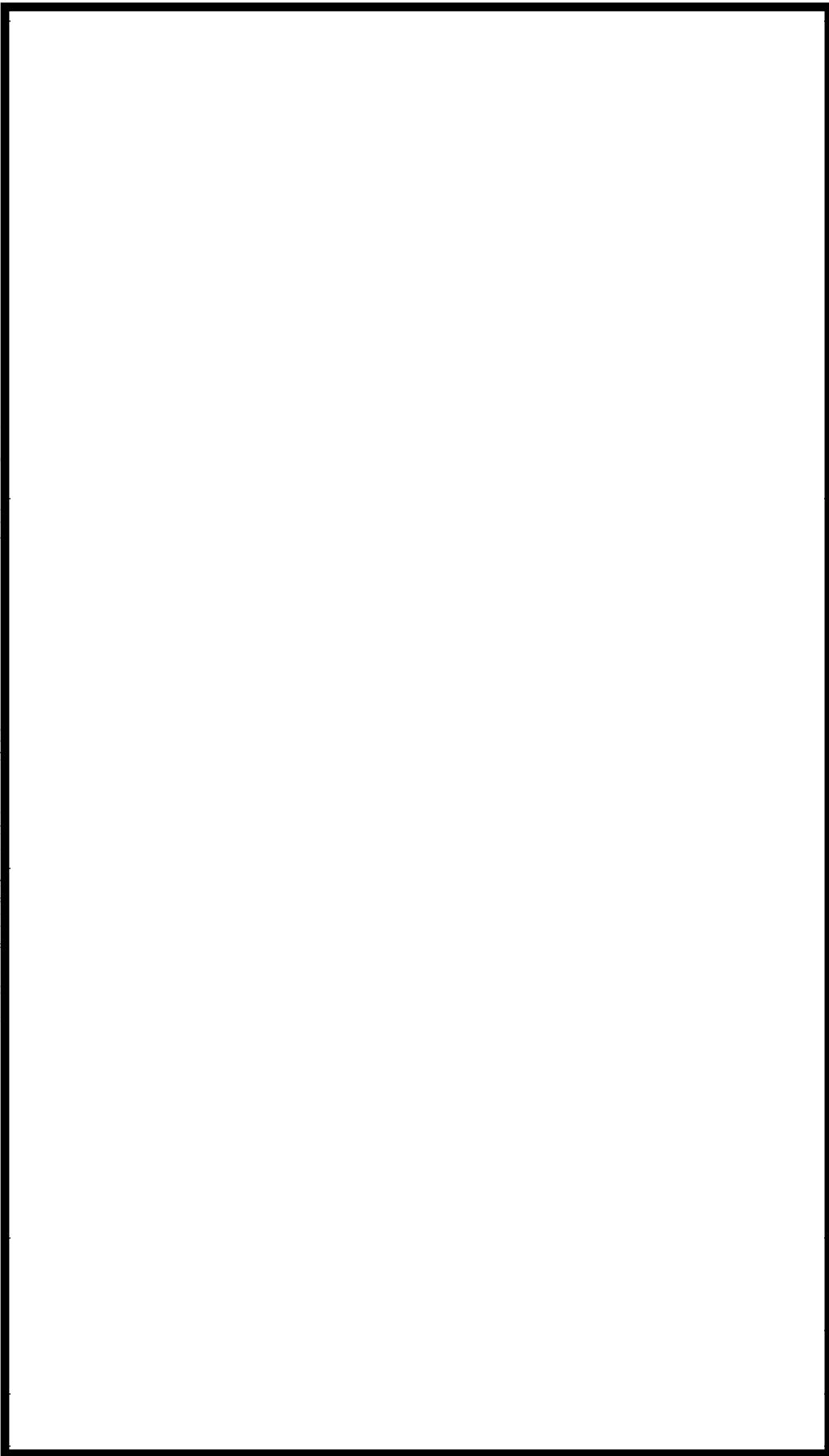


表 1 Safety Watcher と RiskSpectrum PSA の主な差異(4/4)
(点推定値評価, 不確かさ解析のベンチマークに関するもの)



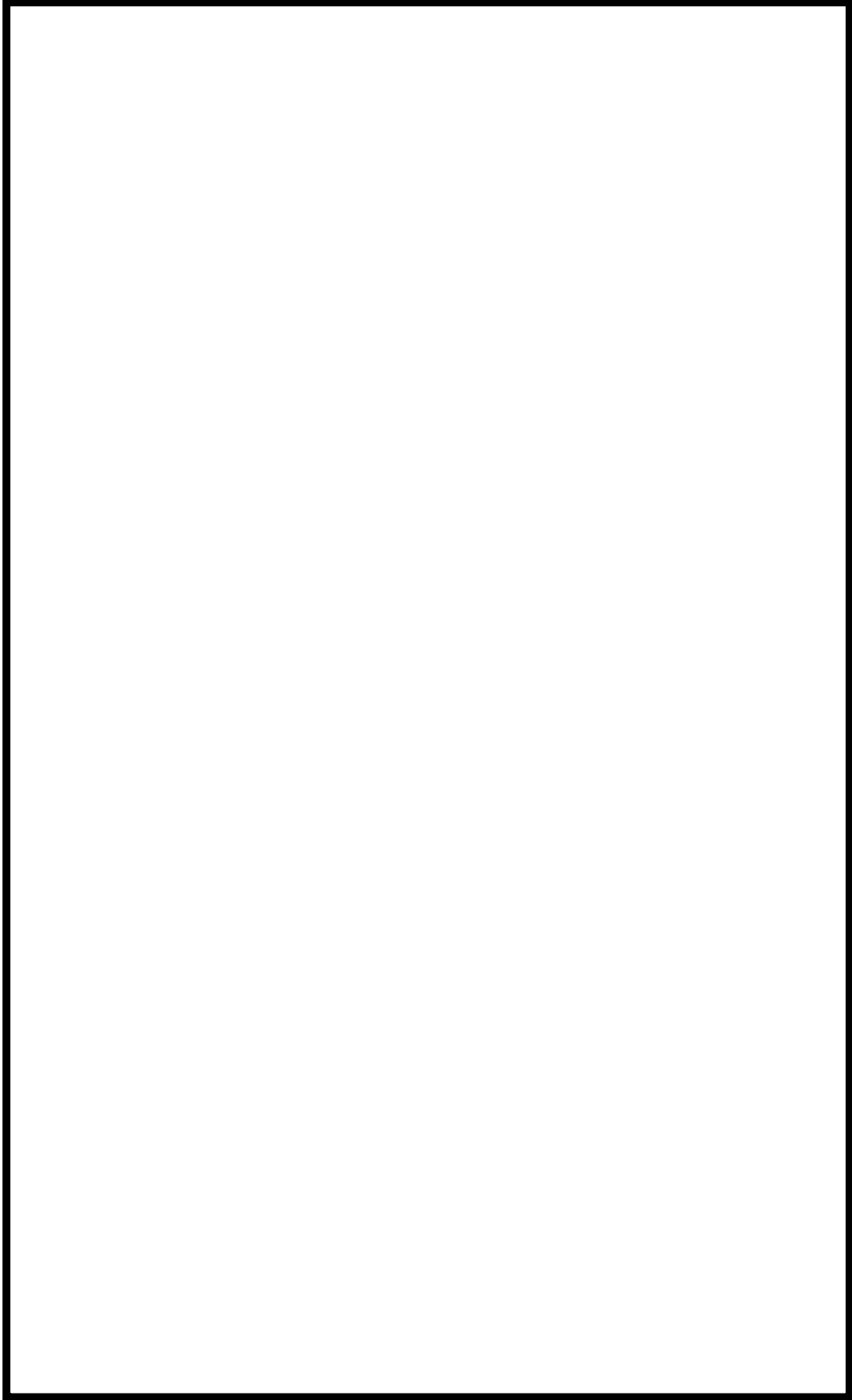


図1 ベンチマーク結果(点推定値評価)

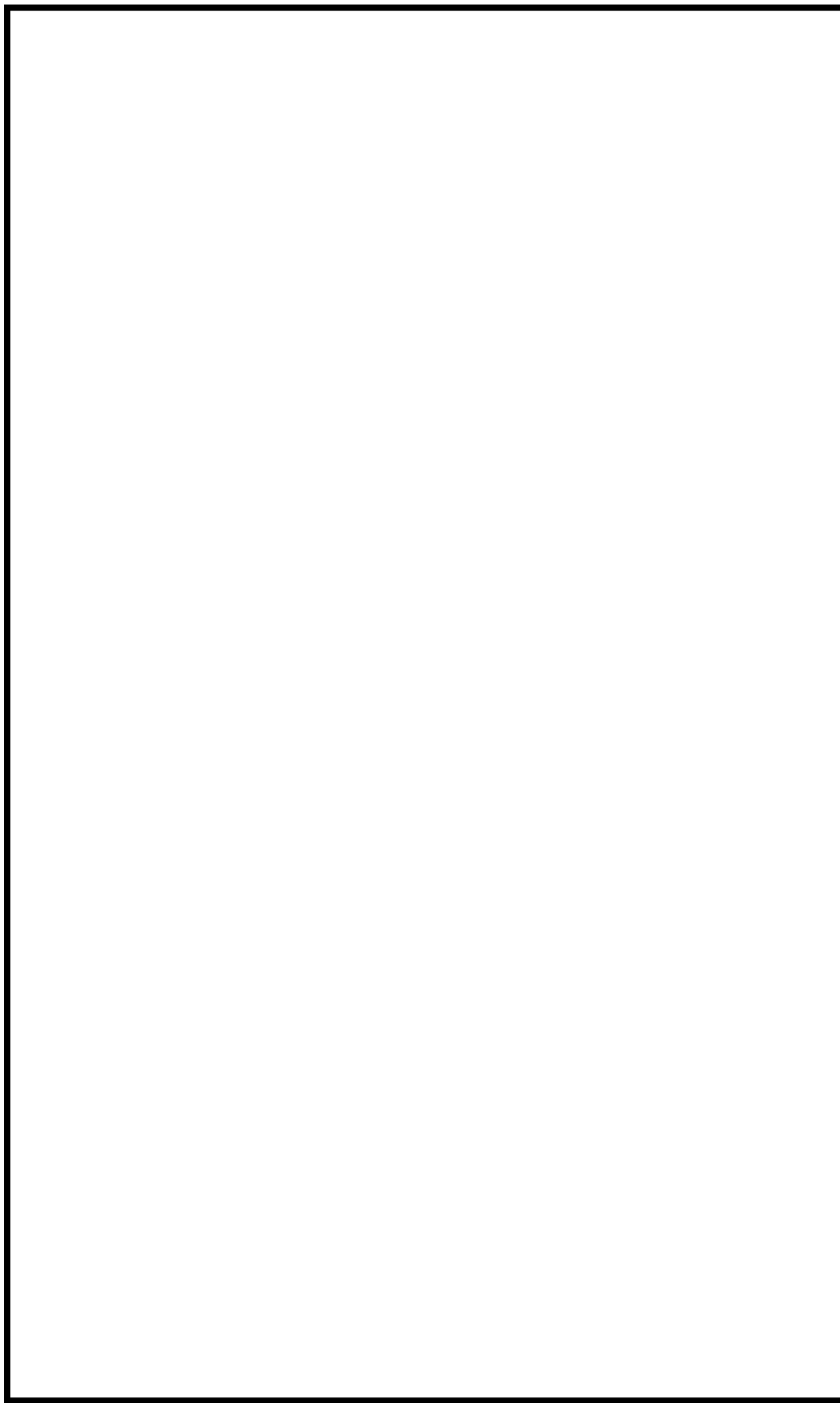


図2 ベンチマーク結果(不確かさ解析)

ドミナントシーケンスのイベントツリー上への表示

起因事象別の炉心損傷頻度と主要なシーケンスを表 1 に示す。また、事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度と主要なシーケンスを表 2 に示す。さらに、ドミナントとなる事故シーケンスを図 1 及び図 2 に示す。

以 上

表 1 各起因事象別に見た炉心損傷頻度の大きなシーケンス

起因事象	炉心損傷頻度 (/炉年)	主要事故シーケンス	主要事故シーケンスの 炉心損傷頻度 (/炉年)
非隔離事象	4.2×10^{-7}	非隔離事象+除熱失敗	1.5×10^{-7}
隔離事象	4.5×10^{-6}	隔離事象+除熱失敗(①)	4.4×10^{-6}
全給水喪失	3.1×10^{-8}	全給水喪失+除熱失敗	1.2×10^{-8}
水位低下事象	7.9×10^{-8}	水位低下事象+除熱失敗	3.1×10^{-8}
RPS 誤動作等	8.8×10^{-8}	RPS 誤動作等+除熱失敗	4.9×10^{-8}
外部電源喪失	2.3×10^{-8}	外部電源喪失+除熱失敗	9.7×10^{-9}
S/R 弁誤開放	1.7×10^{-7}	S/R 弁誤開放+除熱失敗	1.6×10^{-7}
大 LOCA	3.5×10^{-9}	大 LOCA+除熱失敗	2.9×10^{-9}
中 LOCA	3.4×10^{-8}	中 LOCA+除熱失敗	2.9×10^{-8}
小 LOCA	5.0×10^{-8}	小 LOCA+除熱失敗	4.9×10^{-8}
原子炉補機冷却 海水系 1 系列故障	1.8×10^{-7}	原子炉補機冷却海水系 C 系故障 +除熱失敗	1.7×10^{-7}
非常用交流電源 1 系列故障	3.9×10^{-8}	非常用交流電源 E 系故障+除 熱失敗	3.6×10^{-8}
直流電源 1 系列故障	2.1×10^{-7}	直流電源 B 系故障+除熱失敗	7.0×10^{-8}
タービン補機冷却 海水系故障	1.2×10^{-7}	タービン補機冷却海水系故障 +除熱失敗	1.2×10^{-7}
通常停止	2.7×10^{-6}	通常停止+除熱失敗(②)	1.5×10^{-6}
ISLOCA	9.8×10^{-11}	ISLOCA	9.5×10^{-11}
合計	8.7×10^{-6}		

表 2 各事故シーケンスグループに見た炉心損傷頻度の大きなシーケンス

炉心損傷モード	事故シーケンスグループ毎の炉心損傷頻度 (/炉年)	主要事故シーケンス	主要事故シーケンスの炉心損傷頻度 (/炉年)
TW	8.7×10 ⁻⁶	隔離事象+除熱失敗(①)	4.4×10 ⁻⁶
		通常停止+除熱失敗(②) (高圧の注水系は HPCF が失敗し、RCIC で注水)	1.5×10 ⁻⁶
		通常停止+除熱失敗(③)	1.2×10 ⁻⁶
		原子炉補機冷却海水系 C 系故障+除熱失敗	1.7×10 ⁻⁷
TQUX	4.2×10 ⁻⁹	通常停止+高圧注水失敗+減圧失敗	2.0×10 ⁻⁹
		全給水喪失+高圧注水失敗+減圧失敗	1.2×10 ⁻⁹
S1E	4.0×10 ⁻⁹	中 LOCA+高圧/低圧注水失敗	3.9×10 ⁻⁹
TQUV	9.6×10 ⁻¹⁰	通常停止+高圧/低圧注水失敗	4.3×10 ⁻¹⁰
		通常停止+SRV 再閉失敗+高圧/低圧注水失敗	3.1×10 ⁻¹⁰
TBU	6.0×10 ⁻¹⁰	外部電源喪失+D/G 全台機能喪失+RCIC 停止	6.0×10 ⁻¹⁰
AE	5.0×10 ⁻¹⁰	大 LOCA+高圧/低圧注水失敗	5.0×10 ⁻¹⁰
長期 TB	4.8×10 ⁻¹⁰	外部電源喪失+D/G 全台機能喪失+外部電源復旧失敗	4.8×10 ⁻¹⁰
TBP	1.2×10 ⁻¹⁰	外部電源喪失+D/G 全台機能喪失+ SRV 再閉失敗	1.2×10 ⁻¹⁰
ISLOCA	9.5×10 ⁻¹¹	ISLOCA 発生(隔離可能規模)+隔離操作失敗	9.5×10 ⁻¹¹
TBD	8.1×10 ⁻¹¹	外部電源喪失+直流電源喪失	8.1×10 ⁻¹¹
S2E	4.0×10 ⁻¹²	小 LOCA+高圧/低圧注水失敗	3.0×10 ⁻¹²
TC	5.1×10 ⁻¹²	非隔離事象+スクラム失敗+SLC 起動失敗	2.2×10 ⁻¹²
合計	8.7×10 ⁻⁶		

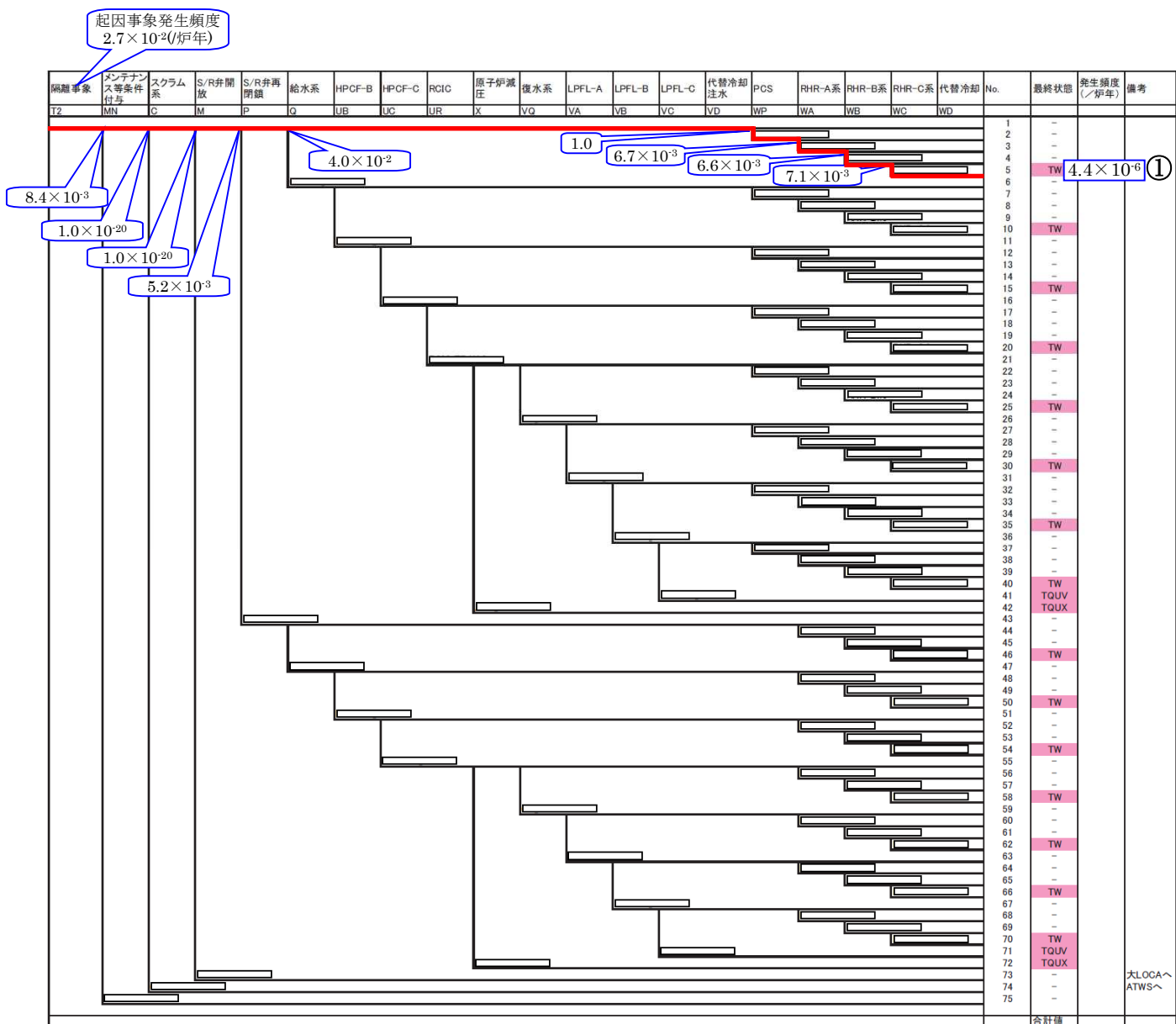


図1 本評価においてドミナントとなる事故シーケンスのイベントツリー(隔離事象)上への表示

注) 各システムの非信頼度(イベントツリーの分岐確率)は基本的にフォールトツリー(FT)による評価に基づき決定している。FTには複数の系統に共通するサポート系の失敗確率が含まれるため、炉心損傷頻度は非信頼度の単純な積とはならない。

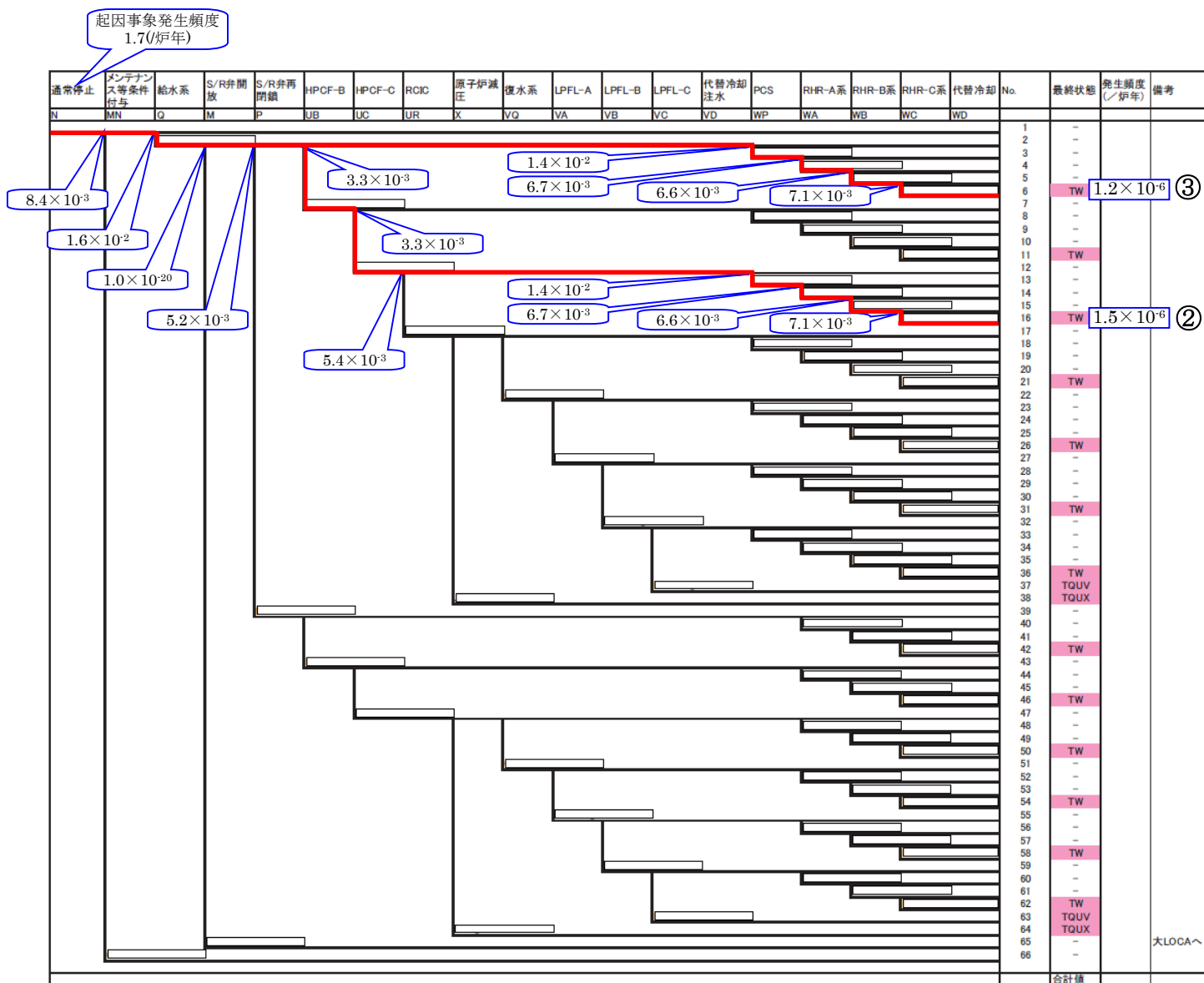


図 2 本評価においてドミナントとなる事故シーケンスのイベントツリー(通常停止)上への表示

注) 各系統の非信頼度(イベントツリーの分岐確率)は基本的にフォールトツリー(FT)による評価に基づき決定している。FTには複数の系統に共通するサポート系の失敗確率が含まれるため、炉心損傷頻度は非信頼度の単純な積とはならない。

不確実さ解析における計算回数と収束性の確認

KK6号炉及び7号炉の内部事象運転時レベル1PRAモデルでは不確実さ解析として、モンテカルロ計算の試行回数を [] 回で実施している。

図1に [] 回までの試行回数 [] (回)における全CDFの5%値, 中央値, 平均値, 95%値のプロットを示す。その結果、およそ [] 回以上の試行回数でほぼ同等な結果が得られていることが確認された。これにより、試行回数 [] 回で結果は十分収束していると考ええる。

以上



図1 試行回数と炉心損傷頻度(全CDF)の関係

不確実さ評価において、各入力変数のサンプリングから
炉心損傷頻度の確率分布を生成するプロセス

KK6/7号機のPRAでは、事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度及び全炉心損傷頻度について、不確実さ評価を実施した。

不確実さ解析はモンテカルロ法で実施した。確率変数で扱うパラメータからランダムに確率を抽出し、事故シーケンスの発生頻度を計算するプロセスを3,000回繰り返すことにより、炉心損傷頻度の確率分布を求めた。

確率変数で扱うパラメータは起因事象発生頻度及びフォールトツリーに含まれる機器故障、人的過誤、共通原因故障等の基事象の発生確率とした。また、確率分布は対数正規分布(EF(5%及び95%確率値)から展開)とした。

評価プロセスのイメージを図1に示す。

以上

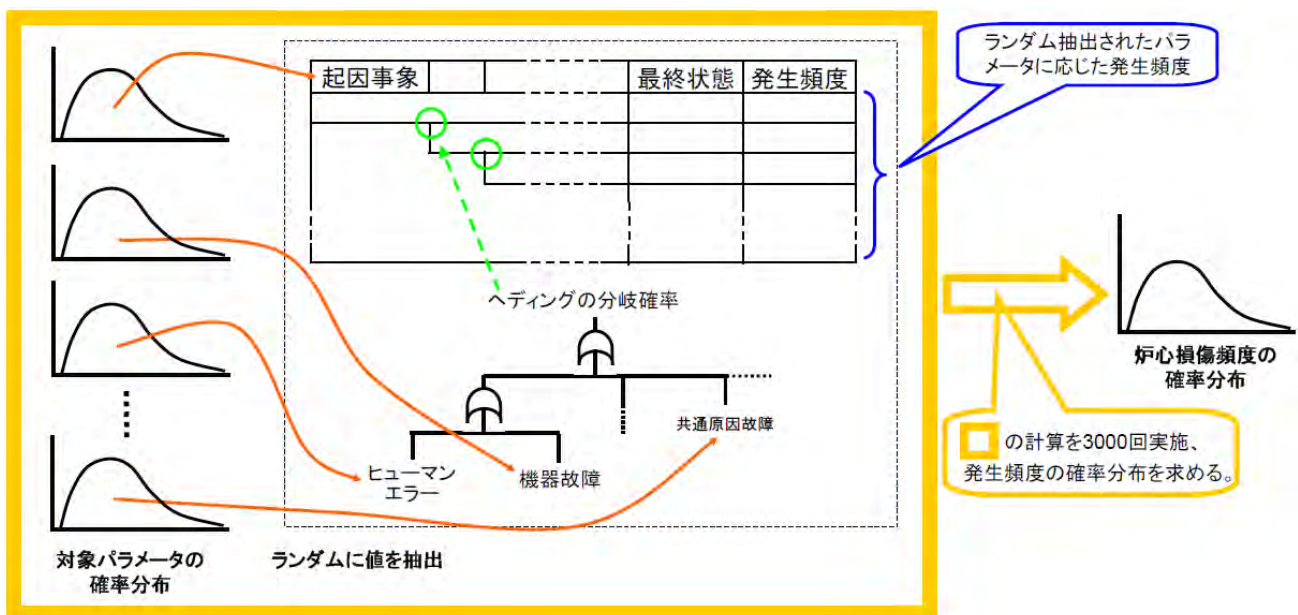


図1 不確実さ評価の評価プロセスのイメージ

設計基準事故対処設備のみに期待する場合の PRA

KK6/7 号機の設置許可変更申請に合わせて実施した PRA では、設計基準事故対処設備(DBA 設備)及び DBA 設備以外のプラント運転開始時より備えている手段・設備(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)の以前から備えている対策)の一部を考慮した状態(状態 A+α)にて評価している。

この評価(状態 A+α)に対する感度解析として、DBA 設備以外のプラント運転開始時より備えている手段・設備を除外し、DBA 設備の機能のみに期待した状態(状態 A)について、状態 A+α との差異について感度解析を実施した。

結果を以下に示す。

1. 評価において期待する設備

期待する設備の一覧を表 1 に示す。

状態 A の評価では、常用系(給水系、復水器による除熱)及び設計当初から期待していた運転員による手動操作に期待していない。

2. 成功基準

成功基準を表 2 に示す。状態 A の状態 A+α との相違点は以下の通り。

なお、補機冷却系、非常用電源、空調機の成功基準(必要台数)に変更はない。

- ・ 原子炉停止機能：ARI, RPT, SLC に期待しない。このため、ATWS 事象は炉心損傷直結とし、緩和手段を設定しない。
- ・ 炉心冷却機能：常用系による冷却(給水系及び復水系)に期待しない。
- ・ 炉心冷却機能：ECCS の手動起動に期待しない。
- ・ 格納容器除熱機能：主復水器による除熱に期待しない。
- ・ サポート機能：D/G の手動起動に期待しない。
- ・ サポート機能：外部電源復旧に期待しない。
- ・ サポート機能：高圧電源融通に期待しない。

3. その他の評価項目

信頼性パラメータ及び人的過誤には状態 A 及び状態 A+α で同じ値を用いた。

4. 炉心損傷頻度(CDF)

(1) 全 CDF 及び起因事象別、事故シーケンスグループ別の寄与割合の変化

状態 A での全 CDF は 5.4×10^{-4} [炉年] となり、状態 A+α と比較して 2 桁程度上昇した。

起因事象別では、表 3、図 1 に示す通り「通常停止」の寄与割合が約 85%、

「非隔離事象」が約9%となった。状態 A+ α でも「通常停止」が支配的であったが、状態 A ではその寄与割合が増加した。

事故シーケンスグループ別では、表4、図2に示す通り「高圧注水失敗、減圧失敗(TQUX)」(寄与割合 約38%)と TW(寄与割合 約62%)が支配的となった。状態 A+ α では「崩壊熱除去失敗(TW)」が支配的であったが、状態 A では TQUX が支配的となった。

(2) 評価結果の分析

状態 A の評価において、CDF に大きな影響を与える要因を確認するため、支配的な事故シーケンスグループである TQUX と TW のうち、CDF の大きなシーケンス(通常停止のイベントツリーのシーケンス No. 6(図3の青のライン: TW に至る), No. 38(図3の赤のライン: TQUX に至る))について、主要な最小カットセットを抽出した。抽出結果を表5、6に示す。この最小カットセットの分析から、以下の要因が状態 A と状態 A+ α の評価結果の差異に大きく影響しているものと考えられる。

a. TQUX の CDF 増加要因

- ・通常停止時における給復水系の扱い

状態 A では基本的に運転員による操作に期待していないため、通常のプラント停止操作の一環である給復水系を使った注水に期待していない。状態 A+ α では期待していた給水系による緩和に期待出来ない(図3のイベントツリーの給水系、復水系、PCS のヘディング)ため、CDF の上昇に寄与したものと考えられる。

- ・原子炉水位高(L8)誤信号発生時のバイパス操作を考慮しないことの影響

L8 信号は高圧系 ECCS(HPCF(B), (C), RCIC)の停止インターロックの構成要素の1つである。

ABWR の ECCS 系(RCIC、HPCF 等)のトリップ論理回路は図4の通り 2 out of 4 であり、4つの水位検出器の内、2つ以上が L8 を検出すると ECCS の停止(注入弁閉)信号が発信される。つまり4チャンネル中の2チャンネル以上、L8 の誤信号が発信されると高圧 ECCS は機能喪失に陥る。

ABWR の ECCS 系の論理回路には、ある区分の水位検出器が故障したと判断される場合に、その区分のセンサチャンネルをバイパス出来るよう(1区分のみ)センサチャンネルのバイパススイッチが設置されている。このため、センサチャンネルの異常を認知した場合、運転員によって容易に異常箇所をバイパスできる。バイパス後は、残りの3区分のセンサによる 2 out of 3 論理で安全保護機能を維持することが出来る設計である。

状態 A では基本的に運転員による手動操作に期待しないため、上記

のバイパス操作にも期待していない。即ち、状態 A+α でのバイパス操作成功時には 4 チャンネル中 3 チャンネルからの誤信号(誤信号を発信しているチャンネルの 1 つをバイパス)で高圧 ECCS の機能喪失としていたものが、状態 A では 4 チャンネル中 2 チャンネルからの誤信号で高圧 ECCS の機能喪失に至ることとなり、これは高圧 ECCS の機能喪失の発生確率の上昇に寄与する。

表 5 の通り、状態 A において、L8 誤信号による高圧 ECCS の機能喪失は、TQUX のシーケンス(通常停止のイベントツリーの 38(図 3 の赤のライン))に支配的な寄与を及ぼしている。

・原子炉の手動減圧

状態 A では基本的に運転員による手動操作に期待しないため、原子炉の手動減圧に期待していない。LOCA 以外の事象での原子炉減圧では ADS 機能に期待せず、手動減圧を前提としている(SRV を介した S/C でのスクラビングが機能する場合、必ずしも速やかに D/W 圧高に至らない)ため、CDF の上昇に寄与するものと考えられる。

b. TC の CDF 増加要因

状態 A では原子炉停止機能である ARI, RPT, SLC に期待しないため、ATWS 事象は炉心損傷直結となる。このため、TC の CDF が上昇するものと考えられる。

c. S2E(小 LOCA)の CDF 増加要因

状態 A では常用系による冷却(給水)に期待しないため、S2E の CDF が上昇するものと考えられる。

d. TB の CDF 増加要因

状態 A では外部電源復旧や高圧電源融通、D/G の手動起動に期待しないため、TB の CDF が上昇するものと考えられる。

e. TW の CDF 増加要因

・通常停止時における給復水系の扱い

状態 A では基本的に運転員による手動操作に期待しないため、通常のプラント停止操作の一環である復水器による除熱に期待しない。状態 A+α では期待していた常用系(給水系、復水器による除熱)による除熱に期待出来なくなるため、TW の CDF が上昇するものとする。

《参考》 L8 信号に関する BWR5 との論理回路の構成の違い

BWR5 では、ECCS 系である HPCS と、原子炉補助系である RCIC のそれぞれに 1 out of 2 方式の論理回路がある。また、HPCS と RCIC は別の水位検出器からの信号を受けている。

そのため、高圧注水機能の喪失に至る場合は、HPCS、RCIC の各々について、トリップ系毎にセンサが 2 つ以上誤動作する場合となる。即ち、HPCS

及び RCIC が L8 誤信号で機能喪失する場合は、HPCS で 2 つ、RCIC で 2 つの合わせて 4 つの水位検出器が誤動作した場合である。

上記の通り、L8 誤信号により全高圧注水機能の機能喪失に至る最小のチャンネル数は BWR5 が 4 つであることに対し、ABWR は 2 つ(バイパスを許容する場合は 3 つ)であり、ロジックのみに着目すると ABWR の方が厳しい。

5. 状態 A の結果を受けた感度解析

通常停止の際の給復水系の使用や L8 誤信号の発生時のセンサバイパス操作は当初設計から考慮していたものであり、状態 A から状態 A+α への CDF の変化に大きく寄与する要素であると考えられるため、それらを考慮した場合の感度解析を実施した。

感度解析の結果、表 7 に示す通り、L8 誤信号発信時のセンサバイパス操作を考慮することによって高圧注水機能の信頼度が上昇し、減圧が失敗した場合に高圧注水に失敗する TQUX の CDF が低下した。また、通常停止時に給復水系による注水・除熱を考慮することにより「通常停止」を起因とした事故シーケンスグループである TQUX 及び TW の CDF も低下した。

全 CDF は、 5.9×10^{-5} /炉年となり、状態 A+α の約 6.8 倍、状態 A の全 CDF の約 1/11 倍となった。

以 上

表1 PRAで期待する設備*

機能及び対策		対策の説明	選定根拠	現行評価 (状態A+α)	感度解析 (状態A)
原子炉停止機能					
設計基準事故対処設備	スクラム系 (原子炉保護系及び制御棒駆動系)	原子炉水位等の異常を検知して急速かつ自動的に制御棒を炉心に挿入し、原子炉を停止させる。信号を発する原子炉保護系と制御棒駆動系から構成される。	設計基準事故対処設備	○	○
プラント運転開始時より備えている手段・設備	再循環ポンプトリップ(RPT)	異常を検知した際に再循環ポンプをトリップさせ、原子炉の出力を低下させる。	プラント運転開始時より備えている設備	○	×
	代替制御棒挿入(ARI)	原子炉保護系とは別の信号系により制御棒を挿入し、原子炉を停止させる。	プラント運転開始時より備えている設備	○	×
	水位制御及びSLCの手動操作	運転員が手動でポンプを起動し、ほう酸水を炉心に注入し、原子炉を停止させる。	プラント運転開始時より備えている手段	○	×
炉心冷却機能					
設計基準事故対処設備	高圧炉心注入系(HPCF)	原子炉水位低又はD/W圧力高を検知した際に自動起動し、電動駆動のポンプにより高圧～低圧状態の炉心に注水する。	設計基準事故対処設備	○	○
	原子炉隔離時冷却系(RCIC)	原子炉水位低又はD/W圧力高を検知した際に自動起動し、蒸気タービン駆動のポンプにより炉心に注水する。	設計基準事故対処設備	○	○
	低圧注入系(LPFL(RHR))	原子炉水位低又はD/W圧力高を検知した際に自動起動し、電動駆動のポンプにより低圧状態の炉心に注水する。	設計基準事故対処設備	○	○
	自動減圧系(ADS)	原子炉水位低及びD/W圧力高を検知した際にADS機能を有する逃がし安全弁を開放して原子炉圧力を低下させる。	設計基準事故対処設備	○	○
プラント運転開始時より備えている手段・設備	ECCS等の手動起動 RPV手動減圧及び低圧注水操作	ECCSの自動起動に失敗した場合、運転員が手動で起動する。	設計基準設備の設計方針の前提として考慮されているもの	○	×
	給水系による注水	常用系である給水系を用いて原子炉に注水する。	通常の操作・対応	○	×
格納容器熱除去機能					
設計基準事故対処設備	格納容器スプレイ(RHR)	D/W及びS/C内に水をスプレイし、格納容器内の温度、圧力を低下させる。	設計基準事故対処設備	○	○
プラント運転開始時より備えている手段・設備	格納容器スプレイ(RHR)の手動起動				
	主復水器による除熱				
安全機能のサポート機能					
設計基準事故対処設備	原子炉補機冷却系	HPCF, RHRポンプ、非常用D/G等を冷却する。	設計基準事故対処設備	○	○
	非常用D/G	外部電源の喪失等を受けて自動起動し、非常用機器に給電する。	設計基準事故対処設備	○	○
	直流電源	RCICの起動や逃がし安全弁の電磁弁の開閉等、非常用機器の制御に用いる。	設計基準事故対処設備	○	○
プラント運転開始時より備えている手段・設備	非常用D/Gの手動起動	非常用D/Gが自動起動に失敗した場合、運転員が手動で起動する。	設計基準設備の設計方針の前提として考慮されているもの	○	×
	高圧電源融通	高圧母線を介し、他号機から電源を供給する。	設計基準設備の設計方針の前提として考慮されているもの	○	×

表 2 炉心損傷防止のための成功基準

起因事象		原子炉未臨界	炉心冷却	格納容器熱除去
大 LOCA		<ul style="list-style-type: none"> ・ RPS ・ ARI+RPT 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1/2HPCF ・ 1/3LPFL 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1/3RHR
中 LOCA		<ul style="list-style-type: none"> ・ RPS ・ ARI+RPT 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1/2HPCF ・ ADS+1/3LPFL 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1/3RHR
小 LOCA		<ul style="list-style-type: none"> ・ RPS ・ ARI+RPT 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 給水系 ・ 1/2HPCF ・ RCIC ・ ADS+復水系 ・ ADS+1/3LPFL 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1/3RHR
過渡変化・手動停止	S/R 弁正常作動時	<ul style="list-style-type: none"> ・ RPS ・ ARI+RPT 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 給水系*1 ・ 1/2HPCF ・ RCIC ・ ADS+復水系*1 ・ ADS+1/3LPFL 	<ul style="list-style-type: none"> ・ PCS ・ 1/3RHR
	S/R 弁開固着時	<ul style="list-style-type: none"> ・ RPS ・ ARI+RPT 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 給水系*1 ・ 1/2HPCF ・ ADS+復水系*1 ・ ADS+1/3LPFL 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1/3RHR
過渡変化	ATWS 時	<ul style="list-style-type: none"> ・ RPT+SLC+S/R 弁開放+1/2HPCF 		<ul style="list-style-type: none"> ・ 1/3RHR
ISLOCA (破損箇所の隔離成功後)		<ul style="list-style-type: none"> ・ RPS ・ ARI+RPT 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 給水系 ・ 1/2HPCF*2 ・ ADS+復水系 ・ ADS+1/3LPFL*2 	<ul style="list-style-type: none"> ・ PCS ・ 1/3RHR*2

1/2 : 2 系統の内の 1 系統を意味する。

*1 : 外部電源喪失時は当該炉心冷却機能(給水系及び ADS+復水系)には期待しない。

*2 : 破損が発生した系統には期待しない。

■ 部は、今回評価(状態 A)で成功基準から除外した緩和機能を示す。

表3 起回事象別の炉心損傷頻度

起回事象	現行評価結果(状態 A+α) での炉心損傷頻度		今回評価結果(状態 A)での 炉心損傷頻度		今回評価/ 現行評価
	[/炉年]	割合*1	[/炉年]	割合*1	
非隔離事象	4.2×10^{-7}	5%	4.6×10^{-5}	9%	110
隔離事象	4.5×10^{-6}	52%	7.3×10^{-6}	1%	1.6
全給水喪失	3.1×10^{-8}	0%	2.7×10^{-6}	1%	87
水位低下事象	7.9×10^{-8}	1%	7.3×10^{-6}	1%	92
RPS 誤動作等	8.8×10^{-8}	1%	1.5×10^{-5}	3%	170
外部電源喪失	2.3×10^{-8}	0%	1.4×10^{-6}	0%	61
S/R 弁誤開放	1.7×10^{-7}	2%	2.9×10^{-7}	0%	1.7
大破断 LOCA	3.5×10^{-9}	0%	3.5×10^{-9}	0%	1
中破断 LOCA	3.4×10^{-8}	0%	3.5×10^{-8}	0%	1
小破断 LOCA	5.0×10^{-8}	1%	5.2×10^{-8}	0%	1
原子炉補機冷却 海水系 1 系列故障	1.8×10^{-7}	2%	8.0×10^{-7}	0%	4.4
非常用交流電源 1 系列故障	3.7×10^{-8}	0%	1.7×10^{-7}	0%	4.6
直流電源 1 系列故障	2.1×10^{-7}	2%	3.1×10^{-7}	0%	1.5
タービン補機冷却 海水系故障	1.2×10^{-7}	1%	1.9×10^{-7}	0%	1.6
通常停止	2.7×10^{-6}	31%	4.6×10^{-4}	85%	170
ISLOCA	9.8×10^{-11}	0%	2.5×10^{-10}	0%	2.6
合計	8.7×10^{-6}	100%	5.4×10^{-4}	100%	62

*1 割合は評価値を四捨五入しており、0.5%未満は0%と記載

表 4 事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度

炉心損傷モード	現行評価結果(状態 A+α)での炉心損傷頻度		今回評価結果(状態 A)での炉心損傷頻度		今回評価/ 現行評価
	[/炉年]	割合*1	[/炉年]	割合*1	
TQUX	4.2×10^{-9}	0%	2.0×10^{-4}	38%	4.8×10^4
TQUV	9.6×10^{-10}	0%	—*2	0%	—*2
TB	4.8×10^{-10}	0%	2.2×10^{-7}	0%	4.6×10^2
TBU	6.0×10^{-10}	0%	5.8×10^{-9}	0%	9.7×10^0
TBD	8.1×10^{-11}	0%	8.1×10^{-11}	0%	1.0×10^0
TBP	1.2×10^{-10}	0%	1.2×10^{-9}	0%	1.0×10^1
TW	8.7×10^{-6}	100%	3.4×10^{-4}	62%	3.9×10^1
TC	5.1×10^{-12}	0%	9.4×10^{-8}	0%	1.8×10^4
AE	5.0×10^{-10}	0%	5.0×10^{-10}	0%	1.0×10^{-0}
S1E	4.0×10^{-9}	0%	5.0×10^{-9}	0%	1.3×10^0
S2E	4.0×10^{-12}	0%	1.6×10^{-9}	0%	4.0×10^2
ISLOCA	9.5×10^{-11}	0%	9.5×10^{-11}	0%	1.0×10^0
合計	8.7×10^{-6}	100%	5.4×10^{-4}	100%	6.2×10^1

*1 割合は評価値を四捨五入しており、0.5%未満は0%と記載

*2 状態 A では手動減圧に期待していないため、TQUVに至るシーケンスは無い。

表 5 TQUX における主要な最小カットセット(状態 A)
(ET : 通常停止、シーケンス No : 38 図 3 の赤のシーケンス)

No.	カットセット	CDF[炉年]	寄与割合
1	通常停止+L-8 誤信号	1.5×10^{-4}	84%
2	通常停止+原子炉水位計 不動作/誤高出力(共通原因故障)	1.5×10^{-5}	8%
3	通常停止+信号系(DTM 廻り)機能喪失(共通原因故障)	6.9×10^{-6}	4%
4	通常停止+信号系(DTM 廻り)機能喪失	2.2×10^{-6}	1%
5	通常停止+高圧系 ECCS SLU 廻り故障(共通原因故障)	1.7×10^{-6}	1%

表 6 TW における主要な最小カットセット(状態 A)
(ET : 通常停止、シーケンス No : 6 図 3 の青のシーケンス)

No.	カットセット	CDF[炉年]	寄与割合
1	通常停止+残留熱除去系起動操作失敗	2.3×10^{-4}	81%
2	通常停止+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	1.9×10^{-5}	7%
3	通常停止+原子炉補機冷却系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	6.4×10^{-6}	2%
4	通常停止+残留熱除去系ポンプ室空調ファン起動失敗(共通原因故障)	3.7×10^{-6}	1%
5	通常停止+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)	2.5×10^{-6}	1%
6	通常停止+原子炉補機冷却系電動弁(残留熱除去系熱交換器出口)開失敗(共通原因故障)	2.5×10^{-6}	1%
7	通常停止+残留熱除去系電動弁(ミニフローライン)閉失敗(共通原因故障)	2.3×10^{-6}	1%
8	通常停止+残留熱除去系電動弁(注入ライン)閉失敗(共通原因故障)	2.3×10^{-6}	1%
9	通常停止+RCW/RSW 信号系(SLU 廻り) (共通原因故障)	1.7×10^{-6}	1%
10	通常停止+RHR 信号系(SLU 廻り) (共通原因故障)	1.7×10^{-6}	1%

表 7 感度解析の分析結果

(a) L8 誤信号発生時のセンサバイパス操作の考慮

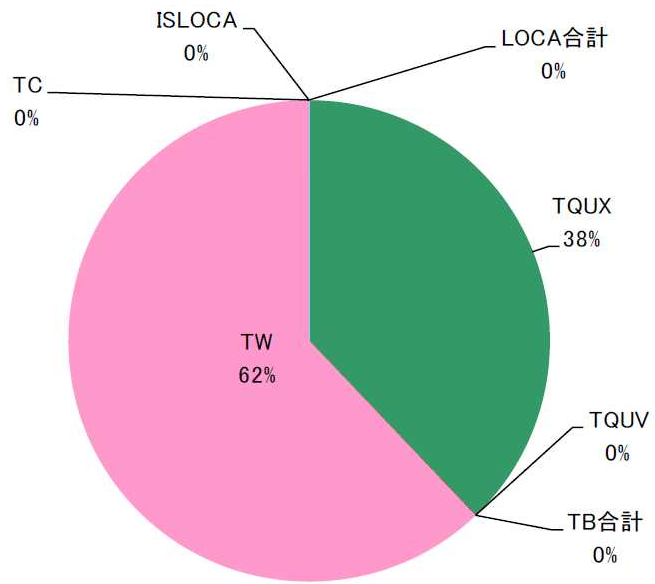
事故シーケンスグループ	今回評価結果(状態 A)での炉心損傷頻度 [炉年]	感度解析結果での炉心損傷頻度 [炉年]	状態 A との比
TQUX	2.0×10^{-4}	5.9×10^{-6}	3.0×10^{-2}

(b) 通常停止時に給復水系による注水・除熱を考慮

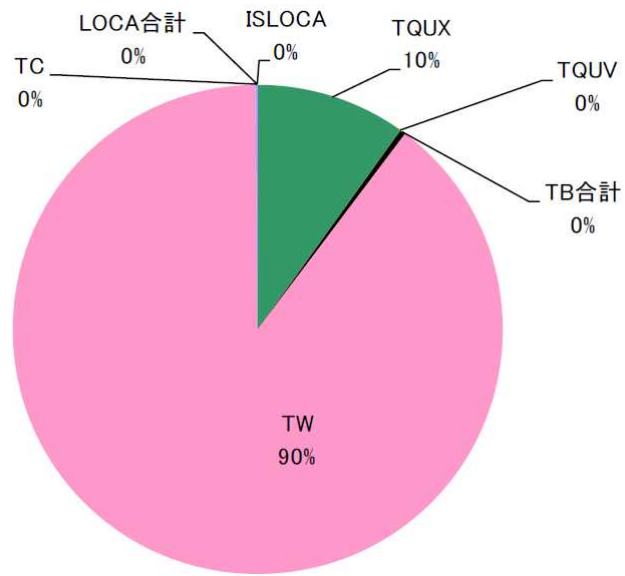
通常停止を起因事象とする事故シーケンスグループ	今回評価結果(状態 A)での炉心損傷頻度 [炉年]	感度解析結果での炉心損傷頻度 [炉年]	状態 A との比
TQUX	1.7×10^{-4}	3.0×10^{-7}	1.8×10^{-3}
TW	2.9×10^{-4}	2.7×10^{-6}	9.3×10^{-3}

(c) 全 CDF の差異

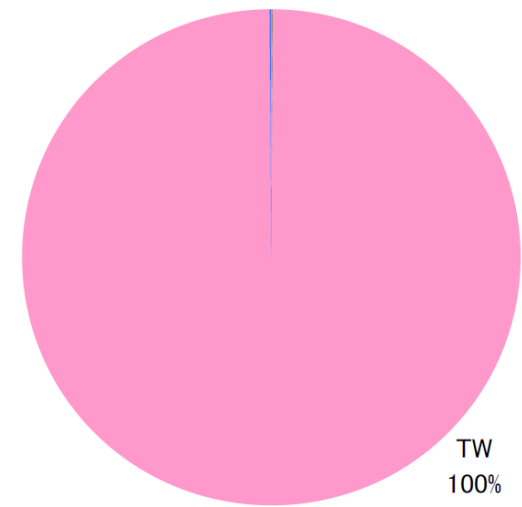
感度解析結果での炉心損傷頻度 [炉年]	現行評価結果(状態 A+α)での炉心損傷頻度 [炉年]	今回評価結果(状態 A)での炉心損傷頻度 [炉年]
5.9×10^{-5}	8.7×10^{-6}	5.4×10^{-4}



(a) 感度解析結果(状態 A)



(b) 感度解析結果(状態 A において L8 誤信号バイパス+通常停止における 給復水系考慮)



(c) 申請表評価結果(状態 A+α)

図 2 事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度の割合

□ は今回評価(状態 A)では期待しないへディング

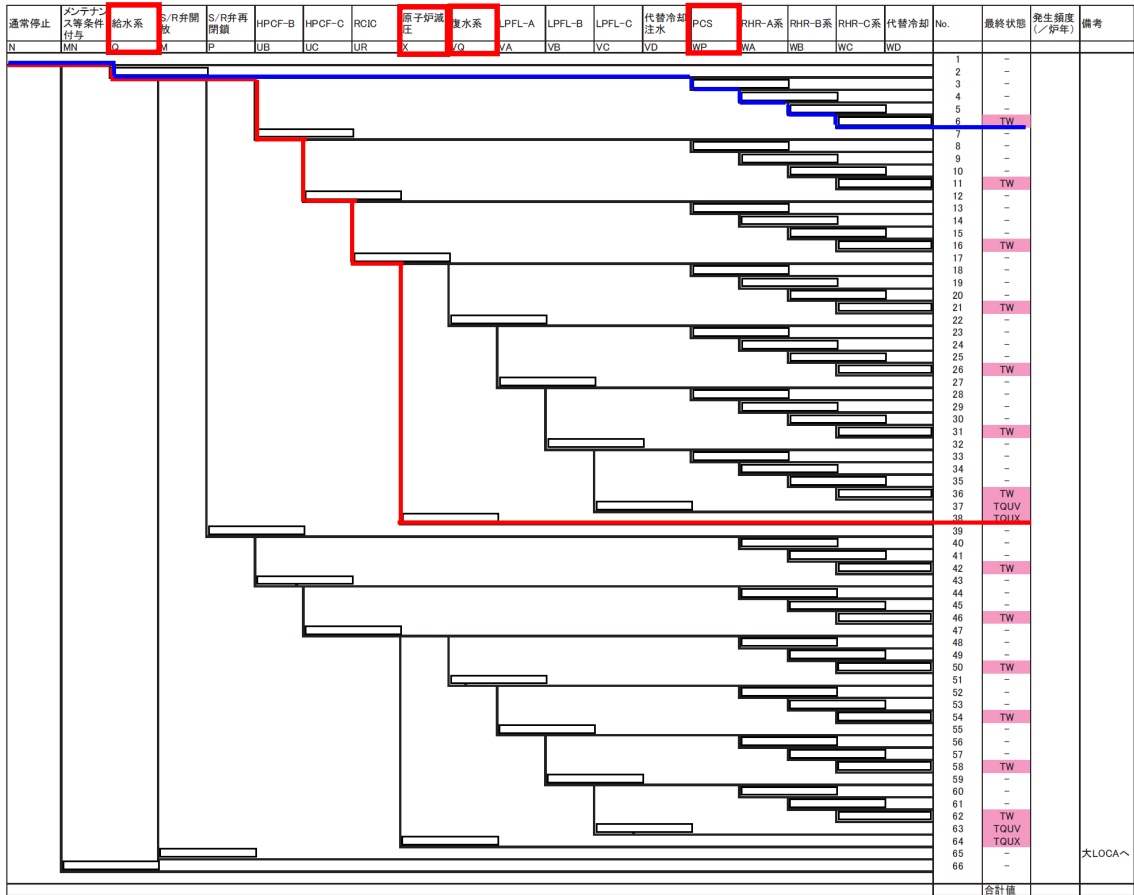


図3 支配的な事故シーケンス

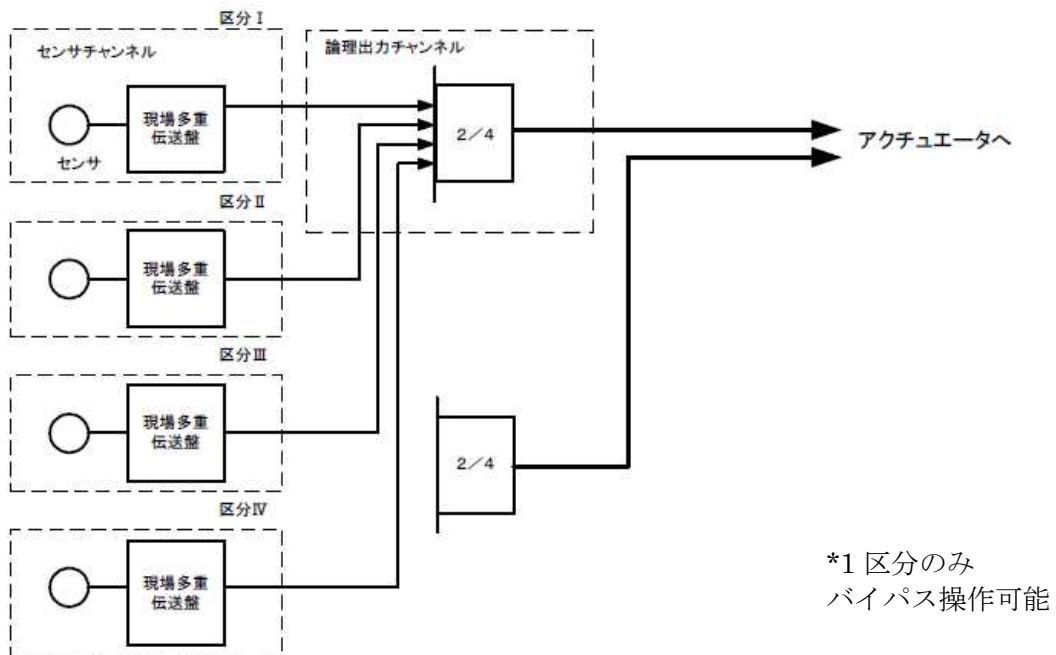


図4 ABWRのL8論理回路の構成

3.1.2 停止時PRA

停止時PRAは、一般社団法人日本原子力学会が発行した「原子力発電所の停止状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル1PSA編）：2010」（2011年11月）を参考に評価を実施し、各実施項目については「PRAの説明における参照事項」（原子力規制庁 平成25年9月）の記載事項への適合性を確認した。評価フローを図3.1.2-1に示す。

3.1.2.a. 対象プラント

① 対象とするプラントの説明

(1) プラントの構成・特性の調査

プラントの構成・特性の調査の目的は、対象施設の設計及び運転の特性を把握するために、プラントに関する各種情報を収集することである。

以下、a. に記載のとおりPRAに必要なKK6/7号機の情報を収集し、b. にプラントの概要を、c. にPRAにおいて考慮するシステムの概要を示した。

a. PRAに必要な情報の収集

停止時PRAに必要な次のプラント情報を収集した。

- ・設備及び運転に関する基本的な情報（設計情報、定期検査に関する情報、保守管理情報など）
- ・定量化にあたり必要とされる情報（起因事象発生に関する運転経験など）

情報収集に使用した資料のリストを表3.1.2.a-1に示す。

b. プラントの概要

- ・出力 熱出力 3,926 MWt
電気出力 1,356 MWe
- ・プラント型式 改良型沸騰水型軽水炉 (ABWR)
- ・格納容器型式 圧力抑制型鉄筋コンクリート造格納容器 (RCCV)

c. 緩和機能(システム)の概要

停止時PRAにおいて考慮する緩和機能(システム)の概要を次に示す。

また、システム設備の概要を表3.1.2.a-2に示す。

1) 原子炉停止に関するシステム

原子炉停止に関するシステムには制御棒駆動系などがあるが、原子炉停止中は、試験時や点検時を除き制御棒が全挿入状態にあり、また“3.1.2.b. 起因事象”で後述するように過出力による炉心損傷事象を評価の選定から除外しているため、これらのシステムはモデル化しない。

2) 燃料冷却に関する機能

プラント停止時には、残留熱除去系 (RHR) や代替除熱系 (燃料プール冷却浄化系 (FPC) 又は原子炉冷却材浄化系 (CUW)) により原子炉や燃料プール (SFP) 内の燃料の崩壊熱を除去する。除熱設備の異常時においては、非常用炉心冷却系の注水機能などを用いて原子炉を冷却する。なお、原子炉隔離時冷却系 (RCIC) 及び自動減圧系 (ADS) は、停止中の原子炉が低圧状態であることからモデル化しない。

- 残留熱除去系 (RHR 低圧注水(LPFL)モード, 停止時冷却(SHC)モード, 燃料プール冷却モード)

停止時PRAでは, RHRの除熱機能としてSHCモード及び燃料プール冷却モード, 注水機能としてLPFLモードをモデル化している。概要図を図3.1.2.a-1, 図3.1.2.a-2, 図3.1.1.a-10に示す。

SHCモードは原子炉停止後において, 燃料交換および補修作業が行えるように原子炉の崩壊熱を除去するモードである。本モードは独立な3系統のRHRの各々にあり, 各系統とも電動ポンプ1台, 熱交換器1胴, 配管, 弁類, 計装・制御機器などから構成されている。

燃料プール冷却モードは原子炉停止後において, SFPの熱負荷がFPCの最大冷却能力を超えた場合に, FPCと相まって崩壊熱除去を行うモードである。通常はRHRとFPCとの併用運転となるが, FPCが停止した場合でもRHRだけで除熱が可能である。燃料プール冷却モードでは, SFPスキマサージタンクに流入したオーバーフロー水を, FPCラインを通じてRHR熱交換器で冷却し, 再度FPCラインを通じてSFPに戻す循環運転を行っている。

LPFLモードは非常用炉心冷却系(ECCS)の一つであり, 運転時と同様にサプレッションプール水を低圧注水スパーチャ(B系, C系)または給水スパーチャ(A系)から原子炉に注水して炉心を冷却するモードである。

- 燃料プール冷却浄化系(FPC)

FPCはSFPの水質を維持し, プール内に貯蔵する使用済燃料の崩壊熱を除去して温度を規定値以下に維持するとともに, プール水の給水, 排水を行い, プール水位を調節する系統である。概要図を図3.1.2.a-3に示す。本系統は, 電動ポンプ2台, 熱交換器2胴, ろ過脱塩装置2基, スキマサージタンク2基, 配管, 弁類, 計装・制御機器などから構成されている。

- 原子炉冷却材浄化系(CUW)

CUWは炉内に燃料が装荷されている場合に運転している系統であり, 炉水を連続的に浄化管理する。概要図を図3.1.2.a-4に示す。

停止時PRAでは, CUWを除熱機能の一つと位置付けている。CUWは再生熱交換器と非再生熱交換器を有するが, 停止時は再生熱交換器をバイパスし, 非再生熱交換器によって熱除去して炉水を原子炉に戻す。

- 高圧炉心注水系(HPCF)

復水貯蔵槽(CSP)(第1水源)あるいはサプレッションプール(S/C)(第2水源)水を炉心上部に設けられたスパーチャ・ヘッダのノズルから原子炉に注水して炉心を冷却する系統である。B系, C系の独立な2系統からなり, ポンプ1台, スパーチャ・ヘッダ, 配管, 弁類, 計装・制御機器などから構成される。概要図を図3.1.1.a-8に示す。

- 3) 安全機能のサポートに関する機能

事故時の基本的な安全機能を果たす系統(一般にフロントライン系という)をサポートする系統をサポート系という。停止時PRAで

期待している緩和設備のサポート系としては、原子炉補機冷却系と電源設備がある。なお、非常用ディーゼル発電機室の換気空調系以外の換気空調設備や制御用空気供給設備については系統の機能喪失などの成功基準に影響しないのでモデル化しない。

○ 原子炉補機冷却系

高压炉心注水系(HPCF)、低压注水系(LPFL)及び非常用ディーゼル発電機(D/G)などを冷却する系統であり、原子炉補機冷却系(RCW)及び同海水系(RSW)によって構成される。

概要図を図3.1.1.a-14に示す。

なお評価期間中、取水路点検で使用できない補機冷却系からの供給を受ける緩和設備について、他系統の補機冷却系からの冷却水の融通を実施し、機能を維持することは想定していない。

○ 電源系

・非常用電源系

常用母線から非常用母線への給電が停止した場合には、非常用母線の電圧低下を検知して3台の非常用ディーゼル発電機(D/G)が自動起動し、非常用機器に給電する。

直流電源系(蓄電池など)は、原子炉系の125Vが4系統設けられている。直流電源系は、遮断器の開閉の他、D/Gの起動などに用いられる。

概要図を図3.1.1.a-17、図3.1.1.a-18、図3.1.1.a-19に示す。

なお、基本的に他系統からの融通は考慮していない。電源の融通としては、4)プラント運転開始時より備えている対策及び手段で示す高压電源融通があるが、

4) プラント運転開始時より備えている対策及び手段

停止時は出力運転時に比べ崩壊熱量が小さいために余裕時間が長く、また定期検査により作業員などの確保が容易であると考えられるため、次の対策を考慮している。なお、復水補給水系(MUWC)および消火系(FP)の概要図を図3.1.2.a-5、図3.1.2.a-6に示す。

- ・ ECCS, D/G 手動起動
- ・ MUWC を用いた注水
- ・ FP を用いた注水
- ・ 機器 (RHR, D/G) 及び外部電源の復旧
- ・ 高压電源融通

②停止時のプラント状態の推移

定期検査期間中はプラントの状態が大きく変化することから、停止時レベル 1PRA においては、定期検査における評価対象期間を設定し、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、成功基準に関する類似性によって、評価対象期間を幾つかのプラント状態(以下 POS という)に分類し評価を行う必要がある。

BWR プラントの代表的な POS の推移は、以下の S~D の 5 つに大きく分類

できる。

(1) POS S : 原子炉冷温停止への移行状態 (定期検査 1 日目)

通常のプラント停止では, RHR の SHC モードで除熱可能な圧力に減圧されるまでは, 原子炉は主蒸気系を介して, 復水器によって除熱される。RHR の SHC モードの運転による除熱を開始した後, 復水器真空破壊を経て, 復水器による除熱を停止する。プラント停止直後は, SHC モードで運転中の RHR2 系統のほかに, 残りの RHR1 系統が待機状態にある。この期間では, RPV の上蓋が閉鎖されており, 原子炉水位は通常水位にある。また停止直後であることから, 崩壊熱は相対的に大きい。

復水器の真空破壊から RPV 開放工程へ移行するまでの期間を, 原子炉冷温停止への移行状態として分類する。

(2) POS A : PCV/RPV 開放及び原子炉ウェル満水への移行状態

PCV/RPV の開放開始から原子炉ウェルの水張り開始までの期間は, 崩壊熱が比較的大きく, 原子炉内の保有水量も運転中と大きく変わらない。この期間中は, RHR1 系統が SHC モードで運転, 残りの RHR2 系統が待機にある。PCV/RPV の開放 (PCV トップヘッド取外/RPV トップヘッド取外) 開始から原子炉ウェルの水張り開始までの期間を, PCV/RPV 開放及び原子炉ウェル満水への移行状態として分類する。

(3) POS B : 原子炉ウェル満水状態 (原子炉ウェル水抜き開始まで)

RPV 開放完了から RPV 閉鎖開始までの期間は, 原子炉ウェルが満水の状態にある。この期間は, 原子炉内の保有水量が多く, RHR による除熱が喪失しても原子炉冷却材の温度が短時間に上昇することはない。

原子炉ウェルが満水の期間を原子炉ウェル満水状態として分類する。

(4) POS C : PCV/RPV 閉鎖及び起動準備への移行状態

原子炉ウェル水抜き開始から起動準備に入るまでの期間は, 設備の保守点検は継続中であるが, 原子炉内の保有水量は運転中とほぼ同じである。原子炉ウェル満水状態からの水抜き作業では, RPV フランジから水位を下げる際に, CUW を使用して液体廃棄物処理系に炉水を移送することで, 原子炉水位を通常水位 (NWL) まで低下させる。プラント停止後から比較的長時間が経過しているため, 炉心の崩壊熱は, 停止直後から 1 桁程度低下している。

RPV 閉鎖 (PCV トップヘッド取付) 開始から起動準備に入るまでの期間を PCV/RPV 閉鎖及び起動準備への移行状態として分類する。

(5) POS D : 起動準備状態

PCV/RPV 閉鎖が終了後, プラントの再起動までに設備の機能確認などの起動準備が実施される。この期間中は, 設備の保守点検が終了しており, タービン駆動の注水系を除き, 緩和設備の多くが待機状態となっている。

PCV/RPV 閉鎖終了から CR 引き抜き開始までの期間を起動準備状態として分類する。

③プラント状態分類

(1) プラント状態分類の考え方

a. 評価対象期間の設定

本評価期間は「復水器真空破壊から CR 引抜き開始までの期間」で

あり、有効性評価に関する審査ガイドの共通解析条件として定められている原子炉の運転停止中の期間「主発電機の解列から、原子炉起動の過程における主発電機の併列まで」と異なる(図 3.1.2. a-7)。

「主発電機の解列から全 CR 全挿入まで」及び「CR 引抜き開始から原子炉起動の過程における主発電機の併列まで」の低出力運転時や、プラント停止中の「全 CR 全挿入から復水器真空破壊まで」の期間においては、給復水系を含む緩和設備の待機状態が出力運転時とほぼ同等であり、「復水器真空破壊」及び「CR 引抜き開始」の時点境界に想定する起因事象も大きく変化するため、出力運転時 PRA で評価されており(起因事象の「通常停止」などの考慮)、停止時 PRA では対象外としている。

b. 評価対象期間の日数の設定

定期検査工程において主要な作業を過去の実績などを参考にして個々に日数を設定し、その積み上げにより評価対象期間を80日と設定した(表 3.1.2. a-3 (a))。また、この評価対象期間は表 3.1.2. a-3 (b) に示す過去の定期検査の工程日数や主要な工事と比較しても大きな差異がないことから妥当であると考えられる。

1) 評価対象工程の設定

停止時 PRA はプラント停止時における重要事故シーケンスの抽出を目的としており、緩和設備の運転・待機除外に係わる作業や保有水量が変化する作業などの炉心損傷リスクに変動を与える可能性のある作業を、過去の点検実績を考慮して網羅的に抽出し、評価対象の工程へ反映した。作業の抽出は、毎定検に実施される点検・検査などを抽出するとともに、毎定検ではないが比較的实施される可能性のある点検・検査なども抽出している。

なお、評価する工程は保安規定が遵守されていることを前提として、下記の点を考慮して緩和設備の待機除外などの設定を行っている。詳細な考え方は添付資料 3.1.2. a-1 に示す。

● これまでの実績などの情報

- ・水路点検の期間は概ね 25 日程度に設定する。
- ・RSW-A 系及び RSW-C 系水路は同時に点検する。
- ・最初の水路点検(角落とし)は POS-B の初日から開始し、点検終了(角上げ)後、連続して他系統の水路点検(角落とし)を実施する。(角切替えのための期間は設定しない)
- ・ECCS 及び非常用 D/G の点検を実施する。これらの設備は水路点検(角落とし)に合わせて同区分の点検が実施され、点検期間は水路点検(角落とし)と同じとする。
- ・CRD, LPRM, RIP 点検を実施する(点検本数、台数は実績を参考)。
- ・保安規定の遵守を前提に、緩和設備の全停止期間は、特定の期間に集中させないものとする。

● 毎定検ではないが比較的实施される可能性のある点検・検査などの情報

- ・MUWC, CUW, FPC 点検の全停止を設定する。

- ・水路点検（角落とし）の期間中において、非常用交流電源母線の本格点検が実施されるものとする。
- ・全燃料取出しを実施する。
- ・炉内点検などにより使用済み燃料プールゲートを閉鎖する場合を考慮する。
- ・FPC, CUW 又はその組み合わせ(以下「代替除熱設備」という。)による除熱の運転を考慮する。

(2) プラント状態の分類結果

“（1）プラント状態分類の考え方” に従い、設定した評価対象工程をプラント状態毎に分類した。分類の結果を図3.1.2.a-8に示す。

“② 停止時のプラント状態の推移” で示した5つのPOSの分類から、途中の設備構成の変化などを考慮し、POS-B及びPOS-Cを以下のとおり細分化する。

- a. POS-B については、期間途中において角切替えに伴い使用可能な緩和設備の組み合わせが変化し、使用済み燃料プールゲート開閉状態により評価対象となる有効保有水量及び緩和設備の組み合わせが変化することから、POS-B1, POS-B2, POS-B3 及び POS-B4 の4つに細分化する。
- b. POS-C については、期間途中において、角上げに伴い使用可能な緩和設備の組み合わせが変化することから、POS-C1, POS-C2 の2つに細分化する。なお、POS-C2 において実施される RPV リークテスト (RPV-L/T) の期間中は、一時的に RPV の水位と圧力が上昇するが、使用可能な緩和設備の組み合わせは変わらないことから、RPV-L/T の前後での POS の細分化は行わない。

3.1.2.b. 起因事象

炉心損傷に至る可能性のある起因事象を抽出し、停止時PRAで取り扱う事象の選定や発生頻度の評価を実施した。

① 評価対象とした起因事象のリスト、説明及び発生頻度

(1) 起因事象の選定方法

評価対象期間において発生しうる異常事象のうち、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する。見落としを防ぐ体系的な分析の方法として、マスターロジックダイアグラム、先行停止時レベル1PRA及び国内外のプラント運転経験など（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）を用いる。

同定した炉心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停止時レベル1PRAで評価する起因事象として選定する。

(2) 起因事象のグループ化

同定した起因事象については、事象の類似した起因事象をグループ化して評価を実施することも可能である。起因事象をグループ化するには、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グループに分類する。つまり、同一グループについては必要とされる緩和設備などが類似する起因事象であるため、同一のイベントツリー及びフォールトツリーを用いることのできる起因事象をグループ化することとしている。

停止時PRA評価内では、プラント内部（外部電源引込の開閉器・遮断器故障や母線事故、受電系統切替失敗など）での故障に起因した外部電源喪失事象であっても外部電源喪失と同一のグループとして評価を行う（ただし、国内BWRプラントでのプラント内部の故障に起因した外部電源喪失事象の過去の発生件数は0件である）。

なお、外部電源喪失やサポート系の故障は起因事象の従属性を有し、緩和設備のアンアベイラビリティに影響を及ぼすことから他の起因事象とグループ化しない。

(3) 選定した起因事象

(1)、(2)で示した方法を用いて起因事象として選定を行った。図3.1.2.b-1に分析に用いたマスターロジックダイアグラムを示す。なお、抽出された起因事象については先行停止時レベル1PRA及び国内外のプラント運転経験などを用いても見落としがないことを確認した（表3.1.2.b-1）。

炉心損傷に至る可能性のある異常事象の要因は、燃料の過熱破損と燃料の機械的破損に大別され、このうち燃料の過熱破損は燃料の熱的要因に伴う燃料被覆管破損で、燃料の冷却不良（冷却材喪失）による炉心損傷と燃料の過出力による炉心損傷の2つが考えられる。また、燃料の冷却不良は崩壊熱除去機能喪失に起因した冷却材蒸発が原因となる燃料の露出と、一次冷却材バウンダリ機能の喪失による冷却材流出が原因となる燃料の露出の2つが考えられる。

a. 原子炉冷却材蒸発

冷却材蒸発の起因事象として、プラント停止時の主要な除熱設備で

ある RHR (SHC モードで運転中の系統) が故障した場合の除熱失敗を想定した「RHR 機能喪失」、送電系統のトラブルにより駆動電源を喪失し除熱設備が運転停止する場合を想定した「外部電源喪失」、また定期検査中においては、RHR を待機設備として代替除熱設備 (FPC, CUW) にて除熱する場合もあるため、これら設備の故障による除熱失敗を想定した「代替除熱機能喪失」を起因事象として選定した。

除熱設備である RHR や代替除熱設備の機能喪失では、故障原因が当該系統の設備 (フロントライン) の故障かその関連系統となる補機冷却系 (サポート系) の故障かによって、炉心損傷に至る可能性に対する影響が異なる。補機冷却系はポンプの軸受やクーラー、また熱交換器に冷却水を供給しているため、複数の設備に対して従属性を有している。補機冷却系設備が故障した場合、これらを必要としている複数の設備全てが使用不能となり、フロントラインの故障と比べてその影響が大きいことから、フロントラインの故障と分けて考えることとし、補機冷却系の故障による除熱失敗を想定した「補機冷却系機能喪失」も同定し、起因事象従属性を有する事象として選定した。

b. 原子炉冷却材流出

燃料を冷却するために保有されている冷却材は、RPV のような一次冷却材バウンダリ内で維持されている。何らかの要因によりこのバウンダリが喪失すると、冷却材は一次冷却材バウンダリから系外に流れ出ていき、原子炉の水位は低下していく。バウンダリの喪失箇所 (燃料より低い位置など) によっては、水位低下が継続し、燃料が露出する場合が考えられるため、この水位低下を想定した一次冷却材バウンダリ機能喪失を起因事象として同定する。

一次冷却材バウンダリ機能喪失では、保守点検や運転操作の作業中に発生する操作ミスなどの人的過誤に起因する冷却材流出事象と、配管や機器の破損などに起因する冷却材流出事象がある。

配管や機器の破損などに起因する冷却材流出は、後述する理由により選定から除外されるため、停止時レベル 1PRA における一次冷却材バウンダリ機能喪失としては、保守点検や運転操作の作業中の人的過誤に起因する冷却材流出事象を対象とした。

プラントの系統構成の状態、設備の試験・保守点検手順書などを調査して、保守点検などの作業中の人的過誤に起因する事象がないかを分析した結果、CRD の点検、LPRM などの検出器の交換、RIP の点検の際に原子炉水が原子炉冷却材バウンダリ外に漏えい (一次冷却材バウンダリ機能喪失) する可能性があるため、「CRD 点検 (交換)」、「LPRM 点検 (交換)」、「RIP 点検」を起因事象として選定した。

また、原子炉ウェル満水状態から通常水位へ水位を下げる際には、CUW によるブローが実施され、冷却材が系外である液体廃棄物処理系の LCW 収集槽に移送される。CUW ブローを終了することを忘れた場合、燃料が露出する可能性があるため、「CUW ブロー」を起因事象として選定した。

c. 燃料の過出力及び燃料の機械的破損

後述する理由により評価対象から除外される。

(4) 起因事象選定の除外

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。除外した起因事象およびその除外理由について表 3.1.2.b-2 にまとめる。

なお、RHR ポンプの最小流量バイパス弁の閉め忘れによる冷却材流出事象については、BWR5 では冷却材が系統外に流出の可能性がある事象として起因事象に同定されるが、ABWR では RHR の SHC モードの吸込みノズルが炉心部 (TAF) より高い位置にあり、仮に系統の閉ループが喪失したとしても燃料露出には至らないため、起因事象としては同定していない (添付資料 3.1.2.b-2 参照)。

(5) 起因事象の発生頻度

選定された各起因事象グループの発生頻度を評価するため、国内 BWR プラントでの起因事象の発生経験について以下を対象に調査した。

- ・(独)原子力安全基盤機構発行の原子力施設運転管理年報
- ・原子力安全推進協会により運営されている NuCIA
- ・電気事業者によるプレスリリース

調査期間は、平成 21 年 3 月までとし、評価した発生頻度を表 3.1.2.b-3、表 3.1.2.b-4 に示す。また、起因事象発生頻度の算出方法の優先順位は添付資料 3.1.2.b-3 に示す考え方を使用している。

なお、本評価で挙げたいずれの起因事象も柏崎刈羽原子力発電所 6 号炉及び 7 号炉では発生していない。

a. RHR 機能喪失 (フロントライン) の発生頻度

RHR 機能喪失の発生件数及び運転日数を国内 BWR プラントの運転実績に基づき抽出し、RHR 機能喪失の発生頻度を算出する。

停止時レベル 1PRA における 1 日当たりの RHR 機能喪失の発生頻度は、以下のとおり算出した。

$$\text{RHR 機能喪失発生頻度} = \frac{\text{発生件数}}{\text{総定検日数 (RHR 運転日数)}} \quad (\text{／日})$$

プラント停止時における RHR 機能喪失の発生件数は 4 件、総点検日数は 70,822 日であるため、発生頻度は 5.6×10^{-5} (／日) となる。

b. 代替除熱機能喪失 (フロントライン) の発生頻度

代替除熱機能喪失は、運転中の代替除熱設備が何らかの要因により除熱機能を満足できない状態となる事象である。



c. 補機冷却系機能喪失の発生頻度

補機冷却系機能喪失は、評価プラントの運転経験からだけでは発生頻度の評価に必要なデータが得られず、評価に活用可能な文献などがないことから、添付資料 3.1.2. b-3 ③の考え方にに基づき評価した。

補機冷却系機能喪失の発生件数及び運転日数を国内BWRプラントの運転実績に基づき抽出し、補機冷却系機能喪失の発生頻度を算出する。

停止時レベル 1PRA における 1 日当たりの補機冷却系機能喪失の発生頻度は、以下のとおり算出する。

$$\text{補機冷却系機能喪失発生頻度} = \frac{\text{発生件数}}{\text{総定検日数 (補機冷却系運転日数)}} \quad (\text{／日})$$

プラント停止時における補機冷却系機能喪失の発生件数は 0 件、総定検日数は 70,822 日であった。運転日数のデータが十分ありかつ発生件数が無い事象であることを考慮し、0.5 件として算出した。

これにより、補機冷却系機能喪失の発生頻度は 7.1×10^{-6} (／日) となる。

d. 外部電源喪失の発生頻度

外部電源喪失の発生件数及び運転日数を国内BWRプラントの運転実績に基づき抽出し、外部電源喪失の発生頻度を算出する。なお、停止時レベル 1PRA では、プラント停止時特有の保守作業が原因で外部電源喪失に至る事象(1 系列を計画作業により停電させるなど)があるため、出力運転時レベル 1PRA に用いる外部電源喪失発生件数に停止時特有の発生件数を加味して算出した。

(運転時) 外部電源喪失発生頻度 =

$$\frac{\text{外部電源喪失発生件数 (停止時特有の事象を除く)}}{\text{国内 BWR プラントの運転暦日 (日数) 合計}} \quad (\text{／日})$$

これに、停止時においては、停止時特有の事象に対する発生件数を、停止日数で除して算出したものを加味する。

(停止時特有) 外部電源喪失発生頻度 =

$$\frac{\text{外部電源喪失発生件数 (停止時特有)}}{\text{総定検日数}} \quad (\text{／日})$$

以上により、停止時レベル 1PRA における 1 日当たりの停止時レベル 1PRA の外部電源喪失の発生頻度は、以下のとおり算出する。

外部電源喪失発生頻度 =

$$\frac{\text{発生件数 (停止時特有を除く)}}{\text{運転暦日}} + \frac{\text{発生件数 (停止時特有)}}{\text{総定検日数}} \quad (\text{／日})$$

プラント運転中や停止中といった状態に左右されずに発生する要因による外部電源喪失事象の発生件数は3件であった。国内BWRプラントの運転歴年は706.1炉年であり、停止時特有の事象の発生件数は1件、総点検日数は70,822日であった。

これにより、外部電源喪失の発生頻度は[]となる。

- e. 一次冷却材バウンダリ機能喪失（CRD点検（交換））の発生頻度

CRD点検（交換）時の冷却材流出事象は、添付資料3.1.2.b-3④の考え方にに基づき論理モデルによる信頼性解析により評価する。

当該事象は、点検・交換作業に関わる人的過誤に起因するものであり、カップリングシール及びCRDフランジのバウンダリ機能確保失敗による水位低下を伴う漏えいを想定する。

CRD1本当たりの起因事象発生頻度は[]となり、定期検査時における標準的なCRD点検本数は3本であるから、作業全体の起因事象発生頻度は、1本当たりの起因事象発生頻度に3本を掛け合わせ、[]となる。

なお、詳細な発生頻度の算出方法は添付資料3.1.2.b-4にて示す。

- f. 一次冷却材バウンダリ機能喪失（LPRM点検（交換））の発生頻度

LPRM点検（交換）時の冷却材流出事象は、添付資料3.1.2.b-3④の考え方にに基づき論理モデルによる信頼性解析により評価する。

当該事象は、点検・交換作業に関わる人的過誤に起因するものであり、LPRMシール（ドライチューブシール）確保失敗及びドレンライン取り付け失敗による水位低下を伴う漏えいを想定する。

LPRM1本当たりの起因事象発生頻度は[]となり、定期検査時における標準的なLPRM点検本数は10本であるから、[]となる。

なお、詳細な発生頻度の算出方法は添付資料3.1.2.b-4にて示す。

- g. 一次冷却材バウンダリ機能喪失（RIP点検）の発生頻度

RIP点検時の冷却材流出事象は、添付資料3.1.2.b-3④の考え方にに基づき論理モデルによる信頼性解析により評価する。

当該事象は、点検・交換作業に関わる人的過誤に起因するものであり、モータカバー取り外し及びポンプシャフトの引き抜きによる水位低下を伴う漏えいを想定する。

RIP1本当たりの起因事象発生頻度は[]となり、定期検査時における標準的なRIP点検本数は2本であるから、作業全体の起因事象発生頻度は、[]となる。

なお、詳細な発生頻度の算出方法は添付資料3.1.2.b-4にて示す。

- h. 一次冷却材バウンダリ機能喪失（CUWブロー）の発生頻度

CUWブロー時の冷却材流出事象は、添付資料3.1.2.b-3④の考え方にに基づき論理モデルによる信頼性解析により評価する。

CUWブロー時の冷却材流出は、操作に関わる人的過誤に起因するものであり、CUWによる水位低下操作時などでのCUWブロー弁の閉め忘れを想定している。

CUWブロー時の基本的な操作における冷却材流出の起因事象発生頻度は[]となる。

起因事象として選定される CUW ブローは燃料交換後の原子炉水の排水の 1 回のみであるため、作業全体の発生頻度は、となる。

なお、詳細な発生頻度の算出方法は添付資料 3.1.2.b-4 にて示す。

3.1.2.c. 成功基準

炉心損傷を防止するために必要な緩和設備や緩和操作の組合せがその機能を達成するために必要な条件を定めた。

① 成功基準の一覧表

(1) 炉心損傷判定条件

停止時 PRA では、炉心損傷の判定条件を“燃料集合体の露出”としている。このため、プラント状態によって対象とする燃料やその配置場所が異なるため、炉心損傷の判定条件を以下の 2 つに分類している(表 3.1.2.c-1)。

- a. 炉心燃料と SFP の使用済燃料がプールゲートで隔てられている場合
炉心燃料と SFP の使用済燃料が使用済燃料プールゲート(以下、「プールゲート」という)で隔てられている場合は、炉心燃料のみ(SFP の使用済燃料はリスク評価の対象に含めない)を評価対象とし、有効燃料長頂部(TAF)が露出することを炉心損傷の判定条件とする。
- b. 炉心燃料と SFP の使用済燃料がプールゲートで隔てられていない場合(全ての炉心燃料が SFP に移されている場合を含む)

炉心燃料と SFP の使用済燃料がプールゲートで隔てられていない場合は、全炉心燃料の取り出しを想定して、炉心燃料と使用済燃料をリスク評価の対象とする。また、炉心損傷の判定条件となる水位は



(2) 各安全機能の成功基準

各安全機能の成功基準は以下のとおりとした。なお、原子炉の減圧機能及び原子炉格納容器除熱機能の取り扱いについては添付資料 3.1.2.c-1 に示す考えにより評価モデルの対象外とした。

a. 注水機能に対する成功基準の設定

原子炉冷却材インベントリの確保のための安全機能として注水機能を同定しており、注水機能として期待できる緩和設備に対して、崩壊熱除去失敗時及び冷却材流出時の各起因事象における成功基準を設定する。

安全機能として期待できるか否かの判断基準は以下となる。

- ・ 蒸発量を補うだけの注水が可能か(崩壊熱除去失敗時)
- ・ 流出量を補うだけの注水が可能か(冷却材流出時)

このため、緩和設備のポンプ 1 台当たりの注水能力を機器設計仕様書、系統設計仕様書などから確認し、RPV 又は SFP に必要な注水量を供給するだけの注水能力を有しているかを確認し、安全機能として期待できるか否かを判断する。

設定にあたっては崩壊熱による蒸発量の変化と緩和設備の注水能力の関係図(図 3.1.3. c-1)を用いた。

上記の検討に加え、POS 毎の設備の待機除外などを考慮して設定した成功基準を表 3.1.2. c-2 に示す。

b. 除熱機能に対する成功基準の設定

炉心冷却（崩壊熱除去）のための安全機能として除熱機能を同定しており、崩壊熱除去機能喪失時及び外部電源喪失時における除熱機能として期待できる緩和設備の成功基準を設定する。

安全機能として期待できるか否かの判断基準は以下となる。

- ・ 熱交換器の除熱能力が崩壊熱量を上回るか

設定にあたっては崩壊熱の変化と緩和設備の除熱能力の関係図(図 3.1.2. c-2)を用いた。

上記の検討に加え、POS 毎に設備の待機除外などを考慮して設定した成功基準を表 3.1.2. c-2 に示す。

c. 補機冷却系の除熱能力に対する成功基準

補機冷却系は多くの機器に対して冷却水を供給している。

補機冷却系の除熱能力の成功基準は、フロント側（各緩和設備の熱交換器など）の流量と除熱能力をパラメータとし、必要な除熱能力が確保できるか否かで判断する。

判断にあたっては、負荷の大きな RHR SHC モードの運転の有無により必要な除熱能力が異なるため、SHC 運転中とそれ以外の状況を考慮し、表 3.1.2. c-3 のように設定した。

なお、崩壊熱は「ORIGEN2 コード」による評価値を用いた。本評価コードは、核種毎に停止後の冷却期間に応じた崩壊熱の減衰計算が可能な崩壊熱評価手法である。その評価値はECCS性能評価指針においても使用が認められている日本原子力学会(AESJ)推奨値(JNDC FP核データライブラリ第2版に基づき評価された値)とほぼ同様の値を示すことが知られており、PRAの崩壊熱算出の評価コードとして妥当だと考える。

また、評価対象とした燃料取出前の炉心燃料は全照射燃料が装荷されている状態を、SFP内の使用済燃料は最大保管容量(全炉心の390%)から100%炉心相当分を除いたエリア全てに使用済燃料が保管されている状態(全炉心の290%)を設定した。

(3) 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間

a. 余裕時間

本評価では、炉心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として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ている。なお、設定値算出に用いる冷却材の保有水量と初期温度は“b. 冷却材の保有水量と初期温度”で示す。

1) 短期余裕時間（除熱機能を喪失した場合）

短期余裕時間は、除熱機能を喪失した場合に待機している除熱機能に期待出来る時間、及び緩和手段の確保や故障機器修理の起点となる事象認知までの時間であり、下記の2つのプラント状態によって

65°Cに到達するまでの時間と100°Cに到達するまでの時間を使い分けて算出している。

- ① 炉心燃料と SFP の使用済燃料がプールゲートで隔てられている場合 (SFP の使用済燃料はリスク評価の対象に含めない場合) : 起回事象発生から水温が 100°Cに達するまでの時間を短期余裕時間とする。
- ② 炉心燃料と SFP の使用済燃料がプールゲートで隔てられていない場合 (全ての炉心燃料が SFP に移されている場合を含む) : 起回事象発生から水温が保安規定における SFP 水温の制限温度である 65°Cに達するまでの時間を短期余裕時間とする。

なお、外部電源喪失を起回事象とする場合については、即座に非常用D/Gの起動が要求され、事象認知が可能となることから、短期余裕時間を設定しない。

短期余裕時間の算出式を以下に、算出結果を表 3. 1. 2. c-4 に示す。

$$\text{短期余裕時間 (h)} = \frac{\text{事象発生後の温度上昇に必要なとなる熱量 (J)}}{\text{崩壊熱量 (J/h)}}$$

2) 長期余裕時間 (除熱機能を喪失した場合)

長期余裕時間は、除熱機能を喪失した場合において、起因となる事象発生から炉心損傷の判定条件である「燃料集合体の露出」までの時間であり、注水設備に期待出来る時間である。また、長期余裕時間と短期余裕時間の差異を必要な操作や緩和設備の動作までの余裕時間として評価に用いる。

長期余裕時間の算出式を以下に、算出結果を表 3. 1. 2. c-4 に示す。

$$\text{長期余裕時間 (h)} = \frac{\text{事象発生後の温度上昇及び蒸発に必要なとなる熱量 (J)}}{\text{崩壊熱量 (J/h)}}$$

なお、現場作業を伴う SFP の注水作業(消火栓、給水栓を用いた注水)については水位の低下に伴い、現場環境(線量率)の悪化が考えられるため、この注水操作に関する余裕時間はこれらを考慮したものとした。詳細な考慮方法については添付資料 3. 1. 2. c-2 に示す。

3) 冷却材流出事象(CRD点検(交換)、LPRM点検(交換)、RIP点検時)が発生した場合の余裕時間

CRD 点検 (交換)、LPRM 点検 (交換)、RIP 点検の作業は原子炉ウエル満水状態及びプールゲート開放時に実施され、



なお、詳細な流出量および余裕時間の算出方法については添付資料 3.1.2.c-3 に示す。

4) 冷却材流出事象(CUWブロー)が発生した場合の余裕時間

CUWブロー時における冷却材流出事象は、CUWブローによる原子炉水位の低下操作において操作完了後にブロー停止を忘れる人的過誤の発生を想定している。



なお、詳細な流出量および余裕時間の算出方法については添付資料 3.1.2.c-3 に示す。

b. 冷却材の保有水量と初期温度

燃料は通常十分な冷却材で満たされ冷却されていることから、余裕時間を評価する上で冷却材の保有水量は重要なパラメータとなる。それぞれの POS で考慮する保有水量について図 3.1.2.c-3 を参照し、以下にまとめる。

なお、冷却材の初期温度は RHR の SHC モードの設計値である 52°C を用いて評価を実施した。

・全燃料装荷時

－通常水位時:POS S, A, C1, C2, D

崩壊熱により水温が上昇する範囲 : b, c

崩壊熱により冷却材が蒸発・流出する範囲 : c

－原子炉ウェル満水時 (プールゲート開放) :POS B1

崩壊熱により水温が上昇する範囲 : b, c, d1, d2, e, f

崩壊熱により冷却材が蒸発する範囲 : d2, f

・全燃料取出時

－原子炉ウェル満水時 (プールゲート閉鎖) :POS B3

崩壊熱により水温が上昇する範囲 : e, f

崩壊熱により冷却材が蒸発する範囲 : f

－原子炉ウェル満水時 (プールゲート開放) :POS B2, B4

崩壊熱により水温が上昇する範囲 : d2, e, f

崩壊熱により冷却材が蒸発・流出する範囲 : d2, f

※POS-B1は全燃料装荷状態から全燃料取出までの期間、POS-B4は全燃料取出状態から全燃料装荷までの期間を含むが、POS-B1を「全燃料装荷」、POS-B4を「全燃料取出」とする

c. 使命時間

成功基準の中で設定した緩和設備に対して、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を設定する必要がある。使命時間は、以下の観点から 24 時間を適用した。

・事故シナリオの特性及び緩和設備の能力に基づいて、設定した使命時間中に安定したプラント状態をもたらすことが可能であること。

- ・内部事象においては、設備のランダム故障を取り扱っており、地震などの外的事象に比べて設備の復旧に期待しやすい。また、単独プラントの事象であることが想定されるため、同じサイト内からの支援（物的、人的）にも期待できること。
- (4) 熱水力解析などの解析結果、及び解析コードの検証性
本評価において、熱水力学解析などは実施していない。

3.1.2.d. 事故シーケンス

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。

① イベントツリー

イベントツリー法を用いて、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、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または成功状態のいずれかに分類した。このとき、抽出された事故シーケンスを分析し、シーケンスが表3.1.2.d-1に示す運転停止中の審査ガイドの「必ず想定する運転停止中事故シーケンスグループ」に含まれるか、それ以外の事故シーケンスグループであるかを確認すると共に、炉心損傷状態を分類した。

図3.1.2.d-1, 図3.1.2.d-2, 図3.1.2.d-3に各起因事象のイベントツリーの概要図, イベントツリー作成上の主要な仮定, イベントツリーの説明を示す。また、評価に用いた詳細なイベントツリーは添付資料3.1.2.d-1に示す。

評価の結果, 「必ず想定する運転停止中事故シーケンスグループ」以外の新たな事故シーケンスグループが抽出されないことを確認した。

3.1.2.e. システム信頼性

イベントツリーのヘディングの分岐確率を算出するために、そのヘディングに対応するシステムの信頼性モデルを作成し、システムの非信頼度を求めた。

① 評価対象としたシステムとその説明

フォールトツリー作成の対象となる系統設備は、大きく分けて以下の2つが挙げられる。

- ・フロントライン系 (ECCS, MUWC など)
- ・サポート系 (電源設備, 補機冷却系など)

フロントライン系とサポート系の境界を明確にした上で、サポート系も含めた評価対象範囲を設計図書に基づき明確にした。また、システムが複数の系列から構成されている場合には、それぞれの系列についてモデル化した。

以下に評価対象にした主要なフロントライン系及びサポート系を示す。

a. フロントライン系

- ・除熱機能

RHR SHC モード及び燃料プール冷却モード(A,B,C), CUW(A,B), FPC(A,B)

- ・炉心冷却機能

HPCF(B,C), LPFL(A,B,C), MUWC(A,B,C), FP(D/D,M/D)

b. サポート系

- ・補機冷却系, 海水系

RCW(A,B,C), RSW(A,B,C)

- ・電源系

交流電源 (区分 C,D,E), 直流電源 (区分 1,2,3)

なお、フロントライン系とサポート系、及びサポート系同士など、異なるシステム間には表 3.1.2.e-1 に示す従属性が存在するため、それらをモデル化している。

② システム信頼性評価手法

事故シーケンスの頻度を推定するために、展開したイベントツリーの各分岐に対して成功・失敗確率を評価する。この評価には、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な手法である、フォールトツリー法を用いた。

フォールトツリーの基事象は動的機器及び静的機器の故障、試験及び保守、人的過誤などを基に設定した。機器の故障については、原子力施設情報公開ライブラリー(NuCIA)で定義している故障率、故障モード及び機器バウンダリとの整合性を確保した上で基事象を作成した。

システム信頼性評価のイメージを図 3.1.2.e-1 に示す。

なお、プラント停止時は、原子炉は冷温停止状態にあること、余裕時間があり作業員や運転員による現場対応が可能であることなどの停止時特有の特徴を考慮し、システム信頼性評価の評価上では下記のa.～d.を仮定している。

a. 信号

機器の自動起動に対する信号系は点検などにより期待できないこと

も考えられるため、ポンプや電動弁などについては、当直員による手動操作を基事象としてフォールトツリーに組み込んだ。なお、待機中の非常用 D/G については、定期検査中においても自動起動できる状態で待機しているため、自動起動信号を基事象としてフォールトツリーに組み込んだ。

b. ポンプ室空調機

プラント停止時は、原子炉水の温度が出力運転時と比べて十分に低いこと、事象進展が出力運転時と比べて緩やかであり、蒸発などによる減少分を補給できればポンプの連続運転を必要としないことから、ポンプを運転することに伴うポンプ室温度の上昇は、ポンプに影響を及ぼすほどまでは上昇しないと考えられるため、ポンプ室の空調機はモデル化を省略し、フォールトツリーには組み込まなかった。

c. 現場操作

電動ポンプと電動弁の電源区分が異なる場合、電動弁側の電源のみが喪失している場合には、当該電動弁を手動にて開又は閉することにより注水のためのラインナップが可能となることから、電動弁の現場操作を基事象としてフォールトツリーに組み込んだ。

d. メンテナンス

出力運転時レベル 1PRA では、系統がメンテナンスにより使用不能となる事象を考慮しているが、停止時レベル 1PRA では、定期検査期間中に計画的に点検されることから、メンテナンスのモデル化は省略し、フォールトツリーには組み込まなかった。

③ システム信頼性評価の結果

(1) 起因事象毎のシステム信頼性評価結果

システム信頼性の解析モデルを基に、システムの非信頼度を定量化する。

システム信頼性(フォールトツリー)の評価結果を表 3.1.2. e-2 に示す。

なお、非信頼度は起因事象や POS によっても変化する。例えば、外部電源喪失を起因事象とした際は、機能維持のために D/G による給電が必要となりその機能の非信頼度が大きくなる。また RCW/RSW, MUWC 等については、通常時運転しているものが、外部電源喪失に伴い一旦停止するため、再起動が必要となるため、その信頼性は変化する。そのため、ここでは代表的な値を示す。

(2) 主要なミニマルカットセット

本評価では主要な事故シーケンスのミニマルカットセットを抽出した。抽出結果は、3.1.2. h 炉心損傷頻度の項に示す。

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

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は極めて小さいと判断されるため、分岐確率としては を適用する。適用における考え方の詳細については添付資料 3.1.2. e-1 にて示す。

3.1.2.f 信頼性パラメータ

システム信頼性解析や事故シーケンスの定量化のために必要となる、機器故障の確率などのパラメータを作成した。

① 非信頼度を構成する要素と評価式

非信頼度を構成する要素には、機器故障率、共通原因故障、人的過誤確率、機器の復旧失敗確率などがある。停止時 PRA においても出力運転時レベル 1 PRA の“3.1.1.f 信頼性パラメータ”と同様の評価式を用いてフォールトツリーの基事象を算出した。

② 機器故障率パラメータの一覧

出力運転時レベル 1 PRA と同様に、機器故障率パラメータの設定は「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」(21 年 49 基データ(1982 年度～2002 年度))を、機器バウンダリについては「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 年 49 基データ 改訂版)」を用いて評価した。

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

(1) 復旧に期待する機器

余裕時間の長さ、手順書整備、及び要員確保の状況を分析し、復旧に期待する機器の選定を検討した。その結果、外部電源、非常用 D/G(1 系統)及び注水系統復旧(1 系統)が選定された。

(2) 平均修復時間、復旧特性データ

注水設備に対する平均修復時間としては、システムを構成する機器のうち最も平均修復時間の長い電動駆動ポンプの 19 時間(参考文献 [])を使用する。復旧に対する許容時間は、事象の認知及び故障原因の診断に時間を費やしていることから、長期余裕時間と短期余裕時間の差から求める。

非常用 D/G の平均修復時間は 20 時間(参考データ [])である。故障機器を修理する時間に関しては、外部電源喪失事象が発生すると即座に非常用 D/G の起動が要求されるため、事象の認知及び故障原因の診断(D/G 起動失敗の診断)はその時点で可能となることから、長期余裕時間が故障機器を修理する時間となる。

なお、注水設備及び非常用 D/G の復旧失敗確率は以下の式を用いて評価した。

$$R = \exp(-T_a / T_r)$$

T_a : 許容時間

T_r : 平均修復時間

外部電源喪失事象において、外部電源の復旧に失敗する確率を評価する。復旧失敗確率の算出は、出力運転時レベル 1 PRA で用いた評価と同様、以下の評価式を用いて評価した。

$$\text{外部電源復旧失敗確率} = \exp(-2.535 \times t^{0.2})$$

t = 復旧に対する余裕時間 (h)

④ 待機除外確率

停止時 PRA においては、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ているため、不要とする。

⑤ 共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ

共通要因故障のモデル化及び評価については出力運転時レベル 1PRA の
“3.1.1.f ⑤共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ”と同様
の方法で実施している。

3.1.2.g. 人的過誤

起因事象発生前の作業及び発生後の緩和操作を対象として、これらを実行する過程で起こり得る人的過誤を、以下に示す項目を踏まえて同定し、その発生確率を求めた。

① 評価対象とした人的過誤及び評価結果

(1) 人的過誤の評価に用いた手法

人的過誤の発生確率の分析においては出力運転時レベル 1 PRA の“3.1.1.g. 人的過誤”と同様、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。

(2) 人的過誤の分類及び評価結果

分析対象とする人的過誤の抽出にあたっては、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た。

人間信頼性解析で評価対象とする人的過誤は、以下の a., b. のとおり、事象発生前と事象発生後の人的過誤に大別される。それぞれに対して、抽出された人的過誤を HRA ツリーでモデル化し、過誤確率を評価した。

なお、人的過誤による起因事象については、“3.1.2.b. 起因事象”に示すとおりである。

a. 起因事象発生前作業の人的過誤

起因事象発生前作業は定期検査要領書、運転手順書などを調査・分析することによって、モデル化すべき保守、試験、及び校正を同定した。その人的過誤には、試験・保守作業終了後、その系統あるいは機器を正しい状態に復帰させる際の復旧エラーである手動弁の開け忘れや閉め忘れ、計測器の誤校正などを考慮した。

b. 起因事象発生後作業の人的過誤

起因事象発生後作業は事故時運転手順書、事故時に必要とされる緩和設備などを調査・分析することによって、運転員によって行われる緩和操作を同定した。その人的過誤には、緩和設備の手動操作や復旧操作である電動ポンプの手動起動操作や手動弁の現場開操作などの失敗などを考慮した。



また、診断失敗確率については表 3.1.2.g-1 に示す値を用いて評価した。

なお、ストレスファクタの設定の考え方の運転時と違いについては添付資料 3.1.2.g-1 にて示す。

(3) 人的操作に対する許容時間、過誤回復の取り扱い

人的操作に対する許容時間については“3.1.2.c. (3) 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間”で示した余裕時間を THERP の標準診断曲線に照らすことで失敗確率に反映している。また、起動スイッチ手動操作

失敗や手動弁現場操作失敗には，異なる運転員からの指示を得られ，比較的長い時間間隔が有ることから過誤回復を期待している。

(4) 人的過誤の評価に用いた主要な仮定

“3.1.2.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”で示したとおり，点検時における冷却材流出の認知失敗確率は を適用する。

3.1.2.h 炉心損傷頻度

炉心損傷に至る事故シーケンスの発生頻度を算出して全炉心損傷頻度を算出すると共に、主要な結果を分析した。

① 炉心損傷頻度の算出に用いた手法

停止時 PRA では出力運転時レベル 1 PRA と同様、検証されたコードである Safety Watcher を用いて評価した。

② 炉心損傷頻度

(1) 炉心損傷頻度とその分析

事故シーケンスの定量化の結果、全炉心損傷頻度は 1.0×10^{-8} [/定検] となった。

POS による分類別の炉心損傷頻度は、表 3.1.2.h-1、図 3.1.2.h-1 に示すとおり、POS C1 (約 99%) が支配的であった。

起因事象及び事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度、一日当たりの炉心損傷頻度の変化は表 3.1.2.h-1、表 3.1.2.h-2、図 3.1.2.h-2、図 3.1.2.h-3、図 3.1.2.h-4 に示すとおりである。支配的な起因事象は補機冷却系喪失 (約 97%) となり、事故シーケンスグループでは崩壊熱除去機能喪失 (約 99%) が支配的となった。

全炉心損傷頻度における主要なミニマルカットセットを、表 3.1.2.h-3 に示す。1 位となるミニマルカットセットは POS C1 補機冷却系機能喪失を起因事象とした事故シーケンスのカットセットとなった。これは POS C1 では取水路点検により使用可能な緩和機能が少なく、また原子炉水位が通常水位であるため注水系復旧の余裕時間が比較的短いことが要因と考えられる。

これらの結果より CDF の低減を図るための対策は、最終ヒートシンク機能や注水機能の多様化が考えられる。また、POS C1 のように保有水量が少ないプラント状態の時に緩和機能が少なくなる期間を出来るだけ短くする工程を作成することも重要となる。

③ 重要度解析、不確実さ解析及び感度解析

(1) 重要度

a. Fussell-Vesely (FV) 重要度

全炉心損傷頻度における FV 重要度の評価結果を表 3.1.1.h-4 に示す。

1 位となった注水系復旧失敗は、崩壊熱除去機能喪失などの事故発生後に緩和機能を喪失した場合に期待している注水機能回復に失敗する基事象である。停止時は出力運転時と比べて、崩壊熱量の減衰や保有水量の増加による余裕時間の長期化や、角落としなどの点検により期待できる緩和設備の減少があり、注水系復旧失敗の重要度が高くなったと考えられる。

2~4 位は MUWC の注水に関する機器故障や操作失敗の基事象である。ドミナントとなる POS C1 の補機冷却系喪失が発生した場合、MUWC による注水のみを期待するため、その重要度が高くなったと考えられる。

これらより、停止時における有効な対策としては注水設備の多様化が考えられ、特に POS C1 のような水位が低く、注水設備が少なくなる場合に他系統との独立性を持つ注水設備を確保することが炉心損傷頻度の低減に非常に効果的である。

b. Risk Achievement Worth (RAW)

全炉心損傷頻度における RAW の評価結果を表 3.1.1.h-5 に示す。

1 位は直流電源確保におけるバッテリー給電が失敗する共通原因故障 (CCF) の基事象, 2 位は CUW ブロー時に冷却材流出が発生し, 水位低下の認知に失敗する基事象であり, $10^4 \sim 10^5$ 程度の大きな値となった。これらは現状でも高い信頼性を有する操作・設備であり, 基事象の発生確率が低いため, 全炉心損傷頻度に大きく影響しないが, 発生した場合には全炉心損傷頻度に非常に寄与することになり, これらの操作・設備の信頼性を維持することが重要である。そのためにも, 引き続きバッテリーの適切な点検・保守や CUW ブロー時の水位監視についても確実に監視・操作を継続していくことが重要となる。

FV 重要度と RAW の相関図を図 3.1.2.h-5 に示す。MUWC の注水に関する機器故障や操作失敗の基事象が支配的となり, FV 重要度での評価結果と同様, 他系統との独立性を持つ注水設備を確保することが非常に炉心損傷頻度の低減に効果的であることが分かる。

(3) 不確実さ解析

不確実さの解析結果を図 3.1.1.h-6 に示す。

評価の結果, 点推定値と平均値は概ね一致した。また, 上限値と下限値の間に約 50 倍の不確実さ幅 (EF=7) がある結果となった。これは炉心損傷頻度に支配的な影響のあった補機冷却系機能喪失やミニマルカットセット上位の基事象のパラメータの EF に極端に大きなものが見られなかったことによるものである。

なお, いずれの事故シーケンスも著しい不確実さ幅を持つものは見受けられなかった。

(4) 感度解析

停止時は運転時と比べて余裕時間が長く, 事象進展も過酷にならないことから緩和機能の復旧を評価モデルに組み込むことは妥当と考えるが, POS によっては緩和設備が少なくなるため, (1) の FV 重要度で示すように設備の復旧の重要度が高くなる。そのため, 外部電源復旧, 高圧電源融通, 注水系の復旧, 非常用 D/G 復旧を期待する設備・運用から除外した場合について感度解析を実施し, その影響を調べた。

また, 消火栓を使用した補給については, 復旧と同様の理由より評価モデルに組み込むことは妥当と考えるが, オペフロでの消火ホースによる補給といった人間信頼性の不確実さを含む緩和手段であるため, 合わせて期待する設備・運用から除外した影響を調査した。

感度解析の結果を表 3.1.2.h-6, 表 3.1.2.h-7, 図 3.1.2.h-7, 図 3.1.2.h-8, 図 3.1.2.h-9, 図 3.1.2.h-10 に示す。

全炉心損傷頻度は 1.2×10^{-5} (/定検) と上昇した。POS 毎に見ると, 保有水量の多い POS B1~B4 までの期間の炉心損傷頻度 (1.1×10^{-5} (/定検)) は従来の評価結果 (1.3×10^{-11} (/定検)) と比べて大きく上昇し, 全炉心損傷頻度の約 90% と支配的になった。POS B1~B4 の期間において, 感度解析時に FP を用いた注水に期待しないことや, 従来の評価で余裕時間が長いために考慮していた復旧に期待しないことによる影響が見られた。

また, 事故シーケンスグループの評価結果では崩壊熱除去機能喪失

(73%) が、起因事象別では外部電源喪失 (65%) が支配的となり、こちらも D/G 復旧や給水設備の復旧に期待しないことによる影響だと考えられる。これらより、停止時において緩和機能の復旧のための人材、設備などを確保することが全定期検査期間において効果的であることが分かる。

表 3.1.2.a-1 停止時 L1PRA 評価に必要な情報を収集する際に参照した資料リスト

	評価作業	必要な情報	参照した資料の例
1	プラントの設計・ 運転管理の把握	プラント情報の調査	PRA 実施に関わる全体的な情報
2	停止期間中のプラ ントの状態調査	POS の分類	プラント停止期間をプラントの状態が類 似した期間ごとに分類するための情報
			プラント停止中に使用可能な設備を POS ごとに整理するための情報
3	炉心損傷頻度の定 量化	起因事象の選定および 発生頻度の評価	崩壊熱除去機能喪失, 原子炉冷却材の流 出, 外部電源喪失などに関する事例
		成功基準の設定	・安全系などのシステム使用条件
		事故シーケンスの分析	・システムの現実的な性能 ・運転員による緩和操作 ・崩壊熱レベル, 設備構成などを考慮した 各 POS における成功基準を設定するた めの情報
		システム信頼性解析	対象プラントに適用可能な機器故障モー ド, 運転形態など
	・パラメータの作成 (機 器故障率) ・システム信頼性解析 (共通原因故障) ・人間信頼性解析	対象プラントに適用可能なデータ	<ul style="list-style-type: none"> ・配管計装線図(P&ID) ・インターロックブロック線図(IBD) ・電気展開接続図(ECWD) ・系統設計仕様書(SS)/機器設計仕様書(ES) ・電源一覧表/単線結線図 ・事故時運転操作手順書(事象ベース)(AOP) ・事故時運転操作手順書(徴候ベース)(EOP) ・設備別操作手順書 ・定例試験手順書 ・保守点検手入れ要領 ・ユニット操作手順書 ・原子炉設置許可申請書 ・原子炉施設保安規定 ・定例切替表 ・保有水量データ ・定期検査に関する情報 ・先行停止時 PRA ・国内外のプラント運転経験

表 3.1.2. a-2 系統設備概要

系統設備	概要
制御棒および制御棒駆動系 (スクラム系)	原子炉保護系 (RPS) 2 out of 4 制御棒 205本
高圧炉心注入系 (HPCF)	電動ポンプ2台 ポンプ容量：約180m ³ /h/台～約730m ³ /h/台
原子炉隔離時冷却系 (RCIC)	タービン駆動ポンプ1台 ポンプ容量：約190m ³ /h
自動減圧系 (ADS)	弁数8弁
残留熱除去系 (RHR) 低圧注水 (LPFL) モード 停止時冷却モード 燃料プール冷却モード	電動ポンプ3台 ポンプ容量：約950m ³ /h/台
非常用ディーゼル発電機 (D/G)	発電機：3台 発電容量：約6,250kVA/台
直流電源設備 (DC)	所内蓄電池 4組 容量：約4,000Ah (1組), 約3,000Ah (2組), 約2,200Ah (1組)
原子炉補機冷却水系 (RCW)	電動ポンプ2台 (うち1台は通常運転時予備) × 3系統 ポンプ容量：約1,300m ³ /h/台 (区分Ⅲのみ6号炉約1,100m ³ /h/台, 7号炉約800m ³ /h/台)
原子炉補機冷却海水系 (RSW)	電動ポンプ2台 (うち1台は通常運転時予備) × 3系統 ポンプ容量：約1,800m ³ /h/台
消火系 (FP)	電動ポンプ1台, タービン駆動ポンプ1台 (5号, 6号および 7号炉共通) ポンプ容量：約180m ³ /h/台
復水補給水系 (MUWC)	電動ポンプ3台 ポンプ容量：約125m ³ /h/台
燃料プール冷却浄化系 (FPC)	電動ポンプ2台 ポンプ容量：約250m ³ /h/台
原子炉冷却材浄化系 (CUW)	電動ポンプ2台 ポンプ容量：約80m ³ /h/台

表 3.1.2. a-3 評価対象期間
(a) 主要工程と作業日数

主要工程	作業日数
原子炉停止	1日
原子炉開放	4日
全燃料取出	12日
CR/LPRM/炉内点検・作業	23日
全燃料装荷	12日
炉心確認	1日
原子炉復旧	9日
RPV-L/T	2日
PCV 復旧	4日
PCV-L/T	3日
起動前試験	4日
系統構成	2日
起動準備	3日
評価対象期間	80日

(b) 柏崎刈羽原子力発電所 6/7 号機定期検査の工程日数の比較

定期検査回数	6号機				7号機			
	解列日～併列日	停止日数	燃料の取出方法	主要な工事等	解列日～併列日	停止日数	燃料の取出方法	主要な工事等
第1回	H9.11.20 ~ H10.1.19	61	部分取出	出力領域計装修理工事 制御棒駆動機構取替工事 燃料取替工事	H10.5.27 ~ H10.7.20	55	部分取出	出力領域計装修理工事 制御棒駆動機構取替工事 燃料取替工事
第2回	H11.3.13 ~ H11.4.25	44	部分取出	出力領域計装修理工事 制御棒駆動機構取替工事 燃料取替工事	H11.9.18 ~ H11.11.1	45	部分取出	出力領域計装修理工事 制御棒駆動機構取替工事 燃料取替工事
第3回	H12.6.12 ~ H12.8.3	53	部分取出	出力領域計装修理工事 制御棒駆動機構取替工事 主蒸気逃がし安全弁取替工事 燃料取替工事	H12.12.24 ~ H13.2.11	50	部分取出	出力領域計装修理工事 制御棒駆動機構取替工事 主蒸気逃がし安全弁取替工事 燃料取替工事
第4回	H13.9.28 ~ H13.12.2	66	全数取出	出力領域計装修理工事 制御棒駆動機構取替工事 水没弁点検 燃料取替工事	H14.4.9 ~ H14.7.28	111	全数取出	出力領域計装修理工事 制御棒駆動機構取替工事 炉内点検 水没弁点検 燃料取替工事
第5回	H15.1.27 ~ H15.5.9	103	全数取出	出力領域計装修理工事 制御棒駆動機構取替工事 炉内点検 蒸気タービン車室修理工事 燃料取替工事	H15.9.23 ~ H16.1.19	119	全数取出	出力領域計装修理工事 制御棒駆動機構取替工事 炉内点検 燃料取替工事
第6回	H16.7.10 ~ H16.10.15	98	全数取出	出力領域計装修理工事 制御棒駆動機構取替工事 炉内点検 燃料取替工事	H17.3.1 ~ H17.6.23	115	全数取出	出力領域計装修理工事 制御棒駆動機構取替工事 炉内点検 燃料取替工事
第7回	H17.12.10 ~ H18.4.13	125	部分取出	出力領域計装修理工事 制御棒駆動機構取替工事 ECCSストレーナ交換工事 燃料取替工事	H18.8.23 ~ H18.12.5	105	全数取出	出力領域計装修理工事 制御棒駆動機構取替工事 炉内点検
第8回	H19.5.24 ~ H21.8.31	831	全数取出	出力領域計装修理工事 制御棒駆動機構取替工事 炉内点検 燃料取替工事 地震後点検 耐震強化工事	H19.11.15 ~ H21.5.20	553	全数取出	出力領域計装修理工事 制御棒駆動機構取替工事 炉内点検 燃料取替工事 地震後点検 耐震強化工事
第9回	H22.10.31 ~ H23.1.26	88	部分取出	出力領域計装修理工事 制御棒駆動機構取替工事 主発電機修理工事 原子炉冷却材浄化系配管取替工事 燃料取替工事	H22.4.18 ~ H22.6.28	72	部分取出	出力領域計装修理工事 制御棒駆動機構取替工事 500kV電力ケーブル取替工事 燃料取替工事
第8回(新潟県中越沖地震発災後の点検(作業等を含む期間)を除く停止日数の平均)		80		-		84		-

表 3.1.2. b-1 既往の停止時 PRA における起回事象との比較

起回事象	NUREG/CR-6143 (Grand Gulf)	JNES検討*1	本評価
RHR機能喪失(フロントライン故障)	○	○	○
原子炉補機冷却系故障 (RHR機能喪失 サポート系故障)	○	○	○
代替除熱設備機能喪失	-	-	○
外部電源喪失	○	○	○
配管破断LOCA	○	○	- *2
RHR運転中のLOCA	○	○	- *3
RHR切替時のLOCA	○	○	- *3
CRD点検(交換)時冷却材流出	-	-	○
LPRM点検(交換)時冷却材流出	-	-	○
RIP点検時冷却材流出	-	-	○
CUWブロー時冷却材流出	-	-	○

- *1 平成 21 年度 PSA 手法の標準化に係る整備 =停止時内の事象レベル 1PSA/地震 PSA=(別冊 1) 停止時内の事象レベル 1 PSA 実施手順書 平成 23 年 1 月 独立行政法人 原子炉安全基盤機構
- *2 “表 3.1.2. b-2 起回事象から除外する事象” に記載する理由により選定から除外
- *3 ABWR プラントでは有効燃料長頂部の高さ(T. M. S. L. 約 14. 0m)より RHR の吸い込み配管の高さ(T. M. S. L. 約 15. 7m)が高い位置にあることから冷却材流出による炉心損傷に至らないため、起回事象としては抽出しない(添付資料 3. 1. 2. b-2 参照)

表 3.1.2. b-2 起因事象から除外する事象

起因事象から除外する事象	除外理由
ISLOCA	<ul style="list-style-type: none"> ・ 停止時レベル 1PRA の評価対象期間においては、長期間にわたり RPV が開放されているか、開放されていない期間においても、RPV が高压に保持される期間は検査時のための数時間である。このため、隔離機能が喪失し、かつ低压設計部分に設計圧を超える圧力がかかり機器破損を起こす確率は非常に小さい。
配管破断事象	<ul style="list-style-type: none"> ・ RPV 内の冷却材の圧力は低く、出力運転時の圧力で設計されている配管の破損確率は十分に小さい。 ・ 冷却材圧力バウンダリの配管は、供用期間中検査が行われており、減肉などによる破損も考えにくい。 ・ 通常は隔離弁操作による事象収束が期待できる。
燃料集合体の落下	<ul style="list-style-type: none"> ・ 燃料取替機は燃料取替作業中の燃料集合体落下防止対策がとられているため（フェイル・セーフ設計など）、燃料集合体の落下事故の発生確率が非常に小さく、さらにその発生を仮定した場合でも影響が限定される。 ・ 設置許可申請書添付十の事故解析において、破損した燃料からの放射性物質の放出量は僅かであり、外部への影響は小さいことが評価されている。
反応度投入事象 （制御棒の誤引き抜き、制御棒取付忘れ、燃料誤挿入など）※	<ul style="list-style-type: none"> ・ 制御棒又は燃料の取替作業においては、複数の人的過誤や機器故障が重畳しない限り反応度事故に至る可能性はない。 ・ 仮に反応度事故が起こり臨界に至った場合でも、燃料の著しい破損又は大規模な炉心損傷に至ることは考え難い。 ・ これらを踏まえると、その影響は局所的に限定される。
交流電源母線故障事象	<ul style="list-style-type: none"> ・ 除熱を実施している系統の非常用電源母線系統が故障する事象 ・ 電源点検時に事前に仮設電源などにより受電出来る体制がとられていること、また余裕時間が長く、作業員や仮設ケーブルの確保が十分可能であることから、速やかに復旧できることが考えられ、従属性の影響は局所的に限定される。

※ 反応度投入事象の詳細な除外理由については添付資料 3.1.2. b-1 参照

表 3.1.2.b-3 起因事象の発生頻度

起因事象		発生頻度	EF
崩壊熱除去機能喪失	RHR 機能喪失 (フロントライン)	5.6×10^{-5} (／日)	3
	代替除熱機能喪失 (フロントライン)		
	補機冷却系機能喪失	7.1×10^{-6} (／日)	3
外部電源喪失			
一次冷却材バウンダリ機能喪失	CRD 点検 (交換)		
		POS-B2	
	LPRM 点検 (交換)		
		POS-B2	
	RIP 点検		
		POS-B2	
	CUW ブロー		
		POS-C1	

表 3.1.2.b-4 CUW ブロー時冷却材流出発生頻度

①運転員の弁閉操作忘れ	
②管理者の弁操作チェック失敗	

表 3.1.2.c-1 炉心損傷の判定条件

No.	燃料状態※	原子炉水位	プールゲート	評価対象とする燃料	炉心損傷の判定条件	本 PRA で評価する POS
1	全燃料装荷	原子炉通常水位	—	炉心燃料	炉心燃料の有効燃料長頂部 (TAF) が露出する	POS-S,A,C1,C2,D
2		原子炉ウェル満水	閉			—
3			開	炉心燃料 + 使用済燃料	POS-B1	
4	全燃料取出	閉	[]		POS-B3	
5		開			POS-B2,B4	

※POS-B1 は全燃料装荷状態から全燃料取出までの期間, POS-B4 は全燃料取出状態から全燃料装荷までの期間を含むが, POS-B1 を「全燃料装荷」, POS-B4 を「全燃料取出」とする。

表 3.1.2. c-2 停止時レベル 1PRA における各安全機能の成功基準(ポンプの必要台数)

POS 区分	崩壊熱除去機能喪失時 ^{※1} , 外部電源喪失時 ^{※1}		一次冷却材バウン ダリ機能喪失時 ^{※2}
	除熱機能	注水機能	注水機能
S	・ 2/3 RHR	・ 1/2 HPCF ・ 1/3 LPFL ・ 1/3 MUWC	
A	・ 1/3 RHR	・ 1/2 HPCF ・ 1/3 LPFL ・ 1/3 MUWC	
B1	・ 1/2 RHR	・ 1/1 HPCF ・ 1/2 LPFL ・ 1/2 MUWC	・ 1/2 FP
B2	・ 1/2 RHR	・ 1/2 LPFL	・ 1/2 FP ・ 1/2 FP
B3	・ 1/1 RHR	・ 1/1 MUWC	・ 1/2 FP
B4	・ 1/1 RHR	・ 1/1 HPCF ・ 1/1 LPFL ・ 1/3 MUWC	・ 1/2 FP
C1	・ 1/1 RHR ・ 1/1 CUW	・ 1/1 HPCF ・ 1/1 LPFL ・ 1/3 MUWC	・ 1/1 HPCF ・ 1/1 LPFL ・ 1/3 MUWC
C2	・ 1/3 RHR ・ 1/2 CUW	・ 1/2 HPCF ・ 1/3 LPFL ・ 1/3 MUWC	
D	・ 1/3 RHR ・ 1/2 CUW	・ 1/2 HPCF ・ 1/3 LPFL ・ 1/3 MUWC	

注) 1/2 はポンプ 2 台の内の 1 台を意味する

※1: 起因事象と関連する設備は使用できないため, 成功基準が変わる場合がある。例えば, サポート系 B 系機能喪失の起因事象が発生した場合, サポート系 B に関連する RHR-B, LPFL-B, HPCF-B は使用できないため, 1/3RHR→1/2RHR, 1/3LPFL→1/2LPFL, 1/2HPCF→1/1HPCF のように成功基準が変わる。

※2: POS-B2 は CRD 点検, LPRM 点検及び RIP 点検時, POS-C1 は CUW ブロー時の冷却材流出を示す。

表 3.1.2.c-3 補機冷却系の除熱能力に対する成功基準

	SHC 運転中	SHC 運転中以外
RCW ポンプ	2/2 台	1/2 台
RCW 熱交換器	2/2 台	1/2 台
RSW ポンプ	2/2 台	1/2 台

表3.1.2.c-4 短期余裕時間及び長期余裕時間

POS	短期余裕時間 (h)	長期余裕時間 (h)
S		
A		
B1		
B2		
B3		
B4		
C1		
C2		
D		

*現場操作を伴う SFP プールへの注水作業における時間余裕は現場環境の悪化を考慮して、40 時間とする。

表3.1.2.d-1 事故シーケンスの最終状態

運転停止中事故シーケンスグループ	分類の考え方	最終状態分類の有無
崩壊熱除去機能喪失	機械的な故障又は電源や取水設備などのサポート系故障により、崩壊熱除去機能を喪失し、原子炉・燃料プールの注水にも失敗することで炉心損傷に至る事故シーケンスグループ	有
全交流電源喪失事象	全交流電源喪失により崩壊熱除去機能を喪失し、原子炉・燃料プールの注水にも失敗することで炉心損傷に至る事故シーケンスグループ	有
原子炉冷却材の流出	原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統の操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出し、炉心損傷に至る事故シーケンスグループ	有
反応度誤投入事象	制御棒の誤引き抜き等によって、反応度が投入され、未臨界維持が出来なくなり炉心損傷に至る事故シーケンスグループ(ただし、本PRAでは起因事象で示す通り選定除外)	無
上記4項目以外の事故シーケンスグループ	上記4項目に含まれない事故シーケンスグループ	無

表 3.1.2.e-1 各系統間の従属性

		注水機能						除熱機能						非常用電源			非常用サポート系						
		HPCF		LPFL		MUWC		RHR			CUW			FPC									
		HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	MUWC-A	MUWC-B	MUWC-C	FP	RHR-A	RHR-B	RHR-C	CUW-A	CUW-B	FPC-A	FPC-B	DG-A	DG-B	DG-C	RCW-A	RCW-B	RCW-C
機能喪失系統(サポート系)	非常用サポート系																						
	換気空調系																						
	交流電源																						
	直流電源																						

表 3.1.2.e-2 代表的なシステム信頼性(フォールトツリー)の非信頼度(平均値)

システム	非信頼度	備考
高压注水系		HPCF-B非信頼度 HPCF-C非信頼度
低压注水系		LPFL-A非信頼度 LPFL-B非信頼度 LPFL-C非信頼度
復水補給水系		MUWC非信頼度
崩壊熱除去機系		RHR-A非信頼度 RHR-B非信頼度 RHR-C非信頼度
原子炉冷却材浄化系		CUW非信頼度 ^{※1}
消火系		FP非信頼度 ^{※2}
非常用電源系		D/G-A非信頼度 D/G-B非信頼度 D/G-C非信頼度

※1: CUWはPOS-C/Dで期待している。

※2: FPはPOS-Bで期待している。

表 3. 1. 2. g-1 人的過誤の評価結果（例示：機器の現場操作）

内 容	過誤確率 (平均値)	EF (対数正規分布)
機器の現場操作		

表 3. 1. 2. g-2 人的過誤の評価結果（診断失敗確率）

POS	短期余裕時間(h)	平均値	EF
S			
A			
B-1			
B-2			
B-3			
B-4			
C-1			
C-2			
D			

表 3. 1. 2. h-1 POS 別・起因事象別の炉心損傷頻度

事象区分	S:1日間 (1)	A:4日間 (2)	B1:12日間 (6)	B2:11日間 (18)	B3:12日間 (29)	B4:13日間 (41)	C1:5日間 (54)	C2:10日間 (59)	D:12日間 (69)	全体:80日間	起因事象毎 の寄与割合
RHRフロント	1.0E-12	1.9E-12	6.6E-17	2.2E-13	1.2E-12	5.3E-16	9.7E-11		1.7E-12	1.0E-10	1%
区分毎の寄与割合	2%	3%	0%	3%	36%	0%	1%		18%		
代替除熱フロント								1.5E-12		1.5E-12	0%
区分毎の寄与割合								19%			
除熱系サポート(補機)	1.6E-13	3.4E-13	1.3E-15	2.8E-14	1.7E-13	2.8E-14	1.0E-08	4.2E-13	2.3E-13	1.0E-08	97%
区分毎の寄与割合	0%	1%	0%	0%	5%	3%	98%	5%	2%		
外部電源喪失	4.7E-11	5.8E-11	8.5E-13	6.8E-13	1.9E-12	8.6E-13	6.6E-11	6.3E-12	7.4E-12	1.9E-10	2%
区分毎の寄与割合	98%	95%	100%	8%	59%	97%	1%	76%	80%		
RIP点検				7.2E-12						7.2E-12	0%
区分毎の寄与割合				88%							
CUWブロー							9.0E-13			9.0E-13	0%
区分毎の寄与割合							0%				
CRD点検				3.5E-15						3.5E-15	0%
区分毎の寄与割合				0%							
LPRM点検				2.3E-14						2.3E-14	0%
区分毎の寄与割合				0%							
合計	4.8E-11	6.1E-11	8.5E-13	8.2E-12	3.3E-12	8.9E-13	1.0E-08	8.3E-12	9.3E-12	1.0E-08	100%
区分毎の寄与割合	0%	1%	0%	0%	0%	0%	99%	0%	0%	100%	

表3. 1. 2. h-2 事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度

事故シーケンス グループ	主要シーケンス概要	炉心損傷頻度 (/定検)	全体の寄与割合
崩壊熱除去機能喪失	RHR機能喪失(フロントライン)+注水系失敗 補機冷却系喪失+注水系失敗 外部電源喪失+電源確保成功+注水系失敗 代替除熱設備機能喪失+注水系失敗	1.0E-08	99%
全交流電源喪失	外部電源喪失+電源確保失敗	8.2E-11	1%
原子炉冷却材の流出	RIP点検時誤り+注水系失敗 CUWブロー時誤り+注水系失敗 LPRM点検(交換)時誤り+注水系失敗 CRD点検(交換)時誤り+注水系失敗	8.2E-12	0%
合計		1.0E-08	100%

表 3. 1. 2. h-3 主要なミニマルカットセット

順位	POS	起因事象	事故シーケンス ※	カットセット	炉心損傷頻度 [/日]
1	C1	補機冷却系機能喪失	No. 12	MUWC系 T/B 積算流量計バイパス弁 手動弁 閉失敗 + 注水系復旧失敗	1.10E-09
2	S	外部電源喪失	No. 358	D/G運転継続失敗CCF + 外部電源(短期)復旧失敗 + 外部電源(長期)復旧失敗 + D/G(C)復旧失敗	1.80E-11
3	C1	RHR機能喪失(フロントライン)	No 12	MUWC系 T/B 積算流量計バイパス弁 手動弁 閉失敗 + 補機冷却系(B)論理回路(SLU)廻り I, II系 の故障 + 注水系復旧失敗	4.90E-12

表 3.1.2.h-4 全炉心損傷頻度における FV 重要度の評価結果

順位	基事象	基事象の機能・操作成功に期待するPOS	FV
1	注水系復旧失敗	全POS	9.8E-01
2	MUWC系 T/B 積算流量計バイパス弁 手動弁閉失敗	B2以外のPOS	5.2E-01
3	MUWC系 T/B 積算流量計バイパス弁 手動弁現場操作失敗	B2以外のPOS	4.2E-01
4	MUWC系 供給ライン逆止弁 逆止弁開失敗	B2以外のPOS	3.1E-02
5	外部電源(短期)復旧失敗	全POS	1.4E-02
6	外部電源(長期)復旧失敗	全POS	1.4E-02
7	補機冷却系(B) 計算機又は信号伝達系の故障	B1,B2以外のPOS	1.0E-02
8	非常用母線(E) 高圧電源融通失敗	B4,C1以外のPOS	6.0E-03
9	D/G(C)復旧失敗	B3,B4,C1以外のPOS	5.3E-03
10	D/G運転継続失敗CCF	全POS	3.0E-03

表 3.1.2.h-5 全炉心損傷頻度における RAW の評価結果

順位	基事象	基事象の機能・操作成功に期待するPOS	RAW
1	バッテリー給電失敗CCF	全POS	9.1E+04
2	水位低下認知失敗	C1	1.6E+04
3	66KV-使命時間中の外部電源喪失	全POS	1.0E+03
4	MUWC系 T/B 積算流量計バイパス弁 手動弁閉失敗	B2以外のPOS	9.9E+02
5	MUWC系 TT/B 積算流量計バイパス弁 手動弁現場操作失敗	B2以外のPOS	9.9E+02
6	MUWCポンプ 電動ポンプ起動失敗CCF(常用-淡水)	B2以外のPOS	9.9E+02
7	MUWCポンプ 電動ポンプ運転継続失敗CCF(淡水)	B2以外のPOS	9.9E+02
8	MUWC系 供給ライン逆止弁 逆止弁開失敗	B2以外のPOS	9.9E+02
9	MUWC系 復水移送ポンプ吐出逆止弁 逆止弁開失敗CCF	B2以外のPOS	9.9E+02
10	CSP水位低誤信号	B2以外のPOS	9.9E+02

表 3.1.2.h-6 POS 別・起因事象別の炉心損傷頻度(感度解析)

起因事象	（ ）内は評価日										起因事象毎の寄与割合
	S:1日間 (1)	A:4日間 (2)	B1:12日間 (6)	B2:11日間 (18)	B3:12日間 (29)	B4:13日間 (41)	C1:5日間 (54)	C2:10日間 (59)	D:12日間 (69)	全体:80日間	
RHRフロント	1.3E-12	2.7E-12	4.2E-11	1.2E-06	2.2E-06	3.6E-09	4.2E-10		7.3E-12	3.5E-06	29%
区分毎の寄与割合	0%	0%	0%	83%	40%	0%	0%		0%		
代替除熱フロント								6.2E-12		6.2E-12	0%
区分毎の寄与割合								0%			
除熱系サポート(補機)	2.3E-13	5.2E-13	1.4E-09	1.6E-07	2.8E-07	2.2E-07	3.6E-08	1.9E-12	1.2E-12	6.9E-07	6%
区分毎の寄与割合	0%	0%	2%	11%	5%	6%	3%	0%	0%		
外部電源喪失	1.5E-09	6.1E-09	8.0E-08	8.3E-08	3.1E-06	3.3E-06	1.3E-06	1.5E-08	1.8E-08	7.9E-06	65%
区分毎の寄与割合	100%	100%	98%	6%	55%	94%	97%	100%	100%		
RIP点検				1.4E-08						1.4E-08	0%
区分毎の寄与割合				1%							
CUWブロー							9.0E-13			9.0E-13	0%
区分毎の寄与割合							0%				
CRD点検				6.7E-12						6.7E-12	0%
区分毎の寄与割合				0%							
LPRM点検				4.3E-11						4.3E-11	0%
区分毎の寄与割合				0%							
合計	1.5E-09	6.1E-09	8.2E-08	1.5E-06	5.6E-06	3.5E-06	1.3E-06	1.5E-08	1.8E-08	1.2E-05	100%
区分毎の寄与割合	0%	0%	1%	12%	46%	29%	11%	0%	0%	100%	

表 3.1.2.h-7 POS 別・起因事象別の炉心損傷頻度(感度解析)

事故シーケンスグループ	主要シーケンス概要	炉心損傷頻度(ノ定検)	全体の寄与割合
崩壊熱除去機能喪失	RHR機能喪失(フロントライン)+注水系失敗 補機冷却系喪失+注水系失敗 外部電源喪失+電源確保成功+注水系失敗 代替除熱設備機能喪失+注水系失敗	8.8E-06	73%
全交流電源喪失	外部電源喪失+電源確保失敗	3.3E-06	27%
原子炉冷却材の喪失	RIP点検時誤り+注水系失敗 CUWブロー時誤り+注水系失敗 LPRM点検(交換)時誤り+注水系失敗 CRD点検(交換)時誤り+注水系失敗	1.4E-08	0%
合計		1.2E-05	100%

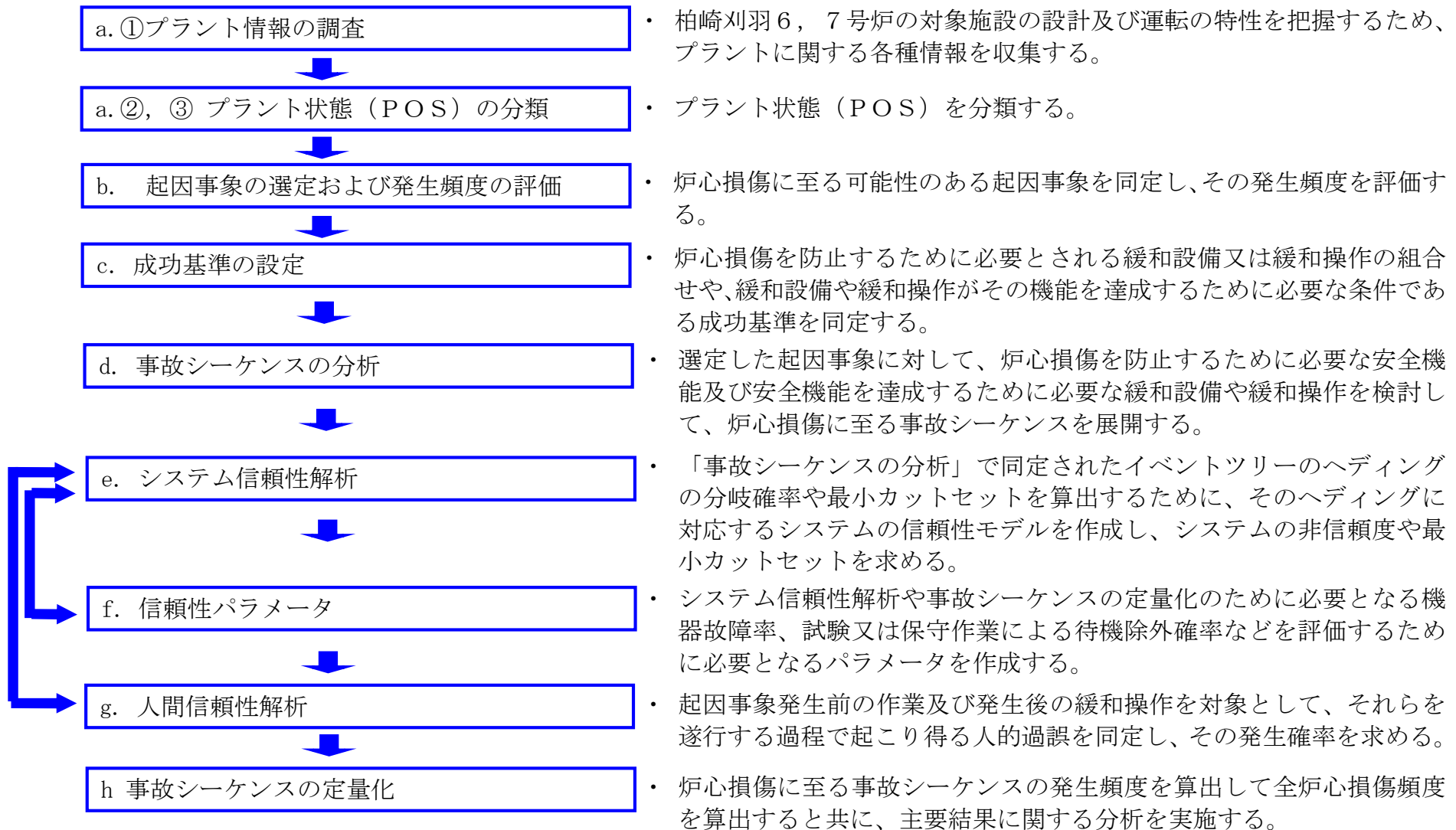


図3.1.2-1 内部事象停止時レベル1PRAの評価フロー

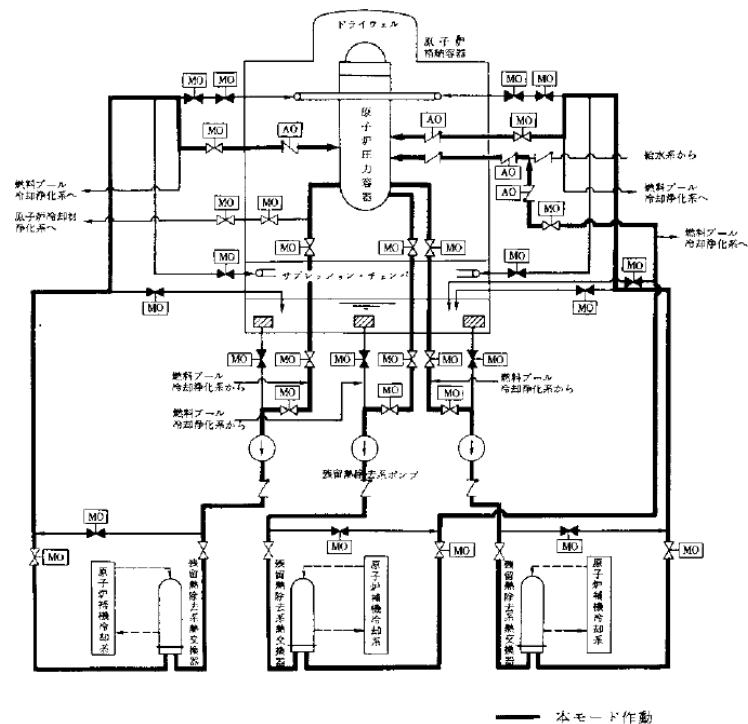


図3.1.2. a-1 残留熱除去系停止時冷却(SHC)モードの概要図

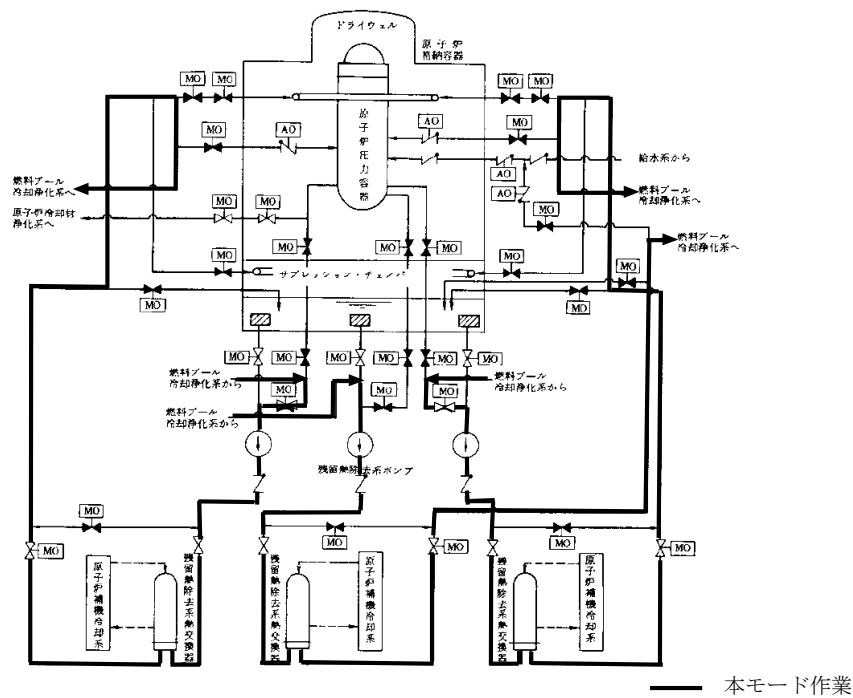


図3.1.2. a-2 残留熱除去系燃料プール冷却モードの概要図

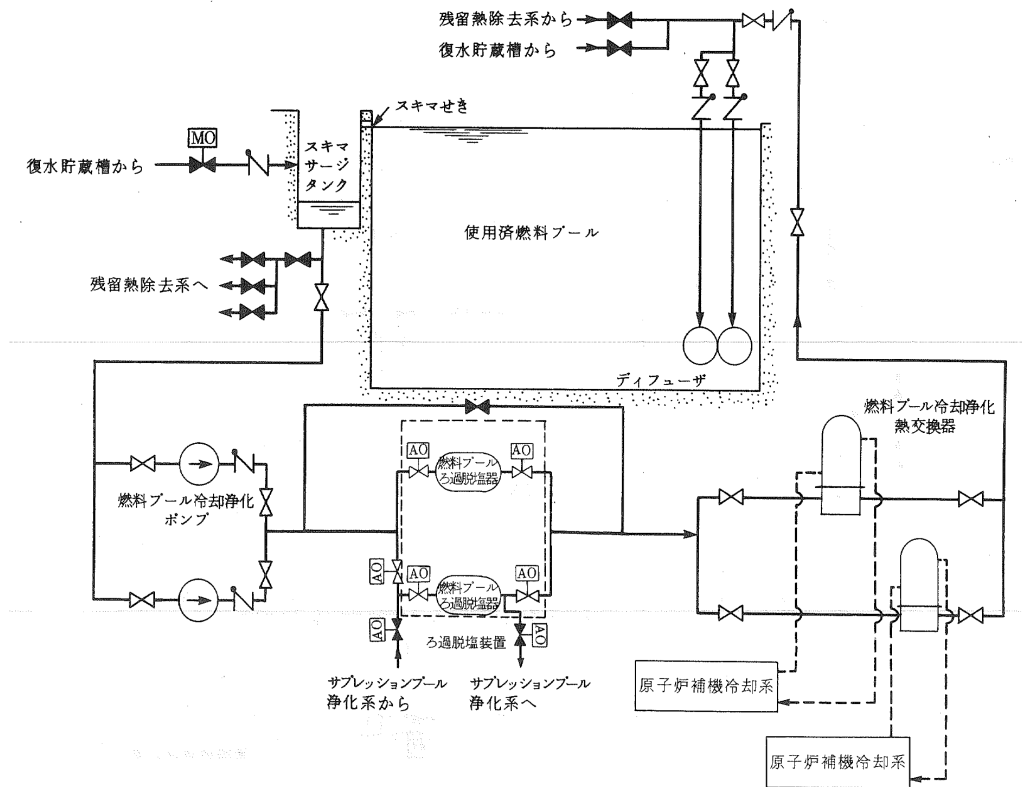


図3.1.2. a-3 燃料プール冷却浄化系 (FPC) の概要図

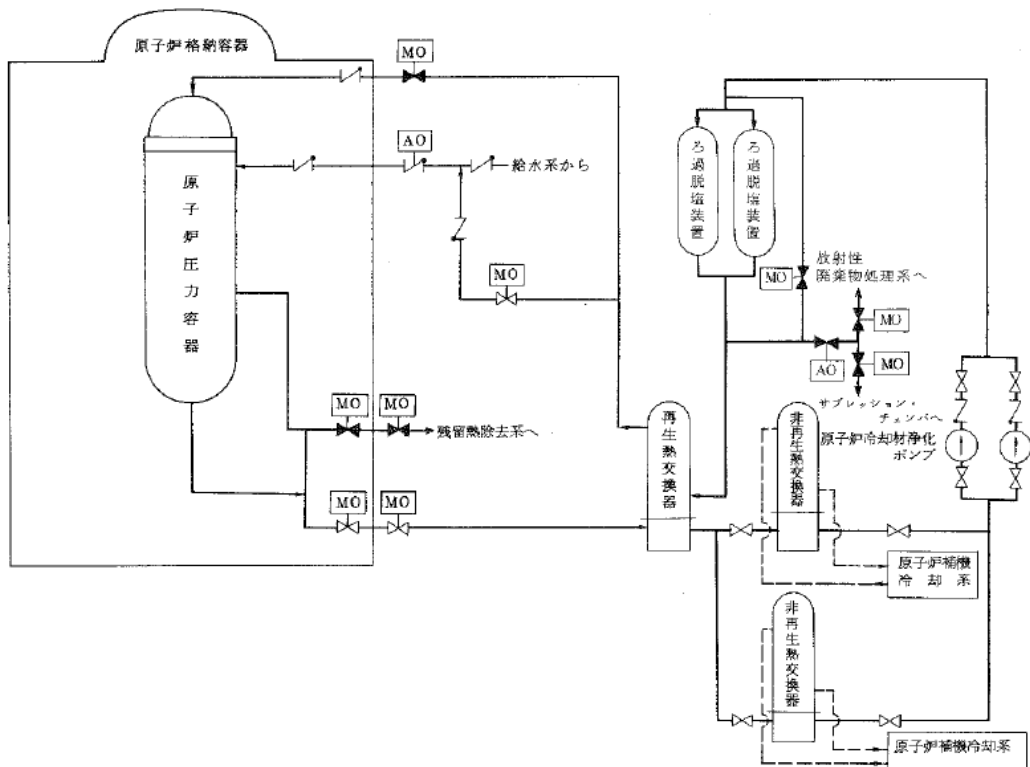


図 3.1.2. a-4 原子炉冷却材浄化系 (CUW) の概要図

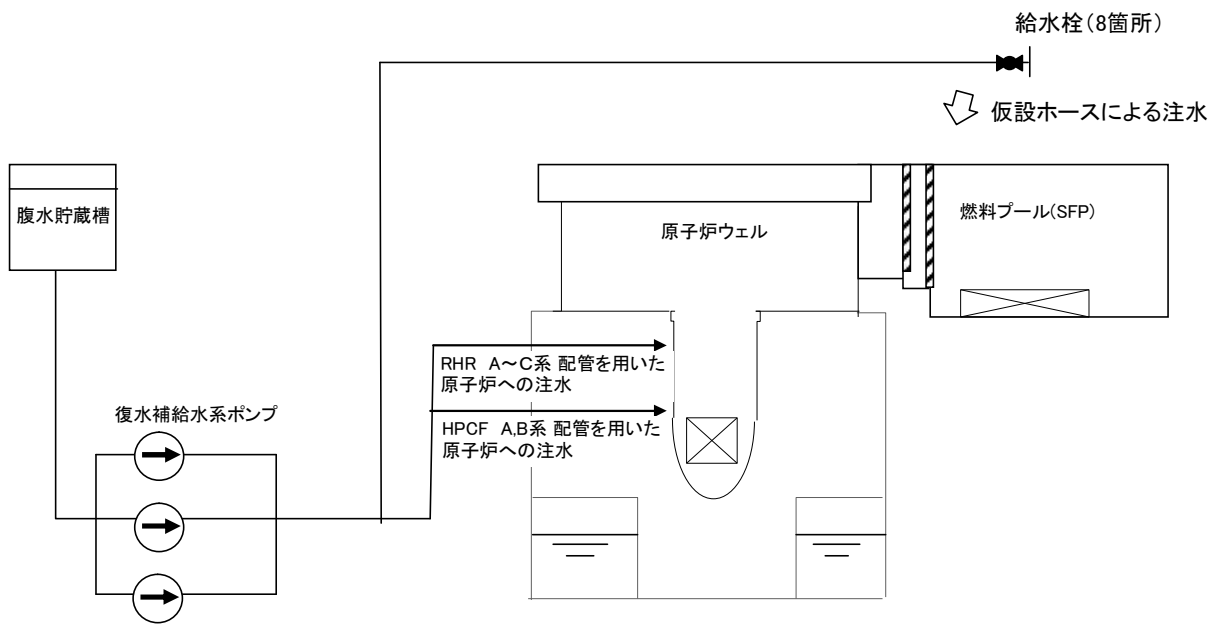


図 3. 1. 2. a-5 復水補給水系 (MUWC) の概要図

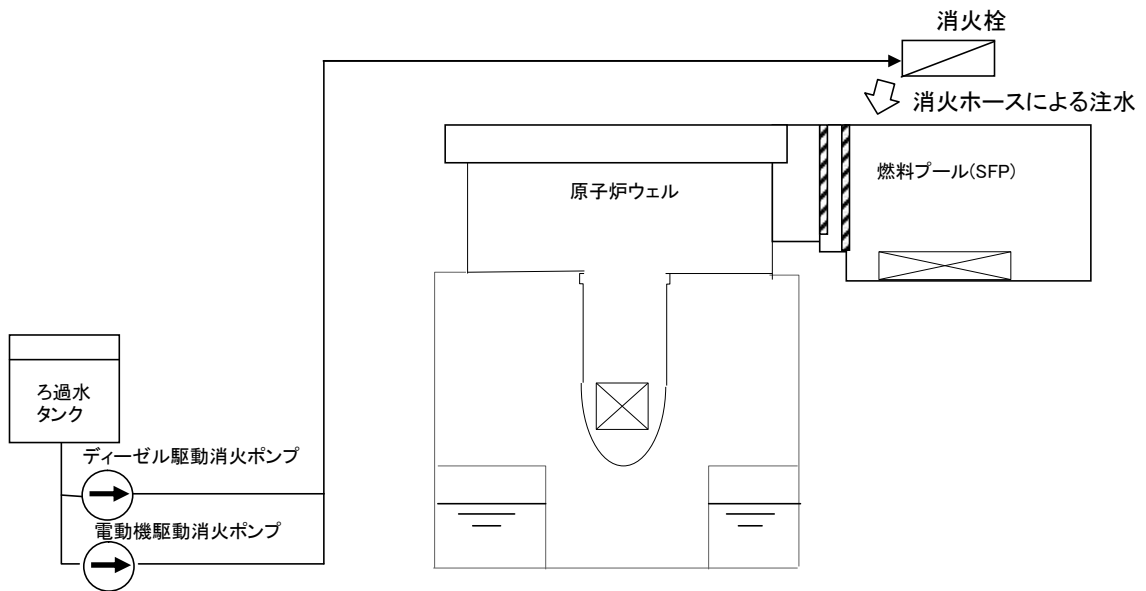
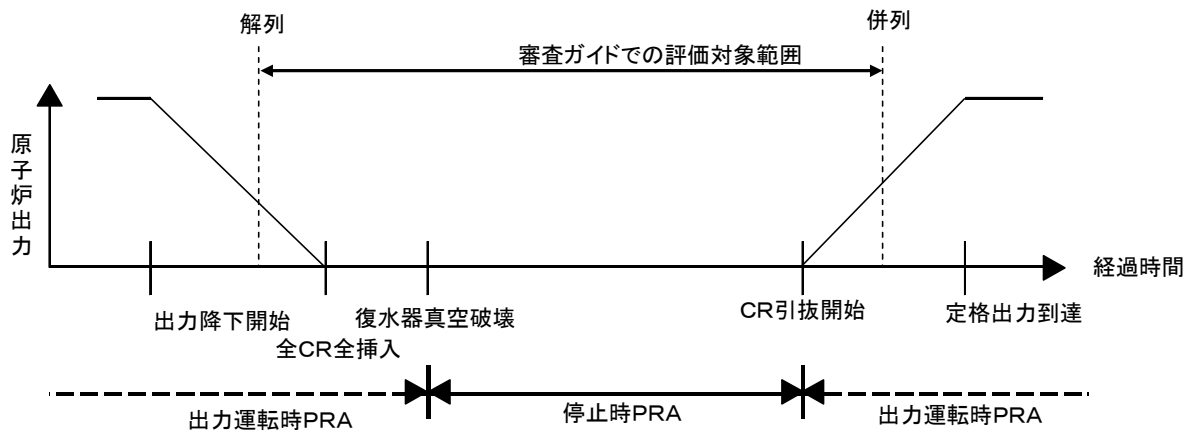
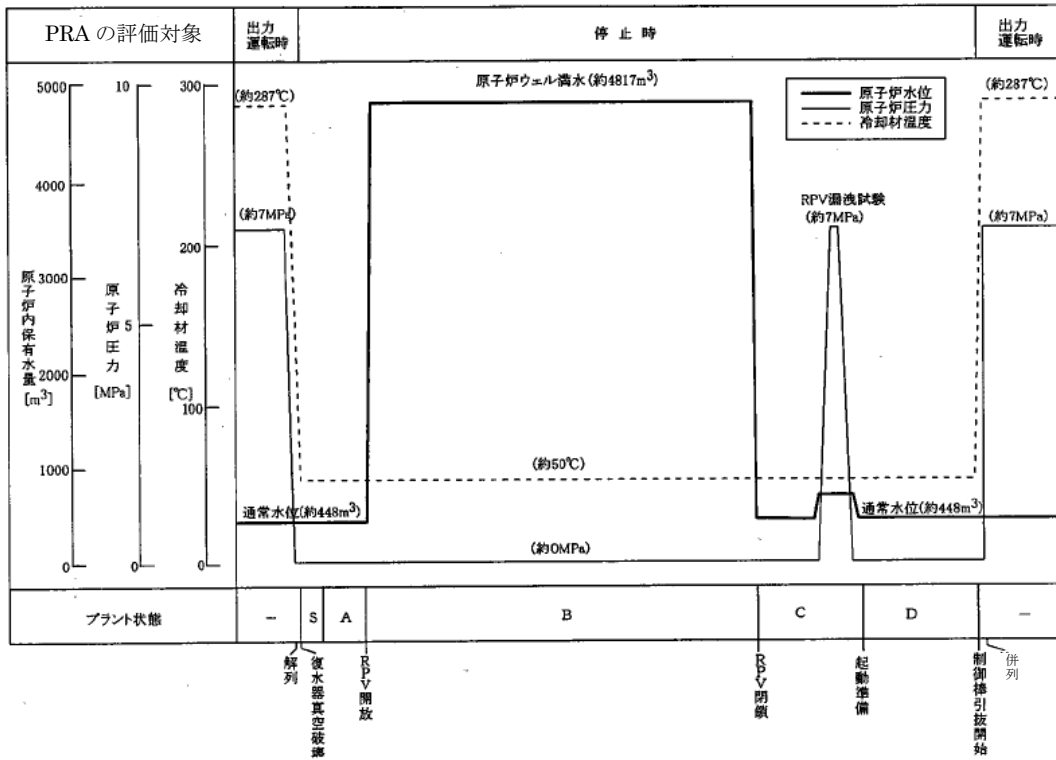


図 3. 1. 2. a-6 消火系 (FP) の概要図



(a)



(b)

図3.1.2. a-7 停止時L1PRAの評価対象期間の設定

プラントの状態 (POS)	原子炉冷温 停止への移 行状態	PCV/RPV開放及 び原子炉ウェル満 水への移行状態	原子炉ウェル満水状態				PCV/RPV閉鎖及び 起動準備への移行状態		起動準備状態
	S(1)	A(4)	B1(12)	B2(11)	B3(12)	B4(13)	C1(5)	C2(10)	D(12)
崩壊熱の大きさ	高		中				低		
PRA上考慮が必要な イベント			全燃料取出	CRD, LPRM, RIP 点検 MUWC全台停止	炉内点検 CUW全台停止 RHR切り替え	全燃料装荷	CUWブロー	RHR切り替え	RHR切り替え
取水路 D/G 非常用交流電源母線	ー		B系		A系 及び C系			ー	
原子炉水位	通常水位		ウェル満水				通常水位		
プールゲート	ー		開放		閉鎖	開放	ー		
評価する除熱対象	原子炉		原子炉+燃料プール		燃料プール	原子炉+燃料 プール	原子炉		
崩壊 熱除 去	RHR-A								
	RHR-B								
	RHR-C								
	CUW-A								
	CUW-B								
	FPC2台								
補給 水注 水	HPCF-B								
	HPCF-C								
	MUWC-A								
	MUWC-B								
	MUWC-C								
	FP								

崩壊熱除去に用いている設備
 機能を期待出来る設備

図 3.1.2.a-8 停止時レベル 1PRA における POS の分類及び定期検査工程

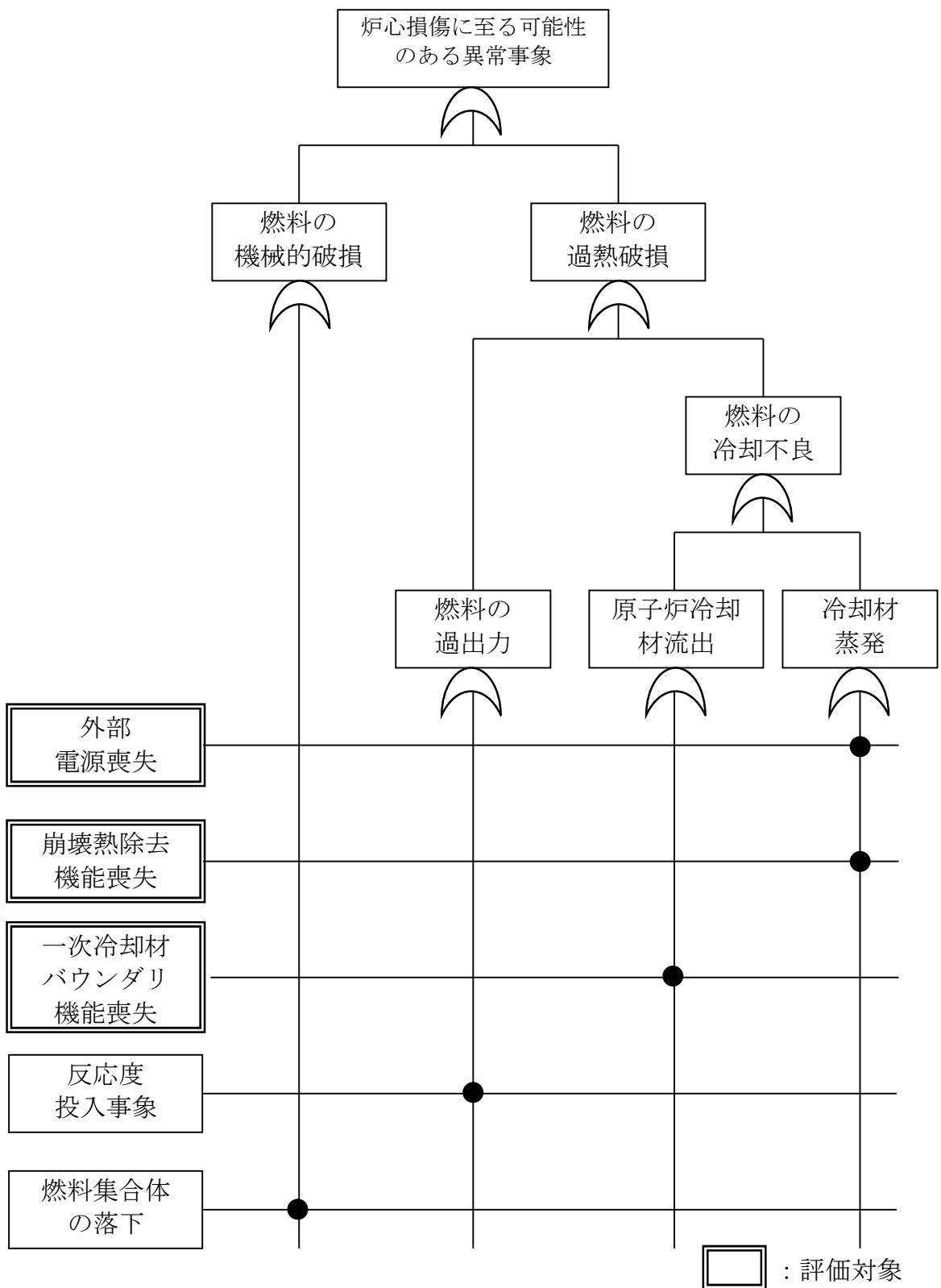


図 3. 1. 2. b-1 炉心損傷に至る可能性のある異常事象マスターロジックダイアグラム

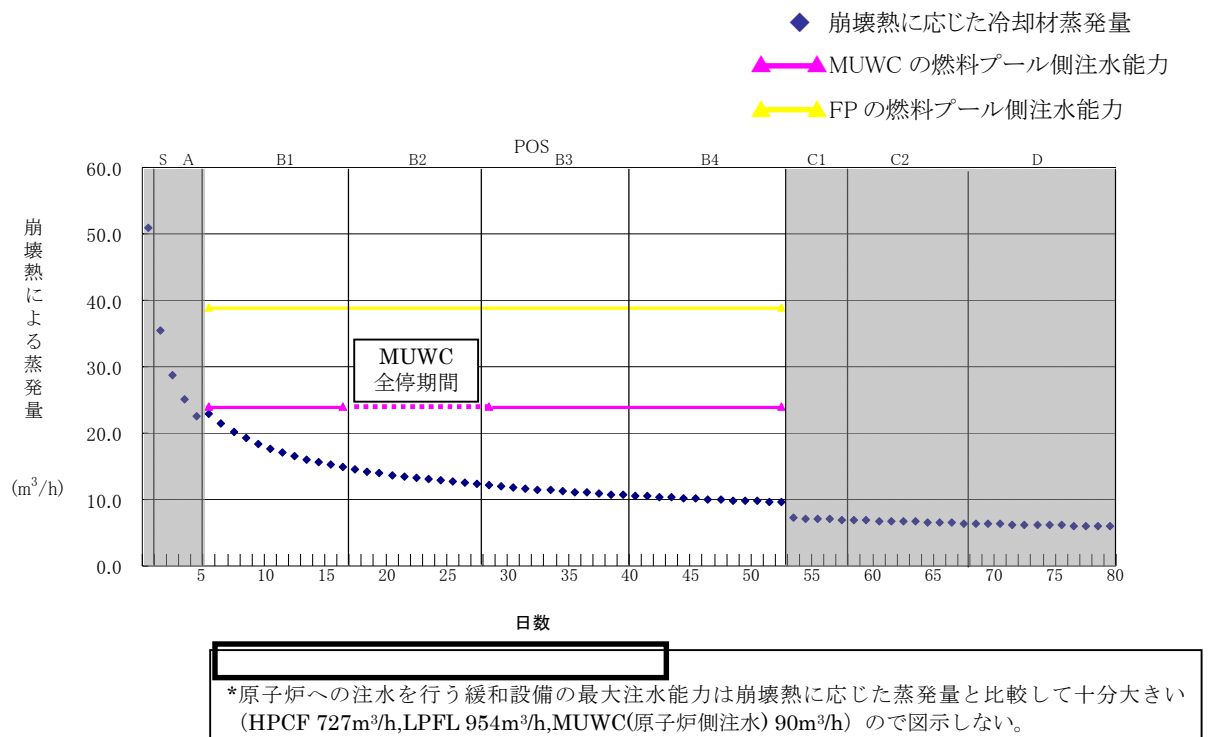


図 3.1.2. c-1 崩壊熱に応じた冷却材蒸発量の変化と燃料プール側の注水能力

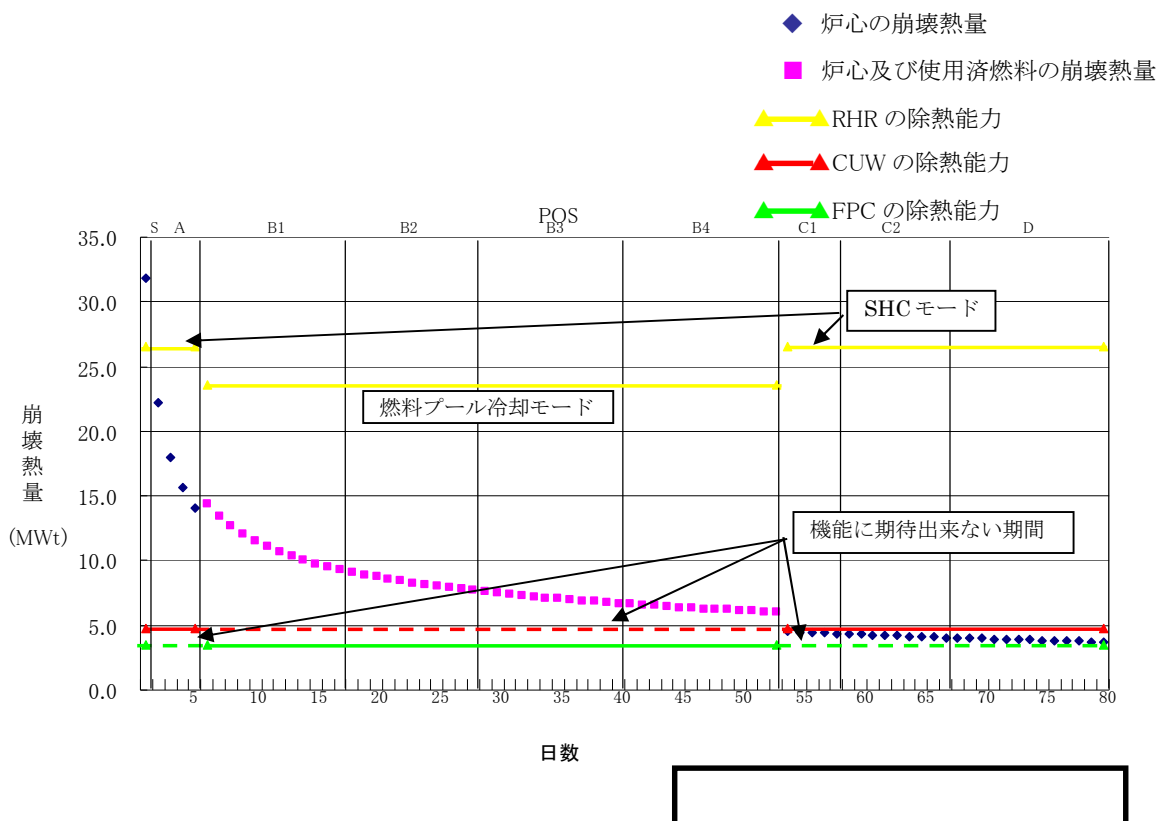


図 3.1.2. c-2 崩壊熱量の変化と緩和設備の除熱能力

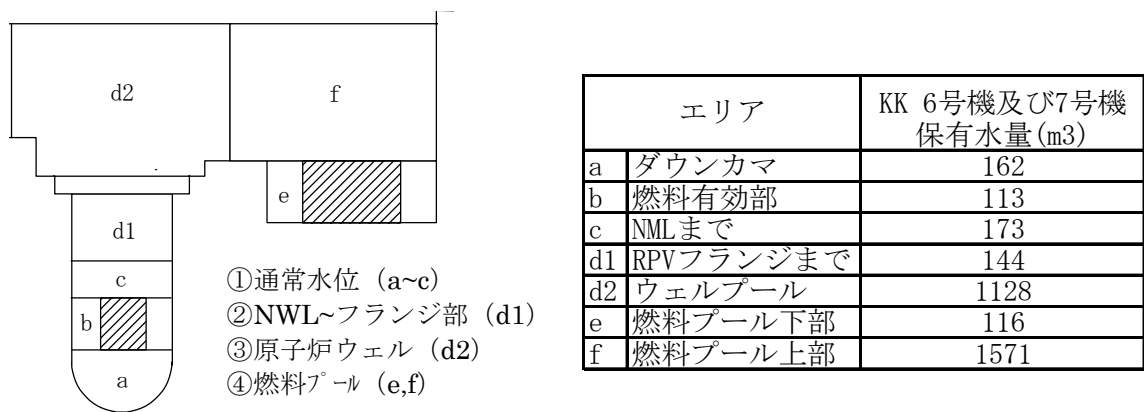


図 3.1.2. c-3 保有水のエリア分割図と保有水量

崩壊熱除去機能喪失	崩壊熱除去・炉心冷却	事故シーケンス グループ
		燃料損傷なし
		(a)

(a) 崩壊熱除去機能喪失

図3.1.2. d-1 崩壊熱除去機能喪失を起因事象とするイベントツリー

【仮定条件】

短期余裕時間内に事象診断に成功した場合は炉心損傷までの余裕時間が長い
ため、機能喪失した設備の復旧に期待する。

【イベントツリーの説明】

起因事象となる運転中の崩壊熱除去機能を有する設備の故障発生後、崩壊熱による冷却材温度の上昇を防ぐために待機している除熱機能を有する緩和設備の作動、又は冷却材の蒸発による水位低下を防ぐために注水機能を有する緩和設備の作動を行う。当該設備の作動にすべて失敗し、かつ長期余裕時間の中での注水系復旧（機能喪失した設備の内いずれかの設備の復旧による注水機能の回復）にも失敗した場合に燃料集合体の露出に至る。期待出来る緩和設備は POS に応じて設定する。

崩壊熱除去機能喪失の起因事象として、次の3つがあり、いずれも上記のイベントツリーで評価している。

- ・ RHR 機能喪失（フロントライン機能喪失）
- ・ 代替除熱機能喪失（フロントライン機能喪失）
- ・ 補機冷却系機能喪失

外部電源喪失	直流電源	交流電源	崩壊熱除去・ 炉心冷却	事故シーケンス グループ
				燃料損傷なし
				(a)
				(b)
				(b)

(a) 崩壊熱除去機能喪失 (b) 全交流動力電源喪失

図3.1.2.d-2 外部電源喪失を起因事象とするイベントツリー

【仮定条件】

炉心損傷までの余裕時間が長いため、機能喪失した設備の復旧に期待する。

【イベントツリーの説明】

外部電源が喪失した場合には非常用D/Gが自動起動する。非常用D/Gが正常に起動し交流電源が確保できた場合は、崩壊熱除去機能喪失のイベントツリーと同様に除熱機能又は注水機能の有無により、プラントの最終状態が決まる。非常用D/Gの起動や交流電源復旧操作に失敗した場合は全交流動力電源喪失となり、崩壊熱除去・炉心冷却が出来ず炉心損傷に至る。また、直流電源確保は交流電源確保に必要となるため、失敗すると全交流動力電源喪失となる。

原子炉冷却材の流出	崩壊熱除去・炉心冷却	事故シーケンス グループ
		燃料損傷なし
		(c)

(c) 原子炉冷却材の流出

図3.1.2. d-3 原子炉冷却材の流出を起因事象とするイベントツリー

【仮定条件】

原子炉冷却材の流出が発生した場合，水位確保が最優先に実施されることから，除熱機能を持つ緩和設備に期待しない（RHR 燃料プール冷却モードなどの系統は水位が確保されなければ除熱機能を喪失するため，緩和設備に期待しない）。

また，冷却材流出の状態によって流出量や認知までの時間などが変化し，余裕時間が不明瞭であるため，設備の復旧には期待しない。

【イベントツリーの説明】

原子炉冷却材の流出が発生した場合，流出流量や蒸発量に相当する注水を実施し，炉心損傷を防止する。注水を実施し水位が確保できない場合は，原子炉冷却材の流出の事故シーケンスとなる。

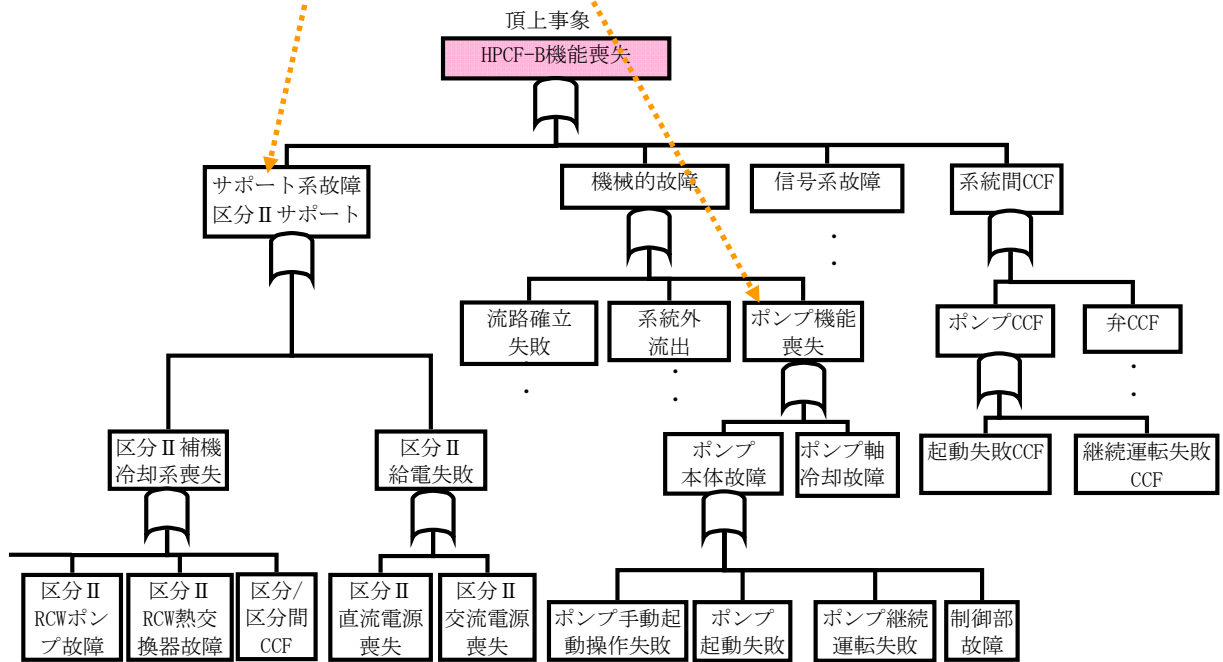
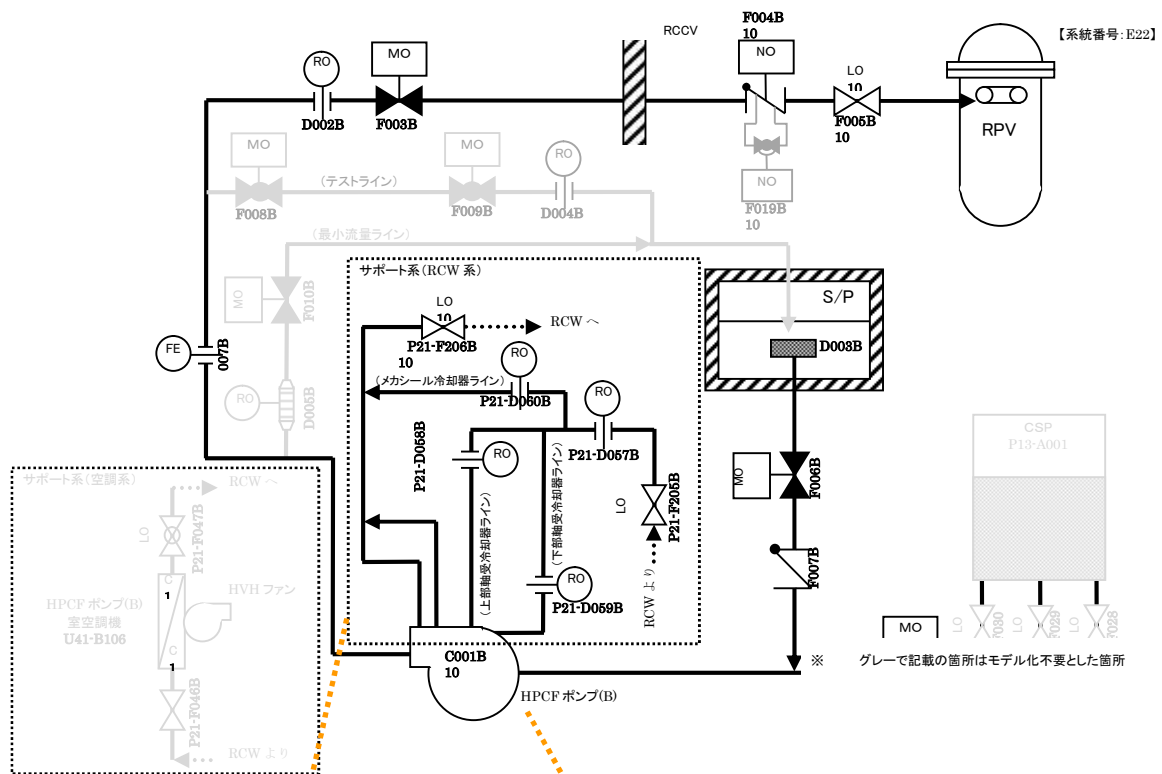


図 3. 1. 2. e-1 システム信頼性評価のイメージ(HPCF (B) を例示)

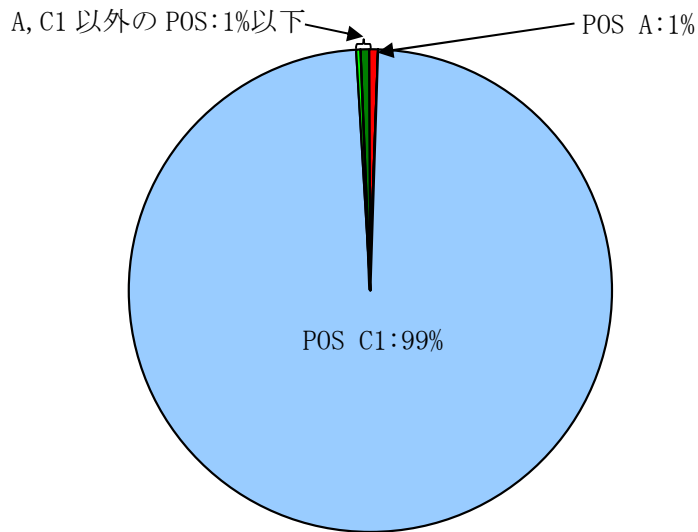


図 3.1.2. h-1 POS 別の炉心損傷頻度の割合

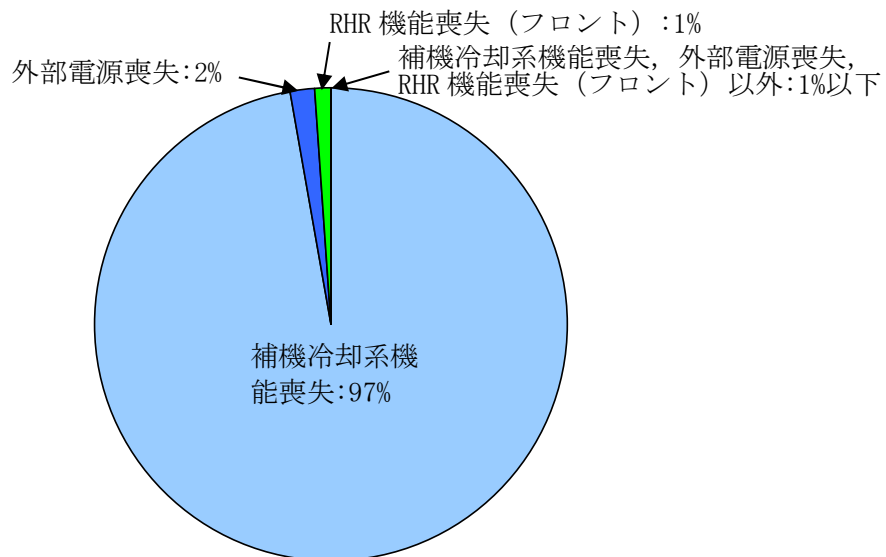


図 3.1.2. h-2 起因事象別の炉心損傷頻度の割合

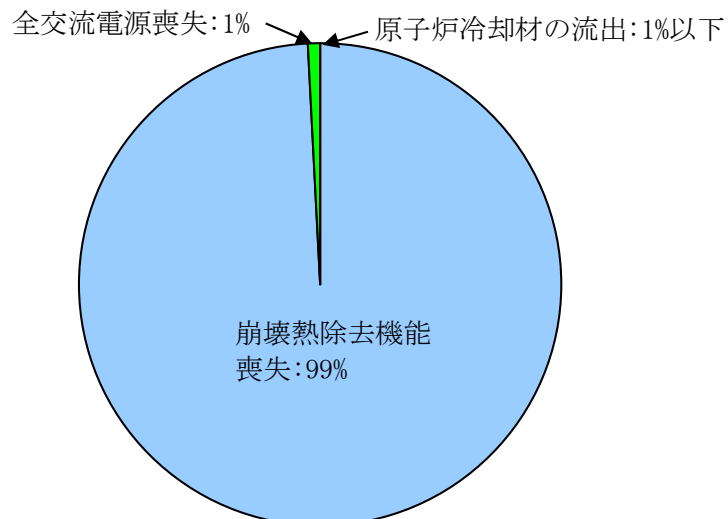
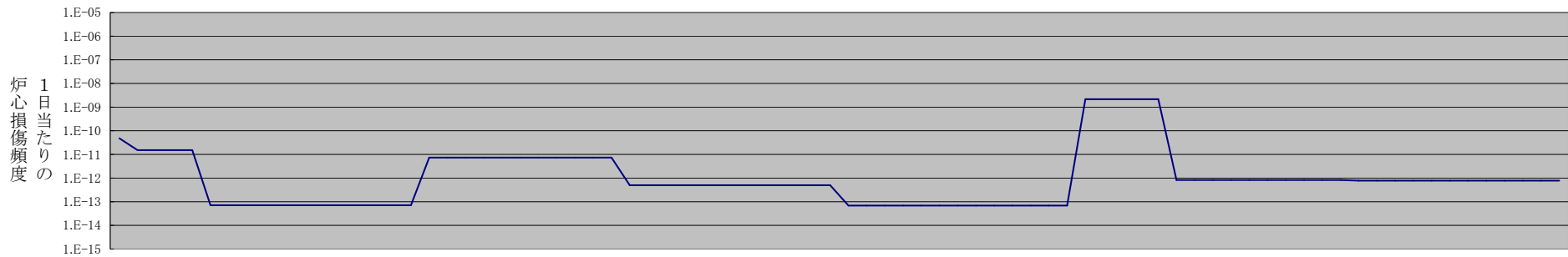


図 3.1.2. h-3 事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度の割合



プラント状態 POS	S (1)	A(4)	B1(12)															B2(11)											B3(12)											B4(13)											C1(5)					C2(10)										D(12)																																																																																																														
日数	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80																																																																																																
崩壊熱の大きさ	高				中																																																																																低																																																																																											
PRA上考慮が必要な イベント					全燃料取出															CRD, LFRM, RIP点検 MUWC全台停止											炉内点検 CUW全台停止 RHR切り替え											全燃料装荷											CUWブロー					RHR切り替え										RHR切り替え																																																																																																												
取水路 D/G 非常用交流電源母線	-				B系																																																																																A系 及び C系																																																																																-											
原子炉水位	通常水位				ウェル満水																																																																																通常水位																																																																																											
プールゲート	-				開放															閉鎖											開放											-																																																																																																																																						
評価する除熱対象	原子炉				原子炉+燃料プール															燃料プール											原子炉+燃料プール											-					原子炉																																																																																																																																	
崩壊 熱除 去	RHR-A	機能を得る設備																																																																																																																																																																														
	RHR-B	機能を得る設備																																																																																																																																																																														
	RHR-C	機能を得る設備																																																																																																																																																																														
	CUW-A	機能を得る設備																																																																																																																																																																														
	CUW-B	機能を得る設備																																																																																																																																																																														
補給 水注 水	FFC2台	機能を得る設備																																																																																																																																																																														
	HECF-B	機能を得る設備																																																																																																																																																																														
	HECF-C	機能を得る設備																																																																																																																																																																														
	MLWC-A	機能を得る設備																																																																																																																																																																														
	MLWC-B	機能を得る設備																																																																																																																																																																														
MLWC-C	機能を得る設備																																																																																																																																																																															
FP	機能を得る設備																																																																																																																																																																															

■ 崩壊熱除去に用いている設備
□ 機能を期待出来る設備

図 3.1.2. h-4 一日当たりの炉心損傷頻度の変化

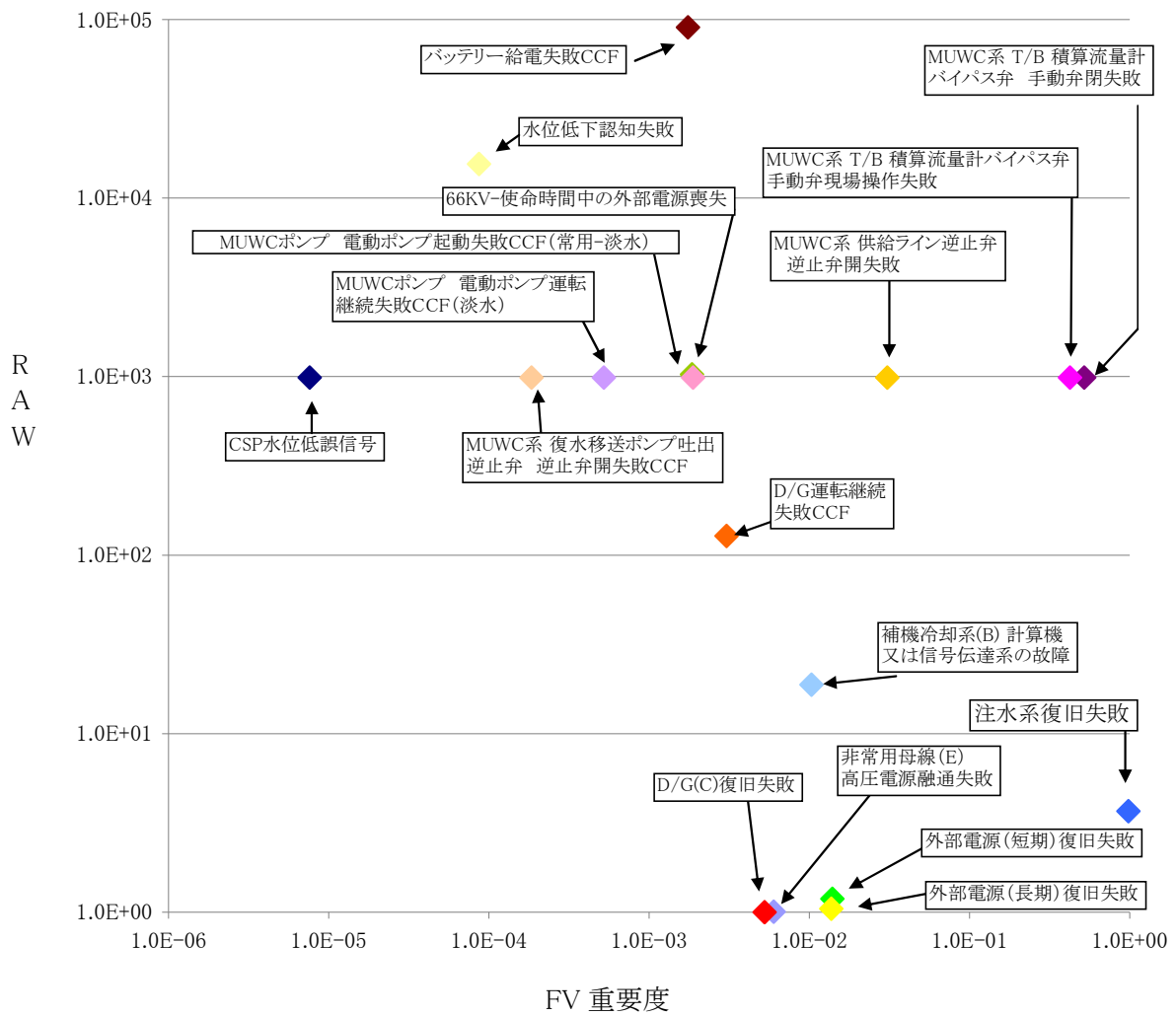
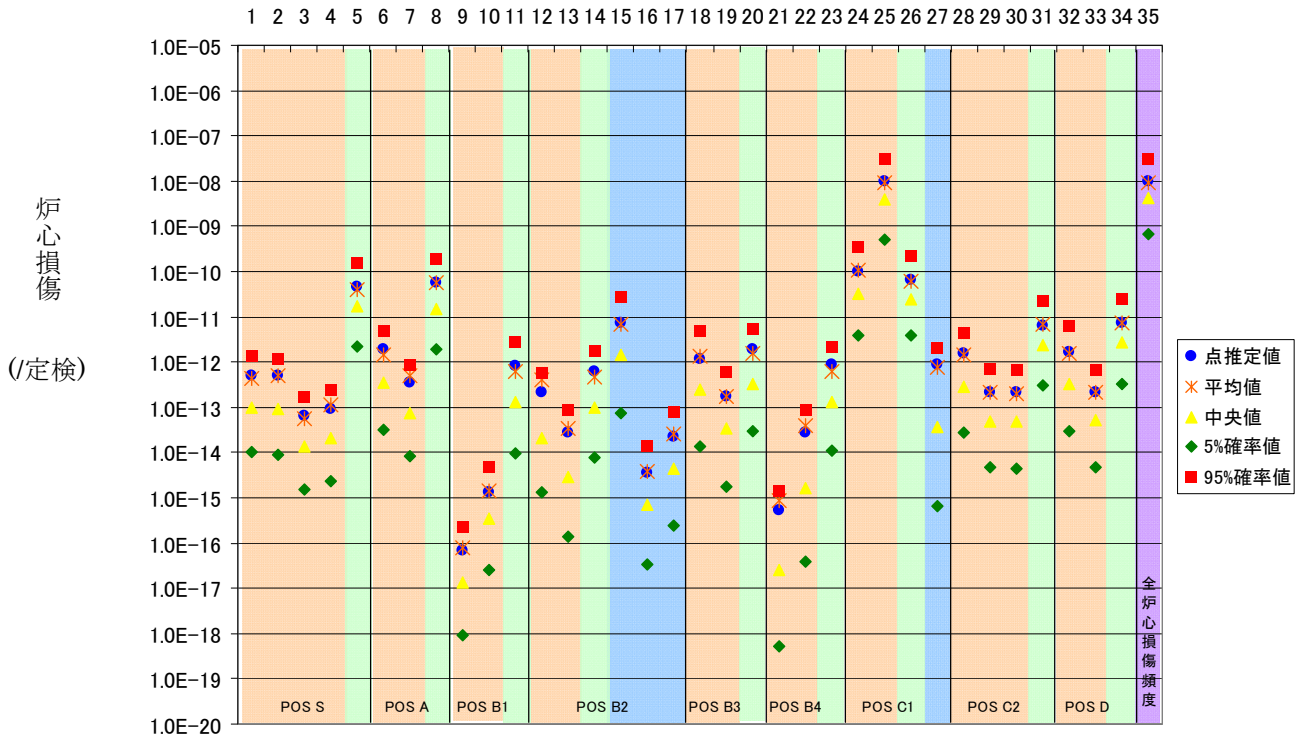


図 3. 1. 2. h-5 重要度解析結果(各重要度上位の基事象と安全機能の主な基事象)

各 POS の起回事象別事故シーケンス
 (各ナンバーに対応したシーケンスは横の表参照)



表の横軸	POS	起回事象
1	POS-S	崩壊熱除去機能喪失(フロントA系)
2		崩壊熱除去機能喪失(フロントC系)
3		崩壊熱除去機能喪失(サポートA系)
4		崩壊熱除去機能喪失(サポートC系)
5	POS-A	外部電源喪失
6		崩壊熱除去機能喪失(フロントC系)
7	崩壊熱除去機能喪失(サポートC系)	
8	外部電源喪失	
9	POS-B1	崩壊熱除去機能喪失(フロントC系)
10		崩壊熱除去機能喪失(サポートC系)
11	POS-B2	外部電源喪失
12		崩壊熱除去機能喪失(フロントC系)
13		崩壊熱除去機能喪失(サポートC系)
14		外部電源喪失
15		原子炉冷却材流出(RIP点検)
16	原子炉冷却材流出(ORD点検)	
17	原子炉冷却材流出(LPRM点検)	
18	POS-B3	崩壊熱除去機能喪失(フロントB系)
19		崩壊熱除去機能喪失(サポートB系)
20	POS-B4	外部電源喪失
21		崩壊熱除去機能喪失(フロントB系)
22	崩壊熱除去機能喪失(サポートB系)	
23	POS-C1	外部電源喪失
24		崩壊熱除去機能喪失(フロントB系)
25		崩壊熱除去機能喪失(サポートB系)
26	外部電源喪失	
27	POS-C2	原子炉冷却材流出(CUWブロー)
28		代替崩壊熱除去機能喪失(フロント)
29		崩壊熱除去機能喪失(サポートA系)
30		崩壊熱除去機能喪失(サポートB系)
31	POS-D	外部電源喪失
32		崩壊熱除去機能喪失(フロントA系)
33		崩壊熱除去機能喪失(サポートA系)
34	外部電源喪失	
35	全炉心損傷頻度	

図 3.1.2. h-6 不確かさの解析

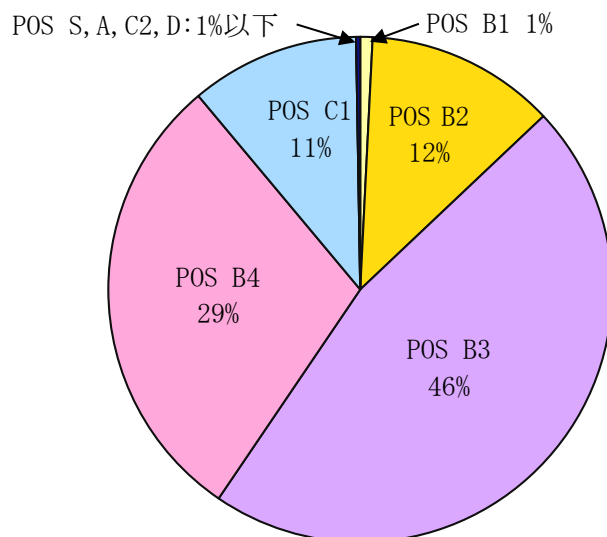


図 3. 1. 2. h-7 POS 別の炉心損傷頻度の割合(感度解析)

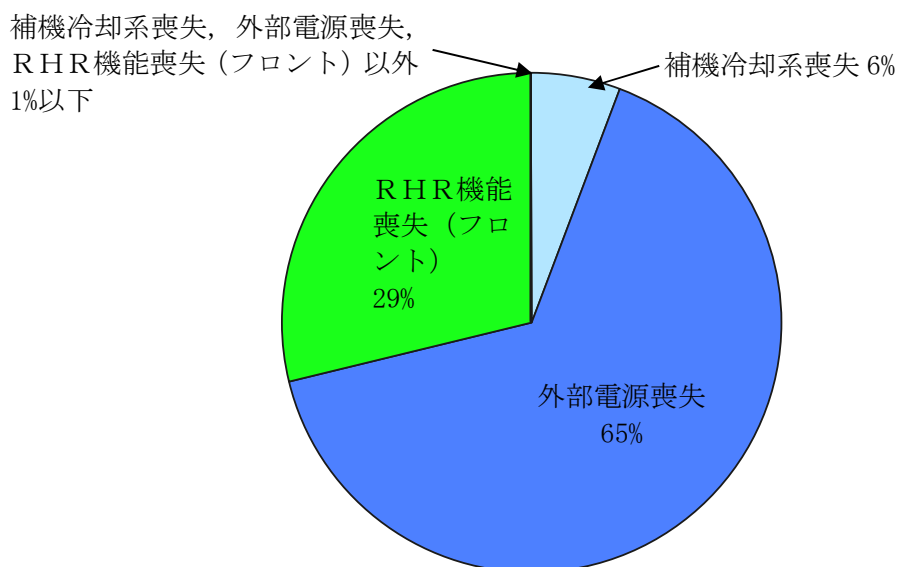


図 3. 1. 2. h-8 起因事象別の炉心損傷頻度の割合(感度解析)

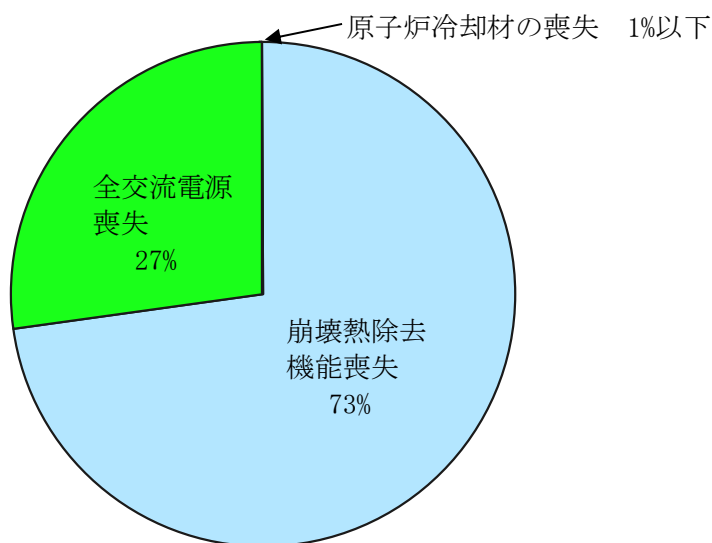
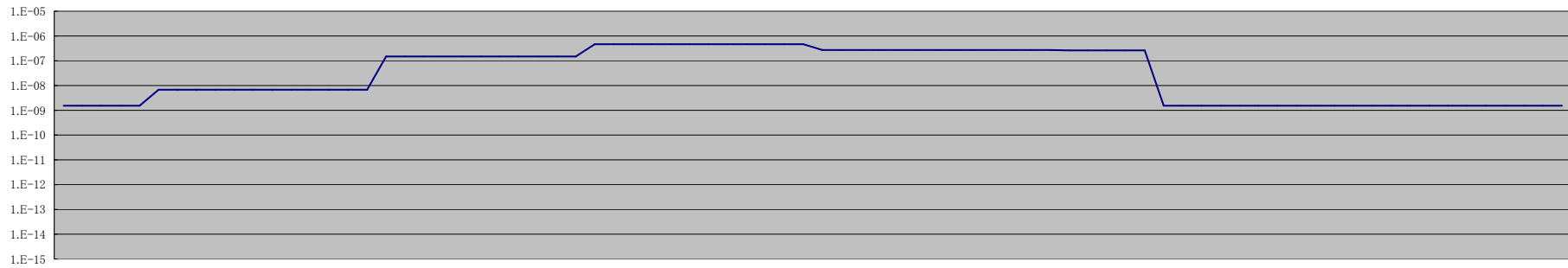


図 3. 1. 2. h-9 事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度の割合(感度解析)

1日当たりの
炉心損傷頻度



プラント状態 POS	S (1)	A(4)	B1(12)	B2(11)	B3(12)	B4(13)	C1(5)	C2(10)	D(12)																																																																							
自然		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80
崩壊熱の大きさ		高																	中													低																																																
PRA上考慮が必要な イベント			全燃料取出				CRD, LPRM, RIP点検 MUWC全台停止					炉内点検 CUW全台停止 RHR切り替え			全燃料装荷					CUWブロー					RHR切り替え					RHR切り替え																																																		
取水路 D/G 非常用交流電源母線		-		B系										A系 及び C系										-																																																								
原子炉水位		通常水位		ウェル満水										通常水位																																																																		
プールターゲット		-		開放										閉鎖			開放					-																																																										
評価する除熱対象		原子炉		原子炉+燃料プール										燃料プール			原子炉+燃料プール					原子炉																																																										
崩壊 熱除 去	RHR-A																																																																															
	RHR-B																																																																															
	RHR-C																																																																															
	CUW-A																																																																															
	CUW-B																																																																															
補給 水注 水	FFC2台																																																																															
	HPCF-B																																																																															
	HPCF-C																																																																															
	MUWC-A																																																																															
	MUWC-C																																																																															

■崩壊熱除去に用いている設備
□機能を期待出来る設備

図 3.1.2.h-10 一日当たりの炉心損傷頻度の変化(感度解析)

評価した工程の代表性及び成功基準の選定の考え方，燃料取り出しの考え方について

本PRAで用いた定期検査工程は，報告書 3.1.2.a.③ プラント状態分類の考え方に記載の通り，炉心損傷リスクの影響を与える可能性のある作業を抽出し，過去の作業実績を考慮した定期検査工程を新規に代表工程として設定し，評価を実施している。

また，評価に用いた工程における燃料の配置等を考慮し，成功基準の選定を実施した。それらについて以下にまとめる。

(1) 定期検査工程・燃料取り出しの代表性

a. 定検日数に対する代表性

実績を考慮して各主要な作業期間を設定し，それらの作業期間積み上げにより評価対象期間(80日)を設定した。また，この定検工程の期間については過去の実績と比較しても大きな差異がない期間である。

b. 使用する除熱設備に対する代表性

リスクの抽出のため，RHRだけでなく，代替除熱設備であるFPC，CUWについても使用を検討した。検討の結果，FPCについては評価期間において必要となる除熱能力が不足しているため，CUWを用いた崩壊熱除去を考慮した工程を設定した。

c. 点検等の作業に対する代表性

リスクのある作業抽出のため，毎定検実施される点検・作業だけでなく，毎定検ではないが比較的实施される可能性のある点検・検査等についても抽出を行い，評価工程に考慮した。その際，緩和設備の待機除外などの設定は保安規定が遵守されていることを前提として実施した。

● これまでの実績等の情報

- ・水路点検の期間は概ね25日程度に設定する。
- ・RSW-A系及びRSW-C系水路は同時に点検する。
- ・最初の水路点検(角落とし)はPOS-Bの初日から開始し，点検終了(角上げ)後，連続して他系統の水路点検(角落とし)を実施する。(角切替えのための期間は設定しない)
- ・ECCS及び非常用D/Gの点検を実施する。これらの設備は水路点検(角落とし)に合わせて同区分の点検が実施され，点検期間は水路点検(角落とし)と同じとする。
- ・CRD，LPRM，RIP点検を実施する(点検本数，台数は実績を参考)。
- ・保安規定の遵守を前提に，緩和設備の全停止期間は，特定の期間に集中させないものとする。

● 毎定検ではないが比較的实施される可能性のある点検・検査等の情報

- ・MUWC，CUW，FPC点検の全停止を設定する。
- ・水路点検(角落とし)の期間中において，非常用交流電源母線の本格点検が実施されるものとする。
- ・全燃料取出しを実施する。

- ・ 炉内点検などにより使用済み燃料プールゲートを閉鎖する場合を考慮する。
- ・ FPC, CUW 又はその組み合わせ(以下「代替除熱設備」という。)による除熱の運転を考慮する。

d. 炉心燃料取り出し・プールゲートの開閉に対する代表制

原子炉停止中において炉心燃料は、通常原子炉内に格納されているが、炉内点検や水没弁点検などの作業を実施する場合、全炉心燃料を使用済み燃料プールへ移動させ、プールゲートを閉鎖する。全炉心燃料取出を伴う作業は定検毎に行う作業ではないが、燃料プール側の燃料の崩壊熱量が大きくなり、また原子炉側の冷却機能や注水機能に期待できないため、特有のリスクが存在する。そのため、本評価では全炉心燃料取り出しを考慮した工程を設定した。

(2) 成功基準の選定

炉心損傷の判定条件は“燃料集合体の露出”とした。

設定した代表工程におけるプラント状態（炉心燃料取り出し・プールゲートの開閉）によって対象とする燃料やその配置場所が異なるため、炉心損傷の判定条件は2ケースに分類してそれぞれに燃料集合体の露出の水位を設定した。

- ・ 炉心燃料と SFP の使用済み燃料がプールゲートで隔てられている場合
- ・ 炉心燃料と SFP の使用済み燃料がプールゲートで隔てられていない場合

反応度投入事象を起因事象から除外した考え方について

本PRAでは、炉心損傷の恐れのある事象として抽出した反応度投入事象（制御棒引き抜き事象を含む）について、リスク評価上の重要性は低い（発生の可能性が極めて低い事象，又は発生を仮定してもその影響が限定される事象）と判断し、評価対象の起因事象から除外した。除外の考え方について以下にまとめる。

出力運転時以外の反応度投入事象としては、1. 出力降下時及び起動時における反応度投入事象と 2. 原子炉停止中の期間における反応度投入事象が考えられる。

1. 出力降下時及び起動時における反応度投入事象

臨界又は臨界近傍時に急激に反応度が投入される事象については、設置許可申請書添付書類十*1でRWMの許容する最大価値の制御棒を連続引き抜きした場合や制御棒駆動機構からRWMの許容する最大価値制御棒が分離して落下する等の仮想的かつ過酷な状況を考慮しており、判断基準を満足すること*2を確認している。そのため、発生を仮定しても影響が限定される事象に分類されると判断した。

2. 原子炉停止中の期間における反応度投入事象

炉心損傷の恐れのある反応度投入事象について、図1のフォールトツリーを用いて要因分析を行った。炉心損傷は、臨界到達後にスクラム作動前に大きな反応度が投入されることで急激な出力上昇が発生し炉心損傷に至る場合、又は臨界到達後にスクラムに失敗して継続的に反応度が投入されることで出力上昇を抑えられずに炉心損傷に至る場合が考えられる。

a.臨界に至るおそれがある事象と b. 大きな反応度投入又は継続的な反応度の投入事象の発生頻度について、以下に示す。

a.臨界に至るおそれがある事象

臨界に至るおそれのある事象としては、①燃料の誤装荷、②機械的故障による制御棒の引抜け、および③人的過誤による誤引抜きが考えられる。

① 燃料の誤装荷

燃料の誤装荷は誤配置や燃料・制御棒の装荷順序の誤りにより、想定以上の反応度が投入されることが考えられる。これらは燃料交換が燃料取替機(FHM)により自動で装荷位置まで移動され、かつ作業員による配置の確認や燃料移動監視装置による確認や運転員による出力の監視も行われる。更に、この事象は反応度の急激な投入は考えられないことから、発生頻度は極めて小さいものとする。

② 機械的故障による制御棒の引抜け

誤引抜けについては、過去に福島第一3号機や志賀1号機において制御棒の引き抜きにより臨界に至った事象がある（詳細は“*3 過去の反応度投入事象例とその対策について”に示す）。これらの対策として、CRDポンプのインターロックの改造（ハード面）、HCU隔離時にノンリターン運転を実施しないことなどの安全措置の見直しや作業手順の見直し（ソフト面）を実施することにより、再発防止を図っている。

また、KK6，7号炉については制御棒駆動機構が異なり、物理的に同様の

引き抜け事象は発生しない構造となっている。

さらに、仮に志賀と同様の事象が起きた場合についても、炉心挙動解析により炉心は損傷しないことが確認されている。

以上より、機械的故障による制御棒の引抜けによる炉心損傷の可能性は極めて小さい。

③ 人的過誤による誤引抜き

制御棒の引き抜きにより臨界に至るには、燃料の誤装荷と重畳しない場合において、隣接する制御棒を2本以上引き抜く必要がある。原子炉モードスイッチの「起動」以外のモードについては、1本制御棒引抜インターロックにより2本目の制御棒(ABWRの場合異なるHCUの制御棒)引き抜きが阻止される。停止時において「起動」モードとし制御棒を2本以上引き抜く操作は「原子炉停止余裕検査」と「停止時冷温臨界試験」の場合のみである。これらの試験における過誤事象は、操作する制御棒の本数は異なるものの、その失敗確率はいずれも図2のHRAツリーで表すことができる。

(1) 原子炉停止余裕検査

原子炉停止余裕検査とは、最大価値制御棒を全引き抜きし、反応度を補正した状態(補正位置Nまで挿入)で、斜め隣接の制御棒を補正位置Nまで引き抜き、原子炉が臨界未満であることを確認する試験である。

(2) 停止時冷温臨界試験

停止時冷温臨界試験とは、炉心核熱水力学解析コードの精度向上のためのデータ蓄積を目的とする試験で、臨界判定が行われるまで、制御棒の引き抜きを行い、臨界後データ収集する。

b. 大きな反応度投入又は継続的な反応度の投入事象

スクラム作動前に大きな反応度が投入される事象については、反応度価値の大きな制御棒の連続引き抜きが要因として考えられるが、これらを考慮しても炉心損傷に至らないことは今回申請した設置許可申請書の反応度投入事象において評価されている。この評価においてはスクラム機能が健全であることが前提となり、スクラムに失敗する確率は図3のようになる。

c. 炉心損傷

a及びbで示したように炉心損傷のおそれのある反応度投入事象は極めて起こりにくく、その発生確率は「原子炉停止余裕検査」と「停止時冷温臨界試験」のそれぞれの場合において[]/定期検査]程度となる。また、これらの反応度投入事象が発生した場合においても、その多くはほう酸水注入系などの緩和機能に期待出来るため、炉心損傷には至らない、または炉心損傷するものの、影響が限定的となる。

そのため、原子炉停止中の期間における反応度投入事象についてもリスク評価上の重要性は低いと判断できる。

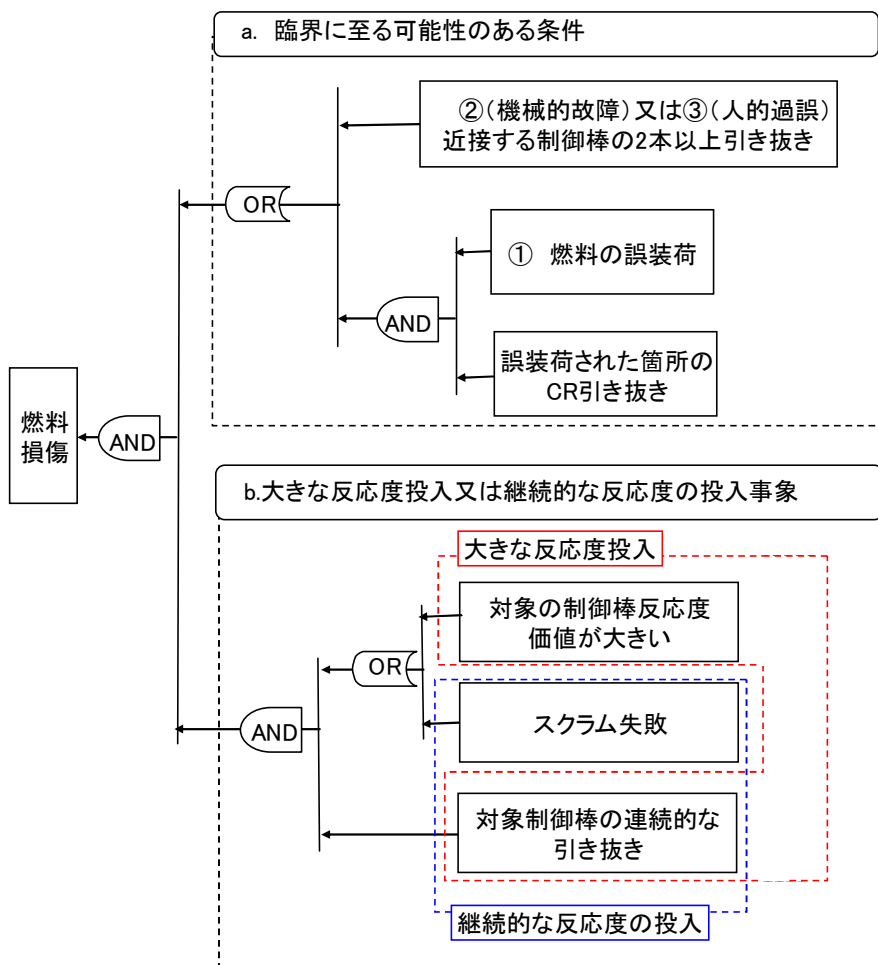


図1. 炉心燃料損傷に至る恐れのある反応度投入事象のフォールトツリー

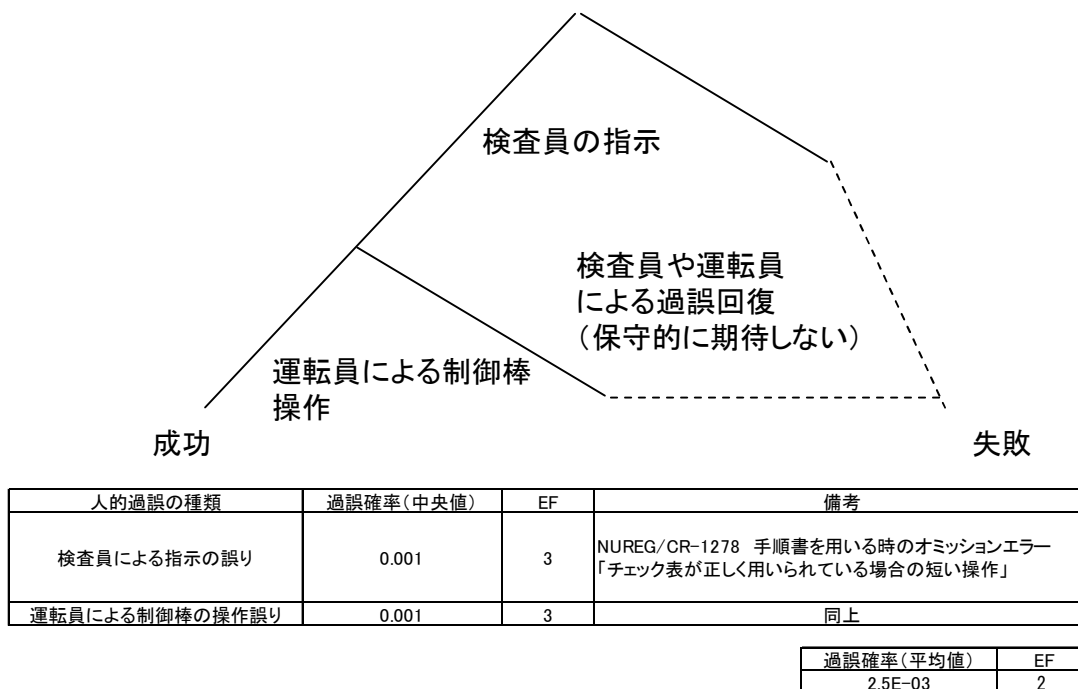


図2. 制御棒引き抜き操作時の人的過誤
添付資料 3.1.2.b-1-3

スクラム失敗				確率
	機械的なスクラム失敗*	核計装不良によるスクラム失敗	スクラム回路制御不良等によるスクラム失敗	
			合計	

* 冷温未臨界試験を考慮して、複数本ある制御棒(実績を考慮して10本)が1本でも挿入されないと失敗とする保守的な想定

図 3. スクラム失敗の故障確率

*1 設置許可申請書添付10号 2.3.1.1 原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き（過渡）及び3.3.1制御棒落下（事故）

*2 過渡：原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、最高使用圧力の 1.1 倍の圧力以下であること及び燃料エンタルピが許容設計限界値を越えないこと

事故：燃料エンタルピは、「反応度投入事象評価指針」に示された制限値を超えないこと及び原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、最高使用圧力の 1.2 倍の圧力以下であること、公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないこと

*3 過去の反応度投入事象例とその対策について

・H8年 KK6号機 FMCRD試運転時CR引き抜き事象（当社）

6号機試運転中（建設段階）FMCRD制御盤改造及び試験の準備のため、FMCRD電源のアイソレを実施し、シミュレータにて制御棒位置を模擬的に引き抜きする試験を実施。この時、アイソレミスにより一部の電源アイソレが実施されておらず、実際の4本の制御棒が128ステップの位置まで引き抜かれた（この間、未臨界であることは確認されている）。

制御盤改造及び試験時特有の事象であること、再発防止策（制御棒の駆動電源OFFと制御電源OFFの安全処置の多重化）が実施されていることから対策済みであると考え。また、この事象では核計装系により監視・安全系が機能していることから炉心損傷には至らない。

・H11年 志賀原子力発電所1号機 原子炉緊急停止事故（北陸）

原子炉停止機能強化工事の機能確認試験時にアイソレ誤り及び弁のシートパスにより制御棒が引き抜かれ、アキュームレータに圧力が充填されていなかったことで、ただちに制御棒が挿入されず、臨界に至った。

この事象は当社のKK6, 7号炉の制御棒駆動機構が異なるため、発生しない（FMCRDのHCUでは物理的に引き抜けが起こらない）。

また、仮に同様の事象が起きた場合についての炉心挙動解析が実施されており、即発臨界に至る可能性はあるものの、炉心は損傷しないことが確認されている（参考文献 日本原子力学会誌 Vol. 49, No. 10(2007) 671-675 北陸電力(株)志賀原子力発電所1号機で発生した臨界時の炉心挙動解析）。

起因事象における RHR の機能喪失および冷却材流出事象の取扱いについて

RHR 運転中の除熱機能喪失については、本 PRA でも起因事象として選定している（報告書 3.1.2.b 参照）。

また、RHR 切り替え時の人的過誤による冷却材流出事象や RHR 運転中のバウンダリ機能喪失については、報告書 3.1.2.b.起因事象に記載の通り、ABWR では事象発生しても燃料集合体の露出に至らないため（ABWR プラントでは有効燃料長頂部の高さ（T.M.S.L. 約 14.0m）より RHR の吸い込み配管の高さ（T.M.S.L. 約 15.7m）が高い位置にあり、冷却材流出が吸い込み配管の高さで停止するため）、起因事象としては選定していない。

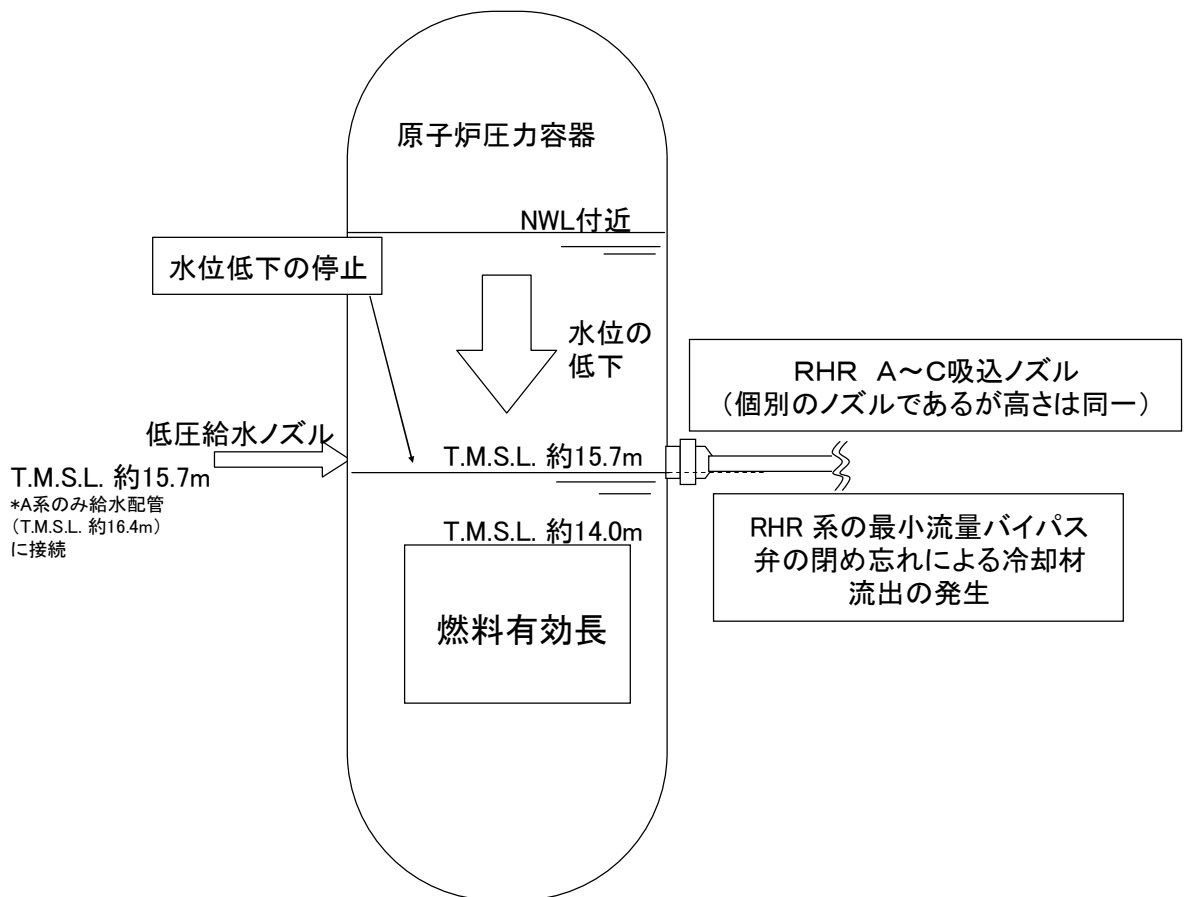


図 RHR吸い込み配管のノズルの高さ と燃料有効長頂部の高さ

起因事象発生頻度の評価における考え方

内部事象停止時レベル 1PRA に用いる起因事象の発生頻度の評価方法は①～④の優先順位に基づいて評価している。

内部事象運転時レベル 1PRA の考え方（添付資料 3.1.1.b-5 参照）と基本的に同様であるが、運転日数や総点検回数、トラブル事例等の適切なデータの入手が困難である場合は④に示す論理モデルを用いた評価等を使用する。

- ①国内の運転経験データを確認し、発生が報告されている事象については、発生件数を国内プラントの総運転炉年等で除した値とした。

【対象事象】 RHR 機能喪失（フロントライン）、外部電源喪失の発生頻度

- ②国内の運転経験データを確認し、発生が報告されていない事象であっても、発生頻度について十分検討が行われており評価に活用可能な文献等が参照できる事象については、それらを参照・検討し、値を設定した。

【対象事象】 本 PRA での対象なし

- ③国内の運転経験データでは発生が報告されておらず、発生頻度の評価に活用可能な文献等が確認できない事象については、運転日数等のデータが十分に収集されていることを確認後、国内での発生件数を 0.5 件とし、これを国内プラントの総運転炉年等で除した値として評価に用いた。

【対象事象】 補機冷却系機能喪失の発生頻度

- ④運転日数や総点検回数、トラブル事例等の適切なデータの入手が困難であり、②、③による算出が出来ない場合は、イベントツリーを用いた論理モデルによる信頼性解析を行い、値を設定した。

なお、イベントツリーを用いた論理モデルでは保守性を持つ仮定等により発生頻度が大きく、また故障率の不確かさが大きくなる傾向がある。そのため、その他の適切な推定手段がある場合にはそちらを用いる。

【対象事象】 一時冷却材バウンダリ機能喪失、代替除熱機能喪失（フロントライン）の発生頻度

冷却材流出事象の発生頻度の算出方法について

冷却材流出事象の発生頻度については、実績等を用いた算出方法が困難であるため論理モデルによる信頼性解析により評価している。

以下にその算出方法を示す。

a. CRD 点検（交換）の発生頻度

CRD 点検（交換）時の冷却材流出事象は、点検・交換作業に関わる人的過誤に起因するものであり、カップリングシール確保失敗及び CRD フランジ取付失敗などによる水位低下を伴う漏えいを想定し、これらの人的過誤を分岐確率として発生頻度を評価している。

CRD1 本当たりの起因事象発生頻度は図 1 のイベントツリーに示すように [] となり、定期検査時における標準的な CRD 点検本数は 3 本であるから、作業全体の起因事象発生頻度は、1 本当たりの起因事象発生頻度に 3 本を掛け合わせ、 [] となる。

b. LPRM 点検（交換）の発生頻度

LPRM 点検（交換）時の冷却材流出事象は、点検・交換作業に関わる人的過誤に起因するものであり、LPRM の取り外し前／装荷後のシール確保失敗及びドレン装置取付け失敗などによる漏えいを想定し、これらの人的過誤を分岐確率として発生頻度を評価している。

LPRM1 本当たりの起因事象発生頻度は図 2 に示すように [] となり、定期検査時における標準的な LPRM 点検本数は 10 本であるから、作業全体の起因事象発生頻度は、1 本当たりの起因事象発生頻度に 10 本を掛け合わせ、 [] となる。

c. RIP 点検の発生頻度

RIP 点検時の冷却材流出事象は、点検・交換作業に関わる人的過誤に起因するものであり、モータカバー取付失敗及び RIP 上部シール確保失敗や誤ったタイミングでのポンプシャフト引き抜きなどによる漏えいを想定し、これらの人的過誤を分岐確率として発生頻度を評価している。

RIP1 本当たりの起因事象発生頻度は図 3 に示すように [] となり、定期検査時における標準的な RIP 点検本数は 2 本であるから、作業全体の起因事象発生頻度は、 [] となる。

d. CUW ブローの発生頻度

炉水位低下作業において、CUW ブローにより目標水位まで水位を低下した後、CUW ブロー弁の閉め忘れによる冷却材流出を想定している。運転員の弁操作忘れ及び管理者の弁操作チェック失敗の重畳により発生するため、人間信頼性解析を用いて [] と評価される。

起因事象として選定される CUW ブローは燃料交換後の原子炉水の排水の 1 回のみであるため、CUW ブロー時の冷却材流出の発生頻度は、 []

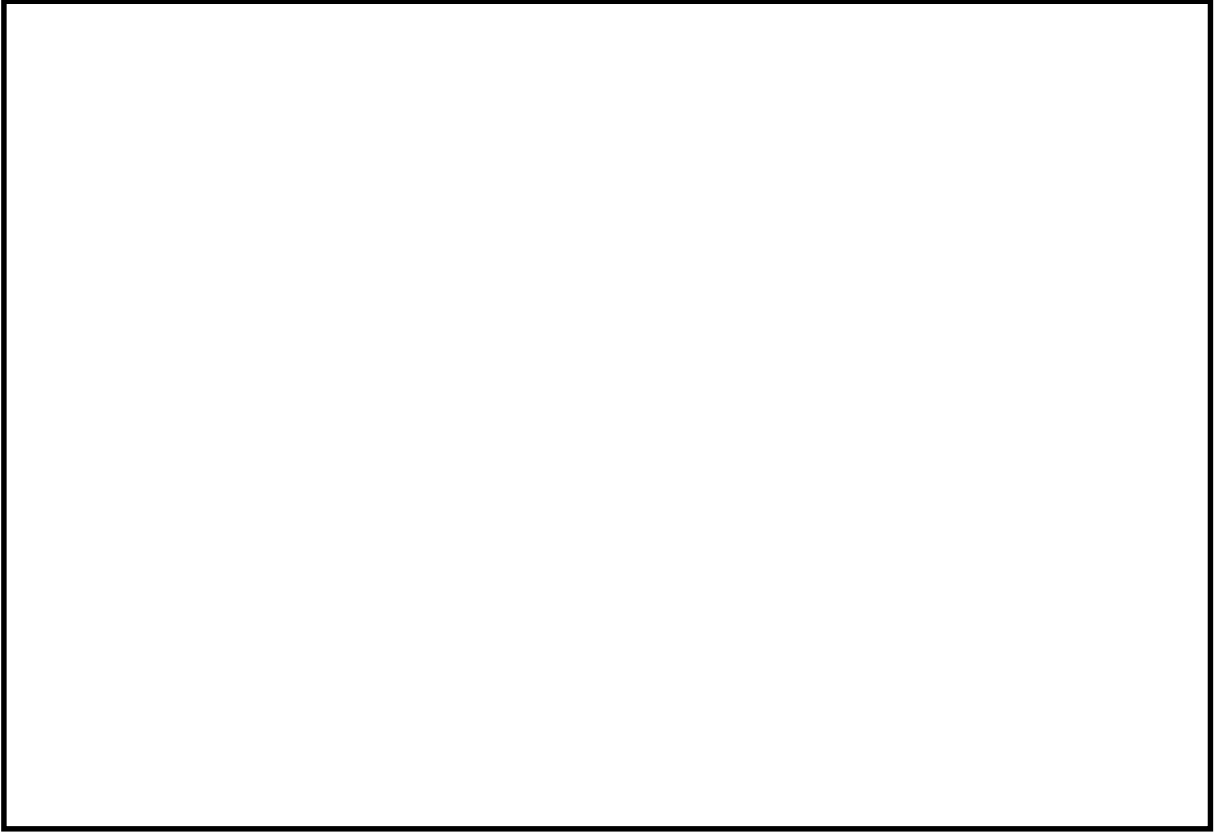


図1 CRD点検（交換）時冷却材流出を評価するためのイベントツリー

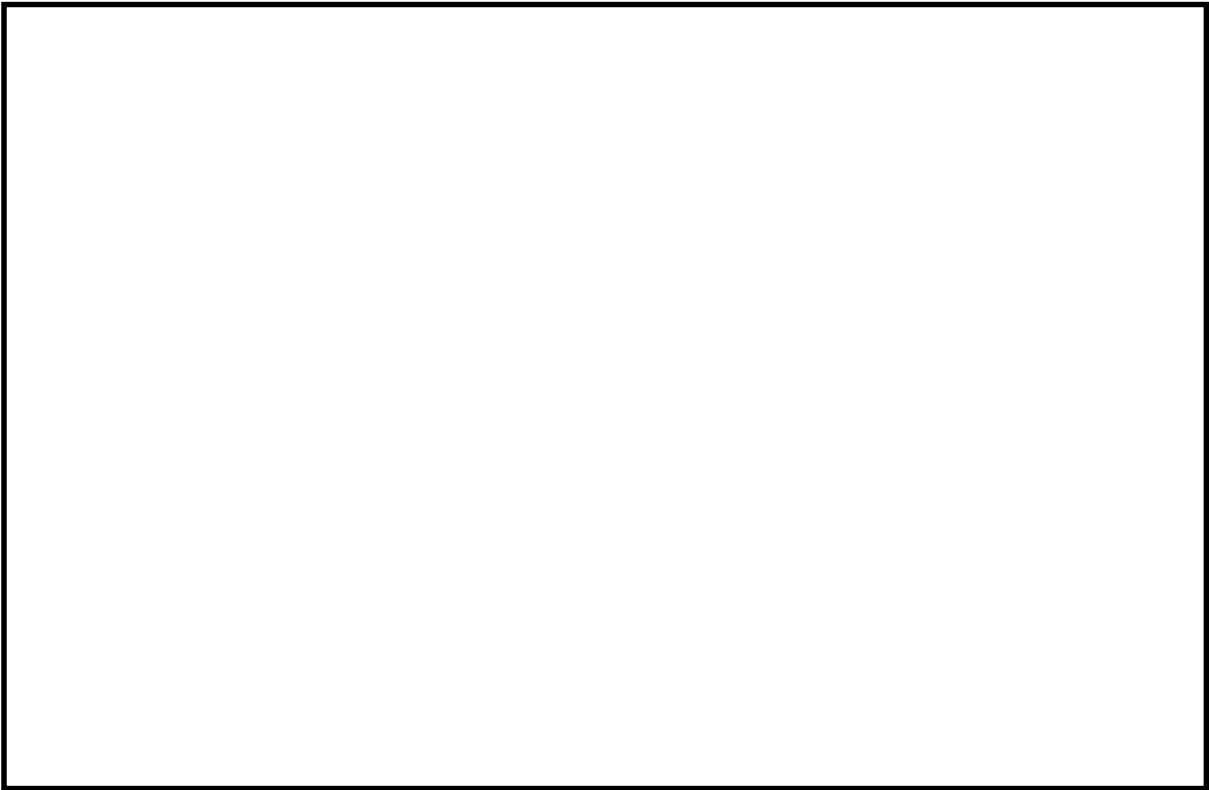


図2 LPRM点検（交換）時冷却材流出を評価するためのイベントツリー

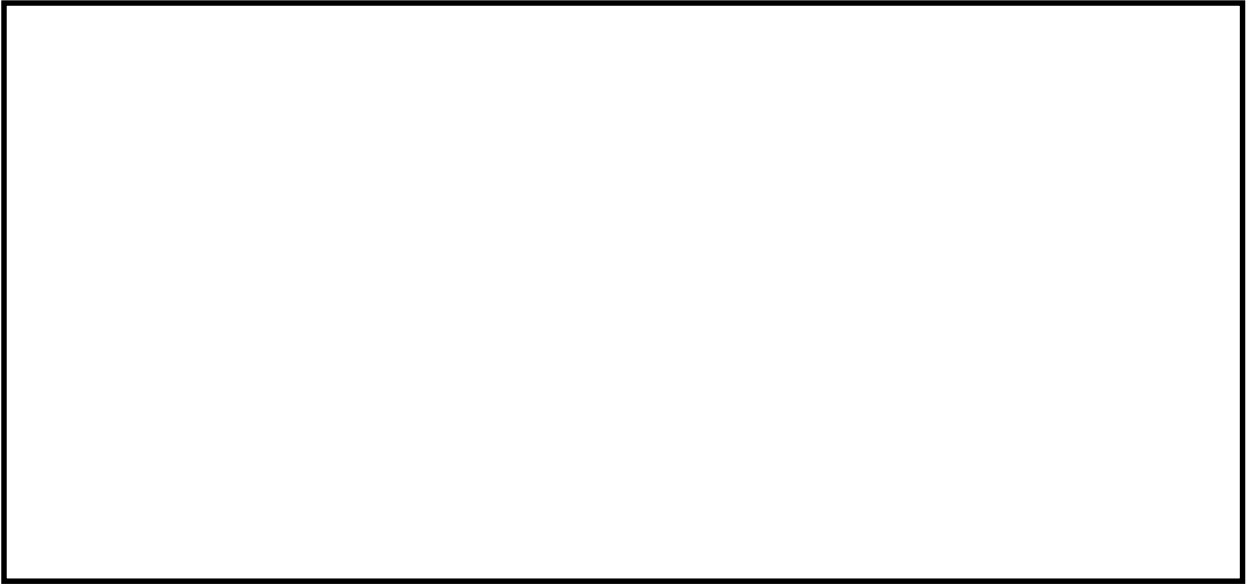


図 3 RIP 点検時冷却材流出を評価するためのイベントツリー

燃料損傷防止の成功に必要な安全機能について

停止時レベル 1 P R Aにおいて炉心損傷防止のために必要な緩和機能は下の 2つを設定しており、それらに必要なフロントライン系 (ECCS, MUWC 等) やサポート系 (電源設備, 原子炉補機冷却系等) を設定している。

- ・除熱機能または原子炉注水機能 (崩壊熱除去機能喪失及び外部電源喪失時)
- ・原子炉注水機能 (一次冷却材バウンダリ機能喪失時)

この時, 注水等の機能維持に必要な機能であるが, 評価モデルする対象としない原子炉減圧及び原子炉格納容器除熱機能について, その取り扱いの考え方を整理した。

1. 原子炉の減圧機能

POS S,A,C1,C2,D において原子炉が未開放の状態であり, 崩壊熱除去機能が喪失した場合の冷却材の沸騰や原子炉圧力容器 (以下 RPV という) 漏えい試験時の CRD による加圧時には, 停止時であっても原子炉の圧力は上昇する。これらの場合においては原子炉の低圧維持と注水系による注水が必要となるため, 減圧を実施する必要がある。ただし, 下の整理により成功基準の設定は不要としている。

- ・ RPV 漏えい試験 (POS C2 の期間内)

漏えい試験は RPV トップベント弁や SRV を閉鎖し, CRD 等により注水することで RPV を約 8 MPa 程度まで上昇させ, 漏えいの有無を確認するものである。仮に試験実施中に崩壊熱除去機能の喪失や全交流動力電源の喪失が発生した場合はトップベント弁の開放や SRV の開放, MSIV の強制開等の手段で RPV を減圧する必要がある。

しかし漏えい試験に伴い, 原子炉水位は十分高く維持させているため, 試験前お状態と比べて時間余裕^{*1}は長くなり, これらの減圧操作の成功は十分期待できる。

以上より, 本評価では試験実施時間の長さや時間余裕, 減圧手段を考慮して試験前の状態で POSC2 を代表としている。

※1 漏えい試験では保有水量が多く, 崩壊熱除去機能が喪失し沸騰開始後大気圧下の POS C2 の崩壊熱相当の冷却材の喪失が発生しても事象発生から 2 日以上の余裕がある

- ・ RPV 未開放時の冷却材沸騰による加圧 (POS S,A,C1,C2,D)

原子炉圧力容器未開放状態において崩壊熱除去機能の喪失や全交流動力電源の喪失が発生した場合, 徐々に原子炉内の圧力が上昇するため, いずれは減圧が必要となる。

ただし, 崩壊熱が大きな原子炉停止後初期 (POS S,A) においては, SRV や MSIV などが機能維持されており, これらを用いた減圧が可能である。また, 崩壊熱が小さな定期検査時後半 (POS C1,C2,D) においては原子炉圧力容器のトップベント弁等より蒸気を格納容器へと逃がすことができるため, この減圧機能により低圧の維持は可能である。

そのため, 本評価においてはこれらの減圧機能が十分信頼性が高いこと及び時間余裕が十分にあることを持って評価不要としている^{*2}。

※2 SRV 1 弁あたりの開失敗確率(デマンド)(2.7×10^{-4} , EF=13)であり, 柏崎刈羽原子力発電所 6/7 号機では S/R 弁が 18 弁あるため, 十分信頼性は高い。

2. 原子炉格納容器除熱機能

「1. 原子炉の減圧機能」で示した原子炉減圧が必要なプラント状態において、SRV開放等により原子炉圧力を低下させた際、崩壊熱の熱量は原子炉格納容器へと移行する。この時、原子炉格納容器は徐々に圧力が上昇するが、十分時間余裕があり、また格納容器ベント等を用いることで圧力を低下させることが可能であるため、成功基準の設定は不要としている^{※3}。

※3 「添付資料 5.1.5 プラント停止中における崩壊熱除去機能喪失時の格納容器の影響について」にて示すとおり、炉心損傷前ベントの基準となる1Pdに到達する時間は約33時間程度と崩壊熱除去機能復旧の時間余裕は充分確保される。なお、停止中の場合パーソナルエアロック等開放により格納容器が開放されている場合も考えられるが、パーソナルエアロック等を速やかに閉止することで未開放時と同様の操作となる。また、原子炉圧力容器を開放している場合は原子炉内から放出された熱量は蒸気に伴い原子炉建屋内に放出され、原子炉建屋壁面への吸熱、または環境へ放熱されるが、この場合は崩壊熱量がさらに低下していること、原子炉ウエルが水張りされているなど冷却材の量が増加していることから事象進展はより緩慢となる。

燃料プールの水位低下に伴うプール付近の線量率上昇と接近作業について

本 PRA 評価における燃料の損傷防止策の一つとして、運転員が直接現場（燃料プール付近）に赴き、消火栓や給水栓からホースを用いて注水を行う作業がある。水位の低下に伴い使用済燃料に対する遮蔽効果が低減すると、燃料プール付近の線量率が上昇し、運転員の操作の妨げになるおそれがあるが、評価で用いている余裕時間ではこのような影響は考慮せず、までとなっている。そこで、これらの影響を考慮した場合について検討した。

この期間における冷却材流出事象は「3.1.2.c① (3) a.余裕時間」で示すように作業員や運転員による認知が容易であり、現場作業の線量率が厳しくなるまで認知に失敗することは考え難い。そこで崩壊熱除去機能が喪失した場合について、最も時間余裕が厳しくなる POS B1 と、保有水量が厳しくなる POS B3 について検討を行い、その結果を表にまとめた。表より、d. 現場の線量率上昇を考慮した場合の余裕時間 (a.+b.+c. - 作業準備時間) は 40 時間以上期待でき、評価結果に影響しないことが確認された。

表. 余裕時間の評価に用いる条件

評価条件とプラント状態	POS B1	POS B3
崩壊熱 [MWt]	14.4	7.6
温度上昇を考慮する保有水量[m3]	3,245	1,687
燃料有効長頂部付近までの水位低下に考慮する保有水の蒸発量[m3]	2,699	1,571
a. 短期余裕時間[hour]*1	<input type="text"/>	<input type="text"/>
b. 65℃から100℃になるまでの時間[hour]	8.7	8.6
c. 沸騰開始から現場の線量率が 1.0×10^1 mSv/hになるまでの時間	29	36
d 燃料プール付近で接近作業が可能な時間[hour]*2	40以上*3	40以上*3
長期余裕時間[hour]*4	<input type="text"/>	<input type="text"/>
診断失敗の評価に用いる時間[hour]	<input type="text"/>	<input type="text"/>

*1 保有水が保安規定の「制限温度」65℃に到達する時間

*2 燃料プール接近作業の余裕時間(1×10^1 mSv/hまで線量率の上昇)

*3 注水に掛かる作業時間を考慮した時間

*4 炉心損傷するまでの時間

- a. 短期余裕時間（燃料プールの保有水量が保安規定の制限温度 65℃になるまでの時間）

温度上昇の評価に用いる保有水量に変更はないことから、従来評価と同様の となる。

b. 燃料プール水温度が 65℃から 100℃になるまでの時間

POS B1 における炉心燃料と使用済燃料の崩壊熱の総量は 14.4MWt であるため、下の式より保有水が 65℃から 100℃になり沸騰するまでの時間は約 8.7 時間となる。同様に下の式を用い、POS B3 における炉心燃料と使用済燃料の崩壊熱の総量は 7.6MWt であるため、保有水が 65℃から 100℃になり沸騰するまでの時間は約 8.6 時間となる。

沸騰までの時間[h] =

$$\frac{(100[^\circ\text{C}]-65[^\circ\text{C}])\times\text{プール保有水の比熱}[\text{kJ}/\text{kg}/^\circ\text{C}]\times(\text{燃料プールの保有水}[\text{m}^3]\times\text{プール保有水密度}[\text{kg}/\text{m}^3])}{\text{使用済燃料の崩壊熱}[\text{MWt}]\times 10^3 \times 3600}$$

プール保有水の比熱(最小となる 65℃の値) : 4.185[kJ/kg/°C]

燃料プールの保有水 : 3245[m3] (POS B1 プールゲート閉鎖時)

1687[m3] (POS B3 プールゲート閉鎖時)

プール保有水密度(最小となる 100℃の値) : 958[kg/m3]

c. 沸騰開始から現場の線量率が $1.0\times 10^1\text{mSv/h}$ になるまでの時間

「設置許可申請書添付書類十 4.5 使用済燃料プールにおける燃料損傷防止対策の有効性評価」(図参照)にも示すように燃料プールの水位が 2m 程度低下すると線量率は $1.0\times 10^1\text{mSv/h}$ 程度となる。仮にこちらの水位を現場作業が可能な最低水位とすると沸騰後にこの水位まで低下する時間は POS B1 では約 29 時間、POS B3 では約 36 時間である*。

*時間の算出には下の式で求めた水位の低下速度を用いた。

POS B1 における崩壊熱相当の冷却材の蒸発量は下の式より約 24.0m³/h となり、プールと原子炉ウエルの表面積の和は約 350m² であるため、水位の低下速度は 0.069m/h 程度となる。

同様に下の式を用い、POS B3 における崩壊熱相当の冷却材の蒸発量は約 12.7m³/h となり、プールの表面積は約 230m² であるため、水位の低下速度は 0.056m/h 程度となる。

$$\text{沸騰による蒸発量}[\text{m}^3] = \frac{\text{使用済燃料の崩壊熱}[\text{MWt}]\times 10^3 \times 3600}{\text{プール保有水密度}[\text{kg}/\text{m}^3]\times\text{蒸発潜熱}[\text{kJ}/\text{kg}]}$$

蒸発潜熱: 2256.47[kJ/kg]

d. 注水作業の時間を考慮した余裕時間

注水操作を実施するための作業準備時間が 1 時間であった場合でも、余裕時間は POS B1, B3 とともに 40 時間を超過する。

現場作業を伴う注水作業の余裕時間[h]

$$= \text{短期余裕時間} + \text{沸騰までの時間} + 2\text{mまで水位が低下する時間} - \text{作業準備の時間}$$

e. 診断失敗の確率

崩壊熱除去機能が喪失した場合、

現場操作の余裕時間は現場の線量率上昇を考慮しない場合の評価では POS B1 の長期余裕時間が POS B3 が を使用しており、現場の線量率上昇を考慮すると余裕時間が短くなるが、以上より、現場の線量

率上昇を考慮した場合においても評価結果に影響しない。

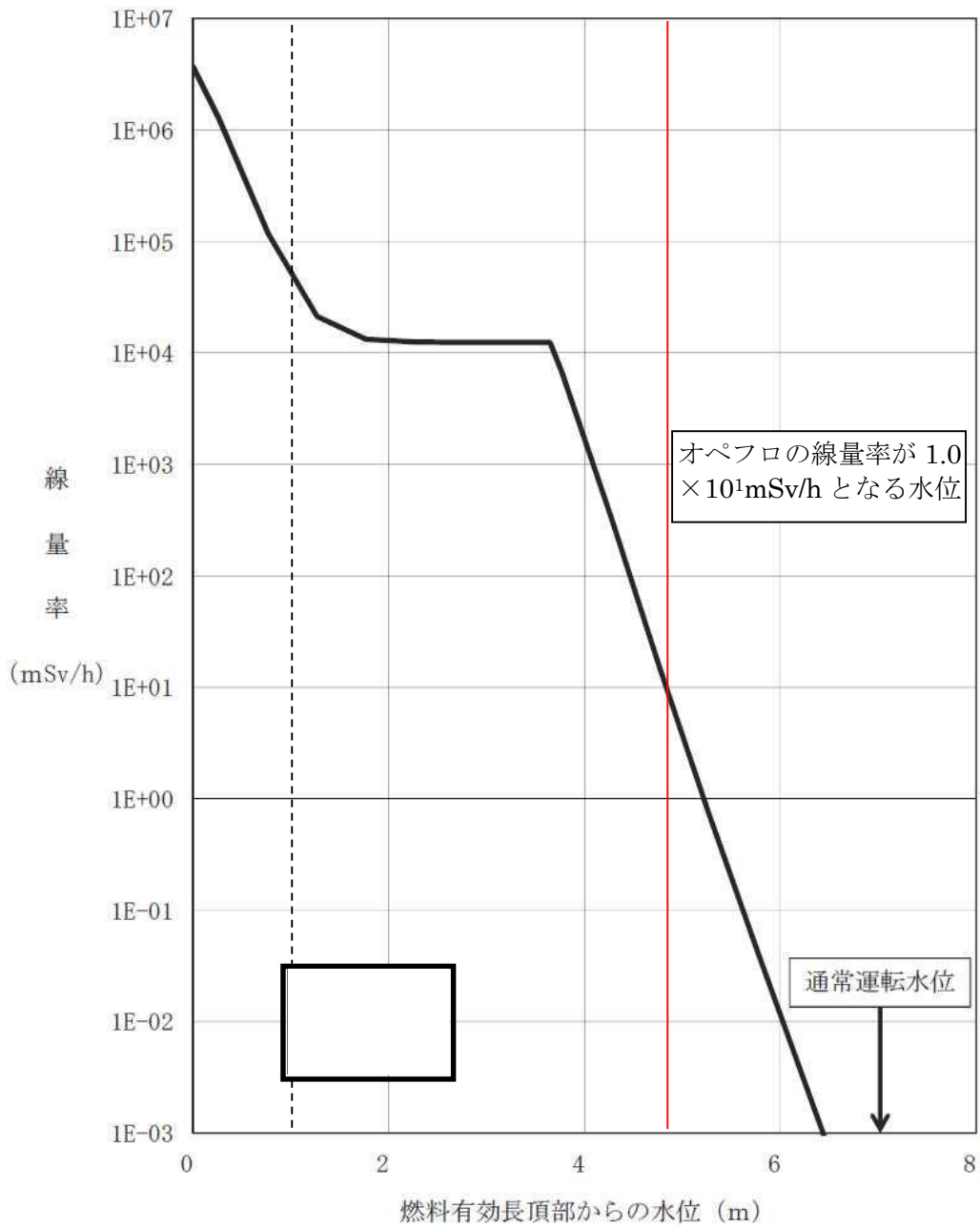


図. 燃料プール水位と線量率

冷却材流出事象の流出量及び余裕時間の算出方法について

3.1.2.c.(3)で示す冷却材流出時事象(CUW ブロー)が発生した場合の余裕時間は保有水量と冷却材流出量の関係より算出される。

なお, CRD 点検(交換), LPRM 点検(交換), RIP 点検時が発生した場合, 下の表に示すように炉心損傷まで十分時間があり, 作業員や運転員が認知に失敗することは考え難いため, 不要とした。

a. CRD 点検時の冷却材流出量

--

b. LPRM 点検時の冷却材流出量

--

c. RIP 点検時の冷却材流出量

--

d. CUW ブロー時の冷却材流出量

--

表. 冷却材流出事象が発生した場合の余裕時間

冷却材流出事象	CRD点検	LPRM点検	RIP点検	CUWブロー
POS	B2			C1
炉心損傷に至る流出量(m3)	2699			173
冷却材流出量(m3/h)				
余裕時間				

柏崎刈羽原子力発電所 6,7 号機
内の事象停止時レベル 1PRA イベントツリー

目 次

○ 崩壊熱除去機能喪失_フロントライン_NWL(POS-S,A,C1,C2,D)·····	図 1-1
○ 崩壊熱除去機能喪失_フロントライン_NWL(POS-B1,B2,B4)·····	図 1-2
○ 崩壊熱除去機能喪失_フロントライン_NWL(POS-B3)·····	図 1-3
○ 崩壊熱除去機能喪失_補機冷却系_NWL(POS-S,A,C1,C2,D)·····	図 2-1
○ 崩壊熱除去機能喪失_補機冷却系_NWL(POS-B1,B2,B4)·····	図 2-2
○ 崩壊熱除去機能喪失_補機冷却系_NWL(POS-B3)·····	図 2-3
○ 外部電源喪失_NWL(LOP1)(POS-S,A,C1,C2,D)·····	図 3-1
・ 外部電源喪失_NWL(TE1)(POS-S,A,C1,C2,D)·····	図 3-2
・ 外部電源喪失_NWL(TE2)(POS-S,A,C1,C2,D)·····	図 3-3
・ 外部電源喪失_NWL(TE8)(POS-S,A,C1,C2,D)·····	図 3-4
○ 外部電源喪失_ウエル満水,(LOP1)(POS-B1,B2,B4)·····	図 4-1
・ 外部電源喪失_ウエル満水,(TE1)(POS-B1,B2,B4)·····	図 4-2
・ 外部電源喪失_ウエル満水,(TE2)(POS-B1,B2,B4)·····	図 4-3
・ 外部電源喪失_ウエル満水,(TE8)(POS-B1,B2,B4)·····	図 4-4
・ 外部電源喪失_ウエル満水,(TE9)(POS-B1,B2,B4)·····	図 4-5
○ 外部電源喪失_ウエル満水,PG 閉,(LOP1)(POS-B3)·····	図 5-1
・ 外部電源喪失_ウエル満水,PG 閉,(TE1)(POS-B3)·····	図 5-2
・ 外部電源喪失_ウエル満水,PG 閉,(TE2)(POS-B3)·····	図 5-3
・ 外部電源喪失_ウエル満水,PG 閉,(TE8)(POS-B3)·····	図 5-4
・ 外部電源喪失_ウエル満水,PG 閉,(TE9)(POS-B3)·····	図 5-5
○ RIP 点検·····	図 6-1
○ CRD 点検·····	図 7-1
○ LPRM 点検·····	図 8-1
○ CUW ブロー·····	図 9-1

崩壊熱除去機能喪失(RHR/代替除熱フロントライン)	短時間診断	RHR-A	RHR-B	RHR-C	CUW	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	注水系復旧	消火ポンプ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
																	1	-	
																	2	-	
																	3	-	
																	4	-	
																	5	-	
																	6	-	
																	7	-	
																	8	-	
																	9	-	
																	10	-	
																	11	-	
																	12	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																	13	-	
																	14	-	
																	15	-	
																	16	-	
																	17	-	
																	18	-	
																	19	-	
																	20	-	
																	21	-	
																	22	-	
																	23	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失

図1-1 崩壊熱除去機能喪失_フロントライン_NWL(POS-S,A,C1,C2,D)

崩壊熱除去機能喪失 (RHR/代替除熱フロントライン)	短時間診断	RHR-A	RHR-B	RHR-C	FPC, CUW	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	注水系復旧	消火ポンプ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
																	1	-	
																	2	-	
																	3	-	
																	4	-	
																	5	-	
																	6	-	
																	7	-	
																	8	-	
																	9	-	
																	10	-	
																	11	-	
																	12	-	
																	13	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																	14	-	
																	15	-	
																	16	-	
																	17	-	
																	18	-	
																	19	-	
																	20	-	
																	21	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失

図1-2 崩壊熱除去機能喪失_フロントライン_NWL(POS-B1,B2,B4)

崩壊熱除去機能喪失 (RHR/代替除熱フロントライン)	短時間診断	RHR-A	RHR-B	RHR-C	FPC	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	注水系復旧	消火ポンプ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
																	1	-	
																	2	-	
																	3	-	
																	4	-	
																	5	-	
																	6	-	
																	7	-	
																	8	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																	9	-	
																	10	-	
																	11	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失

図1-3 崩壊熱除去機能喪失_フロントライン_NWL(POS-B3)

崩壊熱除去機能喪失(補機冷却系)	短時間診断	RHR-A	RHR-B	RHR-C	CUW	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	注水系復旧	消火ポンプ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
																	1	-	
																	2	-	
																	3	-	
																	4	-	
																	5	-	
																	6	-	
																	7	-	
																	8	-	
																	9	-	
																	10	-	
																	11	-	
																	12	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																	13	-	
																	14	-	
																	15	-	
																	16	-	
																	17	-	
																	18	-	
																	19	-	
																	20	-	
																	21	-	
																	22	-	
																	23	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失

図2-1 崩壊熱除去機能喪失_補機冷却系_NWL(POS-S,A,C1,C2,D)

崩壊熱除去機能喪失(補機冷却系)	短時間診断	RHR-A	RHR-B	RHR-C	FPC, CUW	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	注水系復旧	消火ポンプ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
																	1	-	
																	2	-	
																	3	-	
																	4	-	
																	5	-	
																	6	-	
																	7	-	
																	8	-	
																	9	-	
																	10	-	
																	11	-	
																	12	-	
																	13	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																	14	-	
																	15	-	
																	16	-	
																	17	-	
																	18	-	
																	19	-	
																	20	-	
																	21	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失

図2-2 崩壊熱除去機能喪失_補機冷却系_NWL(POS-B1,B2,B4)

崩壊熱除去機能喪失(補機冷却系)	短時間診断	RHR-A	RHR-B	RHR-C	FPC	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	注水系復旧	消火ポンプ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
																	1	-	
																	2	-	
																	3	-	
																	4	-	
																	5	-	
																	6	-	
																	7	-	
																	8	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																	9	-	
																	10	-	
																	11	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失

図2-3 崩壊熱除去機能喪失_補機冷却系_NWL(POS-B3)

外部電源喪失	直流電源	DG-A 起動	DG-B 起動	DG-C 起動	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
	1-24	TE1へ	全交流電源喪失				
	25-72	TE2へ					
	73-120	TE3へ					
	121-168	TE4へ					
	169-216	TE5へ					
	217-264	TE6へ					
	265-312	TE7へ					
	313-358	TE8へ					
	359	燃料損傷					

図3-1 外部電源喪失_NWL(LOP1)(POS-S,A,C1,C2,D)

DG全台 起動成功 (TE1)	外電復旧	RHR-A	RHR-B	RHR-C	CUW	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	注水系復 旧	消火ポン プ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
																	1	-	
																	2	-	
																	3	-	
																	4	-	
																	5	-	
																	6	-	
																	7	-	
																	8	-	
																	9	-	
																	10	-	
																	11	-	
																	12	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																	13	-	
																	14	-	
																	15	-	
																	16	-	
																	17	-	
																	18	-	
																	19	-	
																	20	-	
																	21	-	
																	22	-	
																	23	-	
																	24	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失

図3-2 外部電源喪失_NWL(TE1)(POS-S,A,C1,C2,D)

DG1~2台 起動成功 (TE2~7)	外電復旧	高圧電源 融通	DG復旧 (1台)	RHR-A	RHR-B	RHR-C	CUW	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	注水系復 旧	消火ポン プ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
																			25	-	
																			26	-	
																			27	-	
																			28	-	
																			29	-	
																			30	-	
																			31	-	
																			32	-	
																			33	-	
																			34	-	
																			35	-	
																			36	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																			37	-	
																			38	-	
																			39	-	
																			40	-	
																			41	-	
																			42	-	
																			43	-	
																			44	-	
																			45	-	
																			46	-	
																			47	-	
																			48	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																			49	-	
																			50	-	
																			51	-	
																			52	-	
																			53	-	
																			54	-	
																			55	-	
																			56	-	
																			57	-	
																			58	-	
																			59	-	
																			60	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																			61	-	
																			62	-	
																			63	-	
																			64	-	
																			65	-	
																			66	-	
																			67	-	
																			68	-	
																			69	-	
																			70	-	
																			71	-	
																			72	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失

※ TE3~7はTE2と同様

図3-3 外部電源喪失_NWL(TE2)(POS-S,A,C1,C2,D)

DG-A, B 及びC 起 動 失 敗 (TE8)	外電復旧 (短期)	外電復旧 (長期)	高圧電源 融通	DG復旧 (1台)	GTG, 緊急用 M/C, 電源車	RHR-A	RHR-B	RHR-C	CUW	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	注水系復 旧	消火ポン プ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ		
																						313	-		
																							314	-	
																							315	-	
																							316	-	
																							317	-	
																							318	-	
																							319	-	
																							320	-	
																							321	-	
																							322	-	
																							323	-	
																							324	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																							325	-	
																							326	-	
																							327	-	
																							328	-	
																							329	-	
																							330	-	
																							331	-	
																							332	-	
																							333	-	
																							334	-	
																							335	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																							336	-	
																							337	-	
																							338	-	
																							339	-	
																							340	-	
																							341	-	
																							342	-	
																							343	-	
																							344	-	
																							345	-	
																							346	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																							347	-	
																							348	-	
																							349	-	
																							350	-	
																							351	-	
																							352	-	
																							353	-	
																							354	-	
																							355	-	
																							356	-	
																							357	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																							358	燃料損傷	全交流電源喪失

図3-4 外部電源喪失_NWL(TE8)(POS-S,A,C1,C2,D)

外部電源 喪失	直流電源	DG-A 起動	DG-B 起動	DG-C 起動	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
					1-26	TE1へ	
					27-78	TE2へ	
					79-130	TE3へ	
					131-182	TE4へ	
					183-234	TE5へ	
					235-286	TE6へ	
					287-338	TE7へ	
					339-376	TE8へ	
					377-378	TE9へ	

図4-1 外部電源喪失_ウエル満水,(LOP1)(POS-B1,B2,B4)

DG全台 起動成功 (TE1)	外電復旧	RHR-A	RHR-B	RHR-C	FPC. CUW	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	注水系復 旧	消火ポン プ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
																	1	-	
																	2	-	
																	3	-	
																	4	-	
																	5	-	
																	6	-	
																	7	-	
																	8	-	
																	9	-	
																	10	-	
																	11	-	
																	12	-	
																	13	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																	14	-	
																	15	-	
																	16	-	
																	17	-	
																	18	-	
																	19	-	
																	20	-	
																	21	-	
																	22	-	
																	23	-	
																	24	-	
																	25	-	
																	26	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失

図4-2 外部電源喪失_ウェル満水,(TE1)(POS-B1,B2,B4)

DG1~2台 起動成功 (TE2~7)	外電復旧	高圧電源 融通	DG復旧 (1台)	RHR-A	RHR-B	RHR-C	FPC. CUW	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	注水系復 旧	消火ポン プ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
																			27	-	
																			28	-	
																			29	-	
																			30	-	
																			31	-	
																			32	-	
																			33	-	
																			34	-	
																			35	-	
																			36	-	
																			37	-	
																			38	-	
																			39	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																			40	-	
																			41	-	
																			42	-	
																			43	-	
																			44	-	
																			45	-	
																			46	-	
																			47	-	
																			48	-	
																			49	-	
																			50	-	
																			51	-	
																			52	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																			53	-	
																			54	-	
																			55	-	
																			56	-	
																			57	-	
																			58	-	
																			59	-	
																			60	-	
																			61	-	
																			62	-	
																			63	-	
																			64	-	
																			65	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																			66	-	
																			67	-	
																			68	-	
																			69	-	
																			70	-	
																			71	-	
																			72	-	
																			73	-	
																			74	-	
																			75	-	
																			76	-	
																			77	-	
																			78	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失

※ TE3~7はTE2と同様

図4-3 外部電源喪失_ウエル満水,(TE2)(POS-B1,B2,B4)

DG-A, B 及びC起 動失敗 (TE8)	外電復旧 (短期)	外電復旧 (長期)	高圧電源 融通	DG復旧 (1台)	GTG, 緊急用 M/C, 電源車	RHR-A	RHR-B	RHR-C	FPC, CUW	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	注水系復 旧	消火ポン プ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ		
																						339	-		
																							340	-	
																							341	-	
																							342	-	
																							343	-	
																							344	-	
																							345	-	
																							346	-	
																							347	-	
																							348	-	
																							349	-	
																							350	-	
																							351	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																							352	-	
																							353	-	
																							354	-	
																							355	-	
																							356	-	
																							357	-	
																							358	-	
																							359	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																							360	-	
																							361	-	
																							362	-	
																							363	-	
																							364	-	
																							365	-	
																							366	-	
																							367	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																							368	-	
																							369	-	
																							370	-	
																							371	-	
																							372	-	
																							373	-	
																							374	-	
																							375	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																							376	燃料損傷	全交流電源喪失

図4-4 外部電源喪失_ウエル満水,(TE8)(POS-B1,B2,B4)

直流電源 確保失敗 (TE9)	低圧電源 融通(短期)	DG起動 (短期)	低圧電源 融通(長期)	外電復旧 (長期)	DG起動 (長期)	GTG 緊急用 M/C 電源車	RHR-A	RHR-B	RHR-C	CUW	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	注水系統 旧	消火ポン プ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
																						377 378	燃料損傷	全交流電源喪失

図4-5 外部電源喪失_ウエル満水,(TE9)(POS-B1,B2,B4)

外部電源 喪失	直流電源	DG-A 起動	DG-B 起動	DG-C 起動	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
					1-16	TE1へ	
					17-48	TE2へ	
					49-80	TE3へ	
					81-112	TE4へ	
					113-144	TE5へ	
					145-176	TE6へ	
					177-208	TE7へ	
					209-227	TE8へ	
					228-229	TE9へ	

図5-1 外部電源喪失_ウエル満水,PG閉,(LOP1)(POS-B3)

DG全 台 起 動 成 功 (TE1)	外電復旧	RHR-A	RHR-B	RHR-C	FPC	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	注水系復旧	消火ポンプ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
																	1	-	
																	2	-	
																	3	-	
																	4	-	
																	5	-	
																	6	-	
																	7	-	
																	8	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																	9	-	
																	10	-	
																	11	-	
																	12	-	
																	13	-	
																	14	-	
																	15	-	
																	16	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失

図5-2 外部電源喪失_ウェル満水,PG閉,(TE1)(POS-B3)

DG1~2台 起動成功 (TE2~7)	外電復旧	高圧電源 融通	DG復旧 (1台)	RHR-A	RHR-B	RHR-C	FPC	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	注水系復 旧	消火ポン プ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
																			17	-	
																			18	-	
																			19	-	
																			20	-	
																			21	-	
																			22	-	
																			23	-	
																			24	燃料損傷	前壊熱除去機能喪失
																			25	-	
																			26	-	
																			27	-	
																			28	-	
																			29	-	
																			30	-	
																			31	-	
																			32	燃料損傷	前壊熱除去機能喪失
																			33	-	
																			34	-	
																			35	-	
																			36	-	
																			37	-	
																			38	-	
																			39	-	
																			40	燃料損傷	前壊熱除去機能喪失
																			41	-	
																			42	-	
																			43	-	
																			44	-	
																			45	-	
																			46	-	
																			47	-	
																			48	燃料損傷	前壊熱除去機能喪失

※ TE3~7はTE2と同様

図5-3 外部電源喪失_ウェル満水,PG閉,(TE2)(POS-B3)

DG-A, B 及びC起 動失敗 (TE8)	外電復旧 (短期)	外電復旧 (長期)	高圧電源 故障	DG復旧 (1台)	GTG, 緊急用 M/C, 電源車	RHR-A	RHR-B	RHR-C	FPC	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	注水系復 旧	消火ポン プ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ		
																						209	-		
																							210	-	
																							211	-	
																							212	-	
																							213	-	
																							214	-	
																							215	-	
																							216	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																							217	-	
																							218	-	
																							219	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																							220	-	
																							221	-	
																							222	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																							223	-	
																							224	-	
																							225	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																							226	-	
																							227	燃料損傷	全交流電源喪失喪失

図5-4 外部電源喪失_ウエル満水,PG閉,(TE8)(POS-B3)

直流電源 確保失敗 (TE9)	低圧電源 融通(短 期)	DG起動 (短期)	低圧電源 融通(長 期)	外電復旧 (長期)	DG起動 (長期)	GTG 緊急用 M/C 電源喪	RHR-A	RHR-B	RHR-C	CUW	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	注水系復 旧	消火ポン プ	MUWP	消防率	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
																						228		
																						229	燃料損傷	全交流電源喪失

図5-5 外部電源喪失_ウェル満水,PG閉,(TE9)(POS-B3)

冷却材流出(RIP点検時)	水位降下認知	漏洩箇所隔離	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	消火ポンプ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
													1	-	
													2	-	
													3	-	
													4	-	
													5	-	
													6	-	
													7	-	
													8	燃料損傷	原子炉冷却材の流出
													9	-	
													10	-	
													11	-	
													12	-	
													13	-	
													14	-	
													15	-	
													16	燃料損傷	原子炉冷却材の流出
													17	燃料損傷	原子炉冷却材の流出

図6-1 RIP点検

冷却材流出(CRD点検時)	水位降下認知	漏洩箇所隔離	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	消火ポンプ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ	
													1	-		
													2	-		
													3	-		
													4	-		
													5	-		
													6	-		
													7	-		
													8	燃料損傷		原子炉冷却材の流出
													9	-		
													10	-		
													11	-		
													12	-		
													13	-		
													14	-		
													15	-		
													16	燃料損傷		原子炉冷却材の流出
													17	燃料損傷		原子炉冷却材の流出

図7-1 CRD点検

冷却材流出 (LPRM点検時)	水位降下認知	漏洩箇所隔離	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	消火ポンプ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
													1	-	
													2	-	
													3	-	
													4	-	
													5	-	
													6	-	
													7	-	
													8	燃料損傷	原子炉冷却材の流出
													9	-	
													10	-	
													11	-	
													12	-	
													13	-	
													14	-	
													15	-	
													16	燃料損傷	原子炉冷却材の流出
													17	燃料損傷	原子炉冷却材の流出

図8-1 LPRM点検

冷却材流出(CUWブロー)	水位降下認知	漏洩箇所隔離	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	消火ポンプ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
													1	-	
													2	-	
													3	-	
													4	-	
													5	-	
													6	-	
													7	-	
													8	燃料損傷	原子炉冷却材の流出
													9	燃料損傷	原子炉冷却材の流出

図9-1 CUWブロー

停止時 PRA 及び出力運転時 PRA における余裕時間を考慮した診断操作失敗確率の設定について

停止時 PRA において、原子炉ウェル満水時の点検に伴う冷却材流出事象の認知失敗確率はその診断が容易であり認知に失敗することが考え難い*ことから、ほぼ無視出来るものとして分岐確率 を適用している。

停止時 PRA における他の診断操作や出力運転時 PRA における診断操作は余裕時間が比較的長いものも存在するが、必ずしも認知が確実に行われるとは言い難いため、THERP の標準診断曲線を参照して失敗確率を設定している。



停止時 PRA と出力運転時 PRA とのストレスファクタ設定の考え方の違い

停止時の燃料損傷防止策として、緩和設備の中央制御室での手動起動操作、現場の弁の手動操作、現場での注水作業などが考えられる。

を
を設定し
ている。

出力運転時 PRA では“添付資料 3.1.1.g-1 ストレスファクタの適用の考え方とその影響”で示すように事象進展が過酷となる ATWS 時の操作や LOCA 時の診断においては運転員にかかる作業負荷が高くなるため、
を設定している。